

Lettre de mission

Premier Ministre
Commissariat Général du Plan

République Française

Paris, le 26 juin 1998

Le Commissaire

Monsieur,

Les travaux de l'atelier A4 « *Les défis du long terme* » de la Commission *Energie 2010-2020* que vous avez animés ont montré la pertinence d'une approche des politiques énergétiques appuyée sur une analyse du long terme, très au-delà de 2010-2020, à l'échelon d'un siècle.

Vous avez montré la nécessité d'intégrer des risques et des défis globaux, et de prendre en compte l'influence majeure de rythmes caractéristiques de l'activité humaine sur l'intensité de la consommation énergétique. De même, vous avez mis en avant l'importance des questions d'équité et de solidarité dans la construction de systèmes énergétiques au service d'un développement mondial respectueux des problèmes d'environnement.

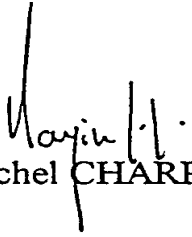
Ces questions n'ont été que partiellement instruites au cours de cette première réflexion stratégique concertée. Il me paraît très important de les approfondir. Votre expérience professionnelle et vos récentes activités, dans le cadre du groupe *Energie 2010-2020* du Commissariat général du Plan, vous désignent pour prendre en charge un tel travail d'approfondissement.

- Lettre de mission -

Ceci me conduit à vous proposer d'animer un réseau piloté par le Commissariat général du Plan, sous la forme d'un « **club** » intitulé « **Les défis du long terme** » et d'en assumer la présidence. Ce club devra assurer la continuité des travaux engagés à l'occasion de la Commission *Energie 2010-2020*, en suivant l'évolution des idées, en mettant sur la place publique les questions-clé de prospective qu'étudieraient ses membres, en présentant des synthèses des travaux engagés et éventuellement en formulant des recommandations.

Il pourrait ainsi constituer un point de rencontre et de concertation des différents acteurs économiques et sociaux intéressés par les questions de prospective liées à l'énergie et à l'environnement global.

En souhaitant vivement que vous acceptiez cette mission, je vous prie d'agréer, Monsieur, l'assurance de ma considération distinguée.


Jean-Michel CHARPIN

Monsieur Benjamin Dessus
Directeur du Programme Ecodev, CNRS
1, rue du Cerf
92195 MEUDON

Sommaire

<i>PENSER L'AVENIR POUR AGIR AUJOURD'HUI.....</i>	<i>15</i>
1. Principaux enseignements issus des différents travaux effectués.....	17
2. Des pistes de travail pou 2001.....	20
3. L'activité des différents groupes de travail en 2000	21

<i>ETUDE N° 1 – CONCEPTS ET NOMENCLATURES NECESSAIRES AUX ETUDES ENERGETIQUES SUR TRES LONGUE PERIODE.....</i>	<i>55</i>
1. Généralités introductives	55
1.1 Objet de l'étude	55
1.2. Méthode.....	56
2. Etat des lieux	56
2.1. Au niveau français.....	57
2.2. Au niveau international	59
3. Les différentes approches	60
3.1. L'optique « énergie ».....	60
3.2. La notion de temps	61
3.3. L'approche marketing	62
4. Conclusion	63
5. Annexes.....	64

**ETUDE N° 2 – QUEL EST LE COUT ENERGETIQUE
DE NOTRE ALIMENTATION ? 77**

1. Introduction	77
2. Les prospectives agricoles et alimentaires mondiales.....	80
2.1. Le <i>World Food Model</i> (WFM) : les prospectives alimentaires de la FAO pour l'horizon 2010	80
2.2. Le modèle alimentaire et démographique de l'IFRI (IMPACT) : des visions pour 2020.....	94
2.3. Les limites biophysiques à la production alimentaire mondiale en 2040.....	98
2.4. D'autres approches complémentaires et contradictoires	100
3. Les systèmes agroalimentaires et leurs consommations d'énergie	101
3.1. L'évolution et la différenciation des systèmes agroalimentaires	102
3.2. Les consommations d'énergie aux différentes étapes des systèmes agroalimentaires	107
4. Les multiples enjeux du programme de recherche.....	134
4.1. Annexe	137
4.2. Bibliographie thématique	143

**ETUDE N° 3 – LES DETERMINANTS DE LA DEMANDE
ENERGETIQUE ET DEVELOPPEMENT..... 147**

1. Problématique.....	147
1.1. Les limites des approches en terme d'élasticité de la consommation d'énergie par rapport au PIB	148
1.2. Evolution des besoins en services consommateurs d'énergie, en fonction des étapes de développement : l'approche de l'atelier A4 « Les défis du long terme » du Plan.....	150
2. Désagréation de la consommation finale d'énergie en fonction des besoins en 1980 et 1990	153
2.1. Evolution de l'activité économique et des consommations d'énergie en France.....	154
2.2. Méthodologie	160
2.3. L'habitat.....	162

2.4.	Le tertiaire	164
2.5.	Les transports	176
2.6.	L'industrie	185
2.7.	L'agriculture.....	211
2.8.	Le bâtiment et les travaux publics (BTP)	212
2.9.	Résultats par besoin.....	215
3.	Conclusion	223

***ETUDE N° 4 – ENERGIE DECENTRALISEE –
HORIZONS 2020-2050..... 225***

1.	Objectifs et méthodologie.....	226
2.	L'environnement en mutation de la production décentralisée	229
2.1.	La nouvelle donne légale.....	229
2.2.	Typologie des technologies recensées dans l'étude.....	234
2.3.	Les nouveaux paradigmes technico-économiques.....	236
2.4.	Du produit vers le service.....	238
3.	Caractérisation des techniques actuelles et futures de production décentralisée	244
3.1.	Coûts projetés et cycle de vie	245
3.2.	L'apprentissage des technologies actuelles	247
3.3.	Des rendements électriques croissants	250
3.4.	D'autres éléments d'évaluation	251
3.5.	Aujourd'hui : les technologies classiques de production.....	252
3.6.	Demain : les technologies de rupture	255
3.7.	Après-demain : des technologies encore plus performantes.....	263
4.	Identification des gisements locaux de valorisation énergétique	267
4.1.	Le potentiel déchets – résidus.....	268
4.2.	Le potentiel de la biomasse	270
4.3.	Le potentiel de la géothermie	271
4.4.	Le potentiel du solaire photovoltaïque	272
4.5.	Le potentiel de substitution du solaire thermique en ECS et en économiseur de chauffage	277

4.6.	Le potentiel éolien.....	279
5.	Calcul du potentiel technico-économique : démarche et résultats.....	281
5.1.	Cadre d'analyse : Evolutions tarifaires de la fourniture énergétique par le réseau.....	282
5.2.	Cadrage de la part potentielle globale de la production non-centralisée.....	287
5.3.	Performance économique de la production non-centralisée.....	290
5.4.	Comparaison des options centralisées-décentralisées	302
5.5.	Estimation des parts de marché des moyens de production décentralisée.....	306
6.	Conclusion	316
7.	Annexes.....	318

ETUDE N° 5 – INFLUENCE DE LA DENSITE D'OCCUPATION DE L'ESPACE SUR LES CONSOMMATIONS D'ENERGIE.....		337
1.	Introduction	337
2.	Données utilisées	338
3.	Méthodologie d'exploitation	338
3.1.	Variable normative retenue.....	339
3.2.	Densité d'occupation de l'espace.....	340
4.	Résultats statistiques	342
4.1.	Habitat croisé avec catégorie socioprofessionnelle (CSP) et type de logement, type de chauffage.....	343
4.2.	Habitat croisé avec revenu, CSP et type de logement.....	351
5.	Influence de la zone de peuplement sur la surface du logement	355
6.	Calcul de la surface moyenne normée en maison et appartement selon la zone d'habitat	358
6.1.	Méthode	358
6.2.	Résultats.....	359

7.	Calcul de l'impact de la densité d'occupation de l'espace sur les consommations d'énergie.....	360
7.1.	Consommations unitaires chauffage à climat normal.....	360
7.2.	Influence de la zone de peuplement sur la température extérieure.....	361
7.3.	Consommations unitaires chauffage par zone	362
8.	Conséquence : effet d'un transfert de ménages d'une zone de peuplement donnée à la zone adjacente plus densément peuplée.....	364
8.1.	Que représente un transfert de 10 % des ménages d'une zone de population vers une autre zone ?.....	364
8.2.	Résultats obtenus.....	365
9.	Autres impacts : le froid et l'éclairage.....	366
10.	Influence de la zone d'habitat sur les consommations d'énergie liées à l'utilisation de services	368
11.	Annexe : schéma de calcul de l'impact de la densité d'occupation de l'espace sur les consommations d'énergie	370
12.	Bibliographie.....	379

***ETUDE N° 6 – EVALUATION DES EMISSIONS DE CO₂ DES FILIERES
ENERGETIQUES CONVENTIONNELLES
ET NON CONVENTIONNELLES
DE PRODUCTION DE CARBURANTS
A PARTIR DE RESSOURCES FOSSILES..... 399***

1.	Introduction	399
2.	Description des filières énergétiques par étapes	400
2.1.	Les huiles non conventionnelles.....	401
2.2.	Les gaz non conventionnels.....	410
2.3.	Les condensats et les liquides de gaz naturel.....	419
2.4.	Offshore profond	427
2.5.	Bilan de l'ensemble des énergies fossiles.....	429
2.6.	Production de carburants à partir des huiles synthétiques ou conventionnelles : le procédé classique de la raffinerie	435

2.7.	Production de carburants de synthèse (les voies GTL)	439
2.8.	Production de carburants à partir du charbon.....	445
3.	Evaluation des consommations d'énergie et des émissions de CO₂ des différentes filières énergétiques de production de carburants « du puits au réservoir », puis « du puits à la roue »	446
3.1.	Présentation de la méthodologie	446
3.2.	Présentation du champ de l'étude	449
3.3.	Principales hypothèses de calcul.....	450
4.	Résultats de l'analyse des chaînes énergétiques « du puits au réservoir ».....	456
5.	Résultats de l'analyse des chaînes énergétiques « du puits à la roue »	468
5.1.	Conclusion	472
6.	Annexes.....	482

ETUDE N° 7 – LA SECURITE ENERGETIQUE 515

PARTIE I – LES GRANDES STRATEGIES DE SECURITE ENERGETIQUE 515

1.	Introduction	515
2.	La sécurité énergétique mondiale vue par le Word Energy Assessment	517
3.	La politique de sécurité énergétique de l'Union européenne.....	531
4.	La communauté des états indépendants (CEI)	544
5.	Les Etats-Unis	559
6.	Des experts s'expriment sur la Chine, le Japon, la sécuritédes approvisionnements en Europe de l'ouest et la géopolitique en mer Caspienne.....	567
7.	Conclusion	595

8.	Références	602
	<i>PARTIE II – LA SECURITE ENERGETIQUE INTERNE.....</i>	<i>604</i>
1.	La (re)découverte de la sécurité interne	604
2.	Les vulnérabilités des réseaux	607
3.	Sécurité interne de l’approvisionnement en électricité	622
3.1.	Le réseau électrique français	622
3.2.	Le bilan et les leçons des tempêtes de décembre 1999.....	629
3.3.	Les vulnérabilités du réseau électrique.....	644
4.	Sécurité interne de l’approvisionnement en hydrocarbures	681
	<i>PARTIE III – SECURITE ENERGETIQUE</i>	
	<i>ET EFFICACITE ENERGETIQUE</i>	<i>705</i>
1.	Introduction	705
2.	La vraie demande : des services requérant de l’énergie	707
3.	Prospective énergétique et potentiels d’efficacité énergétique de la France aux horizons 2020 et 2050	711
4.	Enjeu pour la sécurité énergétique de l’Union européenne de l’efficacité énergétique dans les pays d’Europe centrale et orientale	719
5.	Prospective énergétique et potentiels de l’Union européenne	736
6.	Conclusion	754
7.	Annexes.....	771
7.1.	Annexe 1 – Sur le « taux d’indépendance énergétique » et la façon de la calculer	771
7.2.	Annexe 2 – Synthèse du rapport World Energy Assessment	777
7.3.	Annexe 3 – Synthèse du Livre Vert de la Commission européenne.....	784

ETUDE N° 8 – MATRICE DES INTERACTIONS

EAU – ENERGIE.....	789
1. Introduction	789
2. Diagramme des flux et des couplages d'eau et d'énergie	790
2.1. Etat des lieux : les ressources et les consommations.....	790
2.2. Diagramme des flux et des couplages eau – énergie.....	799
3. Analyse des filières de mobilisation de l'eau et de l'énergie	824
3.1. Energie	824
3.2. Les filières de la mobilisation de l'eau.....	846
3.3. Conclusion de l'analyse par filières	862
4. Problématiques identifiées et perspectives	862
4.1. Eléments de discussion	862
5. Conclusion et perspectives	876
6. Annexes.....	885
COMPOSITION DES GROUPES DE TRAVAIL.....	899

PENSER L'AVENIR POUR AGIR AUJOURD'HUI

Au cours de l'année 2000, le Club Energie, prospective et débats a poursuivi son activité sur le modèle initialement retenu. Des réunions plénières ont regroupé l'ensemble des membres du club pour faire le point d'avancement des divers travaux, écouter des points de vue extérieurs sur des sujets nouveaux et discuter de l'opportunité de nouveaux sujets de réflexion.

Des réunions des six groupes de travail thématiques créés en 1999, à des rythmes différents selon les groupes, ont été tenues à la fois pour :

- définir les cahiers des charges d'études spécifiques à faire réaliser par des bureaux d'études ou des équipes de recherche ;
- choisir les équipes de recherche et d'étude, piloter les études en cours de réalisation, en discuter les conclusions et les prolongements éventuels ;
- accueillir des conférenciers extérieurs susceptibles d'apporter des éclairages nouveaux sur les thèmes à l'étude.

On rappelle ci-dessous les intitulés de chacun des six groupes actifs en 2000.

1 – « *Prospective de la demande de services énergétiques et développement* » animé d'abord par François Moisan et depuis l'automne par Bertrand Chateau

2 – « *Energie, territoires et infrastructures* » animé par Alain Cabanes

3 – « *Valeur normative des risques d'environnement global* » animé par Benjamin Dessus

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

4 – « *Evaluation et gestion des risques d'environnement associés à l'énergie* » animé par Jacques Lochard

5 – « *Les énergies nouvelles et renouvelables* » animé par Philippe Chartier qui a pris la suite de Georges Dupont-Roc au début de l'année 2000.

6 – « *Energie et eau* » animé par Jean Audouze.

Au cours de l'année 2000, le Club s'est réuni deux fois en séance plénière : au cours de sa première séance du 27 avril le Club a en particulier débattu du programme de l'année en cours et entendu un exposé de Patrick Criqui sur ses travaux concernant les marchés de permis d'émission de gaz à effet de serre. Au cours de sa séance du 21 septembre le Club a entendu un exposé de Benjamin Dessus sur l'étude prospective de la filière électrique nucléaire remise par Messieurs Charpin, Dessus et Pellat au Premier Ministre en juillet 2000.etc.

Quant aux groupes de travail, ils totalisent 28 réunions regroupant de 5 à 20 personnes (voir listes en annexe). Chacun des groupes a produit un court rapport de synthèse de son activité qui est repris au chapitre III

Huit études entreprises à l'initiative du Club pour un montant total de 900 KF TTC ont été effectuées au cours de l'année 2000.

Liste des études ¹ terminées en 2000 sous l'égide du Club

1 - Concepts et nomenclatures nécessaires aux études énergétiques sur très longue période, *Nathalie Glot Sanchez, Enerdata*
(groupe 1, financement Commissariat général du Plan, CGP)

2 - Quel est le coût énergétique de notre alimentation ? *Claire Monot, ECODEV*
(groupe 1, financement ECODEV, CNRS)

3 - Les déterminants de la demande énergétique et développement, *Carine Barbier, ECODEV-CIRAD*
(groupe 1, financement ECODEV, CNRS)

(1) Ces études pourront être consultées sur le site du Plan.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

4 - Energie décentralisée - Horizons 2020-2050, Fouzi Benkhelifa et Michel Labrousse, Explicit

(groupe 2, financement CGP)

5 - Influence de la densité d'occupation de l'espace sur les consommations d'énergie, Jean Coiffart, CEREN,

(groupe 2, financement CGP)

6 - Evaluation des émissions de CO₂ des filières énergétiques conventionnelles et non conventionnelles de production de carburants à partir de ressources fossiles, Georgia Plouchart - IFP

(groupe 3, financement CGP)

7 - La sécurité énergétique, Bernard Laponche, Hélène Stéphane - ICE, Yves Marignac, Wise

(groupe 3, financement CGP)

8 - Etude de la matrice des interactions eau-énergie, Xavier Goossens, Jean François Bonnet, Université de Bordeaux

(groupe 6, financement Ecodev, CNRS)

1. Principaux enseignements issus des différents travaux effectués

Les trois études effectuées pour le compte du groupe 1 ont tout d'abord mis en évidence la nécessité de mieux appréhender les déterminants principaux d'évolution de la demande énergétique en dépassant l'analyse habituelle fondée sur une décomposition sectorielle traditionnelle, habitat/tertiaire, industrie, agriculture, transports.

L'étude réalisée par ENERDATA montre l'importance à accorder à des analyses du type style de vie, budget temps, cohortes, pour mieux appréhender en termes prospectifs les déterminants de la consommation d'énergie d'une population. L'étude d'ECODEV « déterminants de la demande énergétique du développement » a mis en évidence une structure inattendue de la consommation d'énergie finale par « besoin » (alimentation, logement, équipement de la personne, santé, éducation, loisirs). On découvre ainsi que derrière le logement, qui mobilise encore 35 % des consommations, l'alimentation contribue à 30 % des consommations, loin devant la culture et les loisirs (16 %), la santé (7 %) ou l'éducation (5 %).

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

L'étude ECODEV-CIRAD concernant la prospective à long terme « coût énergétique de l'alimentation » au niveau mondial a confirmé les résultats obtenus pour la France par Ecodev dans son étude « déterminants de la demande énergétique et développement » : les dépenses énergétiques liées à l'alimentation (cultures, élevage, agro-industrie, transport et conservation des produits alimentaires, cuisson et services de restauration) resteront durablement un poste important, de 25 à 35 % des dépenses d'énergie selon les pays. L'étude a également montré l'influence des modes d'alimentation sur la quantité et la qualité de l'énergie mise en cause.

L'étude nomenclature a tenté un premier recensement des concepts et des catégories utilisées par les différentes disciplines des sciences humaines et sociales (économie, sociologie, anthropologie, histoire et géographie) pour exprimer les besoins principaux du développement des sociétés.

L'étude « Energies décentralisées » d'EXPLICIT a permis un premier chiffrage des possibilités d'alimentation décentralisée d'électricité à horizon de 50 ans sur la base d'une analyse technico-économique des différentes filières électriques en développement et de l'analyse prospective de la demande d'électricité en France (quantités, courbe de charge). L'étude montre que les perspectives d'alimentation décentralisée d'électricité sont importantes à moyen et long terme et qu'elles risquent fortement de remettre en cause la conception actuelle de distribution d'électricité en France, encore principalement fondée sur le recours à une vingtaine de points sources de très grande puissance (plusieurs GWatts) et le recours systématique à un réseau très haute tension pour acheminer le courant vers les différentes régions concernées. Une partie des résultats de cette étude a servi à alimenter les scénarios de la mission « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire » remise au Premier ministre en juillet 2000.

L'étude « densité d'occupation de l'espace et consommation d'énergie » du CEREN a montré les conséquences importantes (hors transport des personnes) de la dispersion de l'habitat sur les consommations d'énergie et permet ainsi de mieux cerner les conséquences de décisions d'urbanisme sur la consommation d'énergie des ménages. Elle met par exemple en relief des différences importantes de consommation d'énergie de chauffage des logements urbains et ruraux : 12,5 MWh/an pour un logement situé dans un pôle urbain (> 200.000 habitants) contre 17,5 MWh/an (40 % de plus) pour un logement rural.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Les deux études engagées par le groupe 3 faisaient suite à deux interrogations issues des travaux effectués en 1999 par le Club énergie prospective et débats.

L'étude « sécurité énergétique » de ICE a apporté de nombreux enseignements sur cette notion, traditionnellement restreinte à l'espace national et à la sécurité d'approvisionnement en combustibles et carburants sur le marché international. En élargissant la notion à celle de la sécurité interne (qui comporte les étapes de transformation transport et distribution des énergies) et en s'intéressant à la consommation de l'énergie, l'étude a montré, à partir d'études de cas, l'importance pour la sécurité énergétique de la sécurité interne et de la maîtrise de l'énergie.

L'étude engagée par l'IFP sur les émissions de carbone des filières conventionnelles et non conventionnelles de production de carburants à partir de sources fossiles « du puits à la roue » montre que la transformation de combustibles fossiles comme le charbon ou les schistes bitumineux en carburants liquides ou en hydrogène, s'accompagne d'émissions de CO₂ nettement supérieures à celles engendrées par le raffinage du brut conventionnel (un rapport 1,5 à 3 selon les filières). Seul le gaz naturel permet d'obtenir ces carburants avec des performances d'émission de CO₂ acceptables. Il est ainsi confirmé que l'usage de ressources non conventionnelles pourtant abondantes sera très probablement limité par les émissions de CO₂.

Le groupe 3 avait enfin prévu de faire une étude sur le problème du contrôle international du volume de déchets nucléaires à haute activité et très longue durée de vie, « Kyoto des déchets nucléaires ». La préparation du cahier des charges de cette étude et la recherche de partenaires ayant pris plus de temps que prévu, cette étude sera très probablement effectuée en 2001.

La dernière étude sur la matrice des interactions eau-énergie, engagée par l'Université de Bordeaux pour le compte du groupe 6 avait en fait un double but :

- un premier de nature technique, l'identification des principaux lieux (aussi bien au sens géographique que physique du terme) de couplages entre les problèmes d'eau et d'énergie, et des ordres de grandeurs impliqués dans ces complexes ;
- un deuxième, de nature plus sociologique, celui de fournir des bases chiffrées de discussion entre les deux communautés aux cultures très distinctes (celle de l'eau et celle de l'énergie) qui composent le groupe 6 « eau-énergie ».

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Globalement le bilan 2000 des études du Club est donc très significatif, aussi bien au niveau des avancées conceptuelles que du chiffrage des enjeux de nouvelles filières de production ou de la mise à plat des conséquences environnementales du développement de nouvelles technologies. Le contenu de chacune de ces études figure en annexe de ce rapport.

2. Des pistes de travail pour 2001

A – La confrontation du travail accompli depuis deux ans dans le cadre du Club à ses objectifs initiaux parmi lesquels on trouvait la volonté d'assurer la continuité des travaux engagés à l'occasion de la Commission « Energie 2010-2020 » a fait prendre conscience à ses membres de l'intérêt qu'il y aurait à engager dès maintenant une réflexion synthétique de scénarisation prospective incluant les avancées méthodologiques et thématiques accumulées au cours de ces différentes études.

L'accélération de l'intégration européenne qui s'est produite depuis trois ans dans le domaine énergie-environnement conduit bien entendu à envisager une scénarisation européenne et non plus française. Les auteurs du rapport « Prospective économique de la filière nucléaire » avaient d'ailleurs pointé cette difficulté au moment de la remise de leur rapport au Premier ministre.

D'autre part l'inertie considérable des grands systèmes énergétiques, comme des grandes infrastructures d'équipement (logement, voies de transport), l'importance que prennent les problèmes d'environnement global dont les échéances de risques se situent dans le long terme, nous conduisent à proposer de nous projeter au moins jusqu'à l'horizon 2050, voire plus loin.

Enfin, l'analyse des scénarios européens existants montre la nécessité d'insister sur la mise en scène, non pas comme c'est actuellement essentiellement le cas, de solutions diversifiées de production énergétique, mais bien plus d'images diversifiées de consommations énergétiques. Ces images sont en effet indispensables, si l'on veut décrire des politiques de maîtrise de l'énergie et de protection de l'environnement alternatives à la seule recherche de solutions plus « propres » de production énergétique. C'est d'autant plus important que l'Union européenne est dans une phase de définition de politiques publiques plus audacieuses dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Enfin les études du Club montrent qu'il n'est peut-être plus pertinent de décrire l'avenir lointain des demandes énergétiques à partir du découpage sectoriel

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

traditionnel (industrie, agriculture, habitat tertiaire, transports), et qu'il serait intéressant d'enrichir cette classification des considérations nouvelles développées au sein du Club.

C'est donc à la définition de scénarios européens contrastés de demande énergétique à l'horizon 2050 que le club compte contribuer à partir de 2001. Pour cela nous envisageons de nous rapprocher de la Commission européenne et de proposer à des équipes européennes de modélisation et de prospective d'engager une réflexion commune sur les outils à mettre en place ou à développer pour mieux prendre en compte les avancées méthodologiques et thématiques les plus récentes du domaine (déterminants de la demande d'énergie, équilibre des précautions, libéralisation des marchés, sécurité et vulnérabilité énergétiques etc.). Parmi ces partenaires, citons le club « Prospective 2100 » animé par Thierry Gaudin, qui compte organiser en 2003 un séminaire international de prospective centré sur les questions de l'énergie et avec lequel nous envisageons de collaborer.

Le pilotage de cette action qui engagera chacun des groupes du club sera confié au groupe I « Prospective de la demande énergétique et développement » dont l'animateur, Bertrand Chateau, est d'ores et déjà engagé dans une réflexion connexe avec la Direction de la Recherche de la Commission européenne.

B – Cet exercice intégrateur des différents travaux des groupes n'exclut évidemment pas la poursuite des réflexions et des études spécifiques à chacun des groupes de travail existants. Les perspectives en sont tracées dans les rapports présentés par chacun des groupes de travail.

3. L'activité des différents groupes de travail en 2000

III-1 - Groupe 1 : Prospective de la demande de services énergétiques et développement

Le groupe « prospective de la demande d'énergie » a poursuivi ses travaux d'une part au travers du suivi des études et recherches lancées en 1999, d'autre part en engageant la réflexion autour de nouveaux axes de recherche concernant par exemple l'impact du développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication ou encore la prévision de l'énergie.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

1 - Etude bibliographique concernant les « **Concepts et nomenclatures nécessaires aux études énergétiques sur très longue période** » conduite par N. Glot-Sanchez sous la direction de B. Chateau, finalisée et discutée au sein du groupe.

Cette étude part du constat selon lequel : pour procéder à des exercices prospectifs de demande énergétique mondiale sur très longue période, il semble nécessaire de parvenir à une compréhension détaillée des liaisons pouvant exister entre le développement et la consommation d'énergie. Ces liaisons pouvant être multiples et de types très variés, l'étude consiste donc en une recherche bibliographique pluridisciplinaire visant à identifier, pour chacune des disciplines, les pistes les plus prometteuses afin d'établir des nomenclatures appropriées.

Les auteurs ont tenu à souligner un certain nombre de frustrations qui leurs sont apparues lors de la réalisation de cette étude, en particulier le fait que la littérature française sur ce thème est très pauvre, voire même inexistante.

Le groupe a par ailleurs consacré une séance à l'audition de Philippe Chantepie (responsable du secteur des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) au Commissariat général du Plan) sur la thématique « les nouvelles technologies de l'information et de la communication et leur impact attendu sur la demande d'énergie ».

Une étude américaine sortie fin 1999 essayait de resituer l'évolution de l'intensité énergétique aux USA dans le contexte du développement de l'économie et identifiait les baisses de consommation d'énergie que l'on pouvait attendre tant au niveau des activités Internet (dématérialisation de la croissance) que dans les secteurs traditionnels où la disponibilité d'information permet des gains de productivité (par exemple diminution des stockages de marchandises et des coûts énergétiques associés).

La discussion a abordé 2 points :

- la faible disponibilité de données pour conduire une évaluation prospective (quel sera l'impact sur les déplacements de personnes, sur les transports de marchandises induits éventuellement sur de plus longues distance ?) ;
- la croissance des consommations d'électricité due aux ordinateurs aux USA (dont l'impact a été ultérieurement évoqué lors de la crise de l'électricité en Californie).

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Des recherches ultérieures seraient certainement souhaitables mais cette thématique est peu abordée en France.

2 - Etude sur le coût énergétique de l'alimentation : « **Quel est le coût énergétique de notre alimentation** », étude menée par C. Monot (CIRAD – Amis Ecopol) et présentée par C. Barbier (CNRS – Ecodev).

Cette pré-étude fait une synthèse, d'une part, des sources disponibles en matières de scénarios mondiaux et de modes de consommation alimentaire et, d'autre part, des travaux existants sur les systèmes agroalimentaires et les consommations d'énergie de l'ensemble de la filière alimentaire.

La méthodologie adoptée à ce stade s'articule autour de quatre idées :

- arriver à construire une base de données permettant de remplir, pour la période actuelle, une matrice énergétique (chiffrée) croisant une dizaine de régions (choisies) du monde et cinq postes de consommation d'énergie de la filière alimentaire ;
- réaliser une analyse de type « top-down » à partir de données énergétiques nationales ; celles-ci seront ensuite désagrégées afin d'isoler les consommations énergétiques de la seule filière alimentaire ;
- élaborer des scénarios différenciés de type normatif à l'horizon 2050, tenant notamment compte des évolutions possibles des différents postes de consommation ;
- parvenir à déterminer des ordres de grandeur sur la part des différents postes de consommation d'énergie dans la filière alimentaire et sur leur évolution potentielle.

Cette étude a fait l'objet d'un sous-groupe de travail qui s'est réuni en mai 2000. Elle a été achevée en juillet 2000.

3 - **Les déterminants de la demande énergétique du développement** (Carine Barbier, CNRS Ecodev)

Cette étude avait pour but de reconstituer les dépenses énergétiques de la France en 1980 et 1990 en désagrégeant la consommation finale d'énergie par « besoin » : alimentation, logement, équipement de la personne, santé, éducation, loisirs-culture. Le bilan n'a pu être que partiellement reconstitué (à 80 % environ, dont une part importante de transports non attribués à un besoin particulier).

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Pour la partie reconstituée l'analyse fait ressortir les points suivants : le logement arrive en tête des consommations d'énergie (40 % en 1980, 35 % en 1990) suivi de l'alimentation qui reste un poste de consommation élevée et plutôt en croissance (28 % en 1980, 30 % en 1990) ; le troisième poste est le poste loisirs-culture qui passe de 14 % en 1980 à 16 % en 1990. Les trois derniers postes (équipement de la personne, santé, éducation) se partagent les 20 % restants. Malgré les incertitudes méthodologiques et les difficultés d'accès aux données qui rendent peu significatives les évolutions constatées, l'étude montre que les postes principaux de consommation d'un pays comme la France restent essentiellement liés au logement et à l'alimentation qui à eux seuls déterminent plus de 65 % des dépenses d'énergie.

Enfin le groupe a auditionné P. Alba (ingénieur conseil) à la suite d'une étude réalisée dans le cadre de l'ENSPM avec O. Rech sur le thème « peut-on améliorer les prévisions énergétiques ? » (étude publiée dans la « Revue de l'Energie »).

Cette étude, ambitieuse, a pour objectif d'évaluer les résultats d'un certain nombre de travaux de prospective énergétique, à long (2020) et très long (2050) termes, disponibles dans la littérature. L'approche développée par les auteurs consiste à privilégier la dynamique des phénomènes. Ils mettent ainsi en évidence un phénomène de ralentissement simultané des croissances démographique, économique et énergétique depuis soixante ans. Par ailleurs, les auteurs soulignent le fait qu'il est indispensable de bien appréhender les dynamiques implicites des modèles de projections sous peine de les voir alimentés par des erreurs de diagnostic dans la prise en compte du passé.

La responsabilité de l'animation du groupe a été confiée pendant le courant de l'année 2000 à Bertrand Chateau, François Moisan ayant demandé à être relevé de cette fonction.

III-2 - Groupe 2 : Energie, territoires, infrastructures`

Le groupe est composé d'une vingtaine de personnes, dont une petite dizaine assidue à la plupart des réunions. Il s'est réuni 4 fois en 2000, dont une fois en commun avec le groupe 5 « Energies renouvelables ».

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Sujets abordés

1 – Les schémas de service énergie

Le groupe a abordé ce thème 2 fois, une fois sur la méthode, l'autre fois sur le contenu.

Cette procédure nouvelle intègre l'énergie dans la réflexion et l'action sur l'aménagement du territoire et légitime une approche territoriale. C'est exactement l'objet des travaux du groupe, ce qui le satisfait.

Les schémas régionaux ont été synthétisés par l'ADEME. Le contenu en est très inégal : Nord Pas de Calais et PACA se signalent par un contenu plus élaboré que les autres. Il apparaît de grandes lacunes dans la connaissance des consommations et des productions d'énergie de chaque région. Il est donc souhaitable de mettre en place une fonction régionale d'observatoire et de prévision. La plupart des contrats de plan Etat-Régions prévoient d'ailleurs la mise en place d'un financement ad hoc.

Le groupe suivra l'évolution de ces schémas, en souhaitant qu'ils soient non seulement des outils de connaissance, mais aussi des outils de mise en cohérence des actions régionales.

2 – L'étude d'Explicit sur le potentiel de production décentralisée, dont le groupe avait obtenu le financement par le Commissariat général du Plan.

L'étude, dont on trouvera le rapport final en annexe, évalue la place des technologies de production décentralisée de petite et moyenne puissance à l'horizon 2020 et 2050. Une liste de technologies a été retenue en tenant compte de leur maturité technique et économique.

Deux familles de technologies sont étudiées :

- celles qui valorisent des ressources énergétiques locales (énergies renouvelables ou déchets) ;
- celles qui sont déjà classiques (moteur à combustion, turbine à combustion) ou émergentes (moteur Stirling, mini et micro turbines, pile à combustible).

La part de production électrique décentralisée atteint 45 % en 2050. Bien sûr les conditions économiques et juridiques seront déterminantes pour atteindre ou non ce ratio.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Le groupe a soulevé les points suivants :

- seule semble traitée la production d'électricité, et pas la production de chaleur alors que les potentiels y sont importants ;
- la définition adoptée pose question : on peut avoir le sentiment que la production décentralisée, c'est « ce qui reste après la production centralisée » ;
- il serait intéressant d'étudier la sécurisation du réseau par une augmentation de la part de la production décentralisée. Cette question est bien sûr d'actualité après les effets de la tempête. Cette option est-elle étudiée dans la reconstruction du réseau ?
- le regret que le facteur géographique soit absent, alors que la notion de proximité production-consommation est un facteur de performance en faveur de la production décentralisée. Le tarif dit « timbre-poste » adopté pour l'électricité n'est pas heureux de ce point de vue ;
- une question sur la prise en compte de la fiscalité : l'étude a été faite à fiscalité neutre ;
- certains jugent enfin que les hypothèses sur les temps de retour des investissements ainsi que sur la rapidité d'amélioration des rendements électriques sont parfois optimistes.

Le groupe salue l'intérêt majeur de ce travail qui constitue la première analyse chiffrée du phénomène de la production décentralisée d'électricité.

3 – L'étude du CEREN sur le lien entre densité d'occupation de l'espace et consommation d'énergie, apporte de nombreuses données statistiques intéressantes sur les consommations et l'urbanisme.

L'étude dont on trouvera le rapport final en annexe, n'aborde que les consommations liées au chauffage. Ce n'est pas une approche de thermicien, mais de statisticien qui observe le réel.

Dans le panel des ménages du CEREN, la population est classée en 4 secteurs géographiques : les pôles urbains de plus de 200 000 habitants, les pôles urbains de moins de 200 000 habitants, le périurbain, et le rural. Les consommations unitaires varient de 1,21 à 1,85 tep. Les déterminants principaux de la consommation sont la surface des logements et le climat.

A ce titre, ***les pôles urbains denses sont moins consommateurs puisque les logements y sont plus petits et la température extérieure est supérieure de 2°C***

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

environ à celle des zones rurales (soit 300 degré-jours en plus sur une moyenne de 2 500).

La méthode consiste à estimer comment varierait le résultat si 10 % de la population se déplaçait d'une zone à une autre.

Le groupe s'interroge sur la variable « âge des constructions », ainsi que sur les faibles consommations des logements en chauffage électrique qui sont, semble-t-il, dues (en partie tout au moins) à une restriction du confort en raison du prix.

4 – L'analyse du rapport Champsaur sur la tarification du transport d'électricité

Le mode de tarification de l'accès au réseau électrique a un effet sur le développement de la production décentralisée.

Le rapport Champsaur remis à la Commission de Régulation de l'électricité envisage une tarification dite « timbre-poste », essentiellement pour des raisons de concurrence. Mais ce système n'aidera pas la décentralisation. Prenons l'exemple d'un consommateur industriel éligible, qui a le choix entre un approvisionnement auprès de l'hôpital voisin équipé d'une grosse cogénération, une centrale électrique à 500 km ou un producteur à l'autre extrémité de l'Europe. Si la tarification du transport est la même pour chacun de ces 3 approvisionnements, il n'y a aucune incitation à une production de proximité.

Le rapport assouplit légèrement cette position pour la région PACA et la vallée du Rhône. Il envisage enfin d'introduire plus tard un calcul « nodal » complexe qui prendra mieux en compte la proximité.

Le groupe regrette cette première orientation qui procède de la poursuite d'une pensée centralisatrice, il pourrait participer à un travail de proposition à la CRE.

5 - Le volet territorial de l'action sur l'effet de serre

La Mission interministérielle sur l'effet de serre a confié à AMORCE un travail d'analyse de la sensibilité au problème de la lutte contre le réchauffement climatique parmi les décideurs locaux, et de proposition de politique territoriale, en particulier dans le cadre des contrats de Plan Etat-Régions.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Il en ressort que :

- la connaissance des décideurs locaux (élus, fonctionnaires) est bonne quant au phénomène de l'effet de serre et des risques encourus ;
- en revanche, on note une très faible conscience des conséquences de leurs propres décisions sur l'effet de serre ;
- le milieu associatif environnemental est, lui, assez bien informé et sensibilisé à la question.

En termes d'action territoriale, les secteurs les plus importants sont :

- l'urbanisme et l'aménagement du territoire, en particulier la lutte contre l'étalement urbain ;
- l'organisation des déplacements et des transports, en particulier l'analyse des effets induits des investissements routiers et la remise à niveau des transports ferroviaires régionaux ;
- la maîtrise de l'énergie dans les patrimoines publics ;
- la gestion des déchets, en particulier le captage systématique du biogaz sur les décharges ;
- l'information du public, en particulier le tissage d'un réseau de points d'information énergie ;
- l'intégration de l'action effet de serre dans les programmes de coopération décentralisée.

6 – Le groupe a entrepris une série de rencontres avec les grands opérateurs énergétiques pour débattre de leur position sur la décentralisation et sur l'intervention des collectivités locales. Le premier invité était EDF.

Questions transversales

Au cours de ces réunions sont ressorties plusieurs constantes dans les réflexions.

En particulier, la quasi-totalité des discussions sur la production décentralisée concerne l'électricité. Or, le potentiel de production de chaleur est bien plus important, et n'est presque jamais abordé. La chaleur décentralisée provient de la géothermie, du bois, des déchets, du bio-gaz, et de la récupération d'énergies fatales comme les chaleurs résiduelles des industries. Même la directive européenne sur les énergies renouvelables ne concerne que la production électrique. De façon plus générale, l'ensemble de la politique énergétique se concentre sur l'électricité en négligeant la chaleur.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Le facteur géographique est souvent absent, aussi bien dans les réflexions sur l'ouverture à la concurrence que sur les tarifs. Or, la notion de proximité entre production et consommation est un facteur de performance en faveur de la production décentralisée, et aussi un facteur de sécurité (cas des tempêtes). Le tarif dit « timbre-poste » envisagé pour l'électricité n'est pas heureux de ce point de vue.

Les décisions d'urbanisme et d'aménagement du territoire sont probablement parmi celles qui ont le plus d'influence sur les futures consommations d'énergie. Or, d'un côté l'énergie est un critère très rarement pris en compte en urbanisme et aménagement du territoire, et d'un autre côté, l'urbanisme est quasiment ignoré par le schéma de service énergie.

Poursuite des travaux

Le groupe s'est interrogé sur l'intérêt à poursuivre ses travaux. L'unanimité s'est faite sur un désir de continuer à échanger sur tous les thèmes liés à la production décentralisée et à la place des collectivités locales.

Le groupe envisage de se réunir régulièrement avec le groupe 5 qui traite des énergies renouvelables dont la plupart sont par nature décentralisées.

Le programme 2001 comprendra :

- une audition des acteurs nationaux pour savoir comment la décentralisation et les collectivités locales sont ou non prises en compte dans leur stratégie ;
- le suivi de la procédure des schémas de service énergie ;
- une discussion avec la CRE sur les tarifs de transport de l'électricité.

III-3 - Groupe 3 : Valeur normative des risques d'environnement global

Le groupe 3 s'est réuni 4 fois en 2000. Les séances de travail qui n'ont regroupé malheureusement souvent que très peu de participants ont été consacrées :

- soit à l'analyse et à la réorientation des études en cours ou à leur présentation finale devant un comité de pilotage formé des membres du groupe et de personnalités invitées ;
- soit à la définition de nouvelles études et à la discussion de cahiers des charges pour ces nouvelles études.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Deux études ont été terminées au cours de l'année. Elles ont donné lieu à des présentations orales aux groupes de pilotage réunis à cet effet : ceux-ci ont pu apporter des remarques aux deux rapports présentés dont les auteurs ont tenu compte dans l'élaboration des rapports finaux qu'on trouvera en annexe.

1 - La sécurité énergétique

Cette étude répondait au besoin ressenti par l'ensemble des membres du Club de revisiter ce concept au tournant du millénaire dans un contexte très différent de celui des années 60 au cours duquel il a été fondé.

Parmi ses nombreux enseignements, l'étude a montré tout d'abord que la discussion sur ce concept doit porter aujourd'hui sur des analyses multicritères ; par ailleurs, elle doit sortir du périmètre national - de moins en moins pertinent - et devenir internationale ; enfin elle s'affine par des analyses de consommations par secteur, par usage et par produit énergétique.

L'analyse montre néanmoins que la distinction des approches « sécurité » et « environnement » reste nécessaire alors qu'on les mélange beaucoup trop fréquemment¹ ; qu'au-delà de la « sécurité d'approvisionnement », au sens classique du terme (sur les marchés extérieurs), l'étude de la sécurité énergétique devrait comporter celle de la vulnérabilité énergétique, celle-ci est d'autant plus grande qu'un secteur entier d'activité, ou un produit énergétique particulier, peuvent être extrêmement sensibles à certains aléas qui peuvent créer une situation de crise. Ces « aléas » peuvent être extrêmement divers : crise politique dans une région du monde, augmentation soudaine des prix, incident ou accident technique grave, mouvements sociaux, etc. Le secteur des transports et sa dépendance quasi-totale vis-à-vis des produits pétroliers illustre évidemment cette vulnérabilité. Mais la vulnérabilité du système français de production d'électricité qui repose à 80 % sur le nucléaire en constitue un autre exemple : ce n'est pas la sécurité d'approvisionnement en matières premières

(1) Il en est ainsi pour le charbon qui paraît aujourd'hui presque unanimement (et souvent hypocritement) rejeté au nom de l'effet de serre mais qui présente des avantages incontestables en termes de sécurité d'approvisionnement et de longévité des ressources. A mélanger les critères et les concepts, on en arrive facilement, comme cela a été fait encore aujourd'hui, à déclarer que le charbon doit être exclu (de l'Inde ? de la Chine ? de la Pologne ?) et que le nucléaire est « incontournable » (alors que la plupart des pays historiquement nucléaires sont justement en train de le « contourner »).

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

qui est alors en cause, comme dans le cas des transports et du pétrole mais le risque d'accident de type générique qui sans être forcément grave entraînerait l'arrêt de la production.

L'étude a également relevé l'ambiguïté du calcul du « taux d'indépendance énergétique », paramètre quasi-mythique si l'on en croit les discours des ministres de l'énergie qui se sont succédé depuis trente ans.

Elle consacre enfin un chapitre important à la sécurité du réseau électrique, qui apparaît comme un élément majeur de la sécurité de fourniture, en particulier pour l'électricité, et pour lequel de nouvelles solutions sont envisageables.

Cette étude a d'autre part fait émerger deux questions nouvelles.

Au plan général, il est apparu important aux membres du groupe de confronter les concepts de l'étude aux conclusions du Livre Vert « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique » qu'a présenté la Commission des Communautés européennes le 29 novembre 2000. Il a donc été envisagé de lancer une courte étude critique méthodologique du Livre Vert fondée sur les résultats de l'étude engagée par le commissariat général du Plan et dont le financement sera assuré par Ecodev (CNRS) en 2001.

D'autre part l'étude réalisée spécifiquement sur la sécurité du réseau électrique fait émerger un nouveau concept, celui du coût de l'énergie non distribuée (END).

Cette question du coût de l'énergie non distribuée se pose en particulier en France :

- qui reste très fortement dépendante des produits pétroliers pour les transports, alors que l'organisation du réseau pétrolier (raffineries, stockages) le rend vulnérable aux blocages internes ;
- dont le réseau électrique, construit sur un principe très centralisé autour des outils de production nucléaire, peut connaître une panne très grave qui, compte tenu du développement des usages électriques non captifs (notamment pour la thermique), a des conséquences sociales très importantes.

Les derniers événements liés aux conséquences de la tempête ont relancé la réflexion sur les moyens d'assurer la continuité de la fourniture sur l'ensemble du territoire. La hiérarchisation des solutions et la définition des priorités d'investissement reposent en partie sur leur évaluation économique.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Cette évaluation s'appuie notamment sur une valeur normative mesurant le dommage aux usagers causé par la non distribution d'énergie. À titre d'exemple, le coût de l'électricité non distribuée intervient pour 75 % dans l'évaluation des dommages pour la société liés à la défaillance électrique de décembre 1999 par le Conseil général des Mines, évaluation qui constitue « *la base de l'effort de sécurisation auquel il serait économiquement raisonnable de consentir* »¹.

Ce type d'évaluation permet donc de fixer l'enveloppe des travaux à réaliser pour sécuriser un réseau, par exemple pour l'enfouissement de lignes électriques. Au-delà, la valeur normative de l'énergie non distribuée peut être introduite dans les calculs d'opportunité pour les investissements sur l'ensemble des systèmes énergétiques : en particulier, cet élément peut intervenir dans la valorisation des projets de production décentralisée, d'efficacité énergétique ou de maîtrise de la demande.

La question qui se pose est de savoir comment l'intégration d'une valeur normative de l'énergie non distribuée peut permettre de mieux prendre en compte, dans les programmes de sécurisation, des apports de projets alternatifs aux méthodes classiques, notamment le développement des solutions décentralisées et de la maîtrise de la demande d'énergie ?

Cette réflexion se heurte dans la pratique à un obstacle majeur : la valeur normative de l'END reste assez mal déterminée à ce jour. Ainsi, l'évaluation précitée du Conseil général des Mines utilise « *une valeur pour la collectivité de l'énergie non distribuée de 60 F/kWh* » fondée sur « *les études menées par EDF et qui mériteraient sans doute d'être validées* ». Et le même rapport signale que « *pour motiver davantage ses centres de distribution dans la sécurisation du réseau contre les risques naturels, EDF retient une valeur maximum de l'END de 130 F/kWh* ».

L'objectif de l'étude que se propose de piloter le groupe 3 en 2001 est donc de préciser l'état actuel des réflexions sur l'END, au niveau français et international et pour les différentes énergies.

(1) Ces dommages sont évalués à 33 milliards de francs, dont 8 milliards pour les dommages internes à EDF et 25 milliards pour les dommages à la collectivité. D'après PIKETTY, G., ABORD DE CHATILLON, C., TRINK, C. *La sécurisation du système électrique français, Rapport de mission, Conseil général des Mines, mai 2000.*

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

2 - L'évaluation des émissions de CO₂ des filières énergétiques conventionnelles et non conventionnelles

Cette étude faisait suite à celle engagée par le CREDEN à propos de la disponibilité des ressources pétrolières. Celle ci avait montré en effet que la raréfaction des ressources conventionnelles avait toutes chances d'être compensée dans les décennies qui viennent par la mise en exploitation à des coûts compétitifs de ressources non conventionnelles, grâce au progrès technique. Sur les 7 500 Gtep de ressources considérées comme « probables en place » le pétrole brut ne représente que 900 Gtep, loin derrière le charbon (4 000 Gtep) et les schistes bitumineux (1 700 Gtep), sans compter les hydrates de gaz dont les quantités restent très mal connues (de 1 000 à 40 000 Gtep).

La question posée est alors de savoir si la mise en œuvre de ces nouvelles ressources risque de se heurter à des problèmes environnementaux plus importants que la mise en œuvre des ressources traditionnelles. L'étude confiée à l'IFP n'a concerné que l'usage de carburants divers fabriqués à partir des ressources conventionnelles (pétrole brut, gaz naturel) ou de ressources nouvelles (charbon, pétroles lourds, schistes, hydrates de gaz, etc.). La méthode a consisté à décrire l'ensemble des étapes nécessaires depuis l'extraction de la ressource jusqu'à la mise à disposition aux « roues » des véhicules.

L'étude a été réalisée en deux temps :

- tout d'abord une étape de mise à disposition au véhicule d'un carburant à partir des différentes sources et l'appréciation des consommations intermédiaires et des émissions associées ;
- par la suite, une étape d'utilisation des carburants par les véhicules avec l'appréciation des consommations de carburant et des émissions associées.

Les performances énergétiques et environnementales sont le résultat de l'ensemble de ces deux étapes.

Les consommations primaires d'énergie du « puits à la roue » sont très différenciés selon les filières envisagées : de l'ordre de 200 MJ par 100 km pour les carburants fabriqués à partir de brut conventionnel (gazole ou essence) ou du gaz naturel (méthanol, hydrogène), jusqu'à plus du double pour ceux (gazole, essence, hydrogène liquéfié) fabriqués à partir du charbon.

De la même façon, les émissions de CO₂ au km varient selon les filières de 100 à 300 grammes. Elles sont particulièrement importantes pour les carburants issus du charbon : par contre le gaz naturel permet d'obtenir pour l'ensemble

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

des carburants des résultats comparables, voire meilleurs que ceux obtenus avec du brut conventionnel. L'étude confirme donc que l'usage de ressources non conventionnelles, pourtant abondantes, sera très probablement limité par les émissions de CO₂.

A la suite et en complément de cette étude ciblée sur les carburants, le groupe s'est interrogé sur l'opportunité d'une étude du même type sur les combustibles utilisables pour la production d'électricité. Constatant en particulier que la production d'électricité à partir du gaz est souvent justifiée par ses faibles émissions de CO₂ (nature du combustible et haut rendement de transformation), il est apparu important au groupe d'étudier à quelles conditions techniques et économiques une production d'électricité à partir de charbon devrait répondre pour atteindre des performances analogues à la production d'électricité à partir du gaz. Jusqu'à ce jour en effet les solutions proposées de captage et de stockage du carbone émis répondent à l'hypothèse « zéro émission ». Il n'est pas impossible que des solutions moins radicales donnant des résultats environnementaux du même ordre que ceux du gaz naturel permettent des performances économiques plus intéressantes et renouvellent ainsi l'intérêt pour l'utilisation du charbon.

Le groupe 3 envisage de lancer une étude sur ce thème en 2001.

III-4 - Groupe 4 : Evaluation et gestion des risques d'environnement associés à l'énergie

Dans le cadre de l'analyse des risques sanitaires et environnementaux liés à la production et à l'utilisation de l'énergie, trois axes de recherche prioritaires avaient été initialement recensés par le groupe :

- le rôle de l'expertise scientifique dans la démarche d'évaluation et de gestion des risques ;
- l'implication des parties prenantes dans l'évaluation et la gestion des risques ;
- la contribution de l'analyse économique dans la gestion des risques.

Les séances de travail tenues au cours de l'année 1999 avaient permis d'identifier une série de questions et d'enjeux à partir de l'expérience concrète de chacun des membres du groupe dans des contextes très divers d'intervention en matière d'évaluation et de gestion des risques associés à l'énergie.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Ces premières considérations avaient conduit le groupe à proposer un approfondissement des questions suivantes pour l'année 2000 :

- dans quelle mesure l'analyse économique peut-elle contribuer à mieux évaluer et gérer les risques ?
- quel est aujourd'hui le rôle de l'expertise scientifique dans les décisions relatives à des domaines pour lesquels l'incertitude domine ?
- en quoi l'adoption d'une démarche concertée, avec l'implication de tous les acteurs au sein d'un dialogue social, peut-elle aider à mieux appréhender les risques et à les gérer efficacement ?

Les thèmes abordés

Pour mener sa réflexion, le groupe a privilégié, comme l'année précédente, l'examen de différents thèmes ou expériences récentes portant sur l'évaluation et la gestion de risques en relation plus ou moins directe avec des activités impliquant la production ou l'utilisation de l'énergie. Chaque thème a donné lieu à un ou plusieurs exposés visant à apporter un éclairage particulier sur les trois questions retenues ainsi qu'une discussion générale afin d'en tirer les enseignements. Au cours de l'année 2000, le Groupe de Travail s'est réuni 3 fois et a examiné successivement :

La méthodologie d'évaluation des coûts externes sanitaires et environnementaux de cinq filières électrogènes (nucléaire, charbon, gaz, hydraulique, éolienne) :

Une séance de travail a été consacrée à ce thème sur la base de la présentation par Thierry SCHNEIDER du Centre d'étude sur l'Evaluation de la Protection dans le domaine Nucléaire (CEPN) d'une « *Etude bibliographique sur la comparaison des impacts sanitaires et environnementaux des filières électrogènes (nucléaire, charbon, gaz, hydraulique, éolienne)* » (1)

et l'analyse de la problématique de la pollution de l'air : Deux séances de travail ont porté sur ce thème et ont fait l'objet des exposés suivants :

- « *Présentation générale du dispositif de surveillance de la qualité de l'air* », par Christian ELICHEGARAY et Sophie LEGRAND, de l'ADEME.
- « *Présentation du réseau de surveillance de la qualité de l'air en Bretagne* », par Magali CORRON, de l'association Airbreizh.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

- « *Présentation du réseau de surveillance de la qualité de l'air en Alsace* », par Alain TARGET, de l'Association pour la Surveillance et l'étude de la Pollution atmosphérique en Alsace (ASPA).
- « *Le point de vue du Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement et le point de vue du Conseil National de l'Air* », par Marc RICO, du MATE.
- « *Présentation de la base nationale des données de qualité de l'air* », par Joëlle COLOSIO, de l'ADEME.

Par ailleurs, il convient de signaler que le groupe a participé à la *définition du cahier des charges pour une étude spécifique* ayant pour objectif de rassembler les informations concernant l'utilisation du diesel en vue de l'organisation d'une éventuelle conférence de consensus sur le sujet. Cette étude devait s'inscrire dans la réflexion du groupe sur les démarches d'implication des acteurs dans l'évaluation et la gestion des risques. Après consultation, l'étude avait été *confiée à l'Association « Oser la Controverse »*. Cependant, malgré l'accord et le soutien financier partiel du Commissariat général du Plan, le projet a dû être abandonné faute d'avoir pu trouver un co-financement.

La méthodologie de l'évaluation des coûts externes sanitaires et environnementaux de la production d'électricité

Pour pouvoir comparer les filières énergétiques entre elles, trois principaux types d'indicateurs ont été retenus dans l'étude bibliographique : les indicateurs de rejets, les indicateurs d'impacts sanitaires et environnementaux et les coûts externes.

Les rejets des installations ont été étudiés selon leur nature (radioactifs ou chimiques).

Les indicateurs d'impacts (fort nombreux) associés à ces rejets ont été séparés en indicateurs d'impacts sanitaires et en indicateurs d'impacts sur l'environnement par souci de simplification. Puis ils ont été estimés en tenant compte d'une échelle spatio-temporelle.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Ensuite, à partir d'études de consentement à payer, une valeur monétaire a été attribuée aux impacts afin de les convertir en coûts externes par l'intermédiaire de fonctions de dommages.

Le bilan de la comparaison des filières électrogènes sur les indicateurs de rejets, les indicateurs d'impacts, et sur l'évaluation des coûts externes, fait ressortir le net avantage des énergies renouvelables et du nucléaire par rapport au charbon ou au gaz. Ainsi, en termes de coûts externes, les valeurs publiées sont de l'ordre de 0,1 à 0,6 mEuro/kWh pour les énergies renouvelables et le nucléaire alors qu'elles atteignent 20 à 50 mEuros/kWh pour le gaz et 70 à 210 mEuros/kWh pour le charbon.

Alors que pour la filière nucléaire l'essentiel du coût externe est lié aux expositions professionnelles et aux accidents majeurs, pour les filières charbon et gaz les coûts externes proviennent essentiellement des impacts liés à la pollution atmosphérique régionale ou globale. Quant aux filières éolienne et hydraulique, une comparaison détaillée avec les autres filières demeure très délicate dans la mesure où l'essentiel des impacts évalués concerne une modification de l'environnement local et régional (effet sur l'économie de la région, perturbations liées au bruit, utilisation des espaces...) pour lequel les évaluations monétaires dépendent largement du contexte local.

Les figures 1 et 2 suivantes présentent les principaux résultats de cette comparaison.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Figure 1 : Coûts externes de 5 filières de production électrique

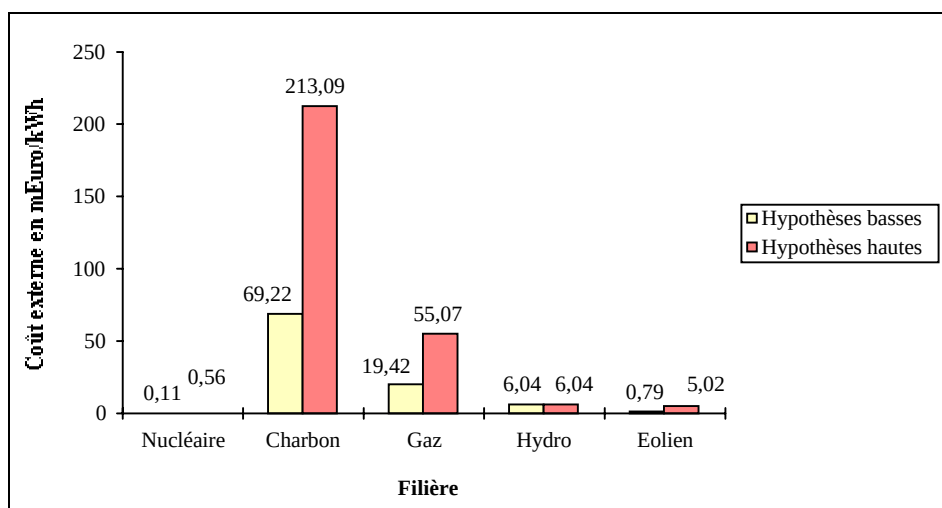
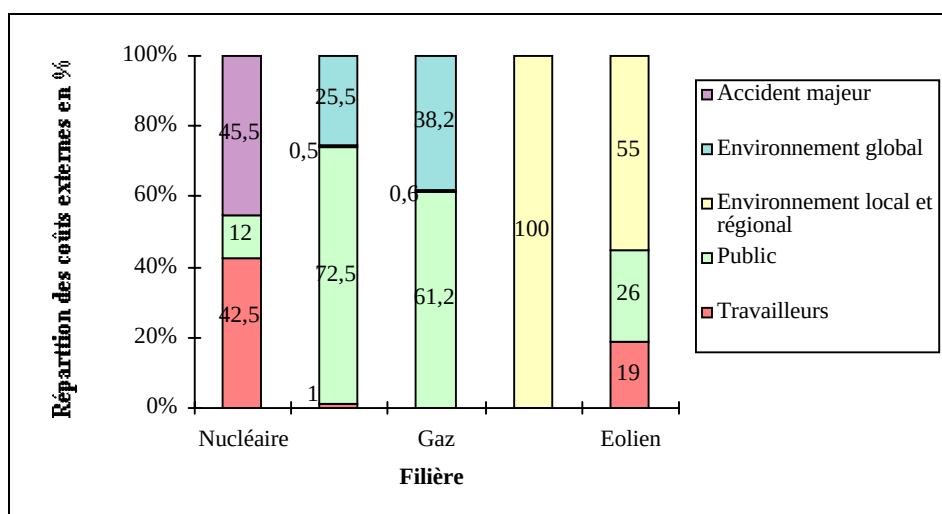


Figure 2 : Structure des coûts externes



Dans la présentation des résultats chiffrés, il est apparu important au groupe de replacer les évaluations dans leur contexte géographique, par exemple en précisant l'origine des approvisionnements de matières premières ou de combustibles. En effet, l'exploitation d'une mine de charbon en Europe ne

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

provoque certainement pas les mêmes impacts sanitaires et environnementaux que l'exploitation d'une mine de charbon en Chine ; de plus, l'importation de combustibles fossiles engendre des transferts de risque entre différentes populations. La synthèse des évaluations devrait faire apparaître de manière plus claire le découpage géographique des impacts et des sites où se situent les installations étudiées, en mettant en évidence ce qui concerne la France.

D'autre part, il est apparu nécessaire d'étudier de manière plus approfondie les impacts des énergies renouvelables sur la santé et l'environnement afin d'obtenir de réels moyens de comparaison avec les autres filières, de mieux spécifier les relations exposition-risque, et de préciser les marges d'incertitude lors de l'agrégation des données. Il semble également indispensable de développer des analyses évaluant les impacts des accidents majeurs pour l'ensemble des filières (seule la filière nucléaire les évalue pour l'instant).

Le groupe s'est ensuite interrogé sur les objectifs, l'intérêt et les limites de ce type d'évaluations. Bien que les études « coûts externes » permettent d'ores et déjà de fournir un cadre d'analyse cohérent, il serait utile d'alimenter les bases de données sur lesquelles elles reposent d'une manière plus dynamique par un apport continu d'informations. Pour le groupe, ce type d'évaluation constitue un exercice intéressant car la méthodologie y est unifiée sur l'ensemble des filières et permet d'engager une réflexion de type systémique (étude des impacts de toute la filière électrogène considérée, depuis l'approvisionnement en matières premières jusqu'aux déchets mis en décharge, en tenant compte des risques associés à la construction, l'exploitation et le démantèlement des installations).

Cependant, dans une perspective d'aide à la décision pour les choix énergétiques à venir, le principal danger de l'évaluation des coûts externes est de ne considérer que les indicateurs monétaires, en oubliant toutes les simplifications et approximations qui figurent derrière la procédure d'agrégation des données. Il serait plus judicieux de souligner davantage les principales hypothèses des modèles, de souligner ce qui n'a pas été retenu dans les évaluations, ce qui a été simplifié, et de présenter de manière plus large l'ensemble des indicateurs évalués (tant physiques que monétaires). Beaucoup d'indicateurs ne sont pas mis en valeur, et notamment les indicateurs de risques sanitaires (pour le public et les professionnels), évalués en nombre de décès par unité de production d'électricité : ces indicateurs sont plus représentatifs et plus compréhensibles par un large public que les indicateurs monétaires (en mEuro/kWh) ou certains indicateurs d'impacts (en homme-Sievert) ou de rejets (en g/kWh). Il est en effet essentiel de garder à l'esprit le caractère multidimensionnel des impacts et des critères d'évaluation.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Le groupe a également diffusé en début d'année la synthèse bibliographique réalisée par le CEPN à l'ensemble des participants du club Energie, prospective et débats afin d'en recueillir des commentaires et de mieux cerner l'intérêt que présente une poursuite plus approfondie de la réflexion sur les coûts externes de la production d'électricité.

L'étude de la problématique de la surveillance de la pollution atmosphérique : coût et efficacité de la collecte et de l'utilisation des données, rôle de l'implication des acteurs

La surveillance de la qualité de l'air est devenue une obligation réglementaire en France depuis la Loi sur l'Air et l'Utilisation Rationnelle de l'Energie (la « LAURE », du 30 décembre 1996), qui traduit au niveau national les exigences européennes de la Directive-cadre du 27 septembre 1996.

La surveillance de la qualité de l'air a pour but d'améliorer les connaissances scientifiques, d'évaluer les risques, de fournir une aide à la décision en matière de prévention, et aussi d'informer le public.

La LAURE trouve son origine principalement dans trois plans : le plan de déplacement urbain (qui vise à promouvoir les modes de transports les moins polluants dans les agglomérations), le plan de protection de l'atmosphère (qui vise à limiter les épisodes de pollution), et le plan régional pour la qualité de l'air.

Les principaux polluants qui font l'objet d'une obligation réglementaire de surveillance sont les dioxydes de soufre, les dioxydes d'azote, l'ozone, les particules, les métaux lourds, et les composés organiques volatiles.

Les zones où la surveillance doit être prioritairement menée sont les agglomérations de plus de 100 000 habitants et les zones à risque de dépassement des valeurs limites. On constate généralement que les responsables de la pollution atmosphérique diffèrent selon la nature des polluants en cause (par exemple, les industriels rejettent majoritairement du dioxyde de soufre au cours de la combustion tandis que les émissions d'oxyde d'azote, de monoxyde de carbone et de plomb proviennent essentiellement du transport routier).

En ce qui concerne plus précisément la collecte des données, il existe sur tout le territoire national une architecture de communications qui se compose de la

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

manière suivante : chaque analyseur automatique effectue en continu des mesures du polluant analysé et délivre une valeur par 1/4 d'heure. Ces valeurs sont transmises par l'analyseur à une station d'acquisition (station fixe) qui concentre l'ensemble des informations de chaque analyseur installé sur un site de mesure (actuellement en France, 700 sites et 2 000 capteurs, surtout localisés en zones urbaines ou périurbaines). La station d'acquisition transmet à son tour (toutes les heures ou quotidiennement) les données dites « brutes » au poste central de l'association agréée en charge de la surveillance de la qualité de l'air au niveau local ou régional (actuellement en France, 29 postes régionaux).

Les données sont ensuite validées (quotidiennement ou de manière hebdomadaire) par les ingénieurs et les techniciens de l'association. Ensuite, le poste central de l'association met à disposition du serveur national (Base de Données de la Qualité de l'Air de l'ADEME) les données 1/4 horaires validées. Le format de transmission des données repose sur la norme ISO 7168, qui permet d'assurer l'exploitabilité des données en les accompagnant des informations circonstanciées (« qui, quoi, où, quand, comment »). En tout, l'ADEME gère quelque 100 millions de données par an relatives à une quinzaine de polluants mesurés.

L'architecture du système est telle qu'elle permet une très bonne traçabilité des données. Les fichiers de données ainsi collectés sont intégrés dans une base de production : outre les données 1/4 horaires validées, ces fichiers contiennent des méta-informations (type de site, date de création du site, coordonnées géographiques...). La base de production centralise ainsi la totalité des informations générées par les associations agréées sur tous les sites de surveillance. Des modules spécifiques calculent ensuite des données agrégées (moyennes journalières, mensuelles, annuelles, nombre de dépassements de seuils...) et les transfèrent dans une base d'exploitation. Seule cette base d'exploitation est accessible par les utilisateurs externes.

Une fois collectées et stockées, les données sur la qualité de l'air sont ensuite exploitées, notamment pour :

- **fournir des informations** : le Ministère de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement assure cette mission d'information auprès du public, conformément aux dispositions légales, en recueillant puis en diffusant les données recueillies par les réseaux régionaux, par voie de presse spécialisée, journaux, revues, mais aussi par le biais de son site Internet. L'information du public sur la qualité de l'air passe par la diffusion de la valeur de l'indice ATMO : cet indice est construit de manière à représenter

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

la pollution de fond sur l'ensemble d'une agglomération (calcul à partir d'une moyenne agrégeant les concentrations en sulfates, nitrates, ozone, et particules, présents dans l'air ambiant). Les données sont également utilisées à des fins de procédures d'alerte, lorsqu'un pic de pollution est constaté dans une agglomération et que les seuils - limites sont dépassés ; dans ce cas, le Préfet de région a la charge d'engager des actions contraignantes pour les différents acteurs (industriels, transporteurs, individus) afin de réduire les émissions polluantes (restriction de circulation automobile, diminution de l'activité de certaines installations industrielles...) ;

- **réaliser des études** : par exemple, afin de savoir si les actions engagées ont été efficaces en termes de réduction de la pollution atmosphérique ;
- **caler les modèles prévisionnels de la qualité de l'air** : il faut savoir que l'activité de modélisation est relativement jeune au sein des associations agréées pour la surveillance de la qualité de l'air (5 à 6 ans seulement), qu'elle est surtout pratiquée par les réseaux régionaux de Toulouse, de Paris, et d'Alsace, et par le Laboratoire Central de Surveillance de la Qualité de l'Air (qui fédère l'INERIS, l'Ecole des Mines de Douai, et le Laboratoire National d'Essai). Le programme de recherche PRIMEQUAL-PREDIT a notamment été lancé en 1993 dans le but de mieux structurer les outils de modélisation mis en œuvre actuellement en France, et de favoriser le développement de modèles plus opérationnels ;
- **évaluer les risques de la pollution sur la santé et l'environnement** : pour ce faire, il est parfois nécessaire de compléter ces données par des données spécifiques, par exemple sur la pollution transfrontalière.

Plusieurs acteurs se partagent donc l'activité de surveillance de la qualité de l'air, parmi lesquels on peut citer :

- le Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement (MATE) : il édicte la réglementation et la politique de surveillance, pilote le dispositif de surveillance au niveau central, recueille les avis du Conseil National de l'Air ;
- le Conseil National de l'Air (CNA) : créé le 5 mars 1998, le CNA est un organe consultatif qui a pour mission de rendre des avis et de participer à la diffusion des données de la qualité de l'air auprès du public. Il comprend 31

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

membres représentant l'ensemble des parties concernées par la surveillance de la qualité de l'air (industriels, présidents d'associations agréées de surveillance de la qualité de l'air, associations environnementales, élus, représentants des pouvoirs publics...);

- l'Agence nationale de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) : les principales activités du département « Air » de l'ADEME se déclinent notamment en trois axes : assurer la coordination technique de la surveillance menée par les associations agréées (équipement, fonctionnement, élaboration de guides méthodologiques, animation des groupes de travail techniques...), animer et soutenir les programmes de recherches (notamment en métrologie et en modélisation des impacts sur la santé et les milieux), et communiquer l'information sur la qualité de l'air et ses effets (entretien des bases de données, rédaction du Journal de l'Air...);
- le Laboratoire Central de Surveillance de la Qualité de l'Air (LCSQA) : structure de soutien technique ;
- les Associations Agréées pour la Surveillance de la Qualité de l'Air (AASQA) : elles mettent en œuvre les moyens de surveillance pour le compte de l'Etat. Il convient de préciser que les AASQA ont seulement pour mission de mesurer et surveiller la qualité de l'air, et qu'elles jouent uniquement un rôle d'alerte des pouvoirs publics en cas de dépassement des limites d'exposition (c'est le Préfet qui décide des actions à engager pour réduire les émissions). Les AASQA n'ont pas pour mission d'entreprendre des études d'évaluation et de gestion des risques (sanitaires ou environnementaux) consécutifs à la pollution atmosphérique (cette mission étant assurée par les DRIRE).

Les associations agréées pour la surveillance de la qualité de l'air » (AASQA)

Actuellement, on compte trente-neuf associations agréées chargées de la surveillance de l'air réparties sur tout le territoire national (contre 28 en 1994), et dont la compétence s'étend au niveau local ou régional selon les cas. L'effectif total comprend 330 personnes (127 en 1994) et le budget s'élève à 300 millions de francs (60 millions en 1994). En moyenne on recense une association par région, mais certaines régions frontalières regroupent plusieurs (exemple : 6 associations en Rhône-Alpes, 4 dans le Nord-Pas-de-Calais, 3 en Lorraine et dans la région PACA). On constate aussi que les effectifs par association sont très variables, de cinq personnes en région Centre à 42 personnes en Ile-de-France. En ce qui concerne les ressources en fonctionnement des AASQA, la part de l'Etat (MATE + ADEME) n'a cessé de croître depuis 1995 en passant en moyenne de 29 % à 39 % en 1999, tandis que la part des assujettis et des

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

collectivités est restée stable (aux alentours de 20 % chacune). Néanmoins, on constate que l'origine des ressources en fonctionnement est très disparate selon les régions : la part de l'Etat varie de 24 % à 66 %, celle des assujettis varie de 14 % à 56 % et celle des collectivités varie entre 5 % et 43 %. Pour les ressources en équipement, on constate que leur origine provient majoritairement de l'Etat (ADEME) quelles que soient les régions. Il semble que les associations disposent encore aujourd'hui de moyens insuffisants pour assurer leurs missions de surveillance de la qualité de l'air, comparé à ce qui est réalisé aux Etats-Unis et en Allemagne.

Par exemple, Airbreizh est une des trente-neuf associations loi 1901 de surveillance de la qualité de l'air agréées par le Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement qui forment le réseau ATMO. C'est une des plus petites associations en termes de moyens de mesure et d'effectifs. Cette association a été créée en 1986 pour surveiller la qualité de l'air de l'agglomération rennaise ; sa compétence est devenue régionale en 1996. L'association regroupe près de 80 adhérents répartis dans les quatre collèges (l'Etat, les collectivités locales, les émetteurs de substances polluantes (assujettis), les associations de protection de l'environnement et les personnes qualifiées) et 6 personnes y travaillent à temps complet. Le financement de l'association provient des cotisations des membres et de subventions. Le budget de fonctionnement d'Airbreizh s'élève à environ 4,4 millions francs (prévisionnel 2000), dont 43 % est affecté aux amortissements de matériels, 32 % aux charges de personnel, 13 % en maintenance et sous-traitance technique et 12 % pour la communication. Les subventions de fonctionnement proviennent à 45 % de l'Etat, 20 % des collectivités, 15 % des assujettis. Le budget d'investissement s'élève quant à lui à 2,45 millions francs, dont plus de la moitié est affectée à l'extension du réseau, 18 % aux études et 14 % à l'entretien du matériel. Les subventions d'investissement proviennent très majoritairement de l'Etat (77 %).

Les missions d'Airbreizh se partagent en quatre grands axes :

- surveiller la qualité de l'air, c'est-à-dire vérifier en permanence les niveaux de pollution et s'assurer que les seuils réglementaires sont respectés ;
- étudier la pollution atmosphérique en réalisant des campagnes de mesures régulières sur des zones non couvertes par des capteurs fixes avec le camion laboratoire ;
- mesurer en continu des polluants principalement urbains (soit près de 40 analyseurs de mesure installés) ;
- informer le public, les services de l'Etat, les collectivités et les industriels (avec entre autres la mise à disposition toutes les quatre heures sur Internet des mesures réalisées en continu et la diffusion quotidienne de l'indice ATMO de Rennes et de Brest aux médias).

L'ASPA (Association pour la Surveillance de la Pollution de l'air en Alsace) représente un autre exemple d'association à but non lucratif agréée par le Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement pour surveiller la qualité de l'air. C'est l'association la plus importante en termes de moyens de mesure et d'effectifs après AIRPARIF. Elle emploie 26 personnes. C'est aussi une des associations les plus

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

anciennes. Elle a été créée en 1977 pour assurer la gestion des capteurs jusqu'alors exploités par certaines installations industrielles. Progressivement entre 1979 et 1988 le réseau s'est étendu à l'agglomération de Strasbourg puis dans le Bas-Rhin ; depuis 1989 l'association possède une compétence régionale. Le budget de fonctionnement de l'association s'élève à environ 10 millions de francs (49 % en provenance de l'Etat, et 25 % en provenance des industriels et des collectivités) et le budget d'investissement est d'environ 5 millions de francs. C'est notamment l'ASPA qui a construit et diffusé dans les médias le premier indice de la qualité de l'air (créé en 1990). Depuis fin 1996, la fiabilité des mesures est accréditée par le COFRAC et la rigueur des procédures (production, traitement et diffusion des données) est certifiée par l'AFAQ (assurance-qualité par la norme ISO 9002). L'obtention de cette double reconnaissance est unique en Europe : c'est un gage indéniable de crédibilité de l'information. Le réseau alsacien dispose de 31 stations de mesure permanentes. Le développement de l'activité et des compétences de l'association s'oriente vers la diffusion de l'information par le biais du site Internet (diffusion des données, amélioration de la cartographie), vers l'amélioration des analyses des polluants au travers de la mise en place d'un laboratoire interrégional, ainsi que vers l'étude des possibilités de compléter les outils de diagnostic en vue d'une information spatialisée (collaborations transfrontalières en matière d'études, de recherches et de modélisation).

Ainsi, les principales actions réalisées depuis la mise en œuvre de la Loi sur l'Air concernent notamment l'équipement systématique en moyens de mesure fixes pour toutes les agglomérations de plus de 100 000 habitants, la dotation d'au moins un camion laboratoire pour chaque région, la conception d'outils de prévision numériques, la modernisation des systèmes informatiques, et le renforcement des moyens d'information. Pour le MATE et l'ADEME, les perspectives pour les trois ans à venir sont d'une part, en matière d'équipement, d'étendre la surveillance du territoire, de diversifier les mesures à d'autres polluants, et de renforcer la fonction « alerte », et d'autre part, en ce qui concerne les études, de valider de nouvelles méthodes de surveillance, de développer une assurance qualité pour les mesures, d'améliorer la cartographie, la modélisation et les prévisions à court terme, et de valoriser les données en termes d'évaluation des risques. La R & D, en partenariat avec l'étranger, les Ecoles et les Universités, apparaît également comme une activité complémentaire incontournable pour l'amélioration permanente du dispositif de surveillance (développement de nouveaux instruments et de nouvelles méthodes).

Le système français de surveillance de la qualité de l'air est un dispositif original, basé sur la production décentralisée des données au niveau local et régional, et sur la participation de l'ensemble des acteurs réunis au sein de groupements pluralistes associatifs ; en ce sens, on peut dire que ce système contribue à produire de la confiance au niveau social, du fait de la totale

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

transparence et d'une expertise pluraliste. Les données diffusées par les AASQA ne sont donc pas génératrices de conflits puisqu'elles ont été établies et validées conjointement par tous les acteurs. L'implication des acteurs s'est réalisée dans une parfaite transparence dès la création des AASQA, notamment en raison de l'obligation de former un montage financier et institutionnel quadripartite, regroupant dans quatre collèges différents, l'ensemble des entités concernées par la surveillance de la qualité de l'air (Etat, collectivités locales, industriels, autres associations environnementales, experts). Serait-il un modèle à suivre pour d'autres domaines comme celui de la surveillance de la qualité de l'eau ou des sols ?

Synthèse des travaux du groupe

En matière de méthodes traditionnelles d'évaluation et de gestion des risques, il semble qu'un consensus existe parmi les membres du groupe sur le fait que les méthodologies développées constituent désormais un acquis et qu'il ne semble pas se dessiner d'évolutions majeures à court et moyen terme dans les outils utilisés.

Une étude approfondie de l'évaluation économique des impacts de la production d'électricité n'a pas semblé susciter d'intérêt en dehors du groupe, alors que ce dernier pensait que l'analyse du calcul des coûts externes pouvait être un élément important à intégrer dans le débat sur l'énergie. Sa proposition de créer un sous-groupe de travail destiné à alimenter une telle base de données n'a donc pas été retenue.

Par contre, les séances de travail sur la problématique de la surveillance de la qualité de l'air ont montré, comme l'avaient déjà souligné les réflexions de l'année précédente sur l'expérience du Groupe Radio écologie Nord Cotentin et sur les résultats du Séminaire européen TRUSNET, l'intérêt qu'il y aurait à structurer et développer une réflexion nouvelle sur la gouvernance des activités à risques, en particulier pour les aspects concernant l'approche décentralisée de la gestion des risques au travers des méthodes d'implication des acteurs (industriels, associations, élus locaux...).

Référence.

P. CROUAIL *et al* . « Etude bibliographique sur la comparaison des impacts sanitaires et environnementaux de cinq filières énergétiques (nucléaire, charbon, gaz, hydraulique, éolienne) », Rapport CEPN n° 267, janvier 2000.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

III-5 - Groupe 5 : Les énergies nouvelles et renouvelables

Le groupe 5 avait pour objectif de traiter des énergies renouvelables en abordant à la fois les perspectives à moyen et long terme, pour fixer les enjeux et les modalités de promotion à court terme et pour faciliter le parcours des courbes d'apprentissage en fonction des opportunités offertes notamment par les directives européennes. La recherche de cohérence entre ces 2 horizons d'analyse et d'action constituait la problématique de référence du groupe.

Le groupe a tenu 4 réunions au cours de l'année 2000 :

- le 13 janvier avec comme ordre du jour la place des sources renouvelables dans le projet de loi électrique (présentation de Corinne Apostolidis-Thill, juriste consultante- la loi sera promulguée le 10 février 2000) et l'état d'avancement de la directive européenne sur l'électricité renouvelable (le Conseil des Ministres adoptera le texte le 5 décembre 2000 sous présidence française) ;
- le 14 mars avec comme ordre du jour l'impact des contraintes CO₂ sur la compétitivité des énergies renouvelables à l'horizon 2030 à travers un différentiel de développement technologique entre les filières énergétiques (Patrick Criqui, IEPE) ;
- le 11 mai avec comme ordre du jour le rapport Syrota sur les missions de service public de l'électricité et la mise en place de la Commission de Régulation de l'Electricité (Thierry Trouvé, Directeur chargé des relations avec les producteurs de la CRE) et une présentation de la loi allemande relative à la nouvelle tarification de l'électricité renouvelable avec son éventuelle transposition en France pour l'énergie éolienne (Bernard Chabot, ADEME) ;
- le 13 décembre avec comme ordre du jour une présentation de la position d'EDF sur le thème « décentralisation et collectivités » (M. Felder, EDF) et une première présentation du SSCE, schéma de services collectifs de l'énergie (Boris Bailly, ADEME) ; **cette réunion a été organisée conjointement avec le groupe 2¹ (territoires et infrastructures), formule qui sera reconduite en 2001.**

L'actualité particulièrement fournie sur les sources renouvelables en 2000 a conduit à privilégier les mesures de promotion à court terme (3 réunions sur 4). Le rapprochement avec le groupe 2 préconisé par la réunion plénière du Club « Energie, prospective et débat » du 21 septembre 2000 correspond bien à l'état de la réflexion des 2 groupes.

(1) Voir l'évocation de cette séance dans la présentation des travaux du groupe 2.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Analyse des perspectives à court terme

L'année 2000 a été particulièrement fertile en décisions susceptibles d'affecter positivement la promotion des sources renouvelables et notamment celle des sources productrices d'électricité.

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité constitue la transposition de la directive européenne de 1996 sur l'application au domaine électrique des principes d'ouverture du marché intérieur. Les mesures relatives aux énergies renouvelables apparaissent ici comme des conséquences de cette ouverture et cette loi ne constitue pas de ce fait un outil bien adapté à la promotion des énergies renouvelables.

Quatre articles les concernent néanmoins tout particulièrement :

- l'article 1 précise les contributions du service public de l'électricité à des questions d'intérêt général dont certaines (environnement, développement équilibré du territoire, maîtrise des choix technologiques du futur) légitiment des interventions qui permettent d'ouvrir des marchés aux sources renouvelables de production d'électricité ;
- les articles 6 et 8 fixent les modalités de mise en œuvre d'une priorité aux sources renouvelables (plus généralement d'ailleurs à toutes les filières de production prometteuses qui ne s'imposent pas naturellement sur le marché), modalités qui passent par une programmation pluriannuelle des investissements et par un système d'appels d'offres pour atteindre les objectifs ;
- l'article 10, dédié aux obligations d'achat, concerne des unités de production de petite puissance, aujourd'hui 12 MW, avec un mécanisme d'extinction de l'obligation d'achat par diminution de ce seuil en fonction de l'ouverture des marchés (mesurée par le niveau d'éligibilité de la clientèle) et de la mise en place d'une concurrence effective entre les acheteurs d'électricité renouvelables.

Malgré son caractère temporaire, la mise en œuvre de l'article 10 est essentielle en raison de la possibilité d'application rapide (la programmation pluriannuelle des investissements aura elle bien du mal à être effective avant 2003 compte tenu des conditions fixées) mais aussi en raison de la fixation des tarifs et des conditions de raccordements qui serviront peu ou prou de références aux décisions ultérieures. Les arrêtés relatifs à l'énergie éolienne et à la petite hydraulique ont fait l'objet d'annonces gouvernementales en décembre 2000. Il est important de noter que les pouvoirs publics ont consulté d'une manière

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

approfondie les producteurs pour préparer ces tarifs et qu'ils ont accepté de les établir sur la base : d'une analyse en compréhension des coûts de production actuels ; d'un taux de rentabilité interne des projets acceptables par les banques ; mais avec une réduction des tarifs chaque année pour les nouveaux contrats afin de tenir compte du parcours des courbes d'apprentissage lié à l'ouverture des marchés.

Les tarifs retenus pour l'éolien sont du même ordre que ceux fixés dans la loi allemande ; la décomposition des tarifs en 2 périodes - une première d'une durée de 5 ans avec un tarif unique de 55 centimes et une seconde de 10 ans avec un tarif décroissant avec le « productible » du site lié notamment à la vitesse du vent - s'en inspire également. Ce système permet d'éviter de concentrer les installations dans les zones les plus ventées qui sont souvent des zones remarquables du point de vue des paysages.

Les réunions du 13 janvier et du 11 mai ont permis d'aborder les points évoqués ci-dessus.

La directive européenne sur l'électricité renouvelable vise à mettre en œuvre les recommandations du Livre Blanc sur les énergies renouvelables (1997) dans le domaine électrique. La démarche consiste à afficher un objectif de production d'électricité renouvelable pour chaque Etat membre à l'horizon 2010 et à mettre en avant quelques recommandations de nature à faciliter l'atteinte de ces objectifs. Dans ce cadre, la France devrait produire plus de 45 TWh d'électricité renouvelable en 2010 au-delà de ce qu'elle produit aujourd'hui avec l'hydraulique et ceci en supposant réalisé par ailleurs un programme très important de maîtrise de la demande d'électricité. La principale contribution ne peut venir alors que de l'énergie éolienne. Plus de 12 GW devraient être installés selon l'ADEME pour atteindre un tel objectif.

L'adoption de la directive relevant d'un mécanisme de co-décision, les discussions entre le Conseil et le Parlement sont en cours (le Parlement souhaitant en particulier aller plus loin dans la promotion des sources renouvelables). L'articulation de la directive une fois celle-ci adoptée avec la loi du 10 février 2000 passe par l'inscription des objectifs de la directive dans la programmation pluriannuelle des investissements. Cette directive demandera néanmoins une transposition en droit français - vraisemblablement à travers un texte législatif - pour permettre une mise en œuvre plus efficace des mesures nécessaires à l'atteinte des objectifs.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

Ce thème a été abordé lors de la réunion du 13 janvier puis a été repris au niveau des questions d'actualité tout au long de l'année 2000.

Le schéma de services collectifs énergie est l'un des schémas de service prévus dans la loi d'orientation et d'aménagement durable du territoire (LOADT) du 25 juin 1999.

La compétence en matière énergétique est en France assurée exclusivement par l'Etat. Le schéma de services énergie permet de confronter d'une manière cohérente les objectifs de l'Etat et les engagements des régions (pour préparer les contrats de plan et la programmation pluriannuelle des investissements par exemple) dans les domaines où la multiplicité des centres de décision rend peu opérationnelle une mise en œuvre centralisée. C'est le cas de la maîtrise de l'énergie en général et des énergies renouvelables en particulier. L'importance croissante de ces postes dans la politique énergétique qui s'esquisse au niveau de l'Union européenne (Livre Vert), comme au niveau des collectivités territoriales, conduira probablement à terme à un système de compétences partagées entre l'Union européenne, l'Etat et les régions. D'où l'importance de la démarche malgré les tâtonnements du premier exercice. D'où l'intérêt aussi de rapprocher les groupes 2 et 5 du Club.

Le présent exercice de préparation du schéma pêche par l'absence d'affichage d'objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables notamment et de propositions de répartition par région à soumettre au débat. Il est vrai que nombre de décisions résultant des directives et des textes de loi ne sont pas encore prises rendant difficile l'affichage d'objectifs incontestables. La révision des schémas prévue en 2005, un an avant l'échéance des contrats de plan devra, elle, être à coup sûr particulièrement soignée.

La réunion du 13 décembre a permis d'aborder ce thème qui sera repris en 2001.

Présentation d'EDF sur le thème « décentralisation et collectivités » (voir Alain Cabanes).

Analyse des perspectives à long terme

La présentation de Patrick Criqui a repris l'essentiel d'un document de l'IPCC sur les impacts sectoriels des actions de prévention du changement climatique, document établi par des équipes européennes impliquées dans le programme Joule de la Commission.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

L'enchaînement logique adopté est le suivant :

- la prévention du changement climatique débouche sur un premium (taxes, permis, performances techniques imposées ...) en faveur des technologies sans émission de CO₂ ;
- ce premium accroît le marché actuel et potentiel de ce type de technologies ;
- l'activité induite entraîne des retours d'expérience qui réduisent les coûts (learning by doing) ;
- les perspectives de croissance déclenchent des investissements en particulier dans le domaine de la recherche pour améliorer la compétitivité industrielle (technology-push) ;
- les progrès technologiques favorisent en retour la pénétration des marchés avec certes un rendement décroissant des retours d'expérience et des efforts de recherche.

D'un point de vue méthodologique, cette approche débouche sur une courbe d'apprentissage impliquant 2 facteurs.

Le **premier** rend compte de l'effet de l'activité induite (learning by doing) ; la relation est du type : les coûts de production baissent de x % (en général 20 %) pour chaque doublement du marché.

Le **second** prend en compte l'impact des efforts de R et D publics et privés sur la réduction des coûts ; celui-ci est toutefois un point faible de la démarche car les relations en la matière sont très difficiles à établir (déterminants des ruptures technologiques, inertie des grands programmes publics ...).

Faute de mieux, dans la présente étude, les auteurs ont adopté une relation du même type que celle relative à l'activité induite : les coûts baissent de x % lorsque le cumul des dépenses de R et D publics et privés doublent.

Les technologies retenues sont au nombre de 12 pour les filières de production de grande puissance et de 12 également pour les filières nouvelles (piles à combustible par exemple) et renouvelables.

Le modèle POLES de simulation mondiale des systèmes énergétiques (demande, offre et prix) et des modalités de réduction des émissions de CO₂, avec l'introduction d'une dynamique technologique dans les formes indiquées ci-dessus montre que du côté de l'offre :

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

- sans introduction d'une contrainte CO₂, les technologies du charbon propre s'imposent après un fort développement des turbines à gaz ;
- avec l'introduction d'une forte contrainte sur le CO₂, par rapport au cas précédent les filières nouvelles et renouvelables augmentent leur part de marché, il en est de même mais dans une moindre mesure des nouvelles filières nucléaires, tandis que la place des turbines à gaz reste stable et les technologies du charbon propre, toujours présentes, perdent de l'importance.

En comparant les résultats du modèle POLES avec et sans introduction de la dynamique technologique évoquée ci-dessus, il apparaît que la prise en compte du progrès technologique pèse beaucoup plus sur le coût global à terme des mesures de prévention du changement climatique que sur les parts de marché des différentes filières.

Au-delà de conclusions qui peuvent sembler évidentes du modèle, la cohérence qu'il implique au plan énergétique, économique et environnemental donne de la force aux propositions d'ouverture des marchés des technologies nouvelles et renouvelables.

III-6 - Groupe 6 : Energie et eau

Le groupe 6 « Eau-Energie » s'est réuni neuf fois au cours de l'année 2000.

- Mardi 11 janvier 2000

Le groupe a pris connaissance de la synthèse chiffrée de B. Chateau sur les différentes formes d'énergie. Il a adopté le cahier des charges de la première étude visant à faire analyser les rapports eau – énergie par J. Dunglas et a pris connaissance des conditions de prise en charge des études par le Commissariat général du Plan.

- Mercredi 2 février 2000

Le groupe a discuté à nouveau du cahier des charges pour l'étude bibliographique de la matrice « Eau - Energie » et a accueilli avec reconnaissance la proposition de B. Dessus de faire financer cette étude par ECODEV. Par ailleurs, J. Margat a présenté une analyse portant sur les prélèvements par catégorie et par usage des eaux dans différents pays.

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

▪ Lundi 6 mars 2000

M. Chotard a présenté un exposé portant sur les évolutions des normes européennes en matière d'eau. R. Coulomb est intervenu sur l'approche mondiale en matière de gestion de l'eau dans la perspective de la conférence mondiale de la Haye.

▪ Mardi 4 avril 2000

J.R. Frisch a dressé un bilan précis de la situation au niveau mondial en matière d'énergie. M. Massion a évoqué l'approche d'EDF concernant l'hydroélectricité et la gestion des réserves en eau. M. Vielle a présenté une étude prospective sur les effets du changement climatique sur la production d'hydroélectricité.

▪ Mercredi 17 mai 2000

A. Dangeard a présenté un exposé sur la durabilité des systèmes d'eau et d'énergie en Inde. R. Coulomb a synthétisé les conclusions et les enseignements à tirer de la conférence de la Haye.

▪ Jeudi 15 juin 2000

Le groupe a examiné le rapport d'étape présenté par les chargés d'étude concernant la matrice « eau-énergie ». R. Margat a commenté un rapport sur l'évolution des chiffres des prélèvements et usages de l'eau dans différents pays du globe (synthèse des travaux présentés sur ce thème à la Haye). S. Treyer a présenté une étude portant sur l'équilibre à long terme entre ressources et demandes en eau en région méditerranéenne.

▪ Jeudi 14 septembre 2000

G. Bédriot a fait part d'une analyse portant sur « Eau et Collectivités locales : l'expérience d'une agence de bassin ». Le groupe a poursuivi la préparation du programme de travail 2000-2001 dans la perspective de disposer d'une matrice « Eau – Energie » exprimant les relations entre les demandes d'eau et d'énergie.

▪ Lundi 6 novembre 2000

Le groupe a pris connaissance de la nouvelle directive-cadre sur l'eau et de ses implications pour la France à travers une présentation par M. Kaschmarek,

- Penser l'avenir pour agir aujourd'hui -

délégué des agences de l'eau à Bruxelles. R. Lavergne et S. Louati ont présenté un panorama de la situation en matière énergétique de la France.

▪ Lundi 18 décembre 2000

J.F. Bonnet et X. Goossens d'Ecocampus (Bordeaux) ont exposé en détail leur étude portant sur la matrice « eau - énergie » qui a donné lieu à discussion et analyse de la part du groupe.

Ce groupe de travail qui bénéficie de l'apport significatif de Alain Ayong le Kama à la fois sur le plan organisationnel et intellectuel, rassemble un noyau dur d'une vingtaine de personnes. L'année 2001 devrait permettre de raffiner ces travaux préliminaires, d'interpréter de façon plus détaillée cette matrice eau-énergie et d'envisager des problématiques et développements nouveaux.

Etude n° 1

Concepts et nomenclatures nécessaires aux études énergétiques sur très longue période

Nathalie Glot-Sanchez

ENERDATA

1. Généralités introductives

1.1. Objet de l'étude

Dans le but de procéder à des exercices prospectifs de demande énergétique mondiale en très longues périodes, il apparaît nécessaire de parvenir à une compréhension détaillée des liaisons existant entre le développement et la consommation d'énergie.

Pour cela, l'assimilation «besoin social » - « usage de l'énergie » n'étant à très long terme plus nécessairement possible, il est nécessaire de disposer d'une grille d'analyse de la demande énergétique qui soit l'expression de l'évolution des besoins des populations en biens et services et de leurs modes de satisfaction au cours du développement, et qui puisse s'appliquer à des espaces économiques de nature très différente.

Il est alors important de recourir à d'autres disciplines, dans lesquelles la réalité économique et sociale et la dynamique d'évolution des sociétés sont représentées différemment, avec des catégories plus robustes pour des analyses énergétiques de très long terme.

- Etude n° 1 -

La présente étude consiste donc en une recherche bibliographique multidisciplinaire de sorte à identifier les directions les plus prometteuses. Elle s'attache à recenser soit directement les catégories manipulées dans ces différentes disciplines (lorsque cela était possible) soit à mettre en évidence des éléments pouvant répondre à la présente problématique.

1.2. Méthode

La recherche est menée en envisageant parallèlement deux axes principaux de recherche, celui de la description des comportements sociaux et des structures de consommation en biens et services qui en découlent (recensement des concepts et nomenclatures utilisés tant pour caractériser les groupes sociaux eux-mêmes que leur mode de vie) et celui de la description des espaces géographiques (recensement des concepts et nomenclatures utilisés pour caractériser les espaces géographiques caractéristiques des modes de vie et des structures économique et sociale dominants).

La recherche bibliographique s'opère sur la base d'un certain nombre de mots clés qu'il s'agit de croiser les uns avec les autres. Parmi ces derniers, il paraît important de citer les plus fréquemment utilisés (car les plus féconds du point de vue des références bibliographiques obtenues) : catégories, comportement social, mode de vie, énergie, consommation, besoin, développement, temps ... Il ressort du questionnement, sur la base de cette liste de mots clés, de centres de documentation, d'organismes de recherche, d'organisations internationales (UFR de sociologie de Grenoble, universités françaises et étrangères, EHESS, Ecole des Mines de Paris, IIASA, MIT, AIE, ONU, ...) que seules quelques-unes des références obtenues paraissent pouvoir être utiles à la présente étude, et ce de manière plus ou moins directe.

2. Etat des lieux

L'analyse des recherches menées permet d'établir un premier résultat quant à l'existence ou non de ce type de préoccupations dans les différents pays. Il semblerait qu'au plan national peu de recherches aient été conduites en la matière. Ainsi, il est permis de penser que c'est plus au niveau international qu'au niveau national qu'il sera possible de trouver des bases de réflexion permettant des études plus détaillées.

Il est à noter que chaque référence bibliographique citée au cours des paragraphes suivants fait l'objet d'une présentation (plus ou moins détaillée) sous forme de fiches, regroupées en Annexes de cette étude.

2.1. Au niveau français

Les principaux travaux qui ont pu être identifiés comme intéressants du point de vue de cette étude concernent essentiellement des travaux de sociologie « pure », et quelques travaux relevant d'une approche « marketing ».

S'agissant tout d'abord de la sociologie, celle-ci nous permet d'obtenir des classifications des individus autres que celles habituellement utilisées en économie de l'énergie. Elles sont basées sur la division de la société en classes, ou bien sur les catégories socioprofessionnelles, ou encore sur les distinctions par les modes de vie, par le rôle social, etc.¹.

C'est grâce également à la sociologie qu'il sera permis d'appréhender la notion de besoins (pouvant déboucher sur une classification des individus) de manière théorique, notamment grâce à la théorie des besoins et des motivations développée par A.H. Maslow en 1954². Les analyses de Maslow selon lesquelles les besoins s'organisent de manière pyramidale (partant des besoins organiques puis de sécurité, d'appartenance, d'estime et enfin de réalisation de soi), ont été confrontées à la réalité économique et sociale et donnent en fait une nouvelle représentation de l'organisation interne de l'entreprise et des salariés.

Il peut alors paraître judicieux de vouloir appliquer ce raisonnement à l'ensemble des individus d'une société pour en dégager une classification. D'autant que c'est au travers de l'évolution des besoins qu'il sera permis d'appréhender le changement social, comme le soulignent H. Mandras et M. Forsé³ : *« Il va de soi que les hommes ont des besoins élémentaires qu'ils doivent satisfaire et que la société a pour fonction de les y aider par ses diverses institutions (...) formulée de cette manière l'évidence n'est pas aussi convaincante qu'il y paraît. (...) Un besoin n'existe qu'en fonction de sa satisfaction éventuelle. En bonne logique ce couple dialectique est*

(1) Voir notamment C. Debbash, J.M. Pontier (1995) : *La société française*, Dalloz ; et G. Rocher (1968) : *Introduction à la sociologie générale. Le changement social*, coll. Points.

(2) Voir notamment P. Bernoux (1990) : *La sociologie des organisations/Initiation théorique*.

(3) H. Mandras, M. Forsé (1983) : *Le changement social*, Armand Collin.

- Etude n° 1 -

indissociable, tous les philosophes s'accordent sur ce principe.(...) Notre société a inversé le rapport : au lieu de fixer arbitrairement et sagement les besoins et d'en déduire les moyens d'y répondre, elle multiplie les moyens qui créent indéfiniment des besoins nouveaux. Cette inversion est le ressort de fonctionnement de notre économie en perpétuel développement (...) ».

Malinowsky y donne une liste des besoins dérivés, réponses culturelles aux besoins élémentaires :

Besoins élémentaires	Besoins dérivés
- Métabolisme	- Subsistance
- Reproduction	- Parenté
- Bien être corporel	- Abri
- Sécurité	- Production
- Mouvement	- Activités
- Croissance	- Education
- Santé	- Hygiène

Pour conclure sur l'apport des travaux d'ordre sociologique, il est à noter que certains concepts utilisés dans ce domaine peuvent être d'une grande utilité ; il s'agit notamment du concept de cohorte ¹. Traditionnellement une cohorte est un groupe de gens caractérisés par la même année de naissance et donc partageant les mêmes expériences dans leur développement et leur socialisation. Par extension, il peut s'agir d'un groupe de personnes partageant les mêmes expériences (guerres, mouvements sociaux, etc.).

Quant aux travaux liés au domaine du marketing, et plus généralement à l'analyse des marchés, sur le plan français il s'agit essentiellement des travaux réalisés par le BIPE. Une équipe d'experts animée par le sociologue Bernard Préel utilise un nouvel outil de segmentation et de prospective des marchés : l'approche par génération. Cette méthodologie leur a permis de développer un outil de prospective des comportements socio-économiques qu'ils ont appliqué à quatre grands secteurs d'activités déclinés en 80 produits et services. Ils évaluent la sensibilité de chaque marché ou segment de marché aux effets de génération, en déduisent des perspectives d'évolution à moyen terme et en tirent

(1) N. B. Ryder (1965)* : *The cohort as a concept in the study of social change*, *American Sociological Review*, volume 30.

J. Hobcraft, J. Menken, S. Preston (1982)* : *Age, period and cohorts effects in demography : a review*, *Population Index*, volume 48.

les conséquences en terme de marketing. Remarquons que cette approche incontestablement s'inspire du concept de cohorte.

Par ailleurs, il est à noter que les travaux qui viennent d'être exposés permettent quelques classifications des populations sans aucune préoccupation liée à la notion de consommation énergétique ou de développement économique d'un pays. L'utilisation de telles classifications à des fins de prospective énergétique mondiale nécessitera sans aucun doute quelques ajustements, ces classifications et approches ne constituant qu'un point de départ à de nouvelles nomenclatures directement utilisables en l'état.

2.2. Au niveau international

Contrairement au cas français, il semblerait qu'au niveau international de telles préoccupations et recherches associées aient déjà été envisagées. Un certain nombre d'études et de projets de recherche ponctuels ayant un lien avec l'objet de cette étude retiennent l'attention, même si des classifications ou des catégories ne peuvent pas forcément en être dégagées. Au vu des résultats obtenus, il semblerait que c'est principalement sous l'égide des gouvernements ou des grandes organisations internationales que les principales recherches sont conduites. Pour n'en citer que quelques-unes (l'exposé de celles-ci étant réalisé en totalité au cours du paragraphe III suivant) : un projet d'étude mené conjointement par le Ministère de l'Environnement danois et la Technical University of Denmark ayant pour thème « Energy Consumption, Lifestyle and Social Structure », un workshop animé par l'IIASA sur le thème « Social Behavior, Lifestyles and Energy Use » et enfin des travaux menés dans le cadre des Nations Unies tels que « Energy as an instrument for Socio Economic Development », « Trial International classification for time use activities ». Certains organismes ou centres de recherche ont également développé des programmes portant uniquement sur l'aspect purement démographique ¹.

(1) Sur cet aspect, on se référera par exemple à l'étude de Tobler W., Deichmann U., Gottsegen J., Maloy K. (1995)* : *The global demography project, National Center for Geographic Information and Analysis, University of California, Santa Barbara, Technical report TR-95-6* ; ainsi qu'aux travaux des Nations Unies (1996)* : *Populations 1996, 2015, 2050 et (1997)* : UN urban and rural population estimates and projections as revised in 1994, United Nations Population Division and UNDP, Washington.*

3. Les différentes approches

Qu'il s'agisse des travaux menés dans le cadre de programmes gouvernementaux ou de ceux conduits au sein des organisations internationales, il est permis de distinguer ces derniers en définissant le cadre et/ou l'élément principal auxquels ils font référence. C'est ainsi que l'on peut observer trois grandes catégories d'études selon qu'elles sont établies dans une optique « énergie », qu'elles impliquent la notion de temps, ou que l'approche est celle du marketing.

3.1. L'optique « énergie »

C'est dans cette catégorie que le plus grand nombre de références bibliographiques a été obtenu. D'un point de vue général, il s'agit d'études qui mettent en jeu plusieurs concepts dont certains sont intéressants pour la présente problématique même s'ils ne donnent pas lieu directement à classification ou nomenclature. En fait, la grande majorité des travaux visent à observer comment évoluent les comportements des individus (principalement en matière de consommation) lorsque des considérations d'efficacité énergétique, de protection environnementale ou encore d'amélioration technologique interviennent. De ce fait, la plupart de ces travaux sont basés sur des concepts relevant à la fois de la sociologie, de l'économie, de la technologie, etc.

Les principales références qu'il serait pertinent de retenir et d'analyser de manière détaillée sont les suivantes :

Büttner Thomas, Grübler Arnulf (1994) *The birth of a « green » generation ? Generational dynamics of resource consumption patterns* (Working Paper-94-79 IIASA Laxenburg, Austria).

Giovannini B., Barazini A. (Eds) (1997) *Energy modelling beyond economics and technology* (Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie, Université de Genève Suisse).

Gladhart P.M., Morrison B.M., Zuiches J.J. (Eds) (1986) *Energy and families : an analysis of lifestyles and energy consumption* (Institute for Family and Child Study, Michigan State University).

Morrison B.M., Kempton W. (Eds) (1984) *Families and Energy : coping with uncertainty* (Conference proceedings, Institute for Family and Child Study, Michigan State University).

Grübler Arnulf, Kirsch David (1991 ?) *Social behavior : limiting global change or limits for mitigation ?*

Jorgensen U. (1995-1998) Project : *Energy consumption, lifestyle and Social structure* (ITS, Technical University of Denmark and Ministry of Environment and Energy Denmark).

Kempton W. (1991) *Public perception on environmental problems* (presentation at the workshop on *Social behavior, lifestyles and energy use, june 24-26*, IIASA, Laxenburg, Austria).

Kempton W. (1987) *Energy efficiency : perspectives on individual behavior* (American Council for an Energy Efficient Economy).

Keyfits N. (1991) *Environment, demography and social change* (presentation at the workshop on *Social behavior, lifestyles and energy use, june 24-26*, IIASA, Laxenburg, Austria).

Kolsrud G., Torrey B.B. (1991) *The importance of population growth in future commercial energy consumption* (US Office of Technology Assessment, US Congress, Washington D.C.).

Sorensen Bent (1999) *Long-term scenarios for global energy demand and supply - Four global greenhouse mitigation scenarios* (Roskilde University, Institute 2, energy and environment group).

Thompson M. (1991) *The cultural theory approach* (presentation at the workshop on *Social behavior, lifestyles and energy use, june 24-26*, IIASA, Laxenburg, Austria).

3.2. La notion de temps

Une autre façon d'appréhender le problème est de faire référence à la notion de temps et plus exactement à la notion d'utilisation et de répartition d'un budget temps. Dans cet esprit, quelques références bibliographiques ont été mises à jour ; il s'agit notamment de :

- Etude n° 1 -

Ausubel J.H., Grübler Arnulf (1994) *Working less and living longer : long-term trends in working time and time budgets* (Time and Society or Working Paper-94-99, IIASA Laxenburg, Austria).

Gershuny (1992) *Are we running out of time ?* (Futures, janvier).

J. Gershuny (1995) *Time budget research in Europe* (Statistics in Transition, vol 2 n° 4).

Harvey A.S. (1994 ?) *From activities to activity settings : behavior in context* (Time Use Research Program, Department of economics, Saint mary's university, Canada).

Robinson J.P. (1989) *Trends in free time : a cross-national comparison* (Paper presented at the international workshop *The changing use of time 17-18 april 1989* Brussels, European Foundation for the improvment of living and working conditions, Dublin).

Schipper L., Bartlett S., Hawk D., Vine E. (1989) *Linking life-styles and energy use : a matter of time ?* (Annu. Rev. Energy, volume 14).

United Nations (1997) *Trial International classification for time use activities* (expert group meeting, New York).

3.3. L'approche marketing

Les seules références qui peuvent être ici proposées font référence d'une part aux travaux du BIPE (présentés précédemment) et d'autre part aux travaux de :

Fritzsche D. (1981) *An analysis of energy consumption patterns by stage of family life cycle* (Journal of Marketing Research, vol XVIII).

Mahajan V., Muller E., Bass F.M. (1991) *New product diffusion models in marketing : a review and directions for research* in N. Kakicenovic, A. Grübler (Eds) *Diffusion of technologies and social behavior* Springer-Verlag Berlin.

Sanguineti G. (1997) *Use of time by Italians* (papier présenté à l'International Association for Time-Use) Research Conference, 8-10th oct., Stockholm).

Wagner J., Hanna S. (1983) *The effectiveness of family life cycle variables in consumer expenditures research* (Journal of Consumer Research, volume 10).

4. Conclusion

Les principaux enseignements de cette recherche bibliographique sont les suivants :

- Le développement des préoccupations environnementales ces dernières années a conduit à la multiplication des travaux visant à comprendre les comportements de consommation d'énergie.
- Ces travaux sont dans la majeure partie des cas menés à l'étranger, principalement dans les pays du nord de l'Europe et d'Amérique du Nord.
- Les études consacrées au budget temps proposent quelques classifications et ont donné lieu à des tentatives d'études quantitatives.
- Les études menées dans l'optique « énergie » ne proposent pas de classifications véritables mais apportent des éléments de compréhension. Elles insistent surtout sur l'importance d'approche transdisciplinaire et sur la nécessité de mener des recherches supplémentaires pour prendre en compte les aspects social, culturel, anthropologique dans la modélisation de la demande d'énergie.
- Des concepts existent qui peuvent être utilisés pour opérer une classification des individus. Les plus prometteurs au regard de la problématique sont :
 - le concept de « lifestyle » ;
 - le concept de « time budget » ;
 - le concept de « cohorte ».

Ainsi, si ces dernières années des programmes de recherches ont commencé à introduire de nouvelles dimensions dans les modèles de demande d'énergie, il s'agit dans la plupart des cas de travaux préparatoires qui n'ont pour l'instant pas déboucher sur des résultats opératoires. Toutefois, les voies explorées semblent prometteuses et permettent déjà de conclure d'une part au réel intérêt de ces travaux et d'autre part à la nécessité de ne pas enfermer les recherches futures dans un cadre trop strict, chaque approche (sociologique, démographique, marketing, budget temps) apportant un éclairage différent et complémentaire.

- Etude n° 1 -

5. **Annexes**

- V.1 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe II.1
- V.2 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe II.2
- V.3 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe III.1
- V.4 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe III.2
- V.5 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe III.3

Notes : dans les fiches, utilisation éventuelle des sigles suivants :

✱ : référence non disponible (ou non obtenue à ce jour)

☞ : article important

V.1 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe II.1

C Debbash, J.M. Pontier (1995) : La société française, Dalloz

La notion de structure sociale fait immédiatement référence aux concepts de classes sociales et de catégories sociales. Mais les critères de classification et de distinction étant innombrables, les classifications le sont également. Il peut s'agir d'une division de la société en classes (référence à l'analyse marxiste des classes sociales), ou de la mise en évidence des catégories socioprofessionnelles (référence au classement INSEE), ou bien de distinction par les modes de vie (par exemple, pour le Centre de Communication Avancée, filiale d'Havas, cinq grands sociotypes se définissent : matérialistes, activistes, décalés, rigoristes, égocentrés ; pour le Credoc, les français sont classés en sept classes d'opinion), ou encore par le rôle social (par exemple la bourgeoisie, les intellectuels, etc.).

La société française est présentée par référence aux groupes sociaux qui la constitue (paysans - artisans, commerçants - cadres - ouvriers - professions libérales) et par rapport à leur manière d'être (descriptif des attitudes par rapport aux goûts, aux loisirs, à l'argent).

G. Rocher (1968) : Introduction à la sociologie générale / 3. Le changement social coll. Points

Mise en évidence des faiblesses de la sociologie prévisionnelle. En matière de changement social, le sociologue se voit confronter aux six questions majeures suivantes :

- Qu'est ce qui change ? (éléments structurels, culture => modèles, valeurs idéologiques)
- Comment s'opère le changement ? (continu, régulier, sporadique, brisé, résistance, ...)
- Quel rythme du changement ? (lent, progressif, changements brutaux, rapide)
- Quels en sont les facteurs et conditions ? (favorables ou pas)
- Quels sont les agents actifs ? (ceux qui le symbolisent, le promeuvent, ceux opposés)
- Prévoir le cours futur des évènements.

- Etude n° 1 -

Présentation des facteurs et des conditions du changement social : facteur démographique, facteur technique, infrastructure économique, valeurs culturelles, idéologies, conflits et contradictions.

P. Bernoux (1990) : La sociologie des organisations / Initiation théorique

Exposé de la théorie des besoins et des motivations basé sur la théorie de A. H. Maslow (Motivation and personality, New York Harper and Row 1954) selon laquelle le besoin n'est pas défini comme la fuite d'un déplaisir ou comme une sensation. Il est indispensable à la vie de l'être humain. Origine non seulement physiologique et instinctive, mais culturelle et sociale. Il naît autant de la nécessité de posséder ou de consommer certains objets pour vivre (besoins organiques) que des expériences sociales de l'enfant et de l'univers culturel de l'adulte. Ces besoins engendrent des motivations, raisons que l'individu se donne d'agir.

La pyramide des besoins classe ces derniers selon : besoins organiques, de sécurité (safety), d'appartenance (belonginess), d'estime (esteem), et de réalisation de soi (selfactualisation). Les premiers priment les suivants.

Les analyses de Maslow reflètent la réalité (application de ces besoins à l'organisation interne de l'entreprise et des salariés) et ont apporté un éclairage théorique important, au sens où elles ont été des tentatives de casser l'image de l'homo oeconomicus dont le ressort principal de l'action est le gain d'argent.

H. Mandras, M. Forsé (1983) : Le changement social, Armand Collin

Un chapitre est consacré aux besoins, aux mœurs et institutions ; on peut y lire notamment :

« Il va de soi que les hommes ont des besoins élémentaires qu'ils doivent satisfaire et que la société a pour fonction de les y aider par ses diverses institutions. Ils ont besoin de manger, de s'abriter, de se soigner, de se reproduire, ils ont besoin d'affection, etc... L'agriculture, la sécurité sociale, la famille, etc., ont été inventées pour répondre à ces besoins, c'est une évidence. Et pourtant, formulée de cette manière l'évidence n'est pas aussi convaincante qu'il y paraît. Le doute s'insinue, et nous voudrions pousser ici l'argument inverse jusqu'à affirmer que les besoins n'existent pas et que la distinction entre besoins élémentaires que tout homme doit satisfaire et les besoins secondaires (non essentiels à la survie) est absurde. Tous les besoins sont des produits sociaux, et ils sont définis par les moyens de les satisfaire que chaque société met à la disposition de

ses membres. Un besoin n'existe qu'en fonction de sa satisfaction éventuelle. En bonne logique ce couple dialectique est indissociable, tous les philosophes s'accordent sur ce principe.(...) Notre société a inversé le rapport : au lieu de fixer arbitrairement et sagement les besoins et d'en déduire les moyens d'y répondre, elle multiplie les moyens qui créent indéfiniment des besoins nouveaux. Cette inversion est le ressort de fonctionnement de notre économie en perpétuel développement (...)

Il est clair que dans toute société la culture va se charger de remanier ces besoins élémentaires. La société doit répondre à ces besoins, mais dans le même temps elle crée des réponses culturelles qu'on appellera besoins dérivés (qui deviennent les besoins des individus et des sociétés). Malinowsky en donne une liste :

Besoins élémentaires	Besoins dérivés
- Métabolisme	- Subsistance
- Reproduction	- Parenté
- Bien être corporel	- Abri
- Sécurité	- Production
- Mouvement	- Activités
- Croissance	- Education
- Santé	- Hygiène

**N. B. Ryder (1965) : *The cohort as a concept in the study of social change*
American Sociological Review, volume 30**



J. Hobcraft, J. Menken, S. Preston (1982) :
Age, period and cohorts effects in demography : a review, Population Index,
volume 48



BIPE : L'approche par génération : un nouvel outil de segmentation et de prospective des marchés

<http://www.bipe.fr>



Aucune génération ne travaille, ne consomme ni n'envisage la vie comme la précédente. Dans le comportement des individus, l'effet de génération supplante souvent l'effet d'âge. « Générations » est la première étude appliquant cette méthodologie à un large éventail de produits et de services : des plats surgelés aux vacances, de la lecture des quotidiens à l'usage de l'automobile.

- Etude n° 1 -

Une équipe du BIPE animée par le sociologue Bernard Prél a développé un outil de prospective des comportements socio-économiques reposant sur l'approche par générations. Les membres d'une génération partagent un destin commun inscrit à la confluence de deux histoires : celle de l'époque et celle du cycle de vie. Ce qui les unit, c'est bien de vivre au même âge les mêmes événements.

Le projet sur les générations apporte : a) une clé originale de segmentation pour les démarches marketing et les démarches de communication, b) une lecture dynamique, inscrite dans la durée des pratiques et des attitudes, c) une description prospective des principales générations conçue comme un dépassement des approches selon le cycle de vie, d) une analyse des marchés de consommation qui dégage l'incidence des phénomènes de génération, ce qui autorise à se prononcer sur leurs perspectives aussi bien qu'à mieux définir la gestion de leur évolution.

Ce qui unit les membres d'une génération, c'est donc leur double histoire commune : celle de leur âge (cycle de vie) et celle de l'histoire (cycle d'époque). La dynamique réelle associe et mêle trois effets : les effets d'âge, d'époque et de génération. Les trois générations sélectionnées par les équipes du BIPE pour les besoins de l'étude « génération » peuvent symboliser un lignage avec les grands-parents (génération Libération, 20 ans en 1945), les parents (génération mai-68, 20 ans en 1968) et les enfants (génération Gorby, 20 ans à la chute du Mur de Berlin).

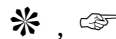
L'âge est certes un critère pertinent pour expliquer les comportements budgétaires et les pratiques de consommation. Mais si l'âge garde une valeur explicative, ce n'est pas principalement pour des raisons biologiques, mais bien parce qu'il est associé à un cycle de vie qui fluctue et se déroule autour de deux axes : l'axe de la vie privée (changements d'état relativement immuables), l'axe de la vie publique (temps classiques). On distingue ainsi un cycle de six âges : deux âges de dépendance (enfance, vieillesse), deux âges de liberté (jeunesse, retraite), deux âges de production (point de retournement en milieu de vie).

Les experts du BIPE ont appliqué l'approche par génération à quatre grands secteurs d'activité (soit 80 produits et services). Ils évaluent la sensibilité de chaque marché ou segment de marché aux effets de génération, en déduisent des perspectives d'évolution à moyen terme et en tirent les conséquences en terme de marketing.

V.2 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe II.2

Projet : *Energy consumption, lifestyle and social structure*
Technical University of Denmark, Ministry of Environment and Energy

<http://its.dtu.dk>



Le projet vise à développer une méthode qui met l'accent sur les relations entre les modifications de comportement, le style de vie et l'organisation sociale. La première partie du projet a été consacrée à l'étude de la littérature dans trois domaines différents de la théorie. La seconde partie est basée sur le développement d'études de synthèse et empiriques sur les consommations d'énergie des ménages. Les résultats seront utilisés pour évaluer différents moyens de régulation pour influencer les changements futures de comportements et de consommation d'énergie.

Project staff : U. Jorgensen (project leader, ITS), M. I. Godskesen, J. Laessoe, I. Ropke (project members, ITS)

Date : 01.03.1995 to 30.06.1998

Workshop : *Social behavior, lifestyles and energy use*
24/26 June 1991 IIASA Laxenburg Autriche



Présentations :

J. Gershuny : Time budget research *

W. Kempton : Public perception on environmental problems *

N. Keyfits : Environment, demography and social change *

M. Thompson : The cultural theory approach *

Nations Unies : *Energy as an instrument for socio-economic development*
UNDP Energy and Atmosphere Programme

<http://www.undp.org>

Carlos E. Suarez Part I Energy and sustainability

L'énergie est un moyen fondamental et stratégique pour atteindre une qualité de vie minimale. Ce chapitre examine comment et pourquoi l'énergie peut contribuer positivement au développement soutenable et se propose de voir

- Etude n° 1 -

comment les impacts potentiellement négatifs des systèmes énergétiques sur les environnements humains et naturels peuvent être minimisés.

Un indice de développement humain (HDI) est calculé par l'UNDP en tant que moyenne simple de plusieurs critères (espérance de vie, niveau d'éducation, PNB par tête). Cet indice permet d'observer l'influence historique de la consommation d'énergie dans la réalisation de certains niveaux de développement humain ou qualité de vie, dans les différentes régions du monde. Les résultats d'études montrent clairement que l'énergie est déterminante principalement au cours des premières étapes du développement.

Un autre aspect de ce programme concerne la relation entre consommation d'énergie et population. Il semblerait qu'il y ait une relation en sens inverse entre la taille de la famille et la consommation d'énergie par tête pour le même niveau de revenu. Par ailleurs, le processus d'urbanisation prenant place dans presque tous les pays en voie de développement amène à des accroissements substantiels de la consommation d'énergie par tête.

Une attention particulière est accordée au cas des PVD, avec différenciation entre besoins d'énergie et consommations d'énergie.

V.3 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe III.1

**Büttner T., Grübler A. (1994) : *The birth of a « green » generation ?
Generational
dynamics of resource consumption patterns*
Working Paper-94-79 IIASA Laxenburg, Austria**



L'objectif de cet article n'est pas de développer une nouvelle théorie du processus de formation des styles de vie ou des facteurs de modification des comportements de consommation. Il vise plutôt à améliorer les approches traditionnelles (économiques et démographiques) dans une perspective dynamique, générationnelle ou de cohortes.

C'est un concept important pour traiter de l'hétérogénéité des comportements de consommation (mise en évidence de différentes « populations » au sein d'une population), pour élargir les méthodologies utilisées habituellement (pluralisme), pour étudier la dynamique de diffusion d'un comportement particulier et permettre plus facilement l'anticipation des changements futurs.

L'approche par les cohortes permet de mettre en exergue le phénomène de changement social et de plus de considérer les différences et la dispersion au sein de cohortes particulières. Il reste néanmoins que le problème général d'identification des reconfigurations des groupes identifiés existe également.

Tentatives de classification basée sur la distinction jeunes - vieux, hommes - femmes appliquée quantitativement à la possession de voitures en Allemagne.

Giovannini B., Barazini A. (Eds) (1997) : *Energy modelling beyond economics and technology*

**Centre Universitaire d'Etude des Problèmes de l'Energie
Université de Genève Suisse**

Workshop on « Introduction of cultural and institutional elements into energy analysis, modelling and policy making » oct. 1996, International Academy of Environment, Genève.

Le but de la recherche est de développer des méthodologies de modélisation qui tiennent compte des contraintes sociologiques, psychologiques et institutionnelles.

Shove E. : Working back from the future.

Wilhite H. : Framing the socio-cultural context for analysing energy consumption

Strang V. : Cultural theory and modelling practise ➡

Michaelis L. : Technical and behavioral change : implications for energy end-use

Giovannini B. : System dynamics and transdisciplinarity : a simulation fiction about energy modelling

Gladhart P.M., Morrison B.M., Zuiches J.J. (Eds) (1986)

***Energy and families : an analysis of lifestyles and energy consumption*
Institute for Family and Child Study, Michigan State University**



Morrison B.M., Kempton W. (Eds) (1984)

***Families and Energy : coping with uncertainty / Conference proceedings*
Institute for Family and Child Study, Michigan State University**

- Etude n° 1 -

Stern P. C. : Energy and behavior : what have we learned ? ☞

Knutson B. J. : Lifestyle : it's definition and operational use in energy behavior research (pour un exposé détaillé du concept de lifestyle et parallèle avec pyramide de Maslow ☞

Grübler Arnulf, Kirsch David (1991 ?) Social behavior : limiting global changeor limits for mitigation ?

Cet article propose une revue des trois principales approches permettant d'appréhender les interactions entre comportement social et consommation. Tout d'abord, analyse anthropologique et culturelle qui s'intéresse au processus de formation des préférences. La théorie correspondante stipule que les gens découvrent leurs préférences dans le processus d'établissement de leurs relations sociales. Ainsi, les relations sociales définissent un petit nombre de groupes sociaux distincts, chacun étant doté d'un ensemble de préférence leur conférant un type culturel particulier. La vérification empirique de la théorie culturelle reste au mieux fragmentaire (Thompson 1991). La seconde voie consiste en la recherche sur le budget temps (Time Budget Research), selon laquelle à partir d'une recherche empirique sur les programmes d'activités réelles se déduit une typologie des comportements sociaux en tant que combinaisons variées d'activités humaines (reflétées dans l'allocation temps de différents individus). Le principal résultat d'une telle théorie est de reconnaître la complexité des critères qui sous-tendent les préférences et les choix des consommateurs (Gershuny 1991). Enfin, les analyses démographiques offrent des perspectives intéressantes d'analyse du comportement social à partir de perspectives générationnelles. Exposé succinct de quelques tentatives d'application empiriques de ces approches.

***Kempton W. (1987) Energy efficiency : perspectives on individual behavior
American Council for an Energy Efficient Economy***



Ce livre rassemble des études de cas et recherches qui examinent les comportements liés à l'énergie et font la lumière sur les façons dont les individus prennent leurs décisions. Un large éventail de perspectives est proposé (anthropologie, psychologie du comportement, sociologie, économie et ingénierie).

***Kolsrud G., Torrey B.B. (1991) The importance of population growth in future commercial energy consumption
US Office of Technology Assessment, US Congress, Washington D.C.***



***Sorensen Bent (1999) Long-term scenarios for global energy demand and supply -
Four global greenhouse mitigation scenarios
Roskilde University, Institute 2, energy and environment group***

Analyse de la demande d'énergie à l'horizon 2050. Le chapitre II s'intéresse au scénario de demande en s'appuyant sur les données de population (Nations Unies 1996-1997), sur l'évolution de la relation activité économique - demande d'énergie et sur la méthode de calcul bottom-up. Dans l'approche bottom-up certains besoins humains sont des besoins de base tandis que d'autres sont secondaires ; ceci dépend de facteurs culturels et des niveaux de développement et de connaissance, et peuvent donc être différents pour différentes sociétés, sous groupes ou individus.

La méthodologie consiste à identifier en premier lieu les besoins et les demandes des individus puis d'en déduire les besoins en énergie nécessaires pour les satisfaire.

Les besoins considérés sont :

- biologically acceptable surroundings,
- energy in and related to food and water
- security
- health
- human relations
- human activities including economic activities

V.4 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe III.2

***Ausubel J.H., Grübler Arnulf (1994) Working less and living longer :
long-term trends in working time and time budgets
Time and Society or Working Paper-94-99, IIASA Laxenburg, Austria***

- Etude n° 1 -

Article proposant une analyse rétrospective du temps de travail et mettant en évidence une diminution de celui-ci au profit des autres activités, notamment de consommation.

Analyses empiriques quantitatives par pays.

J. Gershuny (1992) Are we running out of time ? Futures, janvier



La baisse du temps de travail s'explique par l'augmentation de la productivité horaire du travail, d'où nécessité pour conserver son emploi de soit consommer plus soit diminuer le temps de travail pour augmenter le temps de consommation. L'augmentation de la productivité horaire du travail conduit un besoin de plus de temps pour consommer le produit social. Ainsi comprendre l'évolution du temps de travail entre le XIX et le XX siècles peut permettre de mieux préparer le XXI siècle.

***Gershuny (1995) Time budget research in Europe
Statistics in Transition, vol 2 n° 4***

Propose un plaidoyer en faveur des recherches sur le budget temps en insistant sur la nécessité de mettre en œuvre des systèmes de collecte de données. Il propose un survol des pratiques en matière de « time budget research » dans les différents pays européens.

***Harvey A.S. (1994 ?) From activities to activity settings : behavior in context
Time Use Research Program,
Department of economics, Saint Mary's University, Canada***

Cet article s'intéresse à la compréhension des comportements de déplacements quotidiens en replaçant les activités à la source des déplacements dans leur contexte. Le contexte d'une activité peut ainsi se décomposer en : localisation de l'activité, période de la journée où l'activité est exercée, durée de l'activité et contact sociaux établis lors de l'activité. En croisant les différentes activités (travail, shopping ...) et leurs différents contextes, l'auteur propose une typologie non plus en termes d'activités, mais en termes d'ensemble d'activités.

Robinson J.P. (1989) Trends in free time : a cross-national comparison
Paper presented at the international workshop
The changing use of time
17-18 april 1989 Brussels,
European Foundation for the improvment of living and working conditions,
Dublin



Schipper L., Bartlett S., Hawk D., Vine E. (1989)
Linking life-styles and energy use : a matter of time
Annu. Rev. Energy, volume 14



Cet article reprend la quasi totalité des références existant sur le « time budget approach » en exposant leurs principales contributions. Ce papier montre que les changements dans les activités des consommateurs (style de vie) conduisent à des changements substantiels dans l'utilisation de l'énergie particulièrement à long terme et même en l'absence de mouvements de prix ou de revenus.

United Nations (1997) Trial International classification for time use activities
expert group meeting, New York

Travaux réalisés pour mettre en place une classification internationale des activités consommatrices de temps fondée sur celle retenue dans les systèmes de comptes nationaux (SNA) à laquelle sont ajoutées les activités non SNA productives, les activités personnelles non productives et les activités de déplacement.

V.5 Fiches bibliographiques des références citées au paragraphe III.3

Sanguineti G (1997) Use of time by italians
IATUR conference, Stockholm 8-10 octobre 1997

Cet article propose une classification de la population italienne en 3 catégories elles mêmes divisées en sous catégories en fonction de l'utilisation du temps : too much time (the immovables), right time (the weary, the relaxed, the mono-rôle, the regular, the satisfied), not enough time (the dynamic, the fatigued, the double rôle, the compressed).

- Etude n° 1 -

La méthodologie est fondée sur un système d'enquête et de questionnaire. Elle permet une description de la société italienne à partir d'un échantillon représentatif. La méthode est utilisée à des fins de prospective marketing dans les télécoms.

***Nakicenovic N, Gruebler A (1991) Diffusion of technologies and social behavior
Springer Verlag***

Ce livre propose une explication de l'évolution de la société à travers le concept de diffusion considéré comme élément fondamental de l'évolution de la société. Ce livre propose une analyse des progrès réalisés dans la compréhension du phénomène de diffusion tant au niveau technologique, que social, économique et géographique.



Etude n° 2

Quel est le coût énergétique de notre alimentation ?

Claire Monot

CNRS – ECODEV

1. Introduction

Dans les prochaines décennies, pourrons-nous produire l'alimentation nécessaire à une population mondiale extrêmement nombreuse ? Si les ressources de la planète semblent théoriquement suffisantes pour alimenter la population actuelle, la gestion de ces ressources ne permet pas aujourd'hui de satisfaire ces besoins partout dans le monde. Chacun reconnaît aujourd'hui que l'insécurité alimentaire tient davantage aux dysfonctionnements des systèmes de production et de répartition des produits alimentaires. Les inégalités et les inefficacités d'utilisation des facteurs de production sont le plus souvent la cause des pénuries alimentaires de certaines populations, mais aussi des risques d'épuisement et de dégradation des ressources. Si ces déséquilibres persistent sur une planète peuplée de 11 milliards d'habitants en 2100, ils entraîneront l'épuisement et la dégradation de certaines ressources locales, régionales ou globales. Il est donc indispensable d'identifier et de quantifier les consommations d'inputs et l'usage des ressources nécessaires actuellement à la production, à la distribution et à la consommation de nos alimentations. La connaissance du fonctionnement physique de nos systèmes alimentaires permettrait ensuite d'évaluer leurs conséquences et leurs risques pour notre environnement humain, économique et naturel. L'objectif final de telles recherches est de préconiser des solutions durables et efficaces pour satisfaire les besoins alimentaires.

Au Nord comme au Sud, certains systèmes de production agricole et alimentaire surexploitent et polluent les ressources en sol et en eau, et menacent dès maintenant leur propre pérennité. La production alimentaire représente aussi

- Etude n° 2 -

une part importante des activités humaines qui dégradent l'atmosphère et le climat en produisant des gaz à effet de serre (GES). En premier lieu, l'agriculture produit des GES : CO₂ par respiration des sols et des plantes, méthane par l'élevage et les rizières, combustion d'énergies fossiles et de biomasse liée aux divers travaux agricoles. Mais l'agriculture peut contrebalancer ces émissions grâce à la fixation et au stockage plus ou moins long du carbone par les plantes et dans les sols. Mais ce sont surtout les activités en aval ou en amont de l'agriculture qui consomment des énergies fossiles ou issues de la biomasse. Ces consommations doivent être gérées rationnellement :

- d'une part pour assurer l'alimentation des populations locales et le développement harmonieux des systèmes agroalimentaires (SAA), qui entraîneront à leur tour un développement socio-économique équitable et un équilibre entre villes et campagnes ;
- d'autre part pour participer à l'effort mondial de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES). Si l'on favorise des modes de production et de répartition des aliments qui soient moins intensives, plus efficaces, économiquement et socialement acceptables, alors les consommations d'énergie pourront augmenter raisonnablement dans les pays en développement (PED), voir même diminuer dans les pays développés (PD).

Avec le développement économique et social, la fonction d'alimentation est de plus en plus confiée à des acteurs économiques spécialisés chargés de produire, stocker, conserver, transformer, transporter et commercialiser les produits afin de fournir à la plus large population possible un aliment sain, de qualité, facile à consommer et à conserver, en quantité suffisante et de façon régulière. Les repas sont eux-mêmes de plus en plus préparés et servis hors du foyer, par les restaurateurs. Ainsi, l'alimentation des pays développés mobilise une part importante des moyens de production et des consommations d'énergie : en France, les consommations directes et indirectes d'énergie liées à l'alimentation représenteraient 23 % de la consommation totale (CNRS, 1998). Mais beaucoup d'énergie est gaspillée du fait d'inefficacités, de surabondance ou de sophistication excessive.

Dans les pays en développement, de nombreuses tâches de la production alimentaire sont encore accomplies par une main d'œuvre abondante, palliant la rareté relative des énergies modernes. Certaines de ces régions bénéficient aujourd'hui d'un développement alimentaire rapide associé à une augmentation considérable des consommations d'énergie. Mais des pénuries alimentaires persistent, de façon chronique ou conjoncturelle, notamment liées à la cherté de l'énergie qui limite les rendements, les transports, la conservation ou la préparation des aliments. Le modèle alimentaire « occidental » actuel n'étant

pas durable ni généralisable sur le plan énergétique, les futurs SAA devront répartir plus efficacement et équitablement les ressources alimentaires et énergétiques mondiales. Tout ceci implique une réflexion globale, une mobilisation et un développement cohérent des acteurs et des opérations des systèmes alimentaires.

Il est donc nécessaire de quantifier le coût énergétique de l'alimentation puis de construire des modèles prospectifs, pour évaluer les risques globaux, valider les analyses et élaborer des solutions techniques et politiques, cohérentes et équitables.

Les questions que nous nous posons sont les suivantes :

- Comment évaluer la demande énergétique qu'impliquent aujourd'hui les besoins alimentaires dans les grandes régions du monde ?
- Comment les SAA du monde feront-ils évoluer quantitativement et structurellement cette consommation d'énergie à moyen et long terme ?

C'est au sein du Club « Energie, prospective et débats », au Commissariat général du Plan, que nous tenterons de définir un programme de recherche pour répondre à ces questions. Cette étude préliminaire devra constituer une base de références concernant les perspectives alimentaires et énergétiques mondiales et définir un cadre méthodologique pour l'analyse de la demande énergétique liée à la satisfaction des besoins alimentaires et de son évolution à travers le monde. Ce sera l'occasion de rassembler des chercheurs de l'INRA, du CIRAD, du CNRS et du CIRED pour débattre des champs disciplinaires, des termes d'analyse et de la méthodologie, mais aussi d'évaluer l'effort de recherche à mobiliser.

Notre étude présentera d'abord quelques modèles prévisionnels et prospectifs de la demande alimentaire mondiale, qui est un des déterminants de la demande énergétique du SAA. Nous distinguerons les futurs enjeux de l'alimentation, les spécificités régionales, les méthodologies de ces travaux, et les améliorations souhaitables. Ce bilan devra orienter les futurs choix méthodologiques et les objectifs d'un futur modèle d'analyse et de prospective de la demande énergétique pour l'alimentation. Pour relier structurellement cette demande alimentaire à une consommation énergétique, il sera nécessaire d'établir une typologie énergétique des systèmes de production, de transformation, de consommation en fonction des produits, des régions et des groupes sociaux. Pour penser cette méthodologie, nous présenterons les concepts généraux de l'économie agroalimentaire et les cas spécifiques de certaines régions ou groupes sociaux, afin de retracer les continuités, les différenciations et les

- Etude n° 2 -

transformations des SAA en fonction des facteurs socio-économiques. Nous envisagerons les répercussions énergétiques de ces facteurs d'évolution et tenterons de les évaluer en respectant, autant que possible, la cohérence entre les informations agrégées et désagrégées dont nous disposons.

2. Les perspectives agricoles et alimentaires mondiales

Nous présenterons les approches et les résultats de quelques modèles prospectifs et/ou prévisionnels concernant l'agriculture et l'alimentation mondiales. Les modèles prévisionnels de moyen terme nous renseignent sur les tendances les plus probables de l'alimentation mondiale et sur les facteurs socio-économiques et environnementaux qui accélèrent ou restreignent le développement des SAA régionaux. Nous retiendrons ces résultats dans la mesure où ils influencent directement ou indirectement les consommations d'énergie. Quant aux modèles de long terme, ils nous apportent des scénarios futurs à partir d'hypothèses sur certains grands facteurs : l'accroissement démographique ; le développement économique ; l'état des ressources naturelles et le rythme de leur exploitation ; la vitesse et les impacts de l'effet de serre ; le progrès technique. Ils envisagent également les conséquences à long terme d'orientations politiques spécifiques, prises à l'échelle régionale ou globale (politiques d'indépendance et de sécurité alimentaire et énergétique, accords internationaux sur les normes environnementales et sur la libéralisation du commerce). A partir de ces modèles, nous discuterons des approches les plus adaptées aux besoins de notre étude. Nos choix méthodologiques porteront notamment sur l'horizon de prospective, le découpage régional, le niveau de désagrégation des produits agricoles, la représentation des filières alimentaires, les variables endogènes et exogènes d'évolution.

Pour cette revue des modèles agricoles, nous utiliserons notamment le dossier « Prospective agricole et alimentaire mondiale » (CIRAD, 1997), qui synthétise et compare les méthodes, les résultats et les problématiques des principaux modèles existants.

2.1. Le *World Food Model* (WFM) : les perspectives alimentaires de la FAO pour l'horizon 2010

En prolongeant et perfectionnant le WFM-Horizon 2000, cette étude tente d'abord de décrire l'évolution probable de l'agriculture, de l'élevage, de la sylviculture, de la pêche pour aboutir à envisager la situation alimentaire des

populations des grandes régions du monde (FAO, 1995). C'est aussi l'évaluation la plus complète et la plus fiable des ressources en sols arables dans les PED. Le problème de l'énergie lié à l'agriculture y est signalé dans cette étude de la FAO, mais il n'a pu faire l'objet d'une analyse spécifique.

Les questions posées

Encadré 1 **Le modèle de l'alimentation mondiale de la FAO (WFM)**

Les pays pris en compte : La plupart des pays soit 137 regroupés en 10 agrégats

Les produits modélisés : 40 produits et groupes de produits

L'horizon de prévision : 20 ans, soit la période de 1980 / 1990 à 2010

La structure de modélisation :

- Equilibre partiel
- Récursif
- Non spatial
- Pas d'éléments stochastiques
- Base économétrique solide
- Introduction d'avis d'experts, notamment pour les rendements
- Pas de liens intersectoriels sauf la relation entre revenu national et la demande
- Equation de transmission de prix classiques
- Equilibre par clearing

Les variables endogènes :

- Offre, demande, prix domestiques
- Rendements, complétés par des avis d'experts
- Production définie par des modèles techniques représentant les délais et les cycles de production

Les variables exogènes :

- Revenu (BIRD)
- Populations (NU), scénarios moyen et bas
- Equivalents subventions (OCDE)
- Base statistique AGROSTAT (FAO)

Source : CIRAD, 1997

Les enjeux traités par ce modèle sont ceux de la sécurité alimentaire mondiale, la disponibilité des ressources naturelles pour répondre aux besoins alimentaires et la durabilité des modes de production et d'exploitation de ces ressources. Afin de prévoir la situation mondiale face à ces trois enjeux, l'étude évalue les variables de disponibilités alimentaires par habitant, la nutrition, l'évolution des

- Etude n° 2 -

excédents ou des déficits alimentaires dans les différentes régions et les moyens de les compenser, les progrès futurs des rendements agricoles, le taux d'exploitation des ressources naturelles par l'agriculture, etc. Ces projections des variables ne sont pas des extrapolations, c'est-à-dire qu'elles ne font pas que reproduire les tendances du passé. D'autre part, les auteurs adoptent une attitude positiviste, c'est-à-dire qu'ils essaient de prévoir l'évolution probable des variables ci-dessus et non pas de déterminer les valeurs pour lesquelles ces variables assureraient la disparition des pénuries alimentaires en 2010. Ces projections font donc appel à des expertises à partir d'informations locales et globales. Il s'agit d'évaluer l'ampleur probable des déséquilibres alimentaires en 2010 afin d'engager les actions politiques appropriées. Le WFM donne quelques détails techniques de la construction du modèle.

Avant de présenter les principaux résultats de WFM, nous rappellerons certains commentaires et précautions des auteurs concernant la portée et les limites des analyses et des choix méthodologiques. Notre étude sera confrontée à des contraintes et à des alternatives semblables.

Les contraintes et les choix

Un modèle mondial

Construire un modèle mondial représente une tâche énorme et offre une multitude de champs possibles d'analyse. Le choix des thèmes abordés est donc notamment déterminé par des contraintes matérielles : l'existence de données complètes et comparables au niveau mondial ; les capacités de recherches mobilisables ; les délais relativement courts vu l'urgence des enjeux.

Les implications du choix de l'échelle mondiale :

- Les problèmes abordés sont ceux qui revêtent une ampleur mondiale, à savoir la persistance de la sous-alimentation et de l'insécurité alimentaire, la pénurie et la dégradation croissantes des ressources naturelles, et les relations entre cette pénurie et les besoins (aliments et revenus) d'une population croissante. Dans le WFM, le cas des PED a été plus précisément abordé que celui des PD, pour lesquels les évolutions attendues seront certainement très lentes et où le problème de l'épuisement des ressources n'aura pas la même acuité.
- L'étude étant focalisée sur le secteur agricole, les auteurs n'ont pas construit leurs propres hypothèses sur le développement économique des différents pays mais ils ont utilisé les scénarios issus d'autres travaux.

- Il faut éviter toute généralisation concernant les questions posées et les éléments de réponse. La diversité des conditions écologiques et socio-économiques dans le monde aboutit à des problématiques très variables et spécifiques à chaque région.

Une prospective sur 20 ans

Le choix d'un horizon de 20 ans et celui des thèmes abordés sont interdépendants. Mais cet horizon pose des problèmes quant aux variables exogènes, dont l'évolution est difficile à estimer à si long terme. C'est le cas de l'endettement des pays, des effets des politiques de réforme ou du développement économique des pays. Par contre, l'étude des problèmes environnementaux nécessiterait une période plus longue, étant donné l'inertie des phénomènes naturels en jeu et de l'existence d'une marge encore importante avant un éventuel épuisement des ressources. Enfin, cette période de 20 ans est plus adaptée à l'estimation de l'évolution des techniques agricoles (amélioration des espèces, aménagements, formation).

Ces remarques concernant les dimensions géographique et temporelle du WFM s'appliquent à l'étude. Les consommations énergétiques pour l'alimentation participent aux risques environnementaux globaux (effet de serre et concurrence d'usage des sols entre alimentation et bioénergies) et ces consommations seront aussi largement déterminées par des évolutions globales (croissance économique et commerciale mondiale, comportement des marchés mondiaux, accords internationaux). Il nous paraît donc nécessaire de choisir l'échelle mondiale. Mais la spécificité locale des filières agroalimentaires nous amènera cependant à définir un découpage régional adapté. Quant à la préférence pour l'analyse des PED, elle pourrait être moins marquée dans un modèle alimentation/énergie. D'un côté le manque d'information sur les dépenses énergétiques des PED doit être compensé par davantage de recherches, d'autant plus que ces régions constitueront un poids considérable par leur population et par l'industrialisation de leurs systèmes agroalimentaires. Mais de l'autre, les systèmes alimentaires des PD étant actuellement les plus coûteux en énergie, ils devront fournir un effort important de diminution et de rationalisation de leurs consommations, sachant aussi que les niveaux d'organisation, de réglementation et d'information des secteurs agroalimentaires des PD sont le plus aptes à mettre en place des politiques énergétiques spécifiques.

L'horizon de prospective choisi s'étendra vraisemblablement à 30 ou 50 ans, afin de mieux distinguer les effets durables de scénarios alternatifs concernant la production et la consommation alimentaires, la démographie, les politiques

- Etude n° 2 -

agricole et alimentaire et afin d'évaluer les conséquences environnementales de ces scénarios.

Vu ces choix d'échelles et vu le manque d'information complète et fiable, notre analyse devra certainement construire et utiliser des estimations qualitatives, rechercher des ordres de grandeur cohérents de variables. Il s'agira de construire des scénarios prospectifs hypothétiques plutôt que de prétendre prévoir les évolutions probables.

Les hypothèses de modélisation

L'encadré suivant (encadré 2) donne les hypothèses les plus vraisemblables d'évolution, utilisées comme référence pour le modèle de la FAO, et de l'IFPRI.

Encadré 2 Les hypothèses des modèles de la FAO (WFM) et de l'IFPRI (IMPACT)

Continuité des tendances concernant :	...mais des ruptures possibles dues à :
Les surfaces agricoles	La salinisation, l'érosion, l'urbanisation et l'industrie, les coûts de colonisation élevés
Les rendements agricoles	Les politiques défavorables, le manque de recherche, le désordre sociaux
La demande (diversification, élasticité, revenu)	La diversification plus rapide en raison de la vitesse de l'urbanisation
Les politiques agricoles de libéralisation	La course à la compétitivité des grands exportateurs, le retour à des politiques agricoles régionalisées
Les prix internationaux en baisse lente	Les stocks bas depuis longtemps, la production de plus en plus dépendante de l'intensification, la raréfaction des sols disponibles
La baisse tendancielle du nombre des pauvres et des mal-nourris	Les conflits d'après la guerre froide, les réfugiés, les désordres sociaux
La croissance longue des exportations	Les déficits des balances commerciales des pays importateurs
L'augmentation de l'aide alimentaire	Le coût budgétaire élevé, les stratégies contre l'aide alimentaire

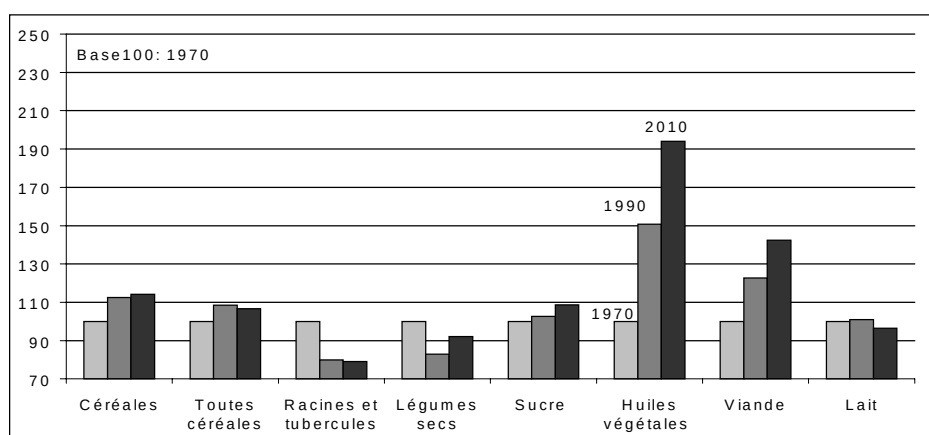
Source : CIRAD, 1997

Les conséquences sur les consommations d'énergie pour l'alimentation

Les disponibilités alimentaires par groupe de produits et par région

Les figures suivantes résument les résultats quantitatifs du modèle WFM concernant l'évolution des disponibilités alimentaires pour huit groupes de produits (céréales, racines et tubercules, légumes secs, sucre, huiles végétales, viande et lait) en prenant l'année 1970 comme base de référence (figure 1, figure 2 et figure 3).

Figure 1
Disponibilités alimentaires mondiales
Evolutions 1970/1990, prospectives 2010 – FAO



- Etude n° 2 -

Figure 2
Disponibilités alimentaires dans les pays en développement
Evolutions 1970/1990, prospectives 2010 – FAO

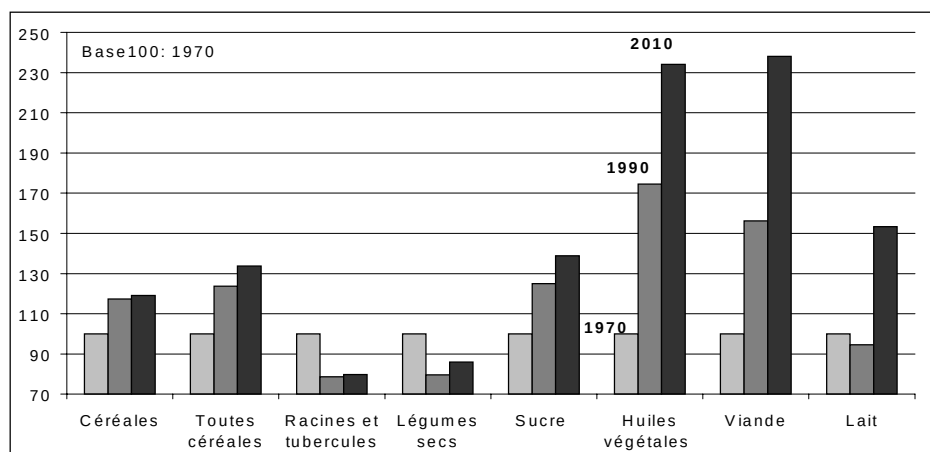
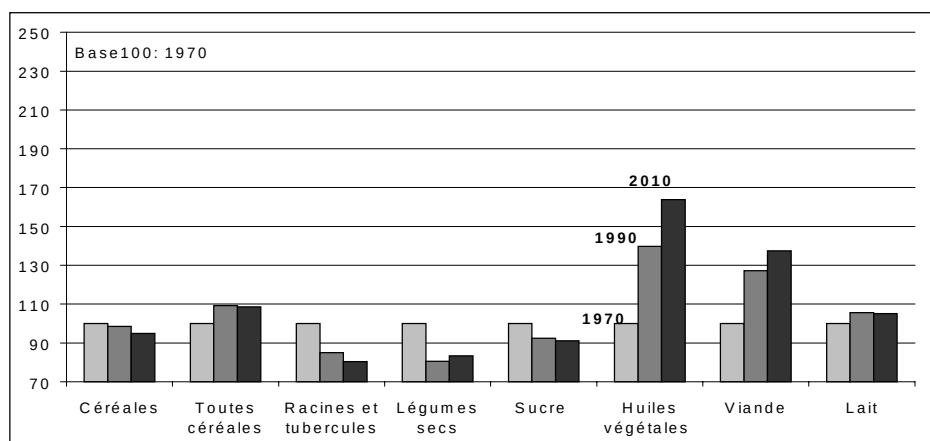


Figure 3
Disponibilités alimentaires dans les pays développés
Evolutions 1970/1990, prospectives 2010 – FAO

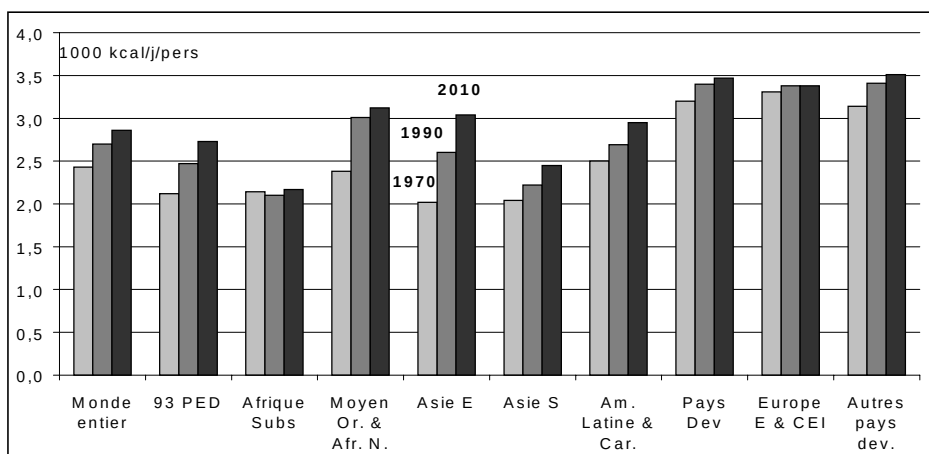


Les plus fortes croissances des disponibilités alimentaires concernent les produits animaux (viande et lait), les oléagineux et le sucre et se situent surtout dans les pays en développement (PED). Cette situation se répercute sur les

céréales destinées à l'alimentation animale (comprises dans « toutes céréales »). L'évolution des pays développés (PD) est beaucoup moins marquée.

La figure suivante représente l'évolution de la valeur énergétique totale de la ration alimentaire en kcal/pers/j (figure 4). Les disponibilités alimentaires totales augmentent de 2 500 kcal/jour/personne en 1995 à 2 700 kcal/j/pers en 2010, avec des différences régionales : le Moyen-Orient, l'Afrique du Nord, l'Asie de l'Est, l'Amérique Latine et les Caraïbes dépasseront les 3 000 kcal/j/pers tandis que l'Afrique Subsaharienne stagne et que l'Asie du Sud progresse.

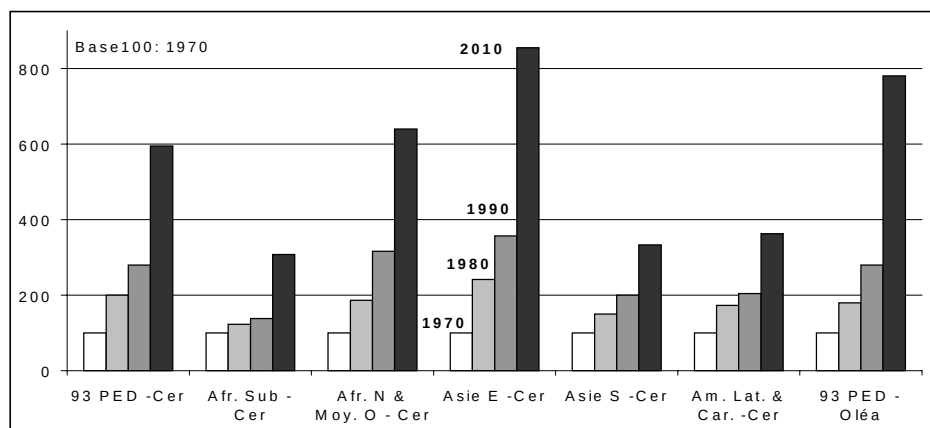
Figure 4
Valeur énergétique de la ration alimentaire
Evolutions 1970/1990, prospectives 2010 – FAO



L'évolution de l'utilisation de céréales et de protéines oléagineuses pour l'alimentation animale est également estimée pour 2010 (figure 5). Les implications de la consommation de produits de l'élevage devront être précisément analysées et modélisées, en raison du surcoût d'énergie dépensée pour l'alimentation des animaux.

- Etude n° 2 -

Figure 5
Utilisation des céréales et oléoprotéagineux pour l'alimentation animale dans les PED – FAO



L'ensemble de ces prospectives alimentaires est plus précisément commenté et argumenté dans les encadrés suivants (encadré 3 et encadré 4).

Encadré 3
Evolutions régionales de la production, de la demande et disponibilités alimentaires

Afrique Subsaharienne :

- la production par habitant décroîtrait mais moins que pendant la période 1980/1990 ;
- la croissance de la demande par habitant est presque nulle ;
- les importations et l'aide alimentaire maintiendraient le niveau globale des disponibilités alimentaires, qui resterait faible ;
- les disponibilités alimentaires par habitant se redresseraient pour les céréales, légèrement pour les légumes secs, les huiles, la viande et fléchiraient pour les racines et tubercules et le lait.

Moyen-Orient et Afrique du Nord :

- la croissance de la production par habitant serait inchangée, inférieure à la croissance de la demande, mais dans de plus faibles proportions ;
- les disponibilités alimentaires par habitant se stabiliseraient pour les céréales, augmenteraient pour les légumes secs (peu) et significativement pour le sucre, les huiles et fortement pour les viandes et le lait.

Asie de l'Est :

- la croissance de la demande alimentaire en céréales et en viandes est très élevée, ce qui devrait se traduire par des importations et une forte réponse de l'offre locale ;
- pour les autres produits, les croissances de la production et de la demande sont équivalentes ;
- les disponibilités alimentaires se réduisent pour les racines et les tubercules, s'accroissent pour les céréales, les huiles et le sucre et augmentent fortement pour les viandes et le lait.

Asie du Sud :

- la croissance de la production par habitant serait plus élevée mais insuffisante vu la croissance de la demande, ce qui accroîtrait les importations ;
- la croissance des disponibilités reste faible pour tous les produits.

Amérique Latine et Caraïbes :

- l'alimentation en céréales et en protéagineux pour les animaux est équivalente à l'alimentation humaine ;
- l'accroissement de la production devrait suivre en partie celui de la demande et entraîner une hausse modérée des importations de céréales ;
- la croissance des disponibilités est moyenne.

L'Ex-Europe de l'Est et l'Ex-URSS :

- la demande par habitant décroît plus vite que la production par habitant mais cette tendance n'est pas stable ;
- les disponibilités alimentaires par habitant se stabiliseraient pour tous les produits ;
- on s'attend à une baisse des importations de céréales bien que la consommation de viande (volailles) puisse s'accroître.

Les autres pays développés :

- la croissance de la production par habitant reste supérieure à la croissance de la demande ;
- les disponibilités alimentaires continueraient à augmenter (le sucre, les huiles végétales et les viandes augmenteraient ; les céréales pour l'alimentation humaine et les racines et tubercules diminueraient) ;
- ces pays pourront répondre à l'accroissement de la demande de céréales par un accroissement de la production. Seuls les pays de l'UE ne sont pas en mesure d'accroître significativement leurs exportations.

Source : CIRAD, 1997

Encadré 4

Evolutions par groupe de produit

Les céréales :

- dans les PVD, entre 1960 et 2010 la consommation a augmenté plus que la production, portant les importations de 4,5 % à 10 % de la consommation et diminuant l'autosuffisance (de 98 % à 90 %). Mais les situations des continents sont très contrastées ;
- la demande en céréales augmente en raison des besoins pour l'alimentation animale, qui représenteraient 22 % de la consommation totale en 2010 (doublés en 20 ans) et entraîneraient une hausse des importations. Cette demande pour l'alimentation animale dynamise globalement la productivité du secteur mais peut provoquer des concurrences locales avec l'alimentation des populations pauvres.

L'élevage :

- dans les PED, la croissance de la production et de la consommation de viande est moins élevée que par le passé. La croissance annuelle de la production augmente pour les bovins et ovins/caprins, tandis qu'elle diminue pour le porc et les volailles ;
- le ralentissement de la consommation de lait devrait être important dans toutes les régions : la baisse des subventions entraînerait une hausse des prix et une baisse des importations, tandis que l'Asie de l'Est, dont la demande à l'importation alimentaire s'accroît, consomme peu de lait.

Les céréales fourragères

- leur utilisation a fortement augmenté dans les PED depuis 1970, et les PED à revenu moyen en sont durablement les plus gros importateurs ;
- les protéagineux, consommés par un petit nombre de PED, continueraient à croître plus rapidement que la production animale.

Les racines, tubercules, plantains

- ces aliments sont surtout consommés dans les économies domestiques des pays de l'Afrique Subsaharienne, où ils sont peu transportés, et mal connus dans les statistiques. Leur part dans la ration diminue par rapport aux céréales ;
- ces plantes servent aussi pour l'alimentation du bétail, en fonction du rapport de compétitivité avec les céréales sur le marché.

Les légumes secs

- en baisse depuis 1960, les PED consomment en moyenne 7,5 kg / an / personne aujourd'hui. Ces produits sont surtout consommés par les plus pauvres et devraient se stabiliser en 2010.

Les oléagineux

- avec une croissance de la production de 4 % par an ces 20 dernières années, ils concernent une grandes variétés de plantes. Certains productions progressent et se substituent à d'autres, en régression ;

- la progression de la consommation par tête en PED devrait ralentir. La production de soja devrait doubler de 1990 à 2010.

Le sucre

- les PED en consomment globalement deux fois moins que les PD, exception faite de quelques PED fortement consommateurs. Le marché se situe entre les PED, les pays de l'OCDE étant protégés ;
- la consommation des PED augmenterait de 1 kg pour les 10 ans, pour atteindre 20 kg / an / pers en 2010. La croissance de la production devrait fléchir (saturation de la demande des PD, fin du programme éthanol Brésilien).

Source : CIRAD, 1997

Le commerce international

Parmi les prévisions du modèle WFM sur le commerce agricole international, nous pourrions retenir d'une part les variations des importations en volume mais aussi en proportion de la consommation alimentaire régionale. Ceci afin de distinguer les facteurs de changements structurels des disponibilités alimentaires (préférences des consommateurs pour les produits importés, aptitude de l'agriculture locale à répondre à l'évolution de la demande, subventions à l'exportation) et les facteurs démographiques. Cette information sur les échanges permettrait d'évaluer un indice de coût énergétique des transports internationaux, qui participe au coût énergétique de la calorie alimentaire servie.

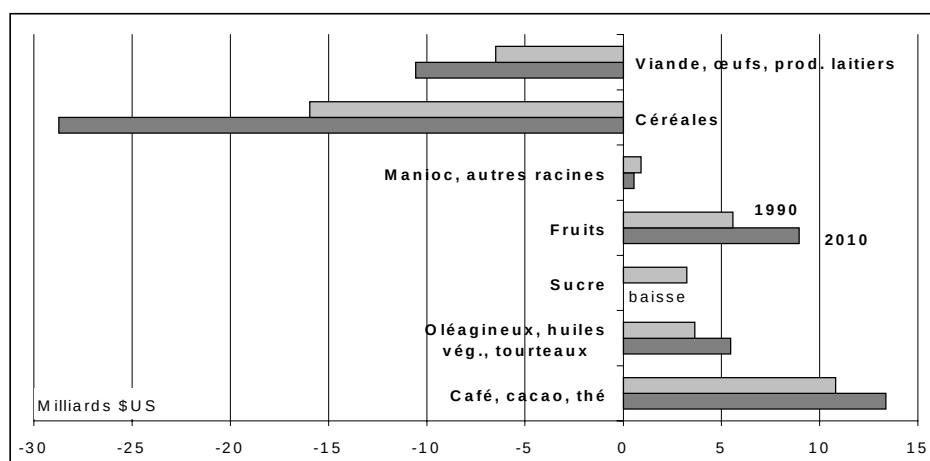
La FAO porte les analyses suivantes sur les évolutions des échanges mondiaux :

- les politiques nationales et internationales plus libérales augmenteront la variabilité des prix. Les prévisions des évolutions durables du commerce alimentaire seront d'autant plus incertaines ;
- les PED continuent à importer des denrées alimentaires qui ont sur leur marché des élasticités revenue élevées et à exporter des produits agricoles, alimentaires ou non, vers des marchés saturés à faible élasticité revenue et prix ;
- on ne peut pas garantir que l'accroissement espéré des revenus, consécutif aux politiques de libéralisation, stimulera à son tour les marchés ;
- la réduction des subventions aux exportations des PD pourrait accroître les prix mondiaux et freiner les importations des PED ;
- les PED pourraient se transformer prochainement d'exportateurs nets en importateurs nets de produits agricoles si la valeur des exportations et des importations de chaque produit évolue dans les mêmes proportions que les volumes prévus.

- Etude n° 2 -

La figure suivante montre l'évolution du solde net des PED pour les produits les plus significatifs, entre 1990 et 2010 (figure 6).

Figure 6
Evolution probable du solde commercial net
de quelques produits pour les PED - FAO



Un indice des coûts des transports devra bien sûr exclure les produits agricoles non strictement alimentaires, mais il devra inclure les échanges « intermédiaires » au court de la filière de transformation des produits agricoles bruts et de commercialisation au consommateur final. Ces transports concernent :

- les échanges entre les industries et/ou les artisanats agroalimentaires, quand les étapes de transformations des produits sont séparées géographiquement ;
- les transports des aliments finis le long du réseau de distribution, du lieu de fabrication à des lieux de stockages successifs et enfin de vente au détail.

L'évolution des techniques agricoles

Le progrès technique et l'intensification des cultures déterminent les consommations directes et indirectes d'énergie par le secteur agricole. Les consommations indirectes concernent l'énergie consommée en amont de l'agriculture pour la fabrication des machines agricoles, pour la construction des infrastructures et des aménagements agricoles, pour la production des intrants

chimiques. Elles doivent aussi inclure l'énergie consommée pour l'entretien des infrastructures et le transport des matériels et intrants directs (fertilisants, produits phytosanitaires, semences). Les consommations directes découlent de la mécanisation des opérations culturales (labour, fertilisation, traitement, récolte) et de la modernisation des conditions de production (cultures sous serres, production animale hors-sol, conditionnement et stockage de la production et des intrants à la ferme).

Concernant la croissance agricole future (encadré 5), les auteurs du modèle WFM analysent les évolutions passées des rendements, des surfaces récoltées et irriguées jusqu'en 1990 et émettent des avis pour 2010, en fonction du comportement probable des facteurs déterminants (développement rural, politique de recherche et de vulgarisation agronomique, financement de l'agriculture).

Encadré 5

Evolution des sols et des techniques agricoles dans les PED selon la FAO

Les surfaces exploitées

- Il y a aujourd'hui 720 Mha réellement exploités dans les PED hors Chine, correspondant à une surface réellement cultivée et récoltée de 600 Mha.
- En 2010, la surface exploitée devrait atteindre 850 Mha (+ 90 Mha), pour une surface récoltée de 720 Mha (+ 120 Mha). Il y aura donc une intensification, très variable selon les régions.
- Les hectares supplémentaires seront prélevés sur la forêt. Le rythme de déboisement diminueraient cependant par rapport aux années 80 (- 0,25 % de surfaces boisées par an au lieu de - 0,8 %)

L'évolution de la qualité des sols

- Les surfaces irriguées s'étendent aujourd'hui sur 36 Mha, et s'accroîtront de 23 Mha en 2010, surtout localisés en Asie du Sud.
- Les 10 à 15 % des sols actuellement irrigués sont dégradés
- D'autres sols arables sont dégradés par épuisement des éléments nutritifs (Afrique) et par érosion, mais les effets sur la limitation de la production ne sont pas évalués de façon fiable.

- Etude n° 2 -

Les engrais

- L'intensification par les engrais restera faible. La consommation de NPK dans les PED (hors Chine) a quadruplé entre 1975 et 1995 où elle atteint 37 Mt, soit 62 kg / ha de surface cultivée, avec de grandes variations par région.
- La consommation serait de 110 kg / ha en 2010.

Bilan

- L'essentiel des accroissements de rendement dépendra des possibilités d'irrigation, plus que de l'utilisation des engrais.
- A l'horizon 2010, les principales contraintes à l'accroissement de la production sont financières : coût des infrastructures de colonisation de terres et de constitution d'infrastructures d'irrigation.

Source : CIRAD 1997

2.2. Le modèle alimentaire et démographique de l'IFPRI (IMPACT) : des visions pour 2020

L'IFPRI constate que, dans les prochaines décennies, la situation agricole et alimentaire entrera dans une période de grandes incertitudes [PINSTRUP-ANDERSEN, 1997]. Cette évolution rendra les plus pauvres encore plus vulnérables à la faim. Plusieurs facteurs sont en cause : la diminution des stocks et de l'aide alimentaire liée à la libéralisation du marché, la dégradation et la raréfaction de ressources comme l'eau et les sols, et enfin les risques climatiques (El Niño, effet de serre). Devant cette imprévisibilité des risques, l'IFPRI a choisi d'explorer différents cas d'évolution globale et d'orientation des politiques. Leur modèle international IMPACT, d'analyse politique de la production et du commerce agricole choisit un horizon de 30 ans. Il ne s'agit donc pas de prévisions mais de prospectives, qui envisagent quatre scénarios probables à ce terme. Les conséquences de ces scénarios sont simulées pour les niveaux de l'offre, des prix, et la situation des populations à risque.

Les choix méthodologiques

L'encadré 6 décrit brièvement la structure et le fonctionnement du modèle IMPACT de l'IFPRI.

Encadré 6
Fiche méthodologique du modèle IMPACT (IFRI)

Les pays pris en compte :

35 régions ou pays définis sur la base d'un niveau de population significatif

Les produits modélisés :

17 produits et groupes de produits

L'horizon de prévision :

30 ans (de 1988/90 à 2020)

La structure de modélisation :

- Equilibre partiel
- Statique
- Non spatial
- Offre : le rendement est endogénéisé (fonction du prix input/output, et du progrès technique)
- Demande : analyse classique
- Clearing classique
- Liens entre la croissance agricole et non agricole par des multiplicateurs croisés
- Elasticités synthétiques (élevées dans les PVD à forte croissance pour les produits nouveaux)

Les variables endogènes :

- Offre, demande, prix domestiques
- Importations, exportations

Les variables exogènes :

- Revenu (BIRD)
- Populations (NU 1992, variante moyenne)
- Taux de change (FMI)
- Marges sur le commerce
- Equivalents subventions (OCDE)
- Changement technique dû à la recherche et aux investissements (OCDE, ADB, AGROSTAT/FAO)

Source : CIRAD 1997

Quelques enjeux pour 2020

Le marché agricole mondial sera sensible à l'évolution de la **Chine**, vu son poids démographique (1/5^{ième} de la population mondiale), et son économie des plus dynamiques. Les politiques de production et de commerce agricoles de la Chine (politique d'investissements, d'autosuffisance, de gestion des ressources,

- Etude n° 2 -

d'amélioration de l'élevage) pourront influencer sensiblement les équilibres globaux.

La trajectoire de ***l'Inde*** pèsera aussi dans le bilan mondial. De la réussite de ses réformes économiques dépendent les futurs taux de croissance du PIB et des disponibilités alimentaires. L'incertitude règne encore sur les futures préférences alimentaires de ce pays, vers la persistance du régime végétarien ou une part accrue des produits animaux.

La mise en valeur du potentiel productif des pays de ***l'Europe de l'Est et des ex-pays de l'Union Soviétique*** dépendra de la réussite des réformes politiques de la transition. L'évolution relative des revenus et de la croissance agricole peuvent aboutir soit à une situation d'exportateur soit d'importateur sur le marché mondial.

Quant à ***l'Afrique subsaharienne***, si des signes encourageants du côté de certains rendements et du PIB sont observés, ils restent fragiles et conjoncturels. La croissance ne pourra être soutenue que par la stabilisation politique et sociale, par l'investissement dans l'agriculture et l'adoption de techniques appropriées, afin de rattraper la démographie galopante.

Parallèlement à ces aspects régionaux, une autre évolution globale affecte profondément les caractéristiques de la demande alimentaire, il s'agit de ***l'urbanisation***. La majeure partie de la hausse de la population dans les PED se situera dans les villes. Or la population des PED passerait elle-même de 79 % de la population globale en 1995 à 84 % en 2020. La population urbaine des PED devrait doubler dans le prochain quart de siècle, pour atteindre 3,6 milliards. Ce phénomène accélérera la diffusion de modes de vie et de régimes alimentaires urbains, caractérisés par un coût énergétique élevé (point 3).

Quatre scénarios pour 2020

Pour répondre à ces incertitudes, le modèle IMPACT analyse la sensibilité de la situation alimentaire mondiale à trois facteurs à l'horizon 2020. Quatre principaux scénarios sont présentés en détail. Ils sont construits sur des hypothèses différentes de croissance économique et démographique et de progrès technique. IMPACT en déduit quatre situations alternatives probables, qui dévient sensiblement de la situation de référence « business as usual ». De tels scénarios pourraient être évalués dans leurs effets sur les consommations énergétiques.

Encadré 7
Hypothèses et résultats des quatre scénarios de l'IFRI pour 2020

Scénario 1 : + 20 % du taux de croissance démographique

- La demande croît
- Les prix augmentent et encouragent l'offre
- Le revenu et la consommation par tête diminuent

Scénario 2 : + 15 % du taux de PIB par tête

- La demande de produits animaux augmente et accroît la demande d'importation
- Les prix augmentent
- La production domestique de grains est plus flexible
- Les consommations se reportent vers d'autres produits

Scénario 3 : - 25 % du taux de croissance des rendements

- Cas des pays où il est impossible d'étendre les surfaces cultivées et où l'amélioration des rendements serait freinée et ne parviendrait pas à suivre la demande
- Les prix augmentent et réduisent en retour la demande

Scénario 4 : Libéralisation du commerce

- Les prix diminuent lentement en général (équivalent au scénario de base)
- Les prix de la viande augmentent car la production baisse et les importations du Japon et de la Corée du Sud persistent
- Les prix du porc dépendent de la situation chinoise
- Sans subventions, l'offre de céréales diminue et les prix augmentent
- La demande en céréales fourragères et maïs se contracte en fonction de la baisse de l'offre de viande
- Les effets sur la croissance en retour ne sont pas modélisés

Source : CIRAD 1997

Ce modèle, orienté vers l'évaluation de l'offre, de la demande et des marchés agricoles peut nous être utile surtout :

- par ses hypothèses de scénarios, qui donnent un ordre de grandeur des incertitudes d'évolution des grandes variables globales à cet horizon ;
- par ses estimations de la sensibilité des variables endogènes.

Ces résultats pourraient être réintroduits comme variables exogènes d'un modèle prospectif alimentation/énergie.

- Etude n° 2 -

2.3. Les limites biophysiques à la production alimentaire mondiale en 2040

Objectifs

Le modèle de l'Université agricole de Wageningen explore les capacités biophysiques des grandes régions mondiales à alimenter leurs populations en 2040 [PENNING DE VRIES, 1995]. Les auteurs cherchent à montrer qu'un tel objectif de satisfaction des besoins alimentaires est réalisable durablement compte tenu des ressources techniques et naturelles actuellement disponibles et connues. Les obstacles socio-économiques à la réalisation de ces performances techniques et les éventuels sauts technologiques ne sont pas pris en compte. Cette étude cherche donc à démentir l'idée que nous atteignons les limites de charge démographique mondiale.

Méthodologie

A partir de la description biophysique de la planète divisée en 15 régions, le modèle calcule les potentialités de production agricole régionales. Les régions sont divisées en unités de territoires appartenant à des zones climatiques et des bassins versants. Leur modèle calcule les capacités de production agricole de ces unités en fonction de deux systèmes de culture : 1) un système « éco-technologique » intensif en inputs par hectare ; 2) un système « orienté environnement » à faible densité d'input, plus durable mais plus exigeant en surfaces. Cette production agricole est représentée dans le modèle par trois produits : le blé (céréale tempérée) ; le riz (céréale tropicale) ; les pâturages. Ces trois produits étant définis par leur production biologique de base, un coefficient de récolte et de post-récolte ; leurs rendements sont simulés en tenant compte des caractéristiques biophysiques des unités géographiques. La demande alimentaire est calculée en fonction des scénarios de croissance démographique fournis par l'ONU et en posant trois régimes alimentaires alternatifs définis par leur niveau calorique et l'importance relative des protéines animales et végétales.

Quelques résultats

Les trois régimes alimentaires alternatifs nous permettent d'évaluer le coût d'un supplément de calories animales, en terme de production agricole supplémentaire. Le modèle évalue aussi le coût en surface agricole supplémentaire, dans le cas d'un système « orienté environnement ».

Les résultats sont présentés sous forme de ratios entre le potentiel de l'offre et celui de la demande alimentaires régionales. Les régions peuvent être classées dans trois groupes : les zones à risque (ratio ≤ 2) ; les zones largement excédentaires (ratio > 10) et les zones intermédiaires. Le tableau 1 résume ces résultats pour les scénarios régionaux les plus probables de régime alimentaire, de croissance démographique et de système de production agricole.

Tableau 1
Potentiel alimentaire régional par rapport à la demande

Système agricole :	Intensif	Extensif
Régime alimentaire :	Riche en CA	Modéré
Population :	Elevée	Modérée
Amérique – sud	* * *	* * *
Amérique – centre	* *	* *
Amérique – nord	* * *	* * *
Afrique – nord et ouest	* *	* *
Afrique – centre	* * *	* * *
Afrique – sud	* *	* *
Océanie	* * *	* * *
Asie – sud-est	* *	*
Asie – sud et est	*	*
Asie – ouest	* *	* *
Ex URSS & Europe	* *	* *
Monde	* *	* *

Source : CIRAD 1997

* * * Zone largement excédentaire

* * Zone intermédiaire

* Zone à risque

Les lacunes du modèle et les prolongements possibles

Les hypothèses faites concernant l'amélioration possible des rendements en céréales et tubercules, les résultats productifs des systèmes extensifs, les capacités productives des sols et l'étendue de l'irrigation sont plutôt optimistes. Elles supposent des efforts considérables dans le domaine de la recherche et de l'investissement agricoles.

De plus, les effets néfastes des systèmes ne sont pas évalués, comme la raréfaction des ressources en phosphates issus des gisements, dont l'exploitation

- Etude n° 2 -

est associée à des pollutions en CO₂, et les consommations énergétiques impliquées notamment par la fabrication d'engrais et leur transport. L'utilisation des ressources aquacoles n'est pas non plus abordée dans le modèle.

Malgré les insuffisances et les incertitudes de ce modèle, la méthodologie consistant à définir des régimes alimentaires alternatifs et des niveaux d'intensité culturale nous paraît exploitable pour l'élaboration de scénarios énergétiques. Dans une première étape, les systèmes agricoles et alimentaires devraient être mieux précisés, tandis qu'il reste à définir les systèmes de transformation et de distribution alimentaire selon les régions et les populations.

2.4. D'autres approches complémentaires et contradictoires

L'alarmisme du Worldwatch Institute

En dépit de ce grand potentiel productif de la planète, les évolutions de la population mondiale et des performances agricoles futures semblent annoncer une aggravation de la situation alimentaire mondiale. C'est ce qu'indiquent les prévisions pour 2030 du Worldwatch Institute [BROWN, 1994], qui envisagent que les facteurs déterminant l'offre et la demande poursuivent leur évolution selon la tendance actuelle. Il s'agit donc du scénario du « laisser-faire » (*business as usual*), où aucune politique n'est mise en œuvre pour limiter la population, accroître les rendements ou protéger l'environnement dans un objectif de durabilité.

Cette étude dresse d'abord certains constats. D'une part, la réponse des rendements à l'augmentation des doses de fertilisants s'essouffle dans les principales régions céréalières et pour les variétés actuelles de blé, de riz ou de maïs ; les auteurs ne s'attendent pas à ce que les progrès des biotechnologies viennent rompre cette évolution. Selon les auteurs, la croissance mondiale du volume des productions céréalières continuerait de ralentir gravement, la période 1950/1984 enregistrant une hausse de + 30 Mt / an, celle de 1984/92 respectivement de + 12 Mt/an, les prévisions pour 1992/2030 seraient de + 9 Mt / an. Quant à la pêche, les capacités de production stagneraient depuis 1990 jusqu'à 2030, les spécialistes indiquant que les principales espèces marines sont déjà exploitées à leur maximum voir même au-delà. Après avoir passé en revue les principaux pays producteurs, l'étude aboutit à une situation de déficit mondial en céréales, réparti en trois tiers : l'ensemble des 4 premiers producteurs (USA, Chine, Inde, Ex-URSS) aurait un déficit de 140 Mt ; celui

des 9 producteurs mondiaux suivants (Pakistan, Egypte, Iran, Indonésie, Bangladesh, Ethiopie, Nigeria, Mexique, Brésil) respectivement de 106 Mt ; et le troisième tiers du déficit est réparti dans le reste du monde.

Les alternatives de « Terres nourricières »

MONNIER, dans une vision plus optimiste, calcule l'offre et la demande pour une planète peuplée de 10 milliards d'hommes en 2100, et envisage les moyens de réduire la pression sur les ressources [MONNIER, 1995]. L'auteur calcule la demande en supposant une amélioration de 9 % des rations et en cumulant les économies réalisables dans les hypothèses suivantes :

- le régime végétarien concerne un quart de la population ;
- les pays industriels réduisent leur ration animale ;
- la population vieillissante consomme moins ;
- les pertes et gaspillages diminuent ;
- les rendements animaux s'améliorent.

Concernant l'offre, les hypothèses sont les suivantes : l'investissement d'irrigation est important ; l'accroissement des rendements se poursuit de façon différenciée selon la qualité des terres ; les pertes de sols par urbanisation ou dégradation et les nouvelles mises en cultures sont d'une ampleur raisonnable selon les estimations de l'auteur. Au total la comparaison de l'offre et de la demande aboutit à un déficit de 30 % par rapport à une alimentation satisfaisante, ce qui correspond à une amélioration de la situation actuelle (déficit de 40 %).

Cette approche, approximative et délibérément non catastrophiste, présente pour notre étude plusieurs intérêts, car elle estime les effets :

- d'une amélioration des rendements animaux ainsi que des pertes et gaspillage ;
- d'une évolution des rations alimentaires des pays industrialisés : diminution généralisée de la part des calories animales et diminution des rations pour les populations les plus âgées.

3. Les systèmes agroalimentaires et leurs consommations d'énergie

La consommation d'énergie pour l'alimentation est déterminée par le niveau et la nature de la demande alimentaire et par le processus qui permet de satisfaire

- Etude n° 2 -

ce besoin. Dans le premier chapitre, nous avons abordé la question de la demande alimentaire future en présentant les grands modèles de prospective mondiale. Ici, nous analyserons les caractéristiques quantitatives et qualitatives de la demande et de l'offre alimentaire et les déterminants de leurs évolutions. Les systèmes de production, conservation, transformation, distribution et enfin de consommation des produits alimentaires seront décrits grâce aux concepts généraux de l'économie agroalimentaire et grâce à des études spécifiques de certaines régions et groupes sociaux.

Cette caractérisation nous permettra de repérer les principaux postes de consommation d'énergie au cours de la chaîne alimentaire. Ces postes de consommation varient et évoluent en fonction des conditions biophysiques et socio-économiques de production et de consommation (structure et localisation des exploitations agricoles, développement industriel, importance des échanges commerciaux, part des populations urbaines et rurales).

Dans l'objectif de construire un modèle prospectif mondial, il nous faudra analyser les postes de consommation qui seront déterminants dans le coût énergétique futur de l'alimentation pour l'ensemble des grandes régions du monde. A partir de la description des systèmes de production et de consommation alimentaire, ce chapitre tente donc de proposer un découpage régional et une méthode d'évaluation des principales consommations directes et indirectes d'énergie pour l'alimentation. Cela nécessitera notamment de faire l'inventaire des sources d'informations et des statistiques et de chercher les moyens de combler les lacunes de l'information.

3.1. L'évolution et la différenciation des systèmes agroalimentaires

Caractérisation régionale des rations alimentaires

L'étude de la ration alimentaire, et de sa composition en calories animales et végétales utilise les bilans de disponibilité alimentaires par pays. La classification de ces bilans en fonction de la composition de leur ration alimentaire conduit à distinguer de grands ensembles régionaux [ALLAYA, 1996]. Rappelons que les bilans de disponibilité alimentaire par pays calculent la nourriture disponible par habitant, pour une année, en fonction de la production, du bilan des échanges (importations – exportations), des variations de stocks et des autres utilisations (hors alimentation humaine). Ce calcul n'aboutit qu'à un indicateur du niveau de satisfaction des besoins alimentaires, car il ne tient

compte ni des disparités socioculturelles et géographiques à l'intérieur d'un pays, ni de la variabilité annuelle, ni des pertes aux stades de transformation, de stockage et de transport des produits alimentaires. Cette composition de la ration alimentaire constitue un premier paramètre des niveaux de consommation d'énergie.

La différenciation des rations alimentaires conduit à définir quelques grands modèles agronutritionnels régionaux, décrits dans l'encadré 8.

Encadré 8 - Les grands modèles agronutritionnels mondiaux

Les modèles occidentaux :

Ils se caractérisent par une forte proportion de produits animaux et une ration alimentaire élevée (3 000 à 3 800 kcal / pers / jour). Ils se décomposent en trois groupes :

- Le modèle méditerranéen, essentiellement végétarien, dominante céréales fruits et légumes, complétés par des légumineuses et du poisson, riche en huiles végétales ;
- Le modèle scandinave concerne l'Europe du Nord, consommateur de poissons et produits laitiers ;
- Le modèle diversifié regroupe les pays anglo-saxons, ceux de l'Europe Occidentale et la plupart de l'Europe de l'Est. Seuls le poisson et les légumineuses ont une part variable.

Les modèles traditionnels agricoles :

Ils concernent la quasi totalité du Tiers Monde africain et asiatique. Les rations alimentaires à base végétale sont peu élevées (1 600 à 2 400 kcal / pers / jour). Ils se composent de trois sous-groupes :

- Le modèle céréalier (Bangladesh), où les céréales dominantes sont parfois complétées par des légumineuses pour leurs protéines ;
- Le modèle racines et tubercules (Rwanda) complété par des protéines végétales ;
- Le modèle colombien de type céréalier combiné avec des légumineuses et du sucre.

Les modèles traditionnels mixtes :

Ils comportent de fortes disponibilités relatives en céréales ou/et racines et tubercules et en certains produits animaux. La ration alimentaire quotidienne est modérée : entre 2 400 et 3 000 kcal / pers / jour. On distingue trois groupes :

- Le modèle pastoral, avec une forte proportion de lait et produits laitiers (Somalie) ;
- Le modèle japonais, où le poisson accompagne les céréales comme en Asie du Sud Est (Japon) et dans certains pays d'Afrique équatoriale et tropicale ;
- Le modèle uruguayen est typique des grandes zones d'élevage extensif d'Amérique Latine (Argentine) ou d'Asie (Mongolie) où il y a abondance de viande et de céréales.

Source : ALLAYA 1996

- Etude n° 2 -

La connaissance des systèmes de production agricole, de transformation agroalimentaire, de distribution et de mode de consommation viendront compléter ces informations sur les grands types de ration alimentaire existants.

Le développement des modèles de consommation alimentaire

MALASSIS définit le modèle de consommation alimentaire (MCA) comme la façon dont les hommes s'organisent au sein de petits ensembles, appelés Unités Socio-Economiques de Consommation (USEC), pour consommer des biens alimentaires d'une certaine nature, en certaines quantités et selon certaines pratiques [MALASSIS, 1973, 1986]. La consommation alimentaire de l'USEC est déterminée par les conditions agroclimatiques liées à sa localisation, par les paramètres socio-économiques de son environnement plus ou moins proche et par ses caractéristiques sociales et économiques propres : le nombre d'hommes et de femmes, leurs classes d'âge, leurs liens familiaux, leurs activités et leurs revenus, la stabilité de cette unité dans le temps et l'espace. On peut d'abord définir deux types de MCA à l'opposé l'un de l'autre :

- Les sociétés domestiques à économie de subsistance : toutes les opérations de la chaîne agroalimentaire se font au sein même de l'unité de consommation, à savoir la production, la transformation, la conservation, et la préparation culinaire. Le pouvoir de consommer est ici directement lié à l'accès aux facteurs de production (terre, travail, capital). Il s'agit donc de sociétés rurales.
- Les sociétés industrielles à économie marchande : les activités domestiques sont le plus possible transférées aux agriculteurs, à l'industrie agroalimentaire, à la restauration. La quasi-totalité des biens transite par le marché. Le pouvoir de consommer dépend alors essentiellement du pouvoir d'achat. Cette société se caractérise aujourd'hui par l'urbanisation, la tertiarisation des activités, la réduction de la pénibilité du travail, l'activité des femmes, la généralisation de la journée continue.

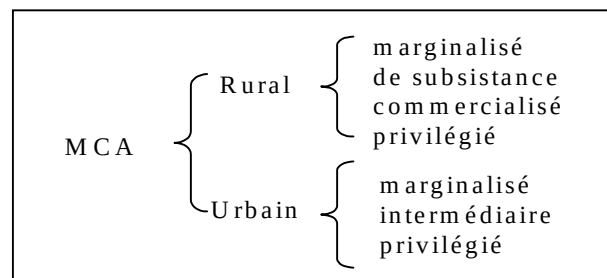
L'évolution des pays en développement

Selon MALASSIS, il existe deux grands types de modèles agronutritionnels dans les PED : les modèles de type « traditionnels agricoles » à base de produits végétaux et ceux de type « traditionnels mixte » à base de produits animaux et végétaux, en fonction des caractéristiques agroécologiques locales. Chaque région combine différemment les facteurs socio-économiques, construisant ainsi des sous-modèles traditionnels diversifiés. Les réalités économiques et sociales sont hétérogènes à l'intérieur même de ces régions et varient en fonction des

catégories de population et de leur localisation. Les PED sont en général caractérisés par une faible productivité de la terre et du travail, et par de grandes inégalités de distribution des disponibilités alimentaires. La situation alimentaire des PED évolue, sous l'effet de facteurs de croissance et de développement socio-économique, à des rythmes variés, et constitue des MCA « de transition ». Ces facteurs d'évolution sont l'augmentation plus ou moins équitable des revenus, l'urbanisation, l'accroissement des emplois dans les secteurs de l'industrie et des services. Ceci se traduit :

- par une croissance de la production agricole, plus ou moins apte à répondre à l'accroissement de la demande, et qui peut amplifier la dépendance par rapport aux importations ;
- par une situation alimentaire plus favorable des villes par rapport aux campagnes, notamment du fait des politiques alimentaires ;
- par une internationalisation des approvisionnements et des pratiques alimentaires surtout en milieu urbain, avec notamment la pénétration de produits alimentaires occidentaux industrialisés et bon marché ;
- par le développement de l'artisanat alimentaire.

On peut ainsi tenter de définir une typologie des MCA de transition dans les PED en fonction de la localisation (ville ou campagnes), du pouvoir d'achat (société commercialisée) ou du pouvoir de production agricole (pour l'autoconsommation) et de la persistance de liens (non commerciaux) entre urbains et ruraux [MALASSIS, 1986] :



Le modèle urbain privilégié ne se généralise pas dans les PED en raison de l'inégalité du développement économique et social, et de l'existence d'une domesticité abondante et bon marché qui fait perdurer les traditions alimentaires.

Le modèle agro-industriel

La société de consommation de masse est un modèle marchand qui caractérise le type de développement occidental. Elle peut aussi être qualifiée de modèle de consommation agro-industriel (MAI), car au fur et à mesure de ce développement, la masse alimentaire marchande bénéficie surtout à l'industrie et aux services incorporés dans les produits.

Le MAI est un modèle à haut profil énergétique en raison de la forte proportion de calories animales, de la sophistication des produits agro-industriels, des pertes et gaspillages sur la chaîne alimentaire et dans l'assiette du consommateur. La consommation finale apparente est de l'ordre de 3 500 kcal, dont 30 à 40 % de calories animales, soit l'équivalent d'environ 10 000 kcal végétales initiales. Si nous tenons compte de la sophistication, des gaspillages et des pertes, il faut 8 à 10 calories biologiques par calorie finale dans la bouche du consommateur. Le MAI est donc un gros consommateur de ressources biologiques. D'autre part, on observe une substitution de calories chères (viandes, fruits, légumes) aux calories bon marché (céréales, légumes secs, tubercules). L'ensemble de ces transformations est résumé par les « lois » statistiques internationales de la structure des disponibilités alimentaires de LACEPEDE et LENGELLE (1953) : « Lorsque le niveau énergétique de la ration s'élève, la quantité de calories apportées par les céréales, racines et tubercules croît, passe par un maximum aux environs de 2 500 kcal finales, puis diminue, l'apport des légumes secs décroît, celui de la viande, du lait et des corps gras augmente ».

Le MAI offre des « produits services » et des « produits servis », c'est-à-dire des denrées nutritionnelles intégrant des quantités croissantes d'activités secondaires et tertiaires, facilitant les opérations de la chaîne alimentaire qui subsistent encore dans les ménages (aliments services) ou se substituant totalement à elles (aliments servis). Le travail domestique impayé est transformé en coût additionnel de l'aliment par une valeur ajoutée industrielle supplémentaire. La proportion d'aliments agro-industriels est croissante par rapport aux aliments agricoles : en France elle parvient à environ 80 %, elle est de 90 % aux Etats-Unis. Ces produits agro-industriels sont stabilisés, homogènes, emballés, différenciés, marqués, ils simplifient les tâches culinaires et rendent possibles les prises alimentaires individuelles. Ce modèle se caractérise par l'appel croissant à l'aliment servi, et donc au secteur de la restauration. Aujourd'hui, plus de 40 % des dépenses alimentaires du consommateur américain vont à la restauration, 1/3 pour le canadien. En

Europe, la progression est plus lente, mais cette part atteint déjà 15 à 20 % du budget alimentation.

Le MAI s'internationalise par l'intégration et le transfert de produits et de recettes du monde entier. Cette internationalisation résulte de la croissance des échanges alimentaires, de la création de marchés régionaux (UE), du rôle croissant des transnationales agroalimentaires, de la mobilité des populations. Il résulte de toutes ces caractéristiques que le MAI a un coût social élevé (profil énergétique élevé, incorporation de services, substitution de travail payé au travail domestique).

Quant aux quantités d'aliments consommées dans les économies urbaines développées, elles croissent avec le revenu jusqu'à arriver à un niveau de saturation en terme de calories finales végétales et animales. Quand le revenu augmente, la dépense alimentaire augmente en valeur absolue mais diminue en valeur relative, jusqu'à atteindre une élasticité nulle.

Il en résulte que la fonction d'alimentation est pour toutes les sociétés, même industrialisées, une des activités qui consomment le plus d'énergie, d'avantage que les autres secteurs industriels. Si l'on prend en compte toutes les étapes de la production à la consommation de l'aliment, elles consommeraient selon les régions autour de 30 % de l'énergie fossile totale [HEILIG, 1993]. La plus grande partie de cette consommation (90 %) est d'ailleurs consacrée aux opérations qui succèdent à la production agricole. Les paragraphes suivants détailleront la structure des consommations d'énergie et leurs évolutions parallèlement à l'ensemble du modèle de consommation agroalimentaire.

3.2. Les consommations d'énergie aux différentes étapes des systèmes agroalimentaires

L'agriculture et ses consommations d'énergie

Au cours du développement agricole, l'énergie fossile fut d'abord utilisée pour produire de l'énergie mécanique et se substituer à l'énergie humaine et animale dans les travaux d'exploitation et d'aménagement des terres. Cette évolution a permis d'augmenter considérablement la productivité par unité de travail humain et par unité de surface. Ainsi les surfaces consacrées à l'agriculture ont pu s'étendre alors que la population active agricole diminuait fortement au profit du développement industriel et de l'urbanisation. Une autre révolution essentielle de l'agriculture fut celle de la fabrication de fertilisants chimiques

- Etude n° 2 -

permettant de régénérer la fertilité des sols et d'intensifier le rythme des cultures, d'où une explosion des niveaux de rendements.

Tableau 2
Variation de certains inputs de la production agricole

		Pays développés		Pays en développement	
		1961/1963	1987/1989	1961/1963	1987/1989
Terres arables et cultures permanentes	Surface (1000 ha)	656	675	700	801
	Accroissement (1000 ha)	19 (3 %)		101 (14 %)	
Terres agricoles irriguées	Surface (1000 ha)	38	63	104	167
	Accroissement (1000 ha)	25 (65 %)		63 (60 %)	
Fertilisants azotés	Quantité (millions tonnes)	1 0430	37 812	2650	40 801
	Accroissement (millions tonnes)	27 382 (263 %)		38 151 (1 440 %)	
Tracteurs agricoles	Nombre (milliers)	14 083	21015	1 195	4 876
	Accroissement (milliers)	6 932 (49 %)		3 681 (308 %)	

Source : FAO, (1991), PC-AGROSTAT - Production and fertilizer yearbook

Les statistiques (tableau 2) montrent qu'en 1960 et 1990, alors qu'on observe une augmentation modeste des surfaces cultivées et irriguées à travers le monde, les consommations de fertilisants azotés sont multipliées par plus de 2 dans les pays développés et par 14 dans les pays en développement. L'agrochimie a ainsi permis des gains considérables de productivité en affranchissant l'agriculture des contraintes naturelles de la qualité des sols ou des risques phytosanitaires. Elle est aussi devenue une des principales consommations d'énergie pour la production agricole, représentant entre 1/3 et 90 % de l'ensemble des consommations directes et indirectes d'énergies, quoique ces évaluations soient difficiles dans le secteur agricole [HEILIG, 1993]. Les estimations de l'énergie consommée pour les fertilisants sont variables en fonction de l'évolution des procédés industriels et des types de fertilisants. Certains ont estimé que la production d'une unité de fertilisant nécessite 12 600 kcal pour l'azote, entre 1 500 kcal pour les phosphates, et 1 665 kcal

pour le potassium [cité par HEILIG, 1993]. Mais il ne faut pas exagérer l'importance de la consommation d'énergie pour la production des fertilisants. Les fertilisants azotés produits à partir de gaz naturel, qui représentent 70 % de la production mondiale de fertilisants azotés chimiques, ne participent que pour 1 % à la consommation d'énergie mondiale. Même dans les pays en développement, où l'agriculture tient une place prépondérante, la consommation d'énergie pour la production de fertilisants ne représente que 2,7 % des consommations totales. La totalité des consommations énergétiques pour l'agriculture ne représente que 4 % des consommations énergétiques globales, environ 1 % pour les fertilisants et 2 à 3 % pour la mécanisation, l'irrigation, les transports, etc. Notons que ces consommations modestes ont néanmoins permis d'énormes gains de productivité.

Comparaison de diverses études de cas

Etats-Unis

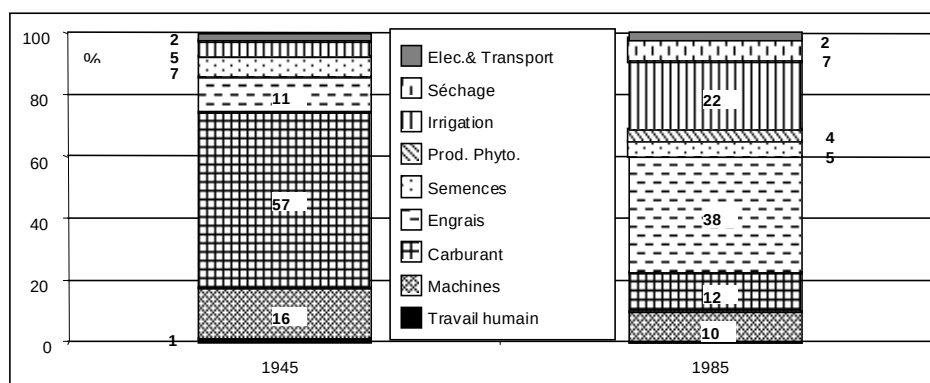
Aux Etats-Unis, une étude retrace l'évolution des quantités d'énergie consommées pour produire du maïs entre 1945 et 1985 [PIMENTEL, 1990]. Le tableau suivant (tableau 3) évalue l'évolution de la valeur énergétique de l'input et de l'output. Puis on montre (figure 7) la répartition des consommations d'énergie entre des coûts directs liés à certains travaux agricoles (irrigation, carburant, transport & électricité, séchage, travail humain) et indirects liés à la fabrication d'autres inputs nécessaire à la production (semences, engrais, produits phytosanitaires, machines). Globalement, entre 1945 et 1985, la consommation d'énergie est multipliée par 4 tandis que l'équivalent énergétique de la production de maïs est multiplié par 3, ce qui correspond à une diminution de l'efficacité énergétique, exprimée ici par le ratio énergétique output/input qui passe de 3,2 à 2,9. Dans le même temps, la structure de la consommation d'énergie est bouleversée, avec une baisse de la part du fuel et des machines, une forte hausse de la part des fertilisants, de l'irrigation, des produits phytosanitaires et du séchage. La part du travail humain, déjà faible en 1945 apparaît négligeable en 1985, quoique l'estimation énergétique du travail humain soit très discutable.

- Etude n° 2 -

Tableau 3
Evolution de l'efficacité énergétique de la production
de maïs aux Etats-Unis

	1945	1985
Coût énergétique total (1000 kcal / ha)	2 492	10 309
Rendement maïs (1000 kcal / ha)	8 528	29 600
Ratio énergétique output / input	3,2	2,9

Figure 7
Evolution des postes de consommations d'énergie
pour la production de maïs aux Etats-Unis



Source : PIMENTEL 1990

Ce ratio énergétique du maïs est néanmoins élevé en comparaison de produits faiblement caloriques, dont l'efficacité énergétique est calculée pour des systèmes de production représentatifs des Etats-Unis (tableau 4).

Tableau 4
Ratios énergétiques de certains systèmes de production aux Etats-Unis

Productions végétales et animales	Ratio énergétique output/input fossile	Travail humain (UTH)
Maïs (USA)	3,5	12
Blé (Dakota Nord)	2,7	6
Riz (Arkansas)	1,1	30
Pois secs (Michigan)	1,3	19
Pommes (Est)	0,9	176
Oranges (Floride)	1,7	210
Pommes de terre (New York)	1,4	35
Laitue (Californie)	0,2	171
Tomates (Californie)	0,6	165
Choux (New York)	0,8	289
Bœuf	0,04	2
Porc	0,02	11
Mouton (à l'herbe)	0,01	0,2
Œufs	0,06	19
Loup de mer	0,03	55

Source : PIMENTEL 1984

Les principales céréales alimentaires humaines que sont le blé et le riz ont des ratios énergétiques faibles (respectivement 2,7 et 1,1), comparés à l'avoine, le soja et le maïs destinés à l'alimentation animale dont les ratios se situent entre 5,1 et 3,5. On peut donc supposer que la future hausse de la demande de riz en Asie exigera une modernisation de la production et une forte consommation énergétique, vu la faible efficacité énergétique de ces systèmes.

Enfin, les auteurs comparent les Etats-Unis avec d'autres systèmes de production agricole à travers le monde (tableau 5). On voit que l'augmentation du rendement grâce à la mécanisation se fait souvent au détriment de l'efficacité énergétique.

Tableau 5
Ratios énergétiques et rendements de quelques systèmes de production

Système de production	Ratio énergétique output / input	Rendement (kg / ha)
Maïs – Mexique – Energie humaine seule	10,75	1 944
Maïs – Mexique – Animaux de trait	4,34	941
Noix – Tribu Ikung – Botswana – Cueillette	3,90	1,75
Maïs – Etats Unis – Energie mécanique	3,40	7 000
Maïs – Province de Chine – 1980	3,13	5 014
Maïs – Province de Chine – 1953	2,44	2 700
Sorgho grain irrigué – Arkansas – Etats Unis – 1980	0,95	4 170
Sorgho grain – Nigeria – Animaux de trait	0,90	749
Bœuf – Etats Unis – Energie fossile seule – 1980	0,04	60
Loup de mer – Etats Unis – Energie fossile seule – 1980	0,03	2 783

Source : PIMENTEL *et al.* 1984

France

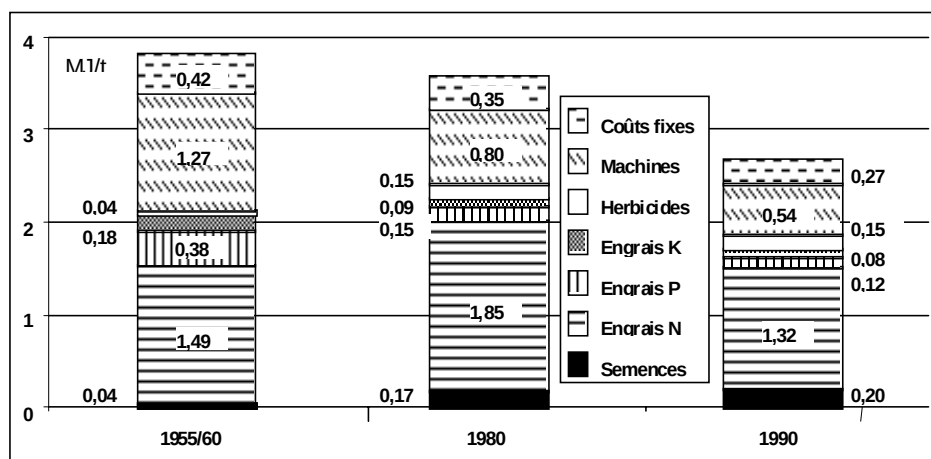
En France, les évaluations énergétiques de l'agriculture portent un éclairage complémentaire sur l'évolution de l'intensité énergétique des agricultures modernes [BONNY, 1993]. Les résultats montrent que l'intensité énergétique (énergie requise pour produire une certaine quantité d'output) de l'ensemble de l'agriculture française augmente d'abord (de 1959 à 1977) puis diminue à partir de 1977. Cette amélioration de l'intensité énergétique de l'agriculture française semble en partie expliquée par l'augmentation du prix de l'énergie suite aux deux chocs pétroliers de 1973 et 1981. Ces crises ont accéléré l'application de techniques agricoles plus économes en énergie et la mise au point de machines agricoles à la fois plus efficaces et moins consommatrices de fuel.

Pour préciser cette évolution sectorielle, l'auteur retrace l'évolution des quantités d'énergies directes et indirectes nécessaires à la production de blé entre 1958 et 1990 (tableau 6).

Tableau 6
Evolution des coûts énergétiques de la production intensive de blé (en %)
Bassin parisien

Inputs	1955/60	1980	1990
Semences	1	5	7
Fertilisant N	39	52	49
Fertilisant P	10	4	4
Fertilisant K	5	3	3
Phytoprotecteurs	1	4	6
Tracteur et moissonneuse	33	22	20
Inputs fixes (machines & bâtiments)	11	10	10
Coût énergétique total (MJ / ha)	17,2	23,2	22,8
Rendement (t / ha)	4,5	6,5	8,5
Intensité globale (MJ / t)	3,82	3,57	2,68

Figure 8
Evolution des postes de consommation d'énergie
du blé intensif en Bassin parisien (MJ/ha)



Source : BONNY 1993

- Etude n° 2 -

On remarque encore qu'une économie d'énergie substantielle est réalisée sur le poste des fertilisants azotés, ceci principalement grâce à la baisse d'intensité énergétique des industries d'engrais permise par l'évolution des procédés de fabrication. Les autres facteurs de baisse de l'intensité énergétique sont notamment l'amélioration des rendements par sélection variétale et les pratiques de l'agriculteur visant à ajuster les apports d'inputs aux besoins des cultures. Ces résultats sont contradictoires avec ceux de PIMENTEL sur le maïs, du fait que ce dernier ne prend pas en compte l'évolution des consommations d'énergie indirectes pour la production industrielle de fertilisants azotés. Quant aux différences entre l'évolution des cultures de blé et celle de l'intensité énergétique globale de l'agriculture française, elles s'expliquent par le fait que la culture de blé en Bassin Parisien correspond à un système dont la modernisation est plus avancée. Les résultats montrent que l'évolution de ce système précède celle de l'ensemble de l'agriculture française et qu'on peut encore anticiper une amélioration de l'intensité énergétique de cette dernière.

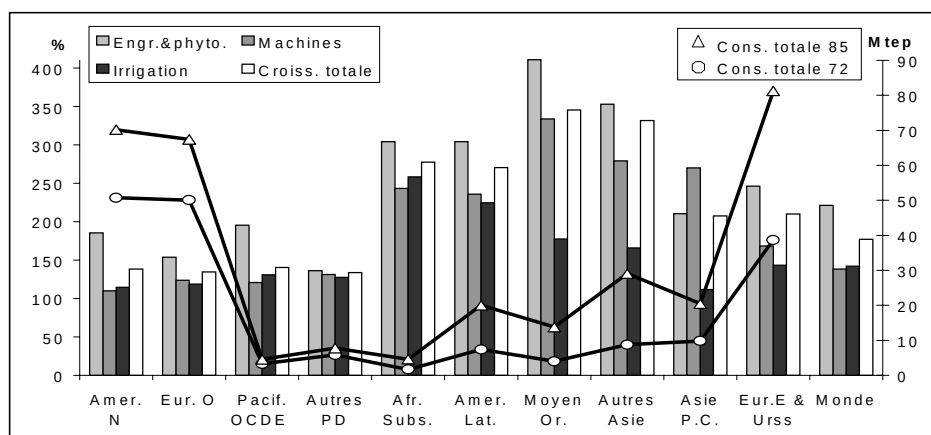
Suisse

En utilisant une méthodologie similaire de comptabilisation des consommations d'énergie directes et indirectes, un modèle prospectif de l'agriculture suisse [FISHER, 1999] prévoit d'ailleurs une réduction significative des consommations énergétiques globales du secteur agricole, consécutive à la mise en place d'une politique d'extensification, au progrès technique et au développement de l'agriculture biologique. Ces facteurs de diminution de l'intensité énergétique contrebalancent certains facteurs d'accroissement : le plus grand recours à l'importation d'aliments concentrés pour animaux (lié à l'extensification suisse qui limite la production de céréales fourragères), le développement des productions de volailles et de cultures sous serres (fortes consommatrices d'énergie). Les consommations diminueraient de 6,5 % entre 1998 et 2003, et rejoindraient ainsi les objectifs des accords de Kyoto en permettant une diminution d'environ 8 % des émissions de CO₂ dans l'atmosphère.

Des comparaisons régionales

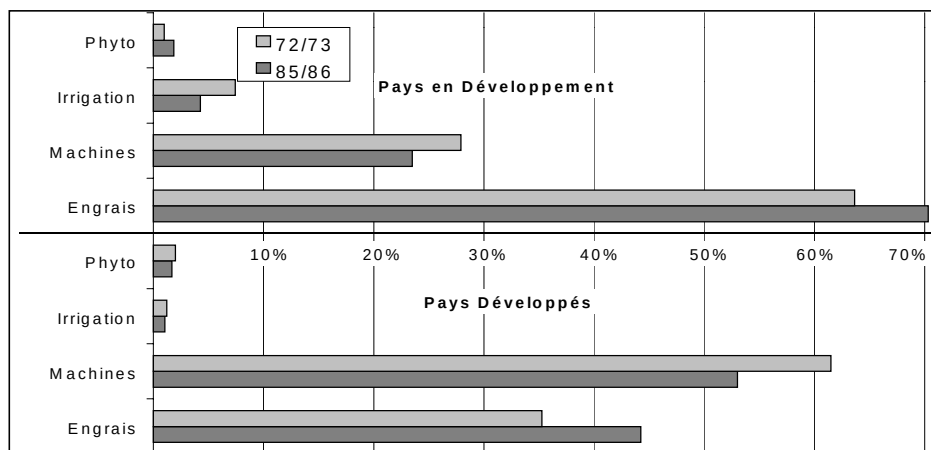
Dans les années 1970, des études américaines ont également tenté d'évaluer les consommations d'énergie directe et indirecte par l'agriculture dans les grandes régions du monde en 1972/1973 et de faire des projections pour 1985/1986 [STOUT, 1980]. Sur la figure suivante, les histogrammes représentent la croissance (en %) des consommations d'énergie de chaque poste et les courbes représentent les consommations totales d'énergie (en millions de tep) en 1972/1973 et 1985/1986 pour l'agriculture de ces régions.

Figure 9
Evolution des consommations énergétiques agricoles par région du monde



L'évolution de la structure des coûts énergétiques des PD et des PED est comparée dans le graphique suivant (figure 10, voir aussi tableau 14 et tableau 15 en annexe).

Figure 10
Evolution de la structure des coûts énergétiques en PD et PED



On observe que, dans les PED, la part des consommations liées aux engrais est plus importante que celles liées aux machines ; c'est l'inverse dans les PD. L'intensification de l'agriculture des PED est donc liée à l'utilisation d'engrais

- Etude n° 2 -

plutôt qu'à la mécanisation, vu la main d'œuvre agricole abondante. Dans les deux cas, la part du poste « machines » diminue et celle du poste « engrais » augmente entre 1972/1973 et 1985/1986. Dans cette prospective, les auteurs considèrent que la répartition entre les coûts directs (de fonctionnement) et les coûts indirects (de fabrication), pour les postes « machines » et « irrigation » restent stables entre 1972/1973 et 1985/1986 et qu'elle diffère peu entre les différentes régions du monde (voir tableau 16, en annexe).

Les méthodologies d'évaluation des consommations pour la production agricole

- Le choix d'un indicateur de la consommation d'énergie

Pour l'évaluation des consommations agricoles d'énergie, l'intensité énergétique (énergie consommée par tonne d'output agricole) est un indicateur plus adapté que l'efficacité énergétique (consommation d'énergie par calorie d'output), pour plusieurs raisons :

- l'intensité énergétique est le paramètre utilisé dans les autres secteurs de production, ce qui permet des comparaisons ;
- l'efficacité énergétique permet de comparer des produits agricoles bruts ou transformés, tandis que notre étude cherche à évaluer l'énergie consommée globalement pour alimenter la population d'une région ;
- la valeur énergétique des aliments ne doit pas occulter d'autres critères de valeur nutritionnelle.

Notons que pour établir un bilan environnemental complet de la chaîne alimentaire, il faudrait prendre en compte de nombreux autres indicateurs d'utilisation et de gestion des ressources : la conservation et l'occupation des sols, le stockage de carbone, la consommation d'eau, la pollution par les autres intrants, la biodiversité, l'emploi rural.

- La méthode « bottom-up » :

Certaines des études précédentes choisissent d'évaluer l'énergie consommée pour produire une culture donnée dans une région donnée, en affectant des coûts énergétiques fixes et variables à cette activité. Une des difficultés de cette méthode est de définir l'itinéraire moyen pratiqué par les agriculteurs de la région, c'est-à-dire d'évaluer l'utilisation moyenne de l'appareil de production et les quantités moyennes d'inputs consommés pour cette activité. La diversité des exploitations, l'interdépendance des activités au sein de chaque exploitation et l'interdépendance des exploitations entre elles rendent difficile la

reconstitution d'un itinéraire moyen pour un produit. Si cette méthode « bottom-up » est envisageable pour des études de produits et de systèmes de production particuliers, elle ne nous paraît pas réaliste pour une évaluation globale de l'agriculture, pour de grandes régions, ni à l'intégration du reste de la filière alimentaire. Par conséquent, il sera difficile de prévoir l'évolution de la consommation énergétique de l'agriculture en fonction de l'évolution de la nature des productions et des hypothèses plus globales sur le développement agricole sont nécessaires. Il serait cependant envisageable de distinguer les productions animales, dont on connaît globalement l'effet sur l'accroissement de la production végétale initiale (tableau 7).

Tableau 7
Efficacité de conversion de l'alimentation animale

Produit animal	Calories végétales nécessaires
Lait	4,5
Bœuf et mouton	9,0
Porc	5,0
Œufs	4,5
Volailles	5,6

Source : STOUT, 1980

- Les consommations indirectes d'énergie

Les consommations indirectes d'énergie pour l'agriculture sont les consommations d'énergie pour produire les inputs non énergétiques (engrais et produits phytosanitaires, semences) et les facteurs de production agricole (machines, matériels et équipements agricoles tels que l'irrigation). Ces consommations peuvent varier brutalement à certaines phases du développement puis se stabiliser voir diminuer en intensité grâce aux progrès d'efficacité et de procédés de fabrication. Certaines de ces consommations sont difficiles à évaluer directement, vu le manque d'information sur le mode de production des inputs et les difficultés d'affecter des coûts énergétiques à tel ou tel produit de l'industrie. Les consommations d'énergie indirectes liées aux machines et équipements agricoles peuvent être prises en compte à travers les constructions et achats de l'année en cours. A défaut d'information précise sur le coût énergétique de fabrication des machines, matériels et des constructions (bâtiments, infrastructure), on peut appliquer l'intensité énergétique de la valeur

- Etude n° 2 -

ajoutée du secteur de production concerné (construction, chimie et pétrochimie, machines...).

- Les échanges de produits agricoles bruts

Les mouvements d'importation et d'exportation des produits agricoles peuvent changer sensiblement le calcul du bilan énergétique de l'agriculture. Les coûts énergétiques de la production et du transport d'une denrée importée s'ajoutent au coût global de l'alimentation de la région importatrice et se retranchent du bilan énergétique de la région exportatrice. Il en est de même pour le coût des premières transformations des produits agricoles dans leur pays d'origine, avant l'exportation.

- Les produits non alimentaires

Les consommations d'énergies pour la production de cultures non alimentaires (textiles, tabac, caoutchouc...) peuvent être importantes pour certaines régions, et doivent être retranchées du bilan des consommations pour la production alimentaire. Il est préférable de déterminer les consommations spécifiques de ces cultures. A défaut, on peut utiliser l'intensité énergétique globale de la production agricole (énergie consommée par tonnage de production).

Les consommations d'énergie en aval de la production agricole

Avec les crises pétrolières des années 1970 et 1980, l'aspect énergétique de l'agriculture a été souvent étudié aux Etats-Unis et en Europe. Ces analyses nécessitent aujourd'hui une réactualisation. Quant à la consommation d'énergie dans le reste de la filière alimentaire, elle a été plus rarement analysée, bien qu'elle représente une part croissante dans la demande énergétique liée à l'alimentation, au fur et à mesure du développement socio-économique. Cet aspect énergétique réapparaît aujourd'hui dans des analyses environnementales plus globales, appliquant notamment la méthode des « cycles de vie » ou « écobilans ». Cette méthode consiste à évaluer l'ensemble des transformations, des consommations intermédiaires, des utilisations de ressources et des externalités occasionnées à chaque étape du cycle de vie d'un produit, de sa production à sa consommation.

Dans les sociétés agricoles en développement, la chaîne des opérations alimentaires est d'avantage intégrée au sein de l'unité de consommation, ce qui la rend économe en énergie (non humaine). En milieu rural, les opérations de transformation des aliments incorporent davantage de travail domestique et

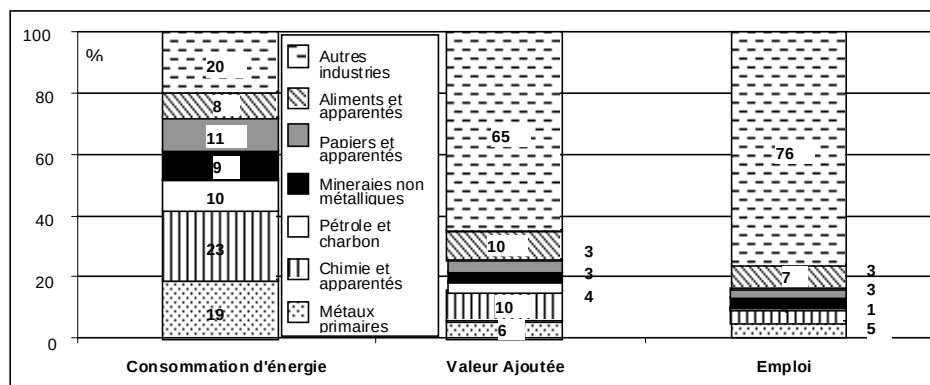
nécessitent peu d'énergie pour le transport, le conditionnement, le stockage des aliments. En aval de la production agricole, la majeure partie de l'énergie est donc consommée au sein du ménage et concerne des sources d'énergies non commerciales, ce qui la rend difficile à évaluer.

Avec la croissance économique, l'urbanisation, l'évolution des conditions de travail et des modes de vie, le consommateur se distancie de la production de son alimentation. La production agricole, la transformation du produit brut en aliment final, la distribution de cet aliment dans le temps et l'espace est confié à une grande variété d'acteurs économiques, constituant un système suffisamment productif pour assurer la sécurité alimentaire à l'ensemble de la population. L'intensification et l'industrialisation de la production, la croissance des échanges commerciaux expliquent en partie la croissance des consommations d'énergie. Les populations urbaines des pays développés demandent des produits faciles à conserver, à consommer et attrayants. Ces caractéristiques impliquent de nombreux traitements industriels, la modernisation de l'équipement des ménages (réfrigérateur, congélateur, micro-onde, etc.), le développement de la restauration collective, l'ensemble étant énormément coûteux en énergies fossiles. Certains auteurs estiment que 20 à 30 % de la consommation énergétique totale des pays développés est consacrée à l'alimentation [LEACH, 1977], parmi lesquels 10 % sont destinés à l'agriculture et l'élevage et les 90% restant sont utilisés dans les transports, le conditionnement et la préparation des aliments. La production d'une calorie alimentaire (constituée par des produits végétaux et animaux) nécessiterait 0,6 calories d'énergie fossile dans les pays industrialisés, tandis que la transformation, le transport, le stockage et la préparation de cette calorie alimentaire consomment au moins 6 calories d'énergie fossile supplémentaire [SCHMIDT, 1986]. Nous présenterons quelques cas de pays où la question des consommations d'énergie le long de la chaîne alimentaire a déjà été étudiée, puis nous commenterons les difficultés méthodologiques de ces études et les possibilités d'étendre ces résultats à d'autres régions suivant leurs niveaux de développement.

Les Etats-Unis

De nombreuses études [STOUT, 1980], menées aux Etats-Unis dans les années 1970 et 1980, évaluent l'ensemble des consommations d'énergie liées à l'alimentation, en aval de la production agricole. Les résultats de ces études sont représentés dans les figures suivantes. D'abord (figure 11), les différentes industries sont comparées en terme de part de la consommation d'énergie, de la valeur ajoutée et de l'emploi du secteur industriel global (voir tableau 17 en annexe).

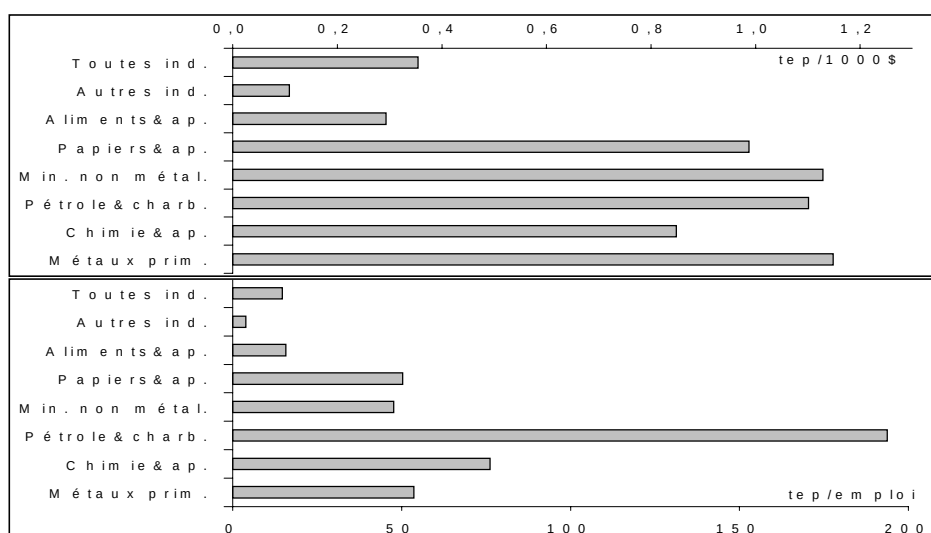
Figure 11
Part des principales industries dans la consommation d'énergie,
la valeur ajoutée (VA) et l'emploi industriel



Source : STOUT 1980

On peut caractériser chaque secteur par l'intensité énergétique du travail (nombre de tep consommées par emploi) et l'intensité énergétique de la valeur ajoutée (nombre de TEP consommées pour une VA de 1 000 \$) (figure 12). Il apparaît ici que l'industrie agroalimentaire est relativement faible consommatrice d'énergie par unité de valeur ajoutée. Cette position dépend de la part des industries lourdes, fortement consommatrices d'énergie. Pour notre étude, ce type d'indicateurs pourrait être calculé localement, quand l'information est disponible, puis être généralisé à d'autres régions de développement similaire, afin d'estimer les consommations d'énergie.

Figure 12
Intensités énergétiques des industries – Etats-Unis



Source : STOUT 1980

Les autres secteurs de consommation d'énergie (transports, commerce, ménage) participent aussi à satisfaire le besoin alimentaire. Tableau 8, la part de l'alimentation dans la consommation d'énergie de chacun de ces secteurs est évaluée. On peut supposer qu'avec le développement socio-économique et la diversification des activités économiques, la part de l'alimentation dans ces secteurs diminue.

Tableau 8
Part des activités alimentaires dans les coûts énergétiques sectoriels
Etats-Unis

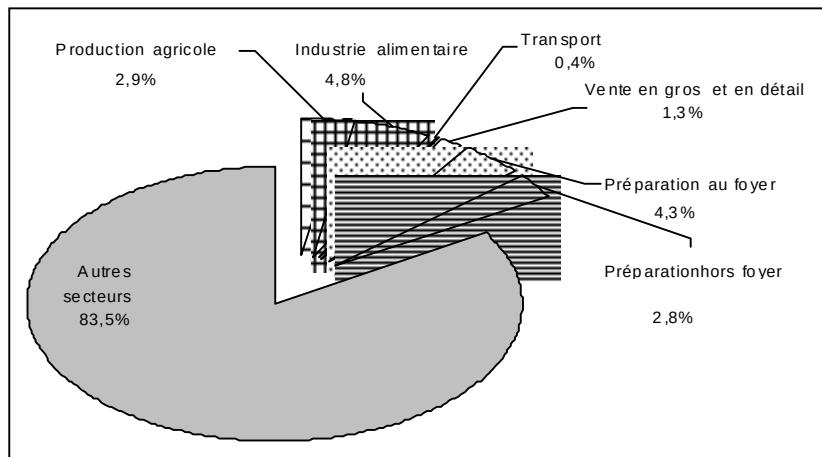
	% cons. sect.
Industrie	13
Commerce	23
Ménages	18
Transport	18

Source : STOUT 1980

- Etude n° 2 -

Finalement, la part des différentes étapes de l'alimentation (de la production à la consommation) peut être représentée ainsi (figure 13).

Figure 13
Part du système alimentaire dans la demande énergétique totale
Etats-Unis – 1976

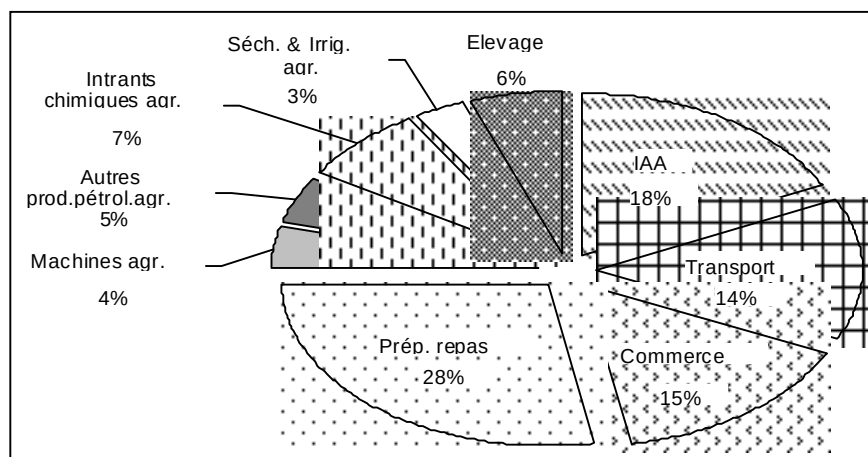


Source : STOUT 1986

On vérifie que dans les modèles de consommation agro-industriels, les activités en aval de la production agricole tiennent une place prépondérante, particulièrement les stades de la transformation industrielle et de la préparation au foyer et hors foyer. Cependant, l'importance des transports semble ici encore sous-estimée.

Une autre étude [cité dans STOUT, 1980], qui évaluent les consommations d'énergie pour fournir 3 000 kcal/pers/j aux Etats-Unis, aboutit à une répartition des coûts énergétiques dans le système alimentaire (figure 14, et tableau 18 en annexe). L'énergie consommée pour la préparation des repas hors foyer ne figure pas spécifiquement dans ces résultats.

Figure 14
Consommation d'énergie le long de la chaîne alimentaire (%)
Etats-Unis

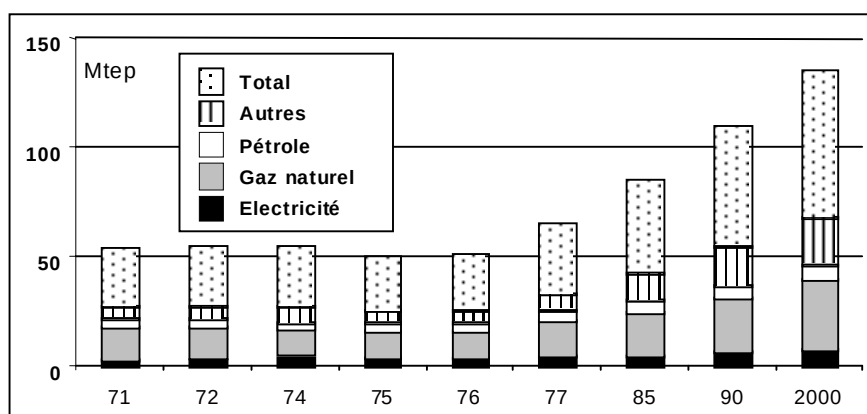


Source : STOUT 1980

Notons qu'une dizaine d'activités représentent la moitié de la consommation totale d'énergie des IAA aux Etats-Unis, dans les années 80, ces IAA ayant des intensités énergétiques très variables (tableau 19 et tableau 20 en annexe). De même que pour l'agriculture, il serait utile de réévaluer l'intensité énergétique de quelques produits de base des IAA, quand l'information est disponible, afin de permettre des généralisations, et notamment de mieux comptabiliser le coût énergétique des aliments exportés et importés.

Enfin, l'évolution des sources d'énergie des industries alimentaires des Etats-Unis (figure 15) a subi les chocs pétroliers. Si les consommations tendent ensuite à augmenter, il est probable que l'intensité énergétique s'améliore, grâce à l'amélioration de l'efficacité des procédés et aux technologies « propres », utilisant des énergies renouvelables (compris dans « autres »).

Figure 15
Sources d'énergie des IAA – Etats-Unis

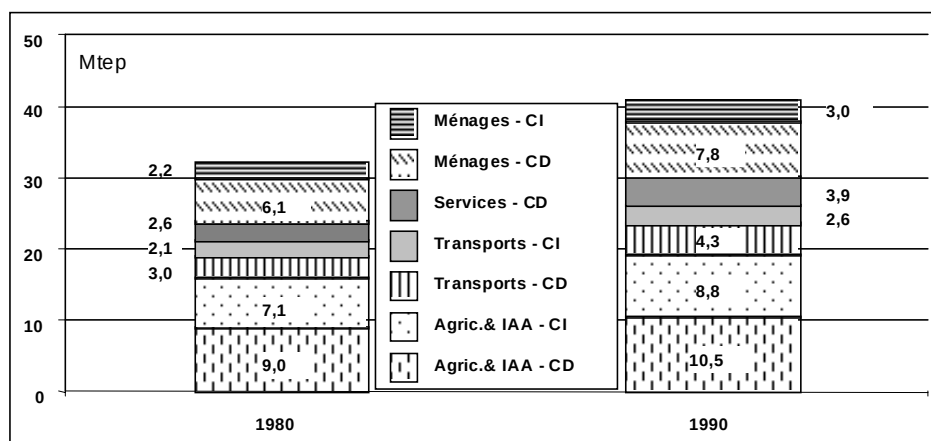


Source : STOUT 1986

Le cas de la France

Une étude française récente [CNRS / ECODEV, 1998] a entrepris de reconstituer les consommations d'énergie par besoin dans une approche « top-down ». Cette méthode consiste d'abord à décomposer autant que possible la consommation énergétique finale de la France par secteur et sous-secteur de l'économie, puis de reconstruire un tableau des consommations par besoin fondamental (alimentation, logement, habillement, santé, éducation, loisir et culture). Les consommations d'énergie par secteur ou sous-secteur sont décomposées plus finement grâce à des données physiques, sociales et économiques. Disposant d'une information désagrégée beaucoup plus complète pour la France, les consommations indirectes d'énergie peuvent d'avantage être prises en compte. Les parts des consommations directes et indirectes à chaque étape du système alimentaire sont représentées dans la figure suivante (figure 16).

Figure 16
Consommation d'énergie dans le système alimentaire
en France entre 1980 et 1990



L'analyse plus détaillée des postes de consommation d'énergie donne la décomposition suivante (tableau 9).

Tableau 9
Structure et évolution du coût énergétique
de l'alimentation 1980/1990 - France

	Part de la conso. totale 1980 (%)	Part de la conso. totale 1990 (%)	Croissance propre 80/90 (%)	Part de la croissance totale 80/90 (%)
Production agricole et alimentaire	50,2	47,2	20	36
Agriculture	12,5	10,5	8	3
IAA	15,6	15,2	24	14
Bâtiments agricoles (1)	3,4	4,6	73	9
Produits indus. pour agric. & IAA	18,7	16,9	15	10
Transports	15,9	16,9	35	20
Transport automobile (achats)	6,5	6,4	24	6
Transport denrées alimentaires	6,9	8,3	55	14
Transport	1,6	1,2	0	0
Transport domicile-travail agric.& IAA	0,9	1,0	33	1
Services	8,1	9,5	50	15
Commerce produits alimentaires	7,5	8,6	46	13
Services marchands aux entreprises	0,6	1,0	100	2
Ménages	25,9	26,4	30	28
Cuisson	8,7	7,3	7	2
Froid	9,7	10,5	39	14
Lave-vaisselle	0,6	1,2	150	3
Produits indus. pour les ménages	6,9	7,3	36	9
Total (%)	100	100	27	100
Total (Mtep)	32,1	40,9	8,8	8,8

Source : CNRS / ECODEV, 1998

La structure de la consommation d'énergie reste à peu près stable entre 1980 et 1990. La faible diminution de la part de la production agricole et alimentaire est compensée par une augmentation des transports, des services et des ménages. Les plus fortes hausses de consommation (en croissance propre) concernent les services (+ 50 %) puis les transports (+ 35 %), la consommation des ménages (+ 30%) et enfin la production agricole et alimentaire (+ 20%). Par contre, les secteurs qui comptent le plus dans la croissance globale sont :

- la production (36 %), avec surtout les consommations directes et indirectes des IAA ;
- les ménages (28 %), avec une part importante de consommations liées au froid ;
- les transports (20 %), particulièrement de denrées alimentaires ;
- les services (15 %).

Le cas de l'Afrique

Une étude de la FAO a tenté d'évaluer les consommations d'énergie de la production agricole et alimentaire africaine, à partir d'une étude de dix pays représentatifs de la diversité des situations africaines. L'étude des PED présente des difficultés supplémentaires :

- le manque de comptabilisation des énergies traditionnelles (biomasses) dans les statistiques énergétiques,
- le manque d'informations sur les secteurs artisanaux des ménages.

Vu ces limites d'informations, l'étude sous-estime probablement le coût énergétique des activités de transformation alimentaire. Quant à la consommation des ménages pour l'alimentation, elle n'a pu être évaluée.

Le tableau 10 résume la structure des consommations d'énergie pour l'Afrique.

Tableau 10
Distribution de consommation d'énergie en Afrique – 1990

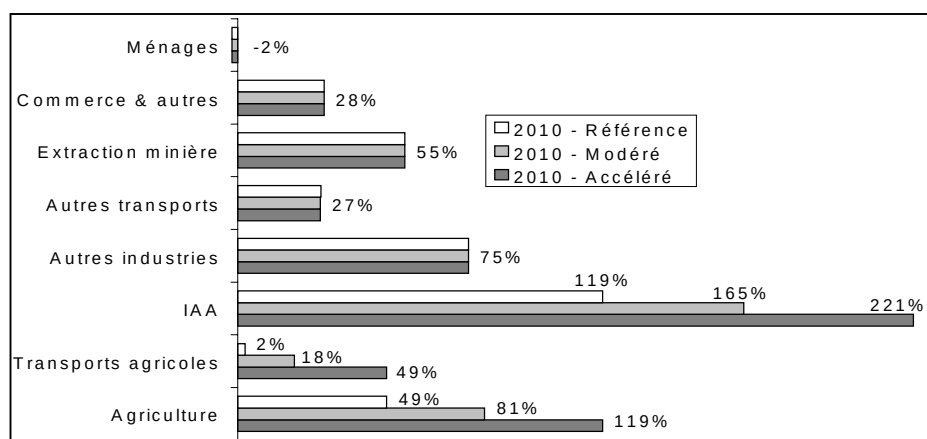
Secteur	%
Ménages	47
Industrie	21
Agriculture	14
Transport produits agric.	3,2
IAA	6,3
Agriculture	4,5
Extraction minière	3
Transport	12
Commerce et autres	3
Total (Mtep)	300

Source : FAO, 1995

- Etude n° 2 -

Des scénarios prospectifs ont été élaborés pour 2010, dans lesquels la croissance agricole et alimentaire est variable. Les résultats, en terme de croissance des consommations énergétiques par poste sont représentés ci-dessous (figure 17).

Figure 17
Croissance des consommations énergétiques des secteurs - Afrique



Mais cette étude est difficilement exploitable pour notre objectif, qui consiste à évaluer l'ensemble des énergies (non vivantes) consommées pour le besoin d'alimentation de la population d'une région :

- d'une part, cette étude ne tient compte que des énergies commerciales, lesquelles ont une part mineure dans la consommation énergétique de certains secteurs des PED ;
- d'autre part, cette étude comptabilise l'ensemble des énergies consommées par l'agriculture et les industries aval, y compris par les cultures non alimentaires (tabac, caoutchouc...) et les cultures d'exportation, lesquelles peuvent tenir une place prépondérante dans la consommation totale d'énergie commerciale de cette région.

La variété des consommations en aval de la production agricole et le manque d'informations directes sur leur ampleur posent de nombreuses questions méthodologiques d'évaluation et de classification de ces coûts. En nous aidant des études précédentes, nous ferons quelques propositions pour un modèle de prospective mondiale. Ceci nécessitera notamment :

- de choisir un découpage en régions relativement homogènes du point de vue du développement économique et alimentaire ;
- de définir une structure du coût énergétique de l'alimentation qui soit pertinente pour toutes les régions du monde et pour la prospective ;
- de faire des propositions méthodologiques et de poser des hypothèses pour combler le manque d'informations.

Questions méthodologiques et propositions pour les coûts énergétiques liés à l'alimentation

La régionalisation

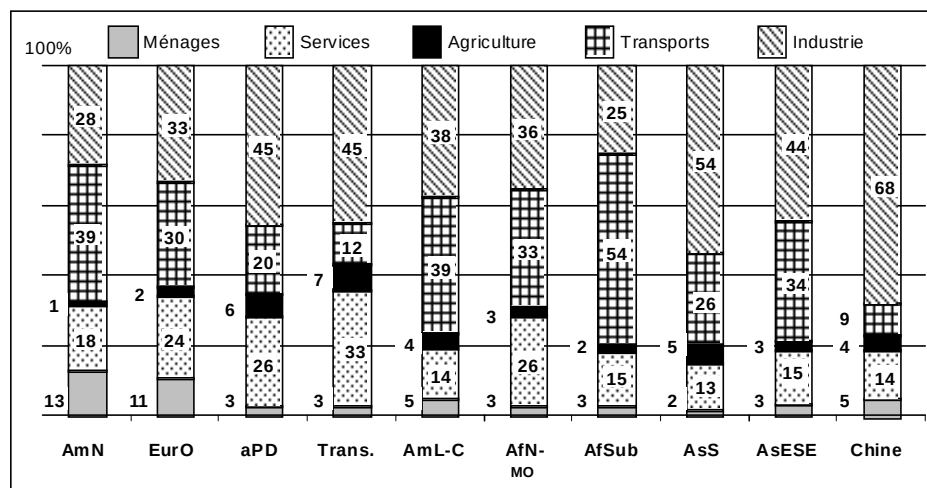
Dans une première approche, nous ne pourrions différencier qu'un nombre très limité de régions du monde, construites sur des critères de développement économique et alimentaire. Ce découpage grossier est imposé par le choix d'une analyse mondiale mais aussi par le manque de précision sur les informations. A partir de statistiques du World Resource Institute et de la Banque Mondiale, nous avons constitué 10 régions mondiales puis reconstruit leur consommation totale d'énergie commerciale (tableau 11) et la répartition de cette consommation par secteur (figure 18).

Tableau 11
Consommation totale d'énergie commerciale (Mtep)- 1995

Amérique du Nord	2 231
Europe de l'Ouest	1 360
Autres pays développés	683
Pays en transition	1 092
Amérique Latine & Caraïbes	514
Afrique N & Moyen Orient	488
Afrique Subsaharienne	178
Asie du Sud	502
Asie de l'Est & du Sud-Est	165
Chine	1 025

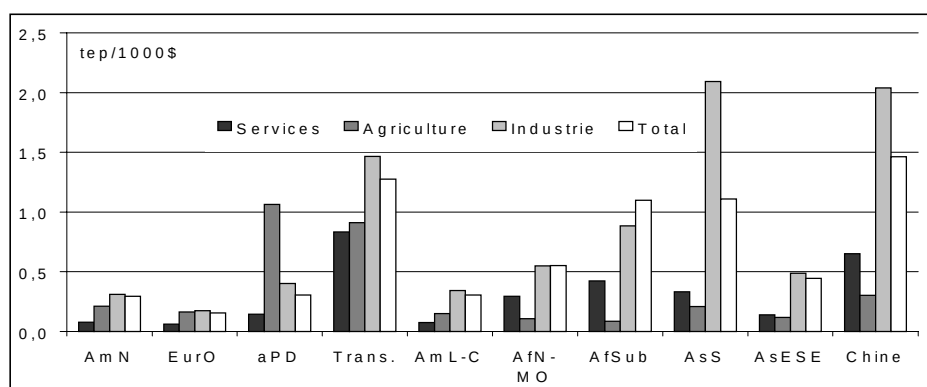
Source : World Resources Institute – Banque Mondiale (1998-1999)

Figure 18
Répartition des consommations d'énergie commerciale par secteur – 1995



Ces statistiques nous permettent de calculer les intensités énergétiques des grands secteurs économiques de ces régions (tep consommées pour 1000\$ US95 de valeur ajoutée créée dans ce secteur, figure 19). Les plus fortes intensités énergétiques concernent les PED, en raison de procédés de fabrications moins économes en énergie, et de la forte part des secteurs primaires et secondaires dans l'activité économique, tandis que les PD ont fortement augmenté la part des activités tertiaires dans leur PIB (voir aussi tableau 21 en annexe).

Figure 19
**Intensité énergétique de la valeur ajoutée
des secteurs économiques (tep/1 000 \$) – 1995**



Soulignons que ces informations ne concernent que les énergies commerciales alors que les consommations d'énergies traditionnelles, non commerciales, peuvent être prépondérantes dans l'approvisionnement de l'agriculture et des ménages des pays en développement. On peut estimer par exemple que les énergies traditionnelles de la biomasse, qui sont largement non commerciales, comptent pour 20 à 50 % de la consommation totale réelle des pays en développement.

La méthode top-down

Dans le cas des pays développés, et principalement des pays de l'OCDE, une base de données relativement complète et détaillée permet de reconstruire le coût énergétique de l'alimentation. Les statistiques de l'Agence internationale de l'énergie (IEA) fournissent par exemple, les consommations énergétiques nationales :

- de l'agriculture ;
- du commerce et des services ;
- des ménages ;
- de l'industrie de l'alimentation et du tabac ;
- des transports (notamment par voie aérienne, routes, voies ferrées et par navigation interne).

Quant ces données existent, il s'agit d'extraire la part de l'énergie destinée à des activités alimentaires. Si on dispose au niveau national, pour un certain nombre de pays représentatifs, des tableaux d'échanges interindustriels, des statistiques énergétiques plus détaillées, d'information sur la nature et les quantités de marchandises transportées, sur les échanges de produits agricoles et alimentaires brutes et transformés, sur l'équipement des ménages, sur les services de restauration, alors on peut désagréger les consommations d'énergie par secteur dans une méthode « top-down », et moyennant quelques hypothèses simplificatrices sur l'affectation des coûts énergétiques. Les consommations d'énergies liées à l'alimentation peuvent être alors regroupées [CNRS / ECODEV, 1998]. Cette méthode est cependant fastidieuse et limitée à un certain nombre de pays. Les structures de coût et les intensités énergétiques ainsi obtenues pourront être parfois généralisées à des régions ou des pays dont le niveau de développement et la structure économique sont comparables.

La complexification des échanges

L'ampleur des échanges mondiaux de denrées agricoles et alimentaires, d'inputs et de facteurs de production (machines, engrais, semences) nécessaires

- Etude n° 2 -

à l'agriculture et à l'industrie agroalimentaire est croissante. Le contenu énergétique (c'est-à-dire l'énergie dépensée dans le pays d'origine) pour la production de ces marchandises, ainsi que l'énergie dépensée pour leur transport devront être affectées au pays destinataire. Cela suppose de connaître assez précisément les coûts énergétiques de certains types de production dans leur pays ou la région d'origine. Dans le cas des pays en développement, les structures de production et de transformation des cultures d'exportation ont probablement des coûts énergétiques sensiblement différents des cultures destinées à l'alimentation domestique. Cette distinction serait souhaitable dans le modèle.

En dehors des échanges interrégionaux, les échanges intra-régionaux et intra-nationaux se développent énormément dans les pays développés. Les produits agricoles et alimentaires suivent un circuit complexe de transformations qui sont souvent déconcentrées géographiquement afin d'optimiser le coût de transformation. Mais cette dispersion implique des coûts énergétiques de transport. Ces transports intra-branches peuvent être désignés sous le terme de logistique [HEILIG, 1993].

Le cas des pays en développement

Il existe certaines études de cas concernant les consommations énergétiques des ménages et de l'artisanat dans les pays en développement. Il est cependant difficile d'avoir une vue d'ensemble de la situation des PED et une estimation de leur consommation totale d'énergie pour l'alimentation vu la faiblesse des statistiques dans ce domaine. D'autre part, il est discutable de généraliser des cas connus, vu la diversité des situations des PED.

L'utilisation de machines agricoles, de fertilisants ou de produits phytosanitaires étant faible, ces indicateurs ne sont probablement pas représentatifs de l'intensité énergétique des systèmes de production. D'autre part, dans le cas de l'étude sur l'Afrique [FAO, 1995], les informations sur les activités de transformation et de transport agroalimentaires ne concernent souvent que les secteurs industriels et les énergies commerciales. L'introduction du secteur alimentaire artisanal, des cultures vivrières et des énergies traditionnelles non commerciales donnerait sans doute un bilan énergétique très différent. Supposons que les consommations d'énergie du secteur agroalimentaire artisanal et des productions vivrières soient en partie comptabilisées dans la consommation des ménages, le reste de la consommation des ménages étant souvent consacré à la préparation des aliments. L'ONU a estimé la répartition de toutes les énergies (commerciales et traditionnelles) par

utilisation pour l'Afrique entière en 1990 et donne le bilan suivant (tableau 12), très différent de la répartition des énergies commerciales.

Tableau 12
Structure de la consommation d'énergie de l'Afrique – 1990

Secteur	% cons.tot.
Ménages	47
Industrie	27
Transport	15
Agriculture	4
Extraction minière	3
Commerce et autres	3

Source : FAO 1995

L'affectation d'une partie de la consommation des ménages à l'alimentation peut donc faire varier fortement les résultats du coût énergétique de l'alimentation des PED.

L'évaluation de la part des biomasses traditionnelles, qui sont pour la plupart non commerciales et consacrées à des activités agricoles et alimentaires nous permet également d'estimer leur poids dans le bilan énergétique de l'alimentation (tableau 13).

Tableau 13
Part des bioénergies traditionnelles et modernes
dans la consommation totale (%)

	Biomasse traditionnelle	Biomasse moderne
Amérique du Nord	2	1
Europe de l'Ouest	1	1
Pays en transition	2	0
Autres pays développés	0	1
Amérique Latine & Car.	21	7
Afrique du Nord et Moyen Orient	6	0
Afrique Subsaharienne	49	2
Asie Est & Sud-Est & Pacifique	26	1
Asie du Sud	46	3

Source : à partir du WEC et de l'IIASA – 1990

4. Les multiples enjeux du programme de recherche

La conférence de Kyoto a marqué la prise de conscience du risque réel que représente l'émission de gaz à effet de serre lié notamment à la consommation d'énergie fossile et ses conséquences sur le réchauffement climatique. Lors de la prochaine réunion à La Haye, la communauté internationale, acteurs économiques, scientifiques, pouvoirs publics s'interrogeront de nouveau sur les moyens de concilier développement, équité sociale et protection de l'environnement.

Notre programme de recherche part de l'idée que les consommations d'énergie visent à satisfaire les besoins humains et qu'il est plus compréhensible de faire des prospectives sur l'évolution de ces besoins et de leurs modalités de satisfaction que de relier mécaniquement la consommation d'énergie au niveau de richesse des régions. L'alimentation étant un des besoins humains fondamentaux et un des principaux consommateurs d'énergie, directement ou indirectement, il est nécessaire de faire des prospectives de long terme sur son évolution liées à la démographie et au développement alimentaire et sur les moyens de maîtriser son coût énergétique.

Outre sa contribution à l'effet de serre, non seulement par la consommation d'énergies fossiles, mais aussi par l'émission d'autres GES liés à l'élevage, à la riziculture et à l'utilisation de systèmes réfrigérants, l'alimentation touche à de nombreux enjeux globaux. Les retombées d'un tel programme de recherche sont multiples, elles sont d'ordre environnemental, aussi bien qu'économique, politique et social. L'alimentation, comme l'énergie, est un enjeu social et politique urgent, qui touche à la stabilité et à l'indépendance des états, au développement humain et économique. Le système alimentaire est aussi un des principaux utilisateurs et gestionnaires de ressources en sols, en eau et en biodiversité. Réfléchir aux moyens de limiter et de rationaliser les consommations d'énergie pour l'alimentation implique d'influencer l'utilisation des autres ressources : les sols, l'eau, la biodiversité, les matières premières mais aussi les ressources humaines et financières.

Cette réflexion a déjà été menée par les agronomes et énergéticiens, notamment au moment des chocs pétroliers des années 1970 et 1980, dans les pays développés, mais aussi avec l'aggravation de la déforestation dans les pays en développement. Aujourd'hui, on propose de réduire les consommations d'énergie directes et indirectes de l'agriculture, notamment par la réduction des intrants chimiques et la simplification des travaux agricoles. Mais le potentiel de réduction des consommations énergétiques de l'agriculture ne doit pas être

surestimé, car d'une part l'agriculture représente aujourd'hui une part mineure des consommations globales d'énergie, et d'autre part cela impliquera parfois de réduire les objectifs de rendement et de productivité des facteurs ou encore d'entraver le développement économique et social des zones rurales déjà défavorisées. Par contre, l'agriculture peut participer à l'amélioration d'autres bilans environnementaux comme celui du stockage du carbone, de l'eau, des sols etc. La réflexion à propos des consommations d'énergie dans le reste de la filière alimentaire est aujourd'hui en plein développement, notamment sous la pression des politiques de taxation des pollutions industrielles et de l'intérêt croissant des consommateurs pour des produits « propres » et sains. Particulièrement en Europe du Nord (Hollande, Finlande, Suède, Allemagne), des bilans environnementaux du « cycle de vie » des produits alimentaires permettent de comparer le coût économique, social et environnemental de différents produits alimentaires voire même de filières alimentaires nationales. Ces bilans prennent en compte d'autres facteurs de pollution ou de danger sanitaire comme les emballages alimentaires, les divers traitements et additifs alimentaires, la chaîne du froid et proposent des solutions techniques pour améliorer l'efficacité du système et minimiser ses nocivités. On peut par exemple comparer le coût énergétique d'importation de certains légumes à celui de leur production locale sous serre. De même, différents types de conservation par le froid des produits frais (CFC, azote liquide) et la transformation en produits stabilisés (séchage, conserverie) sont comparés du point de vue énergétique et sanitaire. Toute une ingénierie de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie retrouve ainsi un développement important, incité notamment par la fixation de nombreuses normes environnementales de fabrication et de fonctionnement des équipements et des produits. Ces travaux nous fournissent non seulement des informations techniques sur le fonctionnement actuel des systèmes agroalimentaires mais aussi des propositions d'amélioration de l'efficacité énergétique, de recyclage des déchets, de cogénération, de limitation des pertes, d'utilisation des énergies renouvelables.

Outre ces approches d'ingénieur, il faut évaluer les conséquences des évolutions de l'alimentation sur le développement rural et économique global, sur la santé humaine. Ainsi les possibilités de substitution entre les facteurs énergie, eau, terre, ressources biologiques et humaines au sein de l'agriculture et des IAA sont soumises à des contraintes d'ordre économique, environnemental et social. Par exemple, la substitution entre énergies traditionnelles et énergies commerciales a divers effets : les énergies commerciales peuvent accroître la dépendance extérieure, les énergies de la biomasse peuvent constituer un revenu complémentaire pour l'agriculture mais aussi se placer en concurrence par

- Etude n° 2 -

rapport aux terres alimentaires. Dans le cas des IAA, le choix de tel ou tel type de transformation alimentaire sur des critères énergétiques peut avoir des impacts sur la valeur nutritionnelle des aliments et sur les risques sanitaires. En bout de chaîne, les possibilités d'intervention sur les consommations d'énergie des ménages pour l'alimentation dépendent de variables sociales (travail des femmes, taille des ménages, pouvoir d'achat).

Notre modèle prospectif devra donc évaluer et analyser la contribution de la filière alimentaire à ces enjeux globaux - de l'agriculteur, éleveur ou pêcheur, jusqu'au consommateur. Même si une information agrégée et homogène n'est pas encore directement disponible sur ce sujet, une prise de conscience des acteurs de la filière commence à constituer des sources d'information. Dans le domaine des industries agroalimentaires, un projet énergétique régional a été lancé au sein de l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel, donnant lieu à des propositions concrètes de maîtrise de l'énergie. Les scientifiques et techniciens de l'environnement et de l'énergie ont ainsi construit des bases d'informations locales et nationales, des méthodologies d'évaluation et de diagnostic des filières, des procédés de rationalisation des coûts énergétiques et de réduction des pollutions diverses. Notre objectif est d'exploiter ces différentes sources d'informations, plus ou moins agrégées, puis d'envisager et d'évaluer les multiples impacts des tendances alimentaires mondiales et des propositions techniques et politiques de maîtrise des consommations d'énergie.

4.1. Annexe

Tableau 14
Prospectives mondiales sur les consommations agricoles
d'énergie commerciale (%)

	Engrais		Machines agricoles		Irrigation		Pesticides		Total agriculture (Mtep)	
	72/73	85/86	72/73	85/86	72/73	85/86	72/73	85/86	72/73	85/86
PD.	35,3	44,2	61,5	53,0	1,2	1,1	2,0	1,7	110	150
Amer. N	35,0	48,2	60,7	48,2	1,7	1,4	2,6	2,2	51	70
Eur. O	34,3	39,7	63,3	58,2	0,7	0,6	1,7	1,5	50	67
Pacif. OCDE	25,5	35,9	73,0	62,9	0,9	0,9	0,5	0,4	3	5
Autres PD	51,3	52,4	46,9	46,0	1,5	1,4	0,3	0,2	6	8
PED	63,6	70,3	27,9	23,5	7,4	4,3	1,0	1,9	22	68
Afr. Subs.	54,0	56,8	42,6	37,4	1,7	1,6	1,7	4,2	2	5
Amer. Lat.	49,0	55,4	47,4	41,3	2,0	1,6	1,7	1,6	7	20
Moyen Or.	51,1	60,4	29,7	28,7	18,3	9,4	0,8	1,4	4	14
Autres Asie	83,5	87,4	7,8	6,6	8,2	4,1	0,4	1,9	9	29
PPC*	56,6	65,4	38,0	31,4	2,5	1,4	2,9	1,7	49	102
Asie PC	76,3	79,2	9,6	12,5	8,5	4,6	5,5	3,7	10	20
Eur.E & URSS	51,6	62,0	45,2	36,2	0,9	0,6	2,3	1,2	39	81
Monde	44,5	56,5	51,1	39,9	2,3	1,9	2,1	1,7	180	319

*PPC : Pays à Planification Centrale

Source : STOUT 1980

- Etude n° 2 -

Tableau 15
Prospectives mondiales sur les consommations agricoles
d'énergie commerciale (10^e15 J)

	Engrais		Machines agricoles		Irrigation		Pesticides		Total agriculture		% du total mondial	
	72/73	85/86	72/73	85/86	72/73	85/86	72/73	85/86	72/73	85/86	72/73	85/86
PD.	1 635	2 800	2 851	3 355	57	67	93,6	107,4	4 637	6 329	61,0	47,0
Amer. N	750	1 429	1 299	1 427	36,6	42,0	55,3	64,5	2 141	2 963	28,1	22,0
Eur. O	724	1 130	1 337	1 656	15,5	18,4	36,8	41,4	2 113	2 846	27,8	21,1
Pacif. OCDE	35	69	100	121	1,3	1,7	0,7	0,7	137	192	1,8	1,4
Autres PD	126	172	115	151	3,6	4,6	0,8	0,8	245	328	3,2	2,4
PED.	586	2 003	257	670	68,6	122,1	9,3	53,4	921	2 849	12,1	21,1
Afr. Subs.	38	111	30	73	1,2	3,1	1,2	8,3	70	195	0,9	1,5
Amer. Lat.	153	468	148	349	6,1	13,7	5,3	13,8	312	845	4,1	6,3
Moyen Or.	86	351	50	167	30,8	54,7	1,4	8,3	168	581	2,2	4,3
Autres Asie	309	1 073	29	81	30,5	50,6	1,4	23,0	370	1 228	4,9	9,1
PPC*	1 160	2 808	778	1 349	50,5	61,3	59,8	73,7	2 048	4 292	26,9	31,9
Asie à PC	317	683	40	108	35,3	39,5	23,0	32,2	415	863	5,5	6,4
Eur.E & URSS	843	2 125	738	1 241	15,2	21,8	36,8	41,5	1 633	3 429	21,5	25,5
Monde	3 381	7 611	3 886	5 374	176,1	250,1	162,7	234,5	7 606	13 470	100,0	100,0

*PC : Pays à Planification Centrale

Source : STOUT 1980

Tableau 16
Coûts énergétiques indirects et directs liés aux machines et à l'irrigation

	Machines				Irrigation			
	72/73	72/73	85/86	85/86	72/73	72/73	85/86	85/86
	CI	CD	CI	CD	CI	CD	CI	CD
PD.	34	66	32	68	17	83	16	84
Amer. N	33	67	33	67	16	84	15	85
Eur. O	34	66	31	69	18	82	16	84
Pacif. OCDE	35	65	35	65	15	85	18	82
Autres PD	30	70	32	68	17	83	17	83
PED.	39	61	38	62	17	83	17	83
Afr. Subs.	37	63	37	63	17	83	19	81
Amer. Lat.	38	62	37	63	26	74	19	81
Moyen Or.	42	58	41	59	19	81	19	81
Autres Asie	38	62	38	62	14	86	15	85
PPC*	32	68	33	67	14	86	16	84
Asie à PC	38	63	38	62	12	88	14	86
Eur.E & URSS	32	68	32	68	20	80	19	81
Monde	34	66	33	67	16	84	17	83

*PC : Pays à Planification Centrale
Source : STOUT 1980

- Etude n° 2 -

Tableau 17
Quelques caractéristiques des industries – Etats-Unis

Industries	Consommation d'énergie (Mtep)	Valeur Ajoutée (10 ⁹ \$)	Emplois (1000)
Métaux primaires	56,9	49,6	1 062
Chimie et associée	67,9	80,0	892
Pétrole et charbon	29,5	26,7	152
Roches, argiles et verre	28,1	24,9	589
Papier et associés	32,0	32,4	635
Aliments et associés	23,7	80,8	1 511
Autres industries	58,8	543,3	15 423
Toutes industries	296,9	837,6	20 264

Source : SINGH 1986

Tableau 18
Consommations d'énergie pour l'alimentation aux Etats-Unis (1000 tep)

Construction de machines agricoles	0,7
Séchage	2,1
Irrigation	3,3
Travaux agricoles	6,1
Autres produits pétroliers	8,2
Produits chimiques	12,4
Elevage	6,9
Fabrication d'aliments pour animaux	2,4
Total production	42,1
Industries alimentaires	30,2
Transports	23,8
Commerce de gros et détail	25,8
Préparation des aliments	46,6
Total après la production	126,4
Total	168,5

Source : [STOUT, 1980]

Tableau 19
Principales IAA consommatrices d'énergie – Etats-Unis – 1980

	Mtep	%
Farine de maïs	2,7	8
Viande emballée	2,1	6
Sucre de betterave	1,8	6
Brasserie	1,7	5
Huile de soja	1,5	5
Conserve Fr. & lég.	1,4	4
Pains & biscuits	1,4	4
Lait liquide	1,3	4
Plats préparés	1,1	3
Raff. sucre de canne	0,8	3
autres IAA	17	52
IAA & associés	33	100

Source : [STOUT, 1986]

Tableau 20
Classement des IAA par intensité énergétique
(tep / tonne de produit) Etats-Unis

Spiritueux distillés	1,68
Plats surgelés	1,13
Fruits déshydratés	0,58
Sucre de canne brut	0,50
Vins et spiritueux	0,33
Café torréfié	0,28
Fruits de mer en conserve	0,28
Huile de soja	0,22
Fromages	0,22

- Etude n° 2 -

Tableau 21
Intensité énergétique de la VA de quelques secteurs
(tep / 1000 US \$) – 1995

	Services	Agriculture	Industrie	Total
Amérique du Nord	0,08	0,21	0,31	0,29
Europe Ouest	0,06	0,16	0,17	0,15
Autres pays développés	0,14	1,06	0,40	0,30
Pays en transition	0,83	0,91	1,47	1,28
Amérique Latine & Caraïbes	0,07	0,15	0,34	0,30
Afrique Nord & Moyen Orient	0,29	0,11	0,55	0,55
Afrique Subsaharienne	0,42	0,08	0,88	1,10
Asie du Sud	0,33	0,21	2,09	1,11
Asie de l'Est & du Sud-Est	0,14	0,12	0,49	0,45
Chine	0,65	0,30	2,04	1,46

Source : World Resources Institute – Banque Mondiale (1998-1999)

4.2. Bibliographie thématique

Les enjeux agricoles et alimentaires mondiaux

ALTIERI M., ANN THRUPP L. et P. ROSSET, (1998), Le potentiel de l'agro-écologie dans la lutte contre la faim dans le monde en développement, in 2020 Vision Brief, n°61.

<http://www.cgiar.org/ifpri/french/2020/briefs/br55fr.htm>

AZOULAY G., (1998), Enjeux de la sécurité alimentaire de la sécurité alimentaire mondiale, in Cahiers Agricultures, vol 7, n°6, pp.433-439.

BONNY S., (1997), Les nouvelles technologies sont-elles une menace pour l'environnement ou le moyen de nourrir l'humanité au 21^{ème} siècle ?, in *Ingénieries Eau, Agriculture, Territoires*, Numéro spécial : Perspectives pour l'environnement, pp.51-70.

<http://www.inra.fr/Internet/Produits/WEBTEXT0/PUB/index.html>

BRICAS N. et A.L. RAOULT-WACK, (1997), Pour un développement agro-alimentaire maîtrisable dans les zones tropicales, in Cahiers Agricultures, vol. 6, pp. 577-589.

CONWAY G. et M. GRIFFON, (1994), Une agriculture durable pour la sécurité alimentaire mondiale, CIRAD, 36p.

MONOT, (1999), Comment prévenir une concurrence d'usage des sols entre les cultures énergétiques et alimentaires ?, Club Energie Prospective et Débat, Commissariat Général au Plan.

Les perspectives agricoles et alimentaires

BAANANTE C.A. et B.L. BUMB, (1996), Policies to promote environmentally sustainable fertilizer use and supply to 2020, in 2020 Vision Brief, n°40.

<http://www.cgiar.org/ifpri/2020/briefs/number40.htm>

BAANANTE C.A. et B.L. BUMB, (1996), World trends in fertilizer use and projections to 2020, in 2020 Vision Brief, n°38.

<http://www.cgiar.org/ifpri/2020/briefs/number38.htm>

BROWN L.R. et H. KANE, (1994), Full house : reassessing earth's population carrying capacity, Worldwatch Environmental Alert Series.

- Etude n° 2 -

<http://www.worldwatch.org/pubs/ea/fh.html>

CIRAD, (1997), Dossier : Analyse prospective de la situation agricole et alimentaire mondiale, Ministère de l'Agriculture.

DELGADO C., ROSEGRANT M., STEINFELD H., EHUI S. et C. COURBOIS C., (1999), Le bétail jusqu'en l'an 2020 : la prochaine révolution alimentaire, in *2020 Vision Brief*, n°61.

<http://www.cgiar.org/ifpri/french/2020/briefs/br61fr.htm>

FAO, (1995), Agriculture mondiale : Horizon 2010, dir. ALEXANDRATOS N., 442p.

<http://www.fao.org/docrep/v4200e/v4200e00.htm>

FAO, (1996), Besoins alimentaires et croissance démographique, in Documentation d'Information Technique du Sommet Mondial de l'Alimentation n°4, Vol.1, 15p.

<http://www.fao.org/wfs/final/f/volume1/t4-f.htm>

IFPRI, (1996), Urbanization and agriculture to the year 2020, in *2020 Vision News & Views*, avril.

http://www.cgiar.org/ifpri/2020/newslet/nv_0496/nv_0496a.htm

HAZELL P.B.R., (1995), Managing agricultural intensification, in *2020 Vision Brief*, n°11.

<http://www.cgiar.org/ifpri/2020/briefs/number11.htm>

ORAM P., (1995), The potential of technology to meet world food needs in 2020, in *2020 Vision Brief*, n°13.

<http://www.cgiar.org/ifpri/2020/briefs/number13.htm>

PENNING DE VRIES F.W.T., VAN KEULEN H., RABBINGE R. et J.C. LUYTEN, (1995), Biophysical limits to global food production, in *2020 Vision Brief*, n°18.

<http://www.cgiar.org/ifpri/2020/briefs/number18.htm>

PINSTRUP-ANDERSEN P., PANDYA-LORCH R. et M. ROSEGRANT, (1997), The world food situation : recent developments, emerging issues, and long-term prospects, in *2020 Vision Food Policy Report*, IFPRI, 36p.

<http://www.cgiar.org/ifpri/pubs/catalog.htm>

Les modèles alimentaires

ALLAYA M., MALASSIS L. et PADILLA M., (1996), Que mangeons-nous ?, CIHEAM-IAM, 102p.

BRICAS N. et B. BRIDIER, (1993), La valorisation des produits vivriers : avec quelles entreprises agroalimentaires ?, pp.295-305, in MUCHNIK J., *Alimentation, techniques et innovations dans les régions tropicales*, Paris : L'Harmattan.

BRICAS N., (1993), Les caractéristiques et l'évolution de la consommation alimentaire dans les villes africaines : conséquences pour la valorisation des produits vivriers, pp.127-160, in MUCHNIK J., *Alimentation, techniques et innovations dans les régions tropicales*, Paris : L'Harmattan.

MALASSIS L., (1973), Economie de la consommation et de la production agroalimentaire, in *L'économie agroalimentaire*, tome I, Paris, Cujas, 437p.

MALASSIS L. et M. PADILLA, (1986), L'économie mondiale, in *L'économie agroalimentaire*, tome III, Paris, Cujas, 449p.

MALASSIS L., (1997), Les trois âges de l'alimentaire, in *L'économie agroalimentaire*, tome II, vol.1&2, Paris, Cujas.

Les consommations d'énergie pour l'alimentation

BONNY S., (1993), Is agriculture using more and more energy ? A French case study, in *Agricultural Systems*, Vol.43, n°1, pp.51-66.

<http://www.inra.fr/Internet/Produits/WEBTEXT0/PUB/index.html>

BONNY S., (1995), Quelques pistes de recherche pour une meilleure efficacité énergétique en agriculture, in *Stratégie R&D pour une meilleure efficacité énergétique dans le secteur agricole*, Commission Européenne DGXII.

BONNY S., GAC A., MERIAUX S. et J.F. MOLLE, (1990), Energie et productivité : l'agriculture, consommatrice et productrice d'énergie, pp.61-74, in Académie de l'Agriculture de France, *Deux siècles de progrès pour l'agriculture et l'alimentation 1789-1989*, Ed. Lavoisier.

CNRS/ECODEV, (1998), Les déterminants de la demande énergétique et développement, Rapport d'étude du Club « Energie, prospective et débats » au Commissariat Général au Plan.

FAO, (1995), Future energy requirements for Africa's agriculture.

<http://www.fao.org/docrep/v9766e/v9766e00.htm>

FISCHER J., (1999), Energy inputs in Swiss agriculture, Working Paper, FAT, Tänikon.

GIAMPIETRO M. et D. PIMENTEL, (1994), The tightening conflict: population, energy use, and the ecology of agriculture, in NPG Forum Series.

http://www.npg.org/forums/tightening_conflict.htm

- Etude n° 2 -

HEILIG G.K., (1993), Lifestyles and energy use in human food chains, in *IIASA Working Paper*, n°PW-93-14.

<http://www.iiasa.ac.at/cgi-bin/pubsrch?WP93014>

HILL S.B. et J.A. RAMSAY, (1976), Agriculture and energy : limitations of the energy approach in defining priorities in agriculture, in *Proceedings of a conference at Washington University Missouri*, Ecological Agriculture Projects Publication.

<http://www.eap.mcgill.ca/Publications/EAP18.htm>

LEACH G., (1977), Energy and food production, IPC, Guildford, p.30.

PIMENTEL D. et C.W. HALL, Eds., (1984), Food and energy Ressources, Orlando : Academic Press.

PIMENTEL D. et M. PIMENTEL, (1995), Land, energy and water : the constraints governing ideal U.S. population size, in *NPG Forum Series*.

http://www.npg.org/forums/land_energy&water.htm

RISOUD B., (1999), Développement durable et analyse énergétique d'exploitations agricoles, in *Economie Rurale*, n°252, pp.16-27.

SINGH R.P., (1986), Energy in food processing, in *Energy in World Agriculture*, vol.1, Elsevier, 374p.

STOUT B.A., (1980), Energie et agriculture, Rome, FAO-Agriculture.

Etude n° 3

Les déterminants de la demande énergétique et développement

Carine Barbier

CNRS-ECODEV

**Estimation de la structure de la consommation d'énergie finale par besoins
sociaux en 1980 et 1990 en France**

1. Problématique

Le principal objectif de cette étude est de renforcer la compréhension détaillée des liaisons qui existent entre le développement et la consommation d'énergie au bénéfice des exercices prospectifs mondiaux. Au cours de leur développement, les pays qui s'industrialisent passent par des étapes successives qu'il s'agit d'étudier du point de vue des consommations d'énergie.

L'énergie n'est pas consommée « pour elle-même », mais pour satisfaire l'ensemble des besoins (alimentation, production industrielle, confort, éducation, santé, loisirs, mobilité...) des sociétés humaines. L'extrême variabilité des consommations d'énergie par habitant d'une région du monde à l'autre (de 7,8 tep/hab en Amérique du Nord à 0,4 tep/hab en Inde), reflète les très fortes différences de niveau de vie des habitants de la planète, et illustre l'inégal partage des ressources du globe entre les pays industrialisés (OCDE et ancien bloc de l'Est, qui consomment 70 % des ressources fossiles, pour 25 % de la population) et les autres. Si le défi global posé par le concept de développement durable consiste à satisfaire l'aspiration au développement de chaque être humain, sa déclinaison en termes énergétiques suppose de pouvoir apporter à chacun l'énergie qui lui sera nécessaire pour couvrir ses besoins. La

- Etude n° 3 -

demande d'énergie à long terme constitue à la fois un indicateur du défi à relever, et une variable clef de l'action.

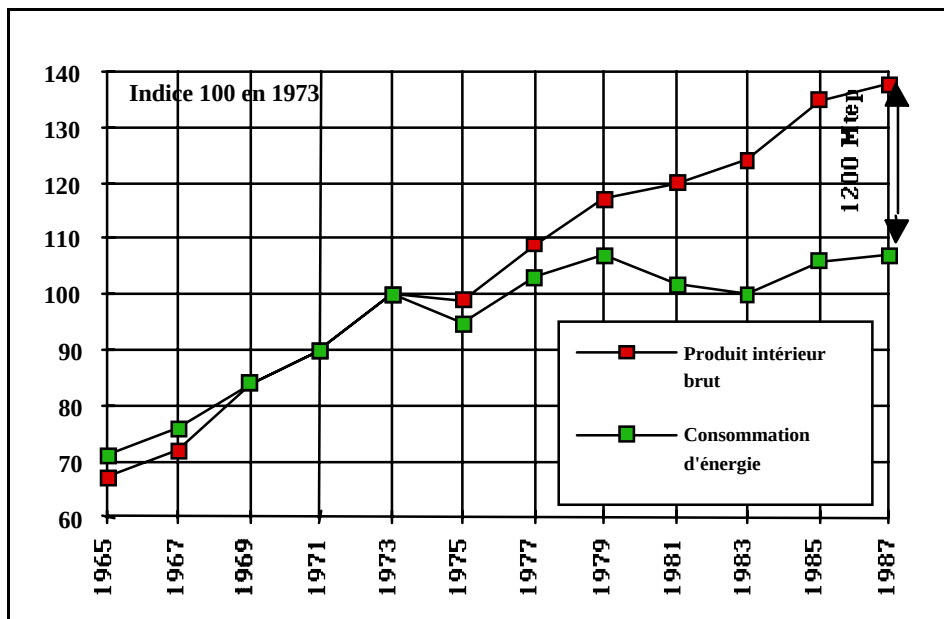
Le lien entre le développement, ou de manière plus restrictive la croissance économique, et la demande d'énergie apparaît comme un élément stratégique de la réflexion prospective. Durant de nombreuses années, les représentations de la relation entre la consommation d'énergie et l'activité économique ont été dominées par un modèle faisant l'hypothèse d'une élasticité constante et égale à un : le rapport de la consommation d'énergie au PIB (intensité énergétique) était considéré comme constant.

1.1. Les limites des approches en terme d'élasticité de la consommation d'énergie par rapport au PIB

Pendant les 15 ans qui ont suivi le premier choc pétrolier, les pays industrialisés ont connu une déconnexion de la croissance économique et de la consommation d'énergie (la croissance s'est faite à consommation par habitant constante). Cette réduction de l'intensité énergétique (qui a cependant quasiment stoppé dans les pays du Nord depuis le contre-choc pétrolier de 1986), un temps interprétée comme une simple adaptation aux nouvelles variables économiques, semble en fait trouver ses racines dans deux phénomènes structurels. L'analyse rétrospective du développement des pays industrialisés et l'étude des évolutions plus récentes des pays en développement, ont conduit à abandonner progressivement le premier modèle au profit de représentations à élasticité variable, considérant que l'évolution de la consommation d'énergie des différents secteurs économiques (habitat, tertiaire, agriculture, industrie, transports) est fonction du niveau de développement et de l'état des technologies :

- l'analyse historique du développement des pays industrialisés montre que tous les pays ont vu leur intensité énergétique croître dans les premières phases de l'industrialisation, puis se stabiliser avant de décroître (élasticité inférieure à un).

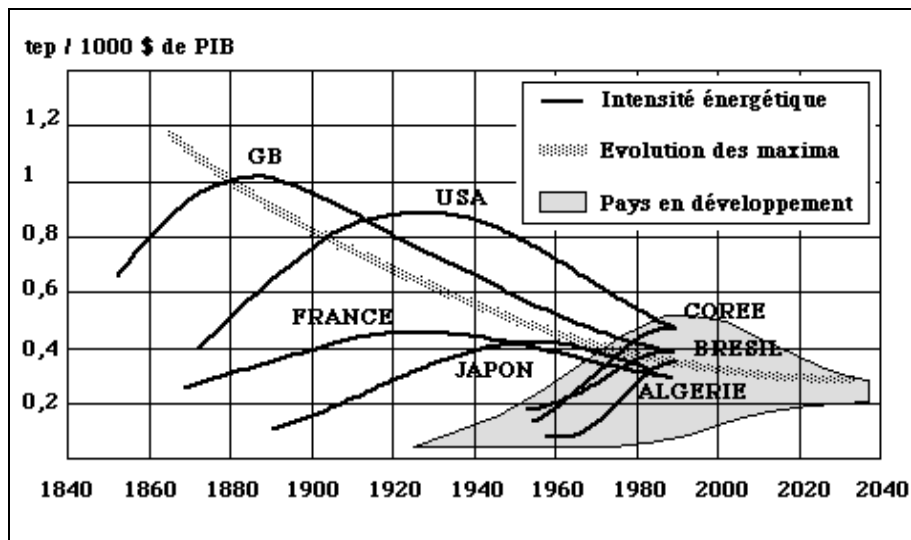
**Evolution des consommations d'énergie et du PIB
des pays de l'OCDE de 1965 à 1987**



Source : B. Dessus, *Atlas des énergies pour un monde viable*, Syros

- de plus, on observe que le maximum d'intensité énergétique est lui-même décroissant selon l'époque à laquelle il a été atteint par les différents pays, ce qui s'explique par une amélioration permanente des technologies de consommation sur lesquelles repose le développement.

Evolution de l'intensité énergétique des pays industrialisés au cours des cent dernières années



Source : B. Dessus, *Atlas des énergies pour un monde vivable*, Syros

Dans une perspective de long terme, la question posée est double :

- Comment peut évoluer à l'avenir la consommation d'énergie des pays industrialisés ? Les consommations par habitant vont-elles croître encore, ou peuvent-elles au contraire diminuer ?
- Comment évolueront les besoins en énergie des pays en développement ? Connaîtront-ils une croissance de la demande énergétique comparable à celle que nous avons connue par le passé, ou pourront-ils s'engager sur des « sentiers énergétiques » moins intensifs ?

1.2. Evolution des besoins en services consommateurs d'énergie, en fonction des étapes de développement : l'approche de l'atelier A4 ¹ « Les défis du long terme » du Plan

Pour identifier et discuter les principaux facteurs de ces évolutions, l'atelier A4 du Plan a retenu une approche désagrégée de la demande d'énergie en fonction des usages à satisfaire : il est ainsi possible de distinguer l'impact des

(1) Atelier du groupe « Energie 2010-2020 » présidé par B. Dessus.

différentes phases du développement, celui des technologies et de leur efficacité, et enfin l'importance des modes d'organisation des sociétés et des options techniques dominantes, qui sont souvent déterminants.

L'exercice a été réalisé sur l'exemple français pour trois années caractéristiques (1960, 1973 et 1995) en regroupant les usages de l'énergie en dix grandes catégories.

Consommations d'énergie pour 10 catégories d'usage

USAGES	1960 kep/hab	1973 kep/hab	1995 kep/hab
Production industrielle intermédiaire	688	824	627
Biens d'équipement et de consommation	44	176	149
Confort thermique résidentiel	524	803	736
Eclairage électroménager blanc (sauf froid) résidentiel	26	31	86
Electroménager brun résidentiel	5	22	21
Alimentation (et froid résidentiel)	170	261	361
Chauffage/climatisation tertiaire	124	276	415
Usages spécifiques tertiaires	1	68	90
Transports marchandises	111	298	315
Transports de personnes	181	326	492
TOTAL	1874	3085	3292

Source : Pierre Radanne, Inestene « La demande d'énergie en 2050 »

Un Français consomme aujourd'hui 3,3 tonnes équivalent pétrole d'énergie (tep) par an, contre 1,9 tep en 1960. Mais plus que la croissance globale, c'est la structure de cette consommation qui est intéressante à examiner.

Les besoins de 1960 étaient caractérisés par le poids dominant (70 % du bilan) des consommations liées à la viabilisation des bâtiments (développement du confort thermique) et à la production industrielle. La consommation sur ces postes a diminué en valeur absolue depuis 1973, et ne représente plus aujourd'hui que 53 % du bilan énergétique. La croissance économique actuelle ne s'accompagne plus que d'une croissance très modérée de l'activité dans ces secteurs. Ainsi, une part importante des logements neufs vient en substitution de logements anciens : l'augmentation de la surface habitable est plus que compensée par l'amélioration des performances énergétiques.

- Etude n° 3 -

D'autres groupes d'usages ont au contraire connu un développement soutenu sur la période étudiée (industrie manufacturière, alimentation, éclairage, électroménager blanc) entraînant une croissance de la consommation d'énergie (157 % d'augmentation de 1960 à 1995). Il est à noter que ce sont toutefois des usages moins intensifs en énergie que les premiers, et qu'ils ne représentent aujourd'hui que 19 % du bilan énergétique. Si l'activité de l'industrie manufacturière et agroalimentaire peut continuer à se développer (à un rythme moindre), les postes d'équipement domestique sont au contraire entrés dans une phase de saturation progressive des besoins à satisfaire. Le développement des parcs d'équipements correspond plus à une recherche de confort, qui induit un fractionnement de l'utilisation, sans grande conséquence énergétique (exemple de l'électroménager en résidences secondaires).

Trois groupes d'usages enfin ont connu et connaissent encore une croissance soutenue de la demande : les consommations d'électricité spécifique (le « brun » dans le secteur domestique, mais surtout l'équipement du secteur tertiaire), les transports de personnes et les transports de marchandises.

Le premier groupe, qui devrait consommer une part croissante de l'équipement en biens durables à l'avenir, et concerner près des trois quart des emplois créés en France au milieu du siècle prochain, n'a toutefois qu'un très faible impact sur le bilan énergétique, en raison des faibles consommations unitaires qui le caractérisent (3,3 % de la consommation d'énergie finale en 1995). Son influence majeure concerne la structure du bilan, au sein duquel il participe fortement au développement de la part de marché de l'électricité.

Au contraire, le secteur des transports pèse lourdement sur le bilan énergétique (les consommations ont augmenté de 180 % depuis 1960, et représentent 25 % du bilan). Les hypothèses concernant l'évolution future de la demande de mobilité sont très ouvertes : si certains experts estiment que le développement des moyens modernes de communication peut permettre simultanément une déconcentration des activités et une diminution de la mobilité, d'autres pensent au contraire que ces opportunités de communication, en s'affranchissant de la localisation, contribuent à l'établissement de réseaux d'acteurs déterritorialisés (hyperchoix des relations personnelles et économiques) qui peuvent accroître les besoins de déplacements des personnes et des marchandises.

Ainsi, si les premières étapes du développement sont très intensives en énergie (industrialisation, infrastructures, et dans une moindre mesure développement du confort et des services de base), la création de richesse se fera essentiellement à l'avenir dans des secteurs pour lesquels les usages de l'énergie

sont qualitativement importants, mais assez peu significatifs quantitativement. Le secteur des transports constitue néanmoins une exception forte à cette tendance.

Il faut enfin attirer l'attention sur l'émergence possible de besoins nouveaux liés notamment aux problèmes croissants de gestion des ressources (alimentation en eau potable, recyclage) qui pourraient entraîner, pour certains pays au moins, des consommations d'énergie importantes, mais sur lesquels peu d'éléments précis sont aujourd'hui disponibles.

Ces premiers travaux du l'atelier A4 du Plan montrent l'intérêt d'une telle approche de l'évolution des consommations d'énergie par usage. Nous souhaitons engager ici une étude plus approfondie des déterminants de la demande énergétique qui ne se limite pas à l'analyse des usages énergétiques et de leur évolution, mais qui cherche à mieux comprendre en amont l'évolution des besoins fondamentaux des populations (alimentation, logement, santé...), les consommations d'énergie n'intervenant qu'en second lieu, comme moyen de satisfaire ces besoins.

2. Désagrégation de la consommation finale d'énergie en fonction des besoins en 1980 et 1990

Notre objectif est de reconstituer la structure de la consommation d'énergie finale par besoin que nous rappelons : alimentation, logement, équipement de la personne, santé, éducation, culture-loisirs. Il s'agit plus précisément de la consommation d'énergie totale nécessaire à la satisfaction des besoins en biens et services de la population habitant en France, nous tiendrons donc compte des importations et des exportations de chaque secteur.

La décomposition de chaque secteur économique de la consommation finale énergétique est poussée jusqu'à différents stades afin de pouvoir attribuer chaque poste de consommation à un des besoins fondamentaux. Ainsi, alors que les consommations d'énergie du secteur agricole et des industries agroalimentaires seront comptabilisées pour la satisfaction du besoin d'alimentation, les consommations du reste de l'industrie seront traitées de manière beaucoup plus approfondie en reconstituant les filières de production jusqu'aux biens de consommation courante et leur usage.

Notons que le manque de statistiques énergétiques désagrégées à l'intérieur des secteurs, notamment pour les périodes antérieures à 1982 en France, nous a

- Etude n° 3 -

conduit parfois à évaluer les consommations d'énergie à partir de données monétaires (production des branches industrielles, dépenses des ménages, chiffres d'affaire des activités de service...).

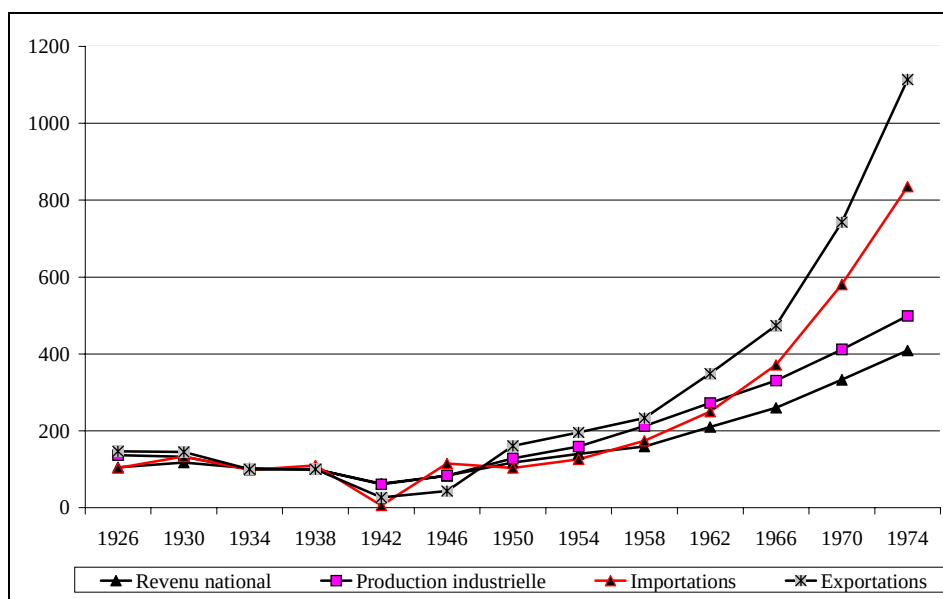
2.1. Evolution de l'activité économique et des consommations d'énergie en France

2.1.1. L'activité économique

L'analyse de l'activité économique en valeur monétaire, bien que très insuffisante pour en tirer des conclusions sur les évolutions des consommations d'énergie, donne une première idée des tendances lourdes.

En cinquante ans, le revenu national et la production industrielle ont été multipliés par quatre. Après la seconde guerre mondiale, le commerce extérieur s'accroît de manière exponentielle.

Indices généraux – France de 1926 à 1974 (base 100 en 1938)



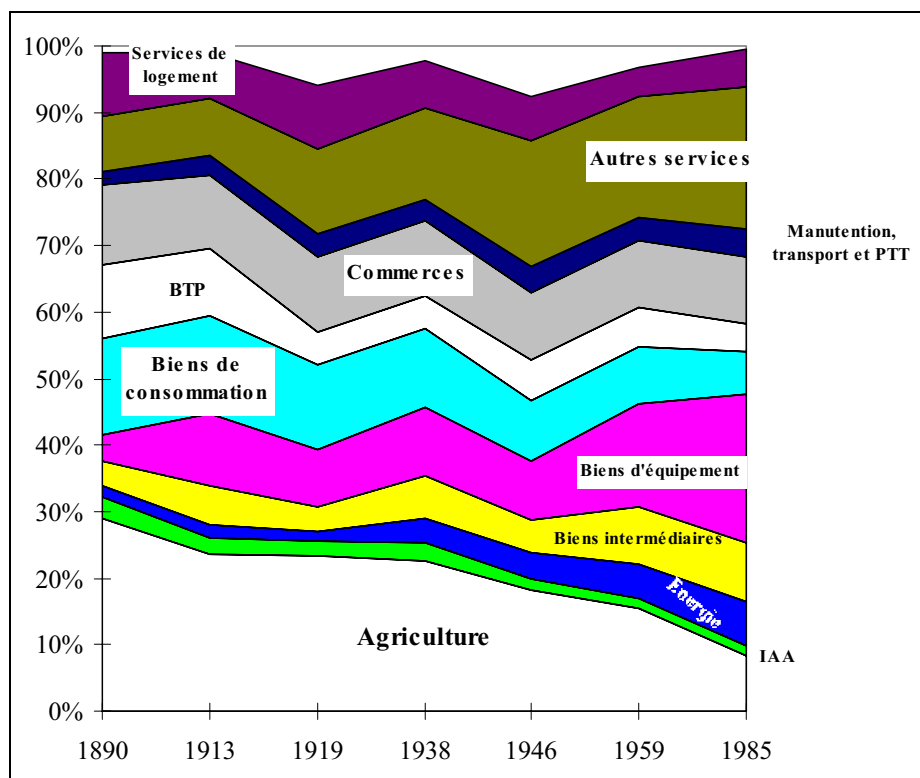
Source : INSEE in CPP, *Eléments statistiques – Activité de l'industrie pétrolière*, 1975

Le graphique sur l'évolution de la structure du PIB (page ci-dessous) montre que la part de l'agriculture dans la production intérieure brute a baissé au début du siècle puis après la seconde guerre mondiale notamment depuis 1950. Cette baisse est interrompue depuis 1975. La part des biens intermédiaires augmente peu, alors que la part des biens d'équipements, très liée à la croissance et à l'investissement, augmente fortement avant la première guerre mondiale et après la seconde.

Hormis l'automobile, la part des biens de consommation décroît très légèrement.

La part des services a fortement augmenté sur toute la période. Elle a tendance à se réduire en période de reprise car cette activité est moins sensible à la conjoncture.

Evolution de la structure du PIB (la somme est inférieure à un)



Source : INSEE in Insee Résultats, Un siècle de données macro-économiques, 1994

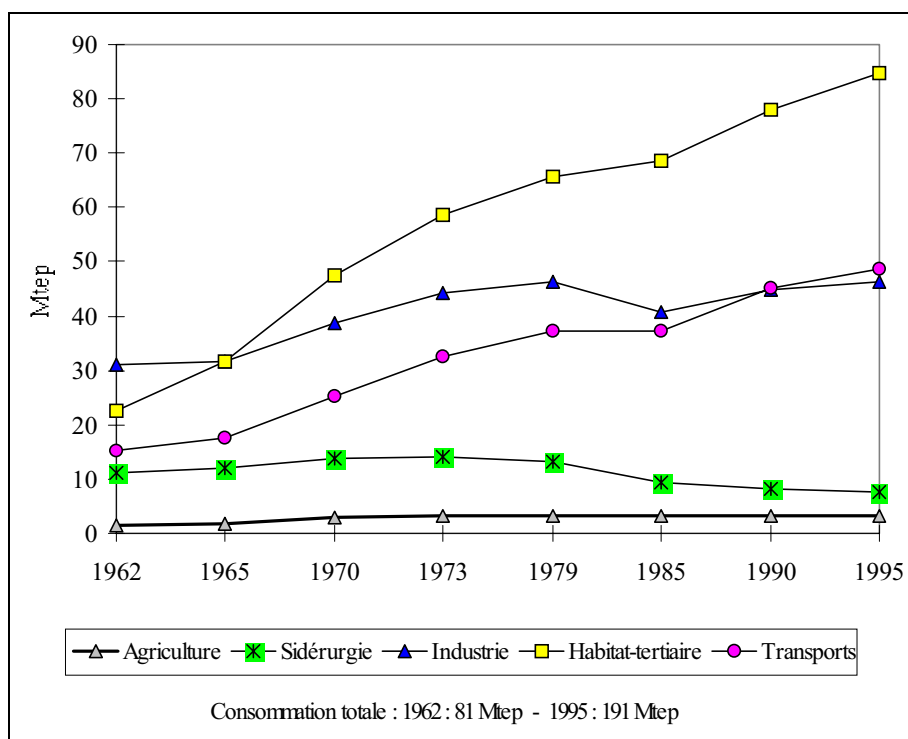
- Etude n° 3 -

Entre 1960 et aujourd'hui, la consommation des ménages en francs constants est multipliée par trois, selon une courbe relativement régulière. L'ensemble des postes de consommation est en augmentation mais la structure évolue. Le poste alimentation passe de 31 % de la consommation des ménages en 1960 à 19 %, les postes *habillement* et *meubles, matériel ménager, entretien* décroissent également. La plus forte augmentation est enregistrée par le poste *services médicaux et de la santé* dont la part passe de 5 % à 12 %, soit une consommation en francs constants 1980 de 34 Mds en 1960 à 280 Mds en 1995. Les postes *logement, éclairage, chauffage, transports et communication* et *loisirs, spectacles, enseignement, culture* connaissent également une croissance importante.

2.1.2. La consommation d'énergie finale

Les données sur la consommation d'énergie par secteur ne sont disponibles qu'à partir des années 1960. La consommation finale d'énergie est de 81 Mtep en 1962, elle atteint 166 Mtep en 1979 et 191 Mtep en 1995. On constate une croissance très forte des secteurs des transports (d'un facteur 3) et de l'habitat-tertiaire (d'un facteur 4).

**Consommation finale d'énergie par secteur
- France de 1962 à 1995 -**



Source: DGEMP-Observatoire de l'énergie, *Les tableaux des consommations d'énergie en France* : édition 1987 pour l'année 1970 et édition 1997/1998 pour les années de 1973 à 1995

CPP *Eléments statistiques, Activité de l'industrie pétrolière* : édition 1965 pour l'année 1962 et édition 1975 pour l'année 1965

La croissance des consommations d'énergie dans le secteur résidentiel est liée à l'augmentation de la consommation d'énergie pour l'eau chaude sanitaire et la consommation d'électricité spécifique.

Consommation d'énergie finale dans le résidentiel

en Mtep	1973	1979	1985	1990	1995
Chauffage	26,9	25,4	24,3	24,9	26
Eau chaude sanitaire	3,9	6	6,7	8	9
Cuisson	2	2,8	2,7	3	3,4
Electricité spécifique	4,4	7,1	8,4	10,6	12,1
Total	37,2	41,3	42,1	46,5	50,5

Source: DGEMP-Observatoire de l'énergie, Les tableaux des consommations d'énergie en France, édition 1997/1998

Consommation d'électricité spécifique dans le résidentiel

en TWh	1973	1979	1985	1990	1995
Eclairage	3,2	4,9	5,5	8,1	9,9
Appareils ménagers	12,9	21,3	25,6	30,3	33
Divers	3,6	5,6	6,6	9,2	11,6
Total	19,7	31,8	37,7	47,6	54,5

Source: DGEMP-Observatoire de l'énergie, Les tableaux des consommations d'énergie en France, édition 1997/1998

Consommation d'électricité des appareils ménagers

en TWh	1973	1979	1985	1990	1995
Réfrigérateurs	6,5	10,0	11,3	13,1	12,4
Congélateurs	0,8	3,5	5,2	6,2	7,1
Lave-vaisselle	0,2	1,0	1,6	2,4	3,6
Lave-linge	3,9	5,1	5,6	5,7	4,7
Sèche-linge			0,5	0,8	2,5
Téléviseurs	1,5	1,7	1,9	2,1	2,7
Total	12,9	21,3	26,1	30,3	33,0

Source: DGEMP-Observatoire de l'énergie, Les tableaux des consommations d'énergie en France, édition 1997/1998

De manière similaire au secteur résidentiel, ce sont les consommations d'énergie pour l'ECS et les consommations d'électricité spécifique qui ont très fortement augmenté en 20 ans dans le **tertiaire**.

Consommation d'énergie finale dans le tertiaire

en Mtep	1973	1979	1985	1990	1995
Chauffage	10,8	9,8	10,1	10,5	11,4
Eau chaude sanitaire et cuisson	1,6	2,4	2,8	3,4	4,5
Electricité spécifique	5,2	7,6	10,1	13	15,3
Total	17,6	19,8	23	26,9	31,2

Source: DGEMP-Observatoire de l'énergie, Les tableaux des consommations d'énergie en France : édition 87 pour l'année 1970 et édition 97/98 pour les années de 1973 à 1995

La consommation d'énergie a progressé quelle que soit la branche du tertiaire, la croissance la plus forte concerne les cafés, hôtels, restaurants et les bureaux ; les surfaces chauffées dans ces deux branches s'étant accrues dans les mêmes proportions.

Consommation d'énergie par branche (hors éclairage public)

en Mtep	1986	1990	1995
Cafés, hôtels, restaurants	2,0	2,4	2,8
Habitat communautaire	1,1	1,2	1,3
Santé, action sociale	2,5	2,6	2,9
Enseignement	2,4	2,6	2,7
Sport, loisirs, culture	1,0	1,3	1,6
Bureaux	4,7	5,7	6,8
Commerces	5,5	6,4	6,7
Transports	0,9	0,9	1,0
Total	20,0	23,0	26,0

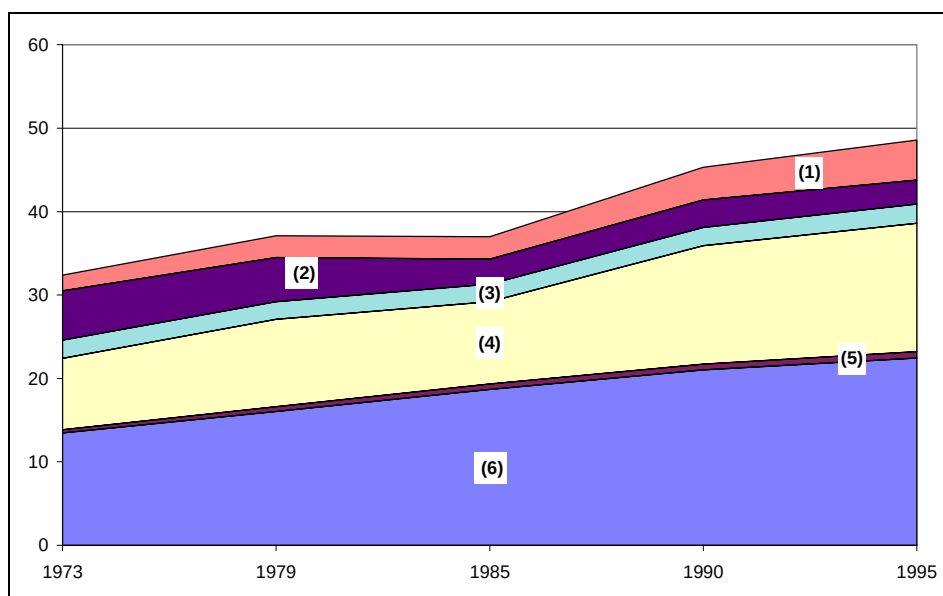
Source : CEREN, Suivi du parc et des consommations d'énergie du secteur tertiaire - Evolution de 1994 à 1995, Juillet 1997

Les consommations unitaires au mètre-carré chauffé s'échelonnent de 13 ktep/m² dans l'enseignement à 32 ktep/m² dans la branche sport-loisirs-culture.

La croissance de la consommation d'énergie des **transports** est le fait du transport routier dont la consommation a augmenté de 72 % entre 1973 et 1995. Celui-ci représente 80 % de la consommation d'énergie totale des transports en 1995.

- Etude n° 3 -

Consommation d'énergie des transports



- (1) Transport aérien
- (2) Transports maritimes et fluviaux
- (3) Transports ferroviaires et urbains
- (4) Transports routiers de marchandises
- (5) Transports routiers de voyageurs
- (6) Transports individuels

2.2. Méthodologie

L'approche qui a été choisie est de reconstruire les filières de production de biens à l'aide des tableaux entrées-sorties réalisés (TES) par l'INSEE dans les comptes de la nation.

Le TES présente un bilan des ressources et des emplois de la manière suivante :

$$\text{Production} + \text{importations} = \text{consommation} + \text{exportations}$$

La consommation est partagée entre les consommations intermédiaires détaillées par branches et la consommation finale. La nomenclature des branches et des produits retenue est la NAP 40¹, sauf pour les deux branches

(1) Voir liste en annexe.

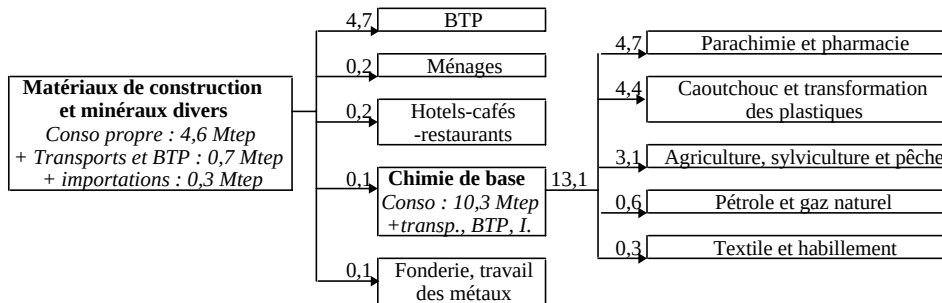
« T11- chimie et fibres synthétiques » qui est divisée en « S17-Industrie chimique de base » et « S43-Industrie des fils, fibres artificielles » (NAP 100), et « T14-Construction mécanique » divisée en « Machines agricoles, machines outils, équipements industriels » et « S34-Instruments et matériels de précision ». Ces deux branches regroupent des secteurs d'activité vastes, leur décomposition permet d'obtenir un ratio d'efficacité énergétique plus fidèle.

Pour chaque produit, nous avons identifié les principales branches utilisatrices, la consommation d'énergie nécessaire à cette production étant répartie au prorata des ventes aux autres branches. Afin de ne retenir que les branches essentielles, nous avons éliminé pour chaque produit les branches dont les achats représentaient moins de 2 % du total de la production et des importations. La production auto-consommée de chaque branche est également éliminée, donc soustraite simultanément des ressources et des emplois.

Cette méthode permet de dessiner des filières de production, intégrant à chaque étape le contenu énergétique des produits transformés. Prenons un exemple (voir schéma ci-dessous) pour l'industrie : les produits de la branche *matériaux de construction et minéraux divers* sont vendus principalement au BTP, aux ménages, à la chimie de base, à la fonderie et travail des métaux et aux hôtels-cafés-restaurants. La branche a consommé en 1990 5,6 Mtep d'énergie qui seront répartis au prorata des achats des cinq clients principaux précités. Ainsi la chimie achète 2 % de la production de *matériaux de construction et de minéraux divers* ayant elle-même nécessité 0,1tep de consommation d'énergie. Les produits de la chimie sont vendus principalement à cinq branches : 1) parachimie et pharmacie, 2) caoutchouc et transformation des plastiques, 3) agriculture, sylviculture et pêche, 4) pétrole et gaz naturel, 5) textile et habillement. La branche chimie a consommé directement 10 Mtep d'énergie auxquels il faut ajouter 3 Mtep en consommation intermédiaire de matériaux de construction et minéraux, transport de marchandises et transport de salariés, et importations. Ainsi 13,1 Mtep seront répartis au prorata des ventes de la chimie aux cinq branches clientes.

- Etude n° 3 -

Filières de production et consommation d'énergie



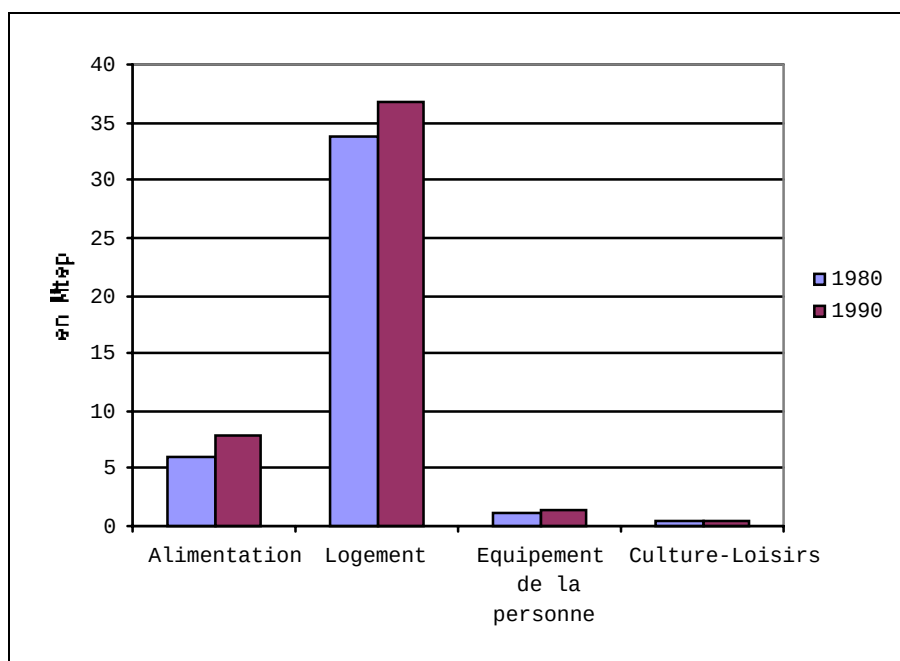
Cette procédure est appliquée à toutes les branches industrielles et les services, en commençant pour l'industrie par les branches amont (matières premières...) et en terminant par les industries de biens de consommation.

Au final, l'essentiel de la consommation d'énergie est attribuée soit directement à l'un des six besoins, soit aux ménages selon les produits finaux consommés puis aux besoins. Les filières de production pour la satisfaction des besoins fondamentaux et les consommations d'énergie associées sont ainsi peu à peu identifiées et évaluées.

2.3. L'habitat

L'analyse de la consommation d'énergie de l'habitat en fonction des besoins ne comporte pas de difficulté. En 1979 (année de référence pour 1980), l'habitat représente 25 % de la consommation d'énergie finale en France (41,3 Mtep) et 26 % en 1990 (46,5 Mtep). Or, l'essentiel de cette consommation d'énergie, dont le premier poste est le chauffage et l'ECS avec 31,4 Mtep consommés en 1980 et 32,9 Mtep en 1990, concerne le besoin de logement, auxquels il faut ajouter l'éclairage et par simplification les consommations diverses d'électricité. La cuisson, 2,8 Mtep en 1980 et 3 Mtep en 1990, ainsi que la consommation des réfrigérateurs, congélateurs et lave-vaisselle (3,2 et 4,8 Mtep), sont attribués à l'alimentation.

Consommation d'énergie dans l'habitat selon les besoins



en Mtep	Alimentation		Logement		Equi.personne		Culture-loisirs		Total	
	1980	1990	1980	1990	1980	1990	1980	1990	1980	1990
Chauffage-ECS			31,4	32,9					31,4	32,9
Cuisson	2,8	3							2,8	3
Réfrigérateur-congélateur	3,1	4,3							3,1	4,3
Lave-vaisselle	0,2	0,5							0,2	0,5
Lave-linge					1,1	1,4			1,1	1,4
Téléviseur							0,4	0,5	0,4	0,5
Eclairage			1,1	1,8					1,1	1,8
Divers			1,2	2					1,2	2
Total	6,1	7,8	33,7	36,7	1,1	1,4	0,4	0,5	41,3	46,4

Source : CEREN

2.4. Le tertiaire

La consommation d'énergie du tertiaire, hors éclairage public, en 1990 est de 23 Mtep. La première enquête du CEREN permettant de connaître la structure des consommations par sous-secteurs du tertiaire a été réalisée en 1986. La structure pour 1980 a été estimée par projection à partir de l'évolution des consommations de chaque sous-secteur entre 1986 et 1990. Les résultats obtenus pour le commerce suivent l'évolution des surfaces de vente dans le commerce de détail, connue sur toute la période.

Consommation d'énergie dans le tertiaire

en Mtep	Estimation 1980	1986	1990	1995
Cafés, hôtels, restaurants	1,6	2,0	2,4	2,8
Habitat communautaire	1,0	1,1	1,2	1,3
Santé, action sociale	2,4	2,5	2,6	2,9
Enseignement	2,2	2,4	2,6	2,7
Sport, loisirs, culture	0,7	1,0	1,3	1,6
Bureaux	3,7	4,7	5,7	6,8
Commerces	4,6	5,5	6,40	6,7
Transports	0,9	0,9	0,9	1,0
Total	17,1	20,0	23,0	26,0

(hors éclairage public), d'après le CEREN

2.4.1. Le commerce

Dans la définition du CEREN, le commerce est défini au sens large. Il comprend notamment le commerce de détail, le commerce de gros, les boulangeries-pâtisseries, les réparations diverses, les entreprises de nettoyage, les blanchisseries-teintureries, les services d'hygiène personnelle, etc.

En plus de la consommation propre du commerce ¹, celui-ci utilise des biens et services d'autres branches ² présentés dans le tableau ci-après.

(1) CEREN, *Suivi des parcs et des consommations d'énergie dans le secteur tertiaire, évolutions de 1995 et 1996*, juillet 1998.

(2) INSEE, *Tableaux entrées-sorties, Les comptes de la Nation*.

Consommation totale du commerce

en ktep	1980	1990
Consommation d'énergie propre	4553	6400
T10-Verre	97	126
T21-Papier carton	147	200
T22-Presses et édition	57	92
T32-Télécommunications et postes	40	41
T30-Hôtels-café-restaurants	67	117
T33-Services marchands aux entreprises	147	294
Transport VUL	709	1183
Total	5815	8452

Source : TES

Le commerce de gros représente 20 % des consommations de ce secteur. La répartition du commerce de détail a été réalisée à partir des effectifs de personnes occupées, pondérés par une estimation des surfaces par personne occupée. En effet, selon le type de commerce, ce ratio surface en m² par personne occupée peut varier d'un facteur dix, notamment en fonction du volume des biens commercialisés (voir en annexe).

Commerce de détail et services à caractère commercial

	Consommation d'énergie			
	1980		1990	
	ktep	%	ktep	%
Alimentation	1927	34	2915	34
Logement	876	15	1184	14
Équipement de la personne	803	14	1217	14
Santé	83	1	146	2
Éducation	0	0	0	0
Culture-loisirs	679	12	1331	16
Transport individuel	1281	23	1705	20
Total	5649	100	8498	100

Commerce de gros

	Consommation d'énergie			
	1980		1990	
	ktep	%	ktep	%
Alimentation	438	31	584	28
Logement	179	13	329	15
Equiperment de la personne	67	5	36	2
Santé	27	2	50	2
Education	0	0	0	0
Culture-loisirs	75	5	134	6
Transport individuel	63	4	73	3
Commerce inter-industriel	563	40	917	43
Total	1410	100	2123	100

Le commerce de gros est réparti en fonction des effectifs salariés. Le commerce de gros alimentaire et non alimentaire concerne essentiellement des biens de consommation, il est directement attribué aux besoins. La ligne « transport individuel » est relative aux entreprises de réparation et de commerce de l'automobile ; l'essentiel de leurs clients étant des particuliers, la consommation d'énergie de leurs locaux est intégrée à la consommation d'énergie des voitures particulières (voir paragraphe transports). Le commerce inter-industriel est intégré dans les consommations d'énergie intermédiaires des branches industrielles, du BTP ou des services marchands et non-marchands. Les intermédiaires du commerce sont pris en compte par le CEREN dans les bureaux du tertiaire.

2.4.2. Les cafés-hôtels-restaurants

D'après les tableaux entrées-sorties des comptes de la nation, les particuliers représentent 90 % des clients des cafés-hôtels-restaurants.

**Consommation des cafés, hôtels, restaurants (CAHORE)
selon les utilisateurs**

Branches consommatrices	1980			1990		
	MF (1)	%	ktep	MF (1)	%	ktep
T25-8 Commerce	4895	4	83	6895	5	141
T33 Services march entreprises	4726	4	80	6513	5	133
T38 Services non marchands	2258	2	38	3127	2	64
Conso des ménages	104327	90	1769	125389	88	2556
Total emplois	116206	100	1970	141924	100	2893

(1) INSEE, *Les comptes de la nation, Tableaux entrées-sorties, 1980 et 1990 aux prix 1980*

Dans la consommation d'énergie totale, sont incluses respectivement pour 1980 et 1990 les consommations intermédiaires issues de l'industrie des matériaux de construction (196 ktep et 179 ktep), de l'industrie du verre (47 ktep et 50 ktep) et du transport des employés des CAHORE domicile-travail (148 ktep et 267 ktep).

La fréquentation des cafés-hôtels-restaurants par les ménages est classée dans le besoin loisirs, à défaut d'informations plus précises.

2.4.3. Les entreprises de transport

Le contenu énergétique des consommations intermédiaires des entreprises de transport et la consommation d'énergie propre pour les locaux sont présentés ci-dessous. Nous avons considéré que ces entreprises de transport utilisent essentiellement des poids lourds (> 3 tonnes), leur consommation est donc intégrée à la consommation d'énergie du transport de marchandises par poids lourds (voir partie transports).

- Etude n° 3 -

**Contenu énergétique des entrées intermédiaires
et consommation propre des entreprises de transport**

ktep	1980	1990
T23 Caoutchouc, transf. plastiques	176	170
T17 Constr. navale, aéronautique, arm.	124	230
T33 Services marchands aux entreprises	193	332
T36 Assurances	38	60
Consommation propre	935	900
Transport domicile-travail	309	417
Total	1775	2109

2.4.4. Les bureaux

Les bureaux, selon la définition du CEREN, prennent en compte différentes activités de service. A l'exception des sièges des entreprises qui représentent 6 % de la surface totale des bureaux, le reste du secteur est réparti selon les effectifs salariés.

Consommation propre des bureaux

	1980		1990	
	Effectif sal. (1000)	Energie ktep	Effectif sal. (1000)	Energie ktep
Postes télécommunications	467	500	484	723
Assurances	143	152	212	317
Banques	428	458	477	711
Etudes, location de biens mobiliers	856	916	1287	1921
Locations immobilières	65	70	74	111
Administration générale	1376	1471	1544	2304
Services divers (non march)	174	186	158	236
ss-total	3509	3753	4237	6322
Sièges des entreprises (6 % surface)		240		404
Total		3992		6725

L'attribution de ces consommations d'énergie est faite selon les branches clientes de ces services, d'après les tableaux entrées-sorties. Les résultats sont présentés dans les tableaux suivants.

Les postes et télécommunications (T32)

Les premiers clients des postes et télécommunications sont les ménages, viennent ensuite les services marchands aux entreprises et les services non-marchands.

Répartition de la consommation d'énergie des postes et télécoms

Branches consommatrices	1980			1990		
	MF	%	ktep	MF	%	ktep
T24 BTP	1376	3	23			
T25-8 Commerce	2604	5	44	5488	5	45
T29 Réparation auto	1935	4	32	3301	3	38
T33 Services marc entreprises	10546	21	177	24910	24	289
T34 Services march particuliers	1379	3	23	2903	3	34
T37 Banques	3614	7	60	7891	8	92
T38 Services non marchands	5104	10	85	10077	10	117
Conso des ménages	24821	50	415	47816	47	555
Total emplois	50003	100	837	102386	100	1188

Les services marchands aux particuliers (T34)

Dans la nomenclature NAP40, ces services sont composés des réparations diverses, de la santé et action sociale, des services récréatifs, culturels et sportifs, et services divers. Respectivement 80 % et 77 % des salariés de cette branche en 1980 et 1990, appartiennent à la santé et l'action sociale. Le même pourcentage du contenu énergétique des entrées intermédiaires de la branche est intégré à la consommation du secteur de la santé, soit 679 ktep et 1092 ktep. La majorité est constituée par des consommations d'énergie en transport (trajets domicile-travail des employés de la santé et transport en VUL). Le reste des entrées intermédiaires de la branche est négligé.

Les locations immobilières (T35)

Les entreprises de locations immobilières consomment directement 70 ktep en 1980 et 111 ktep en 1990 d'énergie (chauffage, électricité). Le contenu des entrées intermédiaires de la branche est supérieur : 197 ktep en 1980 et 441 ktep

- Etude n° 3 -

en 1990, provenant des services marchands aux entreprises, du transport des employés et des véhicules utilitaires légers utilisés par la branche.

Comme le montre le tableau ci-dessous, l'essentiel des clients de la branche sont des ménages.

Répartition de la consommation d'énergie des locations immobilières

Branches clientes	1980			1990		
	MF	%	ktep	MF	%	ktep
T25-8 Commerce	7673	4	11	9952	4	20
T33 Services march entreprises	11825	6	17	14969	5	30
Conso des ménages	166135	89	238	247598	91	500
Total emplois	185633	100	266	272519	100	551

Les assurances (T36)

Les assurances consomment directement 152 ktep en 1980 et 317 ktep en 1990 d'énergie (chauffage, électricité). Le contenu des entrées intermédiaires de la branche représente le double de la consommation propre : 304 ktep en 1980 et 629 ktep en 1990, l'essentiel provenant des services marchands aux entreprises, le reste du transport des employés et des véhicules utilitaires légers utilisés par la branche.

Répartition de la consommation d'énergie des assurances

Branches clientes	1980			1990		
	MF	%	ktep	MF	%	ktep
T01 Agriculture	2107	6	29			
T24 BTP	1154	4	16	1018	2	23
T31 Transports	2717	8	38	2630	6	60
T33 Services march entreprises	2089	6	29	2842	7	65
Conso des ménages	24757	75	344	34888	84	797
Total emplois	32824	100	457	41378	100	945

Les banques (T37)

La comptabilité nationale ne fournit pas d'informations sur les branches clientes des banques. Leur consommation d'énergie ne sera pas répartie à l'étape actuelle.

**Contenu énergétique des entrées intermédiaires
et consommation propre des banques**

	1980	1990
T21 Papier, carton	0	
T32 Télécoms postes	60	92
T33 Services march entreprises	202	469
VUL	8	19
Transport domicile-travail	156	219
Consommation propre	458	711
Total	884	1510

Les services marchands aux entreprises (T33)

Cette branche est constituée par les activités d'études, conseil, et assistance, les auxiliaires financiers et d'assurances, la location de biens mobiliers, les services d'enseignement marchands, etc.

Comme le montre le tableau suivant, la consommation d'énergie totale de cette branche est constituée pour environ 75 % d'énergie provenant des entrées intermédiaires de produits industriels ou de services. Elle a par ailleurs doublé entre 1980 et 1990.

- Etude n° 3 -

**Contenu énergétique des entrées intermédiaires
et consommation propre des services marchands aux entreprises**

en ktep	1980	1990
Consommation propre	916	1921
T13 Fonderie et travail des métaux		502
T21 Papier carton	698	981
T15A Mat. électrique et électronique prof.	681	1156
T20 Bois, meubles, ind. diverses		71
T22 Presse édition	753	1135
T32 Télécoms-postes	177	290
T30 Hôtels-café-restaurants	80	133
T35 Locations immobilières	17	30
T36 Assurances	29	65
Transport VUL	250	578
Transport employés	311	733
Contenu énergétique des importations	233	247
Total	3679	7347

**Répartition de la consommation d'énergie
des services marchands aux entreprises**

Branches clientes	1980			1990		
	MF	%	ktep	MF	%	ktep
T03 Agroalimentaire	10278	6	211	18558	6	418
T12 Parachimie et pharmacie				11871	4	268
T 14 Construction mécanique	16775	9	345	23691	7	534
T 15A Biens d'équipt professio	9390	5	193	17459	5	394
T16 Mat transport terrestre				16525	5	373
T17 Construc navale, aéronautiq				12251	4	276
T24 BTP	46136	26	948	67622	21	1524
T25-8 Commerce	9082	5	187	17822	5	402
T31 Transports	9401	5	193	14722	5	332
T35 Locations immobilières	9244	5	190	16482	5	372
T36 Assurances	14380	8	296	24376	7	549
T37 Banques	9820	6	202	20816	6	469
T38 Services non marchands	26083	15	536	37019	11	834
Conso des ménages	17148	10	352	27707	8	625
Total emplois	17737	100	3653	326921	100	7369

Service non marchands (T38)

Ce secteur est composé de l'administration générale, de la sécurité sociale et de l'action sociale, de l'enseignement et de la recherche, des services culturels et sportifs et des services divers à la collectivité (organisations professionnelles, syndicales, religieuses...).

Contenu énergétique des entrées intermédiaires des services non-marchands

en ktep	1980	1990
T07 Minerais et métaux ferreux	1379	
T09 Mat. de construction, minéraux divers		174
T15A Mat. électrique et électronique prof.	711	1060
T17 Construction navale, aéronautique, armement	1289	1720
T12 Parachimie et pharmacie	419	751
T20 Bois, meubles, ind. diverses	104	133
T22 Presse édition		253
T32 Télécoms – postes	85	117
T30 Hôtels – cafés – restaurants	38	64
T33 Services marchands aux entreprises	540	832
Transport VUL	58	135
Transport employés	1342	2073
Total	5966	7312

Les entrées intermédiaires de produits industriels ou de services de cette branche sont nombreuses. Mais contrairement aux services marchands aux entreprises, leur contenu énergétique total ne dépasse pas la consommation propre des bâtiments eux-mêmes qui est de l'ordre de 7 Mtep en 1980 et 9 Mtep en 1990 ¹. Nous pouvons noter l'importance des consommations d'énergie liées au transport domicile-travail des salariés de ce secteur, les effectifs étant de 3,5 millions en 1980 et 4,3 millions en 1990.

(1) Selon les données du CEREN dont la nomenclature est différente : consommation d'énergie de la santé, enseignement, sports-loisirs-culture, et une partie des bureaux.

Consommation d'énergie totale des services non-marchands

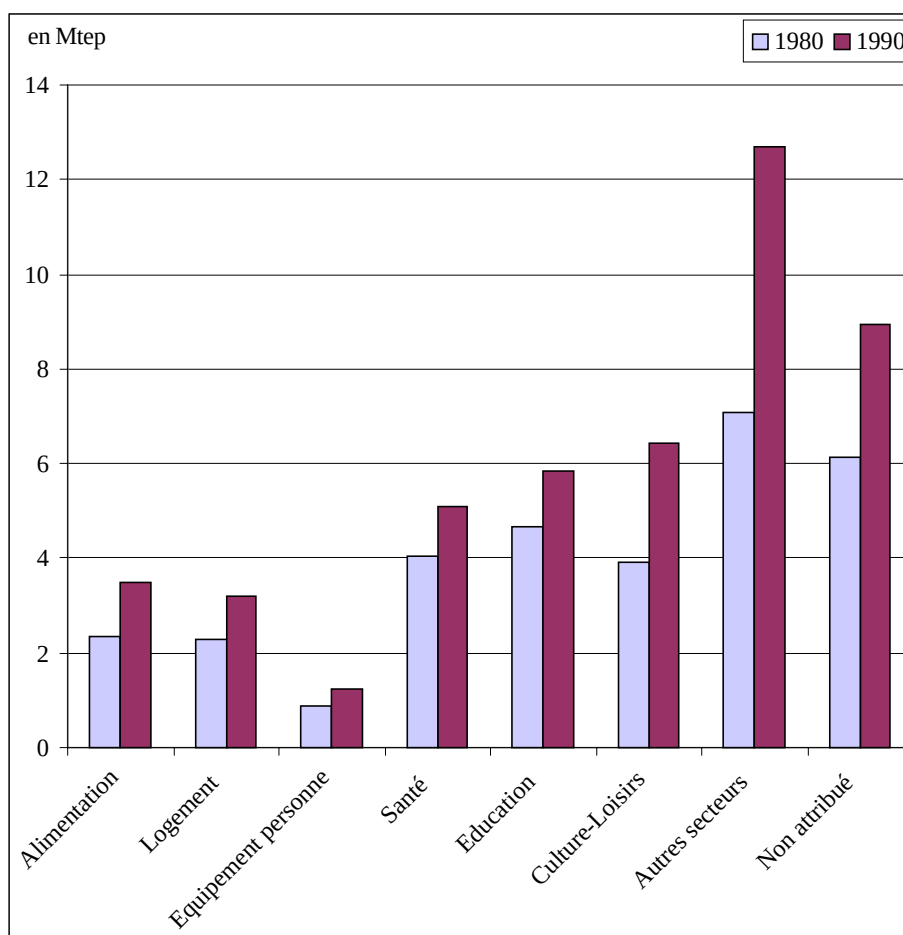
	1980			1990			besoins
	conso propre	conso intrants	conso totale	conso propre	conso intrants	conso totale	
Administration générale	1471	2650	4122	2304	3190	5493	?
Services divers collectivité	186	291	477	236	287	523	?
Santé, sécu, action sociale	2449	1500	3949	2600	2301	4901	santé
Enseignement, recherche	2211	2441	4652	2600	3255	5855	éducation
Culture, loisirs, sports	701	271	972	1300	547	1847	loisirs
Habitat communautaire	1003		1003	1200		1200	logement
Total	8022	7152	15174	10240	9580	19820	

Ces résultats tiennent compte du contenu énergétique des bâtiments pour chaque sous-secteur, à l'exception de l'habitat communautaire non isolé dans les statistiques sur le bâtiment (voir partie BTP).

2.4.5. Récapitulatif de la désagrégation du tertiaire

Pour chacun des sous-secteurs du tertiaire, une partie des consommations d'énergie est directement attribuée aux besoins lorsque les clients sont des ménages ou lorsque les services sont liés spécifiquement à la satisfaction d'un besoin. Une seconde partie est utilisée par d'autres secteurs de l'économie donc réintégrée en entrées intermédiaires (6 Mtep en 1980 et 10 Mtep en 1990). Enfin, près de 20 % de la consommation totale reste non attribuée, il s'agit notamment de l'administration générale et des banques.

Bilan de l'attribution des consommations d'énergie pour les services



- Etude n° 3 -

	1980			1990			besoins
	conso propre	conso intrants	conso totale	conso propre	conso intrants	conso totale	
Commerce	4553	2510	7063	6400	4221	10621	
<i>dont</i>			2365			3499	alimentation
			1054			1512	logement
			871			1253	équi.personne
			110			196	santé
			754			1465	culture-loisirs
Cafés, hôtels, restaurants	1581	391	1972	2400	496	2896	
<i>dont ménages</i>			1770			2559	culture-loisirs
Transports	935	809	1744	900	1212	2112	
Postes-télécoms	500	337	837	723	469	1192	
<i>dont ménages</i>			416			557	culture-loisirs
Loc. immobilières	70	196	266	111	440	551	
<i>dont ménages</i>			238			501	logement
Assurances	152	185	457	317	324	946	
<i>dont ménages</i>			344			798	non attribuée
Banques	419	431	850	603	910	1513	non attribuée
Services march. entr.	916	2106	3022	1921	5426	7347	
<i>dont ménages</i>			352			625	non attribuée
Administration générale	1471	2650	4121	2304	3190	5494	non attribuée
Services divers collectivité	186	291	477	236	287	523	non attribuée
Santé, sécu, action sociale	2449	1500	3949	2600	2301	4901	santé
Enseignement, recherche	2211	2441	4652	2600	3255	5855	éducation
Culture, loisirs, sports	701	271	972	1300	547	1847	culture-loisirs
Habitat communautaire	1003		1003	1200		1200	logement
Total	17148	14117	31385	23615	23078	46998	

2.5. Les transports

Les voitures particulières représentent près de 50 % de la consommation d'énergie dans les transports, le second poste est le transport routier de marchandises (9 Mtep en 1980 et 13,6 Mtep en 1990). Seuls ces deux postes ont été étudiés, soit respectivement 74 % et 78 % de la consommation totale du secteur en 1980 et 1990.

Consommation d'énergie des transports

en Mtep	1980	1990
Transports ferroviaires de voyageurs (SNCF)	0,95	1,14
Transports ferroviaires de marchandises (SNCF)	0,70	0,56
Transports routiers de marchandises (PL)	5,59	8,06
Transports routiers de marchandises (VUL)	3,35	5,58
Transports urbains de voyageurs	0,34	0,43
Transports routiers de voyageurs	0,43	0,53
Navigation intérieure	0,13	0,07
Transport maritime	3,81	2,47
Transport aérien	2,58	3,95
Oléoducs	-	0,09
Transports individuels (VP)	17,41	20,95
Transports individuels (deux roues)	0,49	0,54
	35,77	44,37

D'après OEST

2.5.1. Le transport individuel de voyageurs

Dans le tableau ci-dessous, le *transport de voyageurs* est analysé selon les motifs des déplacements et les kilométrages parcourus. Seulement deux enquêtes fournissent ce type d'informations : les enquêtes transports INSEE-INRETS de 1981-1982 et 1993-1994.

Notons qu'un déplacement est « *l'action pour une personne, de se rendre d'un lieu à un autre pour y réaliser une activité, en utilisant un ou plusieurs modes de transports* »¹. Une sortie en voiture comporte donc plusieurs déplacements ; par exemple, une personne se rend sur son lieu de travail en voiture, et fait des courses en rentrant chez elle le soir : trois déplacements sont comptabilisés (travail, achats, retour au domicile).

Pour les besoins de notre étude, les motifs « retour au domicile », « accompagnement » et « non déclaré » ont été répartis au prorata des autres motifs de déplacement. La consommation d'énergie des voitures particulières

(1) INRETS, un milliard de déplacements par semaine, la Documentation française, 1989.

- Etude n° 3 -

est répartie selon les mêmes pourcentages, considérant que la consommation unitaire par véhicule-km est identique quelque soit le motif.

**Répartition des distances parcourues par les voitures particulières
en véhicule-km par motif de déplacement en 1980 et 1990**

	1980			1990			besoins
	véh.km (1) %	%	Mtep	véh.km (1) %	%	Mtep	
Travail fixe	13,9	25,7	6,616	15,4	29,1	9,228	transport
Professionnel	8,3	15,4	3,95	5,8	10,9	3,48	
Etudes	0,3	0,6	1,14	0,5	0,9	0,30	éducation
Achats	9,1	16,9	4,33	9,0	17,0	5,39	
Soins médicaux	1,1	2,0	0,52	1,4	2,6	0,84	santé
Démarches	1,3	2,4	0,62	1,0	1,9	0,60	
Visites	10,8	20,0	5,14	9,0	17,0	5,39	culture
Accompagnement	7,3	-		5,5	-		
Loisirs	4,4	8,1	2,09	4,6	8,7	2,76	loisirs
Autres motifs personnels	4,8	8,9	2,28	6,1	11,5	3,66	
Non déclaré	0,4	-		0,1	-		
Retour au domicile	38,4	-		41,6	-		
Total	100	100	25,70	100	100	31,76	

(1) Source : INSEE-INRETS, Recherche,-transports-sécurité, spécial enquête transports et communications, n° 56, juillet-septembre 1997

La consommation totale d'énergie répartie selon les motifs de déplacement tient de la consommation de carburant, mais également des consommations d'énergie des commerces de détail et de gros pour la réparation et le commerce de l'automobile (respectivement en 1980 et 1990, 1,3 Mtep et 1,8 Mtep), et de leur transport de salariés (0,12 Mtep et 0,16 Mtep), du contenu énergétique des voitures achetées par les ménages (6,7 Mtep et 8,6 Mtep, voir chapitre industrie), et de la construction de garages des années 1980 et 1990 (0,12 Mtep et 0,28 Mtep).

Quatre motifs peuvent être classés selon les besoins fondamentaux. Les déplacements domicile-travail sont intégrés dans les secteurs d'activité des salariés au prorata des effectifs.

**Répartition de l'énergie consommée pour le motif de déplacement
domicile-travail selon les effectifs salariés**

	1980		1990	
	sal. (1000)	ktep	sal. (1000)	ktep
T01 Agriculture	362	135	260	123
T02/03-IAA	510	191	548	260
T04/06 Energie	289	108	256	121
T08 Minerais et métaux non ferreux	80	30	54	26
T07 Minerais et métaux ferreux	165	62	96	45
T09 Mat. de construction, minéraux divers	188	70	144	68
T10 Verre	67	25	59	28
S17 Industrie chimique de base	165	62	114	54
S43 Ind fils, fibres artificielles	11	4	7	3
T13 Fonderie et travail des métaux	486	182	448	212
T21 Papier carton	122	46	108	51
T23 Caoutchouc, transform. des plastiques	221	83	227	108
S22-5 Machines, équipement industriel	431	161	364	172
S34 Instruments et mat. de précision	95	35	80	38
T15A Matériel électri. et électronique prof.	462	173	495	234
T17 Construction navale, aéronautique, arm	226	84	184	87
T15B Biens d'équipements ménagers	96	36	59	28
T16 Mat. transport terrestre	503	188	368	174
T12 Parachimie et pharmacie	161	60	199	94
T18 Textile et habillement	514	192	350	166
T19 Cuir et chaussures	109	41	73	34
T20 Bois, meubles, ind. diverses	322	120	291	138
T22 Presse édition	122	46	244	116
T24 BTP	1486	556	1328	629
T25-8 Commerce	1929	721	2248	1065
T31 Transports	825	309	881	417
T32 Télécommunications et postes	459	172	479	227
T29 Réparation-commerce de l'automobile	329	123	339	161
T30 Hôtel-café-restaurants	396	148	556	263
T33 Services marchands aux entreprises	832	311	1523	721
T34 Services marchands aux particuliers	1535	574	2093	991
T35 Locations immobilières	58	22	80	38
T36 Assurances	135	50	161	76
T37 Services organismes financiers	416	156	462	219
T38 Services non-marchands	3585	1341	4310	2041
	17690	6616	19485	9228

- Etude n° 3 -

Par ailleurs, le motif « achats » peut être désagrégé selon la répartition de la consommation des ménages en valeur, en ne retenant que les dépenses en biens de consommation courante supposant des déplacements relativement fréquents pour le motif d'achat. Ainsi les dépenses de logement (loyer, eau, électricité...) et de transports et communications (achat de véhicules, carburant, télécommunications...) ne sont pas prises en compte. Les dépenses suscitant des motifs de déplacements différents du motif achat, donc déjà pris en compte par ailleurs, sont également exclues. Ainsi dans les dépenses pour soins médicaux, seules les dépenses de pharmacie sont pris en compte. Pour le poste de dépenses loisirs-spectacles-enseignement-culture, les biens sont pris en compte (téléviseurs, matériels de photo, livres...) mais les services de loisirs (spectacles...) sont exclus puisqu'ils sont déjà comptabilisés dans le motif de déplacement loisirs. Pour le dernier poste de dépenses autres biens et services, les dépenses en hôtels-café-restaurants et voyages touristiques sont déjà pris en compte dans les loisirs, les dépenses en services divers, action sociale, sont considérés comme prises en compte dans le motif démarches.

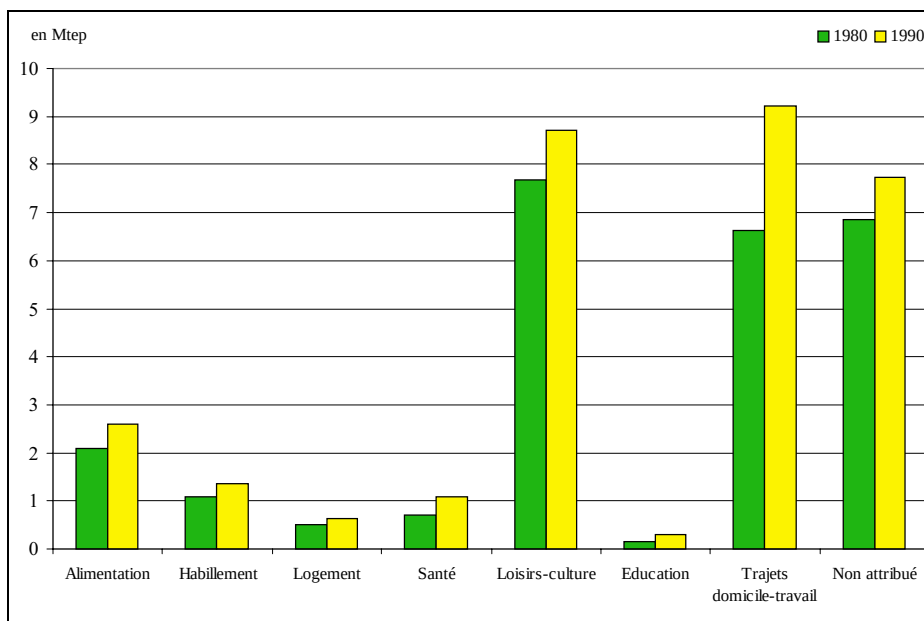
L'énergie consommée par les voitures particulières (VP) pour le motif achat est donc répartie de la manière suivante :

Répartition de la consommation d'énergie des VP pour le motif achat

	1980			1990			besoins
	MF	%	Mtep	MF	%	Mtep	
Produits alimentaires, boissons, tabac	375,6	48	2,1	429,7	44	2,6	alimentation
Articles d'habillement	120,7	15	0,7	131,9	14	0,8	habillement
Meubles, mat. ménager, entretien	90,6	12	0,5	97,9	10	0,6	logement
Pharmacie	34,6	4	0,2	76,5	8	0,2	santé
Loisirs, culture	82,4	11	0,5	132,3	14	0,6	lois. culture
Soins et effets personnels, bijouterie	75,9	10	0,4	98,8	10	0,5	habillement
Total	779,8	100	4,3	967,1	100	5,4	

Les consommations d'énergie pour les autres motifs de déplacement (déplacements dans le cadre professionnel, démarches et autres motifs personnels, soit au total 6,8 Mtep en 1980 et 7,7 en 1990) restent non attribuées aux besoins à l'étape actuelle.

Récapitulatif des consommations d'énergie des voitures particulières selon les besoins en Mtep



	1980	1990	Besoins
Achats produits alimentaires	2,09	2,60	Alimentation
Achats habillement, effets personnels, bijouterie	1,09	1,36	Habilleement
Achats meubles, mat. ménager, entretien	0,50	0,63	Logement
Soins médicaux, pharmacie	0,72	1,08	Santé
Loisirs, culture, visites	7,69	8,72	Loisirs-culture
Etudes	0,14	0,30	Education
Trajets domicile-travail	6,62	9,23	Transport
Non attribué	6,85	7,73	
Total	25,70	31,64	

2.5.2. Le transport de marchandises

Les *transports de marchandises* sont décomposés entre les poids lourds (> 3 tonnes de charge utile) et les véhicules utilitaires légers.

Le transport effectué par poids lourds est désagrégé par type de marchandises transportées. Nous avons retenu une consommation d'énergie identique par

- Etude n° 3 -

tonne-km transportée quel que soit le type de marchandises et le type de véhicule.

Les consommations d'énergie totale tiennent compte de la consommation des locaux des entreprises de transport et de leurs consommations intermédiaires (1,8 Mtep en 1980 et 2,1 Mtep en 1990, voir tertiaire) ; elle est attribuée exclusivement aux poids lourds.

Répartition de la consommation d'énergie des poids lourds selon les marchandises transportées

Marchandises	1980		1990		Branches concernées
	%	ktep	%	ktep	
0-Pds agricoles animaux	10,4	762	11,9	1208	T01-03 Agriculture, agroalimentaire
1-Denrées alimentaires et fourrage	19	1401	21,1	2145	T01-03 Agriculture, agroalimentaire
2-Combustibles min. solides	0,7	52	0,5	53	T04-06 Energie
3A-Pdts pétroliers bruts	0,0	2	0,0	2	T04-06 Energie
3B-Pdts pétroliers raffinés	6,0	445	4,1	418	T04-06 Energie
4A-Minerais ferreux + déchets métall	0,5	37	0,7	75	T07-Minerais et métaux ferreux
4B-Minerais et déchets non ferreux	0,4	32	0,6	60	T08-Minerais et métaux non-ferreux
5-Pdts métallurgiques	5,7	421	4,6	463	T13-Fonderie et travail des métaux
6A-Minéraux+mat. de construction	21,2	1560	19,1	1940	T09-Mat. de construction, minéraux divers
B6-Mat premières indus.chimique	0,5	36	0,3	29	T11-Chimie, fibres synthétiques
7-8A-8C Produits chimiques	9,0	665	9,5	964	T11-Chimie, fibres synthétiques
8B-Pâtes à papiers et cellulose	0,5	40	0,5	54	T21-Papier carton
9A-Matériel de transp. mat. agricole	3,1	225	2,7	271	T16-Matériel de transport terrestre
9B-Machines et articles mécaniques	4,2	313	4,1	422	
		114		186	T15A-Matériel électrique et électronique prof
		142		168	T14-Construction mécanique
		57		81	T17-Constru. navale, aéronautique, armement
9C-Verre, faïence, porcelaine	1,1	85	1,4	141	T10-Verre
9D-Autres articles manufacturés	17,4	1284	18,9	1924	
		73		127	T15B-Biens d'équipements ménagers
		249		493	T12-Parachimie et pharmacie
		389		473	T18-Textile et habillement
		64		65	T19-Cuirs et chaussures
		294		396	T20-Bois, meubles, ind. diverses
		214		368	T22-Pressé édition
Total	100	7360	100	10168	

Le transport de marchandises est en général attribué aux branches-fournisseurs et intégré à leur consommation d'énergie dans le cadre de l'analyse des branches industrielles (partie suivante). Ce transport sera donc réparti au prorata des ventes de la branche.

Nous avons considéré que les « machines et articles mécaniques » relèvent de l'industrie des biens d'équipement professionnels, la répartition est faite selon la structure de la production en valeur des trois branches concernées. De la même manière, les « autres articles manufacturés » sont répartis entre les branches de l'industrie des biens de consommation et les biens d'équipements ménagers.

2.5.3. Les véhicules utilitaires légers

Les données utilisées sont le nombre de véhicules et le kilométrage annuel moyen par activité exercée. Elles sont disponibles selon 15 branches en 1991 (source OEST), cependant la première enquête date de 1986 selon 8 branches, une estimation a donc dû être réalisée pour 1980 à partir des données de cette dernière enquête.

- Etude n° 3 -

Répartition de la consommation d'énergie des véhicules utilitaires légers

	Données 1986 milliards kms	1980 ktep	Données 1991 milliards kms	1990 ktep
Agriculture	4104	347	3432	396
INDUSTRIE	6480	548		
IAA		149	1224	141
Energie		82	845	98
Biens intermédiaires			1539	178
<i>T08 Minerais et métaux non-ferreux</i>		14		18
<i>T07 Minerais et métaux ferreux</i>		23		22
<i>T09 Matériaux de construction, minéraux divers</i>		16		18
<i>T11 Chimie, fibres synthétiques</i>		25		33
<i>T13 Fonderie et travail des métaux</i>		33		42
<i>T21 Papier carton</i>		13		20
<i>T23 Caoutchouc, transformation des plastiques</i>		15		24
Biens d'équipement			2625	303
<i>T14 Construction mécanique</i>		38		112
<i>T15 Matériel électrique et électronique prof.</i>		30		116
<i>T17 Construction navale, aéronautique, armement</i>		15		54
<i>T15B Biens d'équipements ménagers</i>		5		21
Biens de consommation courante			1806	208
<i>T12 Parachimie et pharmacie</i>		19		57
<i>T18 Textile et habillement</i>		29		55
<i>T19 Cuir et chaussures</i>		5		8
<i>T20 Bois, meubles, ind. diverses</i>		22		46
<i>T22 Presse édition</i>		16		43
BTP	10149	858	13148	1517
Commerce	10132	857	9639	1112
Artisan commerçant		0	611	71
Transport	1958	166	2070	239
Télécoms		115	2300	265
Services	6734	569	7506	866
<i>Services marchands aux entreprises</i>		250		578
<i>Services marchands aux particuliers</i>		125		289
Locations immobilières		13	260	30
Assurances		1	16	2
Banques		8	168	19
Services non marchands		58	1170	135
Total	39557	3345	48359	5581

La répartition par branche selon la nomenclature NAP40 est basée sur la production en valeur des branches fournies par les enquêtes OEST. La consommation d'énergie par kilomètre parcouru est identique quels que soient la branche et le type de véhicule.

2.6. L'industrie

Ainsi que nous l'avons présenté dans la partie méthodologique, nous avons reconstruit les filières de production à l'aide des tableaux entrées-sorties établi par l'INSEE. A chaque produit correspond une consommation d'énergie de la branche¹. Cette consommation d'énergie est répartie au prorata des ventes aux autres branches selon le ratio d'efficacité énergétique (énergie/production en valeur) de la branche. Chaque unité monétaire produite par une branche a donc le même contenu énergétique.

L'industrie des biens intermédiaires représente près de 40 % de la production industrielle effectuée en France et plus de 80 % de l'énergie consommée par l'industrie. Les ratios d'efficacité énergétique sont néanmoins très différents selon les branches. Les industries de transformation (biens d'équipement, automobile et biens de consommation courante) ont des ratios énergétiques qui s'échelonnent de 4 à 12 tep par million de francs produit, à l'exception de l'industrie textile et de l'habillement dont le ratio est de 20 tep/MF en 1980 et qui décroît fortement avec 14 tep/MF en 1990.

Pour chaque produit, nous avons tenu compte du commerce extérieur. On suppose que les biens importés ont nécessité la même consommation d'énergie par unité monétaire que les biens produits en France. Ce postulat devra être discuté car, si pour la majorité des branches le solde extérieur représente au maximum de 10 % de la valeur de la production domestique, il peut atteindre 25 % de la production de biens d'équipements ménagers et 30 % de la production de minerais et métaux non-ferreux. Les différences d'efficacité énergétique entre pays pourraient alors avoir un impact sensible.

Si le solde extérieur est positif, l'énergie consommée pour la fabrication des produits exportés en excédent est soustraite de la consommation d'énergie de la production considérée, ceci avant répartition aux branches utilisatrices. Si le solde extérieur est négatif, le contenu énergétique des importations

(1) Ministère de l'Industrie-SESSI, *Les consommations d'énergie dans l'industrie en 1982 (données retenues pour 1980, la désagrégation en NAP 40 n'étant pas disponible pour les années antérieures à 1982, et 1990.*

- Etude n° 3 -

supplémentaires est additionné à la consommation d'énergie de la production intérieure.

Production industrielle hors IAA et énergie (NAP 40)

Branches industrielles (hors IAA et énergie)	1980				1990			
	Production (1)		Cons.énergie (2)		Production (1)		Cons.énergie (2)	
	en MF	%	ktep	tep/MF	en MF	%	ktep	tep/MF
Biens intermédiaires		39		82		37		81
T07-Minerais et métaux ferreux	88090		11106	126,1	72953		9828	134,7
T08-Minerais et métaux non ferreux	54960		3685	67,0	60736		3030	49,9
T09-Matér. construction., minéraux divers	51420		5198	84,6	60770		4615	75,9
T10-Verre	15670		1486	94,8	17606		1494	90,5
T11-Chimie, fibres synthétiques	95457		10005	104,8	108826		10430	95,8
<i>S17-Industrie chimique de base</i>	<i>92158</i>		<i>9702</i>	<i>105,3</i>	<i>106240</i>		<i>10285</i>	<i>96,8</i>
<i>S43-Ind.fils, fibres artificielles</i>	<i>3299</i>		<i>303</i>	<i>91,8</i>	<i>2586</i>		<i>145</i>	<i>56,1</i>
T13-Fonderie et travail des métaux	127860		2274	17,8	138900		2304	16,6
T21-Papier carton	48670		2658	54,6	64923		3390	52,2
T23-Caoutchouc, transform. des plastiques	57090		1430	25,0	79159		1728	21,8
Biens d'équipement professionnels		23		5		25		6
T14-Construction mécanique	145906		907	6,2	161655		947	5,9
<i>S22-5-Marc.agri.marc.outils, équip. inclus</i>	<i>128835</i>		<i>778</i>	<i>6,0</i>	<i>139462</i>		<i>767</i>	<i>5,5</i>
<i>S34-Instruments et mat de précision</i>	<i>17071</i>		<i>129</i>	<i>7,6</i>	<i>22193</i>		<i>180</i>	<i>8,1</i>
T15A-Mat.électrique, électronique prof.	116300		991	8,5	167045		1209	7,2
T17-Const.navale, aéronautique, armement	58240		292	5,0	77551		360	4,6
Biens d'équipement ménagers		2		0,4		2		0,4
T15B-Biens d'équip. ménagers	21230		164	7,7	29845		165	5,5
Matériels de transport terrestre		11		4		11		4
T16-Matériel de transport terrestre	151900		1831	12,1	184749		1884	10,2
Biens de consommation courante		25		9		26		9
T12-Parachimie et pharmacie	72640		607	8,4	115509		863	7,5
T18-Textile et habillement	113460		2321	20,5	111064		1564	14,1
T19-Cuirs et chaussures	18560		147	7,9	45232		117	7,7
T20-Bois, meubles, industries diverses	85670		723	8,4	92852		620	6,7
T22-Presses et édition	62560		277	4,4	86162		964	11,2
Total	1395683		46102	33,0	1645537		45612	27,7

(1) INSEE, Les Comptes de la Nation

(2) SESSI, Les consommations d'énergie dans l'industrie

2.6.1. Industrie des biens intermédiaires

L'absence des résultats pour certaines branches pour une des deux années est due à un effet de seuil, les ventes de cette branche à la branche utilisatrice étant inférieures à 2 % de sa production totale.

Minerais et métaux non-ferreux (T08)

Caractéristiques de la branche en 1990

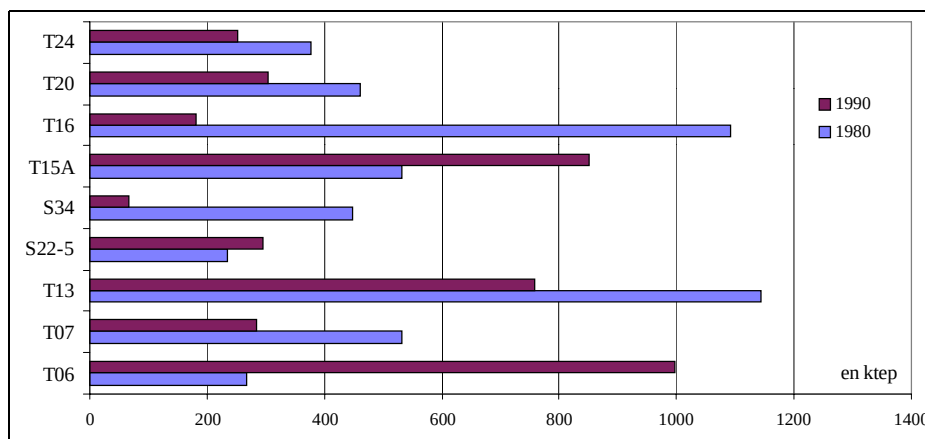
Production	60736	MF	
Exportations/production	46	%	
Solde extérieur (X-M)	-13791	MF	
Consommation d'énergie propre	3030	ktep	
Consommation d'énergie intrants	256	ktep	Transports, BTP, commerce,(2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-746	ktep	
Consommation d'énergie totale	4032	ktep	
Ratio énergie/ emplois (1)	55	tep/MF	

(1) *emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations*

(2) *commerce interindustriel*

- Etude n° 3 -

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de minerais et métaux non ferreux (T08)



T24 Bâtiment et génie civil et agricole
T20 Bois, meubles, industries diverses
T16 Matériel de transport terrestre
T15A Matériel électrique et électronique professionnel
S34 Instruments et mat. de précision
S22-5 Machines, équipement industriel
T13 Fonderie et travail des métaux
T07 Minerais et métaux ferreux
T06 Energie

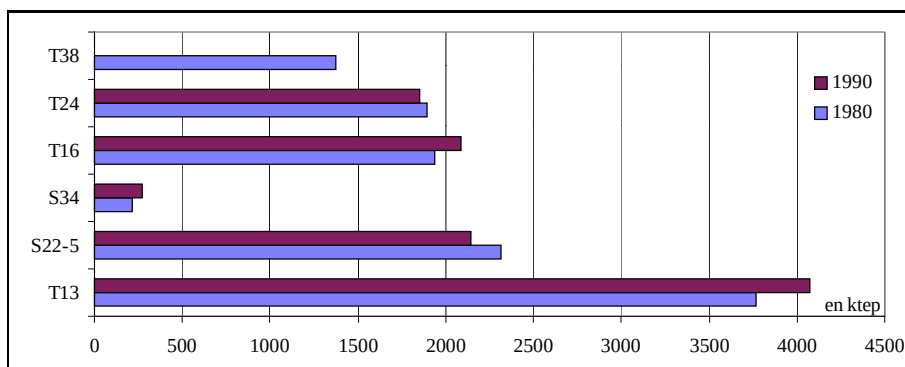
Minerais et métaux ferreux (T07)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	72953	MF	
Exportations/production	42	%	
Solde extérieur (X-M)	2046	MF	
Consommation d'énergie propre	9828	ktep	
Consommation d'énergie intrants	930	ktep	T08, transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	302	ktep	
Consommation d'énergie totale	10456	ktep	
Ratio énergie/ emplois (1)	128	tep/MF	

- (1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations
(2) commerce interindustriel

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de minerais et métaux ferreux (T07)



T38 Services non marchands

T24 Bâtiment et génie civil et agricole

T16 Matériel de transport terrestre

S34 Instruments et mat. de précision

S22-5 Machines, équipement industriel

T13 Fonderie et travail des métaux

Matériaux de construction, minéraux divers (T09)

Caractéristiques de la branche en 1990

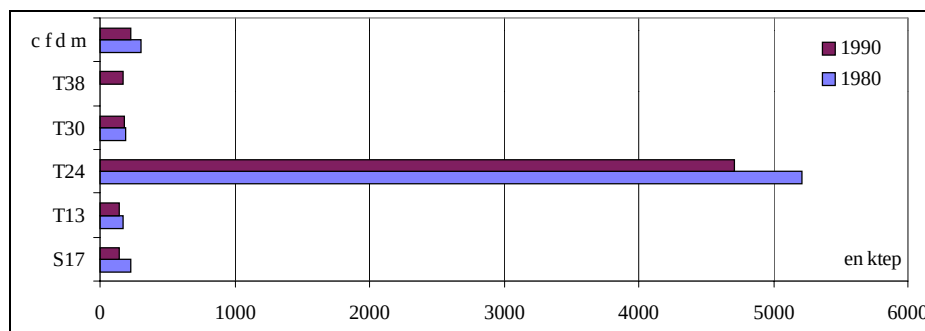
Production	60770	MF	
Exportations/production	12	%	
Solde extérieur (X-M)	-3534	MF	
Consommation d'énergie propre	4615	ktep	
Consommation d'énergie intrants	813	ktep	Transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-316	ktep	
Consommation d'énergie totale	5743	ktep	
Ratio énergie/ emplois (1)	82	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

(2) commerce interindustriel

- Etude n° 3 -

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de matériaux de construction, minéraux divers (T09)



cf dm : consommation finale des ménages

T38 Services non marchands

T30 Hôtels-café-restaurants

T24 Bâtiment et génie civil et agricole

T13 Fonderie et travail des métaux

S17 Industrie chimique de base

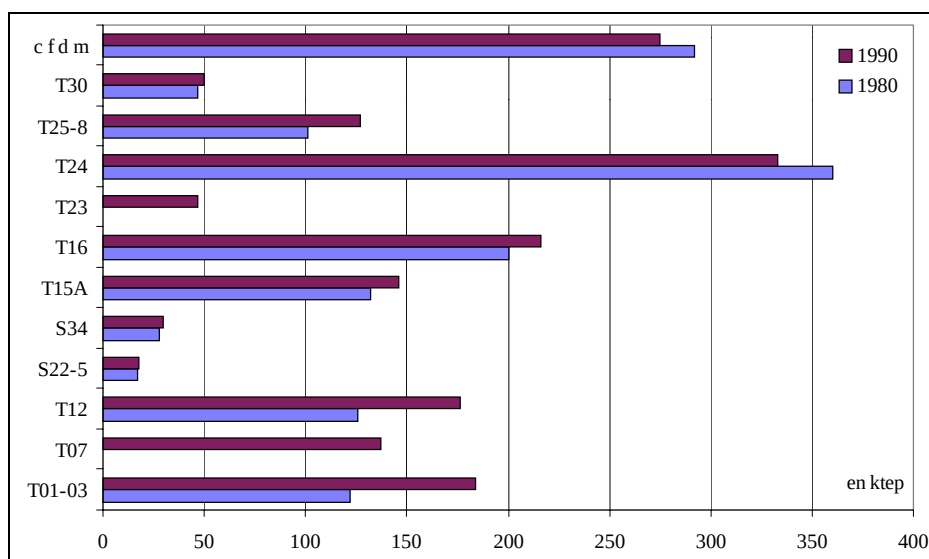
Verre (T10)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	17606	MF	
Exportations/production	38	%	
Solde extérieur (X-M)	1326	MF	
Consommation d'énergie propre	1594	ktep	
Consommation d'énergie intrants	139	ktep	Transports, BTP
Consommation d'énergie solde extérieur	131	ktep	
Consommation d'énergie totale	1602	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	63	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de verre (T10)



cfdm : consommation finale des ménages

T30 Hôtels-café-restaurants

T25-8 Commerce

T24 Bâtiment et génie civil et agricole

T23 Caoutchouc, transformation des plastiques

T16 Matériel de transport terrestre

T15A Matériel électrique et électronique

S34 Instruments et matériel de précision

S22-5 Machines, équipement industriel

T12 Parachimie et pharmacie

T07 Minerais et métaux ferreux

T01-03 Agriculture, agroalimentaire

- Etude n° 3 -

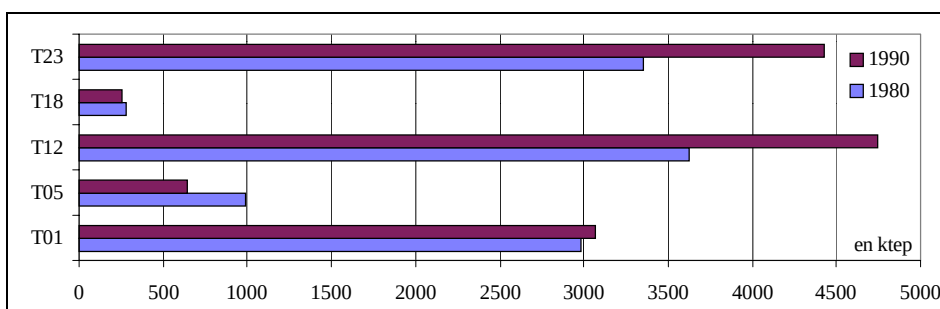
Industrie chimique de base (S17)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	106240	MF	
Exportations/production	58	%	
Solde extérieur (X-M)	-4407	MF	
Consommation d'énergie propre	10285	ktep	
Consommation d'énergie intrants	2375	ktep	T09, transports, BTP
Consommation d'énergie solde extérieur	-525	ktep	
Consommation d'énergie totale	13185	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	98	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Répartition par branche utilisatrices du contenu énergétique des ventes de l'industrie chimique de base (S17)



T23 Caoutchouc, transformation des plastiques

T18 Textile et habillement

T12 Parachimie et pharmacie

T05 Pétrole et gaz naturel

T01 Agriculture

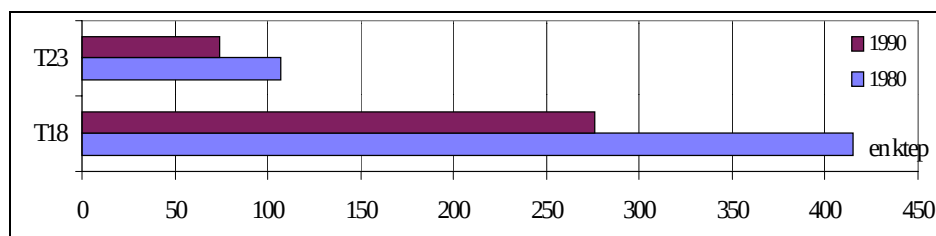
Industrie des fils et fibres artificielles (S43)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	2586	MF	
Exportations/production	38	%	
Solde extérieur (X-M)	-1930	MF	
Consommation d'énergie propre	145	ktep	
Consommation d'énergie intrants	55	ktep	T09, transports, BTP
Consommation d'énergie solde extérieur	-150	ktep	
Consommation d'énergie totale	350	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	69	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de l'industrie des fils et fibres artificielles (S43)



T23 Caoutchouc, transformation des plastiques

T18 Textile et habillement

- Etude n° 3 -

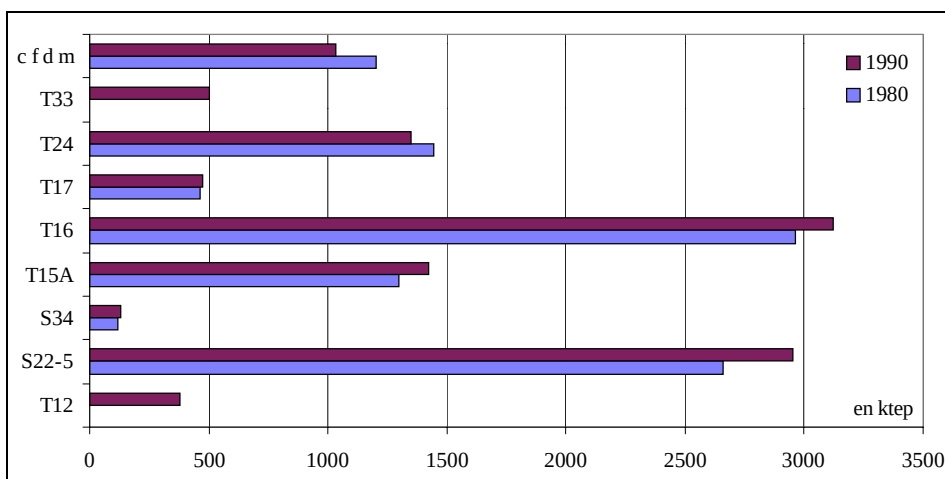
Fonderie et travail des métaux (T13)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	138900	MF	
Exportations/production	12	%	
Solde extérieur (X-M)	-3686	MF	
Consommation d'énergie propre	2304	ktep	
Consommation d'énergie intrants	5556	ktep	T07, T08, T09, transports, BTP
Consommation d'énergie solde extérieur	-209	ktep	
Consommation d'énergie totale	8069	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	61	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de la fonderie et du travail des métaux (T13)



cfdm : consommation des ménages
T33 Services marchands aux entreprises
T24 Bâtiment et génie civil et agricole
T17 Construction navale, aéronautique, armement
T16 Matériel de transport terrestre
T15A Matériel électrique et électronique
S34 Instruments et matériel de précision
S22-5 Machines, équipement industriel
T12 Parachimie et pharmacie

Papier-carton (T21)

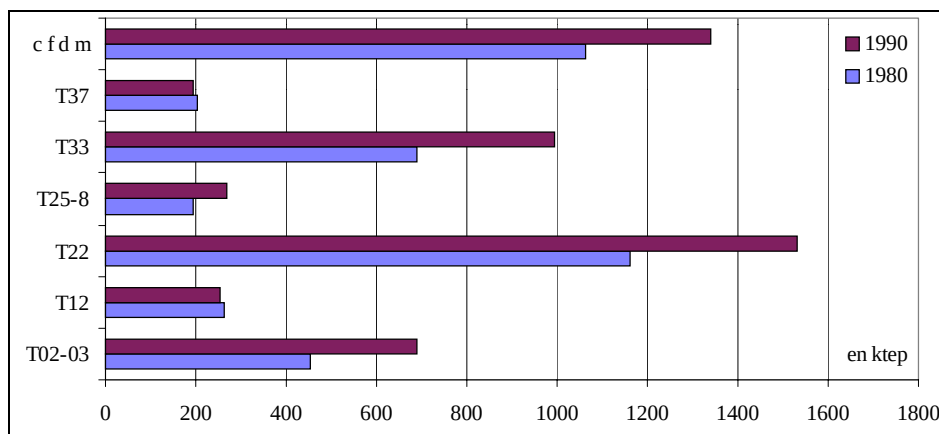
Caractéristiques de la branche en 1990

Production	64923	MF	
Exportations/production	22	%	
Solde extérieur (X-M)	-3686	MF	
Consommation d'énergie propre	3390	ktep	
Consommation d'énergie intrants	1294	ktep	Transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-614	ktep	
Consommation d'énergie totale	5297	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	87	tep/MF	

(1) *emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations*

(2) *commerce interindustriel*

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes du papier carton (T21)



cfdm : consommation finale des ménages

T37 Services organismes financiers

T33 Services marchands aux entreprises

T25-8 Commerce

T22 Presse et édition

T12 Parachimie et pharmacie

T02-03 Agro-alimentaire

- Etude n° 3 -

Caoutchouc et transformation des plastiques (T23)

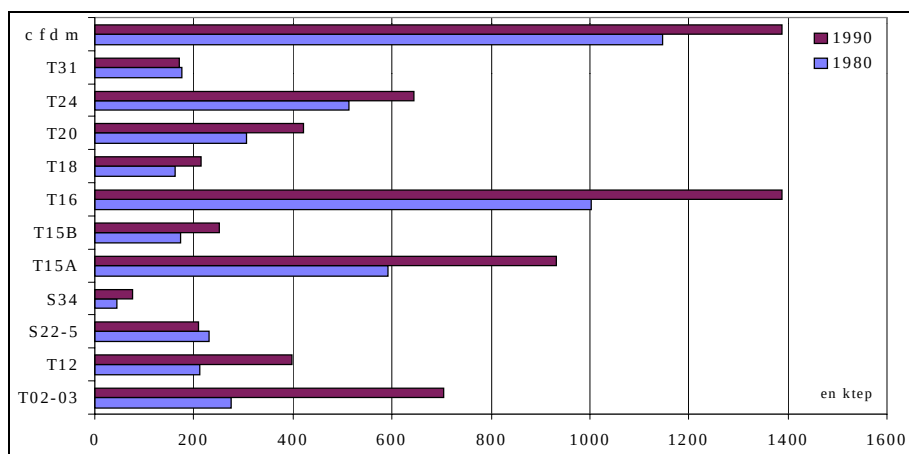
Caractéristiques de la branche en 1990

Production	79159	MF	
Exportations/production	28	%	
Solde extérieur (X-M)	-3068	MF	
Consommation d'énergie propre	1728	ktep	
Consommation d'énergie intrants	4832	ktep	Transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-254	ktep	
Consommation d'énergie totale	6560	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	70	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

(2) commerce interindustriel

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de caoutchouc et transformation des plastiques (T23)



cfdm : consommation finale des ménages

T31 Transports

T24 Bâtiment et génie civil et agricole

T20 Bois, meubles, industries diverses

T18 Textile et habillement

T16 Matériel de transport terrestre

T15B Biens d'équipements ménagers

T15A Matériel électrique et électronique

S34 Instruments et matériel de précision

S22-5 Machines, équipement industriel

T12 Parachimie et pharmacie

T02-03 Agro-alimentaire

2.6.2. Industrie des biens d'équipement

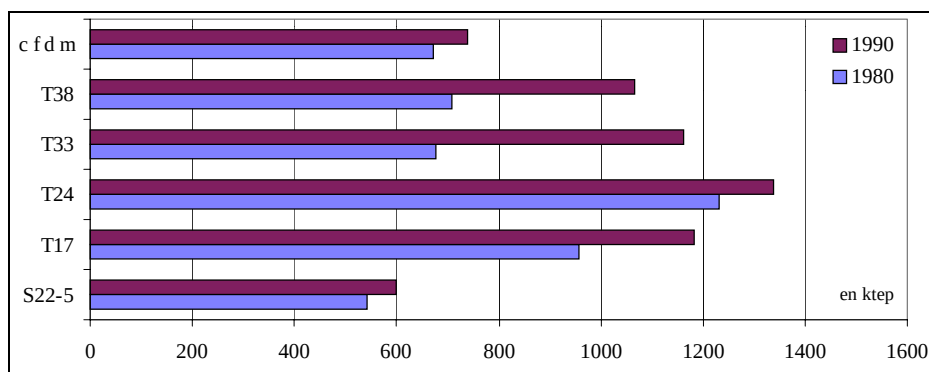
Matériel électrique et électronique professionnel (T15A)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	167045	MF	
Exportations/production	37	%	
Solde extérieur (X-M)	-15322	MF	
Consommation d'énergie propre	1209	ktep	
Consommation d'énergie intrants	4782	ktep	T07, T08, T10, T13, T23, T33, transports, BTP.
Consommation d'énergie solde extérieur	-550	ktep	
Consommation d'énergie totale	6541	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	43	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de matériel électrique et électronique professionnel (T15A)



cfm : consommation finale des ménages

T38 Services non marchands

T33 Service marchands aux entreprises

T24 Bâtiment et génie civil et agricole

T17 Construction navale, aéronautique, armement

S22-5 Machines, équipement industriel

- Etude n° 3 -

Machines et équipements industriels (S22-5)

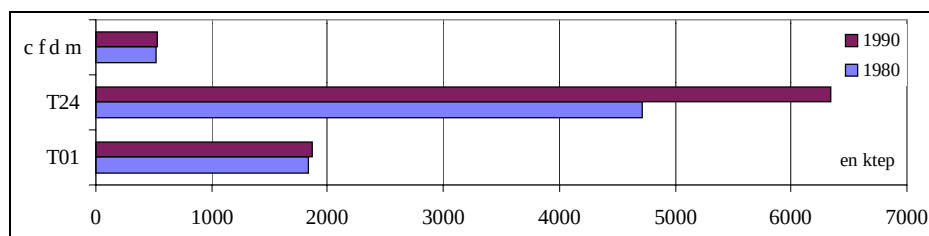
Caractéristiques de la branche en 1990

Production	139462	MF	
Exportations/production	37	%	
Solde extérieur (X-M)	-10701	MF	
Consommation d'énergie propre	767	ktep	
Consommation d'énergie intrants	7565	ktep	T07, T08, T10, T13, T23, T33, transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-639	ktep	
Consommation d'énergie totale	8332	ktep	
Ratio énergie/ emplois (1)	127	tep/MF	

(1) *emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations*

(2) *commerce interindustriel*

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de machines et équipements industriels (S22-5)



cf dm : consommation finale des ménages

T24 Bâtiment et génie civil et agricole

T01 Agriculture

Instruments et matériels de précision (S34)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	22193	MF	
Exportations/production	52	%	
Solde extérieur (X-M)	-6494	MF	
Consommation d'énergie propre	180	ktep	
Consommation d'énergie intrants	867	ktep	T07, T08, T10, T13, T23, T33, transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-306	ktep	
Consommation d'énergie totale	1353	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	44	tep/MF	

(1) *emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations*

(2) *commerce interindustriel*

Les ménages sont les principaux clients de la branche *Instruments et matériels de précision*, auxquels sont attribués les 1353 ktep d'énergie.

Construction navale, aéronautique, armement (T17)

Caractéristiques de la branche en 1990

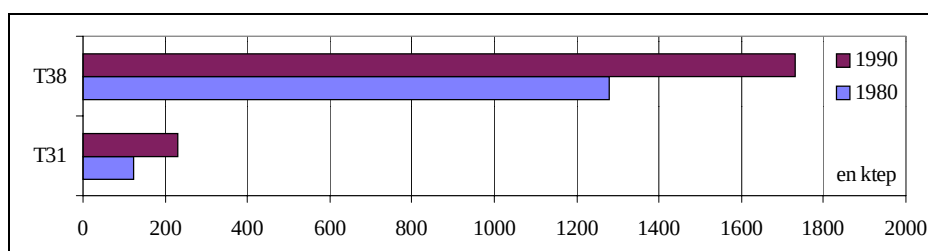
Production	77551	MF	
Exportations/production	57	%	
Solde extérieur (X-M)	22026	MF	
Consommation d'énergie propre (1)	360	ktep	
Consommation d'énergie intrants	2470	ktep	T13, T15A, T33, transports, BTP
Consommation d'énergie solde extérieur	804	ktep	
Consommation d'énergie totale	2027	ktep	
Ratio énergie/emplois (2)	27	tep/MF	

(1) *hors armement*

(2) *emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations*

- Etude n° 3 -

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique de la construction navale, aéronautique, armement (T17)



T38 Service non marchands

T31 Transports

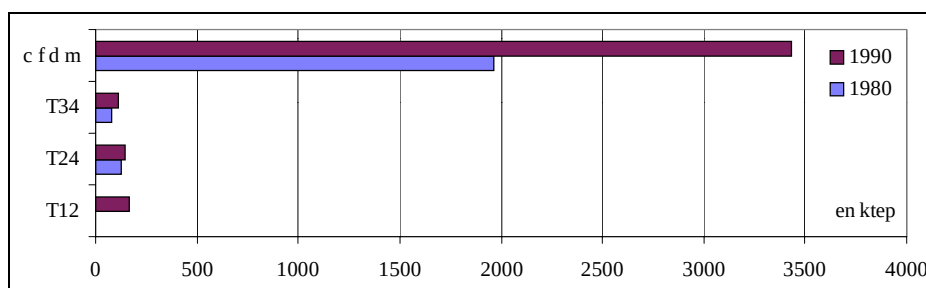
Biens d'équipements ménagers (T15B)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	29845	MF	
Exportations/production	44	%	
Solde extérieur (X-M)	-17262	MF	
Consommation d'énergie propre	165	ktep	
Consommation d'énergie intrants	2276	ktep	T23, transports, BTP.
Consommation d'énergie solde extérieur	-1412	ktep	
Consommation d'énergie totale	3853	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	40	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique de biens d'équipement ménagers (T15B) en ktep



c f d m : consommation finale des ménages
T34 Services marchands aux particuliers
T24 Bâtiment et génie civil et agricole
T12 Parachimie et pharmacie

2.6.3. Industrie automobile

Matériels de transport terrestre (T16)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	184749	MF	
Exportations/production	45	%	
Solde extérieur (X-M)	15667	MF	
Consommation d'énergie propre	1844	ktep	
Consommation d'énergie intrants	8147	ktep	T07, T08, T10, T23, T33, transports, BTP
Consommation d'énergie solde extérieur	847	ktep	
Consommation d'énergie totale	9144	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	41	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires >2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Les ménages sont les principaux clients de la branche *Matériels de transport terrestre*, auxquels sont attribués les 9144 ktep d'énergie.

- Etude n° 3 -

2.6.4. Industrie des biens de consommation

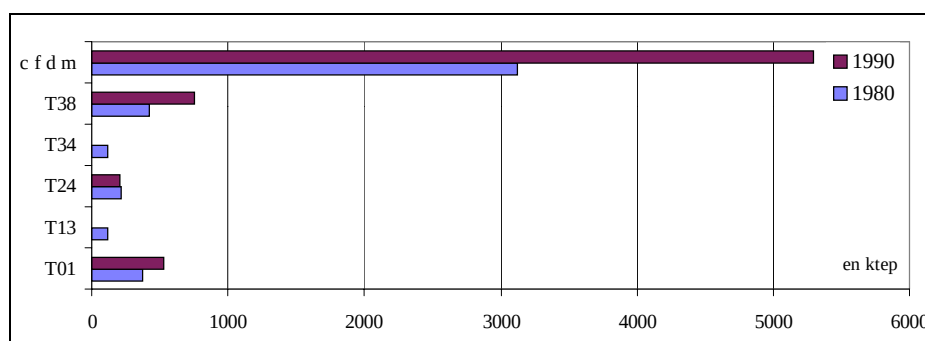
Parachimie et pharmacie (T12)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	115509	MF	
Exportations/production	26	%	
Solde extérieur (X-M)	8179	MF	
Consommation d'énergie propre	863	ktep	
Consommation d'énergie intrants	6721	ktep	T10, S17, T13, T21, T23, T33, transports, BTP
Consommation d'énergie solde extérieur	537	ktep	
Consommation d'énergie totale	7047	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	38	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de la parachimie et pharmacie (T12)



c f d m : consommation finale des ménages

T38 Services non marchands

T34 Services marchands aux particuliers

T24 Bâtiment et génie civil et agricole

T13 Fonderie et travail des métaux

T01 Agriculture

Textile et habillement (T18)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	111064	MF	
Exportations/production	36	%	
Solde extérieur (X-M)	-11419	MF	
Consommation d'énergie propre	1564	ktep	
Consommation d'énergie intrants	1655	ktep	S17, S43, T23, transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-331	ktep	
Consommation d'énergie totale	3550	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	22	tep/MF	

(1) *emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations*

(2) *commerce interindustriel*

Les ménages sont les principaux clients de la branche *Textile et habillement*, auxquels sont attribués les 3 550 ktep d'énergie.

Cuir et chaussures (T19)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	15232	MF	
Exportations/production	36	%	
Solde extérieur (X-M)	-6227	MF	
Consommation d'énergie propre	117	ktep	
Consommation d'énergie intrants	544	ktep	Transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-270	ktep	
Consommation d'énergie totale	932	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	25	tep/MF	

(1) *emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations*

(2) *commerce interindustriel*

Les ménages sont les principaux clients de la branche *Textile et habillement*, auxquels sont attribués les 932 ktep d'énergie.

- Etude n° 3 -

Bois, meubles, industries diverses (T20)

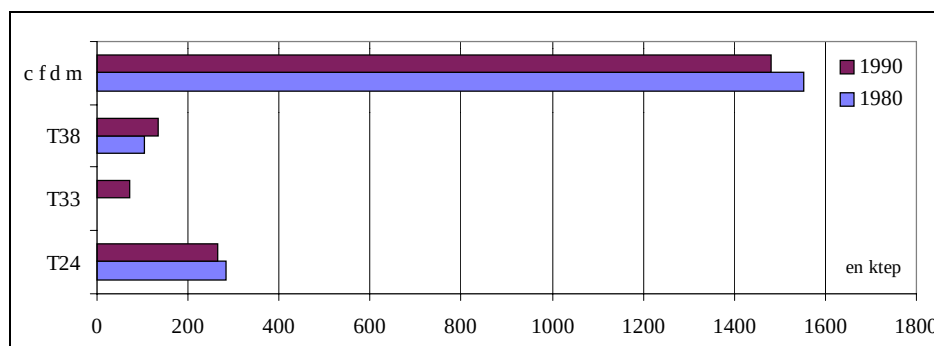
Caractéristiques de la branche en 1990

Production	92852	MF	
Exportations/production	24	%	
Solde extérieur (X-M)	-10416	MF	
Consommation d'énergie propre	620	ktep	
Consommation d'énergie intrants	1342	ktep	T08, T23, transports, BTP, commerce (2)
Consommation d'énergie solde extérieur	-220	ktep	
Consommation d'énergie totale	2182	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	13	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

(2) commerce interindustriel

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de bois, meubles, industries diverses (T20)



cfdm : consommation finale des ménages

T38 Services non marchands

T33 Services marchands aux entreprises

T24 Bâtiment et génie civil et agricole

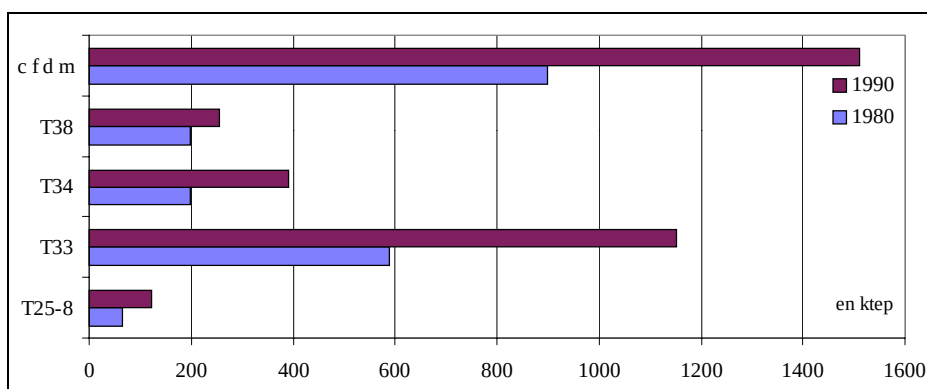
Presse et édition (T22)

Caractéristiques de la branche en 1990

Production	86162	MF	
Exportations/production	7	%	
Solde extérieur (X-M)	-1895	MF	
Consommation d'énergie propre	964	ktep	
Consommation d'énergie intrants	2403	ktep	T21, T15B, transports, BTP
Consommation d'énergie solde extérieur	-74	ktep	
Consommation d'énergie totale	3441	ktep	
Ratio énergie/emplois (1)	36	tep/MF	

(1) emplois = entrées intermédiaires > 2 % de la production (hors autoconsommation de la branche) + consommation finale des ménages et exportations

Répartition par branches utilisatrices du contenu énergétique des ventes de la presse et édition



cfdm : consommation finale des ménages

T38 Services non marchands

T34 Services marchands aux particuliers

T33 Services marchands aux entreprises

T25-8 Commerce

- Etude n° 3 -

2.6.5. Contenu énergétique du solde extérieur

Le tableau suivant présente l'impact du commerce extérieur sur les consommations d'énergie de l'industrie dans son ensemble, la colonne exportations/production indiquant le degré d'ouverture de chaque branche industrielle. Plus le degré d'ouverture est élevé, plus les différences d'efficacité énergétique entre les pays pourraient entraîner des modifications sensibles du bilan énergétique global.

Dans l'hypothèse que nous avons retenue d'une efficacité énergétique identique des productions extérieures (par défaut d'informations), l'impact est de quelques Mtep sur une consommation totale de l'industrie de l'ordre de 45 Mtep, soit moins de 10 %.

Contenu énergétique du solde extérieur

En ktep	1980		1990	
	Exportations production %	Contenu énergétique solde ext.	Exportations production %	Contenu énergétique solde ext.
Biens intermédiaires				
T07 Minerais et métaux ferreux	32	775	42	302
T08 Minerais et métaux non ferreux	37	-1185	46	-746
T09 Matériaux de construction, minéraux divers	9	-329	12	-316
T10 Verre	31	206	38	131
S17 Industrie chimique de base	41	400	58	-525
S43 Ind. fils, fibres artificielles	44	-97	38	-150
T13 Fonderie et travail des métaux	11	158	12	-209
T21 Papier carton	15	-452	22	-614
T23 Caoutchouc, transformation des plastiques	25	183	28	-254
Biens d'équipement professionnels				
T15A Matériel élec. et électronique pro.	31	117	37	-550
S22-5 Marc. agric., mach. outils, équipt inclus	36	337	37	-639
S34 Instruments et mat. de précision	44	-50	52	-306
T17 Construc. navale, aéronautique, armement	51	706	57	804
Biens d'équipement ménagers				
T15B Biens d'équipements ménagers	24	-431	44	-1412
Matériels de transport terrestre				
T16 Matériel de transport terrestre	42	1552	45	847
Biens de consommation courante				
T12 Parachimie et pharmacie	26	567	26	537
T18 Textile et habillement	23	-48	36	-331
T19 Cuir et chaussures	25	-81	36	-270
T20 Bois, meubles, industries diverses	15	-173	24	-220
T22 Presse et édition	6	-6	7	-74
TOTAL		2178		-3995

- Etude n° 3 -

2.6.6. Bilan de l'affectation des consommations d'énergie de l'industrie

La méthode que nous venons d'utiliser nous a permis d'affecter l'ensemble des consommations d'énergie nécessaires à l'industrie (y compris des consommations indirectes tels que les transports de marchandises ou de salariés, l'usage de services, etc.) aux usagers de produits industriels : agriculture et agroalimentaire, secteur énergétique, BTP ou ménages (voir tableau suivant). Ainsi, le contenu énergétique des produits industriels utilisés dans l'agriculture et l'agroalimentaire est de 6 Mtep en 1980 et 6,9 Mtep en 1990 ; cette consommation d'énergie sera attribuée au besoin d'alimentation. Le contenu énergétique des entrées intermédiaires du BTP est de près de 17 Mtep, alors que le BTP lui-même ne consomme directement de l'ordre de 1 à 2 Mtep¹.

(1) Les données précises sur la consommation d'énergie du secteur du BTP lui-même n'étant pas disponibles, cette consommation n'est pas prise en compte.

**Destination des produits industriels exprimés en contenu énergétique
(hors industrie et services)**

En ktep	Agric.IAA		Energie		BTP		Ménages	
	1980	1990	1980	1990	1980	1990	1980	1990
Biens intermédiaires								
T08 Minerais/métaux non ferreux				998	418	253		
T07 Minerais/métaux ferreux					1894	1852		
T09 Mat. construction, min. divers					5359	4714	308	223
T10 Verre	122	47		137	360	333	292	275
S17 Industrie chimique de base	2985	3069						
S43 Ind. fils, fibres artificielles			3627	3069				
T13 Fonderie - travail des métaux					1447	1352	1202	1032
T21 Papier carton	454	691					1062	1341
T23 Caoutchouc, transf. des plastiques	276	705			512	644	1147	1388
Biens d'équipement								
T15A Matériel élec./électro. prof.					1233	1338	672	740
S22-5 Machines, éq. industriel	1839	1865			4714	6338	515	530
S34 Instruments et mat de précision					0	0	1376	1219
T17 Const.navale,aéronautique,arm.								
T15B Biens d'équipement ménagers					125	147	1961	3430
Automobile								
T16 Matériels de transp.terrestre							6951	8786
Biens de consommation								
T12 Parachimie et pharmacie	370	528			214	201	3123	5291
T18 Textile et habillement							3283	3383
T19 Cuir et chaussures							836	928
T20 Bois, meubles, ind. diverses					282	265	1552	1480
T22 Presse édition							1129	1511
TOTAL	6046	6904	3627	4204	16557	17436	25407	31560

- Etude n° 3 -

25 Mtep en 1980 et 32 Mtep en 1990 ont été consommés au cours du processus de production pour la fabrication des produits industriels achetés par les ménages. Le détail de ces produits correspondant aux branches industrielles est fourni par l'INSEE. Une désagrégation est présentée dans le tableau suivant afin d'attribuer l'usage de ces produits aux besoins fondamentaux. Certaines branches industrielles ont ainsi été désagrégées au prorata des achats des ménages en valeur monétaire.

**Contenu énergétique des produits industriels
achetés par les ménages en ktep**

Branches	Produits industriels	1980	1990	Besoins
T09	Vaisselle, mat. de construction, minéraux divers	308	223	logement
T10	Verre	292	275	logement
T13	Coutellerie, articles de ménage	601	557	alimentation
T13	Quincaillerie, outillage, mobilier métallique, armes	601	475	logement
T21	Papiers cartons	1062	1341	loisirs
T23	Pneumatiques, produits en caoutchouc	424	416	<i>voir ci-après</i>
T23	Produits de la transformation des plastiques	722	972	alimentation
T15A	Matélectrique, téléphonique et traitement de l'information	672	740	loisirs
S22-5	Machines agricoles	515	530	<i>agriculture</i>
S34	Horlogerie, lunettes, pesage, optique, prothèse	1376	1219	équipement de la personne
T15B	Radio, TV, app. enregistrement et reproduction	843	1681	loisirs
T15B	Réfrigérateurs, lave-vaisselle, autres appareils cuisine équip. ménager	921	1441	alimentation
T15B	Lave-linge	196	309	équipement de la personne
T16	Véhicules	6951	8786	<i>voir ci-après</i>
T12	Savons, parfumerie	999	1693	équipement de la personne
T12	Produits d'entretien, abrasifs, colle, peinture	406	529	logement
T12	Pharmacie	1717	3069	santé
T18	Bonneterie, linge de maison, articles d'habillement	3283	3383	équipement de la personne
T19	Articles en cuir, chaussures	836	928	équipement de la personne
T20	Meubles	714	681	logement
T20	Jouets, articles de sport, divers	838	799	loisirs
T22	Produits de l'imprimerie, édition, presse	1129	1511	loisirs
	Total	25407	31560	

Source : SESSI, *L'industrie française 1997/1998, chiffres clés*

Nous constatons que le contenu énergétique des voitures achetées par les ménages est respectivement de 6,9 et 8,8 Mtep en 1980 et 1990 et celui des pneumatiques de 0,4 Mtep. Cette consommation doit être ajoutée la consommation d'énergie liée à l'usage des véhicules particuliers.

Récapitulatif par besoin en ktep

	1980		1990	
Alimentation	2245	8,8 %	2970	9,4 %
Logement	2321	9,1 %	2183	6,9 %
Equiperment de la personne	6690	26,3 %	7532	23,9 %
Santé	1717	6,8 %	3069	9,7 %
Loisirs	4544	17,9 %	6073	19,2 %
Autres secteurs	7890	31,1 %	9733	30,8 %
Total	25407	100 %	31560	100 %

Le résultat le plus marquant est le contenu énergétique des produits pour l'équipement de la personne, de l'ordre de 7 Mtep. Les produits issus du textile-habillement ont un contenu énergétique de plus de 3 Mtep qui correspond à la quasi-totalité de la consommation d'énergie de la branche y compris les entrées intermédiaires ; une analyse plus détaillée permettrait d'en attribuer une partie au logement (linge de maison...) mais cela ne représente qu'environ 15 % des produits de la branche. Le contenu énergétique des produits issus de la parachimie et pharmacie (dont les ménages sont les clients à 78 %) est également important, la majeure partie de la consommation d'énergie de la branche est indirecte et provient de l'industrie des biens intermédiaires (cf pages 40-41).

2.7. L'agriculture

La consommation d'énergie du secteur agricole était de 4 Mtep en 1981 et 4,3 Mtep en 1992. Celle du secteur agroalimentaire est de 5 Mtep en 1980 et 6,2 en 1990.

Les consommations intermédiaires proviennent de la chimie, essentiellement des engrais, de la construction mécanique, du papier carton, du verre, du caoutchouc et transformation des plastiques et du secteur de la parachimie et

- Etude n° 3 -

pharmacie ; leur contenu énergétique s'élève à 6 Mtep en 1980 et 6,9 Mtep en 1990 (voir destination des produits industriels).

Le transport de produits agricoles et denrées alimentaires par poids lourds est de 2,2 Mtep en 1980 et 3,3 Mtep en 1990 ; auquel il faut ajouter 0,3 Mtep en 1980 et 0,4 Mtep en 1990 par VUL.

2.8. Le bâtiment et les travaux publics (BTP)

Les statistiques sur les consommations d'énergie du secteur du BTP ne sont pas disponibles. Cependant le contenu énergétique des matériaux et des équipements utilisés par le BTP est de l'ordre de 17 Mtep (voir tableau suivant). Le contenu énergétique de chaque produit industriel allant au BTP, donné par l'analyse précédente sur l'industrie (page ?), est affecté soit au bâtiment soit aux travaux publics au prorata des achats en valeur des entreprises de ces deux secteurs¹. On estime donc que plus des deux tiers des entrées intermédiaires vont au bâtiment.

Il faut noter que nous traitons ici l'activité du bâtiment en 1980 et 1990, donnée conjoncturelle qui ne reflète pas le contenu énergétique des bâtiments existants en 1980 et 1990 intervenant dans la satisfaction des besoins de la population ces deux années là. Ce problème méthodologique se retrouve pour la production de biens durables, etc.

Le secteur des travaux publics n'a pu être traité dans cette étude, dont les entrées intermédiaires représentent environ 5 Mtep, allant notamment aux infrastructures routières.

(1) Source DAEI-Ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement.

Contenu énergétique des entrées intermédiaires du secteur du BTP

	1980			1990		
	Bât.	TP	Total	Bât.	TP	Total
Biens intermédiaires						
T08 Minerais et métaux non ferreux	330	89	419	198	55	253
T07 Minerais et métaux ferreux	1427	472	1899	1433	414	1847
T09 Mat. de construction, min. divers	3020	2366	5387	2264	2427	4691
T10 Verre	358	2	360	306	26	332
T13 Fonderie et travail des métaux	1088	362	1450	1083	267	1350
T21 Papier carton						
T23 Caoutchouc, transformation des plastiques	206	309	515	414	226	640
Biens d'équipement						
T15A Matériel élec. et électro. prof.	992	249	1240	1064	267	1331
S22-5 Machines, équipt. industriel	3864	864	4728	5164	1156	6320
T15B Biens d'équipement ménagers	131		131	140		140
Biens de consommation						
T12 Parachimie et pharmacie	140	76	216	129	70	199
T21 Bois, meubles, ind. diverses	263	20	283	246	18	264
Total	11819	4809	16628	12441	4926	17367

Le secteur du bâtiment est désagrégé par type de bâtiment construit, selon les surfaces mises en chantier en 1980 et 1990¹. Les surfaces de logements construits sont décroissantes sur la période 1980-1990, alors que les surfaces de bâtiments non résidentiels sont en augmentation.

(1) Source DAEI-Ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement, pour l'année 1980 les surfaces de logements ont été estimées sur la base des données seulement disponibles à partir de 1984.

- Etude n° 3 -

Contenu énergétique des bâtiments en construction

	1980			1990		
	Mm ²	%	ktep	Mm ²	%	ktep
Logement	41790	64,4	7615	25080	32,6	4050
Bâtiment agricole	7051	10,9	1285	12733	16,5	2056
Bâtiments industriels, stockage	9020	13,9	1644	17495	22,7	2825
Garages	749	1,2	136	1854	2,4	299
Commerces	1476	2,3	269	5553	7,2	987
Bureaux	1843	2,8	336	6981	9,1	1127
Enseignement	1082	1,7	197	2536	3,3	410
Santé	926	1,4	169	2599	3,4	420
Culture, loisirs	926	1,4	169	2213	2,9	357
Total	64863	100	11819	77044	100	12441

Ces résultats sont intégrés dans les entrées intermédiaires des secteurs concernés, les bâtiments industriels et de stockage sont regroupés et désagrégés selon la production en valeur des branches industrielles.

Contenu énergétique des bâtiments industriels et de stockage désagréé par branche

	1980		1990	
	en MF	ktep	en MF	ktep
T07 Minerais et métaux ferreux	88090	104	72953	125
T08 Minerais et métaux non ferreux	54960	65	60736	104
T09 Matériaux de construction, minéraux divers	61420	72	60770	104
T10 Verre	15670	18	17606	30
S17 Industrie chimique de base	92158	109	106240	182
S43 Ind. fils, fibres artificielles	3299	4	2586	4
T13 Fonderie et travail des métaux	127860	151	138900	238
T21 Papier carton	48670	57	64923	111
T23 Caoutchouc, transformation des plastiques	57090	67	79159	136
S22-5 Mach.agric., mach. outils, éqipt inclus	128835	152	139462	239
S34 Instruments et mat. de précision	17071	20	22193	38
T15A Matériel élect. et électro. professionnel	116300	137	167045	287
T17 Construction navale, aéronautique, armement	58240	69	77551	133
T15B Biens d'équipements ménagers	21230	25	29845	51
T16 Matériel de transport terrestre	151900	179	184749	317
T12 Parachimie et pharmacie	72640	86	115509	198
T18 Textile et habillement	113460	134	111064	191
T19 Cuir et chaussures	18560	22	15232	26
T20 Bois, meubles, industries diverses	85670	101	92852	159
T22 Presse et édition	62560	74	86162	148
Total	1395683	1644	1645537	2825

2.9. Résultats par besoin

La méthode choisie de désagrégation de la consommation d'énergie finale par secteur de caractère « top-down » ne permet pas de présenter de manière détaillée le contenu des consommations d'énergie attribuée à chaque besoin. Ainsi, nous présentons dans les tableaux suivants le total des dernières étapes d'attribution des contenus énergétiques à chacun des besoins.

Pour l'alimentation par exemple (tableau suivant), le transport indiqué recouvre le contenu énergétique des trajets des ménages en voiture particulière pour acheter des produits alimentaires, puis les transports de produits alimentaires.

- Etude n° 3 -

Cependant dans la ligne « produits industriels pour les ménages » qui regroupent tous les articles de ménage, l'équipement ménager, etc, utilisés pour les repas, est incluse une part des transports de marchandises nécessaires aux industries amont. A l'inverse, le contenu énergétique (2,1 Mtep en 1980 et 2,6 Mtep en 1990) des trajets en voiture des ménages tient compte d'une partie du contenu énergétique de la voiture elle-même, d'une partie de la construction, du chauffage, du transport de salariés, etc., des garages automobiles. Il ne nous est donc pas possible d'évaluer le contenu global en transport, en industrie lourde, en services, etc., de chaque besoin.

L'ensemble des résultats présentés ici doivent être considérés comme des ordres de grandeur, il s'agit pour la plupart d'estimations, avec des marges d'erreur importantes lorsque la désagrégation a été faite à partir de données en valeur ou d'effectifs salariés. De la même manière, l'évolution entre 1980 et 1990 présentée en dernière colonne des tableaux n'est qu'indicative.

Les consommations d'énergie qui ont pu être attribuées aux besoins sont de 117 Mtep en 1980 et 137 Mtep en 1990, soit 80 % de la consommation finale de ces deux années.

2.9.1. L'alimentation

Le besoin en alimentation mobilise entre 30 et 40 Mtep d'énergie finale, dont le quart est constitué par l'énergie consommée à la maison (cuisson, froid, lave-vaisselle) et le contenu énergétique de l'équipement ménager en provenance de l'industrie.

Consommation d'énergie pour l'alimentation

En Mtep	1980	1990	Evolution
Habitat			
Cuisson	2,8	3,0	7 %
Froid	3,1	4,3	39 %
Lave-vaisselle	0,2	0,5	150 %
Transport automobile (achats)	2,1	2,6	24 %
Production des biens			
Agriculture	4,0	4,3	8 %
IAA	5,0	6,2	24 %
Bâtiment agricole (1)	1,1	1,9	70 %
Produits industriels pour agri. et IAA	6,0	6,9	15 %
Produits industriels pour les ménages	2,2	3,0	32 %
Transport denrées alimentaire (PL)	2,2	3,4	55 %
Transport VUL	0,5	0,5	8 %
Transport domicile-travail agri. IAA	0,3	0,4	17 %
Services			
Commerce produits alimentaires	2,4	3,5	48 %
Services marchands aux entreprises	0,2	0,4	98 %
TOTAL	32,1	40,9	27 %

(1) Construction de l'année

La consommation d'énergie directe de l'agriculture et de l'industrie agroalimentaire représente également un quart de la consommation totale, auquel il faut ajouter le contenu énergétique des entrées intermédiaires de ces deux secteurs (produits, bâtiments et transports), soit 30 % supplémentaires. Le commerce participe pour environ 8 % et les trajets automobiles des ménages pour près de 6 % à la consommation totale d'énergie pour l'alimentation.

Il semble que la consommation d'énergie pour la satisfaction de ce besoin continue de progresser, avec une hausse notamment des consommations pour le froid, l'industrie agroalimentaire, les transports de marchandises et le commerce.

2.9.2. Le logement

Le logement est le besoin qui mobilise le plus d'énergie parmi les six besoins que nous avons identifié, soit près de 50 Mtep. Plus de la moitié de l'énergie est consommée pour le chauffage, ce qui relativise l'ensemble des autres postes.

Consommation d'énergie pour le logement

En Mtep	1980	1990	Evolution
Habitat			
Chauffage	25,4	24,9	- 2 %
ECS	6,0	8,0	33 %
Eclairage	1,1	1,8	64 %
Electricité divers	1,2	2,0	67 %
Habitat communautaire	1,0	1,2	20 %
Transport automobile (achats)	0,5	0,6	25 %
Production des biens			
Produits indus. pour bât. résidentiels (1)	7,6	4,1	- 47 %
Transport VUL/BTP	0,4	0,3	- 12 %
Transport domicile-travail BTP	0,3	0,1	- 43 %
Produits industriels pour les ménages	2,3	2,2	- 6 %
Services			
Commerce équipement du foyer	1,0	1,5	47 %
Locations immobilières pour les ménages	0,2	0,5	101 %
TOTAL	47,1	47,3	0 %

(1) Construction de l'année

Viennent ensuite l'énergie pour l'eau chaude sanitaire (15 %) et le contenu énergétique des matériaux et équipements utilisés pour le bâtiment (10 à 15 %). Le contenu énergétique des biens pour l'équipement du foyer achetés par les ménages est de l'ordre de 2 Mtep, soit environ 5 % de la consommation d'énergie totale.

Evolution chauffage, ECS,... à écrire

2.9.3. *L'équipement de la personne*

Ce besoin, qui recouvre l'ensemble des biens portés par les personnes (vêtements, chaussures, bijouterie, horlogerie, optique, parfumerie, etc.) et les services correspondants (commerces, salons de coiffure, blanchisserie-teinturerie ; etc.), mobilise de l'ordre de 10 Mtep. Le contenu énergétique des biens eux-mêmes relevant pour beaucoup de l'industrie de la chimie et de la construction mécanique est de 7 Mtep soit 70 % du total (voir détail page ?). Les trois autres postes : lave-linge, trajets automobiles, et commerces, représentent chacun de l'ordre du 10 % de la consommation d'énergie totale.

Consommation d'énergie pour l'équipement de la personne

En Mtep	1980	1990	Evolution
Habitat			
Lave-linge	1,1	1,4	27 %
Transport automobile (achats)	1,1	1,4	26 %
Production des biens			
Produits industriels pour les ménages	6,7	7,5	13 %
Services			
Commerce équipement de la personne	0,8	1,2	48 %
TOTAL	9,7	11,6	19 %

2.9.4. *La santé*

Environ 60 % des 6 à 9 Mtep utilisés pour la santé sont consommés par les établissements hospitaliers ou d'action sociale. La consommation propre de ces établissements (chauffage, ECS, électricité spécifique) est d'environ 2,5 Mtep, les consommations indirectes (produits issus de l'industrie, transport de salariés) seraient de 1,5 Mtep. Entre un quart et un tiers de l'énergie mobilisée pour ce besoin est constituée par la fabrication des produits pharmaceutiques achetés par les ménages.

Consommation d'énergie pour la santé

En Mtep	1980	1990	Evolution
Transport automobile	0,7	1,1	53 %
Production des biens			
Pharmacie	1,7	3,1	79 %
Services			
Commerce	0,1	0,2	80 %
Etablissements santé, sécu, action sociale	3,9	4,9	24 %
TOTAL	6,5	9,3	43 %

2.9.5. L'éducation

De l'ordre de 5 Mtep sont consommés pour l'éducation par les établissements d'enseignement. Moins de la moitié est constituée par la consommation d'énergie propre des établissements, la majeure partie provenant des entrées intermédiaires (produits issus de l'industrie, services marchands aux entreprises, transport de salariés, etc.). L'enseignement fait partie des services non-marchands dans la comptabilité nationale, les entrées intermédiaires étant traitées globalement et réparties selon les effectifs salariés de la branche (voir page 10 ?). Les achats des ménages en fournitures scolaires n'ont pu être différenciés des achats de produits de la papeterie et de l'édition, et sont attribués au besoin culture-loisirs.

Consommation d'énergie pour l'éducation

En Mtep	1980	1990	Evolution
Transport automobile	0,1	0,3	121 %
Services			
Etablissements enseignement, recherche	4,7	5,9	26 %
TOTAL	4,8	6,2	29 %

2.9.6. Culture-loisirs

Les loisirs et la culture arrivent en troisième position après le logement et l'alimentation, avec 16 à 22 Mtep mobilisés. Le premier poste est le contenu énergétique des déplacements en voiture particulière (environ 8 Mtep) dont les

motifs « visites » et « loisirs » représentent respectivement 5 Mtep et 2 à 3 Mtep. De l'ordre de 28 % de la consommation d'énergie provient des produits achetés par les ménages (notamment 2 à 3 Mtep en papiers-cartons, produits de l'imprimerie, de l'édition et de la presse, 0,8 à 1,7 Mtep en matériel hifi, TV). Enfin la fréquentation des cafés-hotels-restaurants par les ménages participe pour 12 % à l'énergie dépensée pour les loisirs et la culture, ce poste étant entièrement attribué au besoin loisirs (la part de cette fréquentation en restauration le midi en semaine n'ayant pu être identifiée).

Consommation d'énergie pour les loisirs et la culture

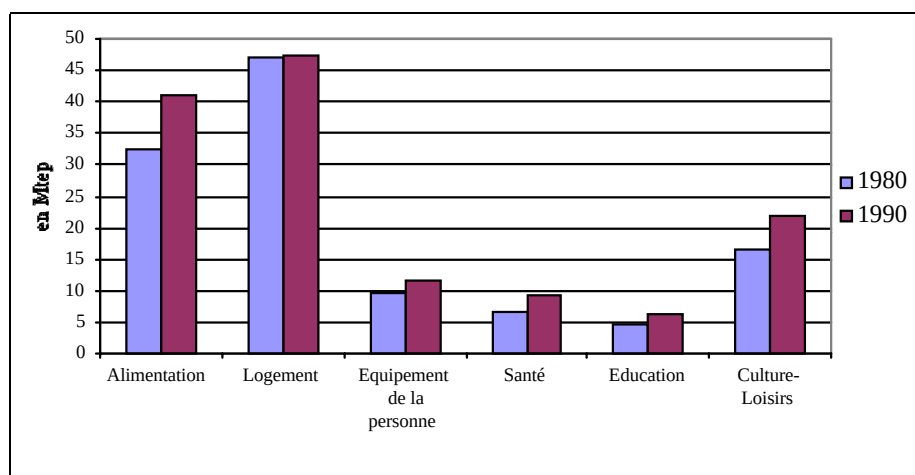
En Mtep	1980	1990	Evolution
Habitat			
Téléviseur	0,4	0,5	25 %
Transport automobile	7,7	8,7	13 %
Production des biens			
Produits industriels pour les ménages	4,5	6,1	34 %
Services			
Commerce	0,8	1,5	95 %
Cafés – hôtels – restaurants	1,8	2,6	45 %
Postes et télécoms	0,4	0,6	34 %
Equipements culturels, sportifs et de loisirs	1,0	1,8	90 %
TOTAL	16,5	21,7	31 %

2.9.7. Structure de la consommation d'énergie par besoin

En 1980, 117 Mtep ont pu être répartis par besoin sur une consommation finale totale de 150 Mtep, et en 1990, 137 Mtep ont été attribués sur 175 Mtep, soit de l'ordre de 80 % pour les deux années.

- Etude n° 3 -

Estimation de la structure de la consommation d'énergie finale par besoin



En Mtep	1980		1990		Evolution
Alimentation	32,3	28 %	41,0	30 %	27 %
Logement	47,1	40 %	47,3	35 %	0 %
Equipement de la personne	9,7	8 %	11,6	8 %	19 %
Santé	6,5	6 %	9,3	7 %	43 %
Education	4,8	4 %	6,2	5 %	29 %
Culture-loisirs	16,5	14 %	21,7	16 %	31 %
TOTAL	116,9	100 %	137,0	100 %	17 %

Nous rappelons que ces résultats doivent être considérés comme des ordres de grandeur, et permet essentiellement de hiérarchiser les besoins selon leur contribution à la consommation d'énergie finale.

Les consommations d'énergie non attribuées s'élèvent à 33 Mtep en 1980 et 38 Mtep en 1990, soit par difficulté à attribuer ces consommations à un besoin en particulier, soit par manque de temps. Tel que le montre le tableau suivant, il s'agit pour moitié de consommations en transport.

Consommation d'énergie non traitée

En Mtep	1980	1990
Banques et autre tertiaire	6,1	8,9
Entrées intermédiaires du secteur énergétique	4,2	4,8
Une partie du transport individuel (VP)	6,9	7,7
Transports autres que VP, VUL, PL	9,4	9,8
Travaux publics	4,8	4,9
Autres	1,8	2,4
TOTAL	33,2	38,5

3. Conclusion

Le manque de statistiques énergétiques désagrégées reste une difficulté majeure pour la réalisation d'une telle étude. L'accès aux enquêtes détaillées du CEREN permet de lever un certain nombre d'incertitudes, mais de telles enquêtes ne sont pas disponibles pour des années antérieures aux années 1980. Une désagrégation basée sur des données en valeur monétaire ou sur des effectifs salariés ne permet pas d'appréhender les variations d'efficacité énergétique entre les diverses productions de biens et services, ou selon les formes d'énergie.

L'évolution entre 1980 et 1990 n'est pas significative ; les nombreuses approximations nécessaires conduisent à des marges d'incertitude supérieures à l'évolution même des postes de consommation d'énergie par besoin dans le temps. Or, comprendre les liaisons entre développement et consommation d'énergie exigerait de pouvoir appliquer cette méthodologie sur trois ou quatre décennies, afin de mettre en évidence des évolutions significatives, des phénomènes de saturation, etc.

Par contre, cette analyse reste pertinente sur les années récentes pour identifier les principaux postes de consommation d'énergie, y compris par besoin, ceci pouvant servir de base à une analyse *bottom-up* plus riche en information sur l'évolution des efficacités énergétiques et les phénomènes de saturation. Il est possible par ailleurs d'analyser l'évolution des postes importants au travers d'indicateurs en unités physiques ou monétaires disponibles en séries longues.

Etude n° 4

Energie décentralisée – Horizons 2020-2050

*Fouzi Benkhelifa
Michel Labrousse*

EXPLICIT

Avant propos

Ce rapport d'étude consacré à l'estimation de la part potentielle de la production d'énergie décentralisée par rapport à l'ensemble de la production a été réalisé à la demande conjointe du Groupe « Energie et Territoire » du Club Energie, prospective et débats et du Service « Energie et Environnement » du Commissariat général du Plan.

L'étude était coordonnée par Mme Nicole Jestin-Fleury, à laquelle les auteurs, Fouzi Benkhelifa et Michel Labrousse, du bureau d'études EXPLICIT, adressent leurs plus vifs remerciements. Ils remercient aussi le coordonnateur du Groupe Energie et Territoire, M. Alain Cabanes, et les membres du groupe de travail pour l'intérêt qu'ils ont porté à l'étude tout au long de sa réalisation.

Ce travail a été réalisé en étroite collaboration avec les membres du groupe de travail « Prospective technologique des filières non nucléaires » issu de la mission en charge de l'Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, coordonnée par MM. J.M. Charpin, B. Dessus et R. Pellat. Les auteurs expriment leur reconnaissance aux membres de la mission et à ceux du groupe de travail, tout particulièrement à MM. Maurice Claverie, Daniel Clément et Philippe Girard pour leur contribution.

De nombreux spécialistes ont été contactés pour mener à bien ce travail, que tous trouvent ici l'expression de la gratitude des auteurs qui tiennent tout

- Etude n° 4 -

particulièrement à remercier MM. M. Hoëz, S. Fenet et A. Bonduelle pour leur constante disponibilité et leurs précieux conseils.

Les opinions exprimées dans ce rapport sont strictement celles des consultants, elles n'engagent ni le Commissariat Général du Plan ni les membres des groupes de travail associés à l'étude.

1. Objectifs et méthodologie

L'identification des technologies de production d'énergie décentralisée et leur contribution

L'étude avait pour objectif l'identification des technologies entrant dans l'appellation « production d'énergie décentralisée » pour la production de chaleur et d'électricité et devait prévoir l'évolution de ce nouvel ensemble de production en estimant sa contribution dans le bilan énergétique national à long terme (2020) et très long terme (2050), ces années bornant la durée de vie des équipements nucléaires actuellement en service.

La définition de l'aire de l'étude reste un élément déterminant dans la conduite des travaux. En effet, l'acception du terme « décentralisée » peut revêtir différentes réalités. La première d'entre elles consiste à s'intéresser uniquement à la production hors réseau. C'est alors une approche plus territoriale qu'économique basée sur l'auto-production et l'auto-consommation d'électricité (voire de chaleur).

Une autre vue du problème consiste à isoler dans la fourniture totale d'électricité les capacités de production qui n'entrent pas dans un schéma de disponibilité pour une consommation nationale indifférenciée. C'est le cas d'unités de petites et moyennes tailles (de 0,2 à 250 MWe) qui fournissent de l'électricité, hors ou sur réseau, à des poches identifiées de consommation locale (de la production en pied d'immeuble¹ à la fourniture exclusive d'électricité à un gros industriel²). C'est cette deuxième approche qui a été retenue pour l'étude. Il s'agit donc d'évaluer la part potentielle de la production décentralisée, ou plutôt non centralisée, dans la production totale d'électricité aux horizons 2020 et 2050.

(1) Par exemple une pile à combustible au gaz naturel alimente en électricité et chaleur depuis un an un immeuble à Chelles (77).

(2) Projet d'IGCC Total à Gonfreville - Projet Air Liquide Péchiney à Dunkerque.

Notons aussi que la production non centralisée d'énergie n'est envisageable qu'à partir de filières thermiques traditionnelles et des énergies renouvelables ¹.

Simuler la pénétration des technologies dans un nouveau contexte institutionnel

Il serait vain d'imaginer que les outils classiques comme la prévision économétrique, la modélisation ou l'analyse de données puissent être pertinents pour mener un exercice de prévision habituel à de tels horizons. Dans une telle configuration, la simulation paraît être l'option méthodologique la plus adéquate. Mais cet outil ne doit pas être utilisé de façon isolée. Il est nécessaire de le rapprocher d'un contexte économique, technologique, politique et environnemental donné. L'élaboration de scénarios permettra de façonner des visions contrastées permettant au mieux d'éclairer sur les possibilités de diffusion en France de moyens de production non centralisés.

Les modifications du contexte économique et légal (ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie, accès au consommateur final), les sauts technologiques en prévision (pile à combustible, optimisation des cycles, super-stockage, etc.), les changements des attentes du consommateur (de la fourniture spécifique d'électricité au service énergétique global ²), l'environnement politique et social (acceptation des lignes THT ³, gestion des déchets nucléaires, lutte contre l'effet de serre, valorisation des ressources locales), toutes ces options sont autant d'incertitudes qui rendent très difficile l'établissement d'un cadre apte à un exercice de modélisation et de prévision. Il a donc fallu à la fois simplifier et veiller à la cohérence de la démarche, en mettant en évidence les critères les plus significatifs caractérisant la pénétration des technologies de production décentralisée en concurrence avec le réseau et en concurrence les unes par rapport aux autres. Ce travail prend pour base les scénarios de

(1) Il existe bien un projet de centrale nucléaire modulaire de 284 MW étudié par Framatome (GT-MHR) et des études ont été menées par le CEA, en France, et dans plusieurs pays étrangers pour mettre au point des unités nucléaires de faible puissance, pour la production de chaleur et l'alimentation de réseaux de chaleur notamment, mais ces projets ne sont pas parvenus au stade de réalisation, sauf un nombre très limité d'applications en Russie dans les années 1970-1980.

(2) Concept d'ESCo : « Energy Service Company » qui gère les utilités de l'industriel ou d'un regroupement de bâtiments.

(3) Le Débat Public autour de la ligne 400 kV Boutre-Broc-Carros a mis en évidence les difficultés de créer une nouvelle ligne THT dans un environnement sensible, l'expertise complémentaire faisant émerger des solutions alternatives de production décentralisée d'électricité en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

- Etude n° 4 -

consommation d'électricité S2H et S3B ¹ élaborés par le Commissariat Général du Plan, jusqu'en 2020, prolongés par les scénarios de l'IIASA.

Une démarche en trois temps : cadre légal, technologies, potentiels

La première phase de la démarche présente le nouveau cadre légal du système électrique, facteur essentiel accompagnant, favorisant ou inhibant le développement de la production décentralisée. Les technologies, situation actuelle et évolution attendue, sont au centre du chapitre suivant ; on fait alors appel aux expériences étrangères qui seules permettent d'éclairer ce que pourrait être l'avenir pour la production décentralisée en France. Rappelons alors que la production décentralisée a une double origine, c'est d'abord la justification et la valorisation des énergies fatales et renouvelables puis l'exploitation de technologies émergentes utilisant des énergies conventionnelles (le gaz naturel le plus souvent). Le quatrième chapitre est donc consacré à l'estimation du gisement associé à ces énergies fatales alors que le cinquième chapitre présente les estimations de la part potentielle de production décentralisée par les technologies émergentes utilisant comme combustible essentiellement les énergies conventionnelles (gaz naturel) ou dans certains cas des énergies renouvelables (biomasse, biogaz).

La démarche d'évaluation n'est pas la même pour ces deux familles d'énergie décentralisée. Dans le premier cas on a privilégié le cas des énergies fatales (déchets industriels, déchets urbains, déchets agricoles) en se limitant à quelques indications globales pour les énergies renouvelables (géothermie, solaire, éolien, biomasse) : il s'agit surtout d'identifier une ressource physique, surtout lorsqu'elle donne lieu à production d'électricité, sans approfondir la technologie d'utilisation. On a évalué un potentiel de production à moyen terme (déchets) ou à long terme (géothermie, solaire, éolien), sans analyser précisément la dimension économique des technologies de valorisation de ces potentiels. On estime que les potentiels indiqués sont des valeurs plausibles, leur réalisation dépendant de la politique d'accompagnement mise en œuvre par les pouvoirs publics.

Les technologies émergentes, en revanche, sont analysées en profondeur et leurs parts de marché, par rapport à la production centralisée et de chacune d'elle par rapport aux autres sont évaluées pour chaque secteur de consommation.

(1) S2H : Etat industriel, consommation d'énergie forte – S3B : Protection de l'environnement, demande d'énergie maîtrisée.

2. L'environnement en mutation de la production décentralisée

2.1. La nouvelle donne légale

2.1.1. Ouverture du marché et service public

Depuis le 10 février 2000 la France applique la directive européenne 96/92 relative à l'ouverture du marché de l'électricité. Evolution ou révolution ? Certains, au sein même d'EDF, estiment que le changement programmé par ce nouveau cadre institutionnel est plus important que celui qui résultait de l'application de la Loi de 46 sur l'organisation du secteur électrique. On n'analysera pas ici **la loi 2000/118 du 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité**¹ mais on se propose de rappeler les éléments qui, dans la loi, sont relatifs au développement de la production décentralisée. On se doit aussi d'extrapoler l'évolution à long terme de ce cadre légal et d'envisager les conditions du marché de l'électricité qui en résulteront, tant au niveau national qu'euro péen.

La loi 2000/118 et la production décentralisée

La loi ne mentionne explicitement la production décentralisée que dans deux articles :

Article 3 :

*[...]. Dans le cadre de l'élaboration du schéma régional d'aménagement et de développement du territoire, la conférence régionale de l'aménagement et du développement du territoire est consultée sur la planification des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité d'intérêt régional et le développement de la **production décentralisée d'électricité**. Elle peut formuler, auprès du ministre chargé de l'énergie, de la Commission de régulation de l'électricité ainsi que, pour ce qui concerne **la production décentralisée d'électricité**, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, tout avis ou proposition dans les domaines précités. [...]*

(1) En plus du texte de la loi elle-même on se reportera avec profit au rapport « Evaluation des missions de service public de l'électricité » (février 2000).

- Etude n° 4 -

..et **Article 6**, consacré à la programmation des investissements de production :

*[...]. Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Cette programmation est établie de manière à **laisser une place aux productions décentralisées**, à la **cogénération** et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. Le premier de ces rapports est présenté dans l'année qui suit la promulgation de la présente loi. [...]*

On admettra que, même si elle est évoquée, la production décentralisée n'occupe pas une place très importante dans le dispositif. Le législateur n'ignore pas la production décentralisée mais c'est à la Conférence régionale de l'aménagement et du développement du territoire de formuler un avis et des propositions (article 3). Quant au rôle des productions décentralisées dans la planification des moyens de production, on convient simplement qu'il faut leur « **laisser une place** ». On ne manquera pas de s'intéresser au premier rapport de programmation du ministre chargé de l'énergie qui doit être présenté au Parlement dans l'année qui suit la promulgation de la loi, donc au cours de l'année 2000, au plus tard début 2001, pour voir comment sera traitée la production décentralisée et tout particulièrement la **cogénération**. Celle-ci, application très importante de la production décentralisée, est mentionnée dans trois articles de la loi, l'article 6 déjà indiqué et les articles 10 (qui mentionne certaines autres formes de production décentralisée) et 11.

L'article 10 traite des conditions de rachat, par les gestionnaires de réseaux (transport et distribution, Electricité de France ou distributeurs non nationalisés), de l'électricité produite par des installations décentralisées, en limitant ces installations à l'incinération des déchets ménagers, sans limitation de puissance, et à la production décentralisée (cogénération et utilisation d'énergies renouvelables), limitée à 12 MW. Les conditions du marché qui en résultent seront précisées par décret mais la loi stipule que les conditions d'achat doivent prendre en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs. On comprend la difficulté qu'il y a à définir ces coûts évités et le rôle important qui incombera alors à la commission de régulation pour leur évaluation.

L'article 11 donne la possibilité aux collectivités locales d'exploiter des unités de production décentralisée utilisant les énergies renouvelables, notamment hydrauliques et de valorisation des déchets ou de cogénération lorsque la puissance de ces installations ne dépasse pas 8 000 kVA et lorsque cette cogénération alimente un réseau de chaleur. Par ailleurs, la production décentralisée (qualifiée alors de « **production d'électricité de proximité** ») est reconnue comme alternative à l'extension d'un réseau de distribution ; la limite de puissance n'est pas définie par la loi, un décret devant déterminer cette puissance.

La production décentralisée est aussi évoquée directement ou indirectement, dans la loi 2000/108 du 10/2/2000, lorsqu'il est précisé que la loi institue un « **fonds du service public de la production d'électricité** ». Ce fonds a vocation à compenser : (1) les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain ; (2) les surcoûts résultant, le cas échéant, de l'obligation d'achat de l'électricité produite en France par la valorisation des déchets ménagers ou, dans certaines limites de puissance, par des installations utilisant des énergies renouvelables ou des techniques performantes telles la cogénération ; (3) les charges dites de « coûts échoués » liés aux contrats du type « appel modulable » passés il y a quelques années par EDF avec des producteurs autonomes de pointe. L'ordre de grandeur des charges à compenser en raison de l'obligation d'achat est de 400 à 2 035 MF par an ¹.

Ces chiffres montrent que la production décentralisée est aujourd'hui plus onéreuse que la production centralisée, même si les évaluations divergent (calculs réalisés par EDF et la DGEMP/DIGEC) elles indiquent que l'ouverture à la production décentralisée, aujourd'hui, pèse sur les coûts de la production en général. Les modes de production décentralisée recouvrent des opérations de dépollution (valorisation de déchets) et des technologies dont les impacts sur l'environnement sont très faibles (en particulier au regard de l'effet de serre), le montant des charges ci-dessus ne tient pas compte, semble-t-il, des bénéfices liés aux externalités positives.

Cette situation est transitoire : le « fonds de la production », à la différence du « fonds de péréquation de l'électricité » ², a pour vocation le soutien temporaire

(1) Cité par le rapport « *Evaluation des missions de service public de l'électricité* ». Les estimations d'EDF et de la DIGEC divergent considérablement, ce qui montre la difficulté d'estimer les impacts de l'insertion de la production décentralisée dans le parc de production.

(2) Instauré par la Loi de 46, reconduit par la Loi de 2000, son objet est de compenser les effets de la structure du réseau.

- Etude n° 4 -

à des types de combustibles (déchets et énergies renouvelables) et de technologies (énergies renouvelables et cogénération) en phase d'apprentissage, le législateur reconnaît la nécessité de soutenir ces efforts. A terme, ce soutien disparaîtra et les modes de production en question se développeront par eux-mêmes dans un univers concurrentiel (mais qui devra traduire économiquement les externalités positives). On sait que dans de nombreux pays, en particulier en Europe, la production décentralisée est présente depuis longtemps. L'exception française est difficilement tenable, tout au moins à l'horizon de long terme qui intéresse la présente étude ; comme dans tous les pays d'Europe les principes stipulés par la politique énergétique européenne s'imposent : libéralisation et ouverture des marchés, internalisation des impacts environnementaux, diffusion des progrès technologiques et accroissement de l'efficacité des moyens de production, de transport et de distribution, réduction des émissions de gaz à effet de serre, etc. Tous ces éléments contribueront au développement, à une échelle significative, de l'énergie décentralisée.

2.1.2. Ebauche du futur cadre institutionnel et légal du système électrique

La lente et difficile maturation de la loi 2000/108 ne doit pas faire illusion : le système électrique français est en profonde mutation. A peine trois mois après le vote de la loi on évoque déjà une anticipation des seuils d'éligibilité : dès 2001, donc avec deux ans d'avance, les utilisateurs d'au moins 9 GWh par an pourraient choisir leur fournisseur¹. Il faut donc envisager le marché de l'énergie décentralisée dans un environnement très différent de celui d'aujourd'hui, situation centralisée et monopolistique, avec une seule entreprise, publique, assurant toutes les fonctions (production, transport et distribution) simplement dissociées sur le plan comptable, comme l'exige la directive européenne, un ministère de tutelle passablement distant et une planification des moyens de production très centralisée et surtout l'absence d'un organisme indépendant en charge de la régulation du système.

A long terme, on ne peut imaginer la reconduction du schéma technique conventionnel : réseau de transport maillé 400 kV et croissance perpétuelle de ce réseau fondée sur l'application de la règle du N-1 et sur un coût de défaillance normatif et défini par la seule entreprise électrique², concurrence

(1) C'est même le souhait exprimé publiquement par le président d'EDF, François Roussey.

(2) Les critères de prise en compte de la défaillance du réseau de transport ont un impact très fort sur l'architecture de celui-ci. Actuellement, le développement du réseau

entre producteurs très limitée, collectivités ayant « oublié » leurs prérogatives en matière énergétique, cogénération et toute production décentralisée découragées, énergies renouvelables et options de dépollution ne faisant que de la figuration, consommateur réduit au rang d'utilisateur, etc.

Il faut se placer dans la perspective d'un marché européen de l'énergie ouvert et en expansion, comptant une multitude d'acteurs – dont de grandes compagnies électriques européennes - et une régulation efficace à l'échelle de chaque pays et peut-être même de l'Europe. Le GRT (gestionnaire du réseau de transport) est une entité indépendante qui a ses propres règles de gestion et qui est soumise aux prescriptions de la CRE (Commission de régulation de l'électricité). Les collectivités locales ont alors pleinement recouvré leurs droits en matière de réseaux, électrique en particulier, qu'elles gèrent au mieux des intérêts économiques de leurs administrés, en tenant compte des impératifs liés à l'environnement (tant local que global, soumis à l'application de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et à l'échange de permis d'émission négociables).

Tous les consommateurs sont « **éligibles** » et peuvent choisir leurs producteurs, parallèlement tout usager raccordé au réseau est aussi un producteur potentiel. Dans cette hypothèse, EDF-production est devenu un producteur indépendant parmi d'autres et EDF-distribution est un gestionnaire de réseaux de distribution sans lien direct ni préférentiel avec les producteurs et tout particulièrement EDF-production ¹. La production décentralisée est encouragée au maximum, dans le respect des règles environnementales (quotas d'émission de gaz à effet de serre) mais aussi à des fins de dépollution et d'exploitation de gisements énergétiques locaux.

Ce nouveau contexte d'une France décentralisée, répondant à une « logique de territoire », est susceptible de voir se développer la production décentralisée, c'est ce schéma qui est esquissé à la fin du présent chapitre après l'analyse des technologies et l'évolution des besoins.

est fondé sur la continuité de service malgré la défaillance d'un seul élément (c'est la règle dite du N-1 ce qui implique l'alimentation en boucle) et sur la prise en compte d'un coût de défaillance unique par lequel se mesure la rentabilité des investissements réalisés sur le réseau.

(1) L'indépendance du GRT s'affirmant rapidement, il est vraisemblable que celle du distributeur sera de plus en plus nécessaire pour qu'il puisse s'adapter aux conditions locales et répondre à la demande de ses clients. La notion de « GRD » (gestion du réseau de distribution) s'imposera rapidement.

2.2. Typologie des technologies recensées dans l'étude

Dans le cadre de cette étude et conjointement avec le groupe « Prospective technologique des filières non nucléaires » (Etude économique prospective des filières électriques nucléaires), une liste de technologies de production d'électricité et de chaleur (cogénération) a été élaborée. Ne sont reprises ici que les techniques dites de production non centralisée (de très petite à moyenne taille). Ces techniques ont été retenues sur des critères de différentes natures :

- la maturité technico-économique avérée ou à venir du mode de production ;
- la réponse à une demande des acteurs économiques, politiques et sociaux.

Ces critères reprennent les différentes attentes autour du développement attendu de la production non centralisée.

Le tableau suivant permet de visualiser le classement des différentes technologiques selon les critères de choix.

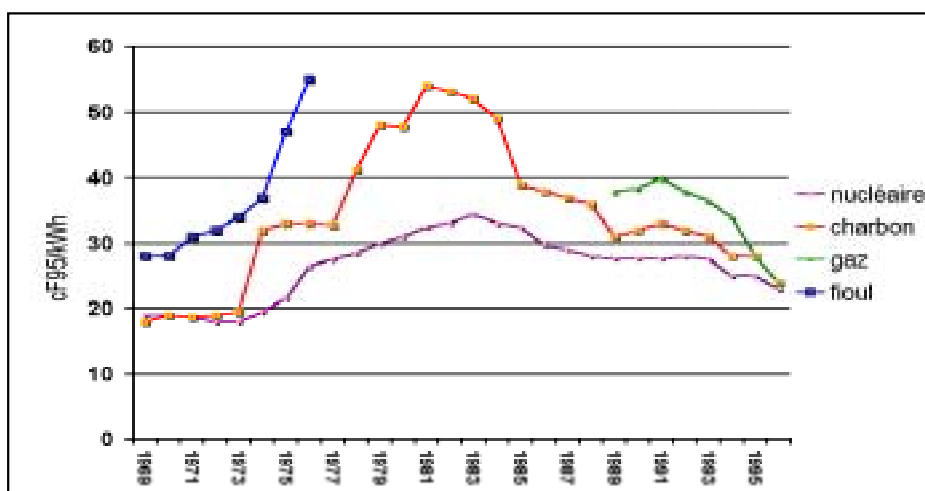
Technologies/filières de production décentralisée selon les critères de choix

	Demande sociale			
	Technologie de production non centralisée d'électricité	Proximité de la production énergétique Flexibilité	Valorisation des ressources locales	Gestion des déchets
	Maturité technique et économique avérée	Production dédiée et cogénération		
Maturité économique		* Moteur gaz ou FOL * Turbine à gaz à CC * Turbine à vapeur * Turbine à gaz – avancée * Micro-turbine * Pile à combustible à gaz naturel ou méthanol	* Micro-hydraulique * Solaire thermique * Géothermie * Combustion et cogénération à partir de biomasse * Aérogénérateurs * Photovoltaïque	* UIOM * Cycle combiné avec gazéification intégrée * Méthanisation des résidus agricoles ordures ménagères (OM) et déchets industriels banals (DIB) et des IAA
	Maturité technique et économique à venir			

Il apparaît que le choix d'une technologie ne répond pas à l'unique critère économique mais aussi à sa capacité à répondre à des attentes particulières telles que l'autonomie énergétique, la flexibilité d'usage ou la valorisation de ressources locales. Ces aspects qui sont des facteurs incitatifs au choix de

production non centralisée sont par ailleurs des orientations présentes dans les schémas régionaux de services collectifs de l'énergie ¹

Evolution du coût du kWh (en cF95) en base pour de nouvelles centrales pour les filières nucléaire, charbon, fuel et gaz ²



Par ailleurs, d'autres éléments viennent conforter l'idée que les choix des modes de production répondent à une logique plus large que celle de la sphère économique. En effet, la compétition entre les différentes filières énergétiques a considérablement réduit les écarts sur les coûts de revient. Ce mouvement de convergence constaté au début des années 90 a induit une mise au premier plan de facteurs plus politiques, organisationnels, sociaux et environnementaux dans les choix de production.

(1) L'article 17 de la « loi d'orientation pour l'aménagement et le développement durable du territoire » a organisé les modalités des schémas de service régionaux collectifs de l'énergie comprenant notamment des bilans sur les potentiels à exploiter en matière de cogénération et de production électrique à partir d'énergies renouvelables.

(2) P. Lederer & F. Falgarone (EDF), « La compétitivité des moyens de production de l'électricité », *Revue de l'énergie*, novembre 1997.

2.3. Les nouveaux paradigmes technico-économiques

En outre, un phénomène parallèle a perturbé les postulats classiques de la production électrique. En effet, l'effet conjoint de l'avènement du cycle combiné et du développement des cogénérations par turbines à gaz a mis en évidence la fin d'une loi d'airain du secteur électrique : **la prédominance de l'effet d'échelle sur l'effet de série**. Avec des performances globales allant de 55 % pour les cycles combinés à 85 % pour les cogénérations, ces équipements ont rattrapé l'avantage structurel de la production de grande échelle et aujourd'hui ces équipements fabriqués en grandes séries voient leur coût unitaire de production décroître de façon significative.

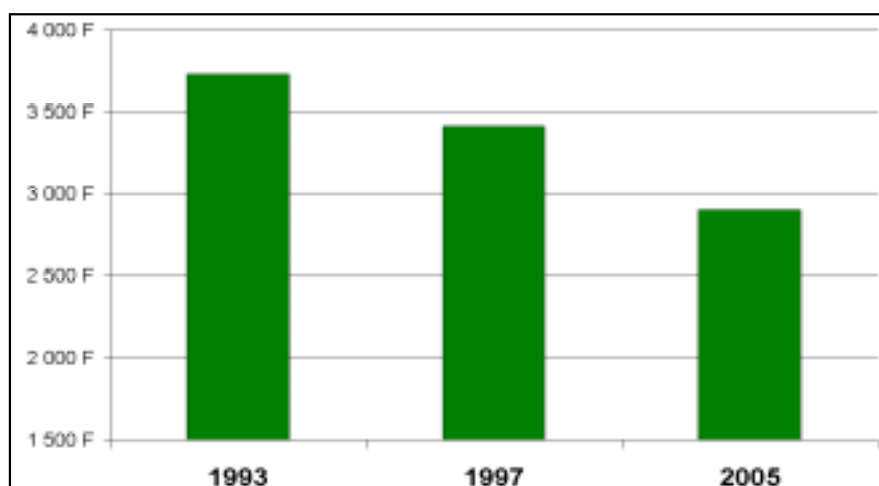
Concernant les cycles combinés, les coûts de construction de référence de la DIGEC de 1997 sont 10 % inférieurs à ceux de 1993 (3 400 F₉₇/kWe). Les coûts de référence internationaux s'inscrivent dans une fourchette comprise entre 2 200 F₉₇/kWe (Etats Unis) et 4 100 F₉₇/kWe (Danemark)¹. A l'horizon 2005, l'étude DIGEC 97 retient une valeur de 2 900 F/kWe.

Par ailleurs, entre 1997 et 2005, il est prévu une amélioration de l'ordre de 5 points du rendement électrique de ces installations (de 52 à 57% sur PCI)².

(1) Agence internationale de l'Energie (AIE) & Agence pour l'énergie nucléaire, « Prévisions des coûts de production de l'électricité - Mise à jour 1998 ».

(2) Pages 35 et 38 du rapport DIGEC 1997.

Turbine à gaz à cycle combiné
Evolution du coût de construction par kW_e ¹



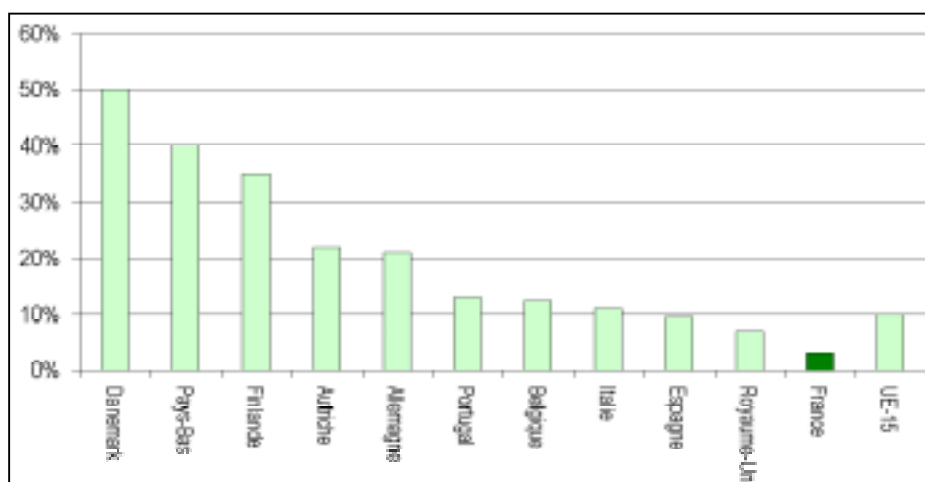
Il apparaît évident que l'émergence de la première disposition (décret de 1994) et du contrat de cogénération de 1997 ont joué le rôle de catalyseurs pour l'implantation d'unités de cogénération en France. La technique et son caractère économique préexistaient ; c'est le cadre légal qui a permis son développement récent. En l'espace de moins de trois ans (de 1997 à la mi-99), la capacité installée d'une grande unité centralisée a pu ainsi être créée.

Malgré cette accélération remarquable au cours des dernières années, la France est très en retard, par sa puissance totale installée en cogénération, par rapport à ses partenaires européens (onzième rang en pourcentage de la puissance totale installée).

(1) Ces chiffres concernent un fonctionnement en semi-base et sont issus des deux rapports DIGEC 1993 et 1997 sur les « coûts de référence » de la production électrique. Ces coûts sont en francs courants et ne comprennent pas (pour les trois périodes) les intérêts intercalaires et les frais de maîtrise d'œuvre.

- Etude n° 4 -

Part de la cogénération dans la production d'électricité dans les pays de l'UE ¹



Pour autant, cette part peut sensiblement varier et s'approcher du niveau moyen européen si la cogénération bénéficie de dispositions favorables (fiscales pour l'essentiel) dans le cadre par exemple du programme de lutte européen contre le changement climatique. Avec un potentiel ² identifié et mobilisable supérieur à une dizaine de GWe (hors petit tertiaire et résidentiel), la cogénération peut devenir une capacité déterminante pour la semi-base en France.

2.4. Du produit vers le service

On peut dénombrer trois modes de différenciation de la fourniture électrique. La segmentation de l'offre, s'identifiant à la notion de service, permet au mieux l'adéquation avec les différents types de demande. Les trois modes présentés ³ ci-après sont des invariants de la distribution électrique mais permettent d'entrevoir un positionnement opportun de la production décentralisée.

(1) Source : Unipede - COGEN Europe.

(2) Etude ADEME - CEREN – ERDYN : le potentiel de cogénération en France – 1996.

(3) Eléments repris de l'article : P. Moncada Paternò Castello & A. Soria (1997) « Selling Energy Services, not Just Electricity: Towards a Tertiarization of EU Electricity Utilities », Institut de prospective technologie de Séville (IPTS) - Commission Européenne.

La période de fourniture constitue pour l'heure le principal mode de différenciation. Le tarif de l'électricité varie selon la période horo-saisonnière de fourniture, selon la structure de la génération et le système de transmission. Les récents développements technologiques tels que les systèmes automatisés de communication permettent d'équilibrer en continu l'offre et l'appel au réseau.

Pour exemple, en France, l'interface clientèle communicante¹ (ICC) d'EDF-GDF services permet un échange d'informations entre le client et son centre de services électriques. En effet, le programme « *Tempo* » gère au mieux la charge électrique de l'habitation pour minimiser dans la mesure du possible la facture électrique au regard à la structure tarifaire. Cet outil réalise le délestage et la mise en service d'équipements par une interface de communication pouvant piloter par exemple un cumulus électrique d'ECS. Cette nouvelle notion du service (optimisation tarifaire) est une expérience réussie où un producteur centralisé d'électricité franchit le seuil du compteur pour intervenir chez le client.

La qualité de l'électricité peut avoir des significations différentes pour les différents utilisateurs finaux. La disponibilité de la puissance effectivement appelée ainsi que des caractéristiques particulières tels que la fréquence ou le voltage sont facturés de façon séparée.

La source de génération de l'électricité est une préoccupation grandissante d'une partie de la clientèle soucieuse de son environnement local et global. De tels clients peuvent être prédisposés à payer un sur-tarif pour une électricité produite à partir d'une source renouvelable. Cette pratique, encore en discussion en France², permet à près d'un américain³ sur trois de choisir entre de l'électricité conventionnelle et une autre dite « verte ».

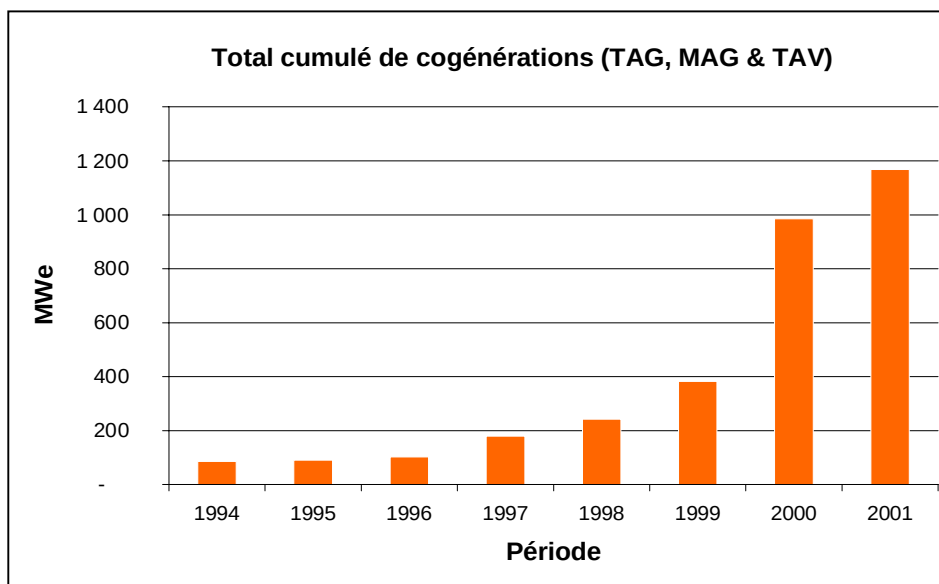
(1) E. Mathieu, Ph. Pennier, C. Foucher & N. Bailly (1996) « Une nouvelle interface clientèle domestique pour de nouveaux services » - *Épure - Electricité de France. Direction des Etudes et Recherches*.

(2) Daniel Haloo & Denis Baupin « Du courant « vert », pourquoi pas ? », *Les Echos* du 6/03/2000.

(3) Trois articles disponibles sur le site du National Renewable Energy Laboratory (Etats-Unis) « www.nrel.gov » présentent les différents aspects des certificats verts : B.Swezey & L. Bird (1999), « *Information Brief on Green Power Marketing, 4th Edition* ». - B.C. Farhar (1999), « *Willingness to Pay for Electricity from Renewable Resources: a Review of Utility Market Research* ». - W-R-K Porter, J. Fang & A. Houston (1999), « *Green Power Marketing in Retail Competition: An Early Assessment* » avec le Lawrence Berkeley National Laboratory.

Cette préoccupation de proximité et de qualité de fourniture couplée à celle de l'optimisation tarifaire a été la base du développement d'une nouvelle génération de services industriels. En effet, dans le mouvement d'externalisation¹ des différentes fonctions de l'entreprise (nettoyage, sécurité, transport, etc.) que l'on a constaté dans les années 90, un nouveau concept de gestion des utilités a émergé : les « *Energy Service Company* » (ESCo) proposent aux industriels ou aux exploitants d'installations (par exemple, chaufferies dans le résidentiel ou le tertiaire) de prendre en charge, par le biais d'un **tiers-financement**, la gestion de leurs équipements énergétiques et se rémunèrent sur les économies réalisées. Dans ce cadre la production sur site de l'électricité et de la chaleur-vapeur constitue une des principales options du service rendu par ces sociétés. A titre d'information, la filiale d'un grand groupe français annonce qu'elle gère un parc de production lié au « **facilities management** » de l'ordre du GWe. Ci-après, le graphique présente la rapide évolution de cette activité au sein de cette ESCo.

Evolution du parc de production décentralisée d'une ESCo française



Ces deux derniers points (qualité - disponibilité de la source de production) ont été les facteurs dynamisants de l'essor de la production décentralisée aux Etats-

(1) L'Usine Nouvelle n°2701 du 16 septembre 1999, « Le développement de la délégation de services dans les entreprises - Energie et Déchets ».

Unis. En effet, dans le cadre de différents programmes de promotion de **la production dite « distribuée »**¹, les différents motifs que sont la sécurité d'approvisionnement, la réactivité sans pénalité à la variation de la charge ainsi que la préoccupation environnementale ont permis d'intégrer au mieux la production décentralisée dans le parc de production électrique.

En France, la difficulté rencontrée à transposer dans les textes et dans les faits l'ouverture du marché de l'électricité, effective à l'échelle européenne, a jusqu'à présent occulté les véritables enjeux associés à l'apparition de la concurrence au niveau de la fourniture d'électricité. Les compagnies d'électricité qui sortiront vainqueur du marché qui s'instaure seront celles qui réussiront à fournir aux consommateurs un produit énergétique personnalisé plus qu'un kWh à bas prix. Les compagnies – anciennes et nouvelles – doivent donc faire porter leur attention plus sur **le service** et adapter leur offre. Dans cette perspective la production décentralisée apporte un élément de souplesse incontestable².

La France décentralisée

Dès aujourd'hui la **notion d'usager** a vécu : le fournisseur unique, le tarif - quasiment unique et péréqué - imposé, par un seul opérateur public, ne sont plus que des souvenirs dans la plupart des pays. Même en France, **le client** est au centre des attentions du seul, et bientôt des opérateur(s). Mais le chemin à parcourir reste encore long pour que le consommateur d'énergie devienne un véritable **partenaire**, en interaction constante avec les opérateurs, producteurs, transporteurs et distributeurs ; c'est cependant ce qui se dessine, avec la clientèle industrielle notamment et ce qui était sous-jacent au contrat de cogénération. L'avenir est à l'intégration : le consommateur devient **acteur** du système, il vend et achète librement sur les réseaux (distribution et transport) placé non plus sous la tutelle mais sous l'autorité régulatrice indépendante.

Cette évolution, caractéristique du système électrique, est en cours, elle procède de la « déconstruction » du système énergétique, dans lequel la production décentralisée, mais aussi la MDE (maîtrise de la demande d'énergie) ont une place de choix.

Elle est aussi conforme aux changements qui se dessinent dans tous les autres domaines : à moyen et long terme le système électrique s'intégrera dans une nouvelle logique administrative, économique et sociale, si la production

(1) *Distributed Utility* (voir plus loin le concept de « *Distributed Utility Planning* »).

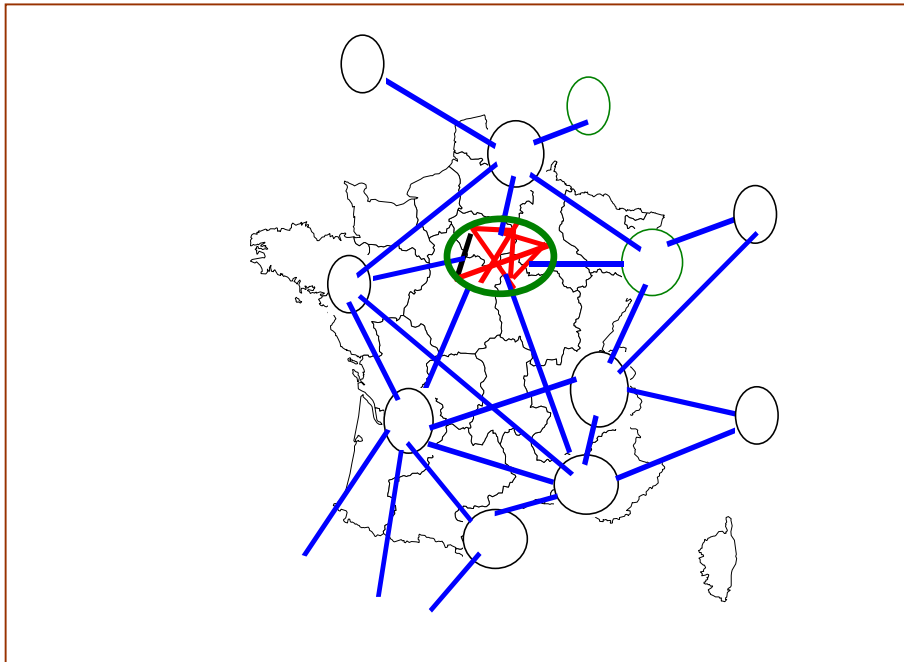
(2) *Op. cité* (note 25).

- Etude n° 4 -

électrique se décentralise et s'intègre c'est parce que la France, dans toutes ses composantes, aura évolué vers une autre forme d'organisation.

Cette logique, c'est celle de la « **France maillée** », schéma de développement cher à la DATAR ¹, envisagé pour 2020. Dans ce schéma, de grands systèmes urbains polycentriques s'appuyant sur une recomposition en grandes régions (peut-être six) structurent l'espace économique et social. Pourquoi ne pas imaginer des réseaux électriques locaux à l'échelle de ces régions, à l'horizon est 2020 et au-delà ?

La France maillée, équilibrée par grandes aires urbaines polycentriques



Dans cette perspective, les réseaux de distribution électrique sont gérés par des entités locales, émanations des collectivités, ils sont raccordés au **réseau de transport** qui assure l'approvisionnement et l'enlèvement de l'énergie à la demande des réseaux locaux de distribution. Les producteurs d'électricité spécialisés (forte puissance) approvisionnent leurs clients par l'intermédiaire du

(1) « Aménager la France de 2020-Mettre les territoires en mouvement » – DATAR (juillet 2000). Il faudrait en fait parler « d'Europe maillée », notion à laquelle ne manquera pas de faire référence le débat sur l'Europe fédérale.

réseau de transport puis du réseau de distribution géré par les compagnies locales qui assurent une grande partie des échanges entre producteurs dédiés, consommateurs purs et consommateurs-producteurs. Le GRT planifie les besoins et adapte ses capacités de transport en fonction des demandes qui lui sont adressées et des échanges qu'il anticipe.

Dans ce schéma, l'optimisation se fait d'abord au niveau local, les producteurs et distributeurs locaux servent d'abord les clients les plus proches et le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) exploite au mieux les capacités locales pour répondre à la demande que lui adressent les consommateurs et les compagnies locales de fourniture, en se démarquant le plus possible du réseau de transport et de producteurs éloignés. Le distributeur assure la sécurité des approvisionnements selon des règles qui peuvent être variables selon les types de clients et symétriquement elle peut aussi enlever l'énergie de producteurs qui s'engagent par exemple à pallier les défaillances du réseau. Les compagnies locales, encouragées en cela par les collectivités territoriales qui leur ont délégué leurs prérogatives, soutiennent la production contribuant à la dépollution (locale et globale) et valorisant les ressources locales, elles sont aussi incitées à faire de la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) car leurs ressources proviennent plus de la prestation de **services énergétiques** que de la vente de kWh physiques. Le gestionnaire de réseau de distribution a la charge du renforcement et de l'extension du réseau (comme aujourd'hui les syndicats d'électrification rurale et a tout intérêt à limiter les investissements qu'induisent les fortes augmentations de consommation. Le GRD et les compagnies locales de fourniture électrique ont par contre la possibilité d'intervenir en aval du compteur, moyennant une procédure de concertation à définir.

Ces mécanismes s'intègrent dans une **logique de territoire** plus que de réseau, les notions de péréquation, d'égalité de service et de prise en compte de la défaillance ont alors passablement évolué. Dans ce cadre la production décentralisée prend une place importante dans la mesure où sa compétitivité est assurée vis à vis de la fourniture réseau. Le calcul économique tient compte de la dimension environnementale, qui n'est plus seulement passive, elle est dynamique et se matérialise en quatre dimensions :

- valorisation des potentiels de déchets, fonction d'élimination et de neutralisation de ces déchets ;
- diminution des émissions de polluants atmosphériques à impact local ;
- diminution ou substitution d'émissions de gaz à effet de serre ;
- substitution à la création ou au renforcement de lignes de transport (THT) ou de distribution.

- Etude n° 4 -

Tout cela ne procède pas d'une vision utopique de l'avenir, pour une large part ces mécanismes s'illustrent dans les expériences américaines et européennes qui bénéficient d'une large expérience : l'IRP (Integrated resources planning) et la MDE (Maîtrise de la Demande d'Electricité - DSM en anglais), mais aussi le Distributed Utility Planning (DUP) et le netmetering.

Ces deux derniers concepts sont particulièrement intéressants dans la mise en œuvre de la production décentralisée. Le DUP combine l'appel à la production décentralisée et la MDE pour épauler le système centralisé (production et réseaux de transport et de distribution) pour optimiser la fourniture de services électriques au bénéfice des consommateurs. Le netmetering fait référence à l'intégration consommateur – producteur : le comptage des kWh se fait dans un sens et dans l'autre, le résultat net exprime la fourniture ou l'appel au réseau. Le système est en usage aux Etats-Unis depuis une vingtaine d'années ; sous l'égide de l'autorité de régulation, les compagnies de distribution signent des contrats avec des consommateurs potentiellement producteurs sur la base d'engagements mutuels de fourniture et de reprise.

3. Caractérisation des techniques actuelles et futures de production décentralisée

Une dizaine de techniques ont été retenues dans différentes gammes de puissance. Ces techniques sont à des degrés de maturité technologique et économique assez contrastés et recouvrent des besoins et des secteurs relativement hétérogènes. Cependant, chacune de ces technologies possède la capacité actuelle ou future à répondre à une demande de production d'électricité. Les soucis de rentabilité, de flexibilité ou d'autonomie peuvent se croiser avec les différents profils et attentes des consommateurs-producteurs.

La liste de technologies-filières retenues prend en compte ces différents aspects : turbine à combustion (cycle simple ou combiné), turbine à vapeur, moteur à combustion, IGCC (cycle combiné avec gazéification intégrée), pile à combustible, cogénération (gaz, fioul, biomasse), éolien, photovoltaïque.

Les gammes de puissance de ces différentes installations ou filières varient de quelques kWe à plus de 250 MWe. Chaque couple « technique – gamme » est caractérisé, pour les différentes années de la prospective technologique, pour la période 2000-2050 par pas de dix ans.

3.1. Coûts projetés et cycle de vie

La première donnée d'évaluation est l'**évolution du coût unitaire** d'installation exprimée en F_{99}/kWe (coût constructeur). Elle permet de comparer les effets de séries et d'échelle d'une solution donnée par rapport aux options alternatives. Ces évolutions sont contrastées dans le temps selon le type de technologie car le passé industriel de chaque filière influence sa marge de progression. En effet, le potentiel de réduction des coûts unitaires est plus important pour une filière novatrice que pour une filière classique car l'apprentissage industriel de sa production et de son utilisation est à réaliser. Le concept de courbe d'apprentissage permet d'établir une prospective sur l'évolution des coûts unitaires de chaque solution.

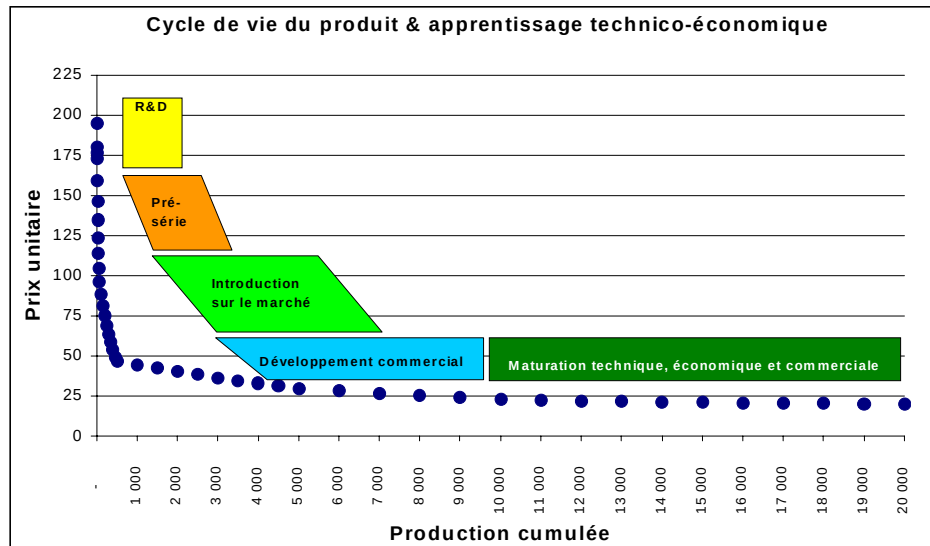
Pour un produit donné, la décroissance de son coût unitaire est fonction de sa production cumulée. L'un des principes de la théorie du cycle de vie¹ des produits est basé sur cette constatation. On peut distinguer différentes phases dans la décroissance du prix unitaire d'un produit innovant :

- recherche & développement (*reflète le coût du projet*) ;
- pré-série (*dumping partiel intégrant le risque et la participation à la fiabilisation*) ;
- introduction sur le marché (*coût réel en décroissance dû à l'amortissement R & D, marchés - niches*) ;
- développement commercial (*décroissance rapide due aux économies de série*) ;
- maturation technique, économique et commerciale (*décroissance lente car épuisement de l'effet de série*).

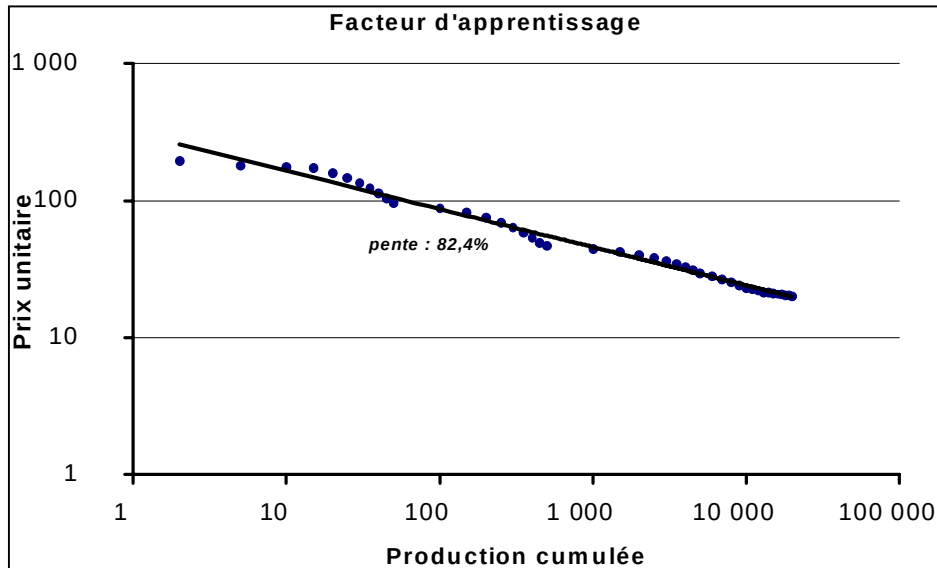
Pour chacune des technologies de production décentralisée d'électricité, le degré de compétitivité de la solution a permis d'identifier sa phase de développement.

(1) Robert Vernon (1966) « *International investment and international trade in the product life cycle* », *Quarterly journal of economics*, n° 80, p. 190-207. Robert Vernon (1979), « *The product life cycle in a new economic environment* », *Oxford bulletin of economics and statistics*, n° 41, p. 255-267.

- Etude n° 4 -



A partir de ce type de courbe, le concept d'apprentissage se ramène à un simple facteur que l'on peut identifier statistiquement. Si l'on représente la courbe précédente (hyperbole du type e^{-x}) dans un repère log-log, la pente de cette droite exprimera le facteur d'apprentissage de cette technologie. Ce facteur se comprend comme la corrélation entre le doublement de la production cumulée et la décroissance du coût unitaire de production. Pour une pente α le coût unitaire de production décroîtra de $(1-\alpha)$ quand la production doublera (concept de « *progress ratio* »).



Dans le cas présent, quand la production cumulée double le coût unitaire diminue de 17,6 %.

La courbe d'apprentissage est à comprendre comme un outil de décision sur des stratégies à long terme plus qu'un concept prédictif de court terme¹. C'est la position exprimée par l'un des spécialistes de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), Clas Otto Wein, dans un ouvrage² à paraître au cours de l'année 2000.

3.2. L'apprentissage des technologies actuelles

Le projet européen ATLAS a recensé sur trois périodes de cinq années (1980-1995) les caractéristiques technico-économiques d'installations de production

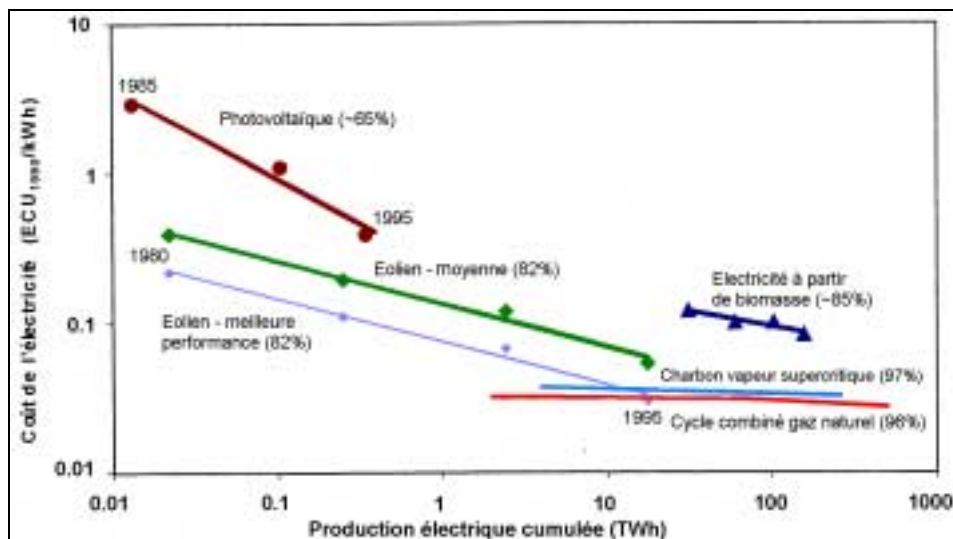
(1) Traduit de l'anglais : « La courbe d'apprentissage est plus un outil stratégique de long terme qu'un concept tactique de court terme. Elle résume les effets combinés d'un grand nombre de facteurs...Elle ne peut être utilisée de façon fiable comme variable de contrôle ou pour de l'aide à la décision de court terme. Mais dans le cadre d'une stratégie de compétition, la courbe d'apprentissage est un instrument puissant ». D.L. Bodde (1976), « Riding the Experience Curve », Technology Review.

(2) Agence internationale de l'Energie (2000), « Experience Curves for Energy Technology Policy », C. Otto Wein - Paris.

- Etude n° 4 -

électrique (photovoltaïque, éolien, biomasse). Ces données ont permis d'élaborer la courbe d'apprentissage des technologies renouvelables. Pour le cycle combiné gaz, les travaux de Claeson (1999) ont recensé les données européennes.

Sélection de technologies de production d'électricité en Europe 1980-1995 ¹



Sur cette figure sont repris les principaux résultats de compilation des courbes d'apprentissage ². Il apparaît que les technologies éprouvées (cycle combiné gaz, centrale charbon, cogénération biomasse) ont des facteurs de réduction plus faible que les filières émergentes. Ces pentes reflètent assez bien l'historique des technologies thermiques classiques. Cependant, le graphique reprend ici les données sous l'angle de la production et donc amortit l'effet d'innovation des nouveaux entrants.

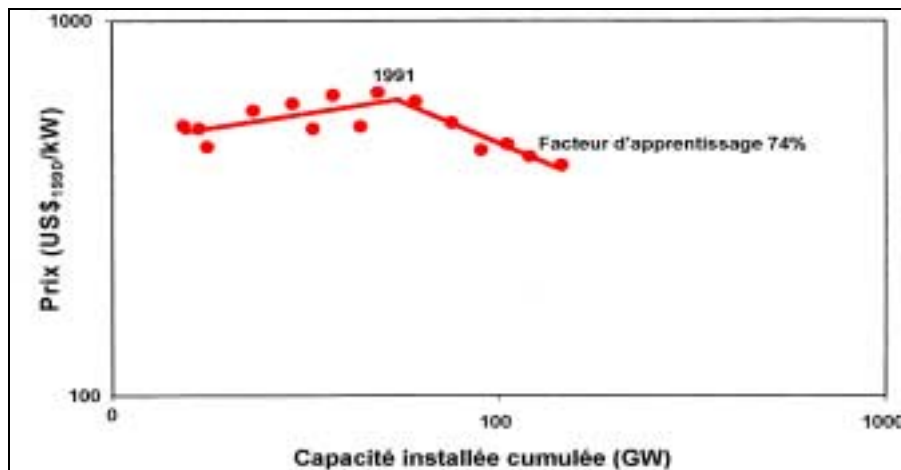
Un coup de projecteur sur la technologie du cycle combiné au gaz naturel au travers des coûts d'installation et de ses volumes de ventes met en évidence une rupture technique et commerciale qui n'apparaît pas dans le précédent graphique. En effet, le prix de départ se comporte comme une « ombrelle » vis-à-vis de la décroissance effective des coûts et de l'amortissement des engagements de R & D. Ces prix correspondent à des marchés - niches relativement captifs de la technologie. Par la suite, la pénétration sur le marché

(1) *op.cit.*(19), figure 1.5. p9

(2) Claeson (1999) et Wein (2000).

de référence nécessite une corrélation plus étroite entre le coût et le prix de la technologie.

Coûts d'investissement d'un cycle combiné au gaz naturel 1981-1997 ¹



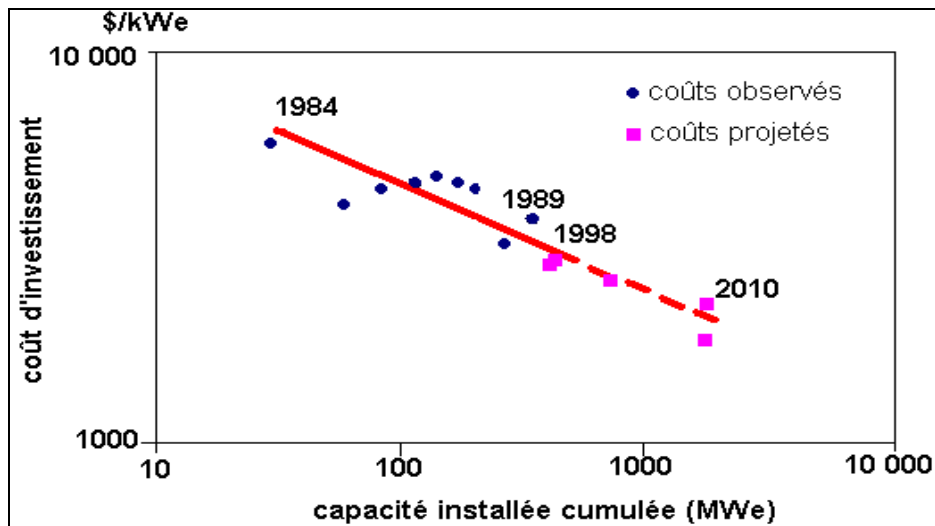
A partir de ce constat, il apparaît que la prévision d'une rupture technologique, par son impact économique, peut re-dynamiser des filières technologiques dites classiques.

L'autre intérêt de ce type d'outils, en dehors de permettre un positionnement entre plusieurs filières, est son pouvoir prédictif. En effet, les tendances lourdes constatées dans ces graphiques ont une prédictibilité rétrospective relativement intéressante. A ce titre, elles peuvent servir de base à une analyse prospective.

(1) Claeson (1999) cité par C.O. Wein in « *Experience Curves for Energy Technology Policy* ». Les prix des installations sont celles de l'Europe et de l'ALENA.

- Etude n° 4 -

Projection des coûts unitaires d'investissement pour les fours solaires de production d'électricité ¹



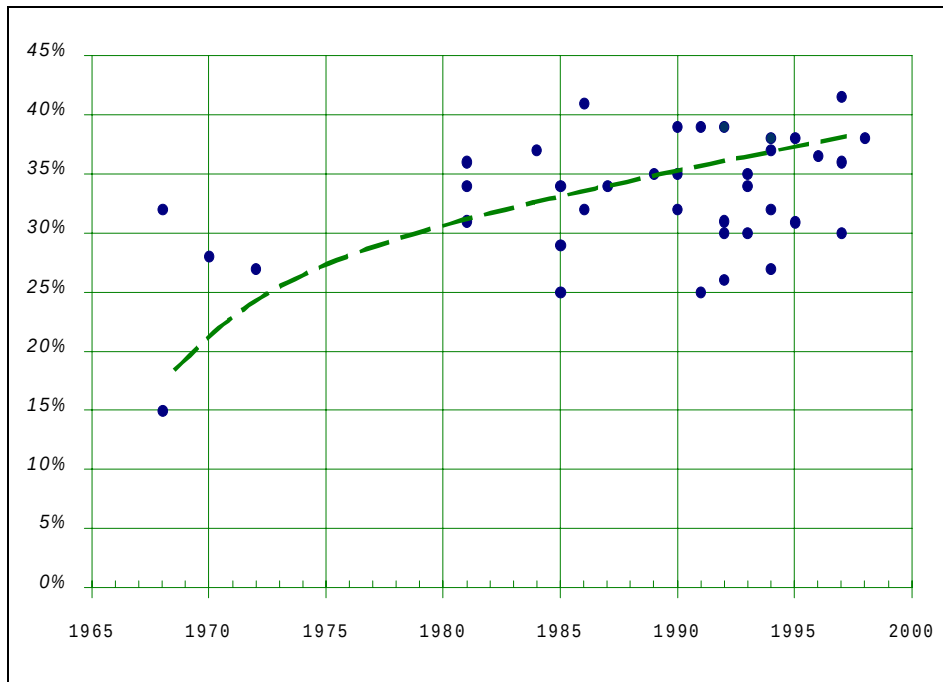
Ce type de projection permet à la fois de définir des horizons de production et de confronter des objectifs de R & D à la lumière de l'historique industrielle.

3.3. Des rendements électriques croissants

L'amélioration des rendements de production d'énergie mécanique est continue et a fait de très gros progrès au cours des quinze dernières années. L'amélioration des technologies et des matériaux permet d'approcher la limite que constitue le rendement de Carnot. C'est aussi l'arbitrage entre productions de chaleur et d'électricité qui permet d'améliorer le rendement global des installations et de limiter les effluents de chaleur.

(1) Irving Spiewak (1996), « Solar Thermal Energy Technology: Potential for a Major European Industry », IPTS - Institut de prospective technologique de Séville, Commission Européenne.

Amélioration du rendement des turbines à combustion¹
(en abscisse : première année de commercialisation)



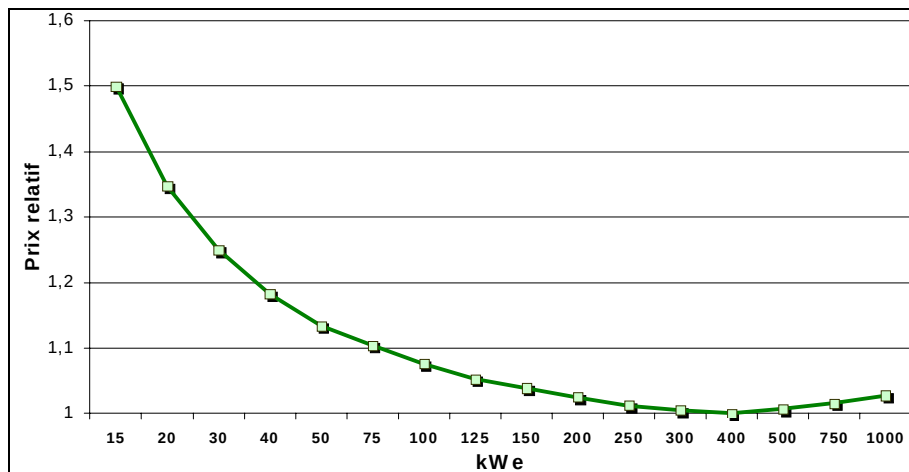
3.4. D'autres éléments d'évaluation

En complément de ces courbes d'apprentissage industriel, il est intéressant d'affiner la démarche prospective sur la base d'éléments technico-économiques avérés. C'est le cas, par exemple, de la décroissance des coûts unitaires d'installations (par kWe) en fonction de la taille de l'équipement. En effet, au sein même d'une filière technique on peut constater des différences significatives sur ce point si l'on compare le coût en capital pour une installation de petite taille (quelques kWe) par rapport à celui d'une grande installation (plusieurs centaines de kWe). A ce titre, le graphique suivant illustre bien cette loi technico-économique.

(1) Document KVAERNER Process.

- Etude n° 4 -

**Prix relatif par kW_e des moteurs de cogénération
sur la base d'un moteur d'une capacité de 400 kW_e ¹**



3.5. Aujourd'hui : les technologies classiques de production

3.5.1. Moteur à combustion en cogénération

Ces moteurs sont utilisés pour la cogénération d'électricité et de chaleur décentralisée de petite taille pour une gamme de puissance qui s'étend de 5 kW_e à 5 MW_e pour ceux fonctionnant au gaz naturel. Leur premier positionnement sur le marché de la production électrique a été le secours et ces dernières années cette technique s'est orientée plus spécifiquement vers la production en cogénération. Dans le parc actuel des installations de cogénération, le moteur à combustion représente 53 % des équipements utilisés ². En moyenne, la puissance installée unitaire est de l'ordre de 1 MW_e. En dépit d'un parc important, cette technique ne représente que 14 % de la puissance installée en cogénération en France (4,1 GW_e).

L'intérêt de cette technique est son rendement électrique moyen relativement élevé (37 %). Actuellement, des installations commercialisées présentent des

(1) Istituto Cooperativo per l'Innovazione (1992), « *Small-scale Cogeneration in non-residential Buildings* » - THERMIE / OPET - DG XVII.

(2) Etude CEREN pour le Secrétariat d'Etat à l'Industrie, « *le parc français des équipements de cogénération au 31.12.1997* ».

rendements électriques supérieurs à 42 %. Sa disponibilité très élevée (95 %) et sa rapidité de mise en œuvre font du moteur à combustion l'une des solutions énergétiques (électricité, chaleur) les mieux adaptées aux exigences multiples des secteurs industriel et tertiaire (le parc de moteurs a triplé entre 1993 et 1997).

**Evolution attendue des caractéristiques des moteurs à gaz (MAG)
en cogénération**

Moteur à gaz en cogénération	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement électrique	39,5 %	42 %	45 %	48 %	51 %	55 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans	25 ans	25 ans
Coût d'installation par kW _e (F99)	4500-6000	3900-5200	3400-4500	2900-4000	2500-3500	2200-3000
Emissions de CO ₂ g/kW _{he}	505	475	445	415	392	363

3.5.2. Turbine à combustion en cogénération

Cette technique de coproduction d'électricité et de chaleur est issue de la recherche et du développement de turbines aéronautiques. La turbine génère de l'électricité et les gaz de combustion permettent d'alimenter une chaudière.

Concernant le parc français, les turbines à combustion utilisent à 90 % du gaz naturel (le reste utilise d'autres gaz, le FOD ou le fuel lourd). La puissance unitaire se situe entre 5 et 10 MWe. Le rendement électrique s'est amélioré avec une moyenne de 24 % en 1994 à 31 % fin 1997. Les turbines à combustion en cogénération présentent actuellement des rendements de l'ordre de 40 %. Deux tiers des nouvelles puissances installées en cogénération sont des turbines à combustion.

En terme technologique, l'amélioration du cycle de récupération (échangeur entre air de sortie du compresseur et fumée sortie de la turbine) et l'utilisation de matériaux résistant à haute température rendent possible des rendements électriques de l'ordre de 45 % avec un objectif de coût comparable.

- Etude n° 4 -

D'un point de vue environnemental, l'optimisation de la combustion engendrera une réduction de 50 à 70 % des émissions de NOx (selon la puissance) et au-delà pour le CO.

A l'horizon 2020, les programmes internationaux de recherche et développement en technologie énergétique [DTI gas turbine programme (R.U.) - US DOE Vision 21 programme (USA)] tablent en cycle simple sur des rendements de l'ordre de 52 % avec un coût de revient en baisse d'un quart.

**Programme de développement des turbines à combustion (TAC)
en cogénération**

TAC en cogénération	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement électrique	33 %	39 %	45 %	52 %	55 %	57 %
Durée de vie	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans
Coût d'installation par kWe (F99)	4100-7000	3550-6300	3000-5700	2700-5150	2550-4700	2430-4200
Emissions de CO ₂ g/kWhe	606	512	444	385	363	350

3.5.3. Aérogénérateur

Le principe d'un aérogénérateur ou éolienne, est de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique ou électrique. Il est composé d'un rotor, d'une transmission électrique et d'une génératrice qui transforment l'énergie mécanique en électricité. La capacité à générer de l'électricité est fonction de la disponibilité d'un vent de vitesse suffisante. A titre d'exemple, pour une éolienne de 300 kWe de puissance nominale et une vitesse de 5 m/s la puissance effective est de 4 kWe, à 9 m/s on obtient 122 kWe et à 14 m/s on atteint la puissance nominale. La rentabilité du projet est donc directement corrélée à la disponibilité et à la vitesse moyenne du vent. C'est le gisement physique qui oriente la localisation du projet. En terme de potentiel offshore, la France constitue le troisième gisement d'Europe (après le Royaume Uni et le Danemark) avec 475 TWh annuel (étude Border Wind - Juin 1998). Concernant le potentiel terrestre, il est évalué selon l'Association Européenne d'Energie Eolienne à quelque 75 TWh/an. Toutefois, il faut reconnaître que ces gisements sont le plus souvent à l'écart des zones peuplées car on construit rarement en zone ventée. L'économie de ces projets est donc aussi liée aux coûts de raccordement au réseau de transport ou de distribution. D'après un rapport

d'Espace Eolien Développement (BET français spécialisé dans l'éolien), le potentiel mobilisable serait de l'ordre de 10 % du gisement physique soit 50 TWh/an. (voir ci-après les conditions de cette estimation du potentiel technico-économique).

De l'ordre de 10 000 F du kWe pour une installation offshore, les coûts sont de 10 à 35 % plus bas pour les aérogénérateurs terrestres. Les principales améliorations techniques prévisibles concernent l'optimisation des pales et de la génératrice qui doivent se concrétiser à court terme par un rendement en hausse de ces installations qu'exprime le facteur de capacité (en nombre d'heures par an à puissance nominale).

Caractéristiques des aérogénérateurs en offshore

Eolienne 1-3 MWe	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Facteur de capacité (h)	2990	3105	3220	3335	3450	3565
Durée de vie	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans
Emissions de CO ₂ g/kWhe	0	0	0	0	0	0

Caractéristiques des aérogénérateurs terrestres

Eolienne 0,2-0,75 MWe	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Facteur de capacité (h)	2600	2700	2800	2900	3000	3100
Durée de vie	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans
Emissions de CO ₂ g/kWhe	0	0	0	0	0	0

3.6. Demain : les technologies de rupture

3.6.1. Mini et micro-turbines en cogénération

Les premières micro-turbines ont été conçues sur l'initiative de l'industrie automobile (Rover en 1945). Ce sont des applications énergétiques embarquées ou mobiles qui ont motivé la recherche dans ce domaine. Depuis une décennie, la turbine à combustion a acquis une maturité technique et industrielle dans le domaine de la production électrique de moyenne puissance. Ces cinq dernières années ont vu l'émergence d'une offre de très petites turbines entre 5 et

250 kWe pour des usages industriels, dans le tertiaire et dans le résidentiel. Les principaux constructeurs (ABB-zes, Elliott, Allied-Signal, MicroTurbo de TurboMéca, CES pour Electrodiesel, Capstone) ont investi de plain-pied le marché de la mini-cogénération en Europe, on y dénombre plus de dix mille installations ¹ mais seulement une trentaine en France. A elle seule, la Hollande compte 2 500 installations de petites tailles (avec une puissance moyenne de 125 kWe). A titre d'exemple, le parc de petites cogénérations situé dans la ville de Rottweil (25 000 habitants, Allemagne) couvre 20 % des besoins électriques de la ville ².

EDF a signé en mars 1999 un accord de commercialisation avec Allied Signal pour des micro-turbines en production décentralisée d'énergie (le produit phare de la gamme est une installation de 75 kWe, la Parallon actuellement en test à la DER-EDF). La commercialisation de ces installations se fait sous la forme de module prêt à l'emploi doté de trois entrées (gaz, air de combustion, eau à chauffer) et de trois sorties (fumées, chaleur, électricité). D'un point de vue ergonomique, ces modules sont proportionnellement 20 % moins lourds que des moyens concurrents avec une emprise relativement réduite (de la taille d'une chaudière individuelle sur pied pour un module de 5,5 kWe et de 12,5 kWth). Pour les aspects environnementaux, ces petites turbines peuvent accepter des combustibles de toute nature (gaz naturel, gaz liquide, gaz issu de méthanisation, etc.). D'autre part, comme pour les turbines de grande taille, l'optimisation de la combustion doit permettre une réduction sensible des émissions de NOx et de CO. La réduction des émissions de CO₂ est directement liée à l'amélioration du rendement global de l'installation (récupérateurs en particulier). Actuellement de l'ordre de 70 à 80 % (rendement électrique de 30 %), l'objectif annoncé par les constructeurs est de rattraper le niveau de rendement des grandes installations (40 % électrique). En terme de coûts d'installations, certains constructeurs annoncent des tarifs à moyen terme de l'ordre de 400 à 550 \$ du kWe ³. Cet objectif attendu des économies de série peut paraître très ambitieux à l'horizon 2005-2010. Cependant, l'enjeu que constitue la production sur site dans le résidentiel autorise un tel optimisme. En effet, la consommation de gaz naturel dans le résidentiel est actuellement de 121 TWh dont 94 % pour le chauffage et l'ECS (9 millions d'abonnés résidentiels). Un remplacement à l'identique des chaudières thermiques individuelles par un système de micro-cogénération permettrait une co-production d'électricité d'une trentaine de TWh avec un rendement électrique de 30 %.

(1) *Revue Energie Plus* n° 237 - décembre 1999.

(2) *Revue de l'électricité et de l'électronique* n° 7 - juillet 1998.

(3) *Revue EGSA Powerline* - novembre décembre 1998 (www.egsa.org).

Evolution attendue des caractéristiques des mini et micro-turbines

Mini et micro turbine en cogé	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement électrique	30 %	35 %	37 %	40 %	42 %	45 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans	25 ans	25 ans
Coût d'installation par kW _e (F99)	5000-8000	3000-6400	2000-5000	1500-4000	1300-3150	1100-2500
Emissions de CO ₂ g/kW _{he}	667	571	541	500	476	444

3.6.2. Moteur Stirling en cogénération

Le principe du moteur Stirling (du nom de son inventeur, un pasteur écossais du début du XIX^{ème} siècle) repose sur une combustion qui se réalise à l'extérieur du moteur. Par conséquent, il nécessite peu de maintenance car l'apport de chaleur externe épargne d'une usure liée à la combustion. D'autre part, la conception de ce moteur permet des réalisations de très petite taille (de l'ordre du kW_e). La gamme pré-commerciale disponible se situe entre 5 et 50 kW_e (pour une puissance thermique environ du double).

La combustion externe autorise un large spectre de combustibles et de sources de chaleur (énergie solaire ¹, combustibles conventionnels, biomasse, déchets). Actuellement, on dénombre cinq industriels impliqués dans le développement et la commercialisation de moteurs Stirling (Whisper Tech - Nouvelle Zélande, Sigma - Norvège, Sunpower – Etats-Unis, SIG - Suisse, STC – Etats-Unis). D'autres industriels se sont associés à ces démarches : British Gas, ENATEC. La frontière acceptable du point de vue économique est de l'ordre de 5 000 F du kW_e contre près du double actuellement. La production en série commerciale laisse augurer d'une baisse rapide de ce prix de marché (objectif en 2002 pour British Gas). Son marché-niche de référence est la production sur site d'électricité à basse tension (en 230 V et 50 Hz) et de chaleur à basse température : le secteur résidentiel représente le principal enjeu. Un calcul simpliste (12 millions de maisons individuelles * 2 500 kWh/an) donne la

(1) Cité dans « R.E.E. » n° 7 - Programme de recherche du DOE américain sur les solar « dish-Stirling » avec des rendements électriques proche de 30 % contre 10 à 15 % pour le photovoltaïque.

- Etude n° 4 -

mesure de l'enjeu : 8 % de la consommation nationale d'électricité. C'est l'enjeu de long terme de cette technologie qui sera en concurrence directe avec d'autres technologies de production in situ de chaleur et d'électricité.

Evolution envisagée des caractéristiques du moteur Stirling

Moteur Stirling	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement électrique	25 %	30 %	33 %	35 %	37 %	39 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans
Coût d'installation par kW _e (F99)	8500	6000	5100	4400	3800	3300
Emissions de CO ₂ g/kW _{he}	800	667	606	571	541	513

3.6.3. La pile à combustible

Parmi les filières technologiques énergétiques, la pile à combustible (PAC) est la solution présente une rupture technologique par rapport au schéma actuel de production d'électricité. En effet, cette technique reposant sur le principe inverse de l'électrolyse (anode : hydrogène, cathode : oxygène) permet en théorie un rendement électrique élevé. Ce procédé électrochimique fait l'économie de la conversion d'une énergie thermique en énergie mécanique en produisant directement de l'électricité. Cette rupture de la chaîne énergétique classique n'est pas la révolution du millénaire à venir, la première pile à combustible fut en effet imaginée au milieu du XIX^{ème} siècle ¹. Elle fonctionnait sur un mélange hydrogène - oxygène et à basse température. C'est resté une attraction de laboratoire jusqu'à la fin de la seconde guerre mondiale. Les premières réalisations d'ordre industriel sont les résultats de la recherche américaine menée par General Electric et Pratt & Whitney. Les programmes spatiaux ont permis de décliner ces concepts de façon concrète (GEMINI, SPACELAB, APOLLO, etc. ont utilisé des piles à combustible).

Depuis la crise pétrolière de 1973, la recherche publique dans ce domaine a été motivée par des soucis de recherche d'indépendance énergétique (efficacité

(1) William Grove, physicien anglais (1811-1896), a décrit la première pile à combustible en 1839. L'ouvrage de référence « On the Correlation of Physical Forces » (1846) est basé sur l'un des postulats de la « pile de Grove » : le magnétisme est à la base de l'électricité et inversement.

énergétique et diversification). En effet, les piles à combustibles peuvent utiliser une variété de combustibles qui incluent notamment le gaz naturel, le propane, le biogaz, le méthanol (obtention de l'hydrogène, combustible, par reformage) et bien sûr l'hydrogène.

D'autres caractéristiques ont renforcé l'intérêt pour cette filière au cours des dernières années :

- La modularité de ces équipements (par définition empilables) permet l'intégration à différents types de besoins (transport, industrie, tertiaire, résidentiel).
- Le rendement étant quasiment dé-corrélé de la taille de l'installation, une cellule de 100 W a un rendement électrique comparable à celui d'un système complet de 1 MW ¹.
- Il existe très peu de pertes liées au changement d'échelle.
- Le rendement électrique, qui peut atteindre 40 à 60 %, n'est pas limité par le principe de Carnot.
- Son faible impact sur l'environnement local (émissions sonores et émissions atmosphériques) la situe dans les technologies aptes à respecter les normes les plus sévères.

Les piles à combustible se différencient selon le type d'électrolyte utilisée. On distingue :

- AFC (alkaline fuel cell) : ce sont les plus anciennes. Embarquée dans les premiers programmes spatiaux, cette filière basse température est aujourd'hui quelque peu délaissée.
- MCFC (molten carbonate fuel cell) : ces piles à carbone fondu fonctionnent à haute température (>500 °C). Elles sont adaptées à une utilisation dans l'industrie en cogénération. Il existe en Californie une installation de 2 MWe.
- SOFC (solid oxide fuel cell) : elles fonctionnent à la température la plus élevée (entre 850 et 1000 °C). Ces piles concentrent actuellement les efforts de recherche car le rendement électrique (supérieur à 60 %) et l'utilisation industrielle de cette vapeur permettent des applications industrielles intéressantes. Des installations de 2 MWe sont actuellement à l'étude.

(1) Jean Jacques BEZIAN (1998), « Systèmes de piles à combustible pour la cogénération - Etat de l'art », Centre d'Energétique de l'Ecole des Mines de Paris - ADEME. Les éléments présentés par la suite reprennent les informations de cet ouvrage.

- Etude n° 4 -

- PEMFC (proton exchange membrane fuel cell) : elles peuvent démarrer à température ambiante mais atteignent un fonctionnement optimal à 80 °C. Leur principale caractéristique est une capacité de démarrage très rapide. Les principaux prototypes concernent des applications dans le domaine du transport.
- PAFC (phosphoric acid fuel cell) : ce sont actuellement les piles les plus répandues dans le monde. On en dénombre plus de 200 installations dans le domaine des puissances unitaires de 200 kWe (soit plus de 40 MWe installés). Avec une température de fonctionnement variant de 180 à 210 °C, et une chaleur utile disponible de l'ordre de 80°C, l'application statique la plus répandue est la cogénération. Le rendement électrique est proche de 42 %.
- DMFC (direct methanol fuel cell) : objet de recherche de la part des groupes industriels, cette pile au méthanol fonctionnant à basse température (< 80°C) résout en théorie le problème du réformage ou du stockage - distribution de l'hydrogène. En effet, cette pile fonctionne directement à partir du méthanol livré à l'état liquide. C'est la filière qui retient le plus l'intérêt pour ses applications dans le domaine des transports et la production délocalisée d'énergie.

Dans le tableau suivant sont repris les caractéristiques techniques et industrielles des différentes piles à combustibles.

Récapitulatif des caractéristiques des différents types de piles à combustible ¹

Type	SOFC	MCFC	PAFC	PEMFC	AFC	DMFC
Température (en °C)	800 – 1 000	650	160 - 210	50 - 100	70 - 100	70
Combustibles possibles	H ₂ , CO	H ₂ , CO, CH ₄ , méthanol	H ₂ , CO	H ₂	H ₂	méthanol
Puissances unitaires disponibles	10 kW	100 kW	250 kW	10 kW	100 kW	5 kW
Rendement électrique nominal	50-55 %	50-60 %	35-45 %	35-40 %	55-60 %	35-40 %
Applications actuelles ou envisagées	Production électrique	Production électrique, bateaux	Production électrique, bateaux, trains	Production électrique, transport, spatial	Production électrique, transport, spatial	Production électrique, transport
Industriels (producteurs ou R & D)	Westinghouse Fuji, Sulzer, Siemens, Alstom, EDF-DER	Toshiba, Messerschmidt General Electric	IFC, Fuji, Westinghouse Toshiba	Ballard, De Nora, IFC	ZEVCOR, Siemens, Astris	Shell, JPL, Hitachi, Siemens
Etat de l'art	Recherche	Recherche	Marché	Développé	Marché	Recherche

En France, on ne dénombre pour l'heure qu'une seule installation. Une pile PAFC de 200 kWe est actuellement en fonctionnement en cogénération sur un site résidentiel à Chelles (Seine et Marne). Les opérateurs EDF - GDF l'exploitent dans le cadre d'un réseau de chaleur pour une première opération de démonstration. Une deuxième opération est actuellement en préparation avec ces mêmes opérateurs associés au District de Forbach (Moselle) et le soutien d'une association locale de promotion des usages de l'hydrogène (Alphéa).

Au sujet des coûts d'installation des technologies de piles à combustible, la situation actuelle est caractérisée par le passage progressif de l'état de R & D à la pré-série industrielle. Les coûts annoncés pour ces premiers modules (type PAFC, de marque ONSITM PC25A) demeurent très élevés, de l'ordre de 18 000 F₉₉/kWe. L'objectif de moyen terme, raisonnable ², est de l'ordre de 5 000 F₉₉/kWe en 2005.

(1) op.cit Jean Jacques BEZIAN - CENERG (1998).

(2) op.cit Jean-Jacques BEZIAN - CENERG (1998).

- Etude n° 4 -

Cette réduction des coûts est réaliste, étant donnés les gains attendus sur la réduction du recours aux métaux nobles et la fabrication en série industrielle des électrodes et des plaques bi-polaires. A titre d'exemple, un constructeur annonce que pour une pile à combustible de 7 kWe, le montant de platine nécessaire au catalyseur était de 9 000 \$ en 1980 contre seulement 50 \$ aujourd'hui¹. La caractéristique principale de ces installations demeurant l'empilement de cellules standards, les gains sur la production en série sont évidents.

En parallèle à la production autonome d'électricité, la recherche sur la pile à combustible est aussi motivée par le souci des constructeurs automobiles de disposer dans les décennies à venir d'une alternative fiable au système actuel. Il est admis que si une telle technologie supplante² le classique moteur à explosion, la rupture technico-économique se situera plus sur les coûts unitaires que sur une nette amélioration du rendement électrique. Le point de rupture est estimé à 400 ou 500 F₉₉ du kWe installée. A ce coût, un moteur automobile d'une puissance équivalente à 50 kWe sera compétitif avec les solutions classiques (environ 20 000 F₉₉).

Ce marché de support que représente l'automobile, pour la recherche, le développement et la maturation économique est le principal vecteur de diffusion de la pile à combustible. Par analogie, il est intéressant de se souvenir du rôle primordial de la recherche aéronautique (notamment celle de Rolls-Royce) dans le développement et l'optimisation technico-économique des turboréacteurs. C'est ce marché support qui a permis l'émergence à la fin des années 80 des cycles combinés et des turbines à gaz avancées.

On peut donc retenir comme objectif de moyen à long terme une pile à combustible destinée au résidentiel de l'ordre de 3 000 à 4 000 F₉₉ pour une puissance de 4 kWe (soit moitié moins que le prix d'une chaudière gaz). Avec ceci, le problème lié au stockage et à la distribution de l'hydrogène aura disparu de fait avec ces PAC utilisant du méthanol. Cette solution s'accommode très

(1) Exemple tiré du site commercial www.plugpower.com présentant une pile à combustible de 7 kWe destinée au résidentiel.

(2) De Nora (Italie), Ballard (Canada) ou General Electric (Etats-Unis) ont passé des accords avec différents constructeurs automobiles (GM, Ford, Daimler-Chrysler) sur un développement des piles à combustible embarquées. En France, Renault participe à un consortium avec des partenaires italiens et suédois pour développer sur la base d'un break Renault une solution PAC à hydrogène liquide. Peugeot-Citroën participe pour sa part à un programme européen de réduction des coûts et du poids des piles à combustible (voir pour plus d'infos le site www.fuelcells.org).

bien de la densification croissante du tissu urbain et des problèmes de congestion dans l'acheminement de l'électricité en basse tension.

Pour illustrer cette approche, l'exemple du consortium formé en 1999 par le géant américain General Electric, la start-up ¹ new yorkaise PlugPower et Vaillant GmbH ² est représentatif de cette attente autour du potentiel de production décentralisée. En effet, il est prévu dans le courant 2001-2002 de commercialiser en Europe un système énergétique individuel fournissant de l'électricité et de la chaleur pour un usage résidentiel ³. Cet appareil basé sur une pile à combustible de 4,5 kW_e (réformant du gaz naturel) et une chaudière de 35 kW_{th} est annoncé avec un prix de 20 000 DM (soit 66 000 F). Avec un coût de l'ordre de 10 000 F₉₉ pour la chaudière 35 kW_{th}, on peut isoler un coût unitaire de l'ordre de 12 000 F₉₉ du kW_e soit une baisse d'un tiers du prix par rapport aux solutions actuelles (ONSI). Le potentiel de cet équipement est évalué à plus de 100 000 unités par an à l'horizon 2010 en Europe. L'apprentissage industriel sur cette technologie devrait considérablement amplifier cette réduction des coûts.

3.7. Après-demain : des technologies encore plus performantes

Les développements technologiques des équipements de production décentralisés, et la baisse des coûts qui en résulteraient, ne semblent pas approcher la saturation. On donne ci-après quelques indications qui laissent prévoir des augmentations à bon compte des quantités d'électricité produites. Ces informations ont un caractère illustratif, les données utilisées dans la suite de l'étude, en particulier pour l'évaluation de la compétitivité des équipements décentralisés et leurs parts de marché, sont issues du paragraphe précédent.

(1) Cette société à haut contenu technologique s'est spécialisée dans la micro-génération d'électricité à partir de pile à combustible. Le terme de start-up est ici approprié car la valorisation boursière de cette petite entreprise est basée sur le potentiel de son marché objectif alors qu'aucune unité de production de son produit n'existe (production en série prévue en 2002). Cependant depuis sa cotation au NASDAQ début novembre 1999, le titre de cette société est passé de 5 \$ à 122 \$ (le 2/03/2000).

(2) Société allemande spécialisée dans la production et la distribution de chaudière à gaz (CA de 950 millions d'Euros, 5 000 personnes en Europe - www.vaillant.fr).

(3) Journal du chauffage et du sanitaire - juillet 1999.

- Etude n° 4 -

3.7.1. Evolutions des systèmes à base de turbines et de piles à combustible

Les potentiels de cogénération sur le long terme doivent prendre en compte plusieurs facteurs complémentaires qui augmentent régulièrement les marchés solvables pour les différents consommateurs. Deux directions technologiques sont alors à prendre en compte dans le potentiel : une augmentation des rendements électriques et une plus grande flexibilité de fonctionnement des systèmes.

Pour les ménages et le tertiaire

A côté de l'abaissement régulier des coûts d'investissement et des seuils techniques à considérer, une caractéristique des systèmes de production en cogénération à base de turbines est l'augmentation régulière des taux de production électrique.

La baisse des coûts des plus petits systèmes rend possible l'utilisation en cogénération de générateurs fonctionnant un nombre de plus en plus limité d'heures sur l'année. Le contexte de plus en plus ouvert à moyen terme permettra alors une rentabilité plus importante des systèmes liés à la revente de courant ou à l'utilisation de l'électricité en autoconsommation aux heures pleines.

Pour l'industrie ou le grand tertiaire

De tels clients connaissent mieux leurs coûts de transaction pour le courant produit en cogénération. Ils pourront doser leur production ou leur approvisionnement en fonction des tarifications. L'existence de turbines à cycle variable pour un prix peu supérieur à celui d'une installation classique leur permettra de limiter les besoins en secours sur les pointes électriques. Ceci les prémunira contre des changements brusques de tarification de rachat, puisque le courant produit pourra être réduit ou augmenté en fonction de leur consommation, de celle de leurs partenaires ou de leur filiales, voire celui du marché de l'électricité.

Dans les deux cas, l'existence d'un marché de l'électricité à coût réduit à certaines périodes de l'année (ex. les courants d'été actuels) ne change pas l'intérêt d'un investissement décentralisé. Les opportunités d'investissement peuvent en effet être saisies, soit par des prestataires de services intégrés, soit en direct via une gestion intégrée du système sur le réseau. Le coût marginal du

système local peut en effet de plus en plus être recalculé en permanence par le petit producteur pour utiliser de telles opportunités de prix plus ou moins bas.

On peut noter que ceci est différent du phénomène de guerre des prix auquel on assiste actuellement en Allemagne, qui met en péril les systèmes de cogénération à rachat élevé par les compagnies municipales. Les baisses de prix proposées dans cet exemple par les compagnies régionales sont en effet liées à l'exigence d'un changement de fournisseur.

3.7.2. *L'augmentation des productions électriques*

D'ores et déjà, le taux de production électrique des systèmes électriques se traduit par une quantité d'énergie électrique supérieure, en général, au besoin des consommateurs. Ceci rend le facteur institutionnel de transport local du courant prépondérant dans l'économie des projets, sauf à limiter la taille des systèmes. L'abaissement des seuils d'éligibilité à prévoir dans les prochaines années¹ ainsi que le développement d'intermédiaires de gestion et d'investissement rendent peu probable le maintien des contraintes actuelles. Le développement de la cogénération ne peut donc être considéré comme un artefact de la tarification mais bien comme une tendance structurelle, en particulier si le contexte institutionnel donne le choix aux consommateurs industriels ou tertiaires.

Un rapport électricité/chaleur de plus en plus élevé

Le développement des turbines de petite taille et leur caractère modulable est une première tendance lourde. Par exemple, le seuil de rentabilité du rendement électrique, de l'ordre de 30 % pour les très petites puissances, de 30 à 70 kWe², est d'ores et déjà atteint.

Pour des machines de plus forte puissance, les rendements atteignent déjà 40 % pour les turbines de Allied Signal et 39 % sur les turbines Trent de Rolls-Royce. A titre de comparaison, l'étude de potentiel à court terme réalisée par ERDYN et le CEREN pour l'ADEME prenait en compte un ratio moyen de 25 % pour les installations de cogénération.

(1) Comme on l'a signalé, selon un rythme encore plus rapide que celui défini par la loi 2000/118.

(2) « Microturbines poised to be commercial », S. Hamilton, Edison Technology Solutions, MPS Septembre 1999.

- Etude n° 4 -

A ceci s'ajoutera la production issue de piles à combustible dont le ratio électricité/chaleur est de l'ordre de 0,45 à 0,48 pour les piles à combustible type PEMFC pour un objectif de 0,55 à 0,60. Pour des piles à acide phosphorique, le ratio total de conversion est de 0,36 à 0,38.

Enfin, pour les solutions hybrides combinant une pile à oxydes solides et un récupérateur de vapeur en aval ont estimé que le rendement atteindra 72 à 74 %. Dans ce cas le rendement est si élevé que la nécessité de la récupération de chaleur devient moindre pour l'économie du système comparé au rachat du courant lui-même.

Selon l'EPRI cité par le rapport en cours de discussion au GIEC/IPCC ¹ les prix des installations combinées basées sur des piles à combustible fonctionnant à haute température pourraient descendre sur le moyen terme à 700 \$/kW (soit le même niveau que le prix des piles à l'acide phosphorique) et selon l'OCDE à 1 600 \$/kW, soit des prix comparables à ceux des installations de grande taille. Pour les petits systèmes visant les transports, les prix annoncés pour le long terme vont de 250 \$/kWe en 2010 à 50\$/kWe selon Amory Lovins. Dans tous ces cas il n'est pas nécessaire de prévoir sur le long terme des usages d'auxiliaires de transport-production stationnaire. Une telle organisation (utilisation diurne dans le véhicule, branché la nuit sur les réseaux de production) se justifiera surtout durant les périodes de transition lorsque le prix de l'investissement sera encore très élevé (à titre d'exemple, actuellement 18 000 F/kW pour une machine ONSI).

Si l'on se projette au-delà de cette période de transition, la pile à combustible aura deux atouts importants dans le cadre d'une politique de production décentralisée tirant parti au maximum des besoins de chaleur : le pilotage fin de l'installation et la possibilité d'une transition vers des sources renouvelables (hydrogène, biogaz). Ainsi, les systèmes de production d'hydrogène développés à l'Université de Louvain correspondent à un rendement de stockage identique ou supérieur à celui des meilleurs systèmes de barrages de stockage (85 % de l'énergie entrante). Le caractère modulaire de la production et du stockage d'hydrogène, de même que celui de la pile à combustible, rend un système décentralisé plus économique qu'un système centralisé, toutes choses égales par ailleurs.

En conclusion de ce premier point, la production en cogénération aura tendance, sur le moyen terme, à tenir compte des prix de vente relativement élevés du

(1) « *Technological and economic potential of GHG emissions reductions* », first order draft, 15 novembre 1999. Coordonné par W.R. Moomaw et J.R. Moreira.

courant et de leur caractère marchand. Des ratios de un pour deux, voire un pour un en faveur de l'électricité sont alors à portée de main, y compris en se fondant sur les consommateurs dont le besoin de chaleur est saisonnier.

De nouveaux développements sont attendus par l'application des cycles variables de Cheng, l'annexe 3 présente ce type d'application.

4. Identification des gisements locaux de valorisation énergétique

Ce chapitre présente la contribution potentielle des énergies renouvelables, des techniques de récupération et de valorisation énergétique des déchets à la production totale non centralisée. A la différence de l'évaluation du potentiel présentée au chapitre 5, fondée sur la compétitivité comparée des équipements décentralisés par rapport à l'alimentation par le réseau, l'estimation présentée dans le présent chapitre doit être considérée comme une contribution maximale de tel ou tel couple énergie – technologie. La limite du potentiel est fixée par la disponibilité de la ressource et un coût de production globalement acceptable, ce coût pouvant être sensiblement diminué par la prise en compte d'externalités positives.

Ces potentiels locaux sont susceptibles de concurrencer la production centralisée mais ils peuvent aussi participer à la production décentralisée telle qu'elle est présentée dans le chapitre 5 en fournissant le combustible (biogaz, biomasse, etc.) des technologies innovantes étudiées.

Les modes d'évaluation des potentiels locaux sont très différents selon qu'il s'agit de potentiels liés aux activités humaines (récupération de déchets et exploitation de la biomasse) ou de potentiels naturels (géothermie, solaire, éolien). Dans le premier cas le potentiel est bien « réel », il s'agit de valoriser des ressources disponibles aujourd'hui, en contribuant à la dépollution, mais qui ne le sont pas pour différentes raisons, notamment d'ordre économique. Evaluer les ressources à long et très long terme pour ces énergies fatales est très difficile car elles dépendront de l'évolution des activités socio-économiques qui les auraient engendrées (par exemple, bien avant 2050 il n'y aura plus de décharge comme celles dont on exploite le biogaz aujourd'hui). Le potentiel des ces énergies locales n'est donc pas évalué sur le long terme.

- Etude n° 4 -

Les énergies renouvelables (géothermie, solaire, éolien) sont envisagées à long terme, les potentiels indiqués sont donc des potentiels plausibles compte tenu du développement attendu des technologies.

4.1. Le potentiel déchets – résidus

On identifie les gisements énergétiques liés à la gestion des déchets. En premier lieu on s'intéresse à la valorisation des déchets de l'industrie pétrolière, puis celle des déchets ménagers et agricoles par la voie de la méthanisation. Les gisements associés à la géothermie, l'énergie solaire (directe et thermique) et l'énergie éolienne sont ensuite présentés dans cette section.

4.1.1. Potentiel des déchets industriels d'origine pétrolière

La technologie retenue est celle de la gazéification intégrée à un cycle combiné (IGCC : Integrated gazefier combined cycle). En fait seul le gisement à moyen terme est susceptible d'être apprécié, il correspond à des installations envisageables sur des sites industriels existants.

Potentiel de valorisation de déchets par IGCC

Résidus pétroliers IGCC	Capacité traitement (M tonnes/an)	Prod élec. TWh 2005 - 2010	Parc MWe 2005 - 2010
Raffinerie de Gonfreville	16,1	2,9 - 4	365 - 500
Raff. Lavera - Lamede-Berre	21,6	0 - 4	0 - 500
Total	4 093	2,9 - 8	365 – 1 000

Le potentiel maximal est considérable, il s'élève à 1 000 MWe et 8 TWh en 2010 et il y a tout lieu de penser que ce gisement sera réalisé puisque la technologie retenue contribue à l'élimination des déchets pétroliers. L'économie de cette technologie sera favorable compte tenu de cette contribution à la sauvegarde de l'environnement.

4.1.2. *Potentiel des déchets agricoles et urbains*

Différentes publications ont permis d'évaluer les potentiels de production électrique à partir de la valorisation des déchets par la méthanisation.

Potentiel de méthanisation des déchets d'élevage

Méthanisation	Potentiel ktep 2005 - 2015	Prod élec. TWh 2005 – 2015	Parc MWe 2005 - 2015
Déchets d'élevage	4 093	4,583	756

D'autres sources de production de méthane sont importantes : les stations d'épuration d'eau (et les boues qui en résultent), les décharges publiques.

Potentiel de méthanisation des stations d'épuration, effluents d'élevage et de décharges

Biogaz	Production actuelle		Potentiel 2005-2015			
	Nb sites	tep/an	Nb sites	tep/an	TWh	MWe
STEP urbaines	>150	65 000	200	150 000	0,168	27
STEP Ind-IAA	64	64 000	400	800 000	0,895	146
Décharges	5	19 000	140	300 000	0,336	55
Méthan. Déchets	1	1 900	270	1 000 000	1,120	183
Digesteurs agric.	10	100	1 000	100 000	0,112	18
Total					2,63	429

Là aussi le potentiel s'estime à moyen terme (autour de 2010), les gisements à très long terme sont trop aléatoires. La récupération du biogaz, dont la contribution à l'effet de serre est très importante (le méthane a un pouvoir de réchauffement global [GWP] 25 fois supérieur à celui du CO₂) deviendra certainement obligatoire dans un avenir proche, le potentiel annoncé a donc toute chance d'être réalisé à l'horizon considéré.

On peut compter sur une production de l'ordre de 7 TWh pour une puissance de 1 200 MWe.

- Etude n° 4 -

Les deux filières de valorisation énergétique des déchets urbains (ordures ménagères) sont l'incinération avec récupération de chaleur (UIOM) et la méthanisation. La méthanisation des ordures ménagères sera nécessairement limitée, le potentiel serait de l'ordre de 150 ktep à l'horizon 2020 ¹. En revanche l'incinération représente un potentiel appréciable. L'énergie valorisée aujourd'hui par cette filière est de l'ordre de 1 Mtep par an, 1,3 à 1,8 Mtep supplémentaires peuvent être produites. Le potentiel des UIOM pour 2020 est donc d'environ 2,5 Mtep par an (environ 17 TWh d'énergie finale). Cette énergie permettant d'alimenter des réseaux de chaleur et de produire une dizaine de TWh d'électricité par an.

La même source évalue le potentiel de valorisation énergétique des déchets industriels banals (DIB). L'incinération de ces déchets permet la production supplémentaire de 6,2 TWh d'énergie finale en 2020. La méthanisation des DIB, qui fournit de l'ordre de 135 GWh aujourd'hui pourrait produire 330 GWh en 2020.

Seule l'incinération est susceptible de fournir des quantités significatives d'énergie à partir des déchets ménagers et industriels. Une production de l'ordre de 3,5 Mtep, soit 25 TWh par an est envisageable en 2020.

4.2. Le potentiel de la biomasse

Les évaluations ont été réalisées par le programme Ecodev et sont présentées dans les cahiers du CLIP (numéros de janvier pour 1998 pour le bois énergie, de septembre 1999 pour la biomasse d'origine agricole).

4.2.1. Le bois-énergie

La consommation actuelle de bois est de l'ordre de 8 à 9 Mtep par an, essentiellement sous forme de bois de feu dans le secteur résidentiel, cette consommation représente 4 % de la consommation d'énergie primaire. Le bois-énergie est essentiellement prélevé sur la ressource forestière, encore très importante en France, sans qu'il y ait véritablement culture énergétique dédiée. La ressource est de l'ordre de grandeur de la consommation actuelle mais celle-ci n'augmentera pas considérablement et pourrait même diminuer dans l'avenir

(1) Programme ECODEV. Les cahiers du CLIP. Juillet 1996 - n° 5.

en raison de la modernisation des installations (économies d'énergie et substitution).

La ressource en bois énergie mobilisable à l'horizon 2020 est de l'ordre de 13 Mtep par an. L'accroissement, d'environ 40 % par rapport à la consommation actuelle, devrait être capté par des utilisations de type industriel (grand tertiaire, industrie, réseaux de chaleur) et par conséquent contribuer à la production décentralisée d'électricité par des installations de cogénération.

4.2.2. Les pailles et céréales

La production de paille et d'orge s'élève à plus de 22 millions de tonnes et celle des pailles récoltées à des fins d'autoconsommation ou d'exportation ne représentent que 14,5 millions de tonnes. 7,5 millions de tonnes sont enfouies ou brûlées. Trois régions sont touchées par les problèmes d'érosion (Picardie, Ile-de-France et Midi-Pyrénées), les prélèvements y sont donc limités à 35 % du potentiel disponible alors que dans les autres régions on suppose que 60 % peuvent être prélevés. Le potentiel énergétique total des pailles de céréales est alors de 1,5 Mtep.

On estime que le potentiel énergétique total des effluents d'élevage et des pailles est de l'ordre de 1,8 à 2,6 Mtep en énergie primaire. Ajouté aux autres sources d'énergie issues de la biomasse et des déchets (bois-énergie, DIB, déchets d'IAA, etc.) un potentiel de 9 Mtep pourrait être mobilisé.

4.3. Le potentiel de la géothermie

Dans les deux grands bassins sédimentaires français (bassin Parisien et Aquitaine) il existe un assez fort potentiel de géothermie¹ du type « basse énergie » (température inférieure à 100 °C). Un certain nombre de réseaux de chaleur pourraient être alimentés, s'ajoutant à ceux qui le sont déjà, accroissant sensiblement la production d'énergie qui était de 120 000 tep en 1999. Le potentiel à moyen et long terme n'a cependant pas pu être chiffré mais la production actuelle pourrait être largement augmentée.

(1) Communication de la compagnie française pour le développement de la géothermie et des énergies nouvelles – mars 2000.

- Etude n° 4 -

En absence d'aquifère on applique une solution qualifiée de « géothermie universelle » qui consiste en la pose d'échangeurs de chaleur en sous-sol. Il y a extraction de chaleur par circulation d'un fluide caloporteur dans les tubes et extraction des calories par pompe à chaleur (système réversible). Les pompes à chaleur géothermales sont bien adaptées à l'habitat (individuel et collectif) et au tertiaire. On compte en France 15 000 pompes à chaleur de ce type mais le potentiel est très important. L'évaluation d'un potentiel est délicate mais ce type de technologie peut se développer, comme on le constate en Suisse notamment.

La géothermie haute température intéresse surtout les DOM où une puissance globale installée de 50 MW est envisageable. Enfin, les dispositifs de type « roche chaude sèche » autorisent la mise en œuvre de centrales de 20 à 100 MW, les travaux de R & D sont en cours ¹.

4.4. Le potentiel du solaire photovoltaïque

Les toitures solaires se développent actuellement dans plusieurs pays (Allemagne, Japon). L'initiative américaine du « million de toits solaires » annoncée lors du sommet de Kyoto correspond à une puissance installée comprise entre 1 et 2 GW, qui s'ajoute à une puissance maximale en scénario laisser-faire de 1,3 GW ².

Les négociations entre le Secrétariat à l'Industrie-DGEMP, EDF et l'association Phébus montre qu'un rachat de fait au prix de vente est d'ores et déjà admis. La connexion sur le réseau BT est elle aussi admise moyennant un disjoncteur spécial identique au modèle allemand ou néerlandais.

Du point de vue technologique, il est trop tôt pour désigner les jonctions qui aboutiront au meilleur rapport production-prix entre les différents produits en concurrence. On peut cependant noter que les produits déjà sur le marché dépassent désormais souvent les 10 % de rendement ³, cette grandeur étant un facteur majeur pour la baisse des coûts. Par exemple, Siemens commercialise

(1) *Projet de Soultz-sous-Forêts, en Alsace. Voir cahier du CLIP n° 10 (septembre 1999).*

(2) « *Electricity Supply Technologies* » in « *Scenarios of US Carbon Reductions* », Interlaboratory Working Group, US DOE 1998.

(3) *Les rendements théoriques des capteurs ont été plusieurs fois pulvérisés par l'utilisation de jonctions multiples ou de concentrateurs. Boeing a réalisé des jonctions captant près de 40 % de l'énergie lumineuse, ce qui montre les potentiels encore considérables de la technologie.*

des capteurs en couche mince « PowerMax » de rendement 12,3 % utilisables pour l'architecture, qui fonctionnent même en lumière voilée ou par temps couvert.

Selon un rapport du consultant KPMG¹ commandité par Greenpeace International, la baisse des coûts des modules permet d'envisager une neutralité économique pour le consommateur néerlandais (environ 0,9 F TTC/kWh) avec les technologies actuelles. La baisse de coût provient alors exclusivement de l'effet d'échelle (taille de la construction). En se fondant sur des technologies existantes décrites par le projet européen MUSIC-FM², l'étude a montré qu'il n'y a pas de barrière à la multiplication rapide de la production. Un investissement de l'ordre de 600 millions de dollars pour construire une usine de 500 MWc/an permet des baisses de coût significatives, suffisantes pour justifier économiquement l'autoproduction individuelle aux Pays-Bas et en Allemagne. Le projet prend en compte la production spécifique de lingots de matériaux semi-conducteurs nécessaires à la production des modules, un paramètre important pour le dimensionnement d'une telle unité. Les recherches ultérieures conduites par l'agence néerlandaise ECN³ abaissent la taille critique à environ 100 MW, soit un ordre de grandeur proche des usines construites actuellement et des marchés déjà existants.

Il existe donc de fortes probabilités pour que le solaire photovoltaïque devienne abordable sous forme d'autoconsommation dans un avenir proche. Le rapport KPMG souligne nettement que pour assurer un débouché aux usines de taille importante il faudra faire de gros efforts en matière de marketing. La connexion de l'onduleur (convertisseur continu-alternatif électronique) vendu sur étagère sans étude préalable limite le coût de transaction, tandis que la grande diffusion abaisse les coûts de production. Certains modules intègrent même désormais un onduleur individuel. Le poids du système hors modules photovoltaïques est alors limité à moins de 20 %.

Plusieurs modèles économiques peuvent être proposés pour le développement des toitures solaires. L'aide peut être proposée sous forme d'un rachat garanti

(1) KPMG Bureau voor Economische Argumentatie, Hoofddorp, Pays-Bas, Projet n° 2562 - août 1999.

(2) Multi-Megawatt Upscaling of Silicon and Thin Film solar cell and module Manufacturing « MUSIC FM », APAS RENA CT94 0008. Ce projet a impliqué BP Solar et Christalox (Royaume-Uni), FhG-ISE Freiburg, Phototronics Solartechnik, ZSW (Allemagne), Instituto Energía Solar (Espagne), les Universités d'Utrecht et de Lisbonne.

(3) www.ecn.nl

- Etude n° 4 -

ou même d'une pose par les compagnies électriques (c'est le cas actuellement de la compagnie californienne SMUD)¹, mais c'est surtout l'autoconsommation électrique qui justifie ce développement. Le modèle d'aide au développement le plus adapté est alors celui d'un système de prêts à long terme aidés, sur le modèle allemand.

Du point de vue des opérateurs du réseau, les toits solaires peuvent correspondre à un complément de la micro-cogénération, en particulier si le nouvel entrant utilise l'argument des énergies renouvelables. Ceci peut en particulier limiter le recours aux achats extérieurs d'électricité en été et en demi-saison dans le cas d'une vente de service intégré.

Un scénario très défavorable consisterait à ne considérer que l'autoconsommation d'heure à heure, à l'exclusion de toute compensation sur le réseau. Ce cas limite est d'ores et déjà rendu caduc par les discussions entre les autorités françaises de régulation et les utilisateurs, qui tablent sur une tolérance d'échange au réseau de l'ordre de 10 kW de puissance par ménage.

De façon plus probable, sur le long terme, l'autoproduction avec compensation par le réseau devrait être limitée quantitativement à l'équivalent de la consommation d'un ménage. D'un point de vue géographique par contre, il n'y a aucune raison pour que ce droit déjà reconnu ne soit appliqué que sur un toit de maison. Il peut être plus rationnel de regrouper les équipements ou de tirer parti au mieux des configurations urbaines. A cette échelle n'existe alors plus aucune limitation de surface. Le transport local et le soutien de tension au réseau sont alors assurés d'une façon forfaitaire par le distributeur local. Pour les besoins du calcul, on prendra par exemple un taux de 20 % de la facture ou le montant de la prime fixe d'abonnement. De même, l'investissement en onduleurs et en supports mécaniques est fixé à 20 % de l'investissement.

Par contre, la production à plus grande échelle de courant dans une région de France est exclue du présent calcul. La tarification du transport type « timbre-poste » actuellement préconisée en France ne rend en effet pas compte des coûts à long terme de réseau imposés par une production très centralisée du solaire photovoltaïque. Un tel système devrait alors être basé sur une concurrence avec les coûts de production et du transport. Sur le très long terme cependant, le coût de secours devient lui plutôt faible dans le cadre d'un système basé largement sur le gaz en turbines simples et combinées. Par ailleurs, une stratégie de transition sur le solaire photovoltaïque consisterait à inciter en priorité

(1) Voir le § 2.7 ci-dessus et la référence au netmetering.

l'investissement dans des régions à forte croissance de consommation d'été (Méditerranée, Corse, Pays Basque).

Une autre condition de la montée en puissance des productions est le partage des productions des modules entre pays industrialisés d'abord, puis la contribution des pays en développement. On peut ainsi envisager la construction d'unités d'abord en Europe puis dans des pays du Sud avec le soutien d'institutions internationales et des mécanismes de financement destinés à financer les avancées de technologies limitant les émissions de gaz à effet de serre.

Si l'on considère le seuil de la taille préconisée par l'agence néerlandaise ECN, soit 100 MWc annuels, ceci correspond à une surface de 10 000 m² par an et à l'équivalent de 100 000 logements équipés (pour une surface unitaire de capteurs d'environ 8 mètres carrés). Ce rythme correspond à celui des programmes japonais et allemands d'équipement. Il y a donc coïncidence entre d'une part les technologies nécessaires, d'autre part les besoins exprimés au niveau mondial, dans un contexte d'amélioration régulière des productivités du secteur de l'électronique. Il est vraisemblable que les objectifs de baisse des coûts de l'énergie photovoltaïque vont rejoindre les niveaux du prix de l'électricité commerciale durant les premières décennies de la période étudiée. Ceci pourra avoir lieu avec ou sans initiative de la France - qui possède l'un des premiers constructeurs, Photowatt.

La question de savoir si cette échéance sera tenue dépend plutôt du contexte institutionnel et des efforts de marketing qui permettront le développement de cette énergie sur le long terme : limites physique, concurrence d'autres sources d'énergie, incitations publiques, etc.

Les questions à plus long terme sont posées par la coïncidence entre les minima de consommation et les productions solaires. Actuellement, la puissance appelée à midi est de 32 GW environ en août et de 50 GW à cette même heure le reste de l'année. En été, l'hydraulique fournit la plupart du temps environ 10 GW. Si l'on ajoute la production fatale de l'éolien et des incinérations d'ordures (le biogaz est considéré comme ayant une marge de stockage tampon d'énergie de quelques heures), le plafond physique de l'énergie photovoltaïque est de l'ordre de 30 GWc en production estivale en conservant à la marge une puissance de réglage par turbines ou centrales à vapeur.

Cependant, ce chiffre ne tient pas compte de la croissance importante de la demande de climatisation des particuliers et du tertiaire et d'usage des secteurs

- Etude n° 4 -

touristiques et hôtelier (cuisines, éclairage, ventilation...) projeté sur le long terme. Ces usages forment actuellement une importante marge de croissance de la demande électrique. On peut donc supposer que la forte croissance suggérée par le cadre de l'étude se concentrera sur ce secteur. Ceci est déjà observé dans la région de Nice où la pointe estivale tend à rattraper la demande hivernale. On peut alors considérer que le maximum physique décrit dans le paragraphe précédent reste conservateur. L'usage climatisation est en effet largement corrélé avec la production électrique solaire.

On peut aussi considérer que l'occurrence d'une pointe solaire simultanée avec une demande atone est peu probable et qu'une marge de tolérance est acceptable économiquement. Ceci sera d'autant plus le cas si le réseau accroît son instabilité en cas de forte chaleur. De plus, l'utilisation des capacités de pompage est précisément adaptée à une telle situation, pour une puissance totale de plusieurs Gigawatts dans le cas du réseau français.

Une croissance de ce potentiel proportionnelle à la croissance de la demande prédite dans le scénario est donc nettement conservatrice. Le potentiel de production retenu est alors de...

On peut alors considérer une production de l'ordre de 40 TWh à l'horizon 2050 sans difficultés du point de vue du réseau et sans faire appel aux échanges extérieurs. Cette production est très complémentaire de la production réalisée en cogénération décentralisée au même horizon.

Ceci correspond à une croissance annuelle de l'ordre de 15 % en moyenne (40 % actuellement). La surface cumulée des capteurs est de 291 millions de mètres carrés, soit une surface déployée en plein champ (pour un taux d'usage de ½ de la surface) de l'ordre de 60 000 hectares (20 km x 29 km) sur l'ensemble du territoire. Si l'on considère un prix de l'électricité de 1,2 Euros par Wc en 2020¹, l'investissement dans le solaire capte alors une partie importante du chiffre d'affaire du secteur, avec une somme annuelle en fin de période de l'ordre de 40 milliards de francs soit le tiers du chiffre d'affaire actuel (HT) de l'électricité domestique et tertiaire. La production du solaire

(1) Ce prix correspond à une stabilisation en 2020 de l'apprentissage observé sur les dernières périodes, et pour un taux de croissance mondial de 15 %. Actuellement, pour une usine de 25 MW de capacité, le prix de revient du module est d'ores et déjà annoncé de l'ordre de 2 \$/Wc, en considérant une stabilisation à ce niveau alors que des marges technologiques de rendement existent et que le coût intrinsèque des matériaux électroniques nécessaires (dans le cas de couches minces) est très inférieur.

atteindrait alors 40 TWh par an soit également le tiers de la consommation domestique et tertiaire.

4.5. Le potentiel de substitution du solaire thermique en ECS et en économiseur de chauffage

La pénétration significative du solaire thermique s'apprécie, sur le long terme, dans un contexte sensiblement différent à celui que l'on connaît aujourd'hui : la différenciation entre nuit et jour et surtout entre l'été et l'hiver est moins marquée, la production thermoélectrique gaz est majoritaire, à l'image de ce qui se dessine dans l'ensemble de l'Europe. La production d'eau chaude sanitaire par les chauffe eau électriques est alors plus onéreuse et la production solaire gagne en rentabilité. La rentabilité du solaire par rapport à l'ECS gaz est encore meilleure puisque le solaire échappe à toute taxation carbone.

Dans un scénario de grande diffusion du solaire, la maison « autonome » n'est certainement pas la meilleure solution, on lui préfère l'approche « économiseurs ». Chaque mètre carré de capteur thermique a en effet une valeur marginale décroissante à la fois en rendement et en charge sur l'année, la stratégie consiste alors à diffuser en grande série des capteurs thermiques intégrés utilisés « en économiseur » sur les chauffe-eau et/ou sur les chauffages à eau (environ deux à trois mètres carrés par logement). Ces capteurs sont régulés par des systèmes simples anti-retour et par une limitation de température. On améliore la rentabilité en préchauffant l'eau chaude sanitaire lors des puisages, lorsque l'écart de température le justifie, et surtout en alimentant la machine à laver le linge (dont près de 80 % de la consommation d'électricité est utilisée par les résistances électriques).

Une approche du gisement

Physiquement, les bornes du gisement exploitable sont les surfaces des toitures, en particulier pour l'habitat collectif. Le choix de l'option « économiseur » réduit les surfaces de capteurs et limite ce problème.

Si la France rattrapait Chypre en surface de capteurs par habitants¹ (3), ou encore si une habitation sur trois était équipée, cela représenterait une

(1) Soit près de 1 m² par habitant à Chypre au lieu de moins de 0,01 m² en France. Ceci correspond à l'équipement d'un foyer sur trois en moyenne, soit moins que les pays européens les plus équipés (40 % en Autriche). Sur la base de 400 à 600 kWh annuels collectés par mètre carré, cela représente 30 TWh de chaleur utile. La part d'électricité

- Etude n° 4 -

production annuelle de l'ordre de **30 TWh thermiques**. Il convient de noter qu'il y a plus de complémentarité que concurrence avec la micro-cogénération, essentiellement utilisée pour le chauffage d'hiver.

Un tel scénario ne se justifie pas directement par une rentabilité directe pour le distributeur d'énergie. Le système complet installé est nettement plus cher à l'investissement qu'un système concurrent équivalent et nécessite un appoint dans tous les cas ¹. La condition au développement du solaire est donc dans les incitations publiques, et dans une substitution d'usages plus chers. Ceci est justement le cas pour un scénario où le gaz est taxé pour ses émissions carbonées et l'électricité reste à son prix actuel.

Si l'on prend une base optimiste de construction collective et un taux d'emprunt faible, le prix de revient du kWh sur la base des équipements actuels reste encore important, de l'ordre de 50 centimes par kWh du point de vue d'un consommateur. Même s'il existe des sites nettement plus favorables que la moyenne, un niveau d'industrialisation nettement plus important est nécessaire. A noter que l'économie du solaire sera d'autant plus intéressante pour les consommateurs que les installations seront proposées avec les options d'utilisation de l'eau chaude solaire dans les machines à laver le linge et la vaisselle, comme c'est le cas sur les marchés anglo-saxons. Dans ce cas, même pour un système à base gaz, le solaire économise des quantités non négligeables d'électricité.

Pour un logement équipé ECS gaz, l'économie unitaire d'électricité est alors de 530 kWh/an et pour un logement équipé ECS électrique, l'économie supplémentaire est de 2 400 kWh/an. La consommation d'eau chaude électrique substituable est de 20,6 TWh (en 1995) correspondant à 8,6 millions de logements, soit 37 % des logements ².

substituée peut être considérée sur la base des parts de marché actuelles, soit 37 % pour l'électricité (dans les DOM ce taux est de 100 % électrique avec des gains carbone d'ores et déjà très intéressants). A ce taux s'ajoute l'utilisation directe de la chaleur pour le lavage.

(1) Pour des systèmes complets, le rapport ESIF « Sun in Action », 1996, annonce les valeurs suivantes hors subvention pour des systèmes complets montés (incluant un stockage) : Danemark : 720 Euros/m² ; France : 780 Euros HT/m² ; Allemagne : 1000 Euros/m² ; Pays-Bas (individuel) : 1200 Euros/m² ; Pays-Bas (lotissement intégré) : 480 Euros/m².

(2) Source MURELEC/INESTENE 1998 d'après l'INSEE.

Substitutions possibles d'électricité par le solaire thermique (logements ECS électrique)

	Parc actuel (M logts)	Consommations actuelles		Economies de consommation (appoint solaire à 50 %) (GWh)		
		Consomma- tion unitaire annuelle en kWh/an	Consomma- tion totale en GWh	10 % du parc passé au solaire	25 % du parc passé au solaire	50 % du parc passé au solaire
ECS électrique	8,60	2 400	20 640	1 032	2 580	5 160
lave-linge (logts ECS élec)	7,74	280	2 167	108	271	542
lave-vaisselle (logts ECS élec)	3,01	254	765	38	96	191
Total			23 572	1 178	2 947	5 893

Pour un appoint solaire à 50 % sur l'année dans un logement donné, l'énergie électrique substituable est alors de 6,6 TWh dans le cas de l'équipement de la moitié du parc concerné sur 50 ans et de l'équipement d'une part des logements équipés d'ECS gaz (dont 5,9 TWh pour les logements équipés d'ECS électrique).

Un développement important et industriel du solaire thermique suppose une forte incitation ou une obligation pour des logements anciens simultanément à des baisses de prix. Un facteur important de baisse du coût des équipements est la diffusion massive de matériels dans les régions où la planification rend obligatoire l'équipement. Ainsi, la région de Barcelone a rendu obligatoire l'ensemble des bâtiments, ce qui assure une production massive de matériels.

4.6. Le potentiel éolien

La faible densité spatiale de l'énergie éolienne, liée à l'impossibilité de garantir une puissance donnée à chaque instant ne milite pas en sa faveur, cependant l'énergie éolienne est répartie sur l'ensemble du territoire, elle est proche des consommateurs, elle bénéficie d'un écobilan et d'un contenu en emploi local très favorables. A l'échelle du pays la part de l'énergie éolienne est donc limitée mais elle peut être significative en raison du potentiel technico-économique qui a été évalué par différentes approches depuis une vingtaine d'années. On se limite ici à rappeler le niveau et les conditions d'évaluation du potentiel éolien

- Etude n° 4 -

évalué par Espace Eolien Développement (BET français spécialisé dans l'éolien).

L'évaluation prend pour base deux types de machines : une éolienne terrestre de 1,5 MW (70 m de diamètre, 60 m de hauteur) disponible sur le marché, et une éolienne de 5 MW (110 m de diamètre, 90 m de hauteur), en cours de développement, prévue pour être installée en mer.

Trois zones géographiques sont retenues : le Grand Nord-Ouest (du Nord à la Charente-Maritime), le Grand Sud (littoral méditerranéen) et le Grand Centre (sans la zone littorale). Ces zones géographiques bénéficient de gisements éoliens allant de 2 000 à 3 000 kWh/m².

Sur les sites terrestres, les éoliennes sont implantées sur 3 à 5 % du territoire agricole en limitant cette implantation à la bande de largeur 10 km par rapport à la côte sur la côte Atlantique/Manche/Mer du Nord (en Bretagne, utilisation de sites collinaires intérieurs). En mer, 1 à 3,5 % de la surface de la mer est occupée suivant les régions mais seulement 0,2 % pour les régions de la Méditerranée du Sud-Est, l'implantation est limitée à la bande comprise entre 10 et 20 km de la côte.

Le tableau suivant indique les principales caractéristiques du potentiel éolien qui résulte de ces hypothèses.

Potentiel technico-économique éolien en France

	Puissance (GW)	Energie (TWh/an)	Nombre	Surface sol (km ²)
Sites terrestre	11,2	29,5	7 500	1 400
Sites en mer	6,5	21,6	1 300	800
Total potentiel éolien	17,7	51,1	8 800	2 200

Le potentiel éolien est donc d'environ 50 TWh, soit 13 % de l'énergie électrique appelée en 1997. La production d'un TWh exige 54 km² à terre et 38 km² en mer mais la surface réellement inutilisable à terre n'est que de 1 km² par TWh. Les 7 500 éoliennes terrestres représenteraient moins de 17 % du nombre de pylônes du réseau 400 kV français. L'investissement total est évalué à 120 milliards de francs (7 000 F par kW installé), le coût du kWh produit

serait alors de 0,26 F (taux d'actualisation de 6 %, coût d'exploitation annuel égal à 2,2 % de l'investissement initial).

5. Calcul du potentiel technico-économique : démarche et résultats

La détermination de la part potentielle de production décentralisée d'énergie en France repose sur deux axes méthodologiques complémentaires. Le premier s'appuie sur l'analyse des gisements physiques de valorisation locale d'énergie disponible (renouvelables, biomasse, déchets). Dans le chapitre précédent, un recensement de différentes évaluations technico-économiques de ces potentiels a été réalisé. Le second axe, présenté dans ce chapitre, repose sur l'analyse de la compétitivité relative projetée entre solution centralisée (réseau) et non-centralisée (mise en œuvre de moyens de production locaux). Une telle analyse nécessite la mise en place d'un cadre homogène d'évaluation des technologies et la définition préalable de critères de comparaison.

Le coût de mise à disposition du kWh_e pour le consommateur final et la disponibilité de l'équipement constituent les éléments de comparaison de ces deux types de solutions.

En effet, seule la comparaison des services rendus à l'utilisateur par chacune des familles technologiques permet d'identifier des parts de marché potentielles. Cette comparaison doit donc tenir compte de l'évolution des caractéristiques technico-économiques des solutions centralisées et décentralisées. Le coût global actualisé de fourniture est communément admis comme base de comparaison acceptable entre les options de fourniture d'énergie. Ainsi, l'investissement supplémentaire induit par un moyen de production non-centralisé est à mettre en relation avec le gain potentiel sur la facture énergétique (différence entre le coût global actualisé du kWh_e produit et son coût de fourniture par le réseau). Le concept économique de temps de retour (qui n'est qu'une expression du coût global actualisé) exprime au mieux l'opportunité d'un tel choix technologique (fourniture réseau ou production locale).

Pour chaque période entre 2000-2020 et 2020-2050, des technologies (évaluées sur la base du temps de retour vis à vis de la fourniture centralisée) sont en compétition pour exploiter le potentiel de production non-centralisée. Il est nécessaire de déterminer d'une part ce potentiel et d'autre part la probabilité d'adoption de chacune des technologies pour chaque période. La connaissance

- Etude n° 4 -

de ces deux éléments permet d'évaluer les parts de marché respectives de chacune des technologies de production non-centralisée par rapport à la production totale pour les différentes périodes.

5.1. Cadre d'analyse : Evolutions tarifaires de la fourniture énergétique par le réseau

Les hypothèses sur les évolutions contrastées des énergies nécessaires à la production électrique (gaz naturel, charbon, fuel lourd) sont issues de la prospective réalisée dans le cadre des travaux du Commissariat Général du Plan pour le compte de la mission « Charpin-Dessus-Pellat »¹. Trois options énergétiques fortes caractérisées par l'évolution du cours du gaz naturel ont été retenues :

- **S_{C1}** : Stabilité du cours du gaz naturel sur la période 2000-2050.
- **S_{C2}** : Légère accélération du cours du gaz naturel : multiplication par 1,5 entre 2000 et 2050.
- **S_{C3}** : Forte augmentation du cours du gaz naturel : multiplication par 2 entre 2000 et 2050.

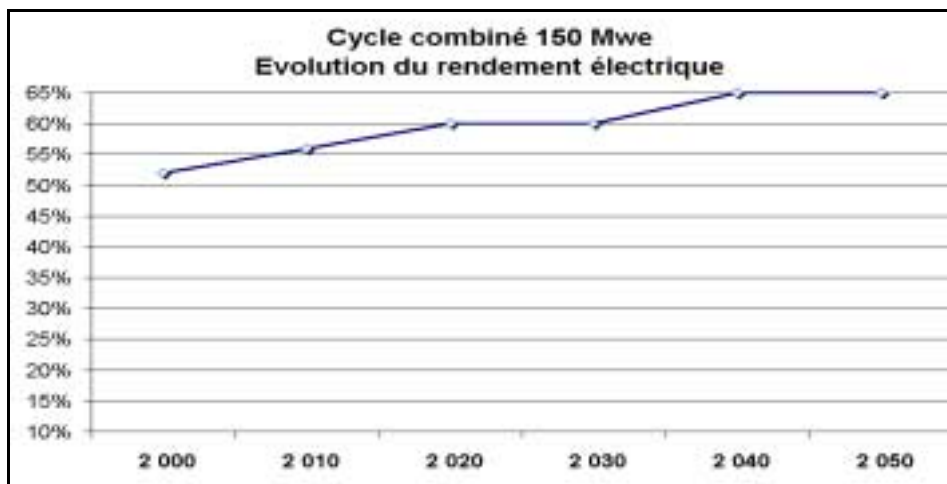
Ces trois scénarios sont déclinés en évolution tarifaire pour l'utilisateur final de gaz naturel et d'électricité. La typologie des secteurs de consommation-production d'électricité est celle utilisée dans la partie précédente (les différentes branches du résidentiel, du tertiaire et de l'industrie). La structure de la matrice tarifaire actuelle a été testée dans son comportement discriminant vis à vis des différents utilisateurs. Ainsi qu'elle apparaît dans le graphique suivant, l'évolution comparée des cours du gaz naturel entre la grande industrie et le résidentiel individuel est relativement stable. Cela signifie que la distorsion de traitement vis-à-vis des hausses ou des baisses de tarifs est relativement faible.

On retient donc l'hypothèse du maintien de la discrimination tarifaire par niveaux de consommations. En effet, la grille tarifaire actuelle qui différencie les profils d'usage et les niveaux de consommations reste pertinente à ces horizons. La prime au volume et à la stabilité de consommation est cohérente avec un univers concurrentiel.

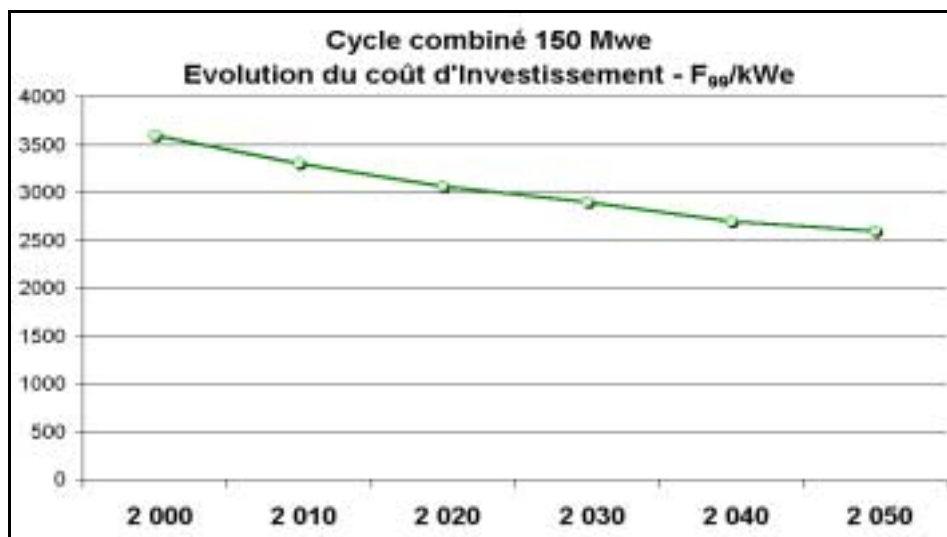
(1) Mission « Coût de la filière nucléaire et comparaison avec les autres filières », coordonnée par J.M. Charpin, B. Dessus et R. Pellat.

La seconde hypothèse est celle de l'évolution concurrente des cours du gaz et de l'électricité. En effet, dans un marché européen de l'électricité totalement libéralisé (en 2020), le producteur d'électricité qui auparavant façonnait son tarif de vente sur ses coûts de production (« price maker ») aligne sa tarification commerciale sur le cours de référence de l'électricité (« price taker »). En l'occurrence, ce cours de référence est dicté par les contraintes de réactivité dans un tel marché donc sur le moyen de production le plus rentable et le rapide à mettre en œuvre (pour réduire le risque temporel). Dans l'état actuel des connaissances, c'est le cycle combiné de 150 MWe qui constitue ce moyen de production de référence. La prospective technologique basée sur les coûts des projets actuels ainsi que sur les objectifs des programmes de recherche du US-DOE ou D.T.I. britannique et les données d'apprentissage de cette technologie permettent d'envisager les évolutions décrites dans ces deux graphiques.

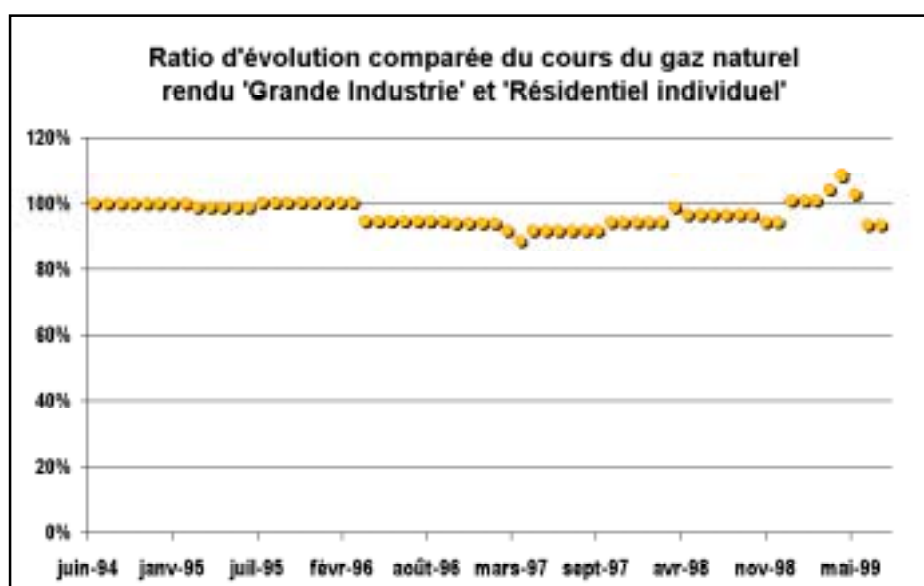
Caractéristiques du moyen de production centralisée de référence



- Etude n° 4 -



Robustesse de la matrice tarifaire



Sur la base de ces hypothèses (scénarios du prix du gaz naturel, maintien de la discrimination tarifaire et cycle combiné comme moyen de référence) et pour les besoins de l'étude, il a été élaboré trois scénarios contrastés d'évolution du

prix rendu utilisateur du gaz entre 2000, 2020 et 2050. Ces scénarios ont permis par conséquent de concevoir une grille tarifaire gaz et électricité pour cinq profils de consommateurs.

Profils de consommation de référence

Utilisateur final	Condition d'alimentation	Frontière de consommation
Résidentiel - Petit tertiaire	Basse tension 12 kVA	12 MWh/an
Tertiaire	15/20 kV	1,2 GWh/an
Petite industrie	Moyenne tension 15 kV	1 GWh/an
Moyenne industrie	Moyenne tension 15/20 kV	10 GWh/an
Grande industrie	Haute tension 60 kV	50 GWh/an

Pour chacun des profils, les prix de l'électricité sont compris dans une fourchette basse et haute dont les limites correspondent aux avantages tarifaires liés au profil de consommation (par exemple, avec ou sans effacement jour de pointe ou tarif tempo). Cet écart est repris sous les termes de « élec_(+) » et de « élec_(-) » dans la simulation de grille tarifaire. Concernant la consommation de gaz naturel, l'avantage tarifaire est celui lié à une utilisation uniforme et continue sur toute l'année. C'est le cas des cogénérations non-climatiques dépassant les 3 500 h annuelles de fonctionnement. Par contre, aucun avantage fiscal du type exonération de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) n'a été retenu. A titre d'illustration, pour trois secteurs dans le cadre du scénario S_{C2}, le tableau suivant reprend les données de la simulation tarifaire de l'étude.

Scénario S_C2 : Evolution du prix du kWh PCI en F₉₉

Utilisateur final	Période	élec (-)	élec (+)	gaz naturel
Grande Industrie	2000	0,258	0,293	0,075
	2010	0,239	0,272	0,080
	2020	0,220	0,250	0,085
	2030	0,218	0,247	0,090
	2040	0,202	0,229	0,096
	2050	0,200	0,227	0,102
Tertiaire	2000	0,231	0,504	0,171
	2010	0,225	0,491	0,182
	2020	0,218	0,475	0,194
	2030	0,227	0,495	0,206
	2040	0,221	0,481	0,219
	2050	0,231	0,504	0,233
Résidentiel	2000	0,577	0,699	0,241
	2010	0,562	0,681	0,257
	2020	0,544	0,659	0,273
	2030	0,566	0,686	0,290
	2040	0,551	0,667	0,309
	2050	0,577	0,698	0,328

L'intégralité de la simulation tarifaire ¹ pour les trois scénarios et les différentes catégories d'utilisateur est par ailleurs disponible ².

Toujours dans ce cadre d'analyse de la compétitivité « fourniture réseau » et production locale, un élément déterminant reste à préciser. C'est le cas de **l'accès au réseau de la production locale excédentaire** non consommée. En effet, pour l'heure il n'existe pas de tarif uniforme de rachat de l'électricité produite en basse tension. Cependant, le rachat au coût marginal instantané de

(1) Il est intéressant de noter que les frontières de consommation pour les utilisateurs d'électricité et de gaz sont relativement proches en terme de kWh PCI. Cela signifie qu'un auto-producteur d'électricité à partir de gaz naturel en petite industrie serait tarifé en approvisionnement gaz en moyenne industrie alors que sa solution réseau électrique de référence demeurerait la moyenne industrie. Cela tient aux rendements des installations de production électrique qui sont en général situés entre 25 et 50 %, donc un besoin entre deux et quatre fois supérieur en gaz naturel pour un même niveau d'électricité disponible.

(2) L'ensemble des données et des résultats, de même que le modèle de calcul sont disponibles auprès d'EXPLICIT.

livraison (coût évité + prime de puissance garantie) semble l'option la plus envisageable. C'est le cas actuellement du rachat en basse tension de l'électricité d'origine photovoltaïque ¹. Cette option est retenue dans le cadre de cette étude.

5.2. Cadrage de la part potentielle globale de la production non-centralisée

5.2.1. Hypothèses générales

Avant de déterminer de façon quantitative l'enveloppe globale de la production non-centralisée, il est important de détailler les éléments d'un environnement compatible avec une telle pratique.

Premièrement, l'acceptabilité sociale pour les avatars de la production centralisée que constituent les lignes à très haute tension est de moins en moins avérée. En effet, on dénombre dans quelques régions françaises une forte opposition à ce type de construction ce qui pénalise la fourniture d'électricité centralisée. C'est le cas notamment dans le sud-est de la France avec l'option envisagée (parmi d'autres) d'un cycle combiné de grande puissance pour permettre le bouclage et la sécurité d'alimentation que devait assurer un projet de ligne à très haute tension. D'autre part, les coûts d'enfouissement d'une telle ligne sont supérieurs d'un facteur 100 à ceux d'une solution aérienne. Cependant le réseau existant de transport et de distribution demeure fonctionnel et assure par ailleurs en dehors de la livraison deux autres services : le secours et le débouché pour la revente.

Le parc actuel de production centralisée connaîtra ses premiers déclassements à partir de 2015-2020. L'hypothèse d'un renouvellement à l'identique de ce parc dans le cadre du débat national sur l'avenir des filières énergétiques est une option plausible. Les capacités additionnelles nécessaires en réponse à la croissance de la demande sont dans cette option assurées par des moyens régionaux ou locaux de production. D'autant que dans le cadre d'un marché de l'électricité libéralisé, on peut convenir d'une programmation nationale moins dirigiste et centralisée.

(1) Contrat d'achat de l'électricité photovoltaïque dit contrat « maison Phébus » de décembre 1999.

- Etude n° 4 -

Pour permettre et pérenniser une démarche locale de planification intégrée des ressources énergétiques (IRP), il est nécessaire de disposer d'un gestionnaire indépendant du réseau de distribution. Ce G.R.D. doit assurer l'intégration optimale des moyens de production locaux sur la boucle locale de transport et de distribution. Parmi les dispositions nécessaires, le gestionnaire indépendant doit permettre l'accès des tiers à tous les niveaux de transport et de distribution, y compris en basse tension. D'autre part, les coûts de raccordement, qui demeurent parfois prohibitifs pour de tels projets sont contrôlés par cette instance afin d'éviter toute barrière technique et financière à l'entrée. A titre d'illustration, une enquête européenne sur ces coûts de raccordement¹ montre que les pratiques nationales en la matière sont relativement hétérogènes. Alors qu'aux Pays Bas, les coûts de raccordement représentent de 6 à 10 % de l'investissement initial, en France ces coûts se situent dans une fourchette comprise entre 10 et 30 % (maximum constaté en Europe).

D'autant que le développement de l'électronique de puissance embarquée sur ces installations permet une meilleure intégration avec le fonctionnement du réseau d'alimentation général et notamment un pilotage de la puissance réactive. Le développement parallèle des interfaces de communication à distance doit accompagner au mieux cette intégration de la production sur site avec les contraintes de gestion du réseau.

D'un point de vue commercial, la diffusion de ces moyens de production non-centralisée est cohérente avec l'émergence d'un marché du service énergétique (ESCo) tel qu'il existe chez nos voisins européens et tel qu'il commence à se pratiquer en France depuis l'expérience du contrat de cogénération (décret 97.01).

Tout ceci va de pair avec le développement du concept de programmation optimale des installations décentralisées présenté dans le chapitre 2 (*distributed utility planning*). Cet outil de planification locale, que l'on peut inclure dans un schéma de service collectif de l'énergie (LOADT), permet de faire correspondre au mieux la réponse idoine à la croissance de la demande locale par des moyens locaux de fourniture ou de maîtrise de l'énergie.

(1) Etude de l'association Cogen-Europe - septembre 1999.

5.2.2. *Cadre quantitatif pour l'estimation de la part potentielle*

Pour les besoins de la mission du Commissariat général au Plan sur l'évaluation des coûts du nucléaire en France, il a été réalisé deux scénarios prévisionnels de la demande entre 2020 et 2050. Cette scénarisation réalisée par ENERDATA reprend deux options opposées sur la tendance de consommation énergétique.

S2 – H : Scénario HAUT « forte consommation énergétique » dont l'étape 2020 est le scénario S2 du Commissariat général au Plan et dont l'étape 2050 est la traduction nationale de l'image européenne décrite dans le scénario IIASA-A caractérisée par une consommation forte d'énergie et sans préoccupations majeures de protection de l'environnement.

S2-H	1997	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industrie	133	159	171	183	192	201	211	221	232	243
petite	5	5	6	6	7	7	7	8	8	9
moyenne	19	23	24	26	27	29	30	32	33	35
grande	110	131	141	151	158	165	173	181	190	199
Résidentiel	126	145	154	162	178	194	214	233	257	280
individuel	76	87	92	97	107	117	128	140	154	168
collectif	50	58	61	65	71	78	86	93	103	112
Tertiaire	95	107	113	118	124	130	136	143	150	157
petit	32	36	38	39	41	43	45	48	50	52
grand	63	72	75	79	83	87	91	95	100	105
Total TWh	354	412	437	463	494	525	561	597	639	680

S3 – B : Scénario BAS « faible consommation énergétique » dont l'étape 2020 est le scénario S3 du plan et dont l'étape 2050 est la traduction nationale de l'image européenne décrite dans IIASA-C caractérisée par une prise compte majeure des problèmes d'environnement (local et global).

- Etude n° 4 -

S3-B	1997	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industrie	133	154	164	173	174	174	175	176	176	177
petite	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
moyenne	19	22	23	25	25	25	25	25	25	26
grande	110	128	136	144	144	144	145	145	146	146
Résidentiel	126	135	138	142	151	160	171	181	193	205
individuel	76	81	83	85	91	96	103	109	116	123
collectif	50	54	55	57	60	64	68	73	77	82
Tertiaire	95	96	96	96	96	97	97	97	98	98
petit	24	24	24	24	24	24	24	24	24	25
grand	71	72	72	72	72	72	73	73	73	74
Total TWh	354	385	398	411	421	431	443	454	467	480

Les hypothèses liées à la constitution de ces scénarios de demande sont présentées en détail dans le rapport central de la mission d'évaluation sur les coûts du nucléaire.

La production non-centralisée étant nécessairement assise sur une demande connue ou identifiée, l'estimation de la part potentielle ne se fait pas nécessairement a contrario d'un parc centralisé mais surtout en suivi de la demande énergétique et des services à satisfaire.

Les deux scénarios ont été repris de façon sectorielle et le pas de temps a été réduit de 20 ans à 5 ans. Le découpage par secteur de consommation reprend la typologie utilisée dans le cadre de cette analyse. La répartition entre sous-secteurs est constante dans le temps.

5.3. Performance économique de la production non-centralisée

5.3.1. Caractérisation des technologies non-centralisées en compétition

La prospective réalisée sur les technologies concurrentes de production non-centralisée s'est établie sur deux types d'équipements :

- **Les technologies classiques de production en cogénération** (turbine à combustion, moteur à combustion).
- **Les technologies émergentes de production en cogénération** (mini et micro-turbine, moteur Stirling, pile à combustible).

Ces deux catégories sont présentées de façon détaillée dans le chapitre 3. Ici, il importe de définir les critères de comparaison des caractéristiques de chacun de ces équipements.

Sur la base des publications disponibles (catalogues des équipementiers, états de l'art technologique, objectifs des programmes de recherche), il a été établi une série de critères invariables pour caractériser chacune des filières.

Une dizaine de critères de premier rang ont été recensés systématiquement pour les 13 gammes technologiques couvrant le domaine de la production non-centralisée.

Ci-après figure la liste de ces gammes technologiques.

Les filières technologiques de production décentralisée et leur champ d'application

Filière technologique	Gamme de puissance
Moteur à combustion en cogénération	50-250 kWe
	0,25 - 1 MWe
	1 - 5 MWe
Turbine à combustion en cogénération	1 - 5 MWe
	5 - 10 MWe
	10 - 25 MWe
	25 - 50 MWe
Moteur à combustion externe Stirling	5 - 50 kWe
Mini et Micro-turbine à combustion en cogénération	5-25 kWe
	25-250 kWe
Pile à Combustible en cogénération	5 - 50 kWe
	50 - 250 kWe
	0,25 - 1 MWe

Les critères de premier rang retenus sont de deux types : technique et économique.

- Etude n° 4 -

Critères de premier rang de caractérisation des gammes technologiques

Technique	Economique
▪ Rendement électrique net ▪ Durée de construction (années) ▪ Durée de vie (années) ▪ Disponibilité (h/an) ▪ Emission de CO₂ en g par kWh	▪ Coût constructeur en F₉₉ par kWe ▪ Surcoût de couplage au réseau en % de l'investissement ▪ Frais de maîtrise d'œuvre en % de l'investissement ▪ Frais de maintenance par an ▪ Frais généraux liés à l'exploitation de l'équipement ▪ Frais au pro rata du temps d'exploitation par kWh

A titre d'illustration, pour la période 2020, le tableau suivant reprend ces différents critères pour les technologies recensées précédemment (les autres périodes sont disponibles auprès d'EXPLICIT).

Récapitulatif des principaux critères de caractérisation pour les technologies en 2020

	F ₉₉ /kWe	Mainten- nance	Rendement électrique	Disponi- bilité (h)	Durée de vie (années)	Frais de main- d'oeuvre	Durée de construc- tion (année)	Frais géné- raux (%)	Coût d'explo- itation prorata temporis
MAC-Cogé* 0,25-1 Mwe	4 500	3 %	45 %	8 200	20	2 %	0,2	0 %	3E-06
MAC-Cogé 1-5 Mwe	3 400	3 %	45 %	8 200	20	2 %	0,2	5 %	3E-06
MAC-Cogé 50-250 kWe	4 000	3 %	40 %	8 200	20	2 %	0,1	0 %	3E-06
Moteur Stirling 5-50 kWe	5 100	3 %	33 %	6 500	15	0 %	0,05	0 %	3E-06
MiniTurbine 25-250 kWe	2 000	3 %	37 %	7 000	20	2 %	0,1	0 %	3E-06
MicroTurbine 5-25 kWe	5 000	3 %	37 %	7 000	20	2 %	0,05	0 %	3E-06
PAC-Cogé** 0,25 - 1 Mwe	3 200	3 %	50 %	8 000	15	2 %	0,3	0 %	3E-06
PAC-Cogé 5-50 kWe	3 200	3 %	50 %	8 000	15	2 %	0,1	0 %	3E-06
PAC-Cogé 50- 250 kWe	3 200	3 %	50 %	8 000	15	2 %	0,2	0 %	3E-06
TAC-cogé*** 1-5 Mwe	5 700	3 %	45 %	8 000	25	2 %	0,3	5 %	3E-06
TAC-cogé 5-10 Mwe	4 900	3 %	45 %	8 000	25	3 %	0,4	10 %	3E-06
TAC-cogé 10-25 Mwe	4 100	3 %	45 %	8 000	25	3 %	0,5	10 %	3E-06
TAC-cogé 25-50 Mwe	3 000	3 %	45 %	8 000	25	3 %	0,5	10 %	3E-06

* = moteur à combustion en cogénération

** = pile à combustible en cogénération

*** = turbine à combustion en cogénération

Afin de compléter la taxonomie de ces équipements, la question du marché ou de la niche d'exploitation de ces technologies doit être abordée sous l'angle de l'utilisateur final potentiel. La terminologie commerciale actuelle ¹ a été reprise

(1) Publication bimensuelle des tarifs électricité et gaz par l'Association technique énergie, environnement (Energie Plus).

- Etude n° 4 -

pour identifier de pair les conditions d'exploitation (coût du combustible, profil d'utilisation ou de la charge, conditions de couplage, etc.) et la taille des marchés liés à ces utilisateurs potentiels :

- Résidentiel (individuel et collectif)
- Tertiaire (petit et grand)
- Industrie (petite, moyenne et grande)

Marchés cibles des gammes technologiques recensées dans l'étude

	Résidentiel individuel	Rési- dentiel collectif	Petit tertiaire	Grand tertiaire	Petite industrie	Moyenne industrie	Grande industrie
Moteur Stirling 5 - 50 kWe	,						
MAC-Cogé 50 -250 kWe		,	,		,		
MAC-Cogé 0,25 - 1 MWe		,		,	,	,	
MAC-Cogé 1 - 5 MWe				,		,	,
PAC-Cogé 5 - 50 kWe	,		,				
PAC-Cogé 50 - 250 kWe		,	,		,		
PAC-Cogé 0,25 - 1 MWe		,		,	,	,	
Micro-turbine 5-25 kWe	,		,				
Mini-turbine 25-250 kWe		,	,		,		
TAC-cogé 1 - 5 MWe				,		,	,
TAC-cogé 5 - 10 MWe							,
TAC-cogé 10 - 25 MWe				,			,
TAC-cogé 25 - 50 MWe							,

A la suite de ces différentes caractérisations physiques, techniques, économiques et commerciales, il est nécessaire d'appréhender les éléments de comparaison et de compétition avec la fourniture électrique provenant de la production centralisée.

5.3.2. *Calcul du coût global actualisé et du temps de retour des différentes technologies*

Dans les paragraphes précédents, il a été précisé les caractéristiques techniques, économiques et commerciales de ces moyens de production ainsi que le cadre de l’approvisionnement en gaz et le prix de l’électricité livrée par le réseau. Il convient d’évaluer maintenant la compétitivité économique de chacune des gammes technologiques de production non-centralisée au regard de critères économiques classiques :

- le coût global actualisé du kWh produit par la solution technique ;
- le temps de retour de la solution technique alternative à la livraison par le réseau.

Dans un premier temps, il est important d’explicitier au mieux le calcul du coût global actualisé du kWh produit par la solution non-centralisée. La sensibilité du temps de retour au mode de calcul ne permet pas dans un exercice de prospective de s’exonérer d’un tel exposé.

Données d’entrée pour le calcul du <i>Coût Global Actualisé</i> de la solution technique	
T_{da} = taux d’actualisation (5%)	D_{co} = durée de construction
M_{tn} = frais de maintenance en % du C_{cn}	E_{xp} = frais proportionnel d’exploitation par kWh en % du C_{cn}
M_{do} = frais maîtrise d’œuvre en % du C_{cn}	F_g = frais généraux liés à l’équipement
R_{de} = rendement électrique net	D_{isp} = durée annuelle de disponibilité en heures
C_{cn} = coût constructeur par kWh	D_{dv} = durée de vie (années)
C_{comb} = coût combustible par kWh PCI	C_{pl} = surcoût de couplage proportionnel au C_{cn}

Par ailleurs, on définit les termes issus du mode de calcul.

Investissement en F_{99} par kWh dont intérêts intercalaires :

$$\rightarrow I_{nv} = (C_{cn} * (1 + C_{pl})) * (1 + M_{do}) * (1 + D_{co} * T_{da} / 2)$$

Coût variable en F_{99} /kWh $\rightarrow C_{va} = C_{cn} * E_{xp} * (1 + F_g)$

- Etude n° 4 -

Coût en combustible en F₉₉ par kWh $\rightarrow C_{cbk} = (1/R_{de}) * C_{comb} * (1+F_g)$

Coût fixe en F₉₉ par an $\rightarrow C_{fa} = [C_{cn} * M_{tn} * (1+F_g) + I_{nv} * T_{da} * ((1+T_{da})^{Ddv})] / [(((1+T_{da})^{Ddv}) - 1)]$

Coût proportionnel en F₉₉ par kWh $\rightarrow C_{pr} = C_{va} + C_{cbk}$

Coût global actualisé en F₉₉ par kWh $\rightarrow C_{ga} = C_{pr} + C_{fa}/D_{isp}$

Le coût global actualisé du kWh sur la durée de vie de l'équipement permet une comparaison simple avec le coût d'approvisionnement par le réseau du même kWh. Cependant la totalité des systèmes de production étudiés ici sont en cogénération chaleur et électricité. Il est donc nécessaire de s'intéresser à la valorisation économique de cette chaleur ou vapeur co-produite. La méthode retenue est celle du calcul dit « à chaudière équivalente ».

Caractéristiques de la « chaudière équivalente » :

- Rendement de récupération de la chaleur : $R_{cup} = 80 \%$
- Production thermique par kWh : $P_{thk} = (R_{cup} * (1 - R_{de})) / R_{de}$
- Coût d'investissement de la chaudière : $I_{chd} = 500 \text{ F}_{99} / \text{kWth}$
- Durée de vie de la chaudière : $D_{vch} = 25 \text{ ans}$
- Frais fixe de maintenance (% du capital) = 3%
- Durée de chauffe spécifique à chaque secteur de consommation (heures par an) : D_{sch}
- Annuité : $A_{nn} = (I_{chd} * T_{da} * (T_{da} + 1)^{Dvch}) / ((1 + T_{da})^{Dvch} - 1)$
- Coût de production du kWh_{th} : $C_{pth} = C_{comb} / R_{cup} + (A_{nn} + F_{mch} * I_{chd}) / D_{isp}$

Coût global actualisé en F_{99} par kWhe corrigé en cogénération au prorata temporis de la saison de chauffe :

$$C_{GAC} = C_{ga} - (P_{thk} * C_{pth}) * (D_{sch}/D_{isp})$$

A part la grande industrie, tous les autres secteurs ont été considérés comme des systèmes de cogénération climatique, donc fonctionnant uniquement entre octobre et avril. Toutefois, la trigénération par des équipements de production de froid par absorption permettrait de valoriser au mieux cette coproduction thermique (très adaptée au grand tertiaire).

Le temps de retour issu du calcul du coût global actualisé corrigé en cogénération permet d'appréhender de façon simple le rendement et l'acceptabilité d'un projet de production sur site ou non-centralisée d'électricité et de chaleur. Il correspond au nombre d'années nécessaires pour que les économies sur la facture énergétique permettent d'amortir l'équipement de production.

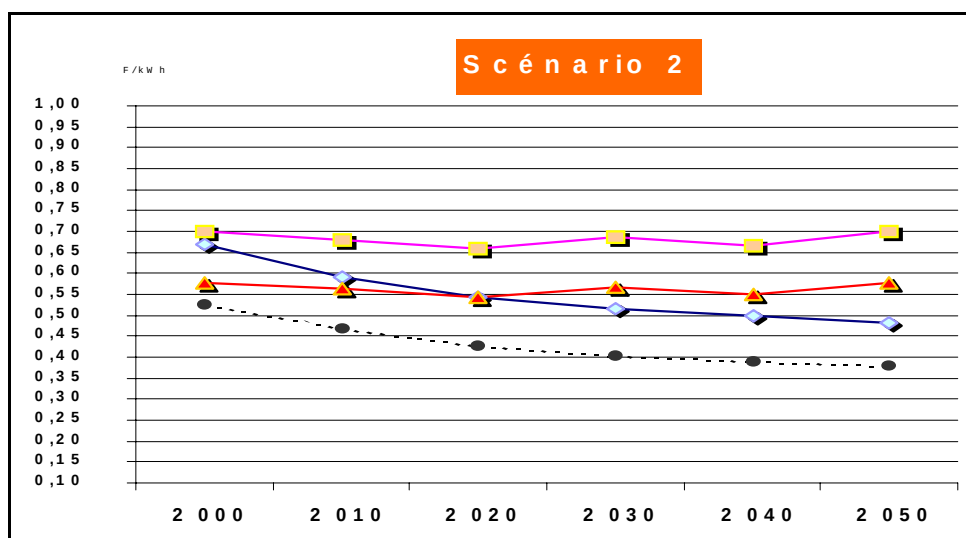
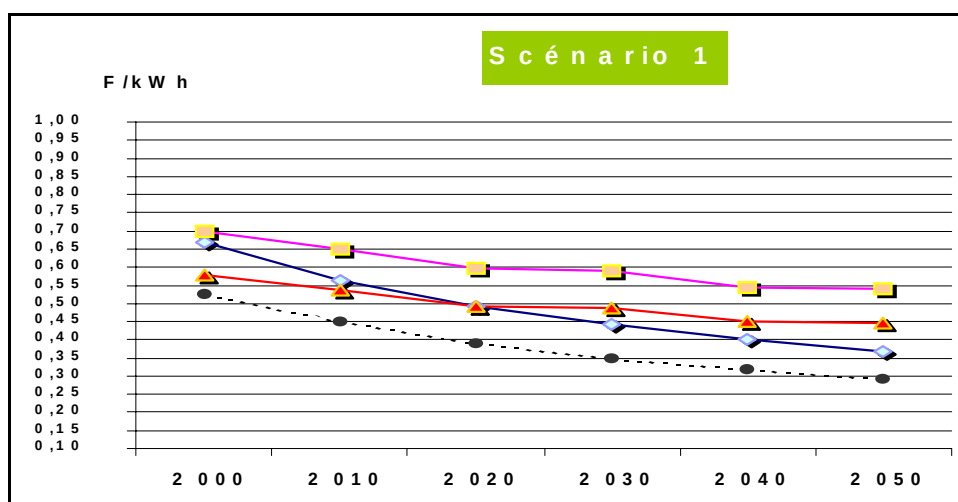
Temps de retour :

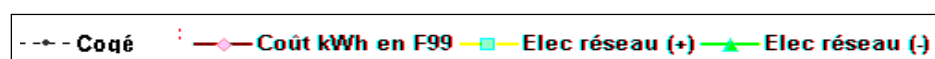
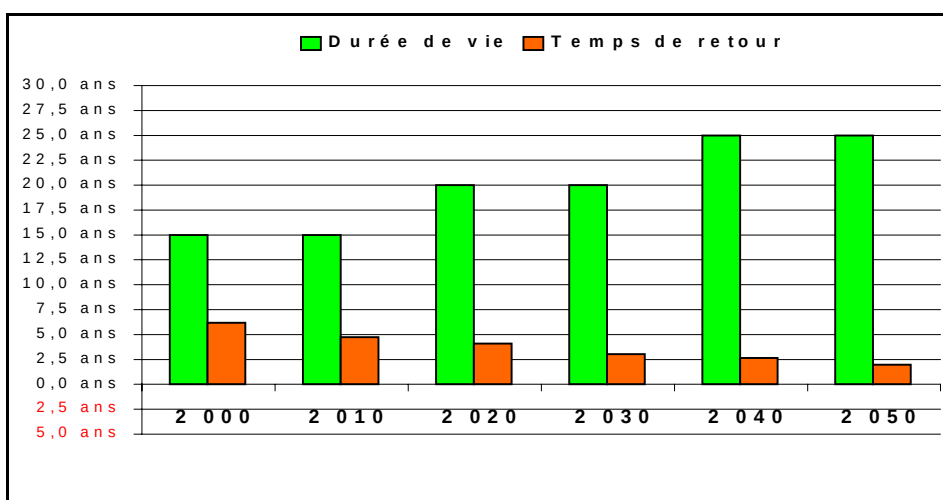
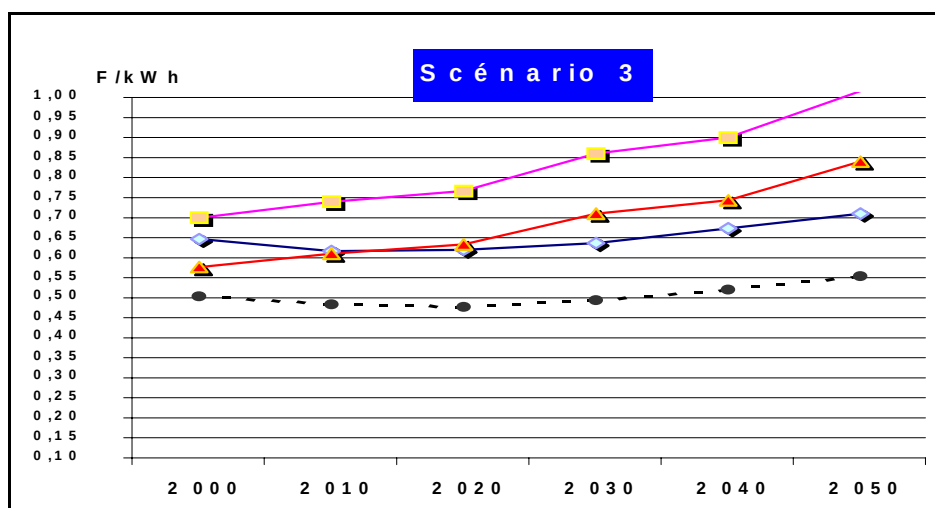
$$T_{DR} = I_{nv} / [(\alpha * (\text{elec}_{+}) + (1 - \alpha) * (\text{elec}_{-}) - C_{GAC}] * D_{isp}]$$

Pour l'étude, la valeur de pondération α qui a été retenue est 0,3 proche des valeurs constatées pour les tarifs de rachat et de coût moyen annuel de livraison par kWhe. Pour chacune des gammes technologiques et dans chaque secteur de consommation-production, le calcul du coût global actualisé en cogénération ainsi que le temps de retour ont été réalisés.

- Etude n° 4 -

**Exemple : Performance économique de la micro-turbine en cogénération
(5 – 25 kWe) dans le secteur résidentiel**





- Etude n° 4 -

Pour les autres cas de figures « technologie-secteur » (une trentaine), les panneaux de performance économique sont disponibles auprès d'EXPLICIT. Il est intéressant de préciser que le calcul du temps de retour est basé sur les coûts d'approvisionnement en gaz naturel du scénario S_C1. Pour les deux autres, le renchérissement du coût du gaz naturel ne fait qu'améliorer la valorisation économique de la coproduction thermique, soit une réduction plus accentuée des temps de retour. Afin de ne pas multiplier les hypothèses, il est apparu souhaitable de tabler sur une estimation dans le cadre du scénario S_C1. Dans le tableau suivant, les différentes technologies de production non-centralisée sont en compétition intra-sectorielle au niveau de leur temps de retour.

Récapitulatif des temps de retour estimés dans le cadre de l'étude

Résidentiel – individuel	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Durée	Saison de chauffe
Microturbine 5-25 kWe	5,8	4,6	3,9	2,9	2,6	1,9	5500	2500
MAG Stirling 5-50 kWe	7,8	4,9	4,5	3,6	3,5	2,9	5500	2500
Pile à comb. 5-50 kWe	8,4	4,7	1,4	0,9	0,8	0,6	7000	2500
Résidentiel - collectif								
MAG Cogé 50-250 kWe	5,4	4,9	4,2	3,7	3,8	3,5	6500	3500
Mag Cogé 0,25-1 MWe	7,5	7,1	6,6	5,7	5,4	4,5	6500	3500
Pile à comb. 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7000	3500
Pile à comb. 0,25-1 MWe	23,5	12,0	3,3	2,1	1,8	1,3	7000	3500
Microturbine 25-250 kWe	5,4	3,1	2,2	1,6	1,5		6500	3500
Petit tertiaire								
MAG Cogé 50-250 kWe	5,4	4,9	4,2	3,7	3,8	3,5	6500	3500
Pile à comb. 5-50 kWe	8,4	4,7	1,4	0,9	0,8	0,6	7000	2500
Pile à comb. 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7000	3500
Microburbine 5-25 kWe	5,8	4,6	3,9	2,9	2,6	1,9	5500	2500
Microturbine 25-250 kWe	5,4	3,1	2,2	1,6	1,5	1,3	6500	3500
Grand tertiaire								
Mag Cogé 0,25-1 MWe	8,2	7,7	7,3	6,2	5,9	4,8	6500	3500
MAG Cogé 1-5 MWe	5,6	5,3	5,1	4,1	3,9	3,3	6500	3500
Pile à comb. 0,25-1 MWe	36,1	16,9	4,3	2,7	2,3	1,6	7000	3500
TAC 1-5 MWe	10,3	9,3	8,7	7,2	7,2	6,3	7000	3500
Petite industrie								
MAG Cogé 50-250 kWe	6,0	5,4	4,6	4,1	4,2	4,0	6500	2500
Mag Cogé 0,25-1 MWe	6,5	6,2	5,8	5,0	4,8	3,9	6500	2500
Pile à comb. 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7000	3500
Pile à comb. 0,25-1 MWe	23,5	12,0	3,3	2,1	1,8	1,3	7000	3500
Microturbine 25-250 kWe	5,2	3,0	2,1	1,5	1,5	1,2	7000	3500
Moyenne industrie								
Mag Cogé 0,25-1 MWe	7,0	6,6	6,2	5,3	5,1	4,2	7000	3500
MAG Cogé 1-5 MWe	5,3	5,0	4,8	3,9	3,7	3,1	7000	3500
Pile à comb. 0,25-1 MWe	30,5	15,0	4,0	2,5	2,2	1,5	7000	3500
TAC 1-5 MWe	10,3	9,3	8,7	7,2	7,2	6,3	7000	3500
Grande industrie								
MAG Cogé 1-5 MWe	5,8	5,5	5,3	4,3	4,0	3,4	8000	3500
TAC 1-5 MWe	10,9	9,7	9,2	7,4	7,6	6,6	8000	4500
TAC 5-10 MWe	8,8	7,8	7,2	5,7	5,7	4,8	8000	4500
TAC 10-25 MWe	7,3	6,7	6,4	5,3	5,2	4,7	8000	5000
TAC 25-50 MWe	6,0	5,2	4,6	3,8	4,0	3,7	8000	4500

- Etude n° 4 -

Ces temps de retour intègrent le bénéfice de l'électricité non auto-consommée rachetée soit par le producteur centralisé avec un contrat de puissance minimum garantie soit dans le cadre d'une mutualisation de la production énergétique au niveau d'une boucle locale.

A la lecture de ce tableau, il apparaît que la principale rupture technico-économique telle que décrite au chapitre 3 est l'avènement de la pile à combustible. En effet, on constate qu'à partir de 2020, sur la base de la prospective, le temps de retour de cette technologie est de 30 à plus de 50 % moins important que les technologies concurrentes. L'autre technologie qui semble aussi bénéficier d'un tel saut qualitatif est la mini et micro-turbine. Ce sont donc les secteurs où la production à partir de petite puissance est efficace qui vont bénéficier au mieux des développements technologiques et de l'améliorations économiques de ces nouvelles offres.

En terme de coûts de revient, ces installations vont se caractériser par l'augmentation de la part du coût variable dans le coût total. Dans le cas de la pile à combustible dans le secteur résidentiel, cette proportion passe de 60 % en 2010 à près de 90 % en 2050. Un renchérissement du cours du gaz naturel ne ferait qu'accentuer cette tendance, d'autant que la valorisation de la coproduction thermique accélérerait la rentabilisation de l'installation. Le débat sur l'évolution des coûts fixes pour la pile à combustible (divisés par 10 en 2010 et 2050) demeure déterminant pour évaluer le coût total. Cependant, en dépit de la marge de « sécurité » retenue (1 200 F₉₉/kWe en 2050 contre les 500 F₉₉/kWe prévus par les constructeurs de piles stationnaires et mobiles), la rentabilité de ces équipements demeurerait rapide.

1.4. Comparaison des options centralisées-décentralisées

1.4.1. Introduction : effet d'échelle et effet de série

La rentabilité de la production non centralisée est induite par la diminution des coûts associée à l'effet de série (production décentralisée), plus rapide que celle qui est liée à l'effet d'échelle (production centralisée). Ce point d'équilibre est d'autant plus facile à atteindre que le coût de la solution réseau doit intégrer les coûts de transports et de distribution qui multiplient par trois le coût de

production sortie centrale ¹. Toute technologie de production sur site est donc potentiellement intéressante tant que le coût total de production est inférieur au coût total de mise à disposition de la solution réseau. Dans ces conditions, même en l'absence de débouché en revente sur le réseau à partir de 2030, ces solutions sont plus compétitives qu'une fourniture par le réseau.

Pour les secteurs nécessitant des installations de moyenne et grande puissance, le point d'achoppement entre effet de série et effet d'échelle est moins favorable à la production non-centralisée puisque la livraison en moyenne et haute tension limite les coûts de distribution. Toutefois, les temps de retour des installations de production sur site sont en deçà des seuils classiques de prise de décision. Avec un temps de retour de référence dans l'industrie de 6 années, la plupart des équipements disponibles constituent des investissements rentables d'auto-production. Il est intéressant de noter que si de façon absolue ou cardinale, les temps de retour de chacune de ces filières décroissent significativement, de façon ordinale, le classement de chacune d'elles demeure stable. C'est surtout le cas pour la production de taille moyenne qui voit l'avantage du moteur à combustion sur la turbine rester identique.

1.4.2. Définition des probabilités d'adoption des technologies en compétition intra-sectorielle

La performance économique d'un équipement n'est pas le seul critère d'adoption d'une technologie. Il faut donc, pour évaluer la part potentielle de ces équipements en compétition intra-sectorielle, identifier un mode d'adoption dans un univers concurrentiel.

Dans le cadre de cette étude, trois hypothèses de base ont été retenues pour définir au mieux le processus de choix entre des solutions concurrentes.

H₁ : le temps de retour absolu

Le premier élément de base est la valeur intrinsèque de la performance économique du projet. Le critère retenu, présenté plus haut, est celui du temps de retour. Toute décision d'investissement se fait en premier lieu en comparaison avec un temps de retour de référence. Celui-ci est variable en fonction du secteur d'activité, de la superficie financière de l'acteur et de sa

(1) Environ 0,22 F par kWh sortie centrale, alors que le kWh est facturé 0,70 FTTC par kWh en BT.

- Etude n° 4 -

perception de l'enjeu. Le temps de retour de référence est corrélé positivement avec ces deux dernières indications. Plus l'investisseur possède la capacité financière à agir et est sensibilisé par la nature de l'enjeu, plus il pourra accepter un temps de retour important. Pour cette étude, trois classes de temps de retour ont été retenues. Pour un taux d'actualisation de 5 % :

- **6 ans** et moins : pour la **grande et moyenne industrie** ;
- **4 ans** et moins : pour **le grand tertiaire, la petite industrie** et les compagnies de services énergétiques (ESCO) dans le résidentiel collectif ;
- **2 ans** et moins : pour **le petit tertiaire et le résidentiel individuel**.

Cela s'explique par la différence de taux d'actualisation implicite de chacun de ces acteurs. Ces temps de retour de référence permettent en premier lieu de discriminer entre elles les technologies, éligibles ou non à un potentiel spécifique de marché.

H₂ : le temps de retour « relatif »

Entre plusieurs solutions techniques qui respectent le temps de retour de référence, il est évident que celle qui a la valeur la plus faible aura, toutes choses égales par ailleurs, une probabilité d'adoption supérieure aux concurrentes. C'est pourquoi il est nécessaire d'exprimer en terme relatif les temps de retour des technologies concurrentes vis-à-vis de la plus performante. Le niveau de compétitivité est ainsi mieux appréhendé.

**Extraits des temps de retour « relatif » d'équipements
en compétition intra-sectorielle**
*(base 100 pour l'équipement ayant le temps de retour
le plus faible l'année considérée)*

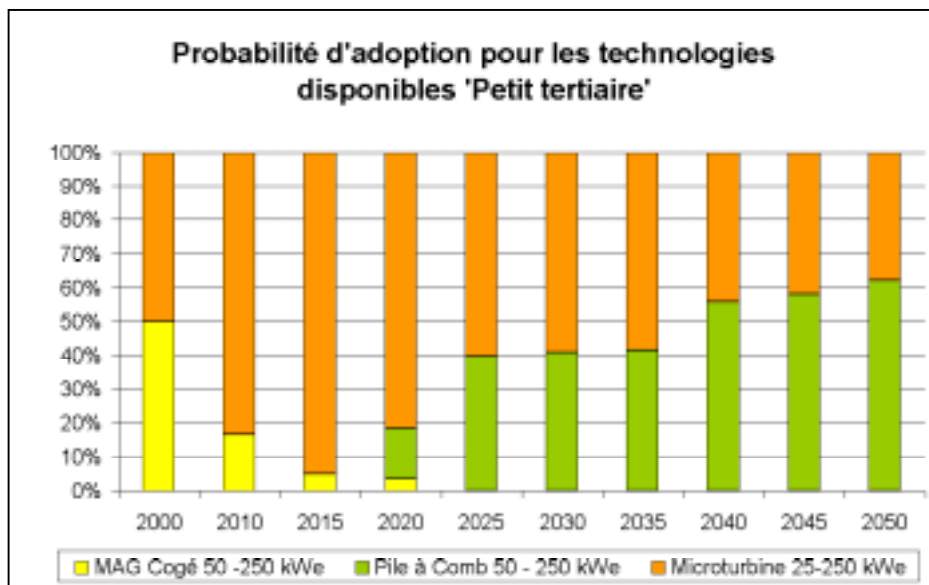
Petit tertiaire	2000	2010	2020	2030
MAC-Cogé 50 -250 kWe	100	157	188	231
PAC-Cogé 50 - 250 kWe	355	315	122	108
Mini-turbine 25-250 kWe	100	100	100	100

A la lecture de ce tableau, il est intéressant de constater qu'entre la première et la dernière période, l'avantage compétitif de la mini-turbine sur le petit moteur à combustion en cogénération ne cesse de s'accroître. Par contre, l'écart entre la solution de référence et la pile à combustible décroît de façon nette durant cette

même période. On appréhende ici de façon plus évidente la probabilité d'adoption pour chacune de ces technologies

H₃ : la durée de performance

En dernier lieu, pour estimer au mieux la compétitivité relative pour ces différentes filières, la durée de la performance est un élément déterminant de la probabilité d'adoption. En effet, sur le précédent tableau, il aisé d'imaginer qu'il existe une prime d'ancienneté de performance et de stabilité de celle-ci. La probabilité d'adoption augmente avec la constance de la performance relative. La règle retenue ici est que pour deux périodes consécutives de performance, la solution technologique rencontre l'intégralité de son potentiel de marché (en liaison avec la durée de vie de l'équipement).



La fonction de répartition des probabilités d'adoption qui a été utilisé dans cette étude reprend les trois hypothèses énoncées plus haut. Cette fonction permet d'établir les probabilités d'adoption de la technologie de référence comparativement à un indice des technologies concurrentes ¹.

(1) Fonction de répartition : $1 - f$ (TDR relatif des technos concurrentes) = probabilité d'adoption de la technologie de référence.

- Etude n° 4 -

Pour illustrer le type de résultat intermédiaire le graphique suivant présente les résultats du modèle de calcul des probabilités d'adoption pour les technologies disponibles dans le secteur « petit tertiaire ».

Ces résultats ont été obtenus pour chacun des secteurs pour la période de 2000 à 2050 (disponible auprès d'EXPLICIT). Le pas de temps a été ici affiné (de 10 à 5 ans) pour être synchrone avec la durée de vie des équipements et le renouvellement des parcs. On peut lire que pour 2040, dans le secteur 'petit tertiaire', il y a une probabilité de 45 % pour que le flux entrant du parc non-centralisé soit constitué de piles à combustible (50 à 250 kWe).

1.5. Estimation des parts de marché des moyens de production décentralisée

1.5.1. Deux démarches pour deux scénarios de consommation

En toute rigueur, puisque le temps de retour des technologies décentralisé devient très vite inférieur à un temps de retour de référence, variable selon les secteurs, la probabilité d'adoption devrait être rapidement égale à 1 et l'une ou l'autre de ces technologies devrait prendre la totalité du marché. En fait, la situation, certes transitoire, qui est celle de cette année 2000, incite à la prudence. Le simple franchissement du seuil du temps de retour de référence n'est pas une condition suffisante. Il faut tenir compte d'autres facteurs, tels qu'un « degré de confiance » fondé sur le temps pendant lequel le temps de retour de la technologie est resté durablement inférieur au temps de retour de référence (la durée de performance évoquée ci-dessus) et sur la variation de l'écart entre ces deux temps de retour. Il faut aussi tenir compte de l'évolution du cadre institutionnel. Comme on l'a signalé au chapitre 2 on suppose qu'à moyen terme (2010) il n'existe plus de barrière de caractère institutionnel à l'implantation de moyens de production décentralisée.

La démarche d'estimation du potentiel et de la part de marché des technologies décentralisées possède un socle commun aux deux scénarios de consommation : les technologies décentralisées ne contribuent qu'à la croissance du parc de production. Malgré la forte compétitivité de ces technologies, le planificateur ne prévoit pas le renouvellement anticipé des unités de production centralisée par des unités décentralisées. La montée en régime des moyens de production décentralisée est progressive, jusqu'à 2010 ; malgré la compétitivité avérée de certaines technologies, la pénétration est relativement lente. Le schéma est celui

préconisé par l'étude CEREN-ERDYN sur le potentiel de cogénération en France. Au-delà de 2010, les deux scénarios divergent quant à la probabilité d'adoption du décentralisé.

Dans le **scénario S2-H**, fondé sur une logique libérale et industrielle, caractérisé par une consommation d'énergie en croissance rapide, on considère que le renouvellement des capacités existantes se fait à l'identique. Les technologies décentralisées assurent alors la satisfaction de la croissance de la demande. Les différentes technologies décentralisées sont en compétition, les probabilités d'adoption se répartissent en fonction des temps de retour respectifs ou plus exactement du rapport de ces temps de retour au temps de retour de référence du secteur de consommation.

Dans le **scénario S3-B**, qui traduit une vive reprise de la politique de maîtrise de l'énergie, la part de marché de l'ensemble des technologies décentralisées résulte d'une programmation à long terme. Ces technologies font plus que d'assurer la croissance des besoins de production car cette croissance est faible et la part laissée à la part décentralisée serait très faible (ce qui serait paradoxal compte tenu du caractère de ce scénario, fondé sur la protection de l'environnement et la valorisation des ressources locales). Les moyens de production en fin de vie peuvent alors être renouvelés par des moyens décentralisés, en particulier des équipements qui valorisent les ressources locales.

Ces potentiels programmables ne deviendront réalité que lorsqu'une politique adaptée aura été définie et mise en œuvre par un « planificateur – régulateur » omniscient. En effet, « laisser une place à la production non centralisée » découle d'une décision politique (cf. article 6 de la loi 2000/18 DU 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité). On présente quelques exemples d'actions d'une telle politique dans la dernière section du rapport.

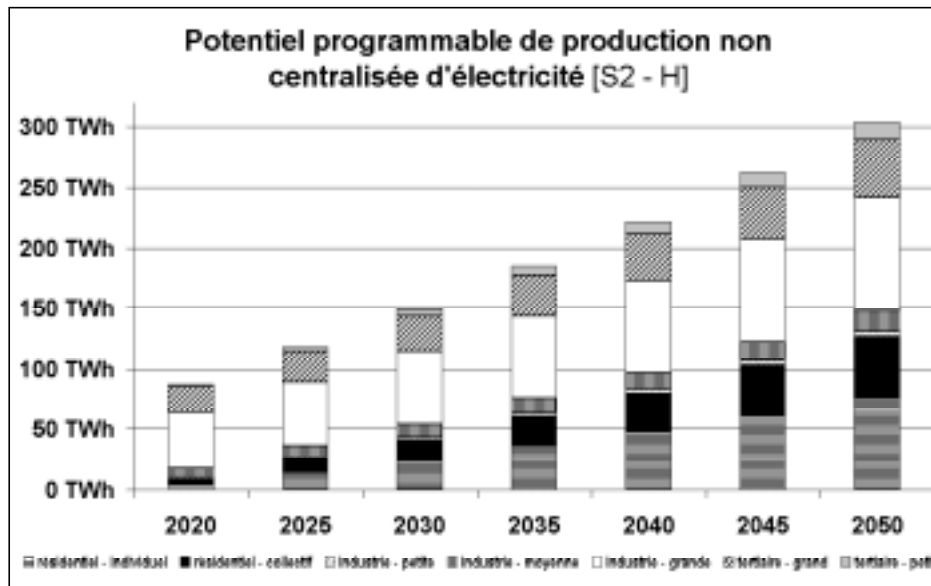
Pour les deux scénarios, la démarche de définition des parts de marché s'est fondée sur la connaissance du potentiel global de production non centralisée, puis par la répartition par filières et par secteurs de ces potentiels dynamiques et enfin par l'agrégation des stocks et flux d'équipements.

Potentiel programmable d'énergie décentralisée pour le scénario [S2 - H]

Cette notion reprend les hypothèses respectives à chaque scénario présentées en détail dans les paragraphes précédents. Pour le scénario [S2 - H] (logique

- Etude n° 4 -

industrielle, forte consommation d'énergie) la seule croissance de la demande avec reconduction du parc de 2010 à l'identique permet d'atteindre de façon significative un objectif tangible de production non centralisée.

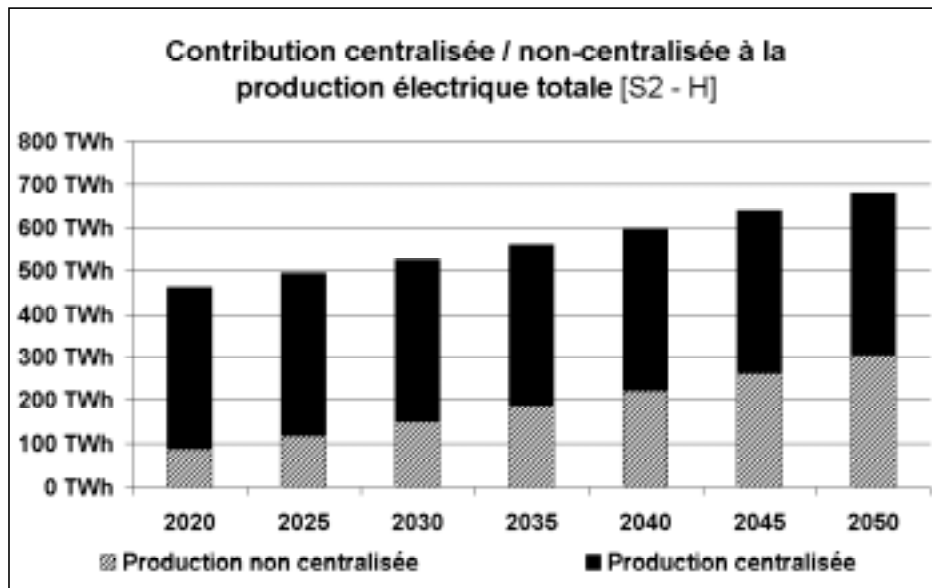


Il est intéressant de constater que pour S2-H, à cause du doublement de la consommation totale entre la période actuelle et 2050, le potentiel est considérable. Cette hausse est principalement le fait de deux secteurs : le résidentiel et l'industrie. Pour le résidentiel (multiplié par 2,2), c'est la croissance de la demande des applications spécifiques (hors chauffage) qui entraîne cette forte augmentation. La facture énergétique globale d'un ménage peut croître dans ce cas de façon significative pour représenter plus de 10 % de son revenu disponible. L'intérêt d'une solution économique pour répondre à ces besoins énergétiques (chaleur, froid et électricité spécifique) devient alors impérieux (parallèle intéressant avec le développement actuel du service téléphonique et de la télécommunication en France).

En ce qui concerne l'industrie et le grand tertiaire, la progression de la demande électrique laisse augurer dans ce scénario d'un dynamisme du marché de la vente d'électricité ou plutôt d'un développement accentué des services énergétiques. Dans ce cas, la solution énergétique globale que pourraient proposer des opérateurs privés (de type ESCO), couvrirait les différents aspects du service (kWh_e, calorie et frigorie). Ce type de solution repose sur une disponibilité locale du moyen de production afin d'optimiser la relation entre la

demande et la charge de l'équipement. Il n'y a pas d'incohérence systémique entre une demande électrique élevée et une production non centralisée.

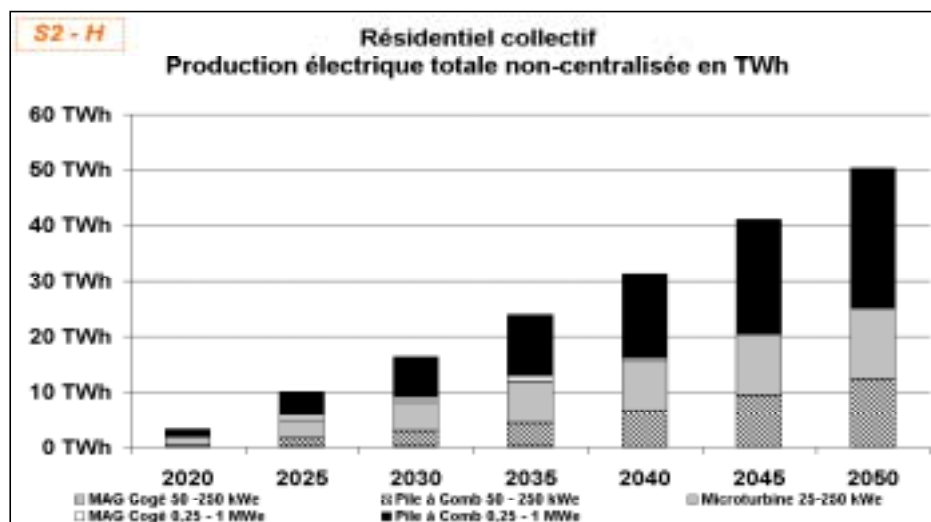
En terme de constitution du parc national de production électrique, la production décentralisée capte 22 % du marché en 2020, sa contribution augmente jusqu'à 45 % en 2050.



Concernant la contribution de chacune des filières technologiques, les résultats par secteur et par technologie sont disponibles en annexe. A titre d'illustration sont présentés ci-après les résultats des parts de marché pour le secteur du « résidentiel collectif ».

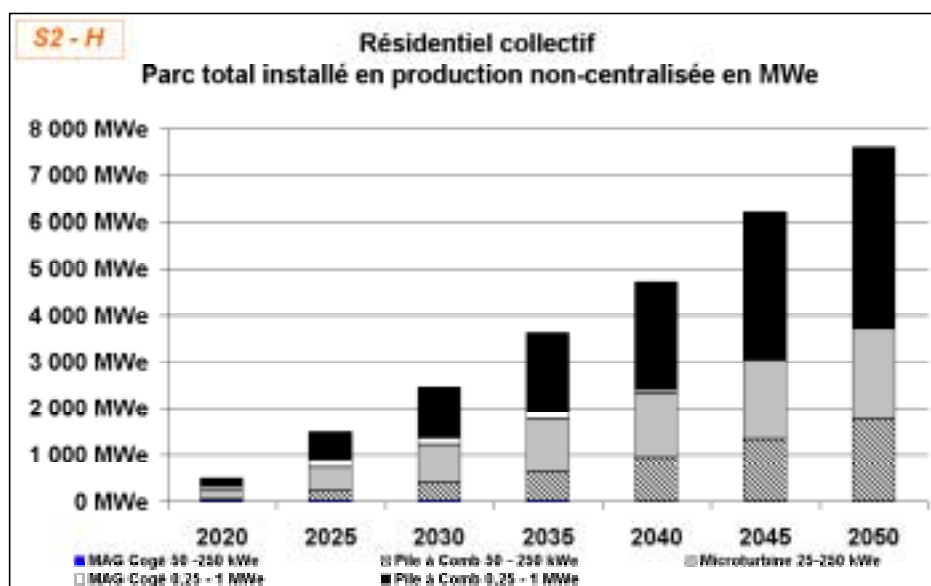
Il y a deux niveaux de puissance : en dessous de 250 kW et au-dessus de cette valeur. Dans le premier niveau trois technologies sont en compétition : moteur à gaz, micro-turbine et pile à combustible.

- Etude n° 4 -



Dans ce scénario, seule la micro-turbine et la pile à combustible subsistent après 2020 et se partagent le marché. Au-dessus de 250 kW, le moteur à gaz résiste jusqu'à 2035-2040 mais il est supplanté par la pile à combustible de puissance.

En tenant compte des durées de fonctionnement spécifique à chaque filière et des durées de vie de chacun des équipements, le parc des puissances installées pour le « résidentiel collectif » se dessine de la façon suivante.

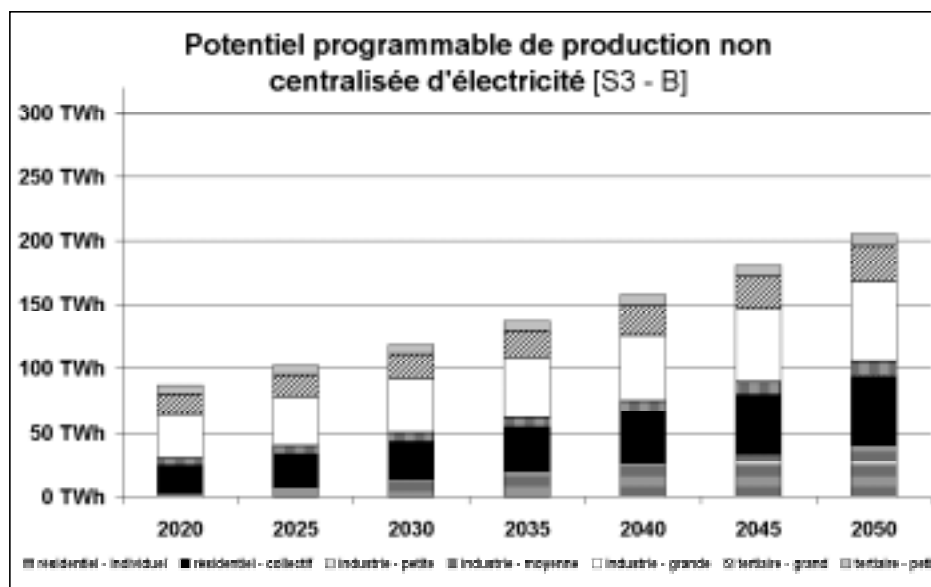


Pour ce seul secteur, il apparaît que l'enjeu d'une programmation des potentiels de production non centralisée est déterminant dans la conception du parc nationale de production (de l'ordre de 5 à 6 tranches actuelles de production centralisée pour le résidentiel collectif). Les détails de chacun des autres secteurs sont présentés en annexe.

Potentiel programmable d'énergie décentralisée pour le scénario [S3 - B]

Pour ce scénario [S3 - B] (maîtrise de l'énergie), la croissance de la demande avec reconduction partielle du parc de 2010 à l'identique est accompagnée par un effort programmatique important de la part des pouvoirs publics dans le domaine de la promotion et l'intégration des moyens locaux de production. Cette préoccupation est la déclinaison d'options politiques, techniques et économiques favorables à l'environnement (exemple des programmes type Eole, Cogénération 97.01 ou certificats verts pour la cogénération).

- Etude n° 4 -



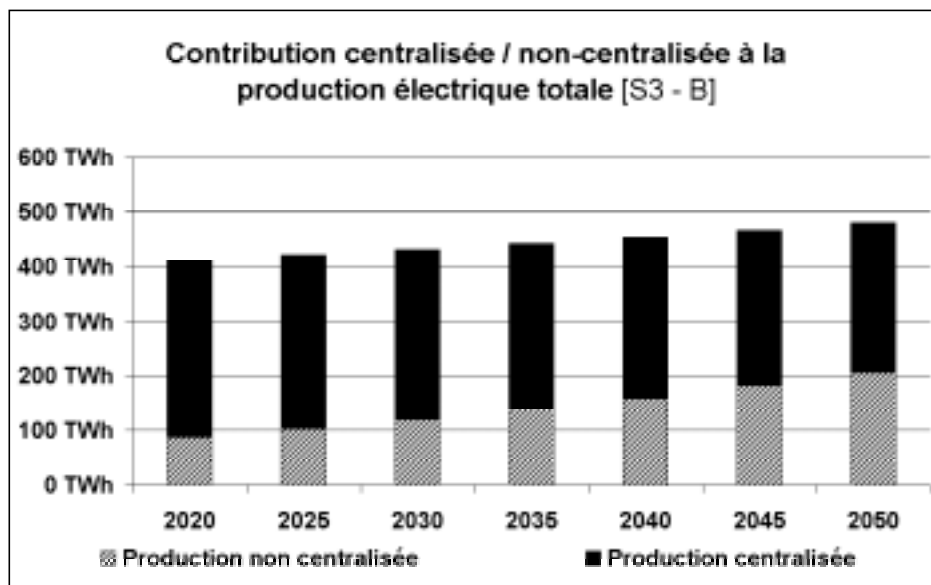
Dans ce scénario, la croissance modérée des consommations est liée à une préoccupation sociale d'internaliser au mieux les dommages collatéraux de la production électrique. Cependant les outils programmatiques de substitution des sources de production peuvent pallier la faiblesse de la croissance.

L'obligation sociale de valorisation de ressources fatales ou renouvelables se traduira par un niveau plus important d'exigence dans les certificats verts. A l'heure actuelle, les expériences européennes dans ce domaine se sont concrétisées par un kWh moyen avec un contenu de 20 % de ces ressources locales. Par ailleurs, un renchérissement du cours du gaz naturel par une application d'une écotaxe aurait pour conséquence induite de mieux valoriser économiquement la coproduction de chaleur ou de froid dans un système de cogénération (le scénario S_{C3} du plan sur le prix du gaz en est la parfaite illustration).

Concernant le secteur résidentiel, on constate dans cette hypothèse, que la consommation électrique des ménages croît de façon exponentielle comparativement aux autres secteurs. Le détail de ces consommations laisse paraître une consommation en légère croissance du chauffage électrique (+ 10 TWh entre 1997 et 2050), une croissance importante de l'électricité spécifique (+ 20 TWh) et un doublement des applications non spécifiques (ECS et cuisson). Mis à part le réfrigérateur, ces équipements ont pour la plupart un

usage en semi-base ou en pointe. La croissance globale des consommations électriques n'étant uniquement du fait du secteur résidentiel, la programmation des moyens de production en réponse concernerait principalement des capacités en semi-base ou en pointe. L'intérêt de la production centralisée qui trouve sa compétitivité dans les rendements d'échelle sur une utilisation en base est fortement pénalisé. Le risque d'un parc surdimensionné en base n'est pas vain.

D'autre part, le pas de progression de la capacité de production nécessaire étant plus faible, le dimensionnement optimal du parc s'accorderait avec des unités de moyenne et de petite puissance. Dans un tel cadre, une programmation intégrée des installations non-centralisées serait menée avec profit par le GRT et le GRD indépendant.



La lecture de ce graphique met en lumière qu'un effort continu et stable des pouvoirs publics dans une conjoncture atone pour la demande ne pénalise en rien la mobilisation possible d'un potentiel de production non centralisée. Plus encore dans ce scénario, c'est la capacité des agents à anticiper les évolutions de la société qui déterminera le passage d'un parc de production électrique en équilibre instantané à un parc optimisé économiquement et techniquement répondant à des besoins territoriaux.

Les détails par secteur et par technologie de ces scénarios sont présentés en annexes 4 et 5.

- Etude n° 4 -

L'outil de calcul développé dans le cadre de l'étude permet de prendre en compte un large spectre d'hypothèses, en particulier sur les coûts. Il permet d'évaluer la sensibilité des résultats à tel ou tel paramètres, en particulier le prix de l'énergie primaire et les coûts de mise à disposition de l'électricité par le réseau.

Signalons par ailleurs que d'autres résultats associés aux différents scénarios pourraient être évalués. On peut en particulier citer les flux suivants :

- émissions de carbone (en millions de tonnes par an) ;
- investissements à réaliser sur le parc de production ;
- investissements de connexion au réseau ;
- dépenses de fonctionnement du parc de production ;
- besoins supplémentaires de fourniture de gaz naturel ;
- bilan économique d'un programme public de rachat – revente de l'électricité d'origine non centralisée ;
- coût d'un programme d'incitation fiscale (TICGN, TVA, etc.) de l'électricité d'origine non centralisée ;
- chiffre d'affaires potentiel pour une industrie nationale (pile à combustible, micro-turbines, etc.).

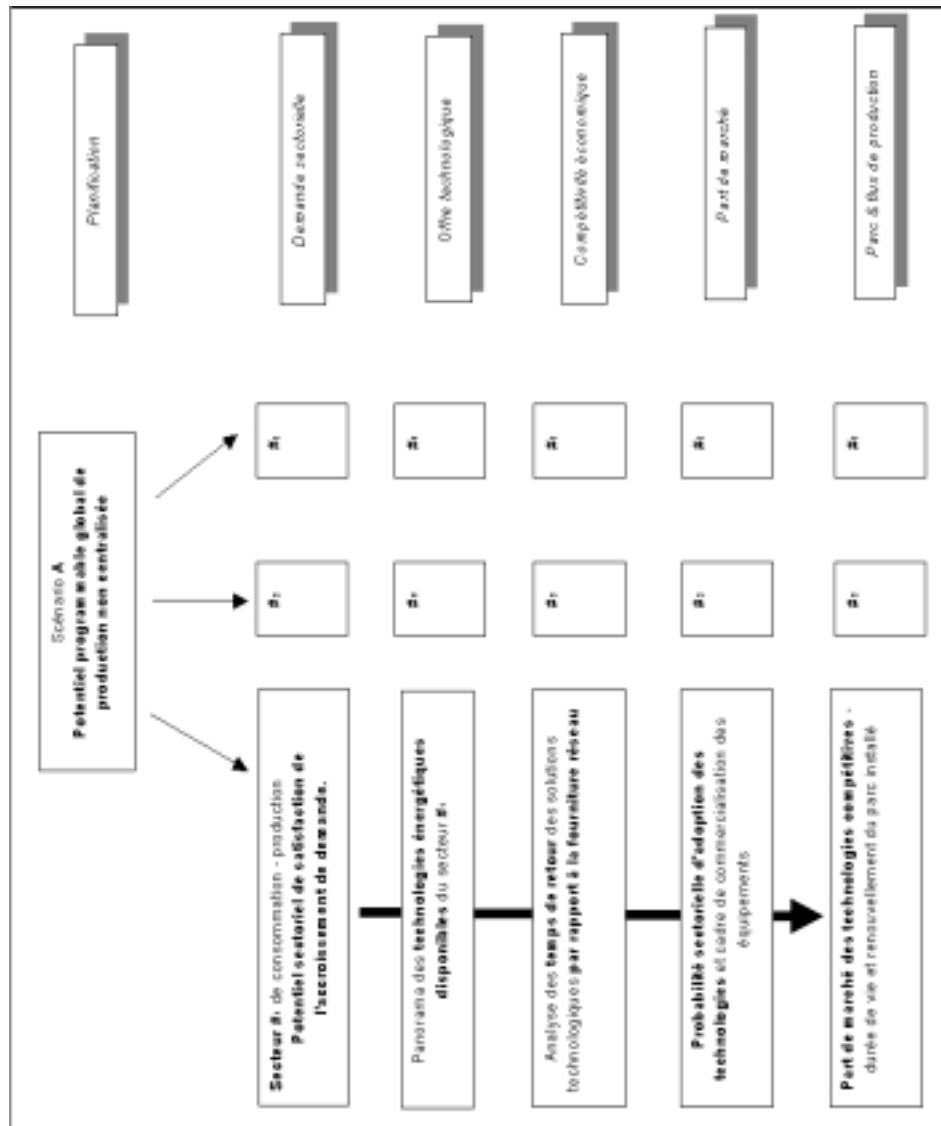
En coopération avec l'AIE (Département « Energy Technology Policy ») il est possible d'évaluer l'effort national d'investissement à consentir en recherche et développement nécessaire à une maturation accélérée de filières technologiques.

1.5.2. Une stratégie pour réaliser le potentiel programmable

Il est évident que ces potentiels programmables font appel à différents attributs que peut posséder un planificateur omniscient (association : pouvoirs publics, GRT et CRE). En effet, « laisser une place à la production non centralisée » découle d'une décision politique (cf. article 6 de la loi 2000/118 du 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité). Le schéma présenté ci-après reprend d'une part le mode de calcul d'un potentiel de production non centralisée mais indique aussi quels sont les points d'entrée dans la programmation de la puissance installée d'une meilleure intégration de la production non centralisée.

Ainsi à la première étape, « **planification** », le planificateur peut mettre en place par le biais de la prévision des puissances à installer les éléments d'une prise en compte de la production non centralisée. C'est le cas d'appel d'offres

de la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) pour répondre à des congestions ou des défaillances du réseau (production locale contre renforcement ou nouvelle ligne THT).



Ensuite, la « **connaissance de la demande** » et sa réponse en terme de programmation des puissances à installer (PPI), est un élément d'ouverture à la production non centralisée. Les pouvoirs publics, dans un souci d'optimiser la

- Etude n° 4 -

gestion du parc (différent de l'équilibre instantané offre et demande) peuvent mener de front une politique de maîtrise sectorielle de la demande électrique et une programmation prévisionnelle de moyens non centralisés.

Au niveau de « **l'offre technologique** », les politiques publiques de recherche et développement peuvent accélérer de façon significative la maturation technico-économique de filières technologiques de production non centralisée.

S'agissant de la « **compétitivité économique** » des solutions non centralisées, le cadre fiscal, les conditions technique de raccordement au réseau ou l'accès aux financements sont autant de leviers pour amplifier la performance de ces équipements vis-à-vis de la fourniture par le réseau.

Enfin, la détermination des « **parts de marché** » potentielles ne peut s'établir sans prise en compte des outils programmatiques habituels dans le cadre d'une politique énergétique nationale. En effet, la volonté des pouvoirs publics de voir émerger une filière spécifique (Eole 2005, Hélios 2006, Plan Bois, décret 97.01 sur la cogénération, instauration de certificats verts, etc.) modifie nécessairement la distribution et la pénétration de chacune de ces filières. Avec pour résultats la modulation des parts de marché potentielles des moyens de production non centralisée à l'horizon 2020-2050.

2. Conclusion

Le prochain demi-siècle énergétique a toute chance d'être très différent de celui qui s'achève. Les deux composantes de ce changement sont d'une part l'évolution du cadre juridique, et l'ouverture des marchés de l'énergie qui en résulte, d'autre part les très importants progrès techniques dont bénéficient plusieurs filières de production d'électricité, classiques ou émergentes, en particulier celles qui participent à la production décentralisée d'électricité.

Ces deux composantes sont incontournables, dès aujourd'hui elles dessinent le paysage énergétique futur dans de nombreux pays européens. La France ne peut rester à l'écart de ces évolutions très structurantes. L'ouverture des marchés de l'électricité, impulsée par l'Union Européenne, s'inscrit bien dans la logique d'aménagement promue par la DATAR. Le « polycentrisme maillé », qui mise sur la recomposition des territoires par des démarches participatives impliquant les acteurs locaux, concilie les trois impératifs du développement durable que sont la solidarité et la cohésion sociale, la performance économique et la préservation des grands équilibres environnementaux. L'énergie décentralisée

trouve sa place dans une telle approche, par la valorisation des potentiels locaux et sa contribution à la dépollution, par l'utilisation du potentiel d'énergies renouvelables mais aussi par la souplesse que ces équipements introduisent, en coordination avec la maîtrise de la demande, dans la gestion des réseaux.

L'ouverture des marchés de l'énergie, en particulier celui de l'électricité, et la multiplication du nombre des acteurs qu'elle induit, autorise l'intégration des fonctions « production » et « consommation ». L'énergie décentralisée favorise la maîtrise de la demande et apporte une contribution très positive à la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre et le changement climatique.

L'évaluation des potentiels programmables de production décentralisée à l'horizon 2050, fondée sur l'approche économique, laisse envisager une forte proportion des énergies décentralisées dans l'ensemble des capacités de production électrique. La réalisation effective de ces potentiels dépendra des mesures de caractère politique prises par les pouvoirs publics dans leurs fonctions de programmation et de régulation.

Il est souhaitable d'étudier plus en détail les éléments de la stratégie qui pourrait être mise en œuvre, aux différents niveaux qui la constituent : planification, détermination de la demande, offre technologique, compétitivité économique, orientation des parts de marché.

On sait que depuis de nombreuses années, aux Etats-Unis et dans différents pays européens, des industriels développent les outils techniques alors que sont mis en œuvre les outils programmatiques et de maîtrise de la demande (DSM, netmetering, distributed utility planning, etc.). Dans le contexte européen, et particulièrement en France, il est indispensable de réfléchir à l'adaptation de ces outils et surtout à la conception d'outils originaux et adaptés à l'évolution du contexte énergétique français qui permettront d'anticiper l'évolution du paysage énergétique dans lequel la production décentralisée est appelée à tenir un rôle majeur.

- Etude n° 4 -

3. Annexes

Sigles et abréviations

AFC : Alkaline fuel cell

BT : Basse tension

CC : Cycle combiné

CEA : Commissariat à l'Energie Atomique

CLIP : Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement

CRE : Commission de régulation de l'électricité

DATAR : Délégation à l'Aménagement du Territoire et à l'Action Régionale

DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières

DIB : déchets industriels banals

DIGEC : Direction du Gaz et de l'Electricité (DGEMP)

DMFC : Direct methanol fuel cell

DOE : Department of Energy (USA)

DUP : Distributed Utility Planning

ECS : Eau chaude sanitaire

EDF : Electricité de France

EJP : Effacement jour de pointe

ESCo : Energy service company

FEM : Fonds de l'Environnement Mondial (GEF en anglais : Global Environment Facility)

FFEM : Fonds Français de l'Environnement Mondial

FOD : Fuel oil domestique

FOL : Fuel oil lourd

GDF : Gaz de France

GEF : Global Environment Facility

GES : Gaz à effet de serre

GHG : Greenhouse gases (Gaz à effet de serre)

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GRD : Gestionnaire du réseau de distribution

GRT :Gestionnaire du réseau de transport
GWP : Global warming potential (pouvoir de réchauffement global)
HT : Haute tension
IAA : Industrie agro-alimentaire
ICC : Interface clientèle communicante
IGCC : Integrated gazefier combined cycle (cycle combiné avec gazéification intégrée)
IIASA : International Institute for Applied Systems Analysis
IRP : Integrated resources planning
JRC : Joint Research Center (EU)
LOADT : Loi d'orientation et d'aménagement du territoire
MAG : Moteur à gaz
MCFC : Molten carbonate fuel cell
MDE : Maîtrise de la demande d'électricité (DSM: Demand side management)
Mtep : Million de tep
OM : Ordures ménagères
PAC : pile à combustible
PAFC : Phosphoric acid fuel cell
PEMFC : Proton exchange membrane fuel cell
PPI : Programmation des puissances installées – Programmation pluriannuelle des investissements
R&D : Recherche et développement
REE : Revue de l'Electricité et de l'Electronique
SOFC : Solid oxide fuel cell
STEP : Stations d'épuration d'eau
TAC : Turbine à combustion
TAV : Turbine à vapeur
tep : tonne équivalent pétrole (Mtep : million de tep)
THT : Très haute tension
TICGN : Taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel
UIOM : Usine d'incinération des ordures ménagères

- Etude n° 4 -

Bibliographie

Benkhelifa, F., 1998, « French market potential for mobile small CHP systems », EXPLICIT - SINAE, Thermie B project, Commission Européenne.

Bernow, S., Duckworth, M., 1997, « Energy Innovations: A Prosperous Path to a Clean Environment (2 scénarios) », Groupe de travail US - Innovation énergétique : « Alliance to Save Energy, American Council for an Energy-Efficient Economy, Natural Resources Defense Council, Tellus Institute, & Union of Concerned Scientists », Energy Perspectives - Tellus Institute, Vol. 5, n° 2.

Bonnaure, P., avril 1999, « Une politique énergétique pour la France - A propos du rapport *Energie 2010-2020* », Futuribles n° 241.

Commission Européenne, 1999, « La capacité d'interconnexion disponible en Europe », Enerpresse, 29 juin 1999, n° 7382.

Defaye, S., Oremus, Y., décembre 1997, « Cogénération à partir de la biomasse : Quel stade de développement? », Biomasse Normandie, Environnement & Technique, Info - Déchets, n° 172.

Framatome, 1999, « Le projet GT-MHR (gas turbine modular helium reactor) », Enerpresse, 16 - 17 août 1999, n° 7387 - 7388.

Gaz de France, 1999, « Tout sur la cogénération (y. c. trigénération) », 8 octobre 1999, n°7246-7247.

IDAIE, 1996, « Renewable Energy : Best Practice Projects Yearbook, 1994-1996 », Thermie, Commission Européenne.

London, M. J., 1997, « Fuel cell sets world record ; run 9,500 hours non stop », ONSI Corporation Newsletter.

London, M. J., 1997, « World's first hydrogen fueled cell begins operation », ONSI Corporation Newsletter.

London, M. J., 1998, « 160 PC25 Fuel cell power plants now operating worldwide », ONSI Corporation Newsletter.

Maisonnier, G., février 1999, « Natural gas in power generation », CEDIGAZ, Institut Français du Pétrole.

Mäkelä, J., 1998, « Economic evaluation of centralized and decentralized power systems », Wärtsilä NSD, Energy News n° 5.

Mullaly, C., 1998, « Home energy use behaviour : a necessary component of successful local government home energy conservation programs », Monash University - Australia, Revue Energy Policy, n° 14.

Nadel, S., 1996, « The Future of Appliance Efficiency Standards », Tellus Institute, A962.

Nadel, S., Goldstein D., 1996, « Appliance and Equipment Efficiency Standards: History, Impacts, Current Status, and Future Directions », Tellus Institute, A963.

Nguyen, D-L., 1997, « Expériences d'exploitation industrielle d'une pile à acide phosphorique et perspectives d'avenir », Services industriels de Genève, 114ème Congrès du Gaz, Toulouse - septembre 1997.

Nguyen, D-L., 1997, « Fiche technique pile à combustible au gaz naturel - 200 kWe », Projet GAZEL - SIG, Energies de Genève.

Raniello, B.V, 1996, « Converting landfill gas into electricity is an environmental plus », Northeast Utilities System News Release.

Revue « les cahiers du CLIP », juillet 1996, « Valorisation des déchets », n° 5.

Revue « les cahiers du CLIP », janvier 1998, « Le bois énergie en Europe », n° 8.

Revue « les cahiers du CLIP », septembre 1999, « Biomasse et électricité », n° 10.

Revue « Energy & Environmental Management », septembre 1998, « CHP in bid to address social exclusion and climate change (70 small scale CHP for 20 000 households) ».

Revue « Systèmes Solaires », 1996, « Allemagne - Faire du méthane sans casser les œufs - La voie biologique anaérobie », n° 114.

Revue « Systèmes Solaires », 1996, « Biogaz en France : Combien ? - Potentiel de méthane », n° 114.

Revue « Systèmes Solaires », 1996, « Chine - Du biogaz rustique au biogaz industriel », n° 114.

Revue « Systèmes Solaires », 1996, « France - Boues urbaines - STEP - Une autonomie énergétique due au biogaz », n° 114.

- Etude n° 4 -

Revue « Systèmes Solaires », 1996, « La codigestion collective - Le modèle danois », n° 114.

Revue « Systèmes Solaires », 1996, « La codigestion collective - Le modèle danois », n° 114.

Revue « Systèmes Solaires », 1996, « Méthanisation - La codigestion à la française », n° 114.

Revue « Systèmes Solaires », 1996, « Valorisation Méthane CET - Turbo-alternateur contre groupe électrogènes », n° 114.

Revue « Systèmes Solaires », 1997, « Panorama de la petite hydraulique en France », n° 119.

Revue « Systèmes Solaires », 1997, « Peut-on encore construire des PCH en France », n° 119.

Revue « Systèmes Solaires », 1997, « Quand STEP rime avec PCH », n° 119.

Revue « Systèmes Solaires », 1998, « Chaufferies bois énergie de réseau », n° 127.

Svensson, B., 1997, « Centrales à cycles combiné compactes de grandeur moyenne pour le couplage chaleur – électricité », ABB Stal AB, Revue ABB, 4/1997.

Université de Liège, 1999, « La pile à combustible », Enerpresse, 22 - 23 juin 1999, n° 7349 – 7350

Whitwham, M., septembre 1999, « Biomasse et électricité », Les cahiers du CLIP n° 10, ECODEV, CNRS.

Annexe 1

Les cycles variables de Cheng

Des turbines industrielles à combustion ont été adaptées pour fonctionner en cycle variable par injection de vapeur selon l'invention du Pr. Cheng de l'Université Stanford. Le savoir-faire est actuellement détenu par la société ELIN, filiale du groupe Voest-Alpine (Autriche). Les turbines à combustion utilisées à la base du système sont des machines Allison et Kawasaki de puissance allant de 1,5 à 4 MW.

La chaleur produite par la turbine est utilisée pour produire de la vapeur dans un récupérateur. Cette vapeur peut être soit utilisée dans le process industriel ou le réseau de chaleur, soit réinjectée dans la turbine à combustion pour lui ajouter de la puissance.

Par exemple, à partir d'une turbine fonctionnant normalement à 4 MW de production électrique avec un rendement de 30 %, il est possible d'accroître la puissance jusqu'à 6 MW pour un surcoût total de l'installation d'environ 10 à 20 %. A noter que la turbine à vapeur classique peut déjà être réalisée en fonction de soutirages de vapeur ou de chaleur, mais sur une amplitude nettement moindre. Dans le cas du cycle de Cheng, les points de fonctionnement du système font à la fois varier la production d'électricité et de chaleur, ce qui donne au système une bonne adaptation à la demande.

Lors de l'injection maximale de vapeur, le rendement global est diminué puisque la récupération de chaleur est moindre. La puissance thermique peut alors être compensée par une chaudière de « réchauffe » qui fournit la puissance supplémentaire. Il peut également s'agir d'une demande moindre d'énergie thermique, dans ce cas le moindre besoin de chaleur permet de mettre en production plus d'électricité qui peut être revendue au réseau, par exemple en demi-saison de chauffe. Ceci peut également se produire lorsque seule l'énergie de l'eau chaude sanitaire d'un hôpital est consommée par le réseau en été.

- Etude n° 4 -

Exemple de réinjection dans une turbine Allison 501

	Unités	Injection minimale	Injection maximale
Puissance électrique	MW	3,75	6
Puissance thermique	T vapeur/heure	10,2	0
Puissance thermique avec réchauffe	T vapeur/heure	19,8	16,7
Ratio Electricité-Chaleur		0,6	12
Rendement électrique		29 %	36 %

Source ELIN-VA

Ce ratio variable peut être intéressant pour une entreprise qui a un besoin variable dans le temps d'électricité et de chaleur. Par exemple, une papeterie a besoin de puissance électrique supplémentaire et de moins de vapeur lors d'une rupture du papier. Un système à variation de puissance permet d'économiser considérablement sur les abonnements en puissance.

Dans d'autres cas, une demande électrique très variable nécessite des pénalités d'abonnement importantes.

Par exemple, à l'Université de Munich (voir ci-après), le système de production de chaleur et d'électricité en cogénération s'avérait insuffisant pour satisfaire la demande. De l'électricité du réseau devait être importée sur une base très déficitaire à certaines périodes de l'année, ce qui pénalisait financièrement le système. A l'inverse, le surcroît d'électricité peut parfaitement être appelé par le réseau, ce qui fournit – par exemple aux Pays-Bas - une puissance de pointe supplémentaire à bon compte pour le réseau. On peut également imaginer que des opérateurs privés mettent en place un commerce du courant ou de la puissance supplémentaire et rémunérer pour cela le producteur industriel. Cela peut se faire en complément d'un éventuel effacement de pointe, pour maximiser alors les reventes au réseau. Cet argument est important sur le long terme, car l'installation de cogénération peut s'adapter plus facilement aux tarifs externes de l'électricité.

En cas de réductions fortes du tarif de l'électricité, voire de pratiques prédatrices comme cela est actuellement le cas en Allemagne, le possesseur

d'une cogénération peut adapter son offre en produisant moins d'électricité, mais amortir tout de même son matériel en produisant du courant lors de périodes de moindre demande de chaleur. Sur le long terme, les révisions des prix de rachat du courant auront ainsi moins de prise sur l'économie du système.

Le surcroît de puissance sur des installations de taille moyenne peut également faire l'objet d'une garantie de puissance puisque la fiabilité globale d'un ensemble de plusieurs turbines est extrêmement élevée, la puissance supplémentaire pouvant de plus compenser une panne éventuelle. Un tel système, par exemple de cinq à dix installations, a une fiabilité supérieure à celle du réseau lui-même.

Enfin, la turbine à réinjection peut permettre de rentabiliser un système de taille plus importante que pour un système fonctionnant uniquement en base. Ceci est permis par la certitude que la production suivra les demande électrique ou les périodes de rachat correct du courant. Ainsi, un réseau de chaleur équipé d'une telle turbine pourra fonctionner plus longtemps dans l'année sur une base de revente du courant électrique durant les périodes tarifaires les plus intéressantes, même lorsque le besoin de chaleur de demi-saison est plus bas que la moyenne.

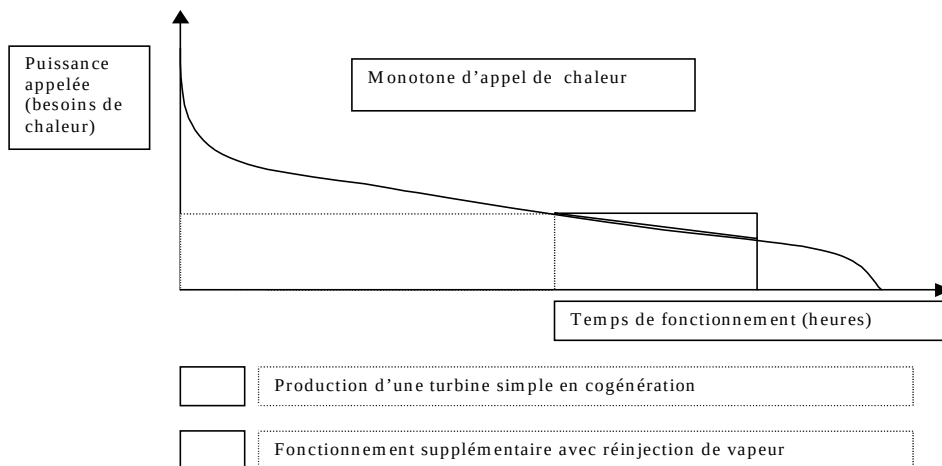
Annexe 2

Deux exemples d'amélioration du rendement électrique

Exemple 1. Accroissement du fonctionnement d'une cogénération sur l'année

Dans l'exemple décrit par le graphe suivant, la monotone d'appel de chaleur sur l'année correspond à l'amortissement d'une turbine à gaz en cogénération sur une partie de l'année. Les hachures représentent la production de chaleur de la turbine sur l'année, proportionnelle à l'électricité générée.

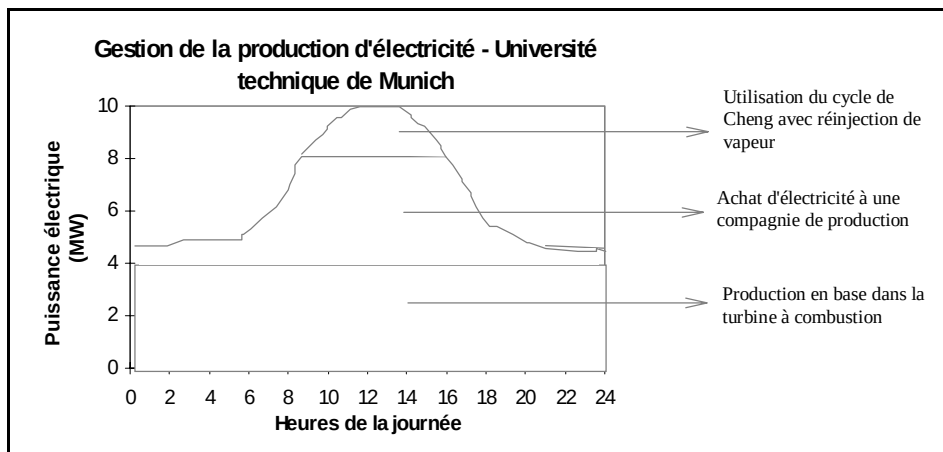
Un système à réinjection de vapeur de même dimension peut alors être amorti plus longtemps puisque la production électrique peut se poursuivre durant des périodes de moindre demande en chaleur. Durant ces périodes creuses, la chaleur excédentaire produite par la combustion au-delà de la demande (hachures horizontales) est alors recyclée en électricité vendue au réseau ou auto-consommée.



Exemple 2. Suivi de la demande électrique d'un système

Un autre intérêt possible du système est le suivi de la demande électrique de l'utilisateur. Il s'agit alors d'utiliser sur l'année la turbine en base et d'augmenter la production lors des pointes de demande. Pour illustrer ce concept, le schéma ci-dessous décrit les choix de l'Université Technique de Munich dans la gestion de la production d'électricité par leur installation à

réinjection de vapeur : la quantité de vapeur réinjectée dans la turbine à gaz est réglée pour satisfaire les besoins électriques de base (jusqu'à 4 MW). Une partie de la demande quotidienne est achetée sur le réseau à bon marché par augmentation de l'injection de vapeur. Cependant, dans les périodes de pointe de plus de 8 MW, il devient plus économique de produire plus d'électricité en augmentant la réinjection de vapeur. La puissance achetée à l'extérieur est donc limitée à 4 MW et ne fait pas appel aux tarifs de pointe extrême. De surcroît, l'Université a bénéficié d'un avantage de négociation favorable de ses tarifs puisqu'elle avait la possibilité d'autoproduire plus sur d'autres périodes.

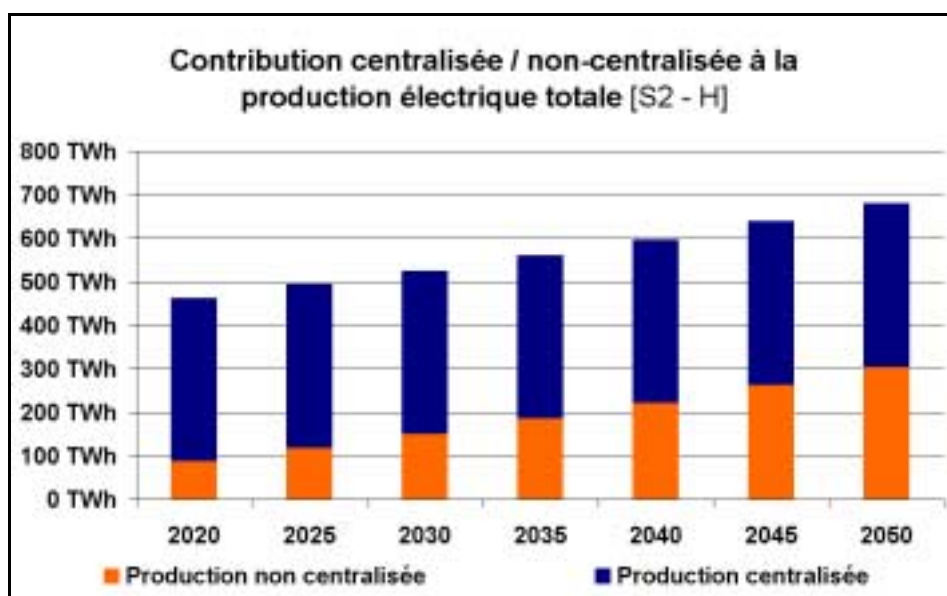
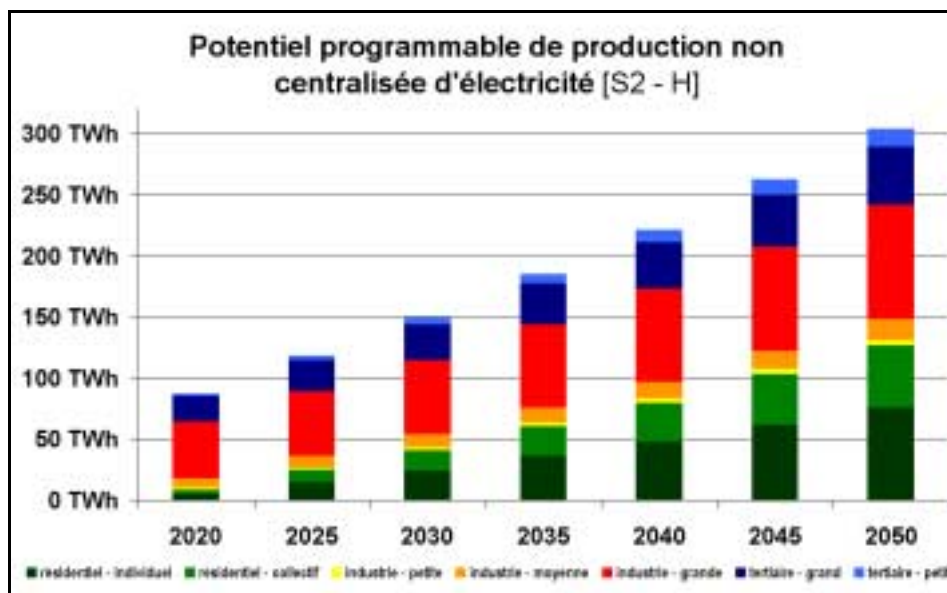


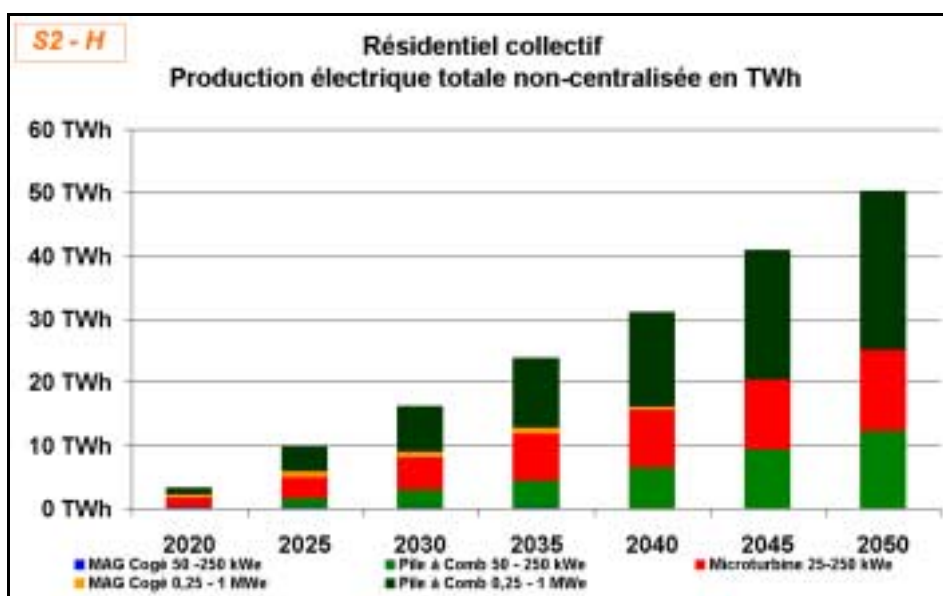
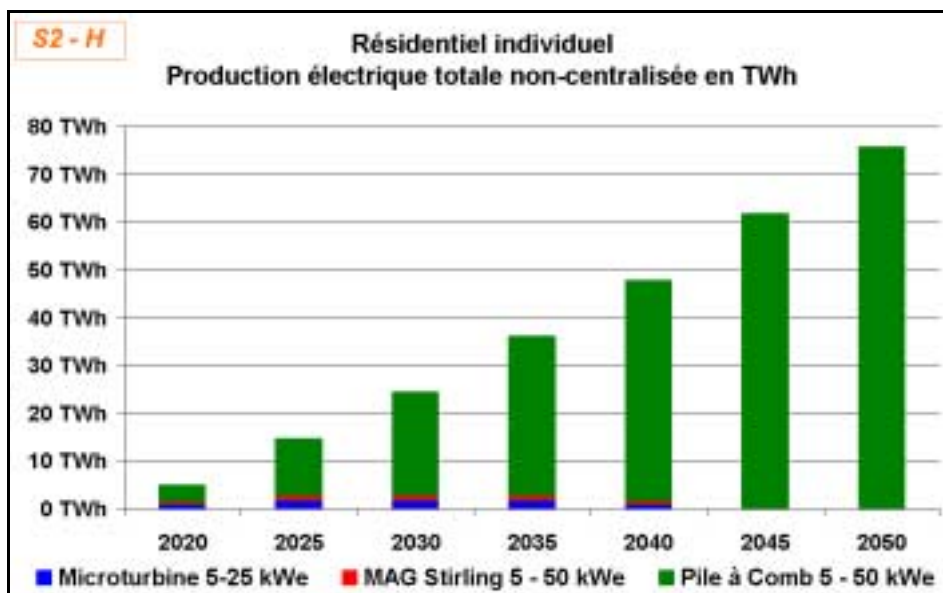
Dépollution

A noter que le principe est également utilisé pour limiter les émissions d'oxydes d'azote dans d'autres installations mais ceci n'est pas réalisé pour des raisons d'énergie. Dans le cas du cycle de Cheng, un bénéfice annexe est que lors de l'injection de vapeur, par exemple lors de périodes de pointe de demande électrique, les rejets azotés sont diminués de l'ordre des trois quarts par rapport à une turbine classique au gaz.

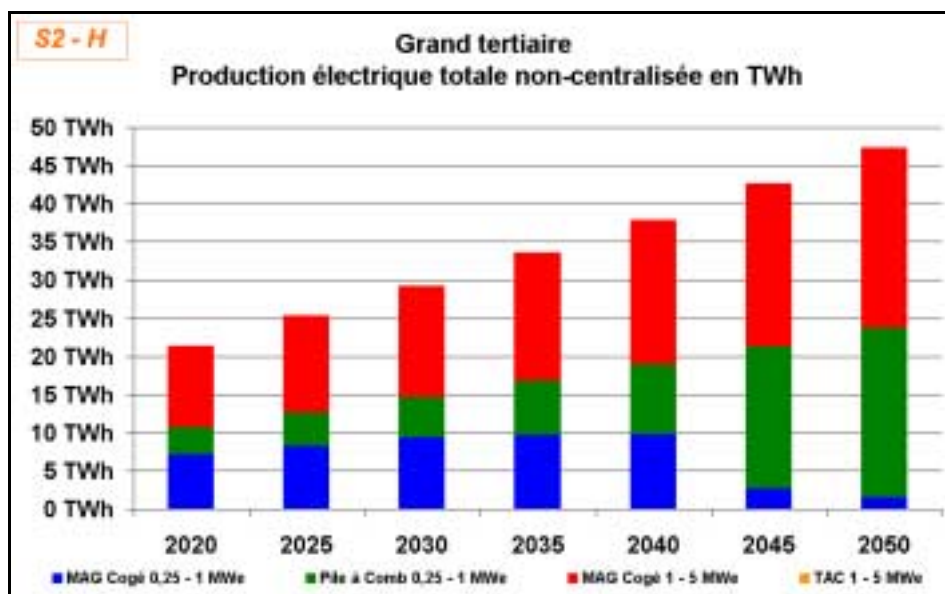
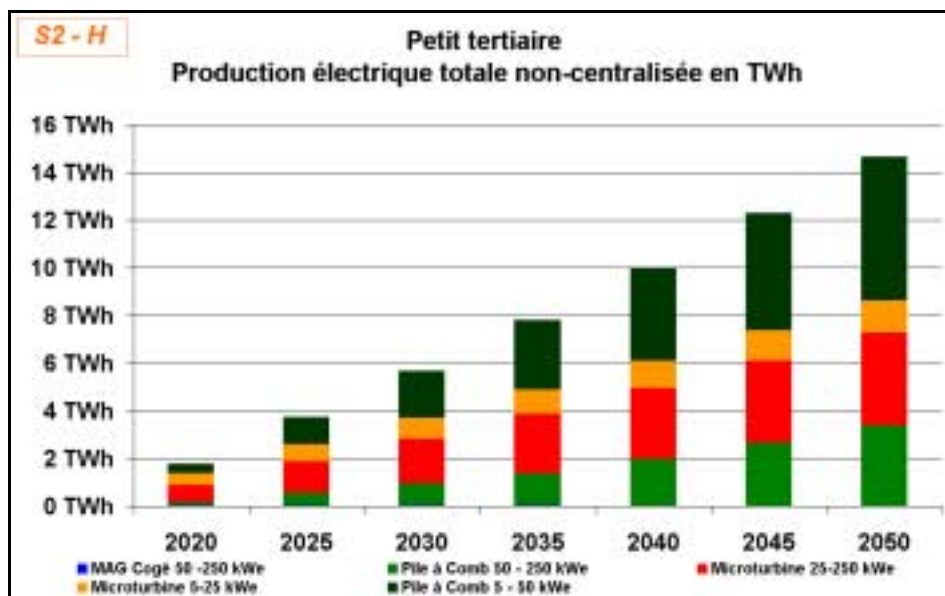
- Etude n° 4 -

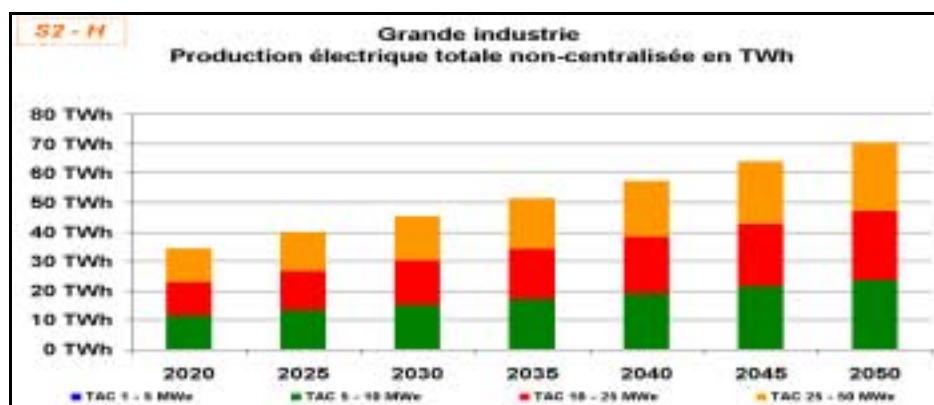
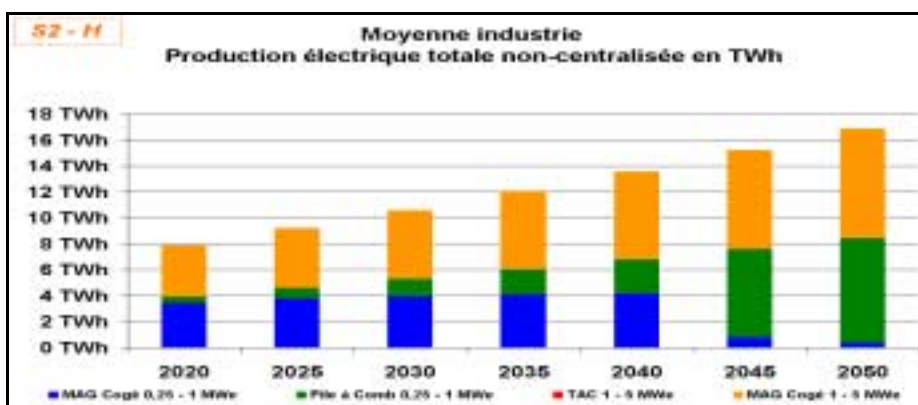
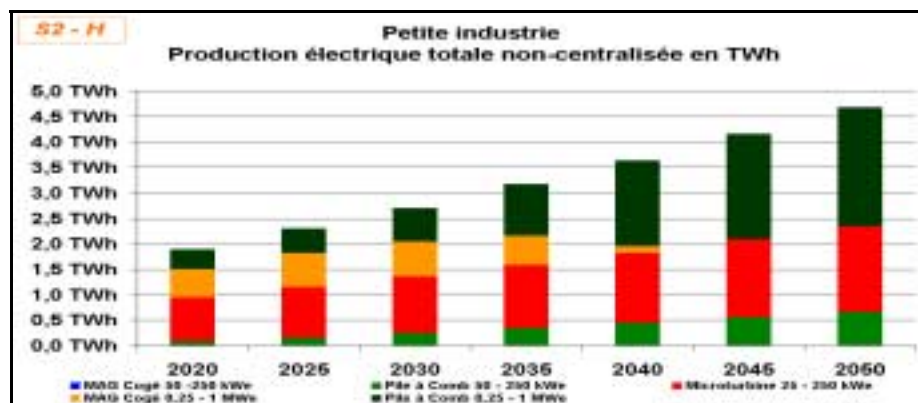
Potentiels programmables de production non centralisée – Scénario S2-H





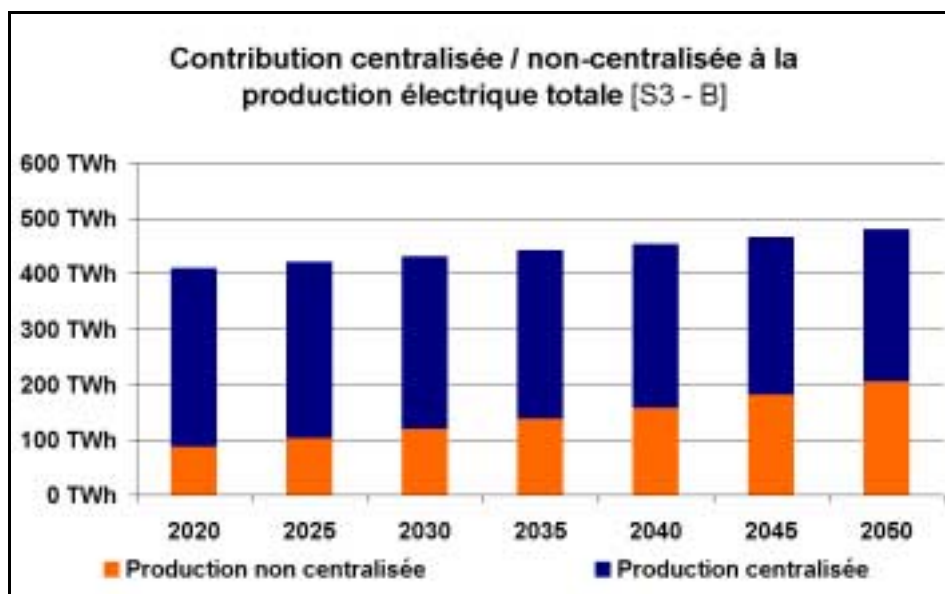
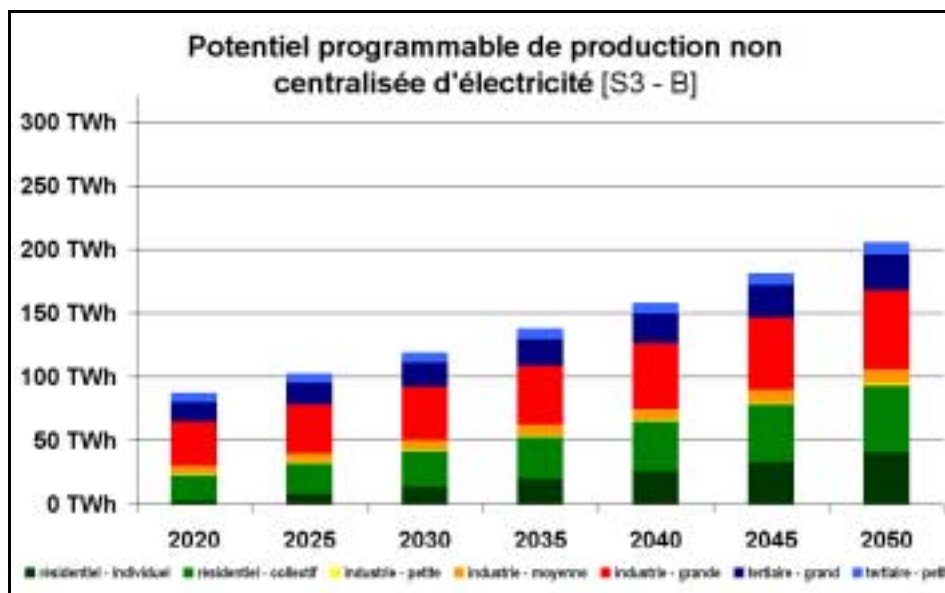
- Etude n° 4 -

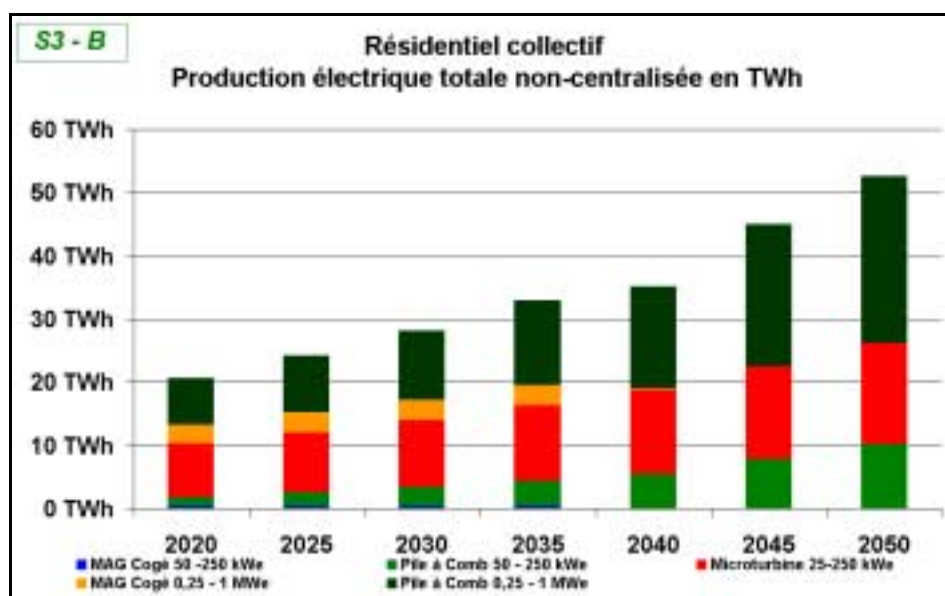
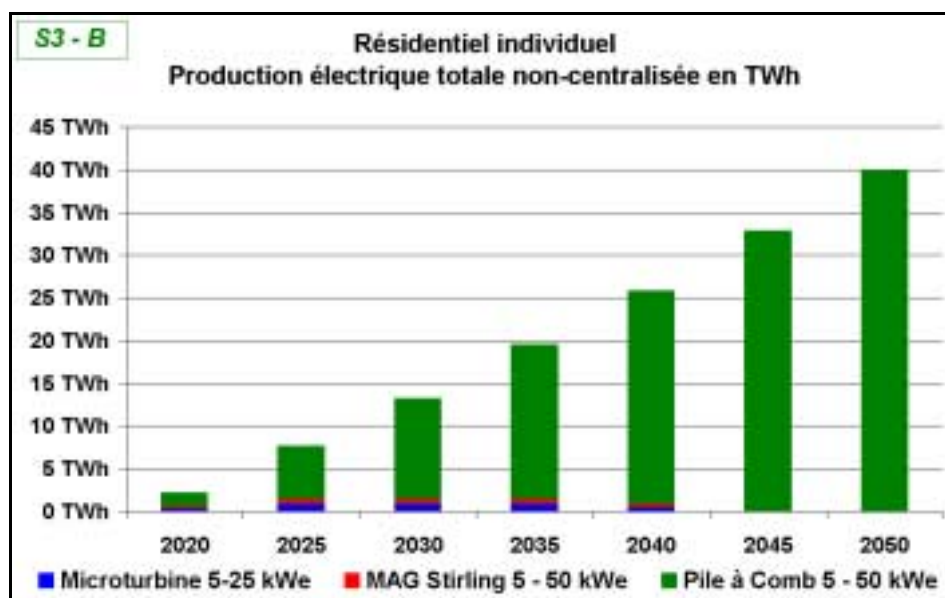




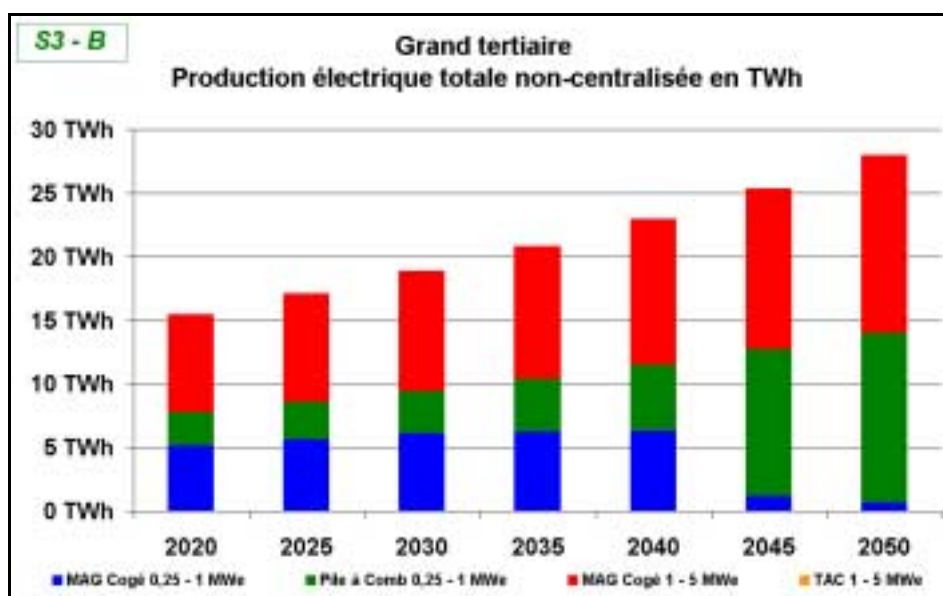
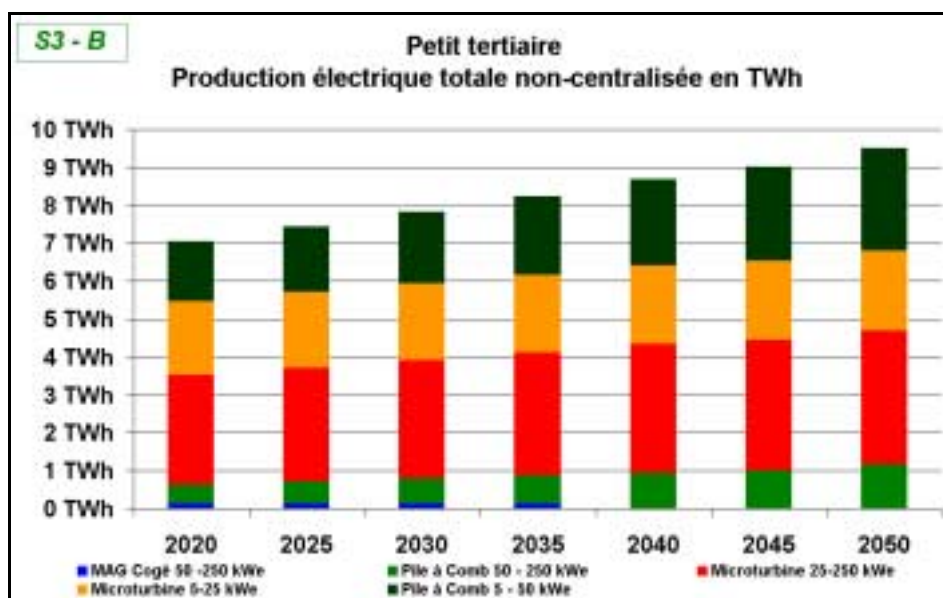
- Etude n° 4 -

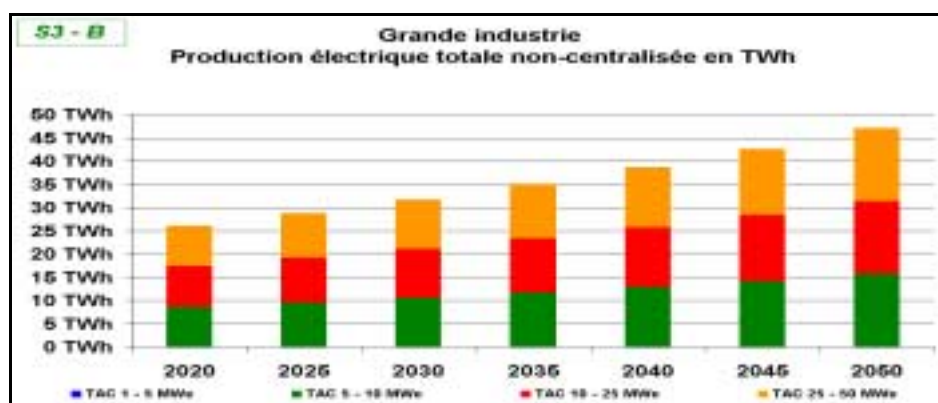
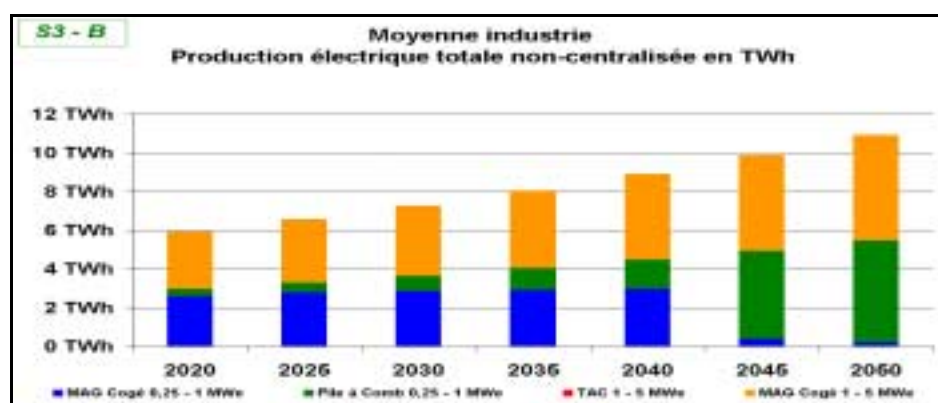
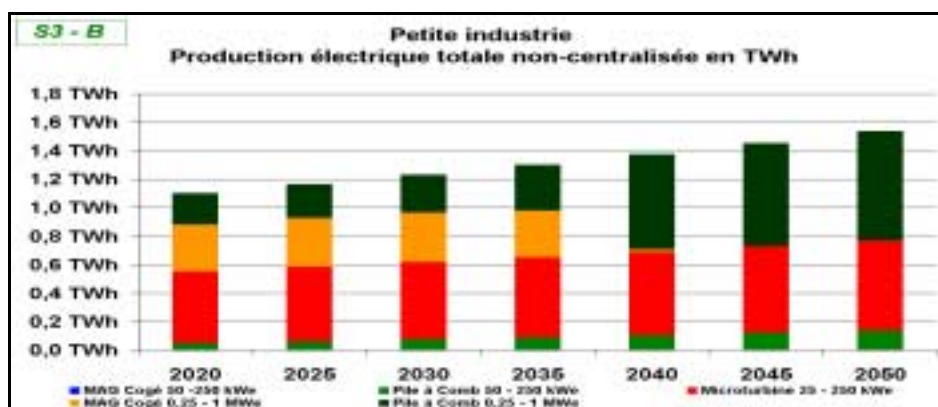
Potentiels programmables de production non centralisée – Scénario S3-B





- Etude n° 4 -





Etude n° 5

Influence de la densité d'occupation de l'espace sur les consommations d'énergie

Jean Coiffart

CEREN

1. Introduction

La structuration de l'espace influe directement sur l'habitat des ménages. Pour étudier l'influence de la densité de l'habitat sur les consommations d'énergie du secteur résidentiel, deux points de vue sont a priori possibles :

- le point de vue du thermicien : celui-ci est capable de calculer dans différentes situations théoriques les déperditions thermiques d'un logement, et, partant, de chiffrer comment évoluent les consommations d'énergie d'un logement donné, lorsqu'il est situé en zone urbaine d'une part, en zone périurbaine ou en zone rurale d'autre part. Ce point de vue du thermicien reste cependant théorique, car lorsqu'un ménage décide d'habiter dans telle ou telle zone, il ne choisit en réalité pas le même logement. Le ménage qui choisit d'habiter en zone périurbaine plutôt qu'en centre-ville, choisit, en même temps, d'habiter un logement plus grand, choisit souvent une maison plutôt qu'un appartement. La comparaison du thermicien apporte donc des chiffres précis sur le seul aspect technique, mais ignore les aspects socio-économiques du choix d'habiter dans telle ou telle zone d'habitat ;
- à l'opposé se situe le point de vue du statisticien : ce dernier observe le réel, et donc prend en compte, d'un seul mouvement, l'ensemble des facteurs qui influent sur la consommation des ménages, selon la zone d'habitat qu'ils choisissent. Choisir cette attitude suppose d'une part que l'on dispose d'une base de données suffisamment riche pour effectuer le travail, d'autre part d'effectuer un travail d'analyse des résultats obtenus, pour décomposer

- Etude n° 5 -

l'effet global observé en ses différentes composantes, techniques ou socio-économiques.

Dans ce rapport, nous adoptons le point de vue du statisticien qui s'appuie sur une base de données suffisamment riche et récente que nous présentons ci-après.

2. Données utilisées

Les données statistiques utilisées proviennent de l'enquête « Logements 1996 » réalisée par l'INSEE, en collaboration avec le CEREN pour la seule partie énergie.

40 000 logements sont concernés par cette enquête, qui inclut des résidences principales, des résidences secondaires et des logements vacants.

Pour la réalisation de la présente étude, nous avons retenu 26 000 ménages (soit autant de résidences principales) qui couvrent l'ensemble des types de ménages et l'ensemble des types d'habitat. Sachant que le nombre de ménages en France est d'environ 23 millions, nous pouvons retenir que le taux d'extrapolation moyen est proche de 1 000, ou, dit autrement, qu'une statistique portant sur 200 000 ménages dans les tableaux présentés, repose sur environ $200\,000/1\,000 = 200$ enquêtes.

3. Méthodologie d'exploitation

Pour chiffrer l'influence de la densité d'occupation de l'espace sur les consommations d'énergie, nous étudions d'abord son influence sur le type d'habitat et les caractéristiques des logements.

Chiffrer l'influence de la densité d'occupation sur le type d'habitat suppose que les ménages ont une latitude pour choisir leur type de logement. La difficulté de l'exercice est de ne retenir que l'influence de la variable étudiée (densité d'occupation de l'espace) sur la diversité des logements rencontrés, alors que d'autres variables, de type revenu, contrainte d'habitat (la plus caractéristique étant celle des agriculteurs, contraints de vivre en milieu rural) ... interviennent pour expliquer la diversité des choix des ménages.

Ainsi, par exemple, on ne peut affecter directement à la seule influence du facteur « densité d'occupation » le fait que les maisons ont une surface moyenne supérieure à celle des appartements ; il faut tenir compte du revenu moyen dans chacune de ces catégories d'habitat, et une partie de la différence de surfaces entre maisons et appartements provient de la différence de revenus entre les occupants dans ces deux types de logement.

Il faut donc trouver un facteur normatif qui permette de comparer toutes choses égales par ailleurs les différents habitats.

3.1. Variable normative retenue

Le facteur normatif choisi est un croisement de la catégorie socio-professionnelle du chef de ménage (CSP) avec le revenu (les deux variables n'étant par ailleurs pas totalement indépendantes).

Le choix du revenu s'impose, puisqu'il est normal de penser que, toutes choses égales par ailleurs, un ménage plus riche choisira un logement plus spacieux qu'un ménage moins aisé.

Cette variable présente cependant un inconvénient inhérent à toute enquête : la fiabilité de la réponse donnée. De plus, elle ne traduit aucune des contraintes possibles que le ménage peut avoir sur le choix de son habitat.

La variable CSP complète donc très utilement la variable revenu : moins précise sur le seul facteur revenu - avec lequel elle présente une certaine corrélation - la variable CSP traduit un certain mode de vie des ménages.

Un problème s'est posé pour la CSP « Retraités ». En effet, cette catégorie regroupe des ménages très divers. Nous avons donc éclaté cette CSP selon la plus probable CSP précédente du chef de ménage. Plus précisément, le calcul a été conduit de la manière suivante :

Si pour la tranche de revenu T_1 on avait la répartition suivante :

$X_1(T_1)$ ménages actifs sont dans la CSP 1,

$X_2(T_1)$ ménages actifs sont dans la CSP 2

$X_n(T_1)$ ménages actifs sont dans la CSP n,

(avec $\sum(X_i) = 1$)

- Etude n° 5 -

alors, les Retraités ayant un revenu dans la tranche T_1 ont été répartis à $X_1(T_1)$ dans la CSP 1, $X_2(T_1)$ dans la CSP 2 ... et $X_n(T_1)$ dans la CSP n. De la sorte, la CSP « Retraités » n'apparaît pas dans les tableaux statistiques présentés.

3.2. Densité d'occupation de l'espace

Les données disponibles dans l'enquête « Logements 1996 » sont les suivantes :

A. Type de commune, selon la nomenclature suivante :

- 1 = « Pôles urbains »
- 2 = « Communes périphériques »
- 3 = « Communes multipolarisées »
- 4 = « Communes à faible influence urbaine »
- 5 = « Pôles ruraux »
- 6 = « Communes sous influence des pôles ruraux »
- 7 = « Communes isolées ».

B. Taille de la commune

- 1 = « Commune rurale »
- 2 = « Unité urbaine de moins de 5 000 habitants »
- 3 = « Unité urbaine de 5 000 à moins de 10 000 habitants »
- 4 = « Unité urbaine de 10 000 à moins de 20 000 habitants »
- 5 = « Unité urbaine de 20 000 à moins de 50 000 habitants »
- 6 = « Unité urbaine de 50 000 à moins de 100 000 habitants »
- 7 = « Unité urbaine de 100 000 à moins de 200 000 habitants »
- 8 = « Unité urbaine de 200 000 à moins de 2 000 000 habitants »
- 9 = « Agglomération de Paris ».

Les pôles urbains représentent à eux seuls 63 % de la population et groupent des communes sans grande similarité.

Nous avons donc constitué quatre classes à partir des données disponibles :

- **Pôles urbains de plus de 200 000 habitants**
- **Pôles urbains de moins de 200 000 habitants**
- **Habitat périurbain**, qui regroupe les « *Communes périphériques* » et les « *Pôles ruraux* »
- **Habitat rural**, qui regroupe tous les autres types de communes : « *Communes multipolarisées* », « *Communes à faible influence urbaine* », « *Communes sous influence des pôles ruraux* » et « *Communes isolées* ».

Les quatre classes ainsi constituées sont assez équilibrées, avec respectivement 39 %, 24 %, 19 % et 18 % de la population. Le tableau suivant présente les populations concernées par les quatre zones ainsi que la surface du territoire national qu'elles occupent :

Tableau 3.2
Importance des différentes zones de densité de population retenue

	Pôles urbains de plus de 200 000 habitants	Pôles urbains de moins de 200 000 habitants	Habitat périurbain	Habitat rural	Toutes commune s
Population en milliers (RGP 1990)	20 722	13 650	10 981	11 262	56 615
<i>pourcentage</i>	<i>37 %</i>	<i>24 %</i>	<i>19 %</i>	<i>20 %</i>	<i>100 %</i>
Nbre de ménages en milliers (enquête logements 1996)	8 998	5 680	4 358	4 238	23 275
<i>pourcentage</i>	<i>39 %</i>	<i>24 %</i>	<i>19 %</i>	<i>18 %</i>	<i>100 %</i>
Surface occupée (km ²)	5 096	34 946	134 097	369 826	543 965
<i>pourcentage</i>	<i>1 %</i>	<i>6 %</i>	<i>25 %</i>	<i>68 %</i>	<i>100 %</i>

Le tableau précédent montre avec évidence la plus grande disponibilité spatiale au fur et à mesure que l'on passe des pôles urbains de plus de 200 000 habitants, à ceux de taille inférieure, puis à l'habitat périurbain. Le cas de l'habitat rural est sensiblement différent, puisque la surface de la commune est, dans ce cas, très supérieure à la surface réservée aux zones d'habitation.

Notons par ailleurs que le nombre de personnes au foyer est un peu plus faible dans la zone d'habitat la plus dense. On ne peut répondre à la question : les ménages ont-ils une taille plus petite parce qu'ils sont en zone d'habitat très dense, ou bien les ménages ont-ils choisi d'habiter en zone très dense parce qu'ils sont de taille réduite ?

- Etude n° 5 -

4. Résultats statistiques

Les tableaux qui suivent montrent comment se distribuent les logements par population homogène. Deux séries de tableaux sont proposées, la première indique, par CSP et zone de population, la distribution des logements : type d'habitat et mode de chauffage. Dans la deuxième série, la CSP est associée au revenu, mais le mode de chauffage n'est plus indiqué (seul reste le type de logement).

4.1. Habitat croisé avec catégorie socioprofessionnelle (CSP) et type de logement, type de chauffage

Catégorie socioprofessionnelle - agriculteurs										
Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre
mais-CCI-fod	115	6039	114	14185	129	35124	131	67447	128	122795
mais-CCI-gaz	98	11182	113	15626	108	9333	126	5854	110	41994
mais-CCI-GPL	88	1530	107	3045	109	2987	160	10981	137	18542
mais-CCI-charb.	69	98	92	94	118	151	91	112	95	456
mais-CCI-bois	100	924	94	1799	138	20047	125	57340	127	80110
mais-CCI-élect.	99	3186	89	9887	97	14123	119	37323	109	64518
mais-SCC-fod	71	1423	79	1712	77	2919	104	13139	95	19193
mais-SCC-gaz	78	460	73	395	60	147	60	19	73	1021
mais-SCC-GPL	80	103	97	188	67	216	78	404	79	911
mais-SCC-charb.	72	798	78	710	124	1497	69	439	96	3443
mais-SCC-bois	77	492	92	7708	93	16558	104	70826	101	95584
mais-SCC-élect.	73	984	110	3243	98	1889	128	10643	118	16759
appt-CCC-urbain	79	3652	72	3737	83	1057	88	1450	78	9896
appt-CCC-fod	66	4137	73	1781	72	415	79	315	69	6648
appt-ccc-gaz	66	7366	69	3644	87	1212	54	87	69	12309
appt-CCC-charb.	78	178	72	68	76	62	0	0	76	308
appt-CCI-fod	89	232	140	347	146	1404	108	2191	122	4174
appt-CCI-gaz	70	9754	73	8599	78	727	78	318	72	19398
appt-CCI-GPL	97	1044		0	55	132	81	120	91	1296
appt-CCI-charb.	78	178	67	110	93	122		0	80	410
appt-CCI-bois		0	80	24	78	57	91	1951	91	2032
appt-Cci-élect.	62	8465	69	3564	77	2626	72	3423	68	18078
appt-SCC-fod	65	110	75	130	99	101	54	191	70	532
appt-SCC-gaz	58	1136	65	400	80	33	0	0	60	1569
appt-SCC-GPL	38	131	76	194	60	29	30	12	60	366
appt-SCC-charb.	62	41	78	99	69	138	40	38	67	316
appt-SCC-bois	60	153	69	132	70	256	77	200	70	741
appt-SCC-élect.	52	2899	58	527	70	78	68	49	54	3553
Ensemble	79	66694	95	81946	114	113441	119	284872	110	546953

Abréviations : CCI = chauffage central individuel
 CCC = chauffage central collectif
 SCC = sans chauffage central

- Etude n° 5 -

Catégorie socioprofessionnelle : artisans, commerçants et chefs d'entreprise										
Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre
mais-CCI-fod	127	49464	127	50070	134	100238	123	106151	128	305923
mais-CCI-gaz	113	94668	117	67422	110	32043	114	20365	114	214468
mais-CCI-GPL	104	6631	92	4118	117	15032	106	15556	108	41336
mais-CCI-charb.	66	257	102	293	115	312	90	189	95	1051
mais-CCI-bois	100	727	105	1464	107	9604	109	13790	108	25585
mais-CCI-élect.	116	51575	113	56155	118	97863	113	95299	115	300893
mais-SCC-fod	88	2484	86	3442	85	2636	102	13139	96	21701
mais-SCC-gaz	78	1022	66	1585	61	251	60	95	69	2953
mais-SCC-GPL	80	172	101	425	174	1270	78	1099	122	2966
mais-SCC-charb.	65	3418	172	3562	83	1092	64	867	110	8940
mais-SCC-bois	74	2927	85	4064	107	17286	98	45810	98	70086
mais-SCC-élect.	117	5012	84	6046	111	10131	109	14151	106	35340
appt-CCC-urbain	71	20617	66	11142	82	1234	60	162	70	33155
appt-CCC-fod	89	23670	78	10323	120	2741	47	2766	85	39500
appt-ccc-gaz	74	32440	77	17419	70	552	55	155	75	50566
appt-CCC-charb.	93	468	72	115	76	104	0	0	87	687
appt-CCI-fod	89	3840	118	1836	119	4469	138	4400	117	14545
appt-CCI-gaz	84	85491	78	37155	74	4820	101	2655	82	130121
appt-CCI-GPL	54	1234		0	69	3308	97	1299	72	5841
appt-CCI-charb.	93	468	67	186	93	204		0	87	858
appt-CCI-bois		0	80	40	78	97		0	79	137
appt-Cci-élect.	69	73575	81	21853	75	15511	85	12424	73	123363
appt-SCC-fod	53	1996	109	1330	74	3532	73	2512	74	9370
appt-SCC-gaz	69	3813	72	1893	80	56	0	0	70	5762
appt-SCC-GPL	54	2368	77	367	60	59	30	24	57	2818
appt-SCC-charb.	62	67	81	133	69	229	40	63	68	491
appt-SCC-bois	56	382	85	2555	70	441	62	2107	73	5486
appt-SCC-élect.	50	19115	63	3939	70	131	68	82	52	23267
Ensemble	93	487902	102	308932	117	325244	111	355160	104	1477238

Catégorie socioprofessionnelle : cadres et professions intellectuelles supérieures										
Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre
mais-CCI-fod	143	86693	148	72697	145	121188	140	72426	144	353003
mais-CCI-gaz	126	257594	134	147344	146	57605	124	11605	131	474148
mais-CCI-GPL	132	6432	149	6017	146	16946	143	24555	143	53950
mais-CCI-charb.	68	194	94	505	112	348	89	188	94	1236
mais-CCI-bois	121	1364	134	1491	107	2356	116	7013	117	12224
mais-CCI-élect.	123	143762	127	85475	134	137573	122	62901	127	429711
mais-SCC-fod	79	642	97	1928	81	3310	84	4043	85	9922
mais-SCC-gaz	72	1658	110	1995	65	191	60	76	91	3920
mais-SCC-GPL	84	136	108	1074	68	302	136	2326	121	3858
mais-SCC-charb.	75	989	86	922	95	608	62	383	81	2903
mais-SCC-bois	113	5327	108	3030	123	13507	113	22370	116	44233
mais-SCC-élect.	101	9545	115	9246	121	9535	113	10942	112	39269
appt-CCC-urbain	72	69926	77	12548	74	132	63	62	73	82668
appt-CCC-fod	72	75218	75	19609	57	1868	79	347	72	97042
appt-ccc-gaz	77	119406	92	28491	71	393	59	938	80	149228
appt-CCC-charb.	77	5974	72	68	76	62	0	0	77	6104
appt-CCI-fod	108	2664	98	8370	135	4084	56	1184	106	16302
appt-CCI-gaz	86	261562	90	74224	77	10040	82	2641	87	348467
appt-CCI-GPL	76	149	130	2000	62	122	82	137	120	2408
appt-CCI-charb.	77	5974	66	139	94	140		0	77	6253
appt-CCI-bois		0	80	24	77	77		0	78	101
appt-Cci-élect.	68	283890	67	59855	75	21641	80	6689	68	372075
appt-SCC-fod	126	2149	73	264	96	408	45	1380	98	4201
appt-SCC-gaz	75	9106	76	724	82	74	0	0	75	9903
appt-SCC-GPL	48	238	75	168	67	12	30	4	59	422
appt-SCC-charb.	61	63	89	106	73	259	40	38	72	466
appt-SCC-bois	54	660	76	129	79	408	79	244	67	1441
appt-SCC-élect.	48	49589	73	4700	46	1693	64	60	50	56042
Ensemble	94	1400904	114	543144	133	404882	125	232552	107	2581482

- Etude n° 5 -

Catégorie socioprofessionnelle : professions intermédiaires										
Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre
mais-CCI-fod	117	85463	118	111949	125	209091	122	156667	122	563169
mais-CCI-gaz	104	309141	108	238491	109	104879	105	15941	106	668452
mais-CCI-GPL	105	11644	132	9335	118	36358	114	44260	116	101597
mais-CCI-charb.	101	2280	112	2524	112	876	91	1525	104	7205
mais-CCI-bois	106	1262	120	5354	116	11193	126	19949	121	37758
mais-CCI-élect.	108	166476	110	149698	113	265632	110	174014	111	755820
mais-SCC-fod	83	3774	93	6693	88	8701	93	20294	91	39463
mais-SCC-gaz	107	5150	76	3549	62	596	60	229	92	9523
mais-SCC-GPL	88	2116	103	2208	98	2970	76	3206	90	10500
mais-SCC-charb.	84	5813	87	4215	86	1868	63	1372	83	13267
mais-SCC-bois	96	10240	98	18282	107	45721	112	73672	108	147916
mais-SCC-élect.	93	19453	89	19915	95	15202	106	22678	96	77248
appt-CCC-urbain	68	79666	74	53988	75	2578	62	237	71	136469
appt-CCC-fod	64	118929	75	27877	76	8464	90	2805	67	158076
appt-ccc-gaz	69	190365	72	69316	74	10103	68	2944	70	272728
appt-CCC-charb.	59	10179	71	2232	93	1270	0	0	64	13681
appt-CCI-fod	88	5381	106	6488	95	7092	79	8372	91	27333
appt-CCI-gaz	71	309051	78	159129	76	15769	90	4474	74	488423
appt-CCI-GPL	78	1584	50	974	83	927	94	1269	77	4753
appt-CCI-charb.	58	11450	70	2461	95	1512		0	63	15423
appt-CCI-bois		0	80	72	77	243		0	78	315
appt-Cci-élect.	62	285487	65	93568	68	61167	63	18309	63	458531
appt-SCC-fod	87	3322	57	1759	96	1944	47	1125	77	8150
appt-SCC-gaz	54	19969	70	1862	80	181	0	0	55	22012
appt-SCC-GPL	47	739	71	529	60	49	59	1030	58	2346
appt-SCC-charb.	60	195	84	327	73	784	40	114	71	1420
appt-SCC-bois	69	4133	69	358	112	3006	78	788	85	8285
appt-SCC-élect.	44	66821	49	10141	61	1687	40	533	45	79182
Ensemble	80	1730083	94	1003294	109	819863	110	575807	93	4129047

Catégorie socioprofessionnelle : employés										
Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre
mais-CCI-fod	104	51641	109	91412	109	137318	107	148394	108	428765
mais-CCI-gaz	95	180444	98	182814	101	91421	97	24769	97	479448
mais-CCI-GPL	92	8222	97	7211	101	31798	105	32805	101	80036
mais-CCI-charb.	70	962	85	2145	118	1354	90	826	92	5287
mais-CCI-bois	96	885	104	2944	118	13804	107	21057	110	38690
mais-CCI-élect.	97	98976	99	119415	100	174461	103	147226	100	540078
mais-SCC-fod	76	5896	71	13540	78	17854	90	31362	82	68652
mais-SCC-gaz	78	3539	71	5861	60	2060	53	1041	70	12501
mais-SCC-GPL	100	1725	84	3583	93	5195	84	6355	88	16858
mais-SCC-charb.	75	10886	86	10307	82	8784	68	4469	79	34446
mais-SCC-bois	81	10367	96	20397	90	48408	90	123092	90	202264
mais-SCC-élect.	72	18142	79	17776	83	17652	91	26242	82	79811
appt-CCC-urbain	68	192206	67	66180	64	3280	78	2785	68	264451
appt-CCC-fod	63	166615	73	59753	74	17043	71	13046	66	256457
appt-ccc-gaz	64	340765	69	139512	63	13979	72	5994	65	500250
appt-CCC-charb.	66	9406	57	5466	76	502	0	0	63	15374
appt-CCI-fod	73	8176	80	16723	116	7487	70	3389	85	35775
appt-CCI-gaz	66	312311	69	232594	77	32070	70	8961	68	585936
appt-CCI-GPL	81	1616		0	66	6507	89	3725	75	11848
appt-CCI-charb.	66	9406	60	7775	93	959		0	65	18140
appt-CCI-bois		0	80	193	78	436		0	79	629
appt-Cci-élect.	57	290747	58	133690	69	62413	68	24219	59	511069
appt-SCC-fod	69	4887	69	7324	89	2875	60	3838	70	18924
appt-SCC-gaz	54	22283	61	8913	80	237	0	0	56	31433
appt-SCC-GPL	31	4590	73	3569	27	1495	30	70	46	9724
appt-SCC-charb.	62	300	82	547	69	1032	40	304	67	2183
appt-SCC-bois	60	1173	65	2051	70	1884	78	1456	68	6565
appt-SCC-élect.	44	58336	44	13405	63	2737	53	2465	45	76942
Ensemble	69	1814501	79	1175099	94	705046	96	637890	80	4332536

- Etude n° 5 -

Catégorie socioprofessionnelle : ouvriers										
Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre
mais-CCI-fod	103	106344	106	182009	114	307415	105	363394	108	959163
mais-CCI-gaz	95	337262	96	335634	101	167537	102	65226	97	905659
mais-CCI-GPL	90	13523	108	11231	97	55375	102	73037	100	153166
mais-CCI-charb.	94	4987	123	4581	97	9389	105	4645	103	23603
mais-CCI-bois	92	2484	116	12342	119	60876	107	78297	112	153999
mais-CCI-élect.	99	159747	97	200590	98	406625	99	360755	98	1127717
mais-SCC-fod	73	9510	77	31326	84	54583	91	87282	86	182700
mais-SCC-gaz	75	10887	81	13809	71	4470	60	376	77	29541
mais-SCC-GPL	74	4731	82	5262	70	5753	72	12835	74	18581
mais-SCC-charb.	77	36532	79	20756	89	13636	87	14245	81	85168
mais-SCC-bois	85	22078	87	52943	97	156944	93	318865	93	550830
mais-SCC-élect.	73	31681	89	36299	81	42301	90	66080	85	176361
appt-CCC-urbain	74	210961	75	134810	78	7472	66	1697	74	354940
appt-CCC-fod	63	197173	69	97579	70	41789	69	23127	66	359668
appt-ccc-gaz	68	438190	71	204341	78	46963	79	11969	70	701464
appt-CCC-charb.	63	18351	58	5266	98	2779	0	0	66	26396
appt-CCI-fod	82	9723	100	19619	100	20349	78	11863	93	61554
appt-CCI-gaz	68	382904	71	296050	75	56684	89	12129	70	747767
appt-CCI-GPL	82	1971	10	3219	76	11174	65	7660	72	24024
appt-CCI-charb.	65	20503	65	7146	95	4510		0	69	32159
appt-CCI-bois	25	918	80	1032	73	3857	105	5104	85	10910
appt-Cci-élect.	58	296243	62	169617	70	93562	66	51180	62	610603
appt-SCC-fod	67	9013	79	13312	80	4688	68	11186	73	38199
appt-SCC-gaz	58	31044	66	15125	80	498	0	0	61	46667
appt-SCC-GPL	48	15013	55	10486	60	188	31	82	51	25769
appt-SCC-charb.	47	5696	86	904	92	3031	40	460	64	10091
appt-SCC-bois	61	5157	72	6796	61	11567	73	10098	67	33617
appt-SCC-élect.	42	72968	57	26522	65	5823	62	5783	48	111095
Ensemble	74	2455592	82	1918607	96	1599838	96	1597373	85	7571410

Catégorie socioprofessionnelle : inactifs hors retraités										
Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre
mais-CCI-fod	106	46558	101	54452	107	86151	112	117670	108	304831
mais-CCI-gaz	89	85121	88	79212	104	42458	102	19942	93	226732
mais-CCI-GPL	84	9394	102	5655	89	15260	89	21440	90	51749
mais-CCI-charb.	88	3017	84	545	126	789	87	222	94	4573
mais-CCI-bois	100	719	95	4093	92	11134	98	19866	96	35812
mais-CCI-élect.	91	36152	96	37012	95	59492	92	83748	93	216404
mais-SCC-fod	61	4116	69	12989	77	15217	85	38136	79	70457
mais-SCC-gaz	79	5981	77	7311	83	1697	60	1999	76	16987
mais-SCC-GPL	70	483	98	802	72	966	82	3219	81	5471
mais-SCC-charb.	71	24131	70	11950	75	7402	78	9478	72	52961
mais-SCC-bois	70	5719	81	18178	77	53174	83	147280	81	224351
mais-SCC-élect.	73	15623	76	12195	82	20005	87	31548	81	79371
appt-CCC-urbain	67	101334	67	35613	73	3175	72	1999	67	142121
appt-CCC-fod	60	93846	64	36436	68	9075	81	5356	62	144713
appt-ccc-gaz	59	147890	59	86353	73	10769	56	889	60	245901
appt-CCC-charb.	56	6243	71	2014	58	2709	0	0	59	10966
appt-CCI-fod	48	6021	99	3671	96	5668	84	5271	79	20631
appt-CCI-gaz	60	177441	65	113106	73	12658	70	6904	63	310109
appt-CCI-GPL	66	2781		0	46	2362	60	2366	58	7509
appt-CCI-charb.	56	6243	71	2085	65	3269		0	61	11596
appt-CCI-bois		0	80	177	99	2324		0	98	2502
appt-Cci-élect.	41	222910	51	108862	66	21453	58	20255	46	373480
appt-SCC-fod	42	2098	121	1912	76	1413	65	6021	72	11444
appt-SCC-gaz	54	14377	63	3423	42	947	0	0	55	18747
appt-SCC-GPL	52	8930	73	5045	60	487	56	1391	59	15853
appt-SCC-charb.	80	3403	75	1608	88	548	40	279	77	5838
appt-SCC-bois	73	810	74	2094	64	3557	78	5816	73	12277
appt-SCC-élect.	38	61979	39	17482	45	3325	49	3485	39	86271
Ensemble	61	1093320	71	664277	89	397484	90	554579	74	2709660

- Etude n° 5 -

Ensemble										
Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre	surface en m ²	nbre
mais-CCI-fod	117	432202	116	576774	121	996525	115	1032149	117	3037649
mais-CCI-gaz	104	1275412	105	1066543	109	505275	105	163702	105	3010932
mais-CCI-GPL	99	57376	114	46612	108	173755	111	222634	109	500377
mais-CCI-charb.	91	11796	109	10688	103	13218	99	7708	100	43410
mais-CCI-bois	102	8364	112	29487	118	129015	113	217312	114	384178
mais-CCI-élect.	107	659874	105	658231	108	1155769	105	961267	106	3435141
mais-SCC-fod	74	27844	77	71629	82	105220	91	207395	85	412088
mais-SCC-gaz	82	28696	79	34506	70	9412	58	3834	78	76448
mais-SCC-GPL	82	9466	90	13542	90	16673	81	29443	85	69125
mais-SCC-charb.	75	82567	85	52421	86	34886	79	31253	80	201127
mais-SCC-bois	87	57149	90	124601	96	351599	94	801914	94	1335262
mais-SCC-élect.	82	100441	88	104721	90	116715	97	182283	90	504160
appt-CCC-urbain	70	678362	72	318018	75	18928	75	8392	71	1023700
appt-CCC-fod	65	679588	71	253358	73	81395	71	47762	67	1062103
appt-ccc-gaz	67	1276422	70	549077	74	83971	74	22976	68	1932446
appt-CCC-charb.	64	50798	62	15230	81	7488		0	65	73516
appt-CCI-fod	78	36037	95	57054	107	50553	87	36670	93	180314
appt-CCI-gaz	71	1538514	73	920857	76	132768	81	38082	72	2630221
appt-CCI-GPL	75	10379	86	6193	69	24532	75	16576	74	57679
appt-CCI-charb.	64	54222	64	19903	86	10716		0	67	84840
appt-CCI-bois	25	918	80	1562	82	7091	101	7055	87	16626
appt-Cci-élect.	58	1461317	61	591009	70	278373	67	136499	61	2467198
appt-SCC-fod	73	23575	79	26032	83	14961	64	26253	74	90821
appt-SCC-gaz	58	101728	65	32340	62	2026		0	59	136094
appt-SCC-GPL	47	32009	64	20359	39	2319	55	2613	53	57299
appt-SCC-charb.	59	9765	80	3725	83	6020	40	1296	69	20807
appt-SCC-bois	64	12467	73	14115	70	21120	74	20709	71	68412
appt-SCC-élect.	44	331707	51	76715	58	15474	56	12457	46	436353
Ensemble	77	9048995	87	5695300	103	4365798	102	4238233	89	23348326

4.2. Habitat croisé avec revenu, CSP et type de logement

Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre
Moins de 50 kF										
<i>Agriculteurs</i>										
Maisons	85	2075	82	6411	102	7626	119	32869	110	48981
Appartements	61	3485	61	2473	70	591	64	762	62	7311
ENSEMBLE	70	5560	76	8884	99	8217	118	33631	104	56292
Moins de 50 kF										
<i>Artisans, commerçants et chefs d'entreprise</i>										
Maisons	94	7942	131	8077	102	19594	100	28381	104	63994
Appartements	54	26227	66	17872	49	4067	64	1532	58	49698
ENSEMBLE	63	34169	86	25949	93	23661	98	29913	84	113692
Moins de 50 kF										
<i>Cadres et professions intellectuelles supérieures</i>										
Maisons	141	1210	105	2314	119	2745	99	4040	111	10309
Appartements	37	10838	74	5297	71	190	64	247	50	16572
ENSEMBLE	47	12048	84	7611	115	2935	97	4287	73	26881
Moins de 50 kF										
<i>Professions intermédiaires</i>										
Maisons	91	6404	84	4489	87	6677	87	16961	88	34531
Appartements	42	43873	50	13726	73	2992	48	3363	46	63954
ENSEMBLE	48	50277	58	18215	82	9669	81	20324	60	98485
Moins de 50 kF										
<i>Employés</i>										
Maisons	79	11155	75	27354	80	29540	83	55221	80	123270
Appartements	47	117216	54	93026	56	18200	55	9860	51	238302
ENSEMBLE	50	128371	59	120380	71	47740	79	65081	61	361572
Moins de 50 kF										
<i>Ouvriers</i>										
Maisons	74	22050	79	31543	83	30854	82	74086	81	158533
Appartements	49	104236	57	101283	66	14225	66	14744	54	234488
ENSEMBLE	53	126286	62	132826	77	45079	80	88830	65	393021
Moins de 50 kF										
<i>Inactifs hors retraités</i>										
Maisons	74	59244	78	62281	81	100904	83	180855	80	403284
Appartements	42	335624	50	179434	65	34737	63	27817	47	577612
ENSEMBLE	47	394868	57	241715	77	135641	80	208672	61	980896
De 50 à moins de 100 kF										
<i>Agriculteurs</i>										
Maisons	92	7928	93	16537	93	21341	106	77647	101	123453
Appartements	58	13645	67	8021	71	2181	81	3751	65	27598
ENSEMBLE	71	21573	85	24558	91	23522	105	81398	95	151051
De 50 à moins de 100 kF										
<i>Artisans, commerçants et chefs d'entreprise</i>										
Maisons	92	30515	105	33431	98	38840	92	67588	96	170374
Appartements	62	52134	70	21226	71	12230	70	7106	66	92696
ENSEMBLE	73	82649	91	54657	91	51070	90	74694	85	263070
De 50 à moins de 100 kF										
<i>Cadres et professions intellectuelles supérieures</i>										
Maisons	88	7852	93	14961	90	15989	87	25318	89	64120
Appartements	52	62088	63	26539	70	5760	64	1415	56	95802
ENSEMBLE	56	69940	74	41500	85	21749	86	26733	70	159922
De 50 à moins de 100 kF										
<i>Professions intermédiaires</i>										
Maisons	83	30911	88	50240	92	53204	93	84469	90	218824
Appartements	50	162938	58	78249	68	25092	53	9774	54	276053
ENSEMBLE	55	193849	70	128489	84	78296	89	94243	70	494877
De 50 à moins de 100 kF										
<i>Employés</i>										
Maisons	83	84558	85	117990	90	136413	91	220887	88	559848
Appartements	54	464166	61	276948	65	53091	68	29491	58	823696
ENSEMBLE	58	548724	69	394938	83	189504	88	250378	70	1383544
De 50 à moins de 100 kF										
<i>Ouvriers</i>										
Maisons	82	137344	86	179694	87	236832	88	411487	87	965357
Appartements	57	491803	64	353910	66	111040	65	60899	61	1017652
ENSEMBLE	63	629147	71	533604	80	347872	85	472386	73	1983009
De 50 à moins de 100 kF										
<i>Inactifs hors retraités</i>										
Maisons	85	105075	88	121067	96	157257	94	238832	92	622231
Appartements	57	368584	65	190481	72	39371	71	26346	61	624782
ENSEMBLE	63	473659	74	311548	91	196628	91	265178	76	1247013

- Etude n° 5 -

Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre
de 100 à moins de 150 kF										
<i>Agriculteurs</i>										
Maisons	95	10468	102	17777	107	33356	121	88620	114	150221
Appartements	69	14268	76	9031	86	4314	90	4673	76	32286
ENSEMBLE	80	24736	93	26808	105	37670	119	93293	107	182507
de 100 à moins de 150 kF										
<i>Artisans, commerçants et chefs d'entreprise</i>										
Maisons	103	36776	102	39152	109	50809	115	64946	109	191683
Appartements	71	49503	77	27924	81	5389	78	3958	74	86774
ENSEMBLE	85	86279	91	67076	107	56198	113	68904	98	278457
de 100 à moins de 150 kF										
<i>Cadres et professions intellectuelles supérieures</i>										
Maisons	92	30928	104	28221	108	27475	97	35396	100	122020
Appartements	52	108857	70	45197	63	12613	64	5297	58	171964
ENSEMBLE	61	139785	83	73418	94	40088	92	40693	75	293984
de 100 à moins de 150 kF										
<i>Professions intermédiaires</i>										
Maisons	94	100265	97	120816	101	122640	107	122615	100	466336
Appartements	59	309748	69	146957	70	39227	71	13442	63	509374
ENSEMBLE	67	410013	82	267773	94	161867	103	136057	81	975710
de 100 à moins de 150 kF										
<i>Employés</i>										
Maisons	93	117949	99	155026	101	156757	102	148399	99	578131
Appartements	64	437586	71	191992	82	49038	76	18924	67	697540
ENSEMBLE	70	555535	83	347018	96	205795	99	167323	82	1275671
de 100 à moins de 150 kF										
<i>Ouvriers</i>										
Maisons	93	241419	95	331917	101	454869	100	507740	98	1535945
Appartements	66	569902	74	360438	78	104644	74	46460	70	1081444
ENSEMBLE	74	811321	84	692355	97	559513	98	554200	87	2617389
de 100 à moins de 150 kF										
<i>Inactifs hors retraités</i>										
Maisons	104	45600	100	35940	108	36267	112	54778	106	172585
Appartements	70	108777	72	33008	81	5168	88	2896	71	149849
ENSEMBLE	80	154377	86	68948	105	41435	111	57674	90	322434
de 150 à moins de 200 kF										
<i>Agriculteurs</i>										
Maisons	95	2736	98	6995	109	14490	131	31960	119	56181
Appartements	74	3726	76	2516	72	164	98	1109	78	7515
ENSEMBLE	83	6462	92	9511	109	14654	130	33069	115	63696
de 150 à moins de 200 kF										
<i>Artisans, commerçants et chefs d'entreprise</i>										
Maisons	118	57783	112	54214	116	75288	120	99108	117	286393
Appartements	77	71991	83	28909	101	10532	95	10371	82	121803
ENSEMBLE	96	129774	102	83123	114	85820	118	109479	107	408196
de 150 à moins de 200 kF										
<i>Cadres et professions intellectuelles supérieures</i>										
Maisons	107	43616	110	36916	121	43128	115	29395	113	153055
Appartements	60	131156	70	33841	62	5486	83	2298	62	172781
ENSEMBLE	72	174772	91	70757	114	48614	113	31693	86	325836
de 150 à moins de 200 kF										
<i>Professions intermédiaires</i>										
Maisons	102	142745	109	139183	114	172757	113	128212	110	582897
Appartements	69	236170	78	106216	75	25412	92	10891	72	378689
ENSEMBLE	81	378915	95	245399	109	198169	111	139103	95	961586
de 150 à moins de 200 kF										
<i>Employés</i>										
Maisons	95	76669	104	86263	106	99047	108	80875	103	342854
Appartements	74	214118	80	81774	79	25149	74	7942	76	328983
ENSEMBLE	79	290787	92	168037	100	124196	105	88817	90	671837
de 150 à moins de 200 kF										
<i>Ouvriers</i>										
Maisons	97	170361	100	219563	107	326954	105	300746	103	1017624
Appartements	72	336021	77	136644	81	54956	84	22610	75	550231
ENSEMBLE	81	506382	91	356207	104	381910	104	323356	93	1567855
de 150 à moins de 200 kF										
<i>Inactifs hors retraités</i>										
Maisons	97	14820	97	15134	126	13385	114	9257	107	52596
Appartements	75	21359	83	12153	98	4696	73	82	79	35290
ENSEMBLE	84	36179	91	27287	123	15081	114	9339	96	87886

Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre
de 200 à moins de 250 kF										
<i>Agriculteurs</i>										
Maisons	105	1719	127	3651	162	13674	138	16371	145	35415
Appartements	78	1765	93	550	83	60	65	41	81	2416
ENSEMBLE	91	3484	122	4201	162	13734	138	16412	141	37831
de 200 à moins de 250 kF										
<i>Artisans, commerçants et chefs d'entreprise</i>										
Maisons	110	22294	127	28358	124	30388	116	26973	120	108013
Appartements	82	20605	82	3782	72	1182	97	3306	83	28875
ENSEMBLE	96	42899	122	32140	122	31570	114	30279	112	136888
de 200 à moins de 250 kF										
<i>Cadres et professions intellectuelles supérieures</i>										
Maisons	110	55650	116	46093	118	48945	129	31276	117	181964
Appartements	68	133906	79	30117	72	4091	65	315	70	168429
ENSEMBLE	80	189556	101	76210	114	53036	128	31591	94	350393
de 200 à moins de 250 kF										
<i>Professions intermédiaires</i>										
Maisons	105	131083	112	114276	117	144886	126	95299	114	485544
Appartements	75	162385	86	42595	90	16544	82	3505	78	225029
ENSEMBLE	88	293468	105	156871	114	161430	124	98804	103	710573
de 200 à moins de 250 kF										
<i>Employés</i>										
Maisons	103	56967	111	56517	108	72891	124	40054	111	226429
Appartements	77	111276	78	29778	83	4114	86	3985	77	149153
ENSEMBLE	86	168243	100	86295	107	77005	120	44039	97	375582
de 200 à moins de 250 kF										
<i>Ouvriers</i>										
Maisons	100	105446	111	99543	108	164352	115	111219	108	480560
Appartements	73	142982	86	46008	90	18487	90	6344	78	213821
ENSEMBLE	85	248428	103	145551	106	182839	114	117563	99	694381
de 200 à moins de 250 kF										
<i>Inactifs hors retraités</i>										
Maisons	126	6685	136	5394	110	3333	144	6922	132	22334
Appartements	87	6556	79	1313	83	30	65	20	86	7919
ENSEMBLE	107	13241	125	6707	109	3363	144	6942	120	30253
de 250 à moins de 300 kF										
<i>Agriculteurs</i>										
Maisons	129	1086	124	2459	120	7890	114	10301	118	21736
Appartements	84	1008	96	348	75	21	80	9	87	1386
ENSEMBLE	108	2094	121	2807	119	7911	114	10310	116	23122
de 250 à moins de 300 kF										
<i>Artisans, commerçants et chefs d'entreprise</i>										
Maisons	121	24100	131	11798	138	23659	129	17562	130	77119
Appartements	76	16341	101	3450	134	774	80	1400	83	21965
ENSEMBLE	103	40441	124	15248	138	24433	125	18962	119	99084
de 250 à moins de 300 kF										
<i>Cadres et professions intellectuelles supérieures</i>										
Maisons	120	110362	133	67891	138	90016	152	43602	133	311871
Appartements	82	161526	103	33561	101	9525	80	159	86	204771
ENSEMBLE	97	271888	123	101452	135	99541	152	43761	114	516642
de 250 à moins de 300 kF										
<i>Professions intermédiaires</i>										
Maisons	114	111973	122	78536	122	111057	125	56034	120	357600
Appartements	76	85338	91	20755	75	4731	71	1025	79	111849
ENSEMBLE	98	197311	115	99291	120	115788	124	57259	110	469449
de 250 à moins de 300 kF										
<i>Employés</i>										
Maisons	111	29532	119	22612	119	35486	125	15492	118	103122
Appartements	76	46008	86	10568	71	2838	80	50	78	59464
ENSEMBLE	90	75540	108	33180	116	38324	125	15542	103	162586
de 250 à moins de 300 kF										
<i>Ouvriers</i>										
Maisons	107	39102	114	31968	123	45752	124	27657	117	144479
Appartements	85	28537	83	7157	95	5670	70	1281	86	42645
ENSEMBLE	98	67639	109	39125	120	51422	121	28939	110	187124
de 250 à moins de 300 kF										
<i>Inactifs hors retraités</i>										
Maisons	110	2148	126	3213	128	419	168	298	123	6078
Appartements	86	6009	96	171	75	10	80	4	87	6194
ENSEMBLE	93	8157	125	3384	127	429	167	302	104	12272

- Etude n° 5 -

Type de logement et de chauffage	Habitat dense + 200000 habitants		Habitat dense – 200000 habitants		Habitat périurbain		Habitat rural		Ensemble	
	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre	surface en m2	nbre
de 300 à moins de 350 kF										
<i>Agriculteurs</i>										
Maisons	136	569	132	608	116	1166	141	8960	138	11303
Appartements	94	549	112	205					99	754
ENSEMBLE	116	1118	127	813	116	1166	141	8960	136	12057
de 300 à moins de 350 kF										
<i>Artisans, commerçants et chefs d'entreprise</i>										
Maisons	134	8565	139	10286	152	18058	118	9319	139	46228
Appartements	84	8297	112	829	85	1048			87	10174
ENSEMBLE	109	16862	137	11115	148	19106	118	9319	129	56402
de 300 à moins de 350 kF										
<i>Cadres et professions intellectuelles supérieures</i>										
Maisons	130	87009	140	48236	153	51132	131	15174	138	201551
Appartements	86	86199	113	14710	113	1507	73	3044	90	105460
ENSEMBLE	108	173208	133	62946	151	52639	121	18218	121	307011
de 300 à moins de 350 kF										
<i>Professions intermédiaires</i>										
Maisons	119	58348	133	33743	132	55446	159	18401	131	165938
Appartements	83	46495	109	10570					87	57065
ENSEMBLE	103	104843	127	44313	132	55446	159	18401	120	223003
de 300 à moins de 350 kF										
<i>Employés</i>										
Maisons	109	11533	118	9526	113	15199	124	5632	114	41890
Appartements	87	15225	96	7999	111	1967			92	25191
ENSEMBLE	96	26758	108	17525	112	17166	124	5632	106	67081
de 300 à moins de 350 kF										
<i>Ouvriers</i>										
Maisons	118	14654	118	7658	113	17091	134	8166	119	47569
Appartements	83	10159	112	829	79	544			85	11532
ENSEMBLE	104	24813	117	8487	112	17635	134	8166	112	59101
de 300 à moins de 350 kF										
<i>Inactifs hors retraités</i>										
Maisons	136	274	134	1125	140	163	124	959	131	2521
Appartements	72	1465	73	1239					73	2704
ENSEMBLE	82	1739	102	2364	140	163	124	959	101	5225
350 kF et plus										
<i>Agriculteurs</i>										
Maisons	152	637	158	4152	174	5449	176	7799	171	18037
Appartements	108	852	95	144	160	1056			134	2052
ENSEMBLE	127	1489	156	4296	172	6505	176	7799	167	20089
350 kF et plus										
<i>Artisans, commerçants et chefs d'entreprise</i>										
Maisons	145	30383	143	13331	162	31120	151	12634	152	87468
Appartements	114	23978	95	6178	118	2162	221	976	114	33294
ENSEMBLE	131	54361	128	19509	159	33282	156	13610	141	120762
350 kF et plus										
<i>Cadres et professions intellectuelles supérieures</i>										
Maisons	149	177709	170	87093	171	84039	174	34627	161	383468
Appartements	100	186024	102	22089	145	2179	120	949	101	211241
ENSEMBLE	124	363733	156	109182	171	86218	172	35576	139	594709
350 kF et plus										
<i>Professions intermédiaires</i>										
Maisons	129	41083	138	30930	147	36420	146	11816	139	120249
Appartements	91	50145	93	9781	124	1508			92	61434
ENSEMBLE	108	91228	127	40711	146	37928	146	11816	123	181683
350 kF et plus										
<i>Employés</i>										
Maisons	122	3320	172	2116	139	4777	111	1078	138	11291
Appartements	81	7817	95	144	168	37			81	7998
ENSEMBLE	93	11137	167	2260	140	4814	111	1078	114	19289
350 kF et plus										
<i>Ouvriers</i>										
Maisons	135	9389	134	4896	133	8200	113	3934	131	26419
Appartements	95	13836	95	290	119	2589			99	16715
ENSEMBLE	111	23225	132	5186	129	10789	113	3934	118	43134
350 kF et plus										
<i>Inactifs hors retraités</i>										
Maisons	114	3168	161	239	109	2017	164	2646	131	8070
Appartements	87	1689	95	71	170	18	33	2867	54	4645
ENSEMBLE	105	4857	146	310	110	2035	96	5513	103	12715

5. Influence de la zone de peuplement sur la surface du logement

Les tableaux qui précèdent renseignent à la fois sur la distribution des logements dans une catégorie de ménages homogènes, et sur les surfaces moyennes de ces logements.

Une des principales questions qui se posent est la suivante : pour une catégorie de ménages donnée, un habitat dans une zone moins densément peuplée est-il systématiquement plus grand qu'un logement situé en zone dense ?

A partir des tableaux croisant la zone de peuplement avec le revenu, la CSP et le type d'habitat (maison, appartement), on a calculé le nombre de cas où la surface croît lorsque la densité de peuplement décroît.

Toutes les cases du tableau ne sont pas significatives, et nous n'avons retenu dans notre calcul que les cas où au moins 10 % des logements d'une catégorie donnée sont présents dans la zone de peuplement étudiée.

Ainsi, par exemple, dans la première ligne du tableau de la page 15, on trouve 48 981 agriculteurs habitant en maison, dont le revenu est inférieur à 50 000 francs par an. Parmi ces agriculteurs, 2 075 sont en zone d'habitat dense dans des agglomérations de plus de 200 000 habitants. Du fait que 2 075 est inférieur à 10 % de 48 981, on ignore dans les tests les 2 075 agriculteurs précédemment cités. Par contre, les 6 411 agriculteurs habitant en agglomération de moins de 200 000 habitants, les 7 626 habitant en zone périurbaine et les 32 869 habitant en zone rurale sont pris en compte, puisque chacun de ces nombres est supérieur à 10 % de 48 981.

Avec ces conventions, on calcule les pourcentages suivants :

- dans 37 cas sur 46 (80 %), les **maisons** situées en zone 2 (agglomérations de moins de 200 000 habitants) sont plus grandes que celles situées en zone 1 (agglomérations de plus de 200 000 habitants) ;
- dans 45 cas sur 49 (92 %), les **appartements** situés en zone 2 sont plus grands que ceux situés en zone 1 ;
- dans 37 cas sur 52 (71 %), les **maisons** situées en zone 3 (habitat périurbain) sont plus grandes que les maisons situées en zone 2 ;
- dans la totalité des cas (7), les **appartements** situés en zone 3 sont plus grands que ceux situés en zone 2 ;

- Etude n° 5 -

- dans 30 cas sur 50 (60 %) les **maisons** situées en zone 4 (habitat rural) sont plus grandes que celles situées en zone 3 ;
- dans 5 cas sur 7 (71 %) les **appartements** situés en zone 4 sont plus grands que ceux situés en zone 3.

Compte tenu du fait qu'une corrélation nulle entre changement de zone et augmentation de surface correspond à 50 % de cas où la surface augmente (et donc 50 % de cas où elle diminue), on peut établir le tableau de corrélation suivant :

Tableau V.1
Corrélation entre densité d'habitat et surface des logements

Type de logement	Passage de zone 1 à zone 2 (*)	Passage de zone 2 à zone 3	Passage de zone 3 à zone 4
Maison	61 %	44 %	22 %
Appartement	84 %	100 %	57 %
ENSEMBLE	96 %	76 %	41 %

(*) Rappel :

zone 1 = habitat dense dans agglomération de plus de 200 000 habitants

zone 2 = habitat dense dans agglomération de moins de 200 000 habitants

zone 3 = habitat périurbain

zone 4 = habitat rural

Le tableau précédent nous montre une corrélation (négative) plus forte entre densité de l'habitat et surface des logements dans les appartements que dans les maisons.

Dans les zones d'habitat dense (zones 1 et 2), l'augmentation de surface des logements tient à l'addition des 2 causes : plus grand nombre de maisons (aux surfaces plus grandes que celles des appartements), et, à l'intérieur de chaque type de logement, augmentation très significative des surfaces.

Par contre, lorsqu'on quitte les zones d'habitat dense, d'une part les appartements deviennent très minoritaires par rapport aux maisons, et d'autre part la surface des maisons n'augmente que de manière moins significative.

6. Calcul de la surface moyenne normée en maison et appartement selon la zone d'habitat

6.1. Méthode

Compte tenu de ce qui précède, il nous faut à présent calculer de combien augmentent les surfaces, en maison d'une part, en appartement d'autre part, lorsqu'on change de zone, toutes choses égales par ailleurs. On ne peut en effet retenir le résultat obtenu directement à partir de l'enquête, puisqu'il intègre, par exemple, le fait que les CSP les plus favorisées sont plus présentes dans les zones d'habitat dense.

Pour ce faire, nous appliquerons le principe expliqué dans le tableau très simplifié suivant.

- soient deux CSP seulement, et deux zones d'habitat avec les répartitions suivantes :

Tableau VI.1
Surfaces moyennes des logements, selon la zone d'habitat et la CSP
(données brutes)

CSP	Habitat dense		Habitat disperse	
	Surface moyenne	Nombre de ménages	Surface moyenne	Nombre de ménages
Employés	100	10	105	20
Cadres	120	20	130	5
Ensemble	113.3	30	110	25

Le tableau précédent inclut un effet de structure évident (sur-représentation des employés en habitat dispersé), qui nous empêche de retenir le résultat de la ligne « ensemble ». Nous construisons donc le tableau suivant, obtenu en sommant les deux types d'habitat pour obtenir la pondération finale (identique quel que soit le type d'habitat), sans effet de structure.

Tableau VI.2
Surfaces moyennes des logements, selon la zone d'habitat et la CSP
(données corrigées du biais CSP)

CSP	Habitat dense		Habitat dispersé		Ensemble	
	Surface moyenne	Nbre de ménages	Surface moyenne	Nbre de ménages	Surface moyenne	Nbre de ménages
Employés	100	30	105	30	102.5	30
Cadres	120	25	130	25	125	25
Ensemble	109.1	55	116.4	55	112.7	55

De la sorte, pour l'ensemble des CSP, l'influence de la zone d'habitat n'est plus - comme précédemment en raison des effets de structure - une diminution apparente de surface moyenne, mais bien une augmentation (de 7 %, proche de ce qui est obtenu pour chaque CSP, soit +5 % pour les employés et + 8 % pour les cadres).

C'est ce principe qui est appliqué pour calculer les effets de la densité d'occupation sur les surfaces moyennes des logements.

6.2. Résultats

Résultat brut de l'enquête logements 1996

Tableau 6.3
Surfaces moyennes des logements observées dans l'enquête logements 1996,
selon la zone d'habitat

(mètres carrés)	<i>Pôles urbains de + de 200 000 habitants</i>	<i>Pôles urbains de - de 200 000 habitants</i>	<i>Habitat périurbain</i>	<i>Habitat rural</i>	<i>Ensemble</i>
Maisons	104	105	109	105	106
Appartements	65	69	75	72	67
Ensemble	77	87	103	102	89

Résultat corrigé de l'enquête logements 1996
(facteurs correctifs retenu : CSP + revenu)

Tableau 6.4
Surfaces moyennes des logements selon la zone d'habitat,
corrigées des biais CSP

(mètres carrés)	Pôles urbains de plus de 200 000 habitants	Pôles urbains de moins de 200 000 habitants	Habitat périurbain	Habitat rural	Ensemble
Maisons	99	104	108	108	106
Appartements	63	71	73	69	71
Ensemble	75	89	101	100	92

L'effet de la correction amplifie très sensiblement les écarts de surfaces entre les plus grands pôles urbains et ceux qui sont moins peuplés.

Dans les maisons, l'effet densité de l'habitat ne joue plus entre habitat périurbain et habitat rural.

- la surface des appartements augmente de 16 %, lorsqu'on passe des zones d'habitat les plus denses aux plus dispersées ;
- celle des maisons augmente de 9 % dans le même schéma ;
- compte tenu du fait que les appartements sont d'autant plus nombreux (par rapport aux maisons) quand la densité d'habitat augmente, la surface moyenne des logements augmente de 33 % dans les zones périurbaines ou rurales, rapportées aux zones les plus densément peuplées.

7. Calcul de l'impact de la densité d'occupation de l'espace sur les consommations d'énergie

7.1. Consommations unitaires chauffage à climat normal

Les consommations unitaires moyennes France Entière retenues sont rappelées dans le tableau qui suit. Elles sont établies à partir des panels de consommation du CEREN, qui rassemblent plusieurs milliers de ménages enquêtés chaque année par enquêteur et courrier. Leur lecture révèle de grands écarts selon les formes d'énergie, qu'il ne nous appartient pas de détailler trop finement ici. Rappelons seulement que la faiblesse des consommations électriques comparées à celles de gaz s'explique par plusieurs facteurs, soit techniques (régulation,

- Etude n° 5 -

isolation meilleure des logements puisque les consommations unitaires concernent l'ensemble du parc de chaque énergie, donc une forte proportion de logements anciens mal isolés dans le parc combustibles...) soit financiers (coût de l'électricité entraînant un comportement particulièrement économe des ménages utilisant cette énergie pour se chauffer). A contrario, les consommations de bois sont particulièrement élevées, car le bois consommé est majoritairement gratuit ou très bon marché.

Tableau 7.1
Consommations unitaires chauffage France entière

	Maisons				Appartements					
	Avec chauffage central		Sans chauffage central		Avec chauffage central individuel		Avec chauffage central collectif		Sans chauffage central	
	tep	MWh	tep	MWh	tep	MWh	tep	MWh	tep	MWh
Urbain	-	-	-	-	-	-	1.80	20.93	-	-
FOD	2.00	23.26	1.20	13.95	1.61	18.72	1.39	16.16	0.90	10.47
Gaz	1.71	19.89	0.84	9.81	1.00	11.61	1.41	16.38	0.50	5.76
GPL	1.31	15.23	0.47	5.47	1.01	11.74	-	-	0.38	4.42
Charbon	1.81	21.05	1.19	13.84	1.53	17.79	1.45	16.86	0.85	9.88
Bois	4.09	47.52	1.87	21.71	2.73	31.79	-	-	1.73	20.17
Electricité	1.55	7.00	1.42	6.40	0.82	3.70	-	-	0.75	3.40

7.2. Influence de la zone de peuplement sur la température extérieure

De source METEO-FRANCE, l'écart de température est de 2°C entre un centre urbain dense et la campagne soumise au même climat.

On en déduit que, sur l'ensemble de la saison de chauffe, cet écart de 2°C induit un écart d'environ 300 DJ entre les zones extrêmes de densité d'habitat. Pour estimer les degrés-jours dans les zones intermédiaires, nous alignons les évolutions de degrés jours sur le pourcentage de maisons dans l'ensemble maisons + appartements. Posant donc arbitrairement les degrés-jours normaux à 2 500 en zone rurale, on établit le tableau suivant :

Tableau 7.2
degrés-jours par zone - hors influence climatique particulière

Degrés-jours	Pôles urbains de plus de 200 000 habitants	Pôles urbains de moins de 200 000 habitants	Habitat périurbain	Habitat rural
Part des Maisons	30 %	49 %	83 %	91 %
DJ estimés	2200	2292 (e)	2458 (e)	2500

7.3. Consommations unitaires chauffage par zone

En tenant compte uniquement de l'effet température extérieure (degrés-jours) et surface (voir tableau VI.4 page 22), on peut différencier les consommations unitaires observées toutes zones selon la zone d'habitat, selon la formule exposée précédemment :

$$C(\text{équipement } i, \text{habitat } j) = C_0 * f(DJ_j, DJ_0) * g(S_j, S_0)$$

où C_0 est la consommation France entière du type d'équipement i (voir tableau VII.1),

et DJ_j , DJ_0 sont les degrés-jours dans la zone d'habitat j , et toutes zones d'habitat respectivement (voir tableau VII.2),

et S_j , S_0 sont les surfaces moyennes (corrigées) dans la zone d'habitat j et toutes zones d'habitat respectivement (voir tableau VI.4).

L'opération qui suit consiste maintenant à pondérer ces consommations par les parcs observés dans chacune des zones ; on obtient alors les consommations unitaires de l'ensemble des logements, pour chacune des zones étudiées :

- Etude n° 5 -

Consommations unitaires observées, sans correction des biais CSP et revenu

Tableau 7.3
Consommations unitaires chauffage par zone,
avant correction des biais CSP

<i>(en tep : 1 MWh électrique = 0.222 tep)</i>	<i>Pôles urbains de plus de 200 000 habitants</i>	<i>Pôles urbains de moins de 200 000 habitants</i>	<i>Habitat périurbain</i>	<i>Habitat rural</i>
<i>tep</i>	1.21	1.42	1.75	1.87
<i>MWh</i>	12.42	14.52	16.25	17.97

Selon la méthodologie exposée précédemment, il faut modifier ces consommations unitaires moyennes en corrigeant le système de pondération (les parcs par forme d'énergie) de telle sorte que la proportion de chaque CSP soit identique dans chacune des zones. Après correction, les consommations unitaires obtenues sont les suivantes :

Tableau 7.4
Consommations unitaires chauffage par zone,
après correction du biais CSP

<i>(en tep : 1 MWh électrique = 0.222 tep)</i>	<i>Pôles urbains de plus de 200 000 habitants</i>	<i>Pôles urbains de moins de 200 000 habitants</i>	<i>Habitat périurbain</i>	<i>Habitat rural</i>
<i>tep</i>	1.21	1.43	1.75	1.85
<i>MWh</i>	12.50	14.55	16.22	17.56
<i>Ecart</i>	+ 16 %	+ 11 %		+8 %

Contrairement à ce que l'on constatait pour les surfaces, la correction des pondérations n'affecte pas grandement les consommations unitaires chauffage dans les différentes zones. Ceci peut se comprendre de la manière suivante : il n'y a pas de corrélation massive entre CSP et choix du type de logement (maison/appartement).

Le tableau qui précède nous enseigne donc que, une fois corrigés les biais dus aux parts différentes des diverses CSP dans les différentes zones d'habitat, la consommation moyenne chauffage des logements en zone rurale est supérieure de 40 % à celle des logements en zone d'habitat très dense.

8. Conséquence : effet d'un transfert de ménages d'une zone de peuplement donnée à la zone adjacente plus densément peuplée

Les résultats précédents ont été établis au niveau du logement. Dans une perspective plus macroéconomique, on peut se demander quel serait l'effet, sur les consommations d'énergie, d'une politique de long terme visant à favoriser une densification urbaine.

Pour ce faire, nous appliquons la méthode exposée en annexe au paragraphe 10.3 b, c'est-à-dire que nous chiffrons l'effet d'un transfert exogène de 10 % de la population habitant dans une zone d'habitat donnée vers la zone adjacente plus densément peuplée.

8.1. Que représente un transfert de 10 % des ménages d'une zone de population vers une autre zone ?

Il convient tout d'abord de situer ce que représente un tel transfert. Répondre à cette question n'est pas simple car, entre deux dates, des communes elles-mêmes changent de zone. Or la nouvelle classification des communes de l'INSEE par zone d'habitat retenue dans notre étude n'a été mise au point que pour l'exploitation de l'enquête Logements 1996, et les résultats du Recensement 1999 ne sont pas encore disponibles pour l'étude des modifications d'habitat entre ces deux dates. Les résultats que nous fournissons ne sont donc qu'approximatifs, et ne tiennent pas compte de ces changements de zone pour une commune donnée. Il provient d'une exploitation particulière de l'enquête Logements 1996, et montrent les divers déplacements qu'ont effectués les ménages entre 1992 et 1996, soit sur une période de 4 ans.

Non déclaré ou sans objet (résidant hors de France)	Communes rurales aux deux dates	Migrant, commune rurale vers commune urbaine	Migrant, commune urbaine vers commune rurale	Même unité urbaine aux deux dates	Unités urbaines différentes, et taille 92 < taille 96	Unités urbaines différentes et taille 92 = taille 96	Unités urbaines différentes et taille 92 > taille 96	Ensemble
229	4964	538	559	15673	533	125	507	23127

Les mouvements de ménages constatés sur les années 1992-1996 sont globalement de faible ampleur. Cependant, on peut noter que ces faibles mouvements résultent de mobilités individuelles plus fortes, qui se compensent

- Etude n° 5 -

globalement. Ainsi, en 4 ans, plus de 500 000 ménages ont quitté des communes rurales – soit 10 % des ménages – mais autant sont de nouveaux arrivants.

8.2. Résultats obtenus

En appliquant la méthode expliquée en annexe, on met en évidence les résultats suivants : ils expriment les économies d'énergie réalisées sur les consommations de chauffage du secteur résidentiel, que l'on atteindrait par une politique visant à favoriser la concentration urbaine.

Tableau 8.1
Economies d'énergie réalisée lors d'un transfert de population entre zones

	Dense < 200000 hab → Dense > 200000 h			Périurbain -> → Dense > 200000 h			Rural → Périurbain		
	%o	GWh	ktep	%o	GWh	ktep	%o	GWh	ktep
Effet TOTAL.	3,6	1041	111	2,7	777	82	1,7	489	52
dont dû à l'habitat (maison/appartement) et aux énergies utilisées	2,0	561	60	1,5	432	46	1,5	432	46
dont dû à l'effet surface	1,4	394	42	0,6	173	18	0,1	29	3
dont dû à l'effet température extérieure	0,3	86	9	0,6	173	18	0,1	29	3

Lecture du tableau : si 10 % des ménages habitant en zone d'habitat dense de moins de 200 000 habitants allaient habiter en zone d'habitat dense de plus de 200 000 habitants, alors on pourrait attendre une économie de 3,6 %o sur la consommation chauffage du secteur résidentiel, soit 1041 GWh ou 111 ktep.

Compte tenu de l'existence de 4 zones représentant de l'ordre de 20 % de la population chacune -sauf la plus dense qui regroupe 40 % de la population- les concentrations de population envisagées ne concernent que 2 % environ de la population (10 % * 20 %). Atteindre, dans le cas optimal étudié, 3,6 %o d'économie d'énergie n'est donc pas un résultat négligeable, puisqu'il exprime une **élasticité de 0,36** de la consommation totale d'énergie à usage chauffage du secteur résidentiel, à un déplacement de ménages de la zone 2 (*habitat dense de moins de 200 000 habitants*) vers la zone 1 (*habitat dense de plus de 200 000 habitants*).

La décomposition de l'effet total est intéressant : si l'effet « **Température extérieure** » reste faible dans tous les cas de déplacements envisagés, il n'en est pas de même de l'effet « **Surface** ». Celui-ci est de plus en plus important lorsque la densité de l'habitat augmente. De négligeable dans le cas de passage de l'habitat rural vers le périurbain, il atteint 40 % de l'effet total lorsqu'on envisage des déplacements de la zone 2 vers la zone 1. Il faut y voir sans doute l'importance croissante du coût du foncier : à CSP/revenu égal, les ménages habitant en zone 1 consentent un effort important sur la surface de leur logement. Face à un tel sacrifice au niveau du confort, rien ne nous assure que les ménages répondraient favorablement à une politique incitative de densification de l'habitat. Cela nous suggère qu'une telle politique, concernant les très grandes agglomérations, devrait être accompagnée d'une politique sur le coût du foncier.

9. Autres impacts : le froid et l'éclairage

Le chauffage est de loin le principal usage de l'énergie consommée par les ménages, et celui qui est le plus sensible à la densité de l'habitat. Il n'est cependant pas le seul, et nous allons étudier l'influence de la densité de l'habitat sur deux autres usages : l'éclairage et l'usage froid.

Les hypothèses de travail que nous retenons sont les suivantes :

Eclairage : celui-ci est supposé proportionnel à la surface. Il est très difficile de séparer les consommations d'éclairage des autres consommations de petit électroménager ; nous retenons le chiffre de 8 kWh/m², qui correspond à une consommation éclairage de 560 kWh/an pour un appartement de 70m², et de 880 kWh pour une maison de 110 m².

Froid : les taux de possession de congélateurs indépendants sont très différents entre maisons et appartements, pour des raisons d'espace disponible. Nous avons pu chiffrer les consommations unitaires des congélateurs à 700 kWh¹, et les taux de possession sont respectivement de 28 % et 64 % en appartements et en maisons. Les taux de maisons et appartements sont différents d'une zone à l'autre, et une densification de l'habitat induit une baisse du taux de possession global en congélateurs, donc une économie d'électricité².

(1) Il s'agit d'une consommation moyenne sur l'ensemble du parc. Les congélateurs neufs consommant sensiblement moins d'électricité - de l'ordre de 400-500 kWh par an.

(2) L'absence de congélateur dans un logement induit certainement d'autres modifications de consommations d'énergie dont nous ne pouvons pas chiffrer l'ampleur

- Etude n° 5 -

Les résultats sont alors les suivants :

Tableau 9.1
Consommation moyenne par logement : éclairage + congélateurs

	Habitat dense > 200.000 hab.	Habitat dense < 200.000 hab.	Zone périurbaine	Zone rurale
kWh/logement	862	1 016	1 220	1 260

La surconsommation électrique pour les usages éclairage + congélateurs est donc de l'ordre de 400 kWh par an en zone rurale par rapport à la zone d'habitat le plus dense.

De même que pour le chauffage, on peut chiffrer l'économie générée par une densification de l'habitat, sur les usages éclairage et chauffage, en supposant un transfert de 10 % des ménages d'une zone vers la zone adjacente plus densément peuplée.

Tableau 9.2
**Economie d'électricité sur les usages éclairage et congélateurs
générée par une densification de l'habitat**

	Dense < 200.000 hab. → dense > 200.000 h.	Périurbain → dense > 200.000 h.	Rural → périurbain
GWh	88	89	17
ktep	20	20	4

Les usages « éclairage » et « congélateurs » s'ajoutent aux économies réalisées sur l'usage chauffage dans une proportion allant de 24 %¹ selon le cas.

ni même le signe : le ménage achète-t-il plus de produits surgelés issus du commerce (surconsommation au niveau de la chaîne agroalimentaire) ou au contraire la présence de congélateur incite-t-elle à la préparation domestique de produits congelés (réduisant la consommation d'énergie dans la chaîne agroalimentaire) ?
(1) Si on se réfère aux expressions en ktep des économies réalisées.

10. Influence de la zone d'habitat sur les consommations d'énergie liées à l'utilisation de services

Il est indéniable que la densité de l'habitat a une influence sur l'utilisation des services par les ménages. On peut citer la liste (non exhaustive) suivante :

- **accès aux réseaux** : quels que soient les réseaux (eau, électricité, gaz, téléphone, eaux usées...) un habitat plus dispersé entraîne un transport de la marchandise transportée sur une plus longue distance ; d'une part, il faut donc plus d'énergie pour CONSTRUIRE le réseau, et d'autre part, en utilisation quotidienne, les consommations d'énergie nécessaires à ce transport sont donc un peu plus élevées ;
- **accès à certains services à domicile** : le plus commun est le service de la poste, qui délivre quotidiennement le courrier au domicile de chacun. Un habitat plus dispersé entraîne des tournées plus longues des facteurs, et à partir d'une certaine dispersion, la marche à pieds ou le vélo du facteur sont remplacés par l'utilisation d'un véhicule motorisé. De même, les livraisons à domicile (vente par correspondance par exemple) demandent plus de carburant en zone d'habitat dispersé ;
- **utilisation de certains services** : que ce soit pour les services de santé ou pour le service scolaire, l'habitat dispersé entraîne des surconsommations d'énergie. Pour l'utilisation des services de santé, la surconsommation de transport est celle du ménage, et, comme telle, hors champ de l'étude. Par contre, le ramassage scolaire serait à inclure dans le champ de l'étude.

De manière plus générale, le choix de l'habitat en zone dense ou plus dispersée a des conséquences sur un certain mode de vie : se déplace-t-on autant en week-end lorsqu'on habite en maison individuelle que lorsqu'on habite en appartement en centre ville ? Par contre les dépenses énergétiques liées au jardinage sont ignorées des ménages vivant en appartement. Cette liste non exhaustive de différences, qui toutes ont une influence sur les consommations énergétiques montre la difficulté de prendre en compte l'ensemble des facteurs liant habitat et consommation énergétique (hors transport).

A titre d'exemple, nous avons sélectionné un facteur qui différencie les ménages, et nous avons chiffré la différence de consommation d'énergie liée à ce facteur. Il s'agit du mode d'achat des ménages, et plus précisément de l'importance des hypermarchés. Les questions posées sont les suivantes :

- la part d'achat effectuée en hypermarché est-elle plus importante dans les zones d'habitat dispersé que dans les zones d'habitat dense ?

- Etude n° 5 -

- la consommation d'énergie par unité achetée est-elle plus importante en hypermarché ou dans les commerces de proximité ?

D'après les enquêtes sur les conditions de vie des ménages menées par l'INSEE, on peut chiffrer, pour des paniers de biens comparables, un recours accru aux hypermarchés en zone urbaine de plus faible densité de 15 % environ par rapport à la zone la plus densément peuplée (Ville de Paris). L'écart se réduit à 10 % environ si on n'isole pas la Ville de Paris¹. Il est à noter que ce n'est pas en zone rurale que l'on recourt le plus aux hypermarchés, mais dans les petites unités urbaines.

Les enquêtes menées par le CEREN dans les établissements du secteur tertiaire (branche Commerces) ont permis de mettre en évidence une forte différence de consommation entre les hypermarchés et les commerces de détail, rapportée au chiffre d'affaires. Cette différence est en effet dans un facteur de 1 à 2.5, due au ratio CA/m², beaucoup plus favorable aux grandes surfaces, alors que le ratio kgep/m² (un peu plus favorable aux petits commerces) ne compense pas le premier effet.

Pour un volume d'achat de 1 000 Francs, il en résulte que la consommation d'énergie induite dans la branche Commerce est de 0.7 kgep si l'achat est effectué dans un hypermarché, contre 1.88 kgep s'il l'est dans un commerce traditionnel.

En reprenant le même type d'hypothèse que précédemment, si l'on suppose que 500 000 ménages se déplacent d'une zone urbaine très orientée « commerce traditionnel » (*habitat dense*) vers une zone très orientée « hypermarché » (*habitat dispersé*), alors le gain énergétique serait de :

$$85000^2 * 10 \% * (1.88-0.7)/1000 * 500\ 000 = 5015000\ \text{kgep} = 5\ \text{ktep}$$

Cet effet de 5 ktep correspond à une économie lorsqu'on disperse l'habitat, il est donc en sens contraire de l'effet calculé dans les logements et vient atténuer l'économie réalisée par densification de l'habitat.

(1) Ce chiffre est en fait assez difficile à estimer, car d'une part on ne peut retenir les mêmes partages entre zones d'habitat que celles issues de l'enquête Logements 1996, et d'autre part et surtout, la définition d'un « panier comparable » n'est pas aisée à obtenir.

(2) 85 000 F = montant annuel moyen des achats des ménages.

Ce calcul d'effet induit n'est qu'un exemple qu'il nous a été possible de chiffrer dans le cadre de cette étude.

Chiffrer l'ensemble des effets induits dépasserait largement le cadre de cette étude. Il nous semblerait possible cependant d'étudier :

- le surcoût énergétique d'amenée des biens par réseau ;
- à partir de données statistiques précises, l'influence du choix d'habitat sur le mode de vie, et - partant - sur les consommations induites dans la demande de certains services.

Une telle étude compléterait alors utilement les travaux déjà menés sous l'égide du Commissariat au Plan dans les secteurs transport puis résidentiel.

11. Annexe : schéma de calcul de l'impact de la densité d'occupation de l'espace sur les consommations d'énergie

Explication de la méthodologie sur un exemple simplifié

Nous expliquons notre méthode sur un modèle très simplifié, où existent uniquement deux catégories professionnelles (employés et ouvriers), deux types d'habitat (habitat dense et habitat dispersé), deux types de logements (maisons et appartements) et deux formes d'énergie (fuel et gaz). Le but du modèle est d'une part de comparer les consommations des logements selon les différentes zones, et d'autre part de chiffrer comment se modifie la consommation totale d'énergie lorsqu'une fraction de la population change de zone d'habitat.

Etablir la situation initiale

La situation réellement constatée est supposée être la suivante :

Tableau 11.1
Situation réelle

Situation réelle	Habitat dense			Habitat dispersé			Total		
	Nombre de logements	Consommation unitaire	Consommation totale	Nombre de logements	Consommation unitaire	Consommation totale	Nombre de logements	Consommation unitaire	Consommation totale
Employés, dont :	100	5.4	540	20	8.5	171	120	5.9	711
Maison fuel	10	9.1	91	10	10.4	104	20	9.7	195
Maison gaz	10	7.6	76	4	8.6	34	14	7.9	110
Appartement fuel	60	4.9	295	4	5.9	23	64	5.0	319
Appartement gaz	20	3.9	78	2	4.6	9	22	4.0	87
Ouvriers, dont :	50	5.2	259	50	8.9	445	100	7.0	704
Maison fuel	6	9.1	55	30	10.4	311	36	10.2	365
Maison gaz	8	7.6	61	10	8.6	86	18	8.1	146
Appartement fuel	4	4.9	20	2	5.9	12	6	5.2	31
Appartement gaz	32	3.9	124	8	4.6	37	40	4.0	161
Total, dont :	150	5.3	799	70	8.8	616	220	6.43	1415
Maison fuel	16	9.1	146	40	10.4	414	56	10.01	560
Maison gaz	18	7.6	136	14	8.6	120	32	8.01	256
Appartement fuel	64	4.9	315	6	5.9	35	70	5.00	350
Appartement gaz	52	3.9	202	10	4.6	46	62	4.00	248

Détail du calcul du tableau précédent

Nous ne connaissons les consommations unitaires, par type de logement et forme d'énergie, qu'au niveau Tous types d'habitat confondus¹. Il nous faut donc estimer les consommations par type d'habitat, sachant que, selon le type

(1) Notons que nous ne différencions pas les consommations unitaires par CSP. D'une part, des études précédemment menées au CEREN montrent que l'influence de la CSP sur les consommations unitaires est de second ordre par rapport aux influences de la surface du logement et du climat ; d'autre part, une différenciation par CSP ne changerait pas les conclusions de l'étude, puisque tous les calculs y sont faits par CSP. Ce n'est que dans le cas où les écarts entre CSP seraient différents selon le type d'équipement du logement que les résultats de notre étude seraient modifiés (d'un facteur du troisième ordre...).

d'habitat, la surface moyenne des logements change, ainsi que le climat (degrés-jours).

Dans des études précédentes du CEREN, nous avons montré que la variation de consommation unitaire en fonction de la surface peut être évaluée par une formulation du type :

$$CU(S) = CU(S_0) * [\alpha + (1-\alpha) * S/S_0],$$

où $CU(S)$ = consommation d'un logement de surface S
 $CU(S_0)$ = consommation unitaire du même type de logement, ayant une surface S_0
 α = coefficient compris entre 0 et 1. Ce coefficient dépend du type de logement (Maison ou Appartement).

De même, on peut formaliser la variation de consommation unitaire selon les degrés-jours par une formule du même type :

$$CU(DJ) = CU(DJ_0) * [\beta + (1-\beta) * DJ/DJ_0],$$

où $CU(DJ)$ = consommation d'un logement soumis à DJ degrés-jours
 $CU(DJ_0)$ = consommation unitaire du même logement, soumis à DJ_0 degrés-jours
 β = coefficient compris entre 0 et 1. Ce coefficient dépend du type de logement (Maison ou Appartement) et de l'isolation thermique du logement.

Les formules expriment qu'une part seulement de la consommation chauffage est sensible, soit au climat, soit à la surface. La part sensible dépend du type de logement.

Dans l'exemple schématique qui nous intéresse, nous retiendrons les hypothèses suivantes :

- Etude n° 5 -

Tableau 11.2
Paramètres des parts sensibles

PARTS SENSIBLES A LA SURFACE		
Maison	$\alpha = 0.7$	$1 - \alpha = 0.3$
Appartement	$\alpha = 0.9$	$1 - \alpha = 0.1$
PARTS SENSIBLES AUX DEGRES-JOURS		
Maison	$\beta = 0.7$	$1 - \beta = 0.3$
Appartement	$\beta = 0.5$	$1 - \beta = 0.5$

Nous retiendrons aussi les hypothèses suivantes concernant les surfaces moyennes et l'influence de la zone d'habitat sur la température extérieure :

Tableau 11.3
Surfaces et degrés-jours selon l'habitat

SURFACES DES LOGEMENTS (mètres-carrés) (quelle que soit l'énergie utilisée)		
Type de logement	Habitat dense	Habitat dispersé
Maison	99	108
Appartement	63	73
DEGRES-JOURS SELON LA ZONE D'HABITAT (tous logements)		
Habitat dense		Habitat dispersé
2400		2600

A partir des données précédentes, nous pouvons calculer les surfaces moyennes, ainsi que les degrés-jours, tous types d'habitat confondus, pour chaque type de logement. Les résultats sont les suivants :

Tableau 11.4
Surfaces et degrés-jours selon l'habitat, y compris Ensemble

Surfaces moyennes selon le type d'habitat et le type de logement (mètres carrés)			
	Habitat dense (S)	Habitat dispersé (S)	Ensemble (S ₀)
Maison fuel	99	108	105
Maison gaz	99	108	103
Appartement fuel	63	73	64
Appartement gaz	63	73	65
Degrés-jours moyens selon le type d'habitat et le type de logement			
	Habitat dense (DJ)	Hab. dispersé (DJ)	Ensemble (DJ ₀)
Maison fuel	2400	2600	2543
Maison gaz	2400	2600	2488
Appartement fuel	2400	2600	2417
Appartement gaz	2400	2600	2432

Connaissant les consommations unitaires France entière des différents logements, nous pouvons calculer le détail des consommations unitaires dans le tableau 1, car tous les paramètres nécessaires au calcul sont à présent connus.

Tableau 11.5
Consommations unitaires tous types d'habitat, selon le type de logement

Maison Fuel	10
Maison Gaz	8
Appartement Fuel	5
Appartement Gaz	4

Ainsi, par exemple, la première consommation unitaire du tableau (Maison Fuel en habitat dense) vaut :

$$10 * [0.3 + 0.7 * (99 / 105)] * [0.2 + 0.8 * (2400 / 2543)] = 9.1$$

- Etude n° 5 -

Utilisation du tableau initial

3.a. Comparaison des consommations moyennes par logement selon la zone d'habitat

Le tableau 1 obtenu précédemment nous donne la différence de consommation unitaire entre habitat dense et habitat dispersé : 5.3 unités en habitat dense contre 8.8 unités en habitat dispersé.

Mais, en l'état, ce résultat n'est pas directement utilisable, car il inclut un effet de structure entre les CSP (dans notre exemple, les employés sont sur-représentés dans la zone d'habitat dense). Il nous faut corriger le résultat en imposant la contrainte que chacune des deux CSP est également représentée dans chacune des deux zones d'habitat. Les effectifs doivent être calculés de la manière à assurer le même pourcentage d'employés dans la colonne « Habitat dense » que dans la colonne « Habitat dispersé ». A l'intérieur d'une CSP et d'un habitat donné, on maintient les parts de chacun des 4 types de logements. On obtient alors le tableau suivant :

Tableau 11.6
Situation obtenue en égalisant les parts de chaque CSP par zone d'habitat

Situation hors effet de structure CSP	Habitat dense			Habitat dispersé			Total		
	Nbre de logements	Consommation unitaire	Consommation totale	Nbre de logements	Consommation unitaire	Consommation totale	Nbre de logements	Consommation unitaire	Consommation totale
Employés dont	82	5.3	437	38	8.7	332	120	6.4	769
maison fuel	8	8.9	73	19	10.5	200	27	10.0	272
maison gaz	8	7.4	61	8	8.8	67	16	8.1	128
appartement fuel	49	4.9	240	8	6.1	47	57	5.1	287
appartement gaz	16	3.8	63	4	4.8	18	20	4.0	81
Ouvriers dont :	68	5.1	348	32	9.1	288	100	6.4	636
maison fuel	8	8.9	73	19	10.5	200	27	10.0	272
maison gaz	11	7.4	81	6	8.8	56	17	7.9	137
appartement fuel	5	4.9	27	1	6.1	8	7	5.1	35
appartement gaz	44	3.8	168	5	4.8	25	49	4.0	193
Total dont :	150	5.2	785	70	8.9	621	220	6.39	1405
maison fuel	16	8.9	145	38	10.5	400	55	9.99	545
maison gaz	19	7.4	142	14	8.8	123	33	7.99	265
appartement fuel	55	4.9	267	9	6.1	55	63	5.07	322
appartement gaz	60	3.8	231	9	4.8	43	69	3.98	274

Du tableau précédent, nous pouvons déduire que, hors effet de structure par CSP, la moyenne des logements en zone dense consomme 5.2 unités d'énergie, cette consommation passant à 8.9 unités en habitat dispersé, soit une surconsommation de 71 %.

3.b. Effet d'un transfert de 10 % des logements situés en habitat dispersé vers les zones d'habitat dense

Le tableau 1 nous permet de calculer le gain potentiel d'énergie si une fraction de la population vivant en habitat dispersé passe en habitat dense. Pour effectuer ce calcul, nous faisons l'hypothèse que cette fraction est de 10 %. Nous construisons alors le tableau 6 qui suit de la manière suivante :

si 10 % des ménages vivant en habitat dispersé passent en habitat dense, alors les nombres de ménages selon l'habitat deviennent :

Tableau 11.7
Etude variantielle : passage de 10 % des ménages habitant en habitat dispersé vers l'habitat dense

	Habitat dense	Habitat dispersé
Employés		
Situation initiale	100	20
Situation variantielle	$100 + 10 \% * 20 = 102$	$90 \% * 20 = 18$
Ouvriers		
Situation initiale	50	50
Situation variantielle	$50 + 10 \% * 50 = 55$	$90 \% * 50 = 45$

Le type de logement et le choix énergétique est lié, pour chaque CSP, à la zone d'habitat. De plus, les consommations unitaires ne changent pas. On calcule ainsi le tableau variantiel suivant :

Tableau 11.8
Situation variantielle

Situation variantielle (10 % de l'habitat dispersé déplacé vers l'habitat dense)	Habitat dense			Habitat dispersé			Total		
	Nbre de loge- ments	Consom- mation unitaire	Consom- mation Totale	Nbre de loge- ments	Consom- mation unitaire	Consom- mation Totale	Nbre de loge- ments	Consom- mation unitaire	Consom- mation Totale
Employés dont :	102	5.4	551	18	8.5	154	120	5.9	704
maison fuel	10	9.1	93	9	10.4	93	19	9.7	186
maison gaz	10	7.6	77	4	8.6	31	14	7.8	108
appartement fuel	61	4.9	301	4	5.9	21	65	5.0	322
appartement gaz	20	3.9	79	2	4.6	8	22	3.9	88
Ouvrier dont :	55	5.2	285	45	8.9	401	100	6.9	686
maison fuel	7	9.1	60	27	10.4	280	34	10.1	340
maison gaz	9	7.6	67	9	8.6	77	18	8.1	144
appartement fuel	4	4.9	22	2	5.9	11	6	5.2	32
appartement gaz	35	3.9	137	7	4.6	33	42	4.0	170
Total dont :	157	5.3	836	63	8.8	554	220	6.32	1390
maison fuel	17	9.1	154	36	10.4	373	53	10.0	526
maison gaz	19	7.6	144	13	8.6	108	32	8.0	252
appartement fuel	66	4.9	323	5	5.9	32	71	5.0	355
appartement gaz	56	3.9	216	9	4.6	42	65	4.0	258

On peut à présent décomposer cette économie globale en différents effets : un effet structure du parc des logements, un effet surface induit et un effet degrés-jours induit. Nous appelons « Effet surface induit » l'impact, sur les consommations d'énergie, du fait que, pour une CSP donnée et un type de logement donné, les surfaces sont plus grandes en zone d'habitat dispersé qu'en zone dense. De même, l'effet degrés-jours induit est l'impact du fait qu'en zone dense, la température extérieure est plus chaude qu'en zone d'habitat dispersé, du seul fait de la densité de l'habitat.

En refaisant le même type de calcul, avec l'hypothèse de l'EGALITE de surface entre les mêmes logements situés en zones d'habitats dense et dispersé, on calcule que la consommation unitaire moyenne de l'ensemble de la population ne baisse plus que de 1.6 %. L'effet propre de la diminution de surface des logements due au changement de zone est donc de $1.8 - 1.6 = 0.2$ %.

De même, en faisant l'hypothèse d'égalité des degrés-jours entre les deux zones, on obtient une baisse de la consommation unitaire moyenne de 1.6 % également.

L'effet global d'économie se décompose alors de la manière suivante :

Tableau 11.9
Décomposition de l'effet global en trois effets

Effet structure des logements	Effet surface induit	Effet degrés-jours induit	Effet global
- 1.4 %	- 0.2 %	- 0.2 %	- 1.8 %

Le principal effet est donc celui de la structure des logements (plus précisément : le passage de maisons vers des appartements). Le fait que les surfaces moyennes des maisons d'une part, des appartements d'autre part, soient plus grandes en zone dispersée qu'en zone dense est de second ordre par rapport au premier effet. Il en est de même pour l'effet température extérieure : l'élévation de température du fait de la densité de l'habitat n'a qu'un faible effet sur l'économie globale d'énergie.

- Etude n° 5 -

12. Bibliographie

Les ouvrages suivants étudient l'influence de l'habitat sur les consommations d'énergie. Si tous traitent du secteur résidentiel, certains sont malgré tout plus centrés sur les transports.

URBAN DEVELOPMENT AND ENERGY CONSUMPTION

Annual Review of Energy 1985 and Annual Review of Energy 1999 (DOE/EIA)

Lee Shipper (Energy & Environment Division - University of California at Berkeley)

Date : Annual

Note the information would be available do carry out the same kind of analysis as the one carried out in this French report, from a survey among 8300 households. The individual data are not confidential, but could be available for less than 1 000 US\$.

LAND USE AND ENERGY INTENSITY

Date : 1981

Author : Levinson, HS ; Strate, HE

Corporate Source : Transportation Research Board, 2101 Constitution Avenue, NW , Washington, DC, 20418,

Journal : Transportation Research Record **Issue Number :** 812 **Pag :** pp 67-74

Supplemental Notes : This paper appeared in Transportation Research Record No. 812, Economic, Social, and Energy Effects of Highway Transportation.

Language : English

Abstract : This paper summarizes the energy implications of urban land use in the metropolitan Toronto area. It identifies the transportation and nontransportation energy intensities of various land uses, assesses the effects of population density on energy consumption, and suggests measures to improve energy efficiency. The annual energy requirements of various land uses, including transportation energy, were manufacturing, 40 percent ; residential, 35 percent ; commercial, 19 percent ; and other, 6 percent. The total annual energy consumption of various types of residential development was computed by adding the annual transportation energy consumed to the annual energy required to build and operate buildings. Composite annual energy requirements were single-family attached-504000 MJ/unit ; single-family detached-376000 MJ/unit ; walk-up apartment-284000 MJ/unit ; and high rise apartment-216000 MJ/unit. Single-family residences consumed 50 percent more energy than did apartments on a per-unit basis. However, on a per-capita basis, apartments were found to be only 15 percent more efficient. Better land use planning to encourage compact urban development, increase residential densities, balance jobs and people, expand transit ridership, encourage ridesharing, and reduce per-capita space requirements would improve energy efficiency. These are desirable actions, especially in rapidly growing metropolitan areas. However, they appear difficult to achieve in view of public preferences and the incremental nature of implementing land use plans. Consequently, the greatest near-term gain in energy conservation probably will come from improving the operating energy efficiency of existing and new buildings and from improving transportation energy efficiency. (Author)

A STUDY ON ENERGY CONSERVATION OF BUILDING FACILITY USING HUMAN DETECTION-CONTROL. Part 1 Outline of the Study

Date : 1996

KIMURA TOSHIKATSU (1) ; UKAJI MASAACKI (2) ; SUZUKI HIROKAZU (2) ; SHIMOIRISA KAZUTO (2)

(1) Tokyo Electr. Power Co. ; (2) Kumagai Gumi Co., Ltd.

Kuki Chowa, Eisei Kogakkai Gakujutsu Koenkai Koen Ronbunshu

Language : Japanese **Country of Publication :** Japan

Document Type : Conference Proceeding

Article Type : Original paper

Media Type : Printed Publication

Abstract : For the purpose of construction of a system with reduced energy consumption in a building equipment, the number of persons to be accommodated, the residential area and the density in an building space were reflected in equipment control. Moreover, research on supplying a compensating energy to the necessary space was made. This paper shows the outline of this research and the outline of test equipment which can cut back on the operation of air-conditioning equipment and lighting using human detection equipment which manufactured for this research.

FUTURE LOAD STRUCTURES. QUANTIFICATION ON ENERGY SAVING STEPS IN DWELLINGS BY MEANS OF COMPUTERIZED SIMULATION

Date : May 85

Livik, K. Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitut, Trondheim (Norway) 88p

Language : Norwegian

Source : Foreign technology ; ERDA/320101 ; NTISDEE

Descriptors : Buildings ; Energy Conservation ; Heating Load ; Simulation Building Industry Technology

Abstract : Measurements on the energy consumption are compared with computerized simulations by means of the program EFI-SIMBO to quantify the influences on different energy saving steps in connection with load structures in dwellings. The data from different standards of building, from equipments as solar heating plants and heat pumps, different ventilating systems, different indoor temperatures, and various locations concerning the dwellings, are used in the simulation. The effects from various energy saving steps are also simulated in the model. 19 drawings, 35 tables

INTERDEPENDENCES BETWEEN HEAT DEMAND AND STRUCTURAL DEVELOPMENT IN URBAN AREAS – ILLUSTRATED BY SELECTED RESIDENTIAL AREAS OF HAMBURG

Date : 1982

Source : (Diss. (Dr.Ing.)) Moeller, B. F. Technische Univ., Brunswick (Germany, F.R.). Fachbereich fuer Bauingenieur- und Vermessungswesen.

Country of Publication : Germany, Federal Republic of

Abstract : The present energy problems and those to be expected in the future in the heating energy sector make it an essential requirement for aspects of rational and economical use of energy to be given urgent consideration in town planning. There exist very close interrelations between the heating energy requirements and the residential

- Etude n° 5 -

and architectural structure. In this thesis these connections will be shown in the example of selected residential areas and models, planning criteria will be developed and hints for the reduction of heat consumption through project planning and constructional measures put forward. In selected residential areas of Hamburg containing heterogeneous buildings, the procedure thus developed was put to mathematical testing in a separate workstep. The model here developed for the assessment of heat potential in differing housing structures is capable of producing statements at various levels of intensification. It can be applied not only to areas with a predominantly residential character, but it can also be transferred to any other city structure with various kinds of land usage. The methodical assessment enables future changes in energy consumption, resulting from large scale insulation measures or architectural changes through and redevelopment, to be taken into account through a correction of the influence factors and the overall assessment.

HOUSES AND THE RESIDENTIAL AREA IN THE YEAR 2010

Date : 1988

Author : Troelstra, K.

Source : NV KEMA, Arnhem, Neth

Language : English

Document Type : JA ; (Journal Article) - Netherlands

Descriptors : Housing--Netherlands ; Energy Utilization ; Houses ; Apartment Houses ; Electric Power Utilization ; Urban & Regional Planning

Abstract : The development of new systems for energy distribution requires insight into the state of homes and housing conditions in the future. The flexibility in the structure of houses in the future is a major aspect that has to be taken into account. It is expected that the next twenty-five years will see developments in the building of system walls, kitchen and bathroom units. The dwellings and the residential area for the year 2010 were developed on the basis of planning, urban development and architectural views. This approach resulted in the description of housing structures, types of houses and residential areas for the year 2010 that will provide good living conditions, housing flexibility and a rational energy consumption.

PLANNER'S ENERGY WORKBOOK : A MANUEAL FOR EXPLORING RELATIONSHIPS BETWEEN LAND USE AND ENERGY UTILIZATION

Date : Jun 1977

Author : Carroll, T.O. ; Nathans, R. ; Palmedo, P.F. ; Stern, R.

Source : Brookhaven National Lab., Upton, N.Y. (USA) State Univ. of New York, Stony Brook (USA). Inst. for Energy Research

Language : English

Abstract : It has been clear that the magnitude and character of a region's energy requirements are intimately related to the spatial configuration and mix of land use activities. To the degree to which they can shape the future configurations of residential, commercial, industrial, and transportation activities, local governments and their planners must give serious consideration to the energy implications of those configurations in the light of future social goals and requirements. This Planner's Energy Workbook describes a set of procedures that can be used to carry out

community and regional energy analyses. The choice of land use activity parameters and their relation to energy use characteristics are associated with the normal planning concepts of land use density, type of residential development, commercial floorspace, industrial sales and employment, and shopping and work trip lengths. At the same time these energy related intensity coefficients are expressed in a form that permits the analysis of short-term conservation strategies such as the retrofit of insulation and the introduction of new technologies such as solar energy. An integrating framework is provided to construct total community or area energy consumption profiles and future needs ; to examine compatibility between area requirements and the energy supply-distribution system serving the area ; and to evaluate the implications for energy use of the physical configuration of urban, suburban and rural areas. Two cases illustrate the application of this Workbook. The Long Island area is representative of major suburban regions throughout the U.S. which have undergone major growth and development. A community redevelopment design in Tuscon, Arizona is typical of rapid and major land use development within the environs of an existing city.

URBAN VILLAGES PROJECT : *Main report*

Date : Jul 1996

Major Descriptors : planned communities -- site selection ; urban areas -- energy efficiency ; -- urban areas

Descriptors : air pollution abatement ; energy consumption ; population density ; vehicles **Broader terms :** Australasia ; Australia ; communities ; developed countries ; efficiency ; pollution abatement

Subject Categories : -- Energy Conservation, Consumption, & Utilization -- Transportation -- Land & Roadway -- Energy Conservation, Consumption, & Utilization -- Buildings

SUSTAINNABILITY, SOCIAL ORGANISATION AND THE AUSTRALIAN SUBURB *Rethinking the built environment : Proceedings of the Catalyst '95 design and environment conference*

Date : 1995

Major Descriptors : urban areas -- population density ; urban populations -- fuel consumption **Descriptors :** Australia ; Denmark ; Energy Efficiency ; Resource Conservation

Broader Terms : Efficiency ; Energy Consumption ; Europe ; Human Populations ; Populations ;

Subject Categories : -- Energy Planning & Policy -- Economics & -- Energy Planning & Policy -- Conservation

Abstract : There is a popular conception that there is an inverse relation between the population densities of cities, and the petrol consumption per capita of those cities. As population densities decline, petrol consumption increases which leads to the conclusion that Australia must make a choice between suburban sprawl and high energy use, the American example, or plan for the higher-density European style cities. Examples from some cities refute this assumption and indicate that environmental differences between cities should be taken into account before deciding on a course of action. This paper contends that housing and related urban development can easily be no more

- Etude n° 5 -

environmentally damaging, and no less socially rich or 'urban', across a much wider range of lower densities. It compares two examples of urban design, at Letchworth in Australia, and two Danish projects, Overdrevet and Ottrupgard. These projects incorporate the use of land, buildings, energy and other resources to achieve social and environmental goals. This has been achieved by a level of inter-household sharing and cooperation, for example, householders in co-housing may pool or jointly own cars rather than go without. It is concluded that these projects show it is possible to satisfy social and environmental concerns without imposing substantially higher densities and other forms of European surgery upon the Australian suburb. 1 tab., 2 figs., refs.

COMMUNITY ENERGY SYSTEMS

Date : 1994

Major Descriptors : district heating -- energy conservation ; district heating -- energy consumption ; district heating -- energy efficiency ; district heating -- site characterization - Dwellings ; Urban and Regional Technology and Development--Housing ; Problem Energy conservation ; Maps

Subject Categories : -- Energy Conservation, Consumption, & Utilization -- Municipalities & Community Systems -- Public Utilities - Foreign technology

Abstract : This study includes an characterization of typical low rise housing projects including population density, housing category, and energy loading ; an examination of energy efficiency retrofits to lower present energy consumption ; typical design concepts for cogeneration installations for existing and new low-rise housing, including the interface with existing heating and electrical systems ; a discussion of the economic merits of cogeneration for generic sites, including typical capital costs for equipment supply, installation, engineering, and the associated savings in energy costs ; a checklist of economic and technical guidelines for use in determining the suitability of cogeneration installations in existing or planned housing projects ; and five case studies of existing low rise housing facilities in Canada where cogeneration could be applied as a demonstration project.

ENERGY EFFICIENCY IN CANADA

Date : Sep 1992

Major Descriptors : CANADA -- ENERGY EFFICIENCY

Descriptors : Constraints ; Energy Policy ; Environmental Impacts

Broader Terms : Developed Countries ; Efficiency ; Government Policies ; North America

Subject Categories : -- Energy Planning & Policy -- Conservation -- Energy Planning & Policy -- Policy, Legislation, & Regulation

Abstract : Concern for the environment has shifted the focus of energy policymaking toward the demand side of the energy equation in Canada. Improvements in energy efficiency are seen as the most promising immediate way of addressing the environmental issues relating to consumption of fossil fuels, toward which energy production remains biased. The concept of energy efficiency is explained, noting the differences between it and economic efficiency. The rationale for achieving energy efficiency gains is discussed with regard to both economic and environmental benefits. It is noted that Canada has the highest energy intensity (energy consumption per capita

or per unit of output) of the major industrialized countries, for sound reasons such as climate, low population density, low energy prices, and the presence of energy-intensive industries. However, the amount of energy used to produce one dollar of gross national product has decreased noticeably since the 1970s, and progress in improving energy efficiency has improved since the oil price shocks of the late 1970s. Barriers to improving the efficiency of energy use include the failure of energy prices to reflect the full cost of production or externalities ; insufficient information on energy efficient products ; institutional constraints such as the long time needed to replace inefficient housing stocks ; and the initial capital cost of energy-saving investments. The role of government in reducing these barriers is reviewed, including provision of information, implementing energy performance standards, incentive programs, reform of energy pricing, and subsidizing research and development. 8 refs., 1 fig.

MULTI-STORY LOW-ENERGY CONSUMPTION BUILDINGS

Date : Jun 1988

Major Descriptors : energy conservation -- cost benefit analysis ; *passive solar heating systems ; residential buildings -- energy conservation ; solar space heating -- energy conservation

Descriptors : Economics ; Feasibility Studies ; Italy ; Solar Architecture ; Thermal Insulation ; Thermoregulation ; Urban Areas

Broader Terms : architecture ; buildings ; control ; energy systems ; equipment ; europe ; heating ; heating systems ; solar equipment ; solar heating ; solar heating systems ; space heating ; temperature control ; western europe

Subject Categories : -- Solar Thermal Utilization -- Space Heating & Cooling -- Energy Conservation, Consumption, & Utilization -- Building Systems -- Energy Planning & Policy -- Conservation

HOUSEHOLD-RETROFIT EXPENDITURES AND THE FEDERAL RESIDENTIAL ENERGY-CONSERVATION TAX CREDIT

Date : Jul 1982

Major Descriptors : ; Energy Conservation -- Tax Credits ; Houses -- Energy Conservation **Descriptors :** Degree Days ; Energy Tax Act ; Equations ; Fuel Consumption ; Heating Load ; Income ; Population Density ; Retrofitting ; Storm Doors ; Storm Windows ; Thermal Insulation ; Thermostats

Broader Terms : Buildings ; Control Equipment ; Energy Consumption ; Equipment ; Laws ; Residential Buildings ; Windows

Subject Categories : -- Energy Conservation, Consumption, & Utilization -- Residential Buildings -- Energy Planning & Policy -- Conservation

Abstract : The Energy Tax Act of 1978 established a program of federal tax credits for household investments in certain energy conservation equipment (e.g., insulation, storm windows and doors, clock thermostats). The credit for such conservation equipment is 15 % of the first \$2000 spent (\$300 maximum credit). Internal Revenue Service data for 1978, 1979, and 1980 show that a total of more than 15 million returns (5.5 % of the total) claimed expenditures of \$9.5 billion (1978-\$) on residential retrofit measures eligible for the credit. State-level data on reported expenditures, household fuel costs, household income, heating degree days, population density, and the existence of state

- Etude n° 5 -

conservation tax credits and/or deductions were assembled for the three years. Regression equations were developed to explain variations in reported retrofit expenditures as functions of these explanatory variable plus dummy variables for the years 1979 and 1980. These equations explain roughly 75 % of the variation in reported expenditures across years and states.

ENERGY CRISIS AND THE AMERICAN LIFESTYLE

US options for energy independence (Book chapter)

Date : 1982

Major Descriptors : Life Styles -- Energy Efficiency ; Residential Sector -- Energy Efficiency ; Urban Areas -- Energy Consumption ; Usa -- Life Styles ; Usa -- Urban Areas

Descriptors : Households ; Population Density

Broader Terms : Efficiency ; North America

Subject Categories : -- Energy Planning & Policy -- Economics & Sociology

Abstract : The author defines the American Life Style (ALS) in the context of a single-family house, two-car garage, and land as the center of family operations, but supported from resources outside the property. This contrasts with the Urban Life Style (ULS) of multi-use, multi-family buildings. The nature and geographical separations of the ALS requires more energy, but institutional constraints in the form of tax benefits for home ownership favor the ALS, while the concept of heterogeneous ULS neighborhoods is decentralized and classified in ALS cities. The shift back to a more energy-efficient ULS may be helped by condominium and other high-density living arrangements. (DCK)

DECENTRALIZATION AND THE DEMAND FOR GASOLINE (*Spatial relationship of employment and population*)

Date : May 1980

Major Descriptors : ; Employment ; Population Density ; Urban Areas--Fuel Consumption **Descriptors :** Automobiles ; Behavior ; Gasoline ; Work

Broader Terms : Energy Consumption ; Fuels ; Petroleum Products ; Vehicles

Subject Categories : -- Energy Conservation, Consumption, & Utilization--
Transportation -- Land & Roadway -- Energy Planning & Policy -- Conservation

RESIDENTIAL ENERGY CONSUMPTION : BASELINE COMPARISON OF SINGLE-FAMILY DETACHED HOMES

Date : 1 Nov 1979

Major Descriptors : Houses--Specifications ; Houses--Thermal Efficiency ;

*Residential Sector--Energy Consumption

Descriptors : Comparative Evaluations ; Degree Days ; Evaluated Data ; Forecasting ; Numerical Data ; Population Density ; Tables

Broader Terms : Buildings ; Data ; Data Forms ; Efficiency ; Information ; Numerical Data ; Residential Buildings

Subject Categories : -- Energy Conservation, Consumption, & Utilization -- Residential Buildings -(1987) -- Energy Planning & Policy -- Consumption & Utilization

Abstract : The study delineates the evolutionary impact of the energy crisis on energy-consumption levels in new single-family detached (SFD) housing. The study is divided into three phases : (1) determination of baseline residential energy-consumption levels for homes built immediately prior to the oil embargo (1973) ; (2) quantification of the change in these consumption levels due to changes in current construction practices ; and (3) prediction of future residential consumption levels. A methodology was developed for conducting the study focusing on prototypical SFD housing types. Specific construction characteristics for these types in each of the three time periods were generated from industry data and from surveys of the major housing builders and manufacturers throughout the continental US. A thermal analysis of each of the developed prototypes was performed for each time period. Seven cities representing Climatic Zones were selected as sites for these analyses. Concurrently, a demographic survey identified the population of each housing type in each Climatic Zone for the typical years. These demographic data were then overlaid on the results of the thermal analysis to indicate regional and national trends in new (SFD) energy consumption. The study concludes that the thermal efficiency of new housing across the three time periods addressed has significantly improved and will continue to improve. However, due to demographic shifts and changes in housing preference, the national impact of this improved efficiency has been considerably diluted.

MULTIFAMILY HOUSING ENERGY CONSUMPTION AND CONSERVATION

1976-February, 1982 (Citations from the energy data base)

Date : Feb 82

Descriptors : Bibliographies ; Apartment buildings ; Residential buildings ; Energy dissipation ; Heating ; Cooling ; Consumption rate ; Conservation ; Monitors ; Space heating

Identifiers : Multifamily buildings ; Energy management systems ; Energy consumption ; Energy conservation ; Condominiums ; NTISNTISE ; NTISNERACD

Section Headings : Energy--Policies, Regulations, and Studies

Abstract : This bibliography cites reports concerned with residential multifamily housing energy consumption. Rowhouses, apartment buildings, condominiums, apartment conversions to condominiums, and multifamily housing units for the elderly are among the mass housing complexes examined with reference to energy management systems for space heating and cooling, water heating, refrigeration, and general electrical power sources. Energy consumption monitoring by master metered apartment and condominium structures, energy conservation factors in real estate appraising, economic savings in mass housing when all occupants are encouraged to conserve, life-style and energy consumption programs, energy performance standards for newly constructed multifamily structures, and mass housing energy conservation programs are included. (Contains 177 citations fully indexed and includes a title list.)

NEW UNITED KINGDOM GOVERNMENT'S APPROACH TO DEALING WITH HOUSE HOLD GROWTH Roger Milne. Building Homes

Date : June 27 , 1997

Descriptors : Population density--United Kingdom ; United Kingdom--Housing

- Etude n° 5 -

NEW TRENDS IN URBANIZATION OF JAPAN – CONSIDERATION ABOUT QUALITY OF URBAN ENVIRONMENT

Date : 1983

Conference Title : To Build and Take Care of What We Have Built with Limited Resources, CIB 83, The 9th CIB Congress. (Volume 1a : Renewal, Rehabilitation and Maintenance.) **Descriptors :** Urban Planning--Japan ; Housing

Identifiers : House Ownership ; Cities Population Growth Rates ; Petroleum Energy Consumption Density ; Environment Renovation ; Environmental Quality

Classification Codes : Urban & Regional Planning & Development ; Engineering Profession ; Buildings & Towers

Abstract : The problem of improving urban environments must be considered under the condition of expanded urban areas. Petroleum Energy Consumption Density decreased considerably, and a potentiality for renovating environments has also decreased. If only the volume of consumption is increased, the density will increase also. But environmental quality cannot be improved with a diffusion of pollution. Present urban environments have apparently exceeded a proper size. Changing environmental quality to a better direction means improving the quality of life. 6 refs.

A COMPARISON BETWEEN HOUSEHOLD GASOLINE CONSUMPTION AND URBAN FORM IN JAPAN

Date : 1998

Descriptors : motor gasoline ; energy consumption ; urban structure ; land use ; site condition ; industrial location ; energy saving ; home ; environmental conservation

Broader Descriptors : gasoline ; petroleum fraction ; motor fuel ; fuel ; consumption ; structure ; utilization ; condition ; location(land) ; saving ; environmental management

Abstract : Recently, sustainable development came to attract a great deal of attention from the viewpoint of environmental problem. The purpose of this paper is to examine the relationship between gasoline consumption of household and urban form in 49 Japanese cities, using the data of "Annual Report of the Family Income and Expenditure Survey". As a result, car dependency in commuting is associated with the gasoline consumption. A strong negative association between gasoline consumption of household and D.I.D. population density is evident. (author abst.)

THE RESEARCH ON THE BUILDING LAYOUT CONSIDERING THE VENTILATION

Date : 1994

Sponsor : Ministry of Education

Descriptors : ventilation ; energy saving ; detached house ; site planning ; computer simulation ; wind tunnel test ; turbulent flow ; building coverage ratio ; cooling(air conditioning) ; digital simulation ; pitch of building ; floor area ratio ; azimuth angle ; flow rate

Broader Descriptors : saving ; dwelling house ; plan ; computer application ; utilization ; simulation ; test ; disturbance ; turbulence ; fluid flow ; building density ; density ; ratio ; volume fraction ; angle ; geometric quantity

Abstract : Ventilation, as natural cooling which replaces room cooler of high energy consumption, was reexamined from the viewpoint of building location. For detached houses, effects of building layout such as coverage ratio and direction, and of

neighboring high-rise buildings were examined on ventilation quantity and room in-/outside in ventilation. Turbulent flow numerical simulation and wind tunnel model experiment were carried out, and both results were compared. The wind tunnel used was a flow turning-around boundary layer type of 19.5m in overall length and 8 m in measurement drum length.

DEVELOP EFFICIENT AND SUSTAINABLE URBAN SYSTEMS IN ORDER TO CARE FOR THE EARTH

Date : 1992

Descriptors : urban structure ; city ; arrangement ; optimization ; energy consumption ; automobile ; effluent gas ; carbon dioxide ; population density(human) ; land use ; urban traffic ; urban planning theory ; urban problem ; social system ; earth(the globe) ; air quality management ; prevention of pollution ; greenhouse effect ; air temperature change ; warming ; global warming

Broader Descriptors : structure ; modification ; consumption ; waste ; carbon oxide ; oxide ; chalcogenide ; oxygen group element compound ; oxygen compound ; carbon compound ; carbon group element compound ; density ; utilization ; traffic ; theory ; problem ; system ; planet ; celestial body ; environmental management ; management ; environmental pollution control ; countermeasure ; preclusion(protection) ; effect ; temperature fluctuation ; fluctuation and variation ; warming(climatic) ; climatic variation

Abstract : City planning as well a city allocation is a sensitive control parameter to regulate world energy consumption and green house gas emissions. In this paper, we present how much the GHG emission correlates with city structure and city allocation in countries using actual city data and actual configurations. We identify the significance of city planning and also show how important the compact and decentralized allocation of cities is in order to countermeasure the anticipated climate change. (author abst.)

EXAMINATION OF ZONAL DEMAND CHARACTERISTICS OF ELECTRIC POWER AND CITY GAS FOR CONSUMER US

Date : 1989

Descriptors : electric power demand ; town gas ; demand analysis ; demand function ; energy consumption rate ; cooling(air conditioning) ; space heating ; income ; living standard ; regional difference ; multiple dwelling house ; Kinki District

Broader Descriptors : energy demand ; demand ; combustible gas ; gaseous fuel ; fuel ; analysis(separation) ; analysis ; ; ; dwelling house ; Japan ; East Asia ; Asia

Abstract : While a difference in demand function by district was examined mainly on home electric power unit according to use purposes, whether the income or price flexibility might be fixed in the Kinki District, was examined by analysis of covariance. For cooling portion and base portion, it is better that a district proper difference is expressed as a constant term, in the Kinki District. On a heating portion, income, price elasticity are different by a degree of the urbanization. As for the unit consumption difference according to district, population density to cooling portion, tatami mat member per household to heating portion, and personnel per household to base portion were significant respectively.

- Etude n° 5 -

DEVELOPMENT OF DESIGN PLANNING SYSTEM OF ENERGY-SAVING TYPE HOUSING ESTATE

Date : 1985

Descriptors : energy saving ; housing estate ; energy demand ; economy (efficiency) ; waste heat utilization ; environment in building ; thermal load ; pitch of building ; flux of solar radiation ; energy consumption ; case study ; Akita **Broader Descriptors :** saving ; estate ; demand ; property ; utilization ; environment ; load ; building density ; density ; consumption ; research ; Tohoku District ; Japan ; East Asia ; Asia

Abstract : Aiming at more abundant residential level without increasing the existing energy consumption, a new design planning system for housing estate has been developed. Here, its procedure and planning method, technical investigation, and evaluation method are explained, and as the indices of design planning, four items (site development and outside environment, thermal load accompanied with site shape and direction, distance to neighboring building and solar radiation, and energy for common use utilities) were picked up. Furthermore, a rate of 39 percent of energy-saving was obtained from the case study at Goshono district, Akita prefecture.

RESIDENTIAL TRENDS AND ENERGY ISSUES PUBLICATION

Date : 1992

Descriptors : energy planning ; energy consumption ; housing density ; housing planning ; energy saving house ; residential area ; residential density ; Australia **ICONDA**

TRANSPORT, LAND USE AND ENERGY INTERACTION

Date : 1985

Descriptors : traffic ; individual traffic ; city region ; urban traffic ; urban structure ; settlement structure ; settlement size ; settlement density ; land utilization ; population density ; traffic density ; income ; energy consumption ; energy saving ; London ; GB ; Paris ; FR **ICONDA**

Abstract : An analysis of data from London and Paris, using directly comparable methods of expressing all results in terms of distance from the centre, is undertaken of the following variables : population density, mean household income, car ownership, median daily travel time per traveller, and energy consumption. It is argued that the results demonstrate that population density and public transport provision are far less important influences on energy consumption than car ownership, and that it follows that economising energy consumed per car is far more important than policies concerned with decentralisation or public transport service levels. The importance of the rail network in setting road network speeds is also noted. (-z-)

SUSTAINABLE CITIES : HOW TO REALIZE AND ECOLOGICAL BREAKTHROUGH : A DUTCH APPROACH

Date : Jun 1999

Length : 24 Pages

Geographic Names : Netherlands

Descriptors : Studies ; Environmental protection ; Sustainable development ; Cities ; Urban planning ; Urban development

Abstract :

Ever since the publication of the Brundtland Report, Europe has been awash with policy documents on sustainable building and sustainable cities. Many developers, contractors, and property managers emphasize their deep commitment to sustainable building and sustainable management. But in practice little progress has been made in this area so far. The environmental impact of the use and upkeep of cities is guesswork. Strategies to make cities sustainable and to realize an ecological breakthrough are identified. The strategies are presented in terms of the chain of environmental impacts. Urban systems are depicted as a confluence of areas, material flows, and actors. The ecological features of an area affect its environmental quality. Actors have to cooperate and to take initiatives to promote sustainability. Many environmental effects caused by urban activities are connected to flows of energy, resources, water, waste material, air pollution, and traffic. Specific environmental investments are needed to develop more sustainable urban systems.

SCATTERED-SITE PUBLIC HOUSING AND HOUSING SATISFACTION : IMPLICATIONS FOR THE NEW PUBLIC HOUSING PROGRAM

Date : Spring 1998

Length : 19 Pages

Company Names : Metropolitan Housing Authority-Cincinnati OH

Geographic Names : US ; Ohio

Descriptors : Public policy ; Urban planning ; Public housing ; Regression analysis ; Studies

Abstract : Can public housing authorities raise the satisfaction levels of residents by pursuing a scattered-site policy, or by revitalizing existing projects? To address these and related issues, both cross-tabular and regression analysis are applied to the results of 211 telephone interviews with residents of the Cincinnati Metropolitan Housing Authority (CMHA) family housing. The cross-tabular results fail to support the hypothesis that those in single-family, scattered-site units are most likely to be satisfied. However, multiple regression analysis, with other variables controlled, shows that such housing indirectly promotes satisfaction through more neighborhood social interaction. The total effect on satisfaction is minimal, however, because of the indirect path of influence. Six other factors besides public housing type promote satisfaction, either directly or indirectly: age, housing cost burden, welfare reciprocity, major housing problems (inversely), satisfaction with CMHA tenant involvement policies and neighborhood social interaction.

IMPROVING THE CITY ENVIRONMENT

Date : Dec 1995/Jan 1996

Length : 5 Pages

Descriptors : Cities ; Urban planning ; Environmental protection ; Pollution control ; Many countries

Abstract :

All around the world, cities are under severe environmental pressure. Water supplies, traffic congestion, air pollution, noise and waste disposal cause very similar problems in cities that are otherwise quite diverse. And attempts to improve conditions usually run

- Etude n° 5 -

into a range of difficulties. Indeed, environmental problems often persist for years before governments - national, regional, and local - make any major effort to address them.

DEVELOPMENT OF CITIES : THE ROLE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

Date : 1994

Length : 2 Pages

Descriptors : Science ; High technology ; Urban development ; Roles ; Cities ; Environmental impact

Abstract : In Brickwell's (1991) paper entitled Research and Technology Development for Cities, the basic theme is the future influence of science and technology on cities' well being. This necessitates a new research strategy since cities will be places of crises in the near future. The effects of growth, density, and systems overload will affect their vitality. They will have to overcome the insufficiencies of technical systems that they inherited a century ago in order to deal with poverty, migration, pollution, and economic shocks. Hence, there is a dire need for a new generation of technologies, adaptive to demands and easy to handle to enable conurbations to optimize the material with a minimum impact on the environment. The key role of technology and knowledge in dealing with enormous problems of huge urban conurbations is now recognized. These pressures may also be incentives for change.

A META-ANALYTICAL EVALUATION OF SUSTAINABLE CITY INITIATIVES

Date : Aug 1998

Descriptors : Urban planning ; Environmental management ; Energy policy ; Cities ; Sustainable development

Special Features : References Illustration Table

Abstract : The role of the city in environmental management is increasingly coming to the fore. A central element in creating urban environmental sustainability is the adoption of appropriate energy policies, since most environmental externalities in cities are directly or indirectly related to energy use. The current practice demonstrates an overwhelming variety of initiatives and policies, so that the actual success of such strategies in a cross-sectional comparative perspective is hard to evaluate.

THE PERILS OF URBAN CONSOLIDATION : A DISCUSSION OF AUSTRALIAN HOUSING AND URBAN DEVELOPMENT POLICIES

Date : Nov 1997

Descriptors : Public policy ; Urban development ; Nonfiction

Geographic Names : Australia

Abstract : The Perils of Urban Consolidation: A Discussion of Australian Housing and Urban Development Policies PATRICK N. TROY, 1996 Sydney: The Federation Press 202 pp ; \$29.95 paperback ISBN 1-86287-211-2 Australian housing and urban policy appears to be caught in a vortex forever reinventing old planning arguments to fit new crises. The present urban consolidation debate gives one a strong sense of déjà vu with debates of 20 years ago. The rationalisations have changed, but not the essential argument that 'suburban sprawl' is bad and needs to be contained. Here is a book that tackles many claims underlying the widely accepted 'need' for urban consolidation in Australia, which the author identifies as an anti-suburban ethos. As

Troy states, the situation now is that to be conservative in relation to urban policy in Australia is to be radical. Pat Troy has for some time been a defender of Australian suburbanisation as an expression of the nation's ideology of egalitarianism. This gives Troy the basis to attack what he sees are the dangerous values and empirical errors within Australian urban consolidation policies. His main argument is that Australia's State and, especially, the recent Labor Commonwealth governments have pursued a policy of urban consolidation with such determination that they have defied economics and individual desire, undermined local government, and ignored advice and evidence contrary to the underlying doctrine. The whole is justified according to shifting fashionable creeds, such as environmentalism and the current need to respond to 'globalisation'. The result, Troy argues, is a policy that will reduce housing and development standards in Australia for those least able to defend their interests: low-income groups in society, be they the elderly, the marginally employed or low-income families. 'Urban consolidation' is a singular term to denote a raft of ideas about urban form that implies some coherent doctrine. However, as this book demonstrates, the claim that urban consolidation is a coherent doctrine is debatable. To take one example, the important policy objective of mitigating infrastructure costs for new suburban development has been subsumed by urban consolidation to the extent that it is difficult to discuss the costs of servicing urban development without taking sides on urban consolidation. Troy also shows that clarity in urban and housing policy is difficult because of the clouding effect of the perceived necessity for urban consolidation. Particular issues can and should be examined independently of whether or not one supports urban consolidation. The book has three substantive chapters on the arguments used to justify urban consolidation in Australia. These are on the demographic data, the costs of infrastructure servicing and the environmental problems of urbanisation. The gist of the demographic argument is that household sizes are declining and average new house sizes are increasing leading to a putative need for more small dwellings on smaller lots, and consequently to higher residential densities. Troy's criticism of these arguments amounts to taking issue with the data, especially measurement and definitional issues, although there is some normative criticism about planners imputing a household functionality to different housing types (e.g. the detached house is for families). The author deals with the argument that urban consolidation will reduce the 'excessive' costs of providing infrastructure and community services in new suburban developments by criticising the grounds of many of the studies that have purported to show that higher-density developments lead to lower infrastructure costs. Urban consolidation as a policy arose from the increasing costs on State governments to provide urban services to new developments. While Troy agrees that the infrastructure and environmental costs of urban development can and should be reduced, he argues that these can be achieved without changing the traditional low-density form of Australia's cities through better planning. He argues that the alleged savings for some infrastructure costs by higher-density development may be offset by the increased costs of producing higher-density housing and possible loss of amenity. The third chapter on 'the environmental imperative' comprises a third of the text, yet it is probably the weakest section of the book. Other than as isolated issues, this chapter has little grounding in the urban environmental literature. For example, the author seems to be unaware of the literature on urban metabolism or urban ecology. Troy claims the environmental

- Etude n° 5 -

argument for urban consolidation is merely that it will reduce carbon dioxide emissions by reducing the amount of traffic. Other urban environmental issues, such as water and air quality, and waste are frequently ignored or not taken into account in these arguments. Troy's view is that environmental issues are vitally important urban issues, but do not point to the need for urban consolidation as their only solution. Rather, he says that the pro-urban consolidation lobby has appropriated environmental concerns to imply the need for urban consolidation under the rubric of 'sustainability'. This is a pertinent point, because there are many other ways to improve urban environmental performance within the low-density form of Australia's cities. In the last three chapters, Troy returns to his familiar concerns for efficiency and equity in urban policy, and offers an alternative policy. In his alternative, he repeats many of the ideas he has sustained over his career at ANU and his role with the original Department of Urban and Regional Development (DURD) under the Whitlam Labour government of 1972-75, with some additions to reflect the changing times. He calls for four commitments in any future urban policy: to make clear the value judgements underlying the plans; to direct programme to improving social equity with greater equality of outcomes; to control development to reduce urban stress; and to develop a more consultative decision-making process. While I agree with most of Troy's argument, this particular book does not quite achieve what some may expect from such an eminent scholar. In part, this is a result of the author seeking to engage the supporters of urban consolidation at their own level, instead of providing a full review of urban consolidation in Australia, its origins and development. Although clearly written and at times a great read, its academic quality is diminished by its referencing. Troy goes for many pages without references, despite the need to provide sources for many of the claims being made. He often includes references to his own work when more publicly available sources may be better - for example, Troy cites himself when referring to the importance of energy consumption on the creation of the greenhouse effect (p. 77). This book is definitely an addition to the debate in Australia, but may not find wide readership among policy-makers. Or, if it does, may be dismissed for being polemical or for its concentration on Commonwealth policy statements, when in fact the States have the direct responsibility for urban development. A thorough critique of urban consolidation is needed in Australia, but it has gone begging here because of the poor referencing, the lack of background on Australia's urban planning, and the focus on recent Commonwealth policy rather than State policy. It is likely a very good course reading text for Australian urban studies, but would need to be augmented with other texts to provide context and comparison. It is perhaps best seen as an important intervention in the debate by one of Australia's most senior urban academics. This book is insufficient in itself to provide an adequate discussion of urban policy in Australia for the unfamiliar, but is an invaluable companion to the often-dogmatic policy discussions in Australia.

ENVIRONMENTAL IMPACT STUDY, PHASE I : DEVELOPEMNT OF A DATABASE ON HOUSING CHARACTERISTICS REPRESENTATIVE OF THE CANADIAN HOUSING STOCK, CMHC STAR-HOUSING DATABASE : FINAL REPORT

Date : 1992

Descriptors : Information storage and retrieval systems ; Housing, Residential Buildings -- Energy Consumption ; Residential Buildings -- Environmental Impacts

Identifiers : Foreign technology ; Energy consumption ; Residential buildings ; Canada Carbon Dioxide Consumption Rates

Section Headings : Building Industry Technology--Architectural Design and Environmental Engineering ; Energy--Policies, Regulations, and Studies ;

Abstract : Project to develop a database on housing characteristics representative of the Canadian housing stock that could be used to model energy consumption in low-rise residential buildings. A brief literature review was undertaken and commonly used Canadian energy analysis programs such as HOT-2000, CMHC-2 and ENERPASS were reviewed to establish the input data requirements. Based on these reviews, a generic structure of housing data fields was established. The available housing characteristics data were converted to the generic format and stored as a database record. Statistical analyses were undertaken to establish how the housing characteristics database represents the whole Canadian housing stock for typology, vintage, provincial distribution, and energy and fuel usage. Simulations were performed using the HOT-200 batch computer energy analysis program. Results of energy simulations were used in determining the carbon dioxide emissions from existing Canadian housing energy use.

MODEL DOCUMENTATION : HOUSEHOLD MODEL OF ENERGY

Date : Feb 84

Descriptors : Energy Demand ; Energy Models ; Residential Sector ; Forecasting ; Market

Section Headings : Energy--Energy Use, Supply, and Demand Building Industry Technology

Abstract : The Household Model of Energy is an econometric model, meaning that energy use is determined quantitatively with the use of economic variables such as fuel prices and income. HOME is also primarily a structural model, meaning that energy use is determined as the result of interactions of intermediate components such as the number of households, the end use fuel shares and the energy use per household. HOME forecasts energy consumption in all occupied residential structures (households) in the United States on an annual basis through 1990. The forecasts are made based upon a number of initial conditions in 1980, various estimated elasticities, various parameters and assumptions, and a set of forecasted fuel prices and income. In addition to the structural detail, HOME operates on a more disaggregated level. This includes four end-use services (space heating, water heating, air conditioning, and others), up to seven fuel/technology types (dependent upon the end use service), two housing types, four structure vintages, and four Census regions. When the model is run as a module in IFFS, a sharing scheme further disaggregates the model to 10 Federal regions. (ERA citation 09 :018653)

ANNUAL HOUSING SURVEY : 1979. UNITED STATES AND REGIONS. PART F : ENERGY-RELATED HOUSING CHARACTERISTICS

Date : Mar 82

Descriptors : Residential buildings ; Surveys

Section Headings : Building Industry Technology--Architectural Design and Environmental Engineering ; Energy--Policies, Regulations, and Studies

- Etude n° 5 -

Abstract : This report presents statistics on energy - related housing characteristics from the 1979 Annual Housing Survey for the United States by inside and outside standard metropolitan statistical areas (SMSA's) and each of the four geographic regions. The statistics are based on information from a sample of housing units. The information was collected by personal interview from September 1979 to December 1979. For the United States as a whole and for the separate regions (North Central, Northeast, South, and West), data are presented on fuel, fuel cost, heating, air conditioning, insulation, and transportation characteristics in relation to the following information : income of families and primary individuals, value of owner - occupied housing units, gross rent of renter - occupied housing units, housing units in structure, number of rooms per housing unit, year structure built, monthly cost paid for electricity, and others. Also shown are the yearly cost paid for fuel oil, coal, etc. and household head's principal means of transportation to work, by distance and travel time to work in 1979. Data are classified according to all races, black - housing units with black household head, and Spanish - housing units with household head of Spanish origin. Maps and a table - finding guide are provided. Appendices describe the geographic area classifications ; define subjects covered in the report ; and present information on sample design, estimation, and data accuracy.

**PREPARATION AND DEVELOPMENT OF LAND USE ENERGY CONSUMPTION DATA SETS.
VOLUME 1, PHASE 1, FINAL REPORT**

Date : 20 Dec 78

Descriptors : Data acquisition ; Energy consumption ; Energy sources ; Energy supplies ; Land use ; Buildings ; Classification ; Climates ; Communities ; Data analysis ; Data compilation ; Energy accounting ; Evaluation ; Forecasting ; Graphs ; Human populations ; Maps ; Measuring methods ; Planning ; Public policy ; Systems analysis ; Tables ; Transportation systems

Section Headings : Energy--Energy Use, Supply, and Demand

Abstract : An analysis was made of the potential usefulness of land-use-related data, the availability of relevant information in the literature, and potential approaches for data collection. This volume describes the results of the analysis, while Volume II contains technical backup materials. Chapter 2 discusses the issue of community classification : questions of classification and aggregation have been the most significant technical issues faced on the project, since they strongly affect the accuracy and usefulness of any data that are developed. Chapter 3 is concerned with consistency of accounting, primarily in the measurement of energy use. Transportation patterns, energy-transmission losses, and energy embodied in materials and structure can all be assigned to various land uses in a number of ways, and it is important to perform the assignment in a way that is valuable for the policies being evaluated. Thus, Chapter 3 forms the structure for the dependent variables of the system : the various types and patterns of energy use, while Chapter 2 describes the structure of the independent variables, which are the land-use patterns described, plus other factors such as climate. Chapter 4 takes these two structures and presents computations of energy use for the various patterns of land uses, based on the literature, and Chapter 5 discusses the implications of these analyses for energy planning. This leads directly to Chapter 6, where recommendations

are made regarding both data collection and use of existing data. (ERA citation 05 :003205)

NEW TECHNOLOGY FOR EFFECTIVE UTILIZATION OF HEAT ENERGY. BUILDING AND THERMAL ENERGY

Date : 1998

Descriptors : architectural design ; energy saving ; amenity ; energy consumption ; environment in building ; building equipment ; space heating ; cooling (air conditioning) ; lighting and illumination ; heat transfer

Broader Descriptors : design ; saving ; property ; consumption ; environment ; facility ; heat transmission

Abstract : This paper explains the following items on two contradictory problems of amenity environment and energy saving, widely recognized in construction design : 1) Energy consumption structure of buildings ; comparison between dwelling houses and offices, 2) construction and equipment methods ; heat transfer models and control of heat environment in construction and schematic diagrams of temperature control in a room, 3) air conditioning and hot water supply in houses ; the effects of heat insulation on heat environment in air conditioning and thermal load and 4) cooling and lighting of large buildings ; buildings utilizing natural energy and simulation results of cooling by heat storage.

LAND USE STRUCTURE OF MINIMUM TOTAL TRIP LENGTH BASED ON CONGESTION-FREE-CITY MODEL

Date : 1995

Descriptors : land use ; urban structure ; trip ; road traffic ; automobile ; urban model ; commuter transportation ; energy saving ; energy consumption ; urban improvement

Broader Descriptors : utilization ; structure ; transfer ; traffic ; model ; passenger transportation ; transport of men ; transportation ; saving ; consumption ; preparation (servicing)

Abstract : The energy consumption in transportation sector is still increasing nevertheless of the oil crises. Since transportation sector strongly depends upon fossil fuels, it is expected to be effective for energy conservation to reduce CO₂ emission to cope with global warming. In this study the authors investigate the relationship between transportation activities and land use structure in urban areas from the viewpoint of minimizing total trip length to reduce energy consumption in transportation sector. Two models are developed based on congestion-free city concept which means the supply of road is adjusted to satisfy the traffic. One is the model in which people move depending on the population at their destination while the other depending on the trip length. The latter model describes the preference of shorter commuting. In the former model the optimal land use to minimize total trip length is attained. The result shows that offices are allocated around the center while residential area is relatively on the suburbs, which indicates similar pattern of land use compared with actual cities. On the other hand, results of the latter model show that there exists the optimal preference of commuting length which causes minimization of the automobiles' trip length per capita. Result concerning road area is also discussed and compared with the empirical data of Tokyo. (author abst.)

OPTIMUM LAND USE STRUCTURE WHICH MINIMIZES ENERGY CONSUMPTION IN A CITY

Date : 1995

Descriptors : city ; energy consumption ; energy saving ; cogeneration ; town gas ; electric power ; land use ; population(human) ; site condition ; transportation

Broader Descriptors : consumption ; saving ; power generation ; electric power energy operation ; combustible gas ; gaseous fuel ; fuel ; utilization ; condition

Abstract : It is necessary to determine land use to be a fuel consumption inhibited structure for the realization of energy saving in a city. Here, the simultaneous optimization of land use and fuel consumption by the introduction of cogeneration type district heat supply is examined. Land uses in which the sum total of transportation energy for the traffic trip between business sites and residential areas and public welfare energy of electricity and heat supply becomes a minimum are analyzed in response to location site of a cogeneration plant.

**REPORT OF RESEARCH PRESENTED FROM THE SUBCOMMITTEE MEETING FOR THE GAS SUPPLYING BUSINESS OF THE URBAN ENERGY STUDY MEETING IN FISCAL 1993 (1)
CHANGE IN THE STRUCTURE OF A DWELLING HOUSE AND ENERGY CONSERVATION
TECHNIQUE**

Date : 1994

Descriptors : energy saving ; building construction ; detached house ; housing construction ; thermal insulation ; airtight structure ; building system ; construction cost ; amenity ; wood structure

Broader Descriptors : saving ; structure ; dwelling house ; construction(build) ; housing problem ; problem ; shielding ; construction method ; cost ; property

Abstract : The consumption of energy for domestic use shows a tendency to increase of 3 % per year and then, the energy conservation technique is important for dwelling construction. The trends of dwelling construction are interpreted in two parts of the change of construction and structure of housing supply. The examination of trends of energy conservation technique having influence on the structure of a dwelling house was conducted to detached wooden houses, and present condition of high thermal insulation and high airtight system, challenge to those systems in Kanto sphere, effects and costs of those system and the future problems were presented in this paper. It is necessary to find a simple method for realizing a high thermal insulation and a high air tightness.

STUDY ON THE CONTROL OF THERMAL ENVIRONMENT IN CITIES (2)

Date : 1991

Descriptors : city ; heat balance ; model ; earth surface temperature ; remote sensing ; measurement data ; combination(mathematics) ; heat island ; geographical distribution

Broader Descriptors : energy balance ; income and outgo ; temperature ; meteorological element ; data ; distribution

Abstract : Urbanization induces the increase of energy consumption in cities. It also alters the land use and cover in urban areas. Combination of these changes results in the temperature increase in cities, and thereby cause the increasing demand of energy required for air conditioning especially in summer. Thus, it is imperative to reexamine

the physical structure of the cities with a view to alleviating the heat-island phenomena caused by urbanization. For this purpose, this study aims to establish the relationship between the urban thermal structure and the parameters specifying the land use pattern of the area under consideration (albedo, roughness length, relative humidity, and heat capacity). The analysis is based on an energy budget model. For Fukuoka City area, surface temperature estimated by the model is compared with the infrared surface temperatures data obtained from satellites (NOAA). A relatively good correlation was found between them, but further analysis must be made to achieve a better agreement. (author abst.)

AIR QUALITY AND URBAN MANAGEMENT IN EUROPE

Proceedings of the 10th world clean air congress. Atmospheric pollution

Date : 1995

Major Descriptors : AIR QUALITY

Descriptors : ENERGY CONSUMPTION ; EUROPE ; LAND USE ; URBAN AREAS

Broader Terms : ENVIRONMENTAL QUALITY

Subject Categories : 540120 -- Environment, Atmospheric -- Chemicals Monitoring & Transport -- (1990-)

Abstract : Important changes in the quality of urban air have occurred in Europe during the last 20 years. Urban air quality trends are clearly correlated to changes in production and consumption processes which have occurred in European cities during the last decades. However, the way these trends are linked with the changes in the urban structure is not yet fully appreciated. A set of indicators is proposed to examine the relationships between air quality, energy consumption and transportation trends. On this basis is argued that the current decentralization of the urban structure and specialization of land use are major driving forces in current urban air pollution. The range of actions and tools to improve urban air quality should include : (1) land use planning, (2) efficient urban management, and (3) measures directed to protecting the quality of the urban environment. (author)

THE PARTICULARITIES OF ENERGY SUPPLY TO URBAN AGGLOMERATION

Original Title : Die Besonderheiten der Energieversorgung von Verdichtungsraeumen

Title : Energy for urban areas

Date : 1992

Major Descriptors : Urban Areas -- Power Supplies

Descriptors : Demography ; Energy Consumption ; Federal Republic Of Germany ; Power Demand ; Space Heating ; Vehicles

Broader Terms : Demand ; Equipment ; Europe ; Heating

Etude n° 6

Evaluation des émissions de CO₂ des filières énergétiques conventionnelles et non conventionnelles de production de carburants à partir de ressources fossiles

Georgia Plouchart

IFP

1. Introduction

« Il est plus que jamais nécessaire pour nos Etats de poursuivre une politique énergétique sur le long terme. À cet égard, je voudrais juste ici insister sur l'importance d'un soutien à la technologie dans le secteur des hydrocarbures pour développer de nouvelles zones pétrolières, prolonger la durée d'exploitation de régions matures ou remporter le défi de l'offshore profond et ultra-profond, pour accélérer également l'émergence des pétroles lourds, ou la conversion chimique du gaz naturel en hydrocarbures liquides », discours d'ouverture de Didier Houssin, Directeur des Matières Premières et des Hydrocarbures, journée CEPM & COPREP, 10 octobre 2000.

En effet, comme le souligne Didier Houssin dans son allocution, dans un monde pétrolier où les réserves classiques s'épuisent inexorablement, où les rendements de l'exploration diminuent régulièrement, les compagnies seront amenées de plus en plus à se tourner vers la prospection et l'exploitation de gisements non conventionnels.

Dans ces conditions, il devient alors nécessaire de s'interroger sur l'impact de ces éventuels « transferts d'énergie » en termes d'émissions de CO₂. Cette étude vise à répondre en partie à cette question en se limitant aux diverses chaînes énergétiques conventionnelles et non conventionnelles de production de carburants.

- Etude n° 6 -

Dans une **première** partie, sont décrites un certains nombres de filières énergétiques :

- les ressources fossiles non conventionnelles, ainsi nommées en raison de la singularité de leurs caractéristiques pétrophysiques, ou de celles de leur réservoir. Elles comprennent, les huiles lourdes, extra-lourdes, les bitumes, les schistes bitumineux, les gaz de charbon et les hydrates de gaz ;
- les sources énergétiques conventionnelles situées dans des environnements difficiles ou hostiles, tels que les grands fonds marins. Les zones polaires auraient pu y être incluses mais ne sont pas traitées dans ce document ;
- les condensats, qui représentent une ressource conventionnelle de par l'existence de leur exploitation, mais qui sont encore considérés aujourd'hui comme un produit fatal ;
- les différents modes possibles de production de carburants conventionnels (essence, gasoil), sub-conventionnels (i.e. GPL, GNV et DME) et non conventionnels (i.e. hydrogène et méthanol).

En **deuxième** partie, les rendements énergétiques et les émissions de CO₂ ont été évalués, dans la mesure du possible, pour chaque filière de production de carburants.

Dans un premier temps, la méthodologie et les principales hypothèses de calcul sont décrites.

Ensuite, en deuxième volet, une synthèse des résultats de l'analyse des différentes chaînes énergétiques « du puits au réservoir » est exposée.

Enfin, pour mieux comprendre l'impact de ces différentes filières, ces dernières sont analysées « du puits à la roue » dans le dernier chapitre.

2. Description des filières énergétiques par étapes

Ce chapitre décrit dans un premier temps les différentes énergies fossiles non conventionnelles ainsi que leurs modes d'extraction et de traitement avant leur transport vers les centres de conversion en carburants. Certaines filières cependant ne sont pas traitées comme :

- les gaz de schistes ;
- les gaz de réservoir compact ;
- les gaz des aquifères profonds ;
- les hydrocarbures issus des zones polaires.

Dans un deuxième volet, sont analysées les différentes étapes de conversion de ces ressources fossiles en carburants conventionnels et non conventionnels.

Les autres étapes de ces chaînes énergétiques, telles que le transport, la distribution et la compression ou la liquéfaction, considérées comme conventionnelles ne sont pas traitées dans cette partie.

Les étapes amont

2.1. Les huiles non conventionnelles

2.1.1. Les bruts lourds, extra-lourds et bitumes

Définition

Lors de sa migration vers le réservoir, l'huile est oxydée par des bactéries qui consomment sa coupe légère et la transforment en bitumes et huiles lourdes. Ces produits sont caractérisés par une forte densité, inférieure à 20 °API. La caractéristique différenciant les bitumes des huiles lourdes est la viscosité.

Ainsi, le bitume est défini comme un hydrocarbure de viscosité supérieure à 10 000 mPa.s, à la température du réservoir et sous la pression atmosphérique. Les sables asphaltiques font partie de cette catégorie avec une densité proche de zéro degré API. Les plus importants gisements de sables asphaltiques se trouvent principalement au Canada, aux États-Unis et en ex-URSS.

Les huiles lourdes et extra-lourdes sont définies comme ayant une viscosité inférieure à 10 000 mPa.s à la température du réservoir et sous la pression atmosphérique. Dans les huiles lourdes, on distingue les huiles extra-lourdes dont le degré API est inférieur à 10. La plupart des gisements de bruts lourds se situent au Venezuela, au Mexique, aux États-Unis, en ex-URSS et en Chine.

Le tableau 1 compare, sur un échantillon d'une centaine de bruts, les compositions génériques moyennes des pétroles bruts lourds avec celles des légers. On remarquera que les bruts lourds se caractérisent en dehors de leur densité par une forte teneur en métaux, en soufre et en azote.

Tableau 1
Propriétés et composition comparées des bruts lourds et conventionnels
(valeurs moyennes sur un échantillon de 100 bruts)

	Bruts lourds	Bruts conventionnels
° API	16	35
Viscosité (cp)	600	10
S (% mass.)	2.5	< 0.5
N (% mass.)	0.4	< 0.05
Ni (ppm)	86	n.d.
V (ppm)	269	n.d.

Source : Congrès mondial du pétrole, 1997

Ressources

Une étude, réalisée à l'IFP en 1998¹, a permis de recenser les ressources mondiales des huiles de densité inférieure à 20 °API (soit les huiles lourdes, extra-lourdes et bitumes). Cependant quelques chiffres font défaut, en particulier pour l'ex-URSS, où seuls ceux de la Russie sont partiellement inventoriés, ainsi qu'en Irak et Equateur, où les statistiques accessibles ne concernent que 50 % des champs répertoriés.

En complétant cette étude avec les chiffres donnés dans l'étude du WEC² de 1998, les ressources en place d'huiles lourdes, extra-lourdes et bitumes s'élèveraient à 4 993 Gb (cf. tableau 2). Le Venezuela et le Canada à eux seuls possèderaient alors 58 % des ressources mondiales d'huiles lourdes, extra-lourdes et bitumes.

La ceinture de l'Orénoque au Venezuela contiendrait en effet environ 1 200 Gb d'huiles extra-lourdes en place et la région de l'Athabasca au Canada, 1 700 Gb de sables asphaltiques.

Selon TotalFinaElf et Alberta Energy, 300 Gb (48 Gtep) d'huile seraient récupérables dans chacune de ces zones, soit un total de 600 Gb (96 Gtep). En appliquant un facteur de récupération de 30 % pour les bruts lourds, un total de 1 214 Gb (189 Gtep) de l'ensemble des bruts lourds, extra-lourds et bitumes seraient récupérables.

(1) « Les Bruts lourds », Armelle Thouvay, IFP, 1998.

(2) « Survey Of Energy Resources », World Energy Council, 1998.

Tableau 2
Ressources en place des huiles lourdes, extra-lourdes et bitumes

	Ressources en place Gb	Huiles en place récupérables Gb	Huiles en place récupérables Gtep
Huiles lourdes	2 000	590	90
Huiles extra-lourdes et bitumes	3 000	630	100
Dont : Venezuela	1 200	300	48
Canada	1 700	300	48
Total	5 000	1 220	190

Sources : IFP, Armelle Thouvay
« Survey Of Energy Resources », World Energy Council, 1998

Les différentes techniques de production

Les différentes techniques de production de brut lourd peuvent être soit du type « primaire » soit du type « amélioré ». Suivant les caractéristiques de l'huile et de la roche réservoir l'une ou l'autre sera employée.

La production primaire

Elle est envisageable pour les huiles lourdes grâce à la technologie dite du « puits horizontal ».

Cette technique permet en effet d'améliorer considérablement la productivité d'un puits et d'augmenter le taux de récupération ultime. Elle est utilisée au Venezuela pour produire « à froid » (sans réchauffage de l'huile) les bruts extra-lourds de l'Orénoque de façon rentable. Elle n'est cependant pas adaptée aux formations non consolidées où la production de sable associé à l'huile est relativement importante.

La production améliorée

Dans le domaine de la production améliorée des bruts lourds, on peut distinguer 5 méthodes :

- injection de vapeur : cette méthode est la plus couramment employée dans le domaine de la récupération améliorée. Deux principales stratégies peuvent être adoptées :
 - celle de la stimulation par injection cyclique (« Huff and Puff »), qui consiste à injecter la vapeur de façon discontinue (cyclique) et de récupérer l'huile au même endroit. Cette technique a l'avantage de

- Etude n° 6 -

produire rapidement de l'huile, donc d'augmenter la productivité, cependant elle ne permet pas un taux de récupération élevé des huiles en place ;

- celle de l'entraînement à la vapeur (« Steam Drive »), qui consiste à injecter la vapeur sur une longue période à partir d'un puits spécifiquement dédié à cette fonction et de récupérer l'huile dans d'autres puits situés aux environs. Cette technique, à l'inverse de celle à injection cyclique, permet d'atteindre de façon progressive un taux de récupération élevé. Parmi ces technologies, on pourra distinguer celle de l'entraînement à la vapeur par zone annulaire chauffée (« Heated Annulus Steam Drive ») et celle de drainage gravitaire renforcé par la vapeur (« Steam Assisted Gravity Drainage »).

La deuxième (SAGD) commence à faire ses preuves aujourd'hui. Elle permet, par l'utilisation de puits horizontaux multidrains d'améliorer considérablement la productivité et le taux de récupération des huiles en place, tout en minimisant l'utilisation de vapeur.

En général, les deux stratégies sont complémentaires, la première permettant d'amorcer la production.

- injection d'eau chaude : cette technologie est basée sur le même principe que celle de l'injection de vapeur ;
- injection de polymères : cette technique permet d'augmenter la viscosité de l'eau pour améliorer l'efficacité du balayage des huiles. Elle reste cependant très onéreuse ;
- injection de CO₂ non miscible : le CO₂ a des propriétés telles qu'il permet, par injection dans le réservoir, d'augmenter sensiblement le volume de l'huile et de diminuer sa viscosité ;
- combustion in situ : celle nommée « de haut en bas » (« Top Down Combustion ») consiste à initialiser la combustion par injection en haut du réservoir d'un gaz contenant de l'oxygène. Le front de combustion se propage vers le bas et l'huile ainsi mise en mouvement s'écoule par gravité jusqu'au puits producteur, généralement horizontal et situé à la base du réservoir ;
- la voie microbiologique : elle consiste à alléger les bruts par biodégradation.

La production améliorée, dont 85 % correspondent à la récupération assistée par injection de vapeur, représentait une part de 1,7 % de la production mondiale en 1998 ¹. La répartition des techniques utilisées figure dans le tableau 3.

(1) « Enhanced Oil Recovery Survey », *Oil and Gas Journal Energy Database, Data as of 1-1-1998*.

Tableau 3
Production de brut avec récupération assistée tertiaire, 1998

	Production (b/j)	Répartition (%)
CO ₂ non miscible	14 500	1,2
CO ₂ miscible	750	0,06
Combustion	6 600	0,5
HC miscible	40 000	3,2
Eau chaude	860	0,07
Hydrocarbures non miscibles	82 600	6,7
Polymère	33 150	2,7
microbiologie	≅ 0	≅ 0
Vapeur	1 057 100	85
Total	1 235 500	100

Source : « Enhanced Oil Recovery Survey », *Oil and Gas Journal*
Energy Database, Data as of 1-1-1998

Cette part de production est certes faible au plan mondial, mais elle s'élève à 9 % aux États-Unis, dont 60 % correspondraient aux techniques thermiques de récupération d'huile. Par ailleurs, selon l'USGS, ce chiffre aurait tendance à augmenter dans les années à venir.

Le transport

Pour le transport, plusieurs solutions, pouvant être complémentaires, sont envisageables pour pallier les problèmes liés à la viscosité élevée du brut. Une première voie, trop onéreuse pour de longues distances, consiste à chauffer les conduites. La deuxième voie a pour principe de diluer et fluidifier le brut en le mélangeant avec des hydrocarbures légers comme le naphta. Il est aussi possible de craquer le brut par cokéfaction à proximité des installations de production afin d'obtenir un brut de synthèse d'une densité variant de 20 à 30 °API, qui devient alors transportable par les méthodes « classiques ». Enfin, il existe une quatrième solution qui consiste à former une émulsion de brut dans de l'eau. Cette dernière est utilisée pour commercialiser une partie des bitumes de la ceinture de l'Orénoque sous le nom d'Orimulsion.

- Etude n° 6 -

2.1.2. Les schistes bitumineux

Définition

Les schistes bitumineux sont des roches sédimentaires contenant de la matière organique, appelée kérogène, qui est essentiellement d'origine algale. C'est cette matière, issue de l'étape intermédiaire de la transformation des matières organiques en huile, qui fait l'intérêt énergétique des schistes bitumineux.

La plupart des scientifiques se sont entendus pour définir les schistes bitumineux comme des roches à kérogène algale contenant au moins 40 litres d'équivalent huile par tonne.

Historique

L'industrie des schistes bitumineux est apparue dans différents pays du monde il y a plus de 100 ans.

Le procédé d'extraction de l'huile des schistes (breveté par Martin Eele en 1964) a atteint une production industrielle, à partir de 1850 lors de la découverte d'un grand champ de schistes à Torbane Hill.

Autrefois, on comptait de nombreuses exploitations de schistes : en Australie, en France, en Chine, en Afrique du Sud, en Espagne, en Estonie et en Suisse. Aujourd'hui la filière reste active uniquement en Chine, Estonie, Israël, Russie, et au Brésil. Leur utilisation est axée principalement sur la production d'électricité, dont la technologie date de 1900. À l'heure actuelle, le Brésil est le premier pays dont l'utilisation principale du schiste est basée sur la production d'huile.

Ainsi, 17 à 18 millions de tonnes par an de schistes bitumineux sont directement brûlés, et seulement 6 000 b/j (720 tep/an) d'huiles de schistes seraient produits dans le monde.

Non compétitive économiquement, par rapport à l'exploitation des bruts conventionnels, l'exploitation des schistes bitumineux a été principalement développée comme une ultime alternative pendant les deux guerres mondiales dans de nombreux pays.

L'apparition de la crise pétrolière au début des années 1970 a suscité l'intérêt pour la recherche de ressources fossiles alternatives. C'est ainsi qu'un grand

nombre de compagnies pétrolières et de gouvernements ont investi, entre autres, en recherche et développement dans le domaine de l'exploitation des schistes bitumineux, en particulier les États-Unis. Pendant la crise pétrolière, plusieurs compagnies comme Exxon, Union Oil, Paraho et Occidental ont alors démarré des pilotes de production et des installations semi-commerciales (des schistes provenant de la formation de Green River dans les régions du Colorado, Wyoming et de l'Utah). Dès le début des années 1980, avec la baisse du prix du brut, ces activités trop coûteuses ont été abandonnées.

Concernant les récents projets de développement, la Chine compte investir dans la reconstruction de la mine à ciel ouvert de Fushun East dans la région de Liaoning où il est prévu d'exploiter conjointement des schistes et du charbon. Une opération similaire avait déjà été entreprise dans la mine Ouest avec une production de 3 à 4 millions de tonnes par an.

En Estonie, pays leader mondial dans l'exploitation des schistes, le gouvernement cherchait encore récemment à négocier avec des entreprises privées pour accroître leur production. Aujourd'hui, la plus grande partie des 11 à 12 millions de tonnes de schistes exploitées par an, est utilisée en tant que fioul solide pour produire de l'électricité. On sait aujourd'hui que les États-Unis ont signé un accord de coopération avec l'Estonie pour investir dans la recherche de méthodes d'extraction minière et de traitement de schistes économiquement viable tout en réduisant l'impact environnemental.

En Australie, dans la région du Queensland, un champ de schistes bitumineux important et techniquement exploitable fait l'objet aujourd'hui de projets industriels par les compagnies locales SPP/CPM (Southern Pacific Petroleum et Central Pacific Mineral) et canadienne Suncor. L'objectif de ce projet est de produire une huile synthétique.

Ressources

Les chiffres publiés sur les ressources en schistes sont très variables car peu de moyens ont été déployés pour déterminer de façon rigoureuse la localisation et la taille de leurs dépôts. En effet, ce combustible non-conventionnel ne suscite pas, ou très peu d'intérêt de la part des compagnies pétrolières.

On trouve des schistes bitumineux un peu partout dans le monde : Canada, Suisse, Estonie, Ecosse, Espagne, Chine, Russie, Afrique du Sud, Australie, Brésil et France. Cependant plus de 50 % des réserves se situent aux États Unis,

- Etude n° 6 -

les plus grands bassins étant localisés dans l'Ouest de l'Utah, l'Est du Colorado, et le Sud du Wyoming.

Dans une étude effectuée à l'IFP ¹, les ressources probables d'équivalent huile en place dans les schistes sont estimées entre 1 290 et 2 150 Gtep. La valeur probable étant proche de 1 720 Gtep. Seule une part, de 4 à 8 %, est supposée avoir une teneur en équivalent huile supérieure à 100 l/t. Les schistes bitumineux les plus représentatifs possèdent entre 40 et 100 litres d'équivalent huile par tonne. Une autre étude détaillée, mais datant de 1978 ², avance un chiffre de 3 200 Gtep.

Les ressources en place réellement identifiées sont évaluées, selon les sources, entre 460 Gt et 700 Gt d'équivalent huile. Les valeurs estimées en réunissant les chiffres les plus fréquemment fournis pour chaque pays se situent dans une plage comprise entre 4 220 et 4 460 Gb soit 500 et 550 Gtep (cf. tableau 4).

Tableau 4
Ressources en place réellement identifiées et réserves prouvées
de schistes bitumineux

Ressources en place identifiées ⁽¹⁾		
Régions	Gb	Gtep
Asie-Pacifique	340	40
Europe occidentale	60 - 65	7 - 8
Europe de l'Est et ex-URSS	300	35
Moyen-Orient	300	35
Afrique	210	25
Amérique du Nord	2 240 - 2 450	270 - 295
Amérique du Sud	800	95
Total	4 220 - 4 460	510 - 540
Réserves prouvées (Gtep) ⁽²⁾		
Réserves prouvées		70
Réserves prouvées additionnelles		60
Total		130

Source : 1) Nathalie Alazard, « Les Schistes Bitumineux » – IFP, nov. 1991 ; Shinya Sato, « Structure analyse of oil shale and the development of fuel production technology from oil shale », report of the National Institute for Resources and Environment, mars 1996

2) Survey of energy resources, WEC, 1998

(1) Nathalie Alazard, « Les Schistes Bitumineux » – IFP, nov. 1991.

(2) ETEP, « Oil Shale », étude multiclients, 1978.

L'importance des réserves d'huiles de schistes pourrait rendre cette ressource attrayante en tant que filière alternative de production de carburant. Cependant, les champs ne sont pas tous exploitables.

Par exemple aux États-Unis, la quantité de schistes bitumineux découverte dans le Sud-Ouest du Wyoming est plus importante que celle des réserves de pétrole conventionnel d'un facteur 10. Or, la rentabilité d'une telle exploitation exige un minimum de 80 l d'équivalent huile par tonne de schistes. Seulement 30 % des réserves connues remplissent cette condition. Sur ces 30 %, seuls 15 % seraient exploitables avec les technologies actuelles.

L'importance des réserves d'huiles de schistes pourrait rendre cette ressource attrayante en tant que filière alternative de production de carburant. Cependant, les champs ne sont pas tous exploitables.

Par exemple aux États-Unis, la quantité de schistes bitumineux découverte dans le Sud-Ouest du Wyoming est plus importante que celle des réserves de pétrole conventionnel d'un facteur 10. Or, la rentabilité d'une telle exploitation exige un minimum de 80 l d'équivalent huile par tonne de schistes. Seulement 30 % des réserves connues remplissent cette condition. Sur ces 30 %, seuls 15 % seraient exploitables avec les technologies actuelles.

Les techniques de production d'huile à partir de schistes bitumineux

La transformation du kérogène des schistes bitumineux en huile se fait par pyrolyse. Les schistes sont chauffés dans un four ce qui permet de générer l'huile et le gaz. Ce procédé peut être appliqué par voie in situ et ex situ :

- La voie ex situ

La voie ex situ est la plus couramment utilisée pour l'exploitation des schistes. Elle consiste à abattre la roche par les techniques minières classiques à ciel ouvert ou en souterrain et à la traiter ex situ.

Les techniques minières à ciel ouvert et en souterrain sont respectivement utilisées pour des profondeurs de gisement inférieures à 200 m de la surface et comprises entre 200 et 1 000 m.

Dans ce cas, les émissions de poussières et de particules de schistes, et en particulier les volumes importants de cendres volantes, sont difficiles à contrôler.

- Etude n° 6 -

- La voie in situ

Dans ce cas, les schistes subissent la pyrolyse au sein même de la formation par injection de fluides chauds, combustion in situ ou par méthodes électriques ou micro-ondes.

L'avantage de cette voie serait la résolution du problème de pollution lié aux émissions de particules. Cependant, cette filière n'est pas exploitée aujourd'hui.

2.2. Les gaz non conventionnels

2.2.1. Le gaz de charbon (« Coalbed Methane »)

Définition

Le charbon est une importante roche mère de méthane. Il a donné naissance à de nombreux gisements de gaz, dont certains sont importants, comme celui de Groningue aux Pays-Bas. Dans ces conditions, le méthane est généré tout au long de l'enfouissement et de la cuisson des couches de charbon, associé d'abord à du CO₂ et à de l'azote, puis, dans les stades ultérieurs, à de l'éthane.

Le méthane ainsi formé reste souvent emprisonné dans les couches qui lui ont donné naissance. La porosité et la perméabilité du charbon demeurant très faibles, le méthane est absorbé sur les particules charbonneuses formant autour d'elles un film monomoléculaire. Des quantités très importantes de méthane se retrouvent ainsi piégées avec, pour un même volume, une concentration 6 à 7 fois plus grande que celle d'un réservoir classique de gaz libre. Les travaux de l'AIE estiment la génération de méthane à 200 m³ par tonne de charbon formé. Le méthane généré peut se volatiliser au cours du temps. Cependant, il semblerait qu'une tonne de charbon absorbe au minimum 25 m³ de méthane. Ensuite, en fonction de la profondeur, de la qualité du charbon et de la pression du réservoir, cette proportion augmente plus ou moins.

Ressources

Les ressources de méthane ainsi piégées sont estimées au plan mondial entre 100 et 200 Tm³ (93 et 185 Gtep). Elles sont réparties dans une douzaine de pays avec une concentration importante en Chine, Russie, Australie et États-Unis.

Ces chiffres sont, cependant, à considérer avec précaution, étant donné la rareté des données disponibles.

Si les États-Unis sont loin d'être les plus riches en gaz de charbon, ils sont certainement les plus avancés dans leur exploitation. Les réserves prouvées aux États-Unis ont été estimées à $2,8 \text{ Tm}^3$ (2,6 Gtep) pour une quantité de gaz de charbon en place de 20 Tm^3 (18,4 Gtep), ce qui représente un taux de récupération d'environ 14 %. Leur production annuelle atteint 100 Gm^3 . Cette production provient principalement du bassin de San Juan, où l'on dénombre 6 300 puits producteurs. La productivité moyenne des puits est faible, de l'ordre de $20\,000 \text{ m}^3/\text{jour}$, mais très irrégulière : environ 80 % de la production est assurée par 15 % du total des puits.

Production

Le méthane, extrait directement des couches de charbon est généralement de haute qualité, surtout lorsqu'il est récupéré dans des zones de charbon qui n'ont jamais été exploitées. Ainsi, dans de nombreux cas, il peut être directement distribué dans les réseaux gaziers ou utilisé pour la génération d'électricité ou de vapeur.

Méthode conventionnelle

Le principe de production du méthane de charbon est simple. Il consiste en effet à dépressuriser par l'extraction des eaux contenues dans les fractures de la roche. Le méthane remonte ainsi à la surface.

Le problème principal de ce mode de production est le recyclage des grandes quantités d'eau produites (particulièrement lors de l'amorçage de la production) de qualité très variable pouvant contenir des composés salins.

Dans le cas où l'eau est « propre », elle peut être stockée tout simplement en surface, mais elle est le plus fréquemment réinjectée à une profondeur où sa qualité est supérieure à celle de l'eau de la roche. Dans des régions où les taux d'évaporations sont élevés, une alternative envisagée, mais non encore appliquée de nos jours, serait d'évaporer l'eau par la chaleur solaire et de récupérer les dépôts.

- Etude n° 6 -

Séquestration du CO₂

L'injection de gaz carbonique dans les couches profondes de charbon peut améliorer la récupération du méthane tout en permettant de séquestrer du gaz carbonique. Pour autant que le charbon ne soit jamais extrait, le gaz carbonique sera ainsi piégé pendant de nombreuses années. Les premiers résultats, de l'expérience pilote menée aux États-Unis sur ce principe (méthode dite de « CO₂-ECBM ») ont démontré sa faisabilité tant au niveau technique qu'économique. Depuis 1996, plus de 57 millions de m³ de CO₂ auraient ainsi été piégés ¹.

2.2.2. Les hydrates de méthane

Définition

L'hydrate de gaz est une substance cristalline composée d'eau, sous forme de glace, et de molécules de gaz légères (principalement du méthane).

Les molécules d'eau, sous une structure de cage, piègent les molécules de méthane dans des concentrations très élevées. À titre indicatif, un mètre cube de gaz d'hydrates contiendrait en effet 160 à 180 mètres cube de gaz dans les conditions standards de pression et de température.

L'hydrate de méthane se forme dans des conditions de basse température, de haute pression et pour une concentration de gaz précise. Ces conditions sont réunies de façon naturelle dans les régions de permafrost et dans les sédiments des fonds sous-marins par environ 500 m de profondeur d'eau. Le méthane, sous cette forme, peut être généré par phénomènes microbiologiques dans les sédiments riches en matières organiques ou issus de la migration de gisements d'huile ou de gaz profonds. Les champs d'hydrates peuvent atteindre plusieurs centaines de mètres d'épaisseur. L'augmentation de la température des sédiments avec la diminution des profondeurs délimite le fond de la zone d'hydrates. On observe alors fréquemment une présence de gaz libres dans les sédiments à l'extérieur de cette zone.

(1) *Coal Bed Methane Enhancement With CO₂ Sequestration Worldwide Potential*, John Gale, Paul Freund, AIE Greenhouse Gas R & D Programme, 21^{ème} congrès mondial du gaz, 6-9 Juin 2000.

Historique

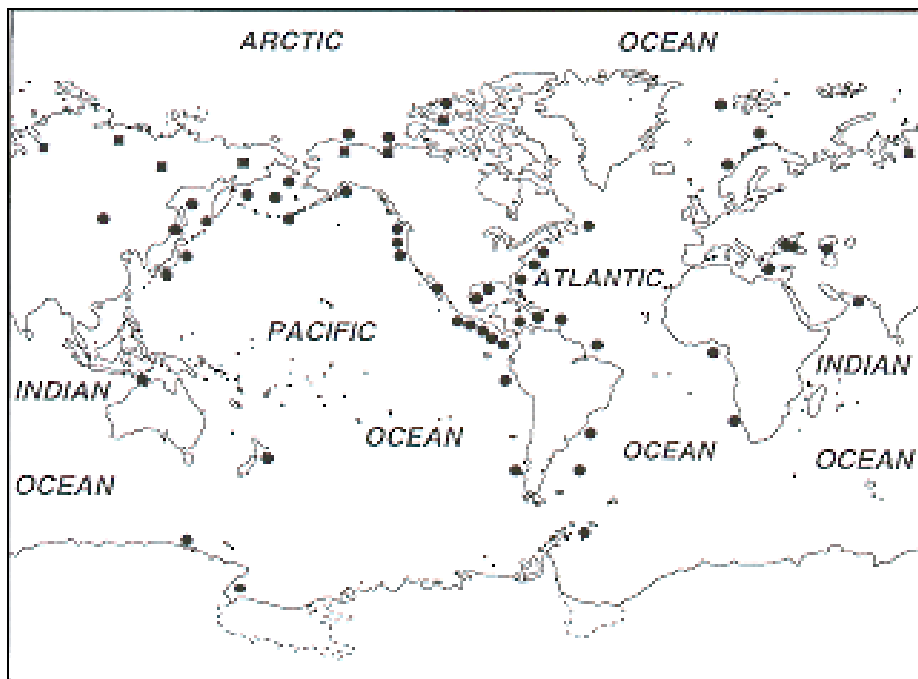
Les hydrates de méthane sont connus des scientifiques depuis plus d'un siècle. Des français les ont étudiés en premier vers 1890. C'est en particulier dans les années 30, au moment où les pipelines de gaz se sont étendus dans les régions froides que des ingénieurs ont découvert la formation d'hydrates dans les réseaux. Ce phénomène provoquait en effet des perturbations dans l'écoulement du gaz. Pendant les trois décennies suivantes, les hydrates de méthane n'ont été considérés que comme une nuisance pour les transports gaziers ou, pour le mieux, comme une curiosité de laboratoire.

C'est la découverte et l'exploitation d'un champ d'hydrates (appelé Messoyakha) en 1964 au Nord de la Sibérie qui a suscité l'intérêt des scientifiques pour les hydrates en tant que ressource potentielle d'énergie. De nombreux géologues ont alors intensifié leurs recherches pour comprendre le phénomène de formation naturelle de ces hydrocarbures. C'est ainsi qu'en 1970, ils ont été découverts dans les sédiments océaniques. À la fin de l'année 1981, le bateau de forage *Glomar Challenger*, assigné par la NSF (« National Science Foundation ») pour explorer la côte du Guatemala, a, par pur hasard, foré dans une couche d'hydrates de méthane et réussi à en extraire un échantillon intact. Aujourd'hui, de nombreuses zones d'hydrates de gaz ont été identifiées aux environs de la plupart des marges continentales. Autour du continent Nord américain, de grands champs ont été découverts et étudiés en particulier en Alaska, la côte Ouest de la Californie à Washington, la côte Est, en incluant le Black Ridge offshore de la Caroline et du golfe du Mexique.

La figure 1 illustre les différents endroits où des hydrates de gaz ont été découverts dans le monde.

- Etude n° 6 -

Figure 1
Localisation des hydrates de gaz dans le monde



Source : Keith A. Kvenvolden, « Potential effects of gas hydrates on human welfare », PNAS-USA 1999, colloquium paper

Les hydrates de gaz de permafrost

Des hydrates de gaz onshore ont été identifiés dans le bassin occidental de la Sibérie. Il semblerait qu'ils soient présents dans d'autres régions de permafrost du nord de la Russie, ainsi que dans la province de Timan-Pechora, en Sibérie orientale, et le Nord-Est de la Sibérie et de Kamchatka. Sur la pente septentrionale de l'Alaska, leur présence a été directement mise en évidence à l'aide d'essais de carottage et indirectement par le moyen de diagraphies de puits qui supposent la présence de couches d'hydrates dans la région des champs pétrolifères de Prudhoe Bay et de Kuparuk River. Pour un cinquième des puits de forage du delta du Mackenzie au Canada, les diagraphies ont ainsi détecté la présence de zones d'hydrates de gaz et il en a été déduit que plus de la moitié des puits du bassin Sverdrup en contenait. La combinaison des informations données par les études sur la présence d'hydrates en Arctique

montre que dans les régions pergélisolées¹, ces derniers peuvent exister à des profondeurs s'étalant de 130 à 2 000 m.

Les hydrates de gaz marins

Les hydrates de gaz des marges continentales (de 200 m jusqu'à 1 100 m de profondeur) ont été mis en évidence à partir des années 70 grâce à l'imagerie sismique. Des carottages de 10 m contenant cette substance ont été prélevés dans les fonds océaniques du golfe du Mexique, d'une partie du bassin de l'Eel River de Californie, de la mer Noire, de la mer Caspienne, et de la mer d'Okhotsk. Lors d'explorations par carottage ils ont aussi été découverts par de très grandes profondeurs, le long de la côte Sud-Est des États-Unis sur le Blake Ridge, dans le golfe du Mexique, dans le bassin de Cascadia près de l'Oregon, dans la fosse océanique de l'Amérique centrale, l'offshore du Pérou, et dans les marges continentales Est et Ouest du Japon.

Les problèmes liés à la présence d'hydrates

Stabilité des fonds marins et effet de serre

Les zones de stabilité des hydrates (à partir de 500 m de profondeur) peuvent être perturbées par l'homme ou des changements de climat naturels et provoquer une conversion des hydrates de gaz en gaz riches en eau. Ce phénomène peut avoir des effets lourds de conséquences tels que l'affaissement du fond marin ou des glissements de terrains catastrophiques ! Ces mécanismes ne sont pas encore maîtrisés, mais ont, pour autre effet, celui de libérer des quantités très importantes de méthane dans les océans et l'atmosphère. La présence d'hydrates de méthane contribuerait ainsi au réchauffement global de la planète...

Sécurité

Les opérateurs pétroliers et gaziers ont décrit les nombreux problèmes attribués à la présence d'hydrates de méthane, comme par exemple :

- les fuites de gaz incontrôlées pendant le forage ;
- les affaissements du tubage ;
- les dispersions de gaz à la surface (pouvant parfois provoquer la perte du support de la plate-forme).

(1) *Pergélisol* : sol gelé en permanence et absolument imperméable des régions arctiques. Syn. : *permafrost*.

- Etude n° 6 -

Ces incidents sont dus à la dissociation des hydrates de méthanes eux-mêmes causés par l'apport de chaleur lors de la production (fluides chauds de forage, production d'hydrocarbures chauds des profondeurs...).

Ressources

Malgré une investigation intense, le dimensionnement des accumulations d'hydrates de gaz est basé principalement sur des conditions théoriques de stabilité plutôt que sur des mesures directes de présence et de concentration dans les réservoirs. D'où l'incertitude quant à la quantification des ressources. Le tableau 5 montre les variations considérables (de 0,9 à 7 000 Ttep) des estimations de ressources de gaz d'hydrates dans le monde. Cependant, le traçage d'une courbe de tendance (fig. 2) des différentes valeurs citées dans la littérature à partir de 1988, montre que ces dernières oscillent dans une plage comprise entre 13 et 24 Ttep, ce qui représenterait 96 à 170 fois la quantité de réserves prouvées de gaz naturel libre d'aujourd'hui.

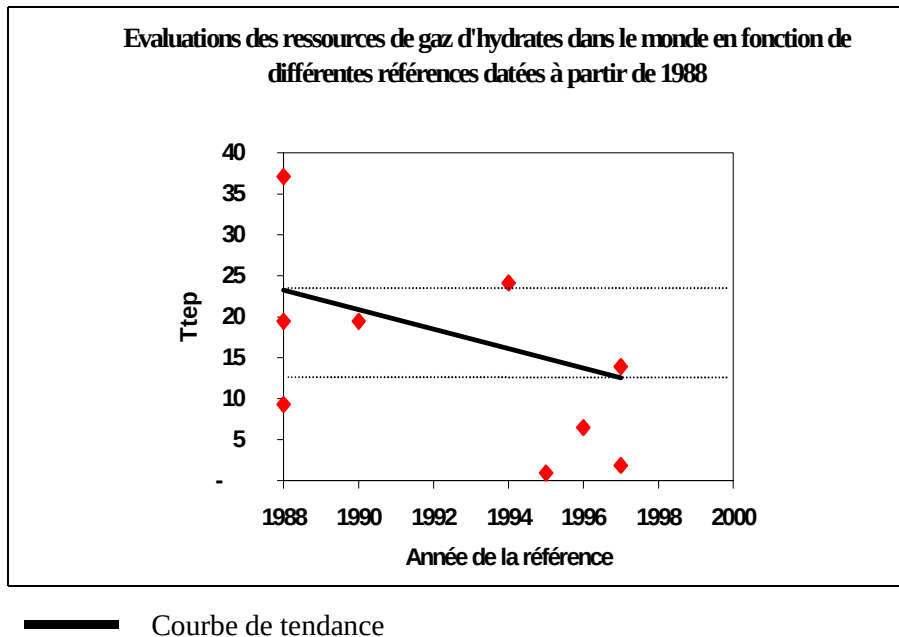
Tableau 5
Estimations des ressources mondiales de gaz contenu dans les hydrates

	Estimations des réserves de méthane, Ttep	Référence	Année
<i>Monde</i>	4,6	Trofimuk et al.	1977
	180	Dobrynin et al	1979
	2,9	McIver	1981
	7 000	Dobrynin et al.	1981
	2,9	Meyer	1981
	37	Kvenvolden and Claypool	1988
	9,3	Makogon	1988
	19	Kvenvolden	1988
	19	MacDonald	1990
	24	Gornitz & Fung	1994
	43	Harvey & Huang	1995
	0,93	Ginsburg & Solovuev	1995
	6,5	Holbrook et al.	1996
	14	Makogon	1997
	1,9	Dickens et al.	1997
<i>États-Unis</i>	180	Dobrynin et al	1979
	0,07	McIver	1979
	8,4	Collett Timothy	1998

Sources : Keith A. Kvenvolden, *Proc. Natl. Sci. USA* – vol.96, pp. 3420-3426, march 1999 – colloquium paper « potential effects of gas hydrate on human welfare »
G.D. Holder, V.A. Kamath, S.P. Godbole, « The potential of natural Gas hydrates as an energy resource », *the Annual Review Energy* 1984 Collett Timothy S., Kuuskraa Vello A., « Hydrates contain vast store of world gas resource »" – *Oil and Gas Journal*, May 11, 1998

- Etude n° 6 -

Figure 2
Evaluations des ressources de gaz d'hydrates dans le monde en fonction de différentes références datées à partir de 1988



Aux États-Unis, les ressources de gaz provenant des hydrates, estimées par l'USGS (US Geological Survey), se situent sur une plage de 3 à 18 Ttep pour des probabilités respectives de 95 % à 5 %. La valeur la plus probable s'élève à 8,4 Ttep.

La production des hydrates de méthane

L'extraction du méthane des hydrates est difficile parce que le gaz est sous forme solide et que les hydrates sont dispersés dans les environnements hostiles de l'Arctique et des mers profondes.

Trois voies in situ, techniquement possibles (démonstrations par modèles informatiques), sont principalement proposées pour la récupération des gaz :

- augmenter la température du réservoir au-delà de la température de formation de l'hydrate, par injection de vapeur ou d'eau chaude ;
- diminuer la pression des réservoirs en dessous de l'équilibre des hydrates ;

- injecter un inhibiteur tel que le méthanol dans le réservoir pour détruire les conditions d'équilibre.

La filière la plus prometteuse économiquement est celle de la dépressurisation. Le champ de gaz de Messoyakha (au nord de la Russie) est souvent utilisé comme exemple d'accumulation d'hydrocarbures, de laquelle le gaz a été extrait des hydrates par simple dépressurisation du réservoir. L'histoire de la production de gaz de ce champ démontrerait que les hydrates sont une source de production de gaz immédiate et que cette production pourrait être gérée avec des méthodes conventionnelles.

En effet, en 1969, au commencement de l'exploitation du gaz naturel sous forme libre du champ de Messoyakha, les mesures de pressions suivaient une baisse prévisible. Cependant, en 1971, les pressions du réservoir ont commencé à s'éloigner des valeurs attendues. Cette déviation a été attribuée à la libération de gaz par une couche d'hydrates située en dessous de la zone de gaz libre. Il a été estimé ainsi que 36 % du gaz produit provenaient de la dissociation de cette couche d'hydrates. Notons cependant que ce dernier chiffre reste à démontrer car plusieurs études récentes ont établi que finalement les hydrates de gaz n'auraient pas joué un rôle important dans la production de gaz dans le champ de Messoyakha.

Malgré son fort potentiel en ressources, de nombreux facteurs diminuent le potentiel des hydrates de gaz à devenir une source d'énergie comme :

- la faible perméabilité des sédiments qui empêcherait la récupération des gaz ;
- les accidents que pourrait entraîner leur exploitation ;
- et le manque d'intérêt de la part de l'industrie gazière envers cette voie non-conventionnelle d'exploitation qui n'a pas encore connu de réussite jusqu'à aujourd'hui ;

2.3. Les condensats et les liquides de gaz naturel

Généralités

Origines du gaz naturel

Avant de définir les termes de condensats et de liquides de gaz naturel, il est nécessaire de comprendre les différentes répartitions et compositions du gaz naturel.

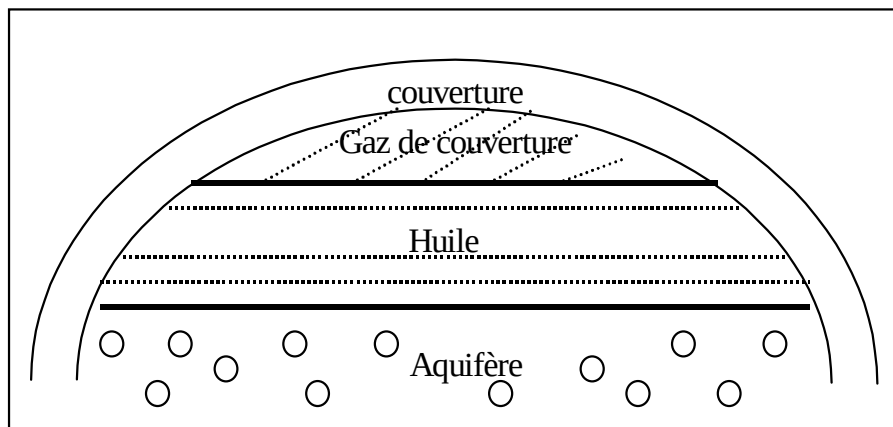
- Etude n° 6 -

Dans un premier temps, on pourra distinguer trois environnements principaux pour le gaz naturel :

- le gaz non associé, qui n'est pas en contact avec l'huile ;
- le gaz associé de couverture (gas-cap gas) qui, sous forme libre, couvre la phase huile dans le réservoir ;
- le gaz associé dissous dans l'huile dans les conditions du réservoir et qui est séparé lors du traitement sur champ du brut.

Les gaz associés sont représentés sur la figure 3.

Figure 3
Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé

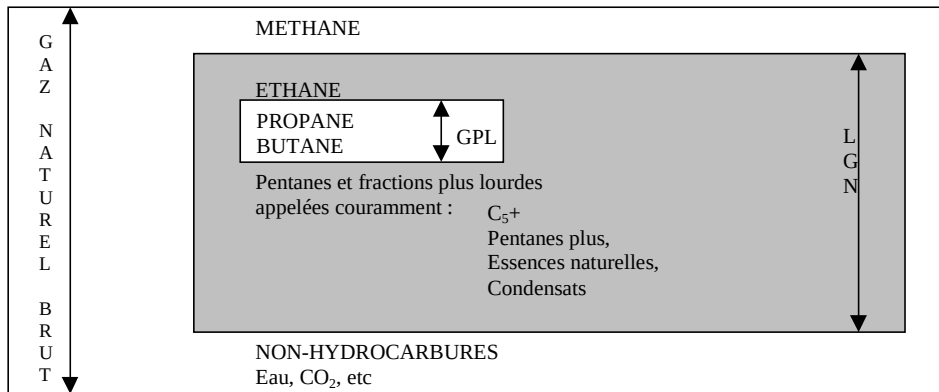


Terminologie des liquides de gaz naturel

Les liquides de gaz naturel comprennent, comme illustré sur la figure 4, tous les hydrocarbures contenant au moins deux atomes de carbone contenus dans le gaz brut :

- l'éthane ;
- les GPL (Gaz de Pétrole Liquéfiés), tels que le propane et les butanes (respectivement C_3 et C_4) ;
- les C_5+ , les Pentanes+, tels que les condensats ou les essences naturelles.

Figure 4
Terminologie des liquides de gaz



Composition du gaz naturel

Pour chacune de ces familles les gaz peuvent contenir plus ou moins de phase liquide.

D'une façon générale, les gaz associés possèdent presque systématiquement une forte proportion de fractions lourdes (éthane et hydrocarbures supérieurs) alors que les gaz non-associés suivant qu'ils sont secs, humides ou à condensats peuvent comprendre une fraction lourde qui varie de 2 à 20 % du volume du gaz naturel brut.

Les gaz non-associés peuvent contenir une phase liquide dans des proportions très variables. On pourra alors relever deux sous classes :

- le gaz sec qui ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production ;
- le gaz humide dont est extrait une phase liquide (comprenant les condensats) en cours de production en conditions de surface.

Le gaz naturel peut aussi contenir des impuretés en quantité très variable :

- le soufre, qui peut parfois être présent jusqu'à des proportions supérieures à 15 % (c'est le cas du gaz de Lacq : 15,3 %). Il faut souligner que la présence du soufre dans le gaz naturel peut altérer les turbines à gaz lors de la production d'électricité ;

- Etude n° 6 -

- le dioxyde de carbone, qui est l'impureté la plus fréquente dans tous les gaz naturels. Ses proportions volumiques moyennes sont de l'ordre de 0,5 à 10 %, mais peuvent atteindre jusqu'à 70 % dans certains gisements ;
- l'azote, qui comme le CO₂, est quasiment toujours présent dans les gaz naturels. Ses proportions volumiques moyennes varient de 0,5 à 5 %, et peuvent dépasser les 25 % dans certains cas.

On peut déplorer le fait que peu d'informations soient disponibles sur les compositions des gaz naturels. En effet, à l'inverse du pétrole dont les caractéristiques vont sensiblement influencer le fonctionnement et le dimensionnement des raffineries, le gaz naturel après traitement sur champ, aurait perdu toutes ses caractéristiques initiales pour rentrer dans une composition type définie par une norme. Pour cette raison, on trouve des études détaillées pour classer les bruts alors qu'il n'en existe pas pour le gaz naturel. Cependant, les tableaux 6 et 7 présentent une idée de la variété des gaz naturels.

Tableau 6
Compositions de quelques gaz non associés (% volumique)

	Groningue Pays-Bas	Lacq France	Frigg Norvège	Hassi R'Mel Algérie	Ourengoï (CEI)	Uch (Pakistan)	Kapuni (N.Zél.)	Valeurs moyennes typiques ¹
Méthane	81.3	69.0	95.7	83.7	85.3	27.3	45.6	98-95
Ethane	2.9	3.0	3.6	6.8	5.8	0.7	5.8	1-3
Propane	0.4	0.9		2.1	5.3	0.3	2.9	0.2-0.5
Butanes	0.1	0.5		0.8	2.1	0.3	1.1	0.2-0.5
C ₅ ⁺	0.1	0.5		0.4	0.2	-	0.8	-
Azote	14.3	1.5	0.4	5.8	0.9	25.2	-	-
H ₂ S	-	15.3	-	-	-	-	-	-
CO ₂	0.9	9.3	0.3	0.2	0.4	46.2	43.8	-

1 : proportions pour un gaz sec sans impuretés
Source : IFP (Valais, 1983)

Tableau 7
Compositions de quelques gaz associés (% volumique)

	Parentis (France)	Ekofisk (Norvège)	Maracaïbo (Venezuela)	Burgan (Koweït)	Kirkuk (Irak)	Ardjuna (Indonésie)	Valeurs moyennes typiques ¹
Méthane	73.6	83.3	82.0	74.3	56.9	65.7	80-60
Ethane	10.2	8.5	10.0	14.0	21.2	8.5	10-20
Propane	7.6	3.4	3.7	5.8	6.0	14.5	5-12
Butanes	5.0	1.5	1.9	2.0	3.7	5.1	2-5
C5+	3.6	1.0	0.7	0.9	1.6	0.8	1-3
Azote	-	0.3	1.5	2.9	-	1.3	-
H ₂ S	-	-	-	0.1	3.5	-	-
CO ₂	-	2.0	0.2	-	7.1	4.1	-

1 : proportions pour un gaz sec sans impuretés ; les proportions dépendent de la pression au séparateur

Source : IFP (M. Valais, 1983)

Les gaz associés et à condensats

Les gaz associés

Suivant les environnements d'exploitation des champs, les gaz associés sont traités de différentes façons. Dans les cas extrêmes, ils sont brûlés dans les torchères. Ils peuvent aussi être réinjectés dans les gisements dans l'attente d'un débouché commercial ou pour maintenir la pression dans les réservoirs d'huile. Enfin, dans les cas les plus favorables (où l'on dispose d'un réseau de transport et d'un marché), le gaz est traité et ses fractions lourdes extraites.

D'après le rapport annuel de CEDIGAZ ¹, on peut constater que durant les dix dernières années, le volume de gaz réinjecté s'est accru au rythme de 4,5 %/an. En 1998, le volume de gaz brûlé est donc en baisse avec une part de 3,8 % du volume total produit. À titre indicatif, la part de torchage pour les pays de l'OPEP représente 9,8 % de leur production brute en 1998, contre 63 % en 1973.

On peut attribuer cette évolution aux progrès techniques de récupération sur les champs pétroliers ainsi qu'aux perspectives d'utilisation croissante du gaz liées aux nouvelles contraintes d'environnement. Ces facteurs plaident donc en

(1) « Le Gaz Naturel dans le monde », CEDIGAZ, édition 1999.

- Etude n° 6 -

faveur d'un moindre gaspillage et d'une utilisation plus rationnelle des ressources gazières.

Les condensats

État de la production

Depuis les années soixante dix, les condensats issus des gaz naturels ont été mis sur le marché par des membres de l'OPEP, en supplément de leur quota de production de brut.

La production de ces liquides a toutes les chances de s'accroître avec l'augmentation de la production de gaz. Aujourd'hui, les condensats sont, soit mélangés directement au brut pour pallier le problème du transport, soit vendus en tant que tels aux raffineries, pour augmenter leur production de fractions légères. La quantité de condensats produite est donc le plus souvent mêlée aux chiffres de production de brut. Seuls les chiffres relatifs à l'exportation des condensats en tant que tels sont disponibles.

Ainsi pour l'année 2000, 2 500 Gm³ de gaz naturel, 125 Mt de GPL et 6,41 Mb de condensats ont été produits. Ce qui correspond, en termes énergétiques, à 140 Mtep de GPL et 0,8 Mtep de condensats officiellement commercialisés pour une production de 2 220 Mtep de gaz naturel.

Les caractéristiques

Comme le montre le tableau 8, les condensats sont des hydrocarbures légers que l'on peut assimiler, de par leur composition, à des naphthas.

D'une manière générale, les condensats :

- sont riches en hydrocarbures paraffiniques et naphthéniques en C₅-C₇ ayant un bon potentiel de production d'oléfines (éthylène et propylène) ;
- ont une teneur en soufre qui en moyenne ne gêne pas le vapocraquage. Ce qui les rend utilisables sans prétraitement de désulfuration dans les unités de vapocraquage.

En revanche, la faible teneur en aromatiques fait que la fraction essence des condensats possède un mauvais indice d'octane.

Tableau 8
Les condensats disponibles à l'exportation

Nom	Origine	°API
Sleipner	Mer du Nord	57
Hassi R'Mel	Algérie	61,5
Qatar	Moyen-Orient	68
Abu Dhabi	Moyen-Orient	54,8
Sharjah	Moyen-Orient	49,7
Dubaï	Moyen-Orient	50,3
Arun	Indonésie	54
Tunu	Indonésie	52
Tambora	Indonésie	50
Brunei	Brunei	65,1
Golfe de Siam	Thaïlande	55,3
Karachaganak	Asie Centrale	68

Source : J.P. Jonchère, IFP

Les réserves

Actuellement, il existe très peu de données sur les réserves de condensats ou de liquides de gaz. Seuls les États-Unis semblent avoir fait un inventaire précis de leurs réserves de condensats et de liquides de gaz naturel.

Ainsi, selon le DOE et l'EIA¹, les réserves prouvées de condensats représenteraient 4 % des réserves de gaz naturel aux États-Unis, et les liquides de gaz naturel représenteraient 25 % des réserves de gaz et d'huiles des États-Unis.

D'après une base de données Pétroconsultant de 1998, la part des réserves de condensats par rapport aux réserves prouvées de gaz naturel sera comprise entre 4 et 8 % dans le monde, à l'exception des États-Unis. Une étude plus approfondie ciblée sur la région de la mer du Nord, riche en gaz à condensats, permet d'évaluer les réserves de condensats à plus de 14 % des réserves de gaz brut. Cette valeur plus élevée s'explique par une abondance de champs à gaz humide et à condensats dans cette région (en particulier en Norvège).

(1) « U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 1996 », Energy Information Administration, Annual Report, 1996.

- Etude n° 6 -

En conclusion, il est très difficile actuellement d'évaluer les réserves de condensats et de liquides de gaz dans le monde. On pourrait cependant imaginer un ordre de grandeur de 6 % et de 25 % pour, respectivement, les condensats et les liquides de gaz naturel par rapport aux réserves prouvées de gaz dans le monde, soient environ 9 et 35 Gtep.

Production de carburants à partir des liquides de gaz naturel

Production de GPL

Afin de maximiser la récupération de GPL et le dégazolinage du gaz produit, on peut faire appel aux techniques de réfrigération et de distillation du gaz brut.

La réfrigération peut être effectuée à partir de trois concepts :

- une simple boîte froide mettant en œuvre un cycle de réfrigération par du propane ;
- une détente isenthalpique du type Joule Thomson réalisée par une vanne ;
- une réfrigération par turbine d'expansion.

Production de condensats

La séparation des condensats à basse température peut être réalisée par :

- une colonne de distillation adiabatique ;
- une colonne à échangeur – dephlegmateur.

La phase suivante de la séparation poussée des liquides est l'élimination du mercure qui empoisonne les catalyseurs et entraîne des problèmes de corrosion importants.

Ce contaminant est séparé du gaz naturel, des condensats et de l'eau, par l'intermédiaire de masses adsorbantes.

Les condensats sont généralement utilisés, dans le domaine de la pétrochimie, comme charges de vapocracquage pour la production d'oléfines. Il est aussi théoriquement possible de produire de l'essence à partir de ces hydrocarbures légers. Cependant, les quantités de condensats traitées par les raffineries sont trop faibles pour qu'il soit justifié d'installer une unité qui leur serait spécialement dédiée. C'est pourquoi ils sont souvent mélangés aux bruts avant leur entrée en raffinerie.

2.4. Offshore profond

Définition

Aujourd'hui, l'offshore est considéré, par la majorité des pétroliers, comme « profond » à partir d'une tranche d'eau de 500 m et comme « très profond » à partir de 1 500 m.

Historique

Les premiers travaux sur les bords de la mer Caspienne en Russie et du lac de Maracaïbo au Venezuela, sont apparus dès 1923, mais la première découverte offshore sérieuse a eu lieu en 1947 à 20 km des côtes au large de la Louisiane. Depuis 1978, avec entre autres la mise en production du champ de Cognac dans le golfe du Mexique par 312 m d'eau, des progrès fulgurants ont été réalisés. C'est ainsi qu'en 1997, Mensa, au Sud Est de la Nouvelle Orléans, commençait à produire du gaz par plus de 1 650 m de profondeur.

À la suite des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979, des recherches intensives ont été menées pour rentabiliser l'offshore. Ces dernières ont permis ainsi, ces 20 dernières années, aux pétroliers de s'aventurer dans des zones toujours plus profondes.

Les régions de grands fonds dans lesquelles l'activité pétrolière se développe actuellement, se situent au large du Brésil, dans le golfe du Mexique, au Nord de la mer du Nord et dans le golfe de Guinée.

Ressources

La mer profonde représente 55 millions de km² de bassins sédimentaires, soit presque 4 fois l'offshore classique. Même si sur l'ensemble de cette surface toutes les zones ne présentent pas le même intérêt en termes de potentiel pétrolier et gazier, force est de constater que moins de 5 % sont couverts par des permis.

En 1998, 8,2 Gtep de réserves prouvées ont été décelées ¹ en offshore profond, dont 1,1 Gtep en offshore ultra-profond.

(1) Infield, septembre 2000.

- Etude n° 6 -

Les estimations concernant les réserves totales en offshore profond sont hypothétiques. Selon plusieurs opérateurs, elles s'étaleraient sur une plage comprise entre 22,6 Gb (3 Gtep) et 86 Gb (12 Gtep) pour 1 034 Gb (141 Gtep) de réserves prouvées d'huile dans le monde.

Production

Les conditions naturelles du milieu marin profond présentent certaines caractéristiques radicalement différentes de celle rencontrées en offshore classique. En effet, la tranche d'eau est importante et les courants marins omniprésents. Les pressions sont élevées, les températures très basses et les sols instables. Enfin, les réservoirs de ces zones sont généralement peu enfouis et les formations mal consolidées.

Les solutions retenues pour forer et produire du pétrole par faibles profondeurs consistaient le plus souvent à mettre en place des structures lourdes posées sur le fond de mer.

Dans le cas des zones profondes, l'épaisseur de la tranche d'eau a imposé la conception de systèmes flottants tels que les FPSO (« Floating Production Storage and Offloading ») et les TLP (« Tension Leg Platform »). Ces nouvelles architectures permettent de limiter le nombre de liaisons fond-surface.

Parallèlement, sont apparues les lignes de risers dont la mise au point a nécessité le développement de nouveaux matériaux alliant robustesse et souplesse afin de résister aux importants mouvements des installations de surface et aux fortes pressions.

On comprendra facilement que toutes les technologies précitées, défiant les conditions ingrates de climat et de structure des sols marins en eau profonde, sont très onéreuses. L'unique façon de rentabiliser le forage en eau profonde est donc d'augmenter considérablement la productivité des puits tout en diminuant les coûts de construction. Les puits horizontaux ont permis ainsi :

- de réduire considérablement les coûts de production unitaires, grâce au forage de plusieurs puits à partir d'une seule plate-forme ;
- d'augmenter considérablement la productivité des puits grâce à l'amélioration du drainage.

2.5. Bilan de l'ensemble des énergies fossiles

2.5.1. Bilan des ressources probables en place

Les ressources conventionnelles

Les réserves prouvées

L'ensemble des réserves des énergies fossiles conventionnelles est estimé par BP AMOCO ¹ à 775 Gtep avec une part respective de 18 %, 18 % et 64 % pour le brut, le gaz et le charbon et un ratio R/P (réserve/production), respectivement, de 41, 62, 230 ans. Le charbon représente une part très importante des ressources fossiles conventionnelles. Ces différentes répartitions sont assemblées dans le tableau 9.

Tableau 9
Réserves prouvées des énergies fossiles conventionnelles

	Réserves prouvées Gtep	Répartition (%)	Ratio R/P
Huile	141	18	41
Gaz	143	18	62
Charbon dont :	492	64	230
lignite et sub-bitumineux	178	36	-
anthracite et bitumineux	315	64	-

Les réserves en place

Les résultats des ressources en place sont basés sur l'étude de WEC ² de 1998 et mis à jour, dans le cas du gaz naturel, par les données disponibles de Cédigaz (2000). Ils comprennent à la fois les ressources en place prouvées et les ressources additionnelles probables. Ces chiffres sont des ordres de grandeur et ne doivent être considérés que comme tels. Le tableau 10 rassemble les données relatives aux ressources en place probables (incluant les ressources en place prouvées).

(1) « Statistical Review of World Energy June 2000 », BP AMOCO.

(2) « Survey Of Energy Resources », World Energy Council, 1998.

Tableau 10
Réserves en place prouvées et probables
des énergies fossiles conventionnelles

	Ressources en place probables (Gtep)	Répartition %
Charbon dont :	4 000	78
<i>charbon bitumineux et anthracite</i>	2 200	43
<i>charbon sub-bitumineux</i>	1 300	25
<i>lignite</i>	500	10
Brut	910	18
Gaz	220	4
Total	5 130	100

Source : WEC 98, Cedigaz

La quantité énergétique des ressources conventionnelles en place serait évaluée ainsi à 5 130 Gtep dont 78 % pour le seul charbon.

On pourra noter que les proportions de gaz naturel et d'huile sont équivalentes en termes de réserves prouvées et très différentes en termes de ressources probables en place. Cette différence s'explique par deux phénomènes. Le premier est tout simplement lié au fait que le taux de récupération est d'environ 80 % pour le gaz naturel et de 30 % pour les huiles. Le second est la sous-estimation probable des ressources additionnelles du gaz naturel. En effet, même si le gaz naturel est en expansion depuis quelques années, il fait l'objet de peu d'explorations au rang mondial par rapport au pétrole, le marché créant la ressource pour ainsi dire. À titre indicatif, les ressources additionnelles estimées par le WEC s'élèvent à 40 % des ressources en place prouvées pour le pétrole et à 17 % pour le gaz naturel.

Bilan de l'ensemble des ressources fossiles

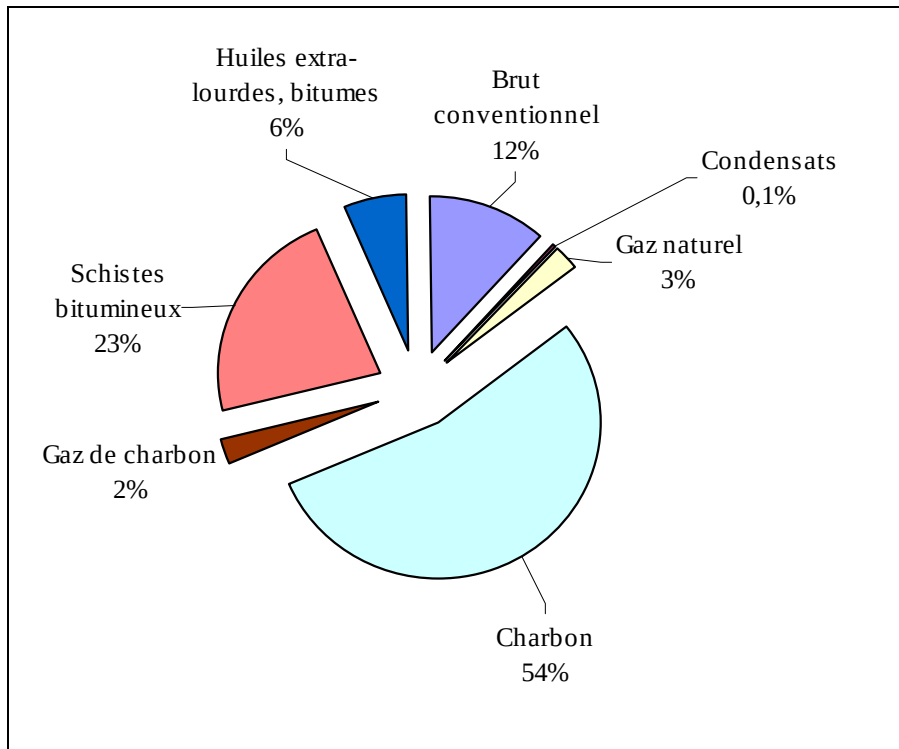
Le tableau 11 et la figure 5 présentent la répartition de l'ensemble des ressources probables en place des énergies conventionnelles et non conventionnelles énumérées dans les chapitres. Il manque à ce recensement certaines énergies non conventionnelles qui n'ont pas été traitées, comme par exemple les gaz de schistes, de réservoir compact et ceux des aquifères profonds.

Etant donné la grande incertitude concernant la détermination des ressources des hydrates de gaz par rapport aux autres, ces derniers ne sont pas insérés dans la figure 5.

Tableau 11
Ressources probables en place des énergies fossiles conventionnelles
et non conventionnelles (ordres de grandeur)

	Ressources en place - Gtep
Brut conventionnel	900
Condensats	8
Gaz naturel	220
Charbon	4 000
Gaz de charbon	180
Schistes bitumineux	1 720
Huiles extra-lourdes, bitumes	470
Total	7 500
<i>Hydrates de gaz</i>	<i>1000 – 40 000</i>

Figure 5
Répartition des ressources probables en place des énergies fossiles
conventionnelles et non conventionnelles



À la lecture de la figure 5, on pourra noter la part importante (54 % des ressources totales inventoriées, hors hydrates de gaz) du charbon par rapport aux autres énergies considérées. Les schistes bitumineux viennent ensuite en deuxième position avec une proportion de 23 %. Les huiles conventionnelles et extra-lourdes prennent une place non négligeable avec, respectivement, un pourcentage de 12 % et 6 %. Les autres énergies, en revanche, se répartissent le reste du gâteau avec des parts variant de 0,1 à 3 %. Cette hiérarchie pourrait être perturbée, en particulier pour les schistes bitumineux, si l'on considérait uniquement les ressources techniquement et économiquement récupérables.

Notons cependant, que ce schéma pourrait être radicalement bouleversé si l'on y ajoutait les hydrates de gaz. Ces derniers pourraient en effet représenter à eux seuls, selon les chiffres de ressources communiqués dans la littérature depuis

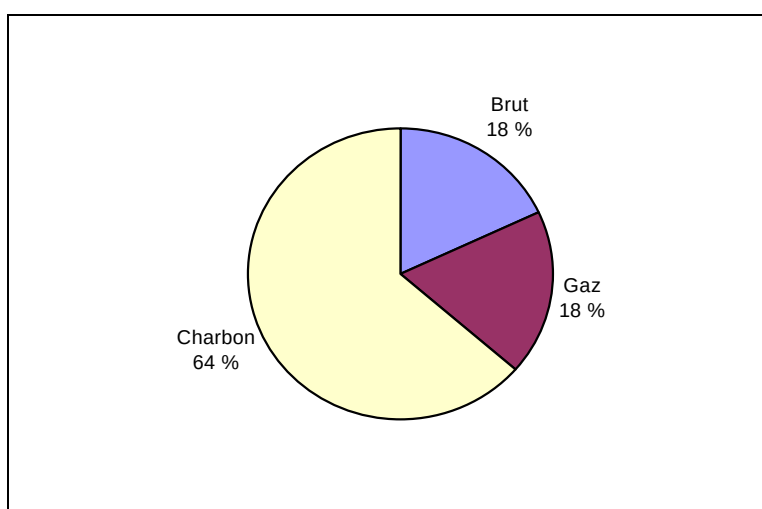
1988, 1 à 7 fois la quantité en place totale de l'ensemble des énergies fossiles traitées dans la figure 5. Si ces quantités sont astronomiques par rapport aux énergies conventionnelles, elles restent néanmoins très variables et ne permettent pas de mettre en évidence la quantité récupérable. Le défi à ce jour est donc de déterminer plus précisément la quantité présente d'hydrates de gaz dans le monde et leur potentiel d'exploitation.

2.5.2. Les ressources récupérables

Les énergies conventionnelles

Concernant les ressources fossiles conventionnelles, les chiffres donnés par les différentes sources sont cohérents entre eux. Nous prendrons les chiffres de BP Statistical comme référence (cf. paragraphe 1.1). La répartition des réserves prouvées correspondante est illustrée par la figure 6.

Figure 6
Réserves prouvées des énergies conventionnelles



- Etude n° 6 -

Les énergies non conventionnelles

Certaines ont fait l'objet d'études poussées et leur exploitation est envisagée. On compte parmi elles les bruts extra-lourds et bitumes du Venezuela et du Canada.

D'autres sont mal connues parce que peu exploitées. C'est le cas des gaz de charbon (exploités uniquement aux États-Unis) et des schistes bitumineux (très peu exploités dans le monde).

Enfin, les hydrates n'ont jamais donné lieu à une exploitation, les taux de récupération possibles sont totalement inconnus.

Les bitumes et bruts extra-lourds du Venezuela et du Canada

Selon les quantités d'huile récupérables annoncées par TotalFinaElf et Alberta Energy, respectivement pour les bruts extra-lourds du Venezuela et les sables asphaltiques du Canada, le taux moyen de récupération de l'ensemble de ces huiles serait d'environ 21 %.

Les schistes bitumineux

Dans la littérature, les taux de récupération sont hautement spéculatifs. Ils varient en effet de 1 à 37,5 % de l'équivalent huile en place :

- en supposant que la production d'huile de schistes est rentable à partir d'un seuil de concentration d'équivalent huile dans la roche mère de l'ordre de 80 l/tonne ;
- en tenant compte du fait que la part de schistes contenant plus de 100 l d'équivalent huile par tonne est située entre 4 et 8 % ;
- enfin, en se basant sur l'étude du WEC ¹ ;

on peut imaginer, de façon très spéculative, un taux de récupération d'environ 10 %.

Les gaz de charbon

Les gaz de charbon sont exploités aujourd'hui uniquement aux États-Unis. D'après les recherches de l'USGS ¹ dans le domaine, 2,6 Gtep de méthane

(1) *Survey of energy resources, WEC, 1998*

seraient économiquement récupérables sur les 18,4 Gtep présents aux États-Unis. Le taux de récupération par rapport aux gaz de charbon en place serait alors approximativement de 14 %.

Les gaz d'hydrates

Les gaz d'hydrates n'ayant jamais été exploités jusqu'à aujourd'hui et les estimations des ressources étant déjà hautement spéculatives, il est impossible d'avoir une idée sur leur taux de récupération. Aujourd'hui, nous pouvons seulement affirmer que la quantité de gaz d'hydrates présents dans le monde excède très largement celle du gaz naturel conventionnel. Très peu de travaux ont été effectués sur leur mode de récupération. Le défi aujourd'hui est donc de mieux maîtriser ce domaine. Pour cela, le Japon, l'Inde et les États-Unis ont lancé d'importants programmes nationaux de recherche.

Les étapes de conversion

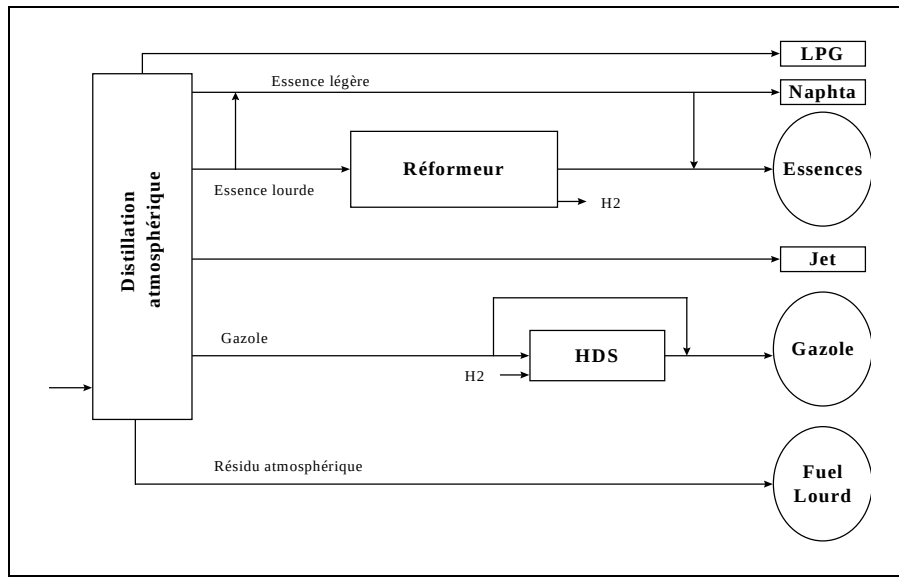
2.6. Production de carburants à partir des huiles synthétiques ou conventionnelles : le procédé classique de la raffinerie

L'industrie du raffinage a subi de fortes transformations durant ces cinquante dernières années. Selon la conjoncture économique, la demande en produits pétroliers et les spécifications à respecter pour préserver l'environnement, trois périodes sont à considérer.

Jusqu'aux années soixante dix, la plupart des raffineries ont une structure simple. Comme le montre le schéma 1, une raffinerie simple se compose essentiellement d'une distillation atmosphérique, dont seules les essences lourdes subissent, après pré-traitement, une transformation dans l'unité de reformage catalytique. Cette unité permet d'améliorer l'indice d'octane des essences et de répondre ainsi à la demande et aux spécifications. Par ailleurs, elle fournit l'hydrogène nécessaire à l'hydrodésulfuration (HDS) d'une partie du gazole issu de la distillation atmosphérique. Le résidu atmosphérique étant valorisable comme fioul lourd à cette époque, aucune conversion supplémentaire n'était nécessaire.

(1) Timothy S. Collet, « *Energy Resource Surveys Program* », *US Geological Survey Fact Sheet FS-019-97* (accès Internet : <http://energy.usgs.gov/factsheets/Coalbed/coalmeth.html>)

Schéma 1 Raffinerie simple



Suite aux deux chocs pétroliers de 1973 et 1979, les importations de pétrole brut sont minimisées dans de nombreux pays et la demande en fioul lourd diminue (substitué par le charbon moins onéreux ou le nucléaire pour la production d'électricité). Ainsi, cherchant à valoriser au maximum les volumes de brut traités, les schémas de raffinage se complexifient de plus en plus (cf. schémas 2 et 3). Afin de s'adapter à l'évolution de la structure de la demande, les raffineurs investissent dans des unités de conversion, comme le Fluid Catalytic Cracking (FCC), qui permettent de transformer une partie des résidus en distillats légers (GPL, essences) et moyens (carburacteur, gazole).

Schéma 2
Raffinerie classique

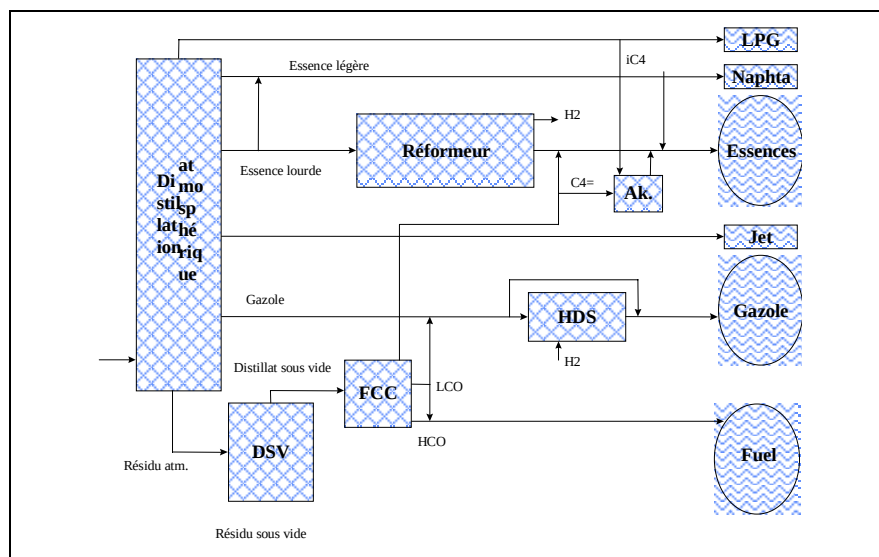
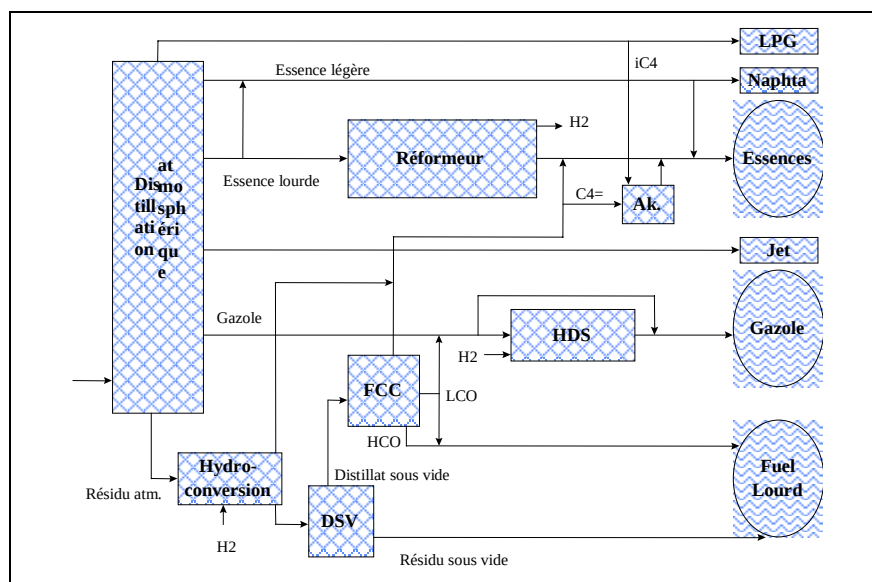


Schéma 3
Exemple de raffinerie avec conversion profonde



- Etude n° 6 -

Dans les années quatre vingt dix, les contraintes sont d'un autre ordre. Les raffineries doivent en effet faire face à des spécifications toujours plus strictes, notamment sur les carburants et les fiouls lourds. Elles se voient donc obligées d'optimiser leur schéma de procédé et d'investir dans de nouvelles unités pour atteindre les critères de qualité requis.

Dans l'avenir, les compagnies pétrolières devront continuer à relever le défi de l'évolution de la demande en produits : de moins en moins de fiouls lourds au profit de produits plus légers (carburants, naphta, GPL), avec des spécifications plus sévères, notamment en terme de teneur en soufre (50 ppm dans les carburants en Europe à l'horizon 2005, voire 10 ppm un peu plus tard) et de teneur en aromatiques. Pour cela les raffineurs peuvent jouer sur la qualité des bruts qu'ils traitent, sur les échanges de produits intermédiaires et sur l'adaptation de leur outil de raffinage :

- la qualité des huiles. Le raffineur peut en effet choisir de ne raffiner que des bruts peu soufrés. Mais si tout le monde choisit cette option, le prix des bruts à basse teneur en soufre va augmenter et leur disponibilité risque de faire défaut (réserves faibles par rapport à la production). Cette solution est donc partielle et/ou transitoire ;
- les échanges de produits intermédiaires. Ces derniers consistent à vendre sur la marché les résidus excédentaires (ainsi qu'une partie des essence dans le cas de la France) et acheter les produits déficitaires (principalement du Gazole). Ceci n'est cependant possible que si le marché offre les débouchées et ressources nécessaires, ce qui ne serait pas cas si tous les raffineurs avaient les mêmes besoins ;
- l'adaptation de l'outil de raffinage. Cette option requiert en premier lieu l'existence de technologies appropriées (ce qui n'était pas le cas jusqu'ici pour fabriquer des carburants à 10 ppm de soufre par exemple). Elle implique également des investissements relativement lourds dont le choix est très lié à l'évolution de la structure de la demande en produits (rapport quantitatif entre l'essence et le gazole notamment) et à l'évolution de certaines spécifications-clefs telles que la teneur en soufre ou en aromatiques. Or ces évolutions sont incertaines. De plus, la conversion des résidus en produits plus légers ainsi que la sévèrisation des spécifications des produits (en particulier la réduction de la teneur en aromatiques) induisent une augmentation des émissions de CO₂ des raffineries correspondant, entre autre, au rejet du carbone en excès dans le pétrole brut, par rapport au contenu moyen en carbone des produits (qui va en diminuant).

Tributaires d'un côté des ressources en brut et des aléas de son prix, et de l'autre de spécifications des produits et de normes environnementales (rejets atmosphériques, déchets, ...) de plus en plus contraignantes, les raffineurs se trouvent dans une situation complexe qui les oblige à arbitrer, au coup par coup, au gré de l'évolution relative de tous ces paramètres. De sorte, qu'aujourd'hui, il est difficile d'évaluer l'impact en terme d'émissions de CO₂ des futures spécifications. C'est pourquoi nous n'avons pas pu traiter ce cas dans l'étude. Notons cependant qu'une étude est en cours sur ce sujet associant TotalFinaElf et IFP.

2.7. Production de carburants de synthèse (les voies GTL)

Dans ce chapitre, une première partie est consacrée à la production de gaz de synthèse. C'est en effet la première étape indispensable à la conversion chimique des hydrocarbures en carburants.

Production de gaz de synthèse

La production de gaz de synthèse (nommé couramment « syngas ») consiste à transformer des combustibles fossiles en monoxyde de carbone et hydrogène.

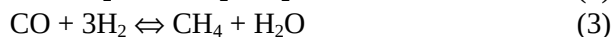
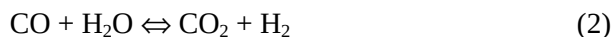
Trois voies majeures peuvent être identifiées : le vaporéformage, l'oxydation partielle et le procédé dit autotherme.

Le vaporéformage

Il est le procédé industriel le plus économiquement viable et le plus répandu à ce jour. Il peut convertir une large gamme d'hydrocarbures depuis le gaz naturel jusqu'au naphta et au fioul léger, à condition qu'ils soient totalement désulfurés. La réaction chimique principale en jeu est la suivante :



Deux autres réactions ont également lieu :



Les principales caractéristiques de ce procédé sont les suivantes :

- le système possède un bon rendement énergétique et matière ;

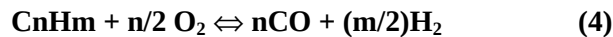
- Etude n° 6 -

- la combustion additionnelle génère des polluants dont le niveau doit être maintenu le plus bas possible.

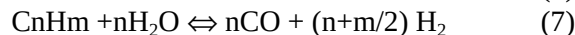
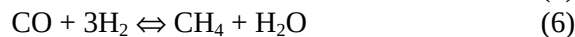
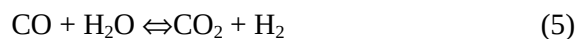
L'oxydation partielle

Ce procédé, essentiellement thermique, est surtout utilisé sur des installations industrielles pour produire de l'hydrogène à partir de charges plus lourdes que le naphta (charbon, résidus lourds,...). Mais, il peut également fonctionner avec des hydrocarbures légers. Par ailleurs, les installations industrielles utilisent généralement de l'oxygène pur.

La réaction majeure est la suivante :



D'autres réactions ont également lieu comme :



Ce procédé, par rapport au vaporéformage permet :

- une plus grande flexibilité sur le choix du combustible d'alimentation (du gaz naturel jusqu'au diesel, charbon et huile lourde) ;
- de produire de la chaleur grâce à l'exothermicité de la réaction.

Ces aspects sont cependant compensés par :

- un rendement en hydrogène plus faible ;
- une demande en oxygène importante.

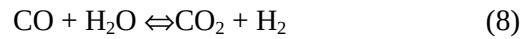
Le procédé autotherme

Ce procédé est une combinaison des deux réactions précédemment décrites. L'idée est de profiter de l'exothermicité de l'oxydation partielle pour combler l'endothermicité du vaporéformage.

L'unité de conversion du CO en hydrogène (ou « Shift »)

Cette unité est systématiquement associée à la production de syngas. Elle permet en effet de réguler le rapport H_2/CO suivant le carburant souhaité (cf. tableau 12). Le principe est de faire réagir le monoxyde de carbone avec de

l'eau pour obtenir de l'hydrogène supplémentaire selon la réaction exothermique suivante :



Cette réaction se fait, en général, en deux étapes successives : la première à haute température (340 à 450 °C) et la seconde à basse température (200 à 250 °C).

Tableau 12
Ratios H₂/CO optimaux selon l'utilisation du syngas

Procédé	Fischer Tropsch	Alcool carburant	Méthanol
H ₂ /CO ratio	1.7 (Arge) 2.4 (Synthol)	1	2

Production de carburants

La production de gazole par le procédé Fischer-Tropsch (FT)

Parmi les sociétés ayant développé ce procédé, trois se distinguent plus particulièrement : SASOL, Shell et Exxon. La première a développé en Afrique du Sud, pour cause de boycott, un programme d'autarcie en essence en utilisant le procédé FT à partir de la gazéification du charbon. Shell de son côté a installé une unité de production de gazole à partir de gaz naturel en Malaisie. Enfin, depuis plusieurs décennies Exxon a conduit un gros effort de recherche dans le domaine sans réalisation à ce jour.

De nombreux projets sont en cours actuellement. Ils sont rassemblés dans les tableaux 13 et 14.

Tableau 13
Principaux projets GTL (Gas to Liquids)

Pays producteur	Compagnies	Capacité (baril/jour)	Investis. (milliards de \$)
Alaska	Exxon	100 000	-
Abu Dhabi	Shell/Adnoc	60	0,5
Australie	Syntroleum Corp	10 000	0,4
Bangladesh	Royal Dutch-Shell	50 000	-
Bésil	Texaco, Petrobras	-	-
Égypte	Shell/EGPC	75 000	1,7
Indonésie	Shell/Pertamina	70 000	-
Iran	Shell/NPC & Nioc	70 000	1,4
Nigeria	Chevron/NNPC	33 000	1,2
Norvège	Statoil, Sasol	-	-
Qatar	Exxon	100 000	-
Qatar	Shell/QGPC	100 000	-
Qatar	Sasol, phillips, QGPC	30 000	0,78
Trinidad & Tobago	Shell	75 000	-
Royaume-Uni	Texaco, Mobil, Shell, BP, TotalFinaElf, Conoco (projet Aurora)	50 000 – 200 000	-
Etats-Unis	Shell/Alaskan North Slope	100 000	-
Etats-Unis	BP (région de Nikiski)	300	3
Etats-Unis	ANGtL/Forest Oil	12 000	0,09
Etats-Unis	ANGtL/Forest Oil	50 000	-
Etats-Unis	Syntroleum (Sweetwater), Enron	800	-

Source : Cedigaz, TotalFinaElf

Tableau 14
Installations pilote GTL

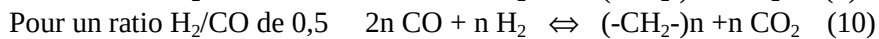
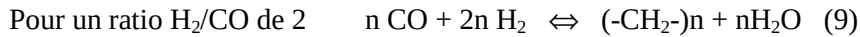
Compagnies	Capacité (baril par jour)
Exxon Baton Rouge	200
Arco Cherry Point	70
Syntroleum Tulsa	2

Source : TotalFinaElf

Ce procédé permet de convertir le gaz de synthèse en hydrocarbures, alcools, cétone, acides organiques. Les catalyseurs utilisés sont d'une grande variété. On peut compter parmi eux le fer, le cobalt, le ruthénium et le dioxyde de thorium.

Pour la production de carburants, les plus couramment employés sont le fer et le cobalt. Le fer est le catalyseur choisi pour son coût avantageux par SASOL.

Les réactions de ce procédé peuvent être représentées comme suit :



Elles sont liées à la réaction de shift citée dans le paragraphe précédent.

Les produits du procédé sont principalement le naphta, le diesel et le kérosène. Le gazole sortant est de très bonne qualité puisqu'il ne contient pas de soufre et possède un indice de cétane très élevé. En revanche, le naphta ne peut fournir une essence de bonne qualité, l'indice d'octane associé étant mauvais. Il est donc destiné à la pétrochimie pour la production d'oléfines.

La synthèse du méthanol

La production de méthanol à partir de gaz de synthèse se fait selon la réaction suivante :

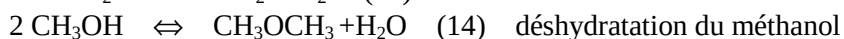
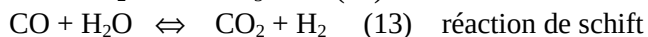
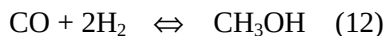


Le catalyseur principalement utilisé dans ce cas est le cuivre à une température d'environ 250 °C et sous une pression de 50 à 100 bars. La société ICI a été la première à développer ce procédé en 1966. Ont suivi ensuite Lurgi et Chemsystem.

La synthèse du DME (DiméthylEther)

Il existe principalement deux voies d'obtention du DME : un procédé à partir de la déshydratation du méthanol et un procédé direct à partir du gaz de synthèse développé par la société Haldor Topsoe, qui consiste à effectuer simultanément la synthèse du méthanol et du DME.

Les trois principales réactions permettant de synthétiser du DME à partir de gaz de synthèse sont les suivantes :



- Etude n° 6 -

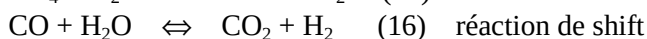
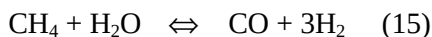
Les réactions (12) et (13) représentent les conversions classiques de la formation du méthanol. L'intérêt de combiner à la fois les trois réactions dans une seule et même étape est d'améliorer considérablement le taux de conversion du gaz de synthèse et donc le rendement énergétique. En effet, l'équilibre de la réaction (14) étant fortement en faveur de la production de DME, va permettre de déplacer de façon sensible celui de la réaction (12) dans le sens de la production de méthanol. De plus, l'eau fournie par la réaction (14) est utilisée dans la réaction de shift (13), ce qui favorise davantage la production de DME. Toutes ces interactions améliorent donc sensiblement le rendement du procédé.

La production d'hydrogène

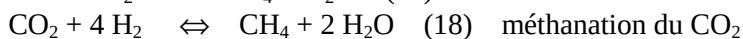
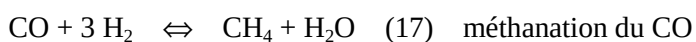
Hormis la production provenant de certaines unités de raffiage ou de pétrochimie (réformage catalytique et vapocraquage), l'hydrogène peut être produit par électrolyse ou à partir de gaz de synthèse.

- Hydrogène issu de la production de gaz de synthèse

Pour maximiser la production d'hydrogène, les deux principales réactions chimiques à mettre en œuvre sont la production du gaz de synthèse et la conversion du CO :

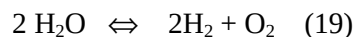


L'hydrogène à ce niveau subit généralement une étape de purification. Deux principales voies sont alors envisageables : la méthanation (réactions 17 et 18) ou l'adsorption sélective sur tamis moléculaires (procédé PSA).



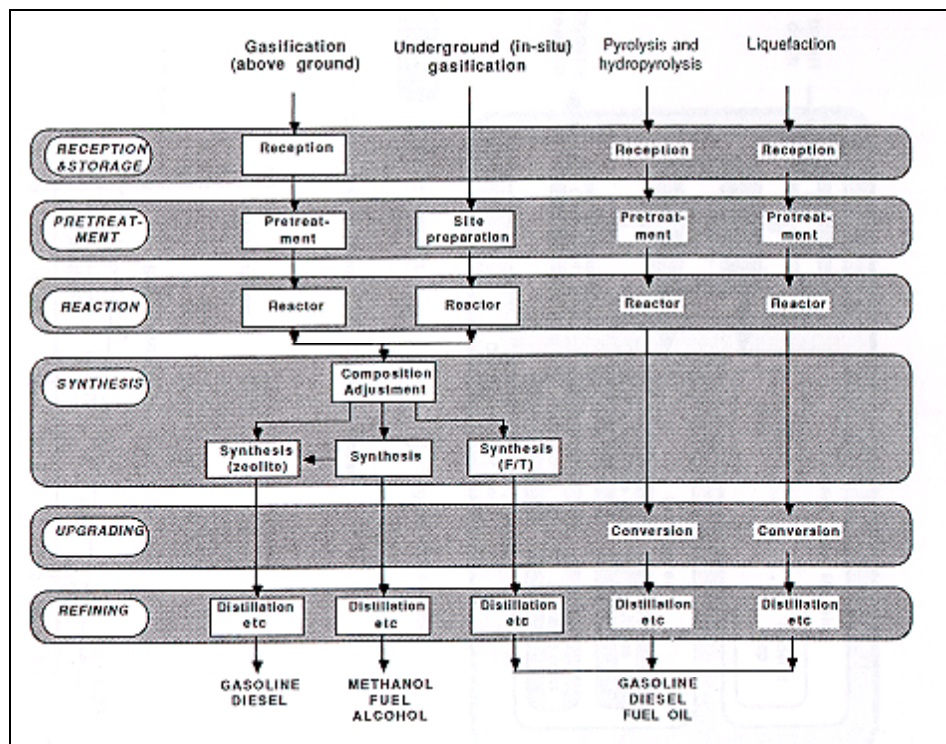
- Hydrogène issu de l'électrolyse de l'eau

Ce procédé qui consiste à séparer l'eau en hydrogène et oxygène par le principe de l'électrolyse a pour défaut d'être très consommateur énergie primaire.



2.8. Production de carburants à partir du charbon

Figure 7
Représentation des différentes technologies de production de carburant à partir du charbon



Source : « Liquids fuels by indirect liquefaction of coal: process identification and assessment », AV Brid water, 5N3V 0032-UK – Aston University.

La figure 7 met en évidence les trois principales voies de production de carburants à partir de charbon :

- la conversion indirecte du charbon via la gazéification ;
- la pyrolyse et la synthèse de combustibles liquides ;
- la conversion directe du charbon via le procédé de liquéfaction.

- Etude n° 6 -

Production de gazole, hydrogène, méthanol par le procédé de gazéification

La gazéification, appelée parfois oxydation partielle (Chapitre VIII-2.1.2 - oxydation partielle), permet de convertir un solide en une forme gazeuse renfermant le maximum d'énergie contenue initialement dans le combustible d'origine. L'efficacité de conversion du carbone s'élève aujourd'hui à 99 % pour un tel procédé.

Trois principaux types de gazéifieur peuvent être identifiés : à flux entraîné, à lit fixe ou à lit fluidisé.

Production d'huile synthétique via la liquéfaction du charbon

Le principe est de transformer le charbon en hydrocarbures liquides par l'action de l'hydrogène à des pressions voisines de 200 bars et à des températures comprises entre 400 et 450 °C. L'huile synthétique obtenue nécessite un post-traitement avant son entrée en raffinerie.

Production d'huile synthétique par la pyrolyse

Elle permet de décomposer le charbon sous l'action de la chaleur en l'absence d'air ou d'oxygène en :

- matières volatiles (M.V.) composées principalement de H_2 et CH_4 et des vapeurs combustibles d'eau, d'huile et de goudrons ;
- résidu solide (coke).

3. Évaluation des consommations d'énergie et des émissions de CO_2 des différentes filières énergétiques de production de carburants « du puits au réservoir », puis « du puits à la roue »

Méthodologie et principales hypothèses

3.1. Présentation de la méthodologie

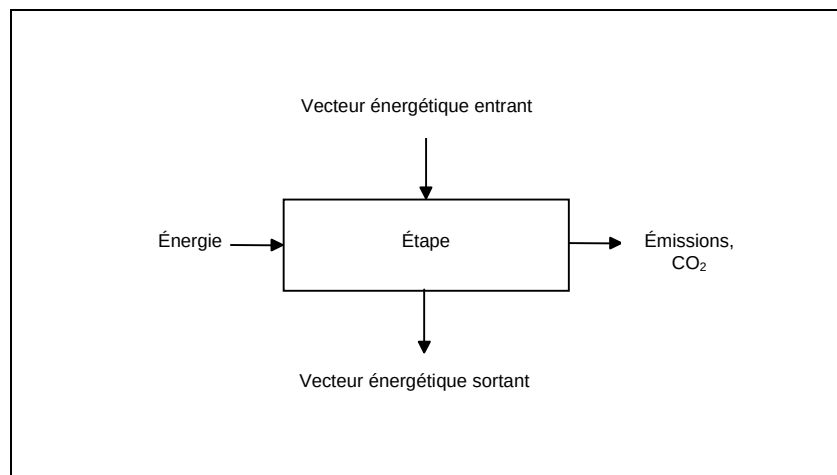
La méthodologie employée permet d'estimer les émissions sur tout le cycle du combustible : de l'extraction jusqu'au réservoir dans le véhicule. Elle a déjà été

utilisée par N.J EYRE pour l'ETSU (« Energy Technology Support Unit ») en 1991 dans son rapport « Gaseous emissions due to electricity fuel cycles in the UK » et dans différentes études des cahiers du CLIP (Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement) en 1993, 1995, 1998 et 2000.

Chaque filière est décomposée en plusieurs étapes reposant sur l'identification de modules unitaires. Chacun correspond à une transformation précise dans la filière, de telle sorte que mis bout à bout, ces modules conduisent à l'élaboration d'un organigramme pour chaque chaîne de production et de distribution. Les principales phases de l'analyse sont les suivantes :

- identification des différents modules ;
- élaboration de l'organigramme pour chaque filière ;
- description des entrées et sorties de chaque module.

Figure 8
Schéma d'un module type



Chaque module est caractérisé par :

- un vecteur énergétique entrant ;
- l'énergie utilisée au cours de l'étape ;
- un vecteur énergétique sortant ;
- un rendement de transformation ;
- des émissions de polluants associées aux consommations énergétiques ;
- des émissions de polluants associées aux pertes éventuelles lors de la transformation.

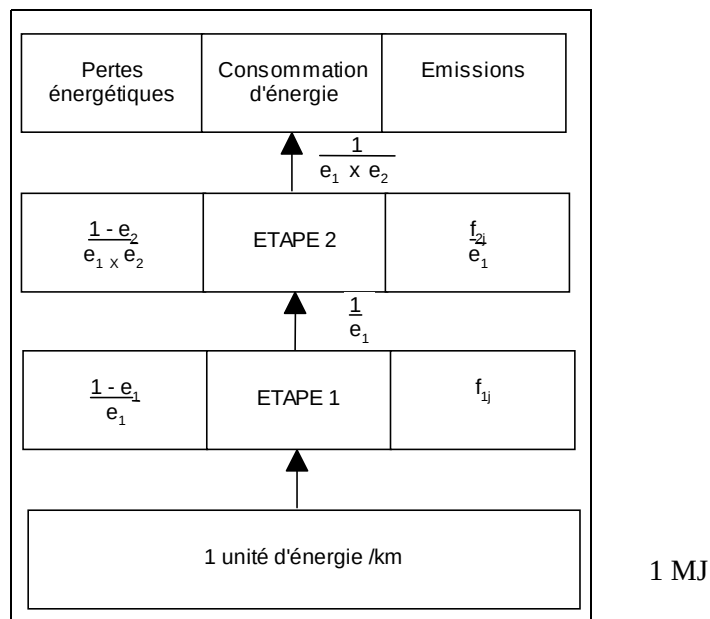
- Etude n° 6 -

En revanche, les émissions engendrées par la fabrication des équipements de production ou de transport ne sont pas prises en compte.

La méthodologie employée nécessite pour chaque module de déterminer un rendement associé à l'étape considérée et pour chaque polluant un facteur d'émissions proportionnel au flux sortant. Les hypothèses et les choix concernant les facteurs d'émissions et les rendements sont répertoriés dans les annexes 1 à 4 de l'étude.

Une fois les modules identifiés, leur intégration va permettre de reconstituer l'ensemble de la chaîne énergétique. La figure 9 détaille le schéma constitutif en montrant le calcul des besoins énergétiques et des émissions pour la production de 1 MJ de carburant. La démarche est ascendante et part d'une quantité de 1 MJ.

Figure 9
Schéma méthodologique



e_i : rendement énergétique de l'étape n

f_{ij} : facteur d'émission du polluant j pour l'étape n

3.2. Présentation du champ de l'étude

Les chaînes énergétiques de production de carburants que nous avons retenues sont répertoriées dans le tableau 15.

Tableau 15
Matrice des filières traitées dans l'étude

	Essence	Gazole	DME	GPL	GNv	Hydrogène	Méthanol
Brut conventionnel	ok	ok	*	ok	/	*	*
Bruts lourds Récupération thermique	ok	ok	*	ok	/	*	*
Bruts lourds Récupération thermique Nouvelle technologie	ok	ok	*	ok	/	*	*
Bitume (sables asphal- tiques) (Athabasca)	ok	ok	*	ok	/	*	*
Brut extra-lourd (Orénoque)	ok	ok	*	ok	/	*	*
Offshore ultra profond	*	*	*	*	*	*	*
Gaz naturel	*	ok	ok	ok	ok	ok	ok
Charbon	ok ¹	ok ²	nd	ok ¹	/	ok ²	ok ²
Condensats	*	/ ³	/	/	/	ok	nd
Schistes bitumineux	ok	ok	nd	ok	/	*	*
Hydrates de gaz	*	ok	ok	/	ok	ok	ok

(1) Procédé de liquéfaction du charbon

(2) Procédé de gazéification du charbon

(3) Quelques condensats contiennent cependant une certaine proportion de coupes gazole

Symboles : * correspond soit à un manque de données, soit à une non nécessité de traiter la filière

/ correspond à une incompatibilité : le carburant ne peut être produit via la filière considérée.

ok signifie que la filière est traitée dans l'étude.

On notera que la matrice des filières de production de carburants peut s'extrapoler horizontalement et verticalement. En effet, dans cette étude certaines énergies fossiles, telles que les gaz de charbon, de schistes et des aquifères profonds, ne sont pas prises en compte. D'autre part, le kérosène est absent de la liste des carburants. Il aurait aussi pu être possible d'ajouter à la

- Etude n° 6 -

première ligne tous les combustibles destinés à la production d'électricité, de chaleur ou de gaz de ville.

Remarques

L'offshore profond

Suite à la consultation de plusieurs experts de l'IFP et de TotalFinaElf, il n'a pas été jugé nécessaire de traiter la filière de l'offshore profond. En effet, dans ce domaine, le facteur déterminant est le coût de la production. L'investissement dans le matériel d'exploitation étant très onéreux, les champs sont choisis de façon à être très productifs. Ces derniers, importants et éruptifs, n'entraînent donc pas de consommations énergétiques et d'émissions de CO₂ supplémentaires par rapport à la filière conventionnelle.

Production de gaz de synthèse

Les filières de production d'hydrogène, de méthanol ou de DME à partir d'huile n'ont pas été étudiées. Elles apparaissent en effet peu envisageables dans un scénario de production de carburants.

Production d'essence à partir de condensats

Cette filière, jugée peu réaliste, n'a pas été prise en compte.

3.3. Principales hypothèses de calcul

En préambule, on retiendra que les valeurs associées à toutes ces filières font l'objet de nombreuses publications^{1 2 3 4 5} qui font apparaître de légères fluctuations sur les émissions de CO₂. **Dans le cas des filières non conventionnelles, les résultats sont soit purement théoriques (si la filière**

(1) Ecotrafic – « The life of Fuels », 1992.

(2) « Environmental Life Cycle Inventories of Energy Systems » - Office Fédéral Suisse de l'Energie – Juillet 1994.

(3) GREET 1.5 – « Transportation cycle model » - MQ WANG Argonne National Laboratory – Août 1999.

(4) « Evaluation of Fuel Cycle Emissions on a Reactivity Basis » - Septembre 1996 - Acurex Environmental Project N° 8522.

(5) « A revised Model of Emissions of Greenhouse Cases from the use of Transportation fuels and electricity » - M.A. Deluchi – Novembre 1997.

n'existe pas ou si les données ne sont pas disponibles) soit basés sur des cas particuliers. Les données fournies dans ce rapport sont donc à considérer uniquement comme des ordres de grandeur.
Généralités

Les cas où différents produits sont issus d'un même module

Dans le cas précis où différents produits sortent d'une unité de production, les efficacités énergétiques et les émissions de polluants sont calculées au prorata massique du produit considéré (sans prendre en considération les sous-produits non valorisés).

Cette méthodologie est celle généralement utilisée jusqu'ici, faute de mieux. Cependant, elle est discutable, en particulier dans le cas d'une raffinerie. En effet, en matière de produits liés, toute clef de répartition est arbitraire. D'autres modes de répartition peuvent être adoptés et, en particulier, celui qui s'appuie sur la définition d'un contenu marginal des différents produits en émissions de CO₂. Ce contenu peut être donné par les modèles programmation linéaire utilisés pour la gestion des raffineries. Sous certaines hypothèses, les contenus marginaux en émissions CO₂, ont une structure de contenu moyen, ce qui donne une clef de répartition particulièrement pertinente ¹. ***Néanmoins, les résultats obtenus avec cette méthode sont pour l'instant trop récents pour être utilisés dans cette étude.***

Par mesure de précaution, les valeurs concernant les carburants pétroliers conventionnels seront donc présentées sous forme de moyenne, sans distinction entre essence et gazole, dans la partie qui suit.

L'origine de l'électricité

L'origine de l'électricité est un point très sensible qui requiert une attention particulière. En effet, les résultats concernant les procédés de compression et de liquéfaction sont tributaires du mode de production d'électricité. Pour cela, nous prendrons en compte, dans une démarche prospective, le mix européen de production d'électricité de 2010 basé sur le scénario établi par la Commission Européenne ². La répartition utilisée des différents modes de production figure dans le tableau 16, les émissions et les rendements énergétiques correspondants sont rassemblés en annexe 1. Le principe du scénario établi pour l'évolution du

(1) Denis Babusiaux, « Les cahiers de l'Économie », IFP – décembre 2000.

(2) « Energy in Europe – European Energy to 2020 », Directorate General for Energy, European Commission, 1996.

- Etude n° 6 -

mix européen de production d'électricité est basé sur une introduction progressive du gaz naturel et de la technologie des turbines à cycle combiné pour, conjointement, subvenir à la croissance de la consommation énergétique et remplacer progressivement la filière de production d'électricité à partir de charbon.

Tableau 16
Répartition de l'origine de l'électricité en Europe en 2010

	<i>Europe</i>
Hydraulique	12%
Nucléaire	30%
Charbon	25%
Fioul	7%
Gaz	26%

*Source : évaluation basée sur le scénario établi
par la Commission Européenne*

Les modes d'extraction

Extraction d'huile de schistes bitumineux

La production d'huile de schistes bitumineux est basée sur une extraction in situ par ondes électromagnétiques ¹. ***Ce cas étant très particulier, il peut régner une grande incertitude quant aux résultats.*** L'idéal aurait été d'obtenir les données de SPP/CPM qui développe aujourd'hui un projet d'installation commerciale de production d'huile de schistes en Australie, ce qui n'a pas été possible.

Production des gaz d'hydrates

Les données de production des gaz d'hydrates se basent sur deux modes d'extraction thermique : l'injection de vapeur et d'eau chaude. Malheureusement, très peu d'articles ont été publiés jusqu'à ce jour sur ce thème. Les calculs ont été effectués à partir de deux publications ^{2,3}. Les

(1) « In situ retorting of oil shale using rf heating, a conceptual design », J.R. Bowden, IIT Research Institute.

(2) McGuire, « Methane Hydrates Gas Production : an assessment of conventional production as applied to Hydratesgas recovery », Los Alamos, 1981.

(3) G.A. Bayles, « A steam cycling model for gas production from hydrate reservoir », chem. Eng.Commun., Vol 47 pp.225-245, 1986.

résultats sont donc **très théoriques** et ne prennent pas en compte l'extraction par dépressurisation qui devrait s'apparenter à la production conventionnelle de gaz naturel.

Les bruts extra-lourds et bitumes

Les cas d'extraction et d'upgrading des bruts extra-lourds et bitumes sont basés sur deux champs caractéristiques :

Le projet Sincor, situé dans la ceinture de l'Orénoque au Venezuela, exploité par TotalFinaElf en association avec Statoil et PDVSA. Ce cas d'exploitation se base sur la technologie du puits horizontal qui permet de récupérer une partie de l'huile sans apport de chaleur uniquement par différence de densité. Cependant, il faudra bien garder en mémoire le fait que **cette technique porte des limites dans le sens où elle ne permet pas de récupérer un taux important des huiles en place.**

Le projet Syncrude, dans la région de l'Alberta au Canada, exploité de façon minière à ciel ouvert par Syncrude Canada Ltd. Suite à l'étape d'extraction, l'huile est séparée de sa roche par l'apport d'eau chaude et de vapeur.

Les bruts lourds

Nous avons considéré dans l'étude la récupération tertiaire des bruts lourds par les méthodes d'injection de vapeur. Les données correspondent à une moyenne représentative de cette filière de production¹. La nouvelle technologie de l'injection de vapeur à partir de puits horizontaux multidrains a été traitée en parallèle. En effet, de plus en plus envisagée de nos jours, elle permettrait des gains considérables en énergie et émissions de CO₂ dans ce domaine.

Pour l'étape d'upgrading des bruts lourds, nous nous sommes basés sur celle du projet Sincor, en adaptant les données à un brut de 16 °API, représentant la densité moyenne des bruts lourds (cf. chapitre sur les bruts lourds).

Les huiles synthétiques

Les huiles synthétiques (provenant des schistes, des bruts extra-lourds et des bitumes) auraient en général des caractéristiques proches de celles d'un brut de

(1) Entretien avec Claude Gadelle, IFP.

- Etude n° 6 -

l'Afrique de l'Ouest de type Forcados, avec un rendement très élevé en coupe diesel et un indice de cétane relativement faible.

A défaut de données au niveau de la raffinerie pour ce type de brut, celles correspondant au traitement d'un brut conventionnel type « Arabe Léger » ont été reprises et adaptées au cas du brut synthétique.

Les procédés de conversion

Les carburants provenant du gaz

Le procédé considéré pour la production du méthanol à partir de gaz naturel est basé sur une unité fonctionnant par reformage combiné¹ (cf. annexe 4), technologie actuellement la plus performante pour la production de ce carburant.

Le procédé industriel retenu pour la production d'hydrogène à partir de gaz naturel et de naphtha est le vaporéformage, technologie la plus largement répandue à ce jour.

Les carburants provenant du charbon

L'hydrogène, le méthanol et le gazole sont issus d'une oxydation partielle (gazéification) du charbon.

L'essence provient de l'huile synthétique fournie par le procédé « H-COAL » de liquéfaction du charbon².

Remarque

En ce qui concerne le procédé de gazéification du charbon pour la production de gazole les calculs sont basés sur l'installation de SASOL en Afrique du Sud³. Les seules données obtenues datent de 1978. Même si le procédé n'a pas dû

(1) Source : Methanex.

(2) I.Romey, P.F.M. Paul and G.Imarisio, « Synthetic Fuels From Coal - Status Of The Technology », 1987. « Etude Technico-Economique des filières de liquéfaction du Charbon », IFP, GDF, Centre d'études et recherche des charbonnages de France (CERCHAR), fév. 1983.

(3) Max Schreiner, « Research Guidance to Assess Gasoline from Coal by Methanol to Gasoline and Sasol-Type Fischer-Tropsch Technologies », Mobil Research and Development corporation, August 1978.

beaucoup évoluer depuis les années quatre-vingt, l'idéal aurait été de les obtenir par SASOL directement. Mais après plusieurs prises de contact, la compagnie n'a pas souhaité divulguer ses données. La société envisage aujourd'hui de changer de matière première en passant au gaz naturel.

Les carburants provenant des condensats

Pour les calculs, nous avons assimilé les condensats à un naphta provenant de la colonne de distillation atmosphérique d'une raffinerie. **La production d'hydrogène à partir de condensats ne comprend donc pas l'étape d'élimination de ses impuretés.**

Qualité des carburants considérés

Les produits issus d'une raffinerie

En ce qui concerne les filières essence et gazole, les consommations d'énergie et les émissions de CO₂ ont été calculées en prenant en compte, autant que possible, **les nouvelles spécifications 2005 (notamment 50 ppm de soufre).**

Les produits issus de la liquéfaction du charbon

Le gazole issu de ce procédé n'a pas été retenu car sa qualité est plutôt proche de celle du fioul domestique. Le produit essence a cependant été gardé car ses caractéristiques sont relativement bonnes (bon indice d'octane et huile synthétique peu soufrée), **sous réserve de sa teneur en aromatiques.**

Les produits issus de la gazéification du charbon

Seuls le gazole, l'hydrogène et le méthanol ont été retenus dans ce cas. L'essence ne l'a pas été, car sa qualité ne répond pas aux normes (mauvais indice d'octane).

Les formes de stockage de l'hydrogène et du GN_v

La pression choisie pour le GN_v est de 200 bars.

L'hydrogène a été considéré sous deux formes de stockage :

- liquide à - 253 °C,
- comprimée à 230 bars.

- Etude n° 6 -

Résultats

4. Résultats de l'analyse des chaînes énergétiques « du puits au réservoir »

Pour simplifier l'analyse des résultats, nous traiterons uniquement les résultats globaux des différents modes de production de carburants. Toutes les chaînes énergétiques sont détaillées dans les annexes 2 à 4.

Remarque

- les barres des histogrammes seront en pointillés pour les filières très peu connues et pour lesquelles les valeurs sont incertaines ;
- les valeurs correspondant aux filières de production d'essence et de gazole ont été moyennées et assimilées à la filière carburant.

Résultats sous forme de matrice

Les résultats sont fournis en grammes de CO₂ émis par MJ de carburant disponible dans le réservoir. ***Ils correspondent à la chaîne énergétique du « puits au réservoir ». Tout au long de cette partie, il est indispensable de bien garder en mémoire le fait que les analyses ne tiennent pas compte de l'étape de consommation du carburant à bord du véhicule. Cette dernière peut en effet modifier sensiblement les conclusions.***

Tableau 17
Rendements énergétiques des différentes filières
de production de carburants

Rendements énergétiques (%)	Carburant¹	GPL	GNv	Hydrogène comprimé	Hydrogène liquéfié	Méthanol	DME
Brut conventionnel	87	91					
Bruts lourds, inj. vapeur	68	71					
Bruts lourds, inj. vapeur, Nouvelle technologie	77	81					
Bruts extra-lourds Orénoque- Production à froid	79	83					
Bitume – Athabasca Production minière	75	78					
Condensats				49	31		
Gaz naturel	57	85	86	49	32	63	65
Charbon liquéfaction	45	61					
Charbon gazéification	44			37	23	44	
Schistes bitumineux	63	66					
Hydrates de gaz	53		79	45	31	58	59

1) Carburant = essence ou gazole (moyenne)

- Etude n° 6 -

Tableau 18
Émissions de CO₂ des différentes filières énergétiques
de production de carburants

Émissions de CO ₂ (g/MJ)	Carburant ¹	GPL	GNv	Hydrogène comprimé	Hydrogène liquéfié	Méthanol	DME
Brut conventionnel	13	9					
Bruts lourds, inj. vapeur	39	35					
Bruts lourds, inj. vapeur, Nouvelle technologie	26	23					
Bruts extra-lourds - Orénoque- Production à froid	21	18					
Bitume – Athabasca Production minière	26	22					
Condensats				124	194		
Gaz naturel	35	10	10	112	177	19	25
Charbon liquéfaction	102	54					
Charbon gazéification	158			235	342	168	
Schistes bitumineux	62	55					
Hydrates de gaz	43		15	119	181	26	31

1) Carburant = essence ou gazole (moyenne)

Les résultats présentés dans les tableaux 17 et 18 sont analysés dans les paragraphes qui suivent. Les émissions de CH₄ n'ont pas été traitées par manque de données pour les filières non conventionnelles. De plus il règne une grande incertitude parmi les estimations trouvées dans la littérature. En effet, de l'ordre du mg par MJ, les émissions de méthane varient suivant les sources d'un facteur 1 à 10. Ces données sont donc difficilement exploitables et demanderaient une étude approfondie.

Comparaison des différentes filières de production de carburants classiques (essence ou gazole)

Les figures 10 et 11 représentent respectivement les rendements énergétiques et les émissions de CO₂ des différentes filières de production de carburant et sont commentées dans les paragraphes qui suivent.

Figure 10
Comparaison des rendements énergétiques des différentes filières de production de carburant

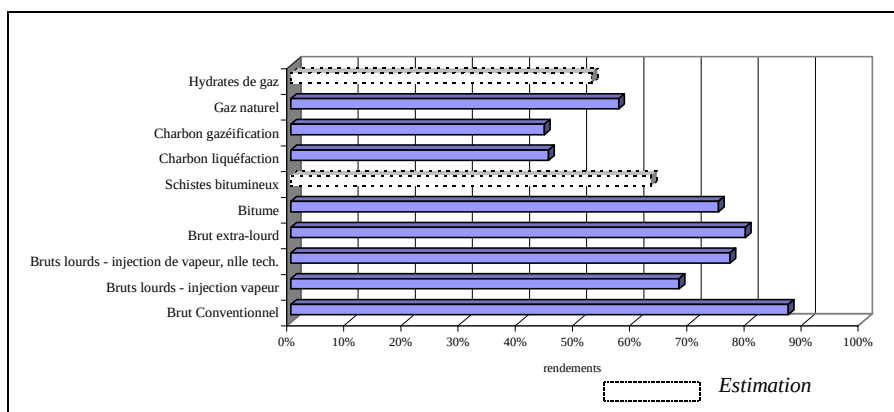
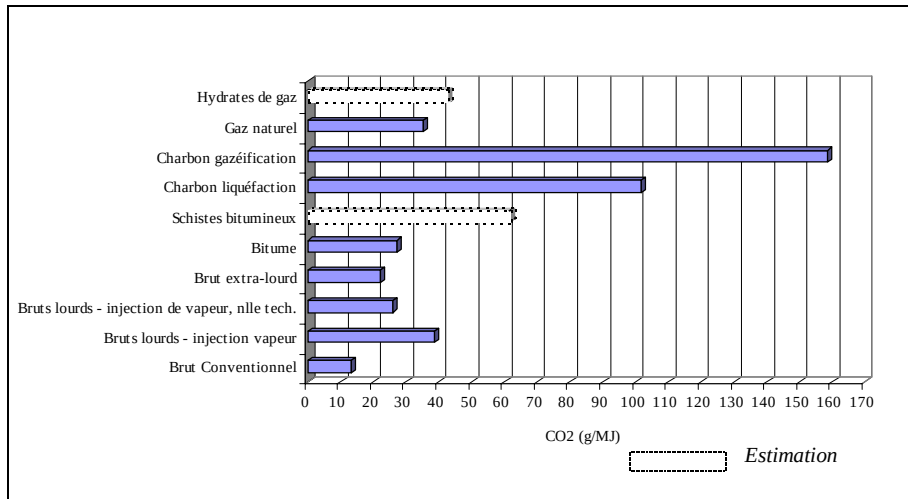


Figure 11
Comparaison des émissions de CO₂ des différentes filières de production de carburant



- Etude n° 6 -

Généralités

D'une façon générale, la filière conventionnelle de production des carburants classiques (ex-brut conventionnel) est la plus performante aussi bien en terme énergétique que d'émissions de CO₂.

Impact des différents types d'énergies fossiles

- Les rendements énergétiques diminuent d'environ 30 % lorsqu'on passe de l'exploitation d'un brut conventionnel à celle de schistes bitumineux. Parallèlement, on constate une multiplication des émissions de CO₂ d'un facteur 5.

Sur la base d'un classement par rendement décroissant et émissions de CO₂ croissantes, on observe la hiérarchisation suivante :

- les bruts extra-lourds (projet Sincor),
- les bitumes (projet Syncrude),
- la récupération tertiaire de bruts lourds par injection de vapeur,
- les schistes bitumineux.

La hiérarchie observée s'explique par le fait que les bruts extra-lourds sont, dans le cas des bruts de l'Orénoque, produits sans apport de chaleur grâce à une température élevée du sous-sol. Ils ne nécessitent donc pas de consommations énergétiques supplémentaires liées à l'apport de chaleur.

En revanche, les sables asphaltiques (bitumes), extraits de façon minière dans le cas de référence, subissent une étape de séparation profonde des huiles qui requiert un apport important d'énergie.

La filière des bruts lourds, récupérés par injection de vapeur, émet plus de CO₂ que la précédente parce qu'on observe des pertes énergétiques dans le réservoir. Soulignons cependant, que la nouvelle technologie d'extraction d'huile lourde par injection de vapeur à partir de puits horizontaux multidrains (SAGD), améliore considérablement le bilan énergétique et CO₂ de cette filière.

Enfin, dans le cas des schistes bitumineux, l'apport d'énergie est particulièrement élevé du fait de la pyrolyse et du lourd traitement « d'upgrading » que les huiles de schistes subissent.

Tableau 19
Diminution des rendements énergétiques et augmentation des émissions
de CO₂ engendrées par le passage d'un brut conventionnel
à une autre ressource fossile

		Brut extra- lourd	Bitume	Injection vapeur	Injection vapeur, nlle technologie	Schistes bitumineux	Gaz naturel	Charbon (gazéifi- cation)
Brut conven- tionnel	Diminution du rendement	-9 %	-14 %	- 22 %	- 12 %	-28 %	-34 %	-49 %
	Facteur multiplicatif de l'augmentation des émissions de CO ₂	* 1,7	* 2,1	* 2,9	* 2,0	* 4,7	* 2,7	* 12

- Un carburant issu de brut conventionnel présente un rendement énergétique à la production de 50 % supérieur à celui d'un gazole FT provenant du gaz naturel et des émissions de CO₂ près de trois fois moindres.

Cependant, il est nécessaire de noter que :

- le gazole FT est de très bonne qualité,
- le gaz naturel est un produit "noble" dans le sens où il ne génère pas lors de sa transformation, par opposition aux huiles, des sous-produits lourds indésirables.
- Quant aux filières charbon, elles sont les moins performantes. Le passage d'un carburant pétrolier à celui issu du charbon provoque des pertes de rendement de 47 à 50 % et des émissions de CO₂ de 7 à 12 fois supérieures. De plus, les carburants issus de cette filière ne sont pas d'aussi bonne qualité que ceux issus d'une filière traditionnelle.

Par ailleurs, le passage d'un gazole FT ex-gaz à celui provenant du charbon engendre des pertes supplémentaires de rendement de 23 % et une élévation des émissions de CO₂ d'un facteur 4,5.

- Enfin, on observera peu de variations entre un gazole FT ex-gaz naturel et ex-gaz d'hydrates. En effet l'exploitation des gaz d'hydrates générerait, par rapport à la filière gaz traditionnelle, seulement une diminution du rendement de 8 % et une multiplication des émissions de CO₂ d'un facteur 1,2.

- Etude n° 6 -

Comparaison des filières de carburants sub-conventionnels : GPL, GNv et DME

Le GNv, le GPL et le DME sont des carburants de substitution envisagés principalement pour des moteurs à combustion internes. Pour cette raison, ils sont rassemblés et comparés à un carburant classique dans ce chapitre.

Les bilans énergétiques et d'émissions de CO₂ des filières GPL, GNv et DME sont illustrés respectivement par les figures 12 et 13.

Figure 12
Comparaison des rendements énergétiques des différentes filières de production du GNv et du GPL en comparaison avec celles d'un carburant conventionnel

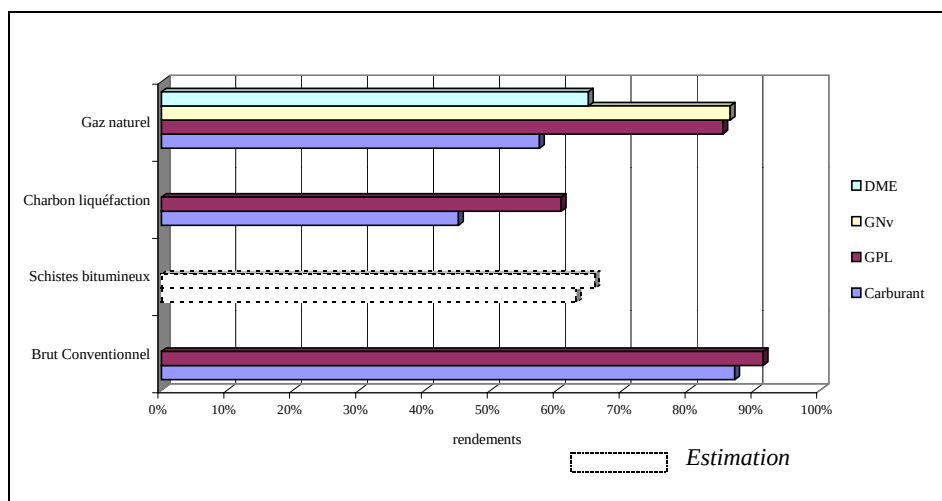
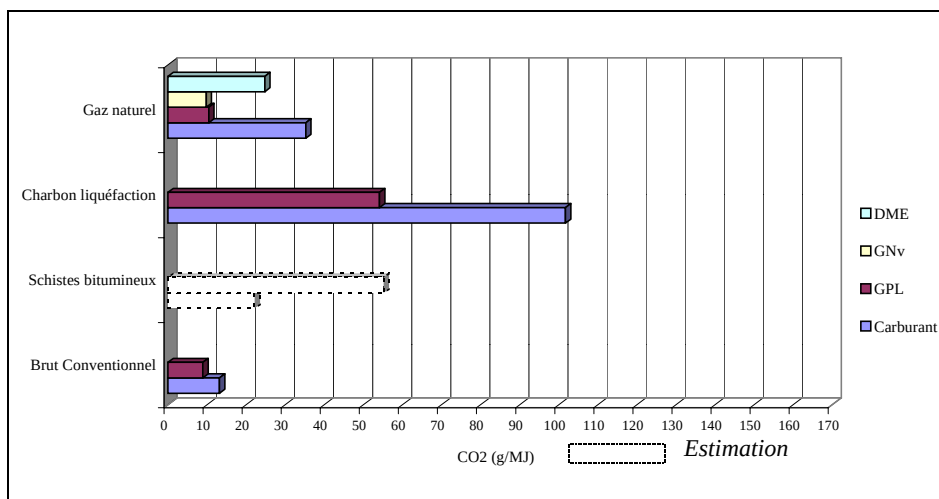


Figure 13
Comparaison des émissions de CO₂ des différentes filières de production
du GNv et du GPL en comparaison
avec celles d'un carburant conventionnel



D'une manière générale, pour une même ressource fossile, la production de GPL présente un meilleur rendement (gain de 5 % pour la filière conventionnelle) et des émissions de CO₂ plus faibles (diminution d'un facteur 1,5 pour la filière conventionnelle) que celle d'un carburant classique.

Ce phénomène traduit le fait que dans tous les cas considérés, **le GPL est un produit fatal qui ne nécessite pas de traitement particulier. Les résultats changeraient s'il devait être produit en tant que carburant dans des quantités importantes.**

Dans le cas de la production de GPL et de carburant conventionnel issu de la liquéfaction du charbon, l'écart des bilans entre les produits est encore plus grand (émissions de CO₂ variant du simple au double et différence de 30 % sur le rendement énergétique). Cette accentuation de la différence peut s'interpréter par le traitement de désulfuration à l'hydrogène, lui-même issu du charbon, que subit l'huile synthétique pour produire le carburant classique. Ce traitement n'est pas nécessaire pour le GPL. Rappelons aussi que le GPL dans cette filière est produit en très faible quantité : 5 %.

Quant à la filière GNv, ses performances sont proches de celles du GPL (ex-gaz ou ex-brut conventionnel).

- Etude n° 6 -

Concernant le DME, sa filière est une bonne par rapport à celle du gazole FT issu du gaz naturel (gain de 13 % en rendement énergétique et diminution des émissions de CO₂ de 30 %), mais reste cependant moins efficace que celle d'un carburant conventionnel. Rappelons aussi que ***l'utilisation du DME comme carburant nécessiterait une adaptation du véhicule.***

Comparaison des carburants non conventionnels avec un carburant conventionnel

Dans ce chapitre, les carburants dits non conventionnels (hydrogène et méthanol), absents du marché en tant que carburants à ce jour, sont comparés avec un carburant conventionnel.

À ce titre, les figures 14 et 15 en illustrent la comparaison en termes énergétique et d'émissions de CO₂.

Figure 14
Comparaison des rendements énergétiques des différentes filières de production de l'hydrogène et du méthanol en comparaison d'un carburant conventionnel

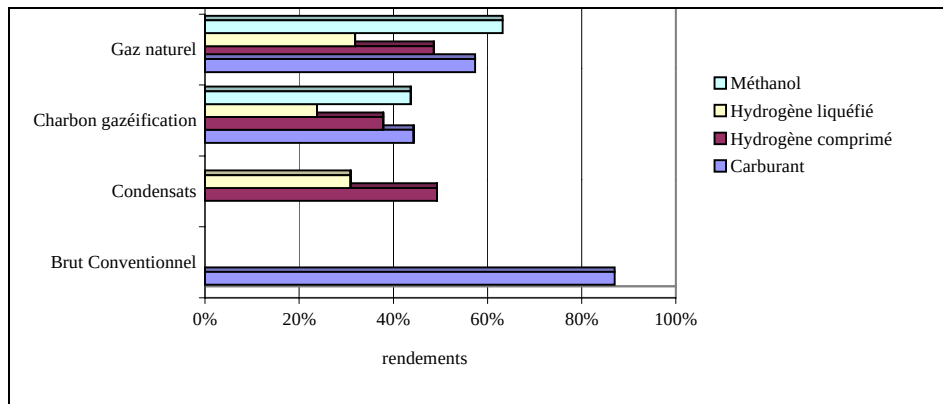
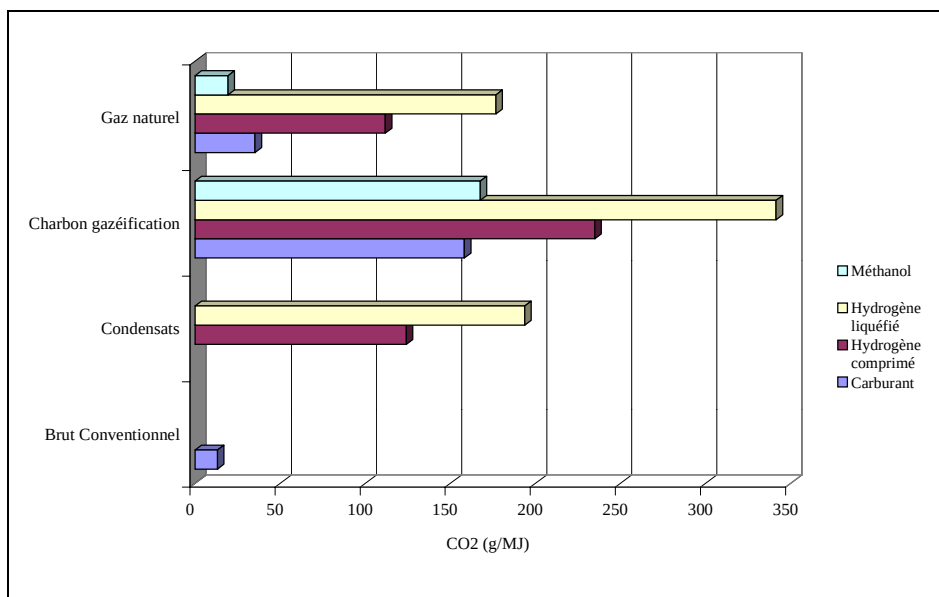


Figure 15
Comparaison des émissions de CO₂ des différentes filières
de production de l'hydrogène et du méthanol
en comparaison d'un carburant conventionnel



D'une manière générale, la filière de l'hydrogène liquéfié est très fortement pénalisée par son étape de liquéfaction qui demande des quantités importantes d'électricité. Le choix du mix européen de production d'électricité n'est pas en sa faveur. En effet, ce bilan serait certainement meilleur si l'on avait choisi le mix français dont la part de nucléaire s'élève à 75 %.

L'hydrogène comprimé permet certes un meilleur bilan par rapport à l'option de l'hydrogène liquéfié, mais limite l'autonomie du véhicule. La problématique peut alors s'exprimer comme suit :

- la liquéfaction est une opération très pénalisante du point de vue des performances environnementales, mais offre des durées de remplissage et une autonomie tout à fait comparables à celles d'un véhicule classique ;
- la compression permet de réduire l'impact de l'étape de stockage sur les résultats environnementaux de la filière, en revanche, les temps de ravitaillement peuvent devenir importants (suivant le niveau de pression : d'une dizaine de minutes à plusieurs dizaines de minutes) et surtout

- Etude n° 6 -

l'autonomie est réduite à des niveaux très faibles (160 km sur le prototype P 2000 de Ford).

Le méthanol, est une voie intéressante par comparaison avec l'hydrogène. Son bilan énergétique et environnemental est en effet presque aussi performant que celui des filières carburant conventionnel.

Cependant, il est aussi nécessaire de rappeler que ces valeurs ont été obtenues à partir des caractéristiques de la meilleure technologie actuellement disponible pour la production du méthanol : le reformage combiné. En ce sens, les résultats sont optimistes, puisque ce procédé, dont le principe est décrit en annexe 3, est pour l'instant peu répandu, l'essentiel des unités industrielles utilisant le vaporéformage.

Par ailleurs, l'un des problèmes majeur du méthanol est sa toxicité. Ce facteur pourrait mettre un sérieux frein à son développement en tant que carburant.

Synthèse de l'analyse des filières de production de carburants conventionnelles et non conventionnelles « du puits au réservoir »

- *Les huiles*

Le passage de bruts dits conventionnels à des bruts lourds ou très lourds engendrerait des émissions de CO₂ environ deux à quatre fois plus importantes. Cependant, la récente technologie de l'injection de vapeur à partir de puits horizontaux multidrains, permettrait un gain de 35 % sur le bilan d'émissions de CO₂ de la filière.

Quant à l'exploitation d'hydrocarbures en offshore profond, elle ne devrait pas entraîner en elle-même de consommation énergétique supplémentaire.

Enfin, si l'on exploite des matières fossiles plus complexes, telles que les ***schistes bitumineux, les émissions de CO₂ pourraient être multipliées par cinq.***

- *Les solides*

D'une manière générale, le charbon reste de loin la filière la plus émettrice de CO₂. Il est possible cependant d'améliorer techniquement les procédés de traitement de cette filière et d'envisager, à plus long terme, la séquestration du CO₂. Mais, dans ce cas, les coûts de production deviendraient conséquents.

- *Le gazole FT*

Concernant la voie GTL, qui permettrait de produire un gazole de haute qualité à partir de gaz naturel (la voie considérée dans l'étude étant celle du vaporeformage), les émissions de CO₂ seraient approximativement trois fois plus élevées par rapport à la filière conventionnelle. Sur cette seule base, la filière de l'exploitation des bruts lourds avec les technologies récentes apparaît plus intéressante.

Mais deux facteurs ne doivent pas être négligés : la qualité du produit et celle de la matière première.

En effet, la qualité d'un gazole FT est nettement supérieure à celle d'un gazole issu d'une raffinerie européenne qui fournirait un produit avec un taux de soufre de 50 ppm et un contenu en aromatiques identique à celui d'aujourd'hui. De nouvelles spécifications sur le soufre, sur les aromatiques ou autres, risqueraient :

- de complexifier sensiblement le schéma d'une raffinerie, donc d'augmenter les coûts de production d'une tonne de gazole ;
- d'engendrer des émissions supplémentaires de CO₂ ;
- de provoquer une pénurie de gazole, tout particulièrement en France.

D'autre part, la méthodologie employée pour l'évaluation des émissions de CO₂ ne met pas en évidence la qualité des matières premières.

En effet, des unités d'upgrading et de raffinage destinées à la production de carburants, co-produisent en parallèle des produits fatals tels que les résidus lourds et le coke, dont les proportions s'accroissent en général avec l'alourdissement des huiles.

Ces produits chargés en carbone, qui sont certes valorisés aujourd'hui, ne le seront peut-être plus à l'avenir dans le cadre d'une politique de forte réduction des émissions de gaz à effet de serre.

- *Les carburants sub-conventionnels*

Parmi les carburants dits « sub-conventionnels », tels que le GNV, le GPL et le DME, les filières du GNV et du GPL présentent les meilleurs résultats. Cependant, ces conclusions pourraient être bouleversées pour le GPL, si l'on tenait compte du fait qu'il n'est plus un produit fatal mais un carburant nécessitant d'être produit de manière plus importante. Par ailleurs, les aspects

- Etude n° 6 -

de mise en place de structure de distribution et de stockage à bord du véhicule pénalisent le développement du GNV.

Concernant le DME, ses bilans énergétiques et d'émissions de CO₂ sont, certes, plus performants que ceux de la filière gazole FT, mais n'atteignent pas le niveau de ceux de la filière conventionnelle carburant.

- *Les carburants non conventionnels*

Les carburants non conventionnels issus de ressources fossiles, tels que le méthanol et l'hydrogène, souvent envisagés pour les véhicules à pile à combustible, présentent chacun des avantages et des inconvénients.

L'hydrogène liquéfié nécessite des apports importants d'énergie mais permet au véhicule une autonomie raisonnable.

L'hydrogène comprimé, présente un meilleur bilan énergétique mais restreint, de part son imposant volume, considérablement l'autonomie du véhicule. De plus, comme le GNV, le développement de cette filière impliquerait la mise en place de lourdes structures de distribution.

Le méthanol est toxique, mais présente de bon rendements énergétiques par rapport à ceux de l'hydrogène comprimé ou liquéfié.

5. Résultats de l'analyse des chaînes énergétiques « du puits à la roue »

Afin de mieux comprendre l'impact des émissions de CO₂ liées à l'utilisation d'une filière plutôt qu'une autre, les différentes chaînes énergétiques « du puits à la roue » sont traitées dans ce chapitre.

Pour simplifier cette analyse, un seul moteur est attribué par type de carburant. Ainsi sont attribués :

- un moteur essence à injection directe au GNV, à l'essence, et au GPL ;
- un moteur diesel à injection directe au DME et au gazole ;
- une pile à combustible à l'hydrogène sous forme liquide ou comprimée et fonctionnant au méthanol.

Ces voies sont en effet les plus couramment envisagées.

Les consommations des véhicules choisis

Les consommations des véhicules essence et diesel classiques ont été calculées à partir de la moyenne de consommation du Panel SECODIP. La technologie de l'injection directe a été prise en compte et permet un gain (par rapport à l'injection indirecte) de consommation de 20 % dans le cas du diesel et de 15 % dans celui de l'essence.

En ce qui concerne les voitures GPL et GNv, leur consommation (en kgep/100 km) en mélange stœchiométrique a été supposée identique à celle d'un véhicule essence à injection directe.

Les hypothèses de consommation des véhicules à PAC sont basées sur l'étude des cahiers du CLIP n° 9. Le tableau 20 rassemble les consommations de véhicule choisi.

Tableau 20
Consommations des véhicules

Véhicule	Consommation (kgep / 100 km)
Essence injection directe	5,4
Diesel injection directe	4,6
GPL	5,4
GNv	5,4
PAC H ₂	2,3
PAC MEOH	3,2

Analyse des filières énergétiques du « puits à la roue »

Tous les résultats de consommations énergétiques et d'émissions de CO₂ « du puits à la roue » sont répertoriés dans les tableaux 21 et 22.

- Etude n° 6 -

Tableau 21
Matrice des consommations primaires d'énergie des différentes filières
« du puits à la roue »

Consommations énergétiques (MJ/100 km)	Essence	Gazole	GPL	GNv	Hydrogène comprimé	Hydrogène liquéfié	Méthanol	DME
Brut conventionnel	265	218	247					
Brut lourd, Récupération thermique	340	279	320					
Brut lourd, récupération thermique, nouvelle technologie	300	247	283					
Brut extra-lourd, Récupération à froid	290	238	274					
Bitume, Extraction minière	308	253	291					
Schistes bitumineux	368	299	344					
Condensats					197	313		
GN		337	265	262	199	304	212	349
Charbon liquéfaction	502		372					
Charbon gazéification		437			256	407	306	

Légende :



Valeur comprise entre 175 et 225

Valeur comprise entre 225 et 275

Valeur comprise entre 275 et 325

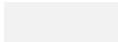
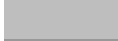
Valeur comprise entre 325 et 375

Valeur supérieure à 375

Tableau 22
Matrice des émissions de CO₂ des différentes filières « du puits à la roue »

Émissions de CO ₂ (g/km)	Essence	Gazole	GPL	GNv	Hydrogène comprimé	Hydrogène liquéfié	Méthanol	DME
Brut conventionnel	191	164	163					
Brut lourd, récupération thermique	249	213	221					
Brut lourd, récupération thermique, nouvelle technologie	220	189	193					
Brut extra-lourd, récupération à froid	209	181	182					
Bitume, extraction minière	220	191	193					
Schistes bitumineux	303	256	267					
Condensats					120	188		
GN		212	166	149	108	171	118	206
Charbon liquéfaction	386		265					
Charbon gazéification		450			228	331	317	

Légende :

	<i>Valeur comprise entre 100 et 150</i>
	<i>Valeur comprise entre 150 et 200</i>
	<i>Valeur comprise entre 200 et 250</i>
	<i>Valeur comprise entre 250 et 300</i>
	<i>Valeur supérieure à 300</i>

L'ajout de l'étape de combustion du carburant a deux effets sur les résultats de l'analyse des chaînes énergétiques « du puits au réservoir » :

- ***Cet ajout atténue les différences*** en termes d'émissions de CO₂ remarquées entre les différentes filières de production de carburants à faible rapport C/H, comme le gazole et l'essence. En effet, pour ces types de carburants, ***les émissions de CO₂ sont principalement issues de leur combustion.***

Ainsi celles liées à la consommation d'un gazole FT ex-gaz naturel dans un véhicule diesel sont de 30 % supérieures à celles de la filière conventionnelle ; alors qu'en considérant uniquement les filières de production, elles étaient multipliées par trois.

- Etude n° 6 -

De même, les émissions de CO₂ liées à la production de gazole à partir de l'exploitation minière de bitumes du type Athabasca qui sont trois fois plus élevées par rapport à la filière conventionnelle « du puits au réservoir », deviennent de 16 % supérieures lorsque l'on y intègre l'étape de combustion.

- ***Cet ajout bouleverse les résultats des carburants destinés à la pile à combustible.*** En effet, les tableaux montrent dans un premier temps une ***très nette amélioration du bilan environnemental de l'hydrogène comprimé.*** Deux raisons expliquent cette évolution. La première est liée au fait qu'il n'y a pas d'émissions de CO₂ à bord du véhicule. La seconde est que la consommation énergétique d'un véhicule à pile à combustible est sensiblement inférieure à celle du véhicule diesel à injection directe de référence. En terme énergétique, le bilan n'est cependant pas aussi performant, puisqu'il ne permet pas de dépasser 10 % de gain par rapport à la filière conventionnelle.

Quant à l'hydrogène liquéfié, son bilan est certes amélioré grâce aux facteurs précités, mais ces derniers ne permettent pas d'engendrer un gain réel par rapport à la filière conventionnelle carburant.

La filière de la pile à combustible alimentée en méthanol ex-gaz naturel présente les mêmes performances que celles de la PAC alimentée en hydrogène comprimée. En effet, le véhicule fonctionnant au méthanol émet du CO₂ à bord et nécessite légèrement plus d'énergie par km par rapport à celui fonctionnant à l'hydrogène, ce qui explique l'atténuation des différences remarquées sur les filières « du puits au réservoir ».

Par ailleurs les filières charbon sont considérablement améliorées par l'utilisation d'hydrogène comprimé. En effet, l'ajout de l'étape de consommation des combustibles dans un véhicule PAC, dont la consommation est très faible par rapport au véhicule classique, permet à cette filière d'être « compétitive » en termes énergétique et d'émissions de CO₂ face à la filière gazole FT ex-gaz naturel.

5.1. Conclusion

Ce document a analysé différentes possibilités d'évolution des filières conventionnelles de production de carburants à partir de ressources fossiles. Ces changements pourraient être en effet poussés par des contraintes aussi bien en amont qu'en aval.

En amont, la raréfaction des ressources conventionnelles pourrait engendrer :

- une évolution de la qualité des huiles traitées ;
- une recherche intensive de nouvelles zones d'exploration (offshore profond) ;
- la substitution d'huile par d'autres ressources fossiles pour la production de carburants classiques.

En aval, l'augmentation de la sévérité des normes sur la qualité des carburants conventionnels et sur les émissions à l'échappement du véhicule pourraient entraîner :

- la substitution des carburants classiques par des carburants alternatifs (ex : GPL, GNV, hydrogène, méthanol...) ;
- bouleverser le mode de production des carburants conventionnels (Gazole FT).

Si l'on examine les ressources fossiles et leur évolution potentielle

Les bruts lourds ou très lourds nécessitent des moyens supplémentaires pour leur extraction et leur traitement par rapport au brut conventionnel. Leur exploitation engendrerait donc des émissions de CO₂ deux à quatre fois plus importantes et une diminution du rendement énergétique de 10 % à 20 %.

Pour les ressources situées dans les zones d'offshore profond et très profond, leur exploitation n'engendrerait pas d'émissions de CO₂ ou de surconsommations énergétiques par rapport aux modes conventionnels d'extraction.

En ce qui concerne les gaz d'hydrates, cette ressource non conventionnelle serait, ***de façon très spéculative***, présente dans le monde dans de très larges quantités : elle représenterait près de 40 à 250 fois les ressources probables en place de gaz naturel actuelles, d'après les chiffres annoncés dans la littérature à partir de 1988. Théoriquement, leur exploitation ne devrait pas engendrer de fortes augmentations d'émissions de CO₂ et de surconsommations énergétiques par rapport à la filière d'exploitation conventionnelle du gaz naturel. Notons, cependant, que le phénomène d'échappement de méthane, gaz à effet de serre à fort impact, lors de l'extraction de cette ressource n'est pas maîtrisé à ce jour. Ce phénomène pourrait donc remettre en cause l'exploitation de cette ressource dans certains cas, s'il ne peut être contrôlé.

- Etude n° 6 -

Enfin, les ressources qui sont présentes en quantités relativement importantes, derrière les hydrates de gaz, sont le charbon et les schistes bitumineux. Ces deux dernières énergies fossiles présentent cependant de mauvais bilans aussi bien en termes énergétiques que d'émissions de CO₂.

En terme d'interchangeabilité des ressources fossiles pour produire des carburants conventionnels tels que le gazole et l'essence, les filières du charbon sont de loin les moins performantes. Celles du gaz naturel présentent une perte de 30 % en terme énergétique et des émissions de CO₂ trois fois plus importantes par rapport aux filières de production traditionnelles.

Cependant trois aspects sont à prendre en compte concernant l'analyse de ces résultats : la qualité du produit et de la matière première et la relativité des résultats par rapport à l'analyse de la chaîne globale « du puits à la roue » :

- Le gazole FT est par rapport à celui issu d'une raffinerie actuelle en Europe un produit de très bonne qualité pouvant répondre à des spécifications très strictes quant à la teneur en soufre et en aromatiques et à son indice de cétane. Il est encore impossible aujourd'hui d'évaluer les conséquences de restrictions sévères à ce niveau sur les bilans énergétiques d'une raffinerie européenne.
- Par ailleurs, la raffinerie génère des sous-produits non désirables dérivant des fractions lourdes. Ces derniers sont valorisables aujourd'hui. Cependant on peut se demander dans quelle mesure ils le seront dans l'hypothèse d'une mise en application de réglementations sévères sur les émissions de gaz à effet de serre.
- Enfin, les analyses du puits au réservoir doivent être relativisées. En effet, 87 % des émissions de CO₂ de la filière traditionnelle globale d'un véhicule diesel proviennent de l'étape de combustion. Ainsi, sur les chaînes énergétiques « du puits à la roue » l'augmentation des émissions de CO₂ de la filière gazole FT ex-gaz naturel s'élève à 30 % par rapport à la filière conventionnelle. L'impact de cette filière est donc atténué.

Concernant les carburants de substitution, le GNV et le GPL présentent un bon bilan énergétique et environnemental (CO₂) par rapport à la filière essence « classique ».

En effet, les analyses « du puits à la roue » de ces carburants révèlent, respectivement, des réductions de 20 % et de 15 % des émissions de CO₂ par rapport à celle de l'essence classique.

Cependant, il est nécessaire de souligner que les bilans du GPL sont effectués sur des filières pour lesquelles il est considéré comme un produit fatal. Les conclusions pourraient changer dans le cas où il serait produit en grandes quantités.

Par ailleurs, l'emploi du GNV comme carburant nécessiterait une infrastructure très lourde à mettre en place.

Les résultats de calculs sur la filière DME est au final proche de celle d'un gazole FT. En effet, même si le procédé pris en considération est plus performant que celui de la production d'un gazole FT, les bilans complets, après combustion à bord du véhicule, sont du même ordre de grandeur.

Concernant les carburants non-conventionnels, tels que l'hydrogène et le méthanol, envisagés le plus couramment pour des véhicules à pile à combustible, deux points critiques apparaissent : le stockage de l'hydrogène et la toxicité du méthanol.

En effet, l'hydrogène comprimé et issu du vaporéformage du gaz naturel présente un bilan énergétique correct (gain de 9 % par rapport au gazole conventionnel) et en particulier un bon bilan d'émissions de CO₂ (gain de 34 % par rapport au gazole conventionnel), mais ne permet pas une bonne autonomie du véhicule. Cette filière profite, en effet, d'un rapport C/H favorable, par rapport à celle du gazole conventionnel « du puits à la roue ».

L'hydrogène liquéfié (ex-gaz naturel), qui permettrait l'accès à une autonomie acceptable, est, quant à lui, pénalisé par son étape de liquéfaction très énergivore et ne parvient pas à d'aussi bons résultats.

Enfin, le bilan du véhicule à pile à combustible fonctionnant au méthanol présente des résultats proches de ceux du véhicule PAC à hydrogène comprimé. Cependant le méthanol reste un produit toxique.

Glossaire

Ak	Alkylation
CH ₄	Méthane
CO	Monoxyde de carbone
CO ₂	Dioxyde de carbone
DME	DiMéthyle Ether
DSV	Distillat Sous vide
FCC	Fluid Catalytic Cracking
FT	Fischer Tropsch
Gb	Giga baril
GNv	Gaz naturel pour véhicules
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
Gtep	Giga tonne équivalent pétrole
GTL	Gaz to Liquids
H ₂	Hydrogène
H ₂ l	Hydrogène liquéfié
H ₂ O	Eau
HDS	Hydrodésulfuration
kgep, tep	kilogramme, tonne équivalent pétrole
LNG	Liquides de gaz naturel
M.V.	Matières volatiles
N	Azote
Ni	Nickel
O ₂	Oxygène
S	Soufre
TAG	Turbine à gaz
TAV	Turbine à vapeur
CC	Cycle combiné

Bibliographie

Acurex Environmental Project N° 8522 “*Évaluation of Fuel Cycle Emissions on a Reactivity Basis*” - Septembre 1996,

ADEME, “*Le gaz naturel comprimé dans les transports*” - Rapport de synthèse des travaux du comité d’études de l’application du gaz naturel comprimé aux véhicules de transport – déc. 1991

AFTP, “*Défis Techniques et Enjeux Economiques des Huiles Extra-Lourdes*”, Pétrole et Techniques n° 417, Nov.-Déc. 1998

Alazard Nathalie, “*Les Schistes Bitumineux*”, IFP - nov. 91

APME “*Eco profile of the european plastics industry*”, Rapport n ° 2 - 1993

Argonne National Laboratory “*Emissions of Greenhouse gas from the use of transportation fuels and electricity*” -, USA - 1999

Bayles G.A., “*A steam cycling model for gas production from hydrate reservoir*”, chem. Eng.Commun., Vol 47 pp.225-245 - 1986

Bowden J.R., Gould G.D., Bechtel Group, J.E. Bridges, G. Srety “*In situ retorting of oil shale using RF heating*”, a conceptual design, IIT Research Institute - 1983

BP AMOCO “*Statistical Review of World Energy June 2000*”

Bridwater AV, “*Liquids fuels by indirect liquefaction of coal: process identification and assessment*”, 5N3V 0032-UK – Aston University.

Burger J., Sourieau P., Combarnous M., “*Récupération Assistée du pétrole. Les Méthodes Thermiques*”, IFP - 1984

CEDIGAZ : “*Le Gaz Naturel dans le monde*” - édition 1999.

Colett T.S., “*Detection and evaluation of Natural Gaz Hydrates from Well Logs Pudhoe Bay, Alaska*”, USGS - 1983.

Collet Timothy S., Kuuskraa Vello A., “*Hydrates contain vast store of world gas resources*” – Oil and Gas Journal, May 11 - 1998.

Collet Timothy S.: “*Energy Resource Surveys Program*”, US Geological Survey Fact Sheet FS-019-97 (accès Internet : <http://energy.usgs.gov/factsheets/Coalbed/coalmeth.html>).

- Etude n° 6 -

Collett T.S. and Kuuskraa V.A., "*Hydrates contain vast store of World Gas Resources*", Oil and Gas Journal – 11 Mai 1998

Collett T.S., "*Potential of Gas Hydrates Outlined*", Oil and Gas Journal - 22 Juin, 1992

Collett T.S., Ginsburg G.D., "*Gas Hydrates in the Messoyakha Gas Field of the West Siberian Basin – A Re-Examination of the Geologic Evidence*", International Journal of Offshore and Polar Engineering, vol. 8, n° 1 – Mars 1998

Commission Consultative pour la Production des Carburants de Substitution, "*Rapport du groupe de travail n° 3 sur le gaz naturel véhicule*" - 1992

Commission of the European Communities, "*Sythetic Fuels from Coal – Status of the techonolgy*" - 1987

Deluchi M.A. "*A revised Model of Emissions of Greenhouse Cases from the use of Transportation fuels and electricity*" – Novembre 1997

Deluchi, MA.A. - Argonne National Lab, IL.USA – "*Emissions of Grennhouse gaseous from the use of transportation fuels and electricity*" - Nov. 1993

Dillon William, "*Gas Methane Hydrates – a New Frontier*", USGS, Marine and Coastal Geology Program - Sept. 1992

E.I.A. "*U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 1996*", Annual Report - 1996.

EIA, "*Emissions of greenhouse Gases in the United States*" 1985-1994, DOE/EIA-0573(87-94) - oct. 1995b

Ecotraffic AB, "*The life of Fuels*" - 1992

ETEP, "*synthetic Fuels*", étude multi-clients - juin 1984.

ETEP, "*Oil Shale*", étude multiclients - 1978

European Commission "*Energy in Europe – European Energy to 2020*", Directorate General for Energy - 1996

Gale John, Freund Paul: "*Coal Bed Methane Enhancement With CO₂ Sequestration Worldwide Potential*", IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 21^{ème} Congrès Mondial du Gaz - 6-9 juin 2000.

Gas Research Institute - Chicago, Illinois – "*Methane emissions from natural gas industry*" - 1994

Gas Research Institute, "*Light duty vehicle fuel cycle emissions analysis*" – 1994

HAFNER Manfred "*Actualité des Hydrocarbures*", Pétrole et Technique, n°417

Gudmundsson J.S., "*Frozen Hydrate for Transport of Natural gas*", 2nd International Conference on Natural Gas hydrate - 2-6 juin 1996

Gudmundsson J.S., "*Gas Storage and Transport Using Hydrates*", Offshore Mediterranean Conference Ravenna, Mars 19-21 - 1997

Hansen J.B., Voss B., "*Large Scale Manufacture of Dimethyl Ether – a new Alternative Diesel Fuel from Natural Gas*", SAE Technical Paper Series – 950063 - 1995

Haoquan Hu, Jun Zhang, "*Extraction of Huadian Oil shale with Water in sub and supercritical states*", Fuel 78 - 1999 645-651

Holder G.D., V.A. Kamath, S.P. Godbole, "*The potential of natural Gas hydrates as an energy resource*", the Annual Review Energy - 1984.

IEA Energy Statistics "*Energy statistics and balances of OCDE and non-OCDE countries*" - 1994

IIASA, "*Carbon Dioxide, climate and Society*", février 78Infield - septembre 2000

Iseux, "*Gas Hydrates : Occurrence, Production and Economics*", SPE 21682 - 7-9 avril, 1991

Keith A. Kvenvolden : "*Potential effects of gas hydrates on human welfare*", PNAS-USA, 1999, colloquium paper.

Kuuskraa V.A., "*Outlook Bright for U.S. Natural Gas Resources*", Oil and Gas Journal - 13 avril, 1998

Lacassagne S., "*Étude comparative des émissions de polluants associées aux véhicules électriques et thermiques : cas du Japon et des États-Unis*" - 1995 - CNRS-ECOTECH

MacDonald Gordon J., "*The future of Methane as an Energy Resource*", Annu. Rev. Energy - 1990

Max M.D. and Dillon W.P., "*Oceanic Methane Hydrate : The Character of the Blake Ridge Hydrate Stability Zone, and the Potential for Methane Extraction*", Journal of Petroleum Geology, vol. 21(3) - Juin 1998

McGuire, "*Methane Hydrates Gas Production : an assessment of conventional production as applied to Hydratesgas recovery*", Los Alamos - 1981

- Etude n° 6 -

Makogon Yuri F., « *Hydrates of hydrocarbons* », Russian Academy of Natural Sciences INPG, RAN 1997

OCDE – “*Sélection d’un carburant de substitution, effets sur la pollution atmosphérique et sur les gaz à effet de serre*” – 1993

Office Fédéral Suisse de l’Energie “*Environmental Life Cycle Inventories of Energy Systems*” — Juillet 1994

Oil and Gas Journal “*Enhanced Oil Recovery Survey*”, Energy Database, Data as of 1-1-98

Ontario Hydro, Research division - « *Environmental evaluation of coal, oil, natural gas and uranium fuel cycles: comparison of emissions, wastes and resources*” - Report n° 91-225-H

Pipeline & Gas Journal – “*Methane leakage in natural gas operations*”- January 1992

Perrodon A., « *Quel pétrole demain ?* », Editions Technip - 1999

Rapport Commission environnement A.F.G.N.V. - octobre 1997.

Reeves S.R., Kuuskraa V.A., “*Deep Gas Poses Opportunities, Challenges to U.S. Operators*”, Oil and Gas Journal, 4 Mai 1998

Reinsalu E., “*Criteria and Size of Estonia Oil Shale Reserves*”, Talling Technical University - 17 Fév 1998

Renard Gérard, Gadelle Claude, “*Expérience IFP des puits horizontaux au Canada*”, Pétrole et techniques, n°416 - sept-oct. 1998.

Romey I, P.F.M. Paul and G.Imarisio, “*Synthetic Fuels From Coal - Status Of The Technology*”, 1987. “*Étude Technico-Economique des filières de liquéfaction du Charbon*”, IFP, GDF, Centre d’études et recherche des charbonnages de France (CERCHAR) - fév. 1983

SASOL, “*Environmental Report*” - 1998

Schreiner Max, “*Research Guidance to Assess Gasoline from Coal by Methanol to Gasoline and Sasol-Type Fischer-Tropsch Technologies*”, Mobil Research and Development corporation - August 1978

Shinya Sato, : “*Structure analyse of oil shale And the development of fuel production technology from oil shale*”, Report of the National Institute for Resources and Environment - mars 96

Sok Yui, *"Athabasca Oilsands Produce Quality"*, Oil and Gas Journal - Nov. 20, 2000

Specht M, Staiss F., Bandi A. and Weimer T., *"Comparison of the renewable transportation fuels, liquid hydrogen and methanol with gasoline -energetic and economic aspects"*, Journal of power source 71 (1998).

Sporckman B – *"Comparaison des émissions provoquées par les véhicules à carburant et les véhicules électriques européens"*- UNIPEDE, 1991

SPP/CPM, *"Executive Summary, Draft Environmental Impact Statement"*, Stuart Oil Shale Stage 2 - sept. 1999.

SRI, *"Méthanol"*, report 43B - août 1982

Syncrude, *"An Action Plan and Annual Progress Report for Reducing Greenhouse Gas Emissions"*, Action Plan and Annual Progress Report for the Syncrude Project - Oct. 1999.

Thouvay Armelle, *"Les Bruts Lourds"*, IFP - 1998 ;

USGS, *"A Strategy for Methane Hydrates Research and Development"*, DOE/FE-0378 - août 1998

USGS, *"National Methane Hydrate Multi-Year R&D Program Plan"*, Office of Fossil Energy, Federal Energy Technology Center - juin 1999

Valais Michel, *"Proportions pour un gaz sec sans impuretés"*, IFP - 1983.

Wang MQ, *"Transportation cycle model"* - Argonne National Laboratory - GREET 1.5 – août 1999

WEC *"Survey of Energy Resources"* - 1998

Yakushev V.S., Collett T.S., *"Gas Hydrates in Arctic regions : Risk to Drilling and Production"*, Proceedings of the 2nd International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco - 14-19 Juin 1992

6. Annexes

Annexe 1

Scénario de production d'électricité en Europe à l'horizon 2050

En effet, sous la pression du protocole de Kyoto, qui requiert une réduction de 8 % des émissions de CO₂ en Europe, la production d'électricité à partir de turbine à gaz à cycle combiné devient une filière de plus en plus attractive, devant celle du charbon.

Dans le tableau 1, sont comparées les filières de production d'électricité à partir du cycle combiné appliqué au gaz naturel, de la turbine à gaz (TAG), de la turbine à vapeur (TAV), du charbon et du charbon propre. Nous pouvons ainsi noter que le gaz naturel CC permet, non seulement, d'améliorer le rendement des TAG de 30 %, mais de réduire les émissions de NO_x à 9 ppm/kWh_e, ainsi que celles liées au soufre qui est, contrairement au charbon, quasi-inexistant dans le gaz naturel. Face à de telles performances, le charbon propre ne peut rivaliser, surtout en termes d'émissions de CO₂. C'est pourquoi, cette filière disparaît progressivement dans les scénarios pour laisser place à cette nouvelle technologie.

Tableau 1
Émissions et rendement des procédés thermiques
de production d'électricité

Émissions (g/kWh) - rendement (étape production)	Turbine à combustion ⁽¹⁾	Turbine à vapeur	Cycle combiné ⁽²⁾	Conventionnel	Propre
Rendement (%)	41	42	60	38	50
CO ₂	520	507	340	927	682
SO ₂	0,004	0,004	0,004	5,06	0,373
NO _x	0,2	0,24	0,074	3,017	0,222
HC	0,04	0,0786	0,04	0,015	0,011
CO	0,075	0,043	0,075	0,080	0,059

Source : EDF

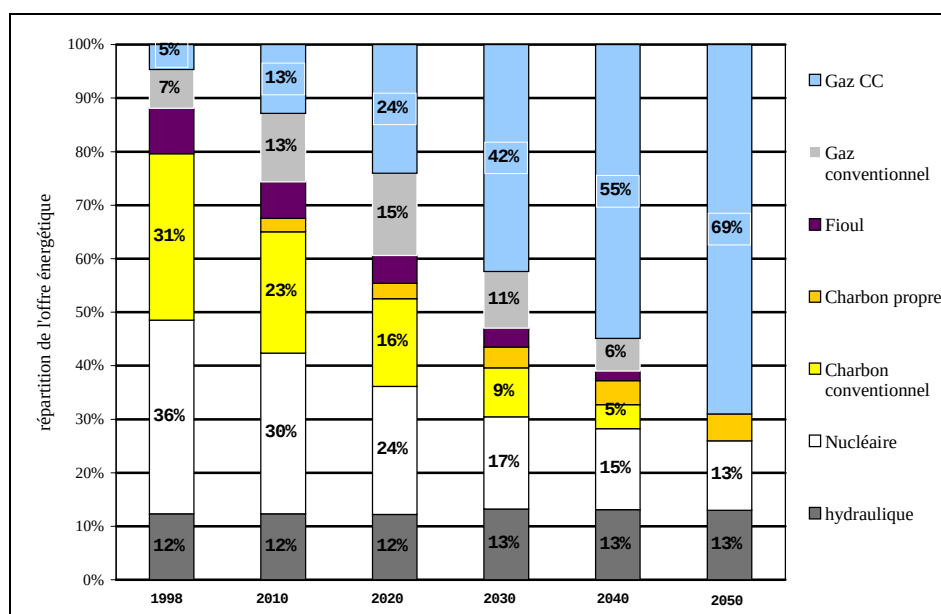
(1) General Electric : Turbine à gaz type LM6000

(2) (2) general Electric : Turbine à gaz naturel CC type 9H

Le scénario européen (Figure 1) a été bâti à partir d'un ouvrage de la Commission européenne ¹.

En 1998, le parc européen était principalement composé des filières gaz naturel (11 % dont 4,5 % en CC), charbon (31 %, pas de charbon propre), nucléaire (36 %) et hydraulique (12 %). Sur la période 2000-2030, la part du nucléaire décroît assez rapidement jusqu'à 17 %, puis plus lentement jusqu'en 2050. Le charbon, par contre, ne rencontre pas de phase de stabilisation et est remplacé progressivement par le gaz naturel CC pour finir à une part de 5 % en 2050. À cette date, la nouvelle technologie représente alors 69 % du parc électrique européen.

Figure 1
Evolution du parc électrique européen



(1) « Energy in Europe – European Energy to 2020 », Directorate General for Energy, European Commission, 1996.

- Etude n° 6 -

Tableau 2
Emissions et rendement des parcs électriques européens et français
(sorties centrales)

g/kWh	1995	2010	2030	2050
CO ₂	468	446	384	307
NO _x	1,39	1,09	0,57	0,17
HC	1,83	1,59	1,11	0,71
CO	0,14	0,15	0,16	0,16
SO ₂	2,23	1,67	0,74	0,06
CH ₄	1,57	1,37	0,98	0,67
Particules	0,42	0,31	0,15	0,04
Rendement	0,35	0,38	0,45	0,51

Annexe 2

L'extraction, le traitement et le transport des énergies fossiles conventionnelles

I - Le pétrole brut

1 - L'extraction et le traitement brut

Une source importante d'émissions liées à cette étape est le torchage des gaz fatals. Le gaz brûlé (il s'agit essentiellement de méthane) peut être directement imputé à la production de pétrole, le torchage étant très faible sur les champs gaziers. La production totale de pétrole brut est estimée à 3 533 Mtep pour 1998. La quantité totale de gaz brûlé est estimée à $1\,076\,10^9\text{ m}^3$ soit 97,02 Mtep pour 1998¹. En moyenne, il y a donc 0,03 tep, soit 0,024 t de méthane brûlé par tonne de pétrole produite.

Les besoins énergétiques nécessaires à l'extraction et au traitement du brut sur champ (dessalage, séchage, réchauffage,...) sont estimés à 2 % de la quantité sortie champ pétrolier². On considère que cette énergie est produite à partir de la combustion de méthane.

Les émissions de méthane liées au traitement du pétrole sont basées sur les estimations de Argonne Laboratory³, elles s'élèvent à 0,014 g/MJ produit. Dans ce chiffre, les émissions liées aux pertes de gaz associés ne sont pas prises en compte. Nous estimons en effet que ces derniers sont soit brûlés, soit réinjectés dans le sol.

2 - Le transport du pétrole brut

Les besoins énergétiques et les émissions associés au transport du pétrole brut dépendent d'un grand nombre de paramètres : l'existence ou non d'oléoducs dans la zone étudiée, la part des importations de pétrole brut, la provenance des importations, le mode de transport utilisé, les capacités et les consommations

(1) CEDIGAZ, 1999.

(2) OCDE – « Sélection d'un carburant de substitution, effets sur la pollution atmosphérique et sur les gaz à effet de serre » - 1993.

(3) « Emissions of Greenhouse gas from the use of transportation fuels and electricity »- Argonne National Laboratory, USA, 1999.

- Etude n° 6 -

des tankers et des oléoducs, la distance séparant les ports de déchargement des raffineries. On estime le « rendement » associé au transport à 98 %.

De nombreuses informations sur l'origine des importations sont disponibles. Elles sont en revanche plus limitées en ce qui concerne les modes de transport et les émissions associées. Néanmoins, il existe des approximations présentées dans le tableau 1.

Tableau 1
Estimation des émissions liées au transport du pétrole (g/kWh transporté)

Sources	CO ₂	NO _x	SO ₂	HC	CO	Part
Estimation des émissions liées au transport du pétrole brut à destination de l'Europe UNIPEDE ¹	5.8	0.007	0.01	0.018	0.015	
Estimation des émissions liées au transport du pétrole brut à destination de l'Europe autre que celui de la mer du Nord APME ²	8.6	0.18	0.07	0.14	0.0006	
Estimation des émissions liées au transport par oléoduc (480 km) ONTARIO HYDRO ³		0.16	0.01	0.007	0.0003	0.007
Estimation des émissions liées au transport par tanker (16 000 km) ONTARIO HYDRO		0.01	0.02	0.0007	0.0002	0.001
Estimation des émissions liées au transport par barge (2 400 km) ONTARIO HYDRO		0.025	0.025	0.05	0.07	0.04

On utilise pour l'étude les données de l'APME.

Tableau 2
Récapitulatif des émissions de l'extraction et du transport du pétrole (g/MJ sorti étape)

Étape	Rendement	CO ₂	CH ₄
Extraction et traitement sur champ	98 %	2,5	0,014
Transport	98 %	2,4	< 0,039*

* correspond à l'estimation de l'APME pour les HC

(1) UNIPEDE, B. Sporckman – « Comparaison des émissions provoquées par les véhicules à carburant et les véhicules électriques " européens " » - 1991.

(2) « Eco profile of the european plastics industry », Rapport n ° 2 APME- 1993.

(3) « Ontario Hydro, Research division » - « Environmental evaluation of coal, oil, natural gas and uranium fuel cycles: comparison of emissions, wastes and resources » - Report n° 91-225-H.

II - Le gaz naturel

1 - L'extraction et le traitement du gaz naturel

Les besoins énergétiques associés aux opérations sur champ (torchage compris) sont estimés à 4 % de l'énergie sortie au terminal de traitement ¹. Ces besoins portent sur trois postes : l'extraction et le traitement du gaz naturel, le torchage des gaz associés (très faibles sur les champs gaziers) et enfin, les pertes sèches de méthane enregistrées au cours de ces différentes étapes.

Pour différencier les étapes d'extraction et de traitement, nous nous sommes basés sur les études d'Argonne National Laboratory (1999) et ETH (1996).

Les besoins énergétiques pour l'extraction et le traitement varient selon l'origine des approvisionnements et selon la pression du gaz à sa sortie du puits. Les estimations les plus basses concernent les sites de production où le gaz est disponible à une pression relativement élevée (cas de la mer du Nord). Cette situation est néanmoins singulière car, dans la plupart des cas, la pression du gaz naturel extrait est insuffisamment élevée pour son transport jusqu'au terminal de traitement.

2 - Le transport et la distribution du gaz naturel

Le transport du gaz naturel peut s'effectuer par gazoduc ou par méthanier. D'après le rapport annuel de CEDIGAZ (1999), 10 % du volume de gaz importé en Europe s'effectuent par méthanier.

2.1. Le transport par gazoduc

Les installations de transport de gaz sont constituées de canalisations en tubes d'acier, soudées bout à bout, dont la pression maximale de service est de l'ordre de 70 bars, avec de place en place des stations de recompression relevant la pression de transport. Ces stations utilisent de l'électricité généralement produite à partir de moteur à gaz ou de turbine à gaz. Elles sont régulièrement espacées sur la ligne gazière tous les 150 à 200 km et consomment entre 0,3 et 0,4 % du gaz acheminé. Pour une distance de 1 000 km, cette dépense

(1) Ecotrafic AB, « The life of fuels » -1992.

- Etude n° 6 -

représente 2 à 2,5 % du gaz transporté¹. En Europe, la distance moyenne de transport est de 1 800 km, il s'agit de la longueur moyenne des principaux gazoducs approvisionnant l'Europe, pondérée par leur capacité (en m³/an). C'est la valeur qui sera retenue dans l'étude.

Compte tenu des distances considérées, le « rendement » de l'étape « transport du gaz naturel » retenu est de 96,4 %. Les émissions liées au transport du gaz ne sont pas uniquement fonction de la distance parcourue. Elles dépendent également du type d'installation (moteurs alternatifs ou turbines) utilisé pour la compression le long du gazoduc.

2.3. Le transport par méthanier

Le transport du GNL comporte les étapes suivantes :

- la liquéfaction,
- le transport par méthanier,
- la regazéification,
- le transport à l'intérieur du pays importateur.

La moyenne kilométrique par m³ de gaz transporté a été estimée à 1 490 km. Les pays d'importation considérés étant l'Algérie, la Libye, le Qatar et Abu Dhabi. Les émissions de CO₂ et le rendement pour chaque étape sont répertoriés dans le tableau 3. Le méthanier choisi pour effectuer les calculs a une capacité de 140 000 m³, une vitesse moyenne de 35,15 km/h et une consommation de 24 t/j de fioul. Le taux de pertes de GNL est estimé à 0,15 % par jour. Une partie des pertes de GNL en mer sont récupérées par le méthanier et utilisées en tant que carburant. La durée de l'arrêt au port est de 3,5 j.

Tableau 3
Transport du GNL

Étape	Rendement	CO ₂	CH ₄
Liquéfaction	89 %	3,32	0,027
Transport par méthanier	« 99 % »	0,28	0,10
Regazéification	99,9 %	0,05	-
Distribution	« 99 % »	0,4	0,014

(1) Commission Consultative pour la Production des Carburants de Substitution,
« Rapport du groupe de travail n° 3 sur le gaz naturel véhicule » - 1992.

3 - Les pertes de méthane

Le « Gas Research Institute »¹ a classé les émissions associées au transport et à la distribution du gaz en trois catégories : celles dites intentionnelles principalement liées aux opérations de maintenance ; celles de combustion associées à la combustion imparfaite du méthane dans les moteurs ou les turbines qui produisent l'électricité nécessaire aux compresseurs ; celles dites fugitives qui sont des émissions involontaires et qui correspondent principalement à des fuites sur le réseau de distribution.

Les fuites de gaz naturel lors du transport sont extrêmement difficiles à évaluer. « Pipeline & Gas Journal »² estime ces pertes entre 0,001 % et 0,13 % du gaz transporté. La maintenance sur le réseau de transport peut représenter entre 0,0002 % et 0,001 % selon les cas, et les pertes liées aux accidents sont évaluées à 0,002 % des quantités transportées. C'est en bout de chaîne, c'est-à-dire lors de la distribution qu'apparaissent les déperditions les plus importantes. Elles sont comprises entre 0,03 % et 0,3 % pour les réseaux modernes et sont estimées à environ 1 % pour les plus anciens.

VNIIGAZ évalue les pertes³ liées à l'extraction et au traitement en Russie à 0,08 % des quantités commercialisées et celles liées au transport et à la distribution à 1,27 %. L'IEA Statistics estime les pertes⁴ de méthane associées au transport et à la distribution à 1,7 % en Russie et à 0,35 % en Europe. Toujours selon « Pipeline and Gas Journal », les pertes liées à la production représentent environ 0,015 % de la production commercialisée et celles relatives au traitement entre 0,001 % et 0,002 %.

Au total, l'ensemble des pertes de méthane représente un peu moins de 0,09 % des quantités commercialisées. Ce chiffre est très inférieur aux valeurs présentées par l'AFGNV⁵ qui donne une valeur de 0,5 % des quantités commercialisées dans son rapport sur l'évaluation de la filière GNV. L'IEA considère que 0,35 % des quantités commercialisées sont perdues. Cependant, GDF estime que ce chiffre correspond à l'ensemble des pertes du réseau et que

(1) Gas Research Institute - Chicago, Illinois – « Methane emissions from natural gas industry » - 1994.

(2) Pipeline & Gas Journal – « Methane leakage in natural gas operations » - January 1992.

(3) Données recueillies directement auprès de VNIIGAZ.

(4) IEA Energy Statistics, « Energy statistics and balances of OCDE and non-OCDE countries » - 1994.

(5) Rapport Commission environnement A.F.G.N.V.

- Etude n° 6 -

80 % d'entre elles ont lieu dans le réseau capillaire des villes à 21 mb. L'essentiel de ces rejets gazeux ne devrait donc pas concerner les stations de compression GNV.

Pour les pertes lors du transport du gaz naturel, nous retiendrons donc un taux de 0,07 % (correspondant à $0,35 \times 20$ %).

Concernant celles de l'étape d'extraction, nous serions tentés d'adopter le taux de 0,015 % annoncé par « Pipeline and Gas Journal ». Ce chiffre est cependant très faible par rapport à ceux trouvés généralement dans la littérature. Cette disparité des données nécessiterait une étude plus approfondie sur le sujet. Dans le doute, aucune valeur ne sera affectée à ces étapes.

Tableau 4
Récapitulatif des facteurs d'émissions utilisés dans l'étude
pour l'extraction et le transport du gaz naturel (g/MJ sorti étape)

Etape	Rendement	CO ₂
Extraction	97,5 %	1,9
Traitement	98,6 %	1,6
Transport	« 95,5 % »	2,2

III - Le charbon

1 - L'extraction et l'enrichissement du charbon

Le rendement et les émissions dépendent essentiellement des caractéristiques de la mine (ciel ouvert ou non). En moyenne, 60 % des mines sont souterraines et 40 % à ciel ouvert. De plus, on sait qu'une certaine quantité du charbon extrait est brûlé au cours des opérations de production. Cette quantité est cependant variable.

Pour l'extraction, la répartition moyenne adoptée sur l'origine de l'énergie utilisée est : 50,3 % de charbon et 49,7 % de fioul. Pour l'enrichissement, l'énergie utilisée est supposée être d'origine électrique. On admet par ailleurs que l'électricité est produite elle-même à partir du charbon. Les dépenses énergétiques représentent selon l'ETET 77²⁰ : 0,6 % des quantités produites pour l'extraction et 0,2 % pour l'enrichissement. Le rendement est donc de 99,2 %.

Les facteurs d'émissions sont donnés en g/MJ sortie étape, et sont issus d'une étude réalisée à l'IFP ¹.

2 - Les échappements de méthane lors de l'extraction minière

Selon une étude de l'IEA ², les émissions de méthane emprisonné dans le charbon lors de l'extraction seraient de 192,3 scf/t de charbon produit. Le facteur d'émissions de méthane correspondant est donc de 0,185 g/MJ de charbon produit.

3 - Le transport du charbon

Les caractéristiques de l'étape transport maritime sont estimées selon une étude IFP ³. Elle prend en compte les transports par Panamax, par Capesize et par péniche. Les régions concernées par l'importation maritime en Europe sont les États-Unis, l'Afrique du Sud et l'Australie avec une part respective de 41 %, 36 % et 23 %.

Pour le transport intérieur (en France ou dans le pays d'origine), on suppose que le trajet s'effectue par train sur une distance moyenne de 400 km. D'après l'article de G. Dobias ⁴, les consommations énergétiques sont les suivantes :

- 8,7 à 9,1 gec/t.km pour les wagons complets sur train à traction électrique ;
- 7,2 gec/t.km pour les wagons complets sur train à traction diesel.

On retient une valeur moyenne de 8,2 gec/t.km soit $5,5 \cdot 10^{-6}$ tep (fioul)/t.km.

Les émissions de CO₂ et méthane et les rendements liés aux étapes d'extraction, de traitement et de transport du charbon sont rassemblés dans le tableau 5.

(1) Institut Français du Pétrole.

(2) EIA, « Emissions of greenhouse Gases in the United States » 1985-1994, DOE/EIA-0573(87-94), oct. 1995b.

(3) Ch. Armengol, B. Bensaïd, « Émissions de gaz à effet de serre associées aux véhicules électriques et thermiques sur toute la chaîne énergétique », IFP, janvier 1994.

(4) Revue Transport, G. Dobias – « L'énergie dans les transports terrestres ».

- Etude n° 6 -

Tableau 5
Émissions (g/MJ) et rendements liés à l'extraction,
au traitement et transport du charbon

Étape	Rendement	CO₂	CH₄
Extraction et traitement	99,2 %	1,1	0,185
Transport	« 97,4 % »	2,2	nd

Annexe 3

L'extraction et le traitement des énergies fossiles non conventionnelles

I – L'extraction des gaz d'hydrates

L'évaluation des émissions de CO₂ et des rendements énergétiques de l'extraction de gaz d'hydrates a été effectuée uniquement pour les méthodes thermiques et est basée sur deux modèles :

- le modèle de G.A. Bayles ¹, visant à étudier l'efficacité de l'injection de vapeur en fonction des caractéristiques d'un réservoir d'hydrates situé dans une région permafrost ;
- l'application par G.D. Holder ² des modèles de McGuire ³ pour l'extraction des gaz d'hydrates à injection d'eau chaude.

1. Description des modèles d'extraction

1.1. Le modèle de McGuire exploité par Holder

Pour la technologie thermique, McGuire a considéré deux voies d'extraction. La première, appelée « frontal sweep », consiste à introduire l'eau chaude dans un puits central d'injection qui a pour effet de pousser le gaz libéré vers un puits voisin de production. Dans le cas du modèle nommé « fracture flow », l'injectivité de l'eau est augmentée par une fracturation hydraulique dans le réservoir entre les puits d'injection et de récupération. Dans son modèle de dépressurisation, une fracture est générée afin d'augmenter la perméabilité de la zone d'hydrate. Pour éviter l'obstruction des pores par la formation de glace, il a suggéré une méthode dite de « salt-frac », qui permettrait de prévenir la formation de glace par l'ajout de sel.

Dans le but d'une analyse économique, Holder a appliqué les trois modèles de McGuire, sur une région permafrost de la pente nord de l'Alaska. Étant donné que dans le champ de Kuparuk, les réservoirs ont une porosité variant de 35 à

(1) G.A. Bayles, « A steam cycling model for gas production from hydrate reservoir ».

(2) G.D. Holder, V.A. Kamath et S.P. Godbole, « The potential of natural gas hydrates as an energy resource », *Ann. Rev. Energy*, 1984.

(3) McGuire, « Methane hydrate gas production an assesment of conventional production technology as applied to hydrate gas recovery », *Alamos Sci.Lab Rep.*, 1981.

- Etude n° 6 -

40 % et une perméabilité de 400 à 800 millidarcies ¹, le champ d'hydrates choisi par Holder, possède une porosité de 40 %, une perméabilité de 600 millidarcies et une épaisseur de 7,6 m.

Avec une valeur moyenne des deux modèles thermiques, il serait nécessaire d'injecter 30 000 bl d'eau par jour à 150 °C pour une production de 250 MMscf de gaz par an. La consommation de fuel associée pour produire cette énergie est de 50 millions de Btu par jour. La production estimée par extrapolation s'élève alors à environ 1 100 MMscf par an.

1.2. Les modèles étudiés par G.A. Bayles

Cette étude consiste à étudier l'efficacité de l'injection de vapeur en fonction des caractéristiques d'un réservoir d'hydrates situé dans une région permafrost. Les caractéristiques de champs étudiés sont la porosité, la profondeur et l'épaisseur du réservoir. Ce modèle est simplifié dans le sens où il ne tient pas compte des écoulements interstitiels. Il ne reflète certes pas la réalité, mais permet de donner un ordre de grandeur des pertes d'énergie lors de l'injection de la vapeur, et surtout de conclure sur l'influence des caractéristiques du réservoir, du temps d'injection de vapeur et sur la productivité du puits.

Dans l'étude :

- la porosité varie de 10 à 40 % ;
- la profondeur varie entre 760 et 990 m. Cette plage de profondeur a été choisie parce qu'elle correspond à un gradient de température supérieur à 0 °C. En dessous de cette température, il se forme de la glace dans les pores du réservoir. L'écoulement en serait alors très affecté ;
- l'épaisseur du réservoir varie de 6 à 30 m.

Pour les calculs de pertes d'énergie, deux valeurs extrêmes ont été calculées. La valeur supérieure est obtenue en considérant que toute la chaleur de la vapeur, obtenue après injection, est consommée directement pour chauffer le réservoir. La valeur inférieure est calculée en prenant en compte un temps d'imbibition dans la roche.

Après l'analyse de courbes paramétriques, le meilleur cas étudié serait un réservoir de 36 m d'épaisseur à une profondeur de 990 m avec une porosité de

(1) Colett, « *Detection and evaluation of Natural Gaz Hydrates from Well Logs Pudhoe Bay, Alaska* », USGS, 1983.

30 %. Dans ce cas, la production de la première année serait de 110 et 53 MMscf et les ratios d'efficacité énergétique de 9,6 et 7,7.

1.3. Résultats des deux études

Le tableau 1 rassemble les résultats de rendements énergétiques et d'émissions de CO₂ issus correspondant aux deux cas d'études considérés. Dans le cas du modèle de G.A Bayles, nous avons supposé un rendement énergétique de 85 % pour la production de vapeur.

Tableau 1
Récapitulatif du rendement énergétique et des émissions de CO₂ et CH₄ pour l'extraction des gaz d'hydrates suivant les deux modèles

	Modèle de G.A. Bayles		Modèle de MacGuire
	Valeur inférieure	Valeur supérieure	
Rendement	86,7%	89,1%	93,4 %
CO ₂	8,6	6,9	3,9

Le cas choisi pour l'étude est la valeur intermédiaire (modèle G.A. Bayles, valeur supérieure). Les émissions de méthane sont considérées identiques à celles d'un champ de gaz conventionnel. Enfin, en assumant un rendement de 99 % et 1 g/MJ d'émissions de CO₂ pour le traitement des gaz d'hydrates, ces derniers étant en moyenne plus purs que le gaz naturel, les valeurs qui sont affectées aux étapes d'extraction et traitement sont les suivantes :

Tableau 2
Valeurs choisies pour l'extraction et le traitement des gaz d'hydrates

	Rendement (%)	CO ₂ (g/MJ)	CH ₄ (g/MJ)
Extraction	89	6,9	0.068
Traitement	99	1	0.029

II - L'extraction des schistes bitumineux

CPP-SPM est le groupe le plus apte à nous fournir des renseignements sur la filière de production des schistes par pyrolyse. À défaut d'obtention de données

- Etude n° 6 -

de leur part nous nous sommes basés sur le cas de l'extraction in-situ d'huile de schistes.

1 - Description du procédé pris en considération

1.1 - Introduction

D'après un article de IIT Research Institute ¹ et Bechtel Group, la récupération d'huile in-situ par chauffage électromagnétique à l'aide de fréquences radio permettrait par rapport à l'injection de fluides chauds :

- un taux de récupération amélioré,
- un rendement énergétique plus favorable.

En effet, ce système de chauffage diélectrique possède l'avantage de répartir uniformément la chaleur dans la zone ciblée et de rendre la pyrolyse possible à faible température (385 °C). Il permet donc d'éviter le craquage et la cokéfaction de l'huile de schiste tout en augmentant le taux de récupération d'huile.

1.2 - Description du procédé

Tout d'abord trois puits de récupération sont installés pour couvrir une couche de 55 mètres de profondeur de schistes. Ensuite, de ces puits sont perforés une série de drains horizontaux sur les couches supérieures et inférieures, permettant ainsi l'écoulement de l'huile chauffée. Les électrodes tubulaires espacées de 3,5 à 4,5 mètres sont disposées verticalement dans des trous forés.

Une fois extraite, l'huile de schistes subit un traitement d'upgrading. À partir des gaz de schistes, de l'hydrogène et de l'électricité sont produits pour cette dernière étape.

2 - Résultats

Les analyses sur un pilote ont montré que les consommations en électricité pour produire un baril d'huile de schiste traitée se monte à 263 kWh. En supposant que l'électricité est produite à partir des schistes, nous obtenons un rendement

(1) « *In situ retorting of oil shale using RF heating* », a conceptual design, J.R. Bowden, G.D. Gould, Bechtel Group, J.E. Bridges, G. Srety, IIT Research Institute.

de 71 %. Les émissions liées à la production d'un MJ de brut synthétique sont répertoriées dans le tableau 3.

Tableau 3
Émissions et rendement liés à la production in-situ d'huile de schistes

Étape	Rendement	Émissions en g/MJ	
		CO ₂	CH ₄
Extraction	71 %	45	0,063

III - Extraction des bitumes de la région de l'Orénoque

L'étude de l'extraction de bitume de l'Orénoque est basée sur le cas du projet Sincor dont TotalFina Elf possède 47 % des parts.

1 - Description du procédé

Le développement se décompose suivant les étapes suivantes :

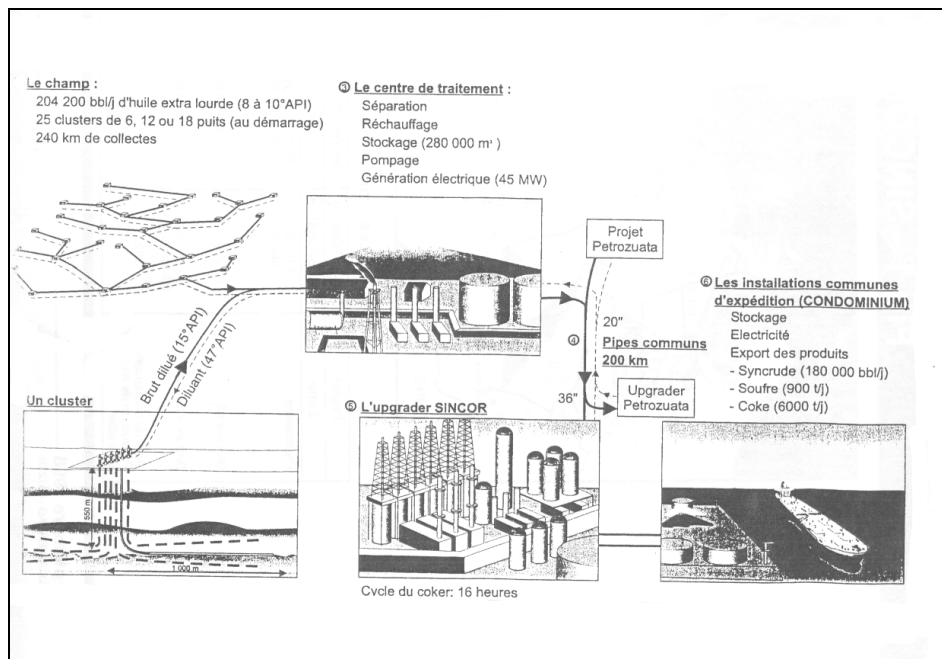
- le brut très visqueux (8,5°API) contenu dans le réservoir est extrait à froid grâce aux puits déviés, puis est dilué en sortie de puits jusqu'à 17°API pour pouvoir être transporté jusqu'à un centre de traitement où il est dégazé, déshydraté puis pompé sur une distance de 20 km jusqu'à la station d'upgrading sur la côte à José ;
- une fois acheminé à José, le brut dilué une première fois subit plusieurs étapes de transformation (Schéma 1) qui le rendent assimilable à brut dit conventionnel.

L'upgrader comprend en effet :

- une distillation atmosphérique ;
- une distillation sous vide ;
- un coker ;
- une unité d'hydrotraitement pour les coupes légères et le distillat moyen ;
- un hydrocraqueur pour les distillats lourds ;
- une unité de reformage à la vapeur de l'upgrader et de gaz naturel.

- Etude n° 6 -

Schéma 1 Description du projet SINCOR



Source : TotalFinaElf

2 - Résultats

Les consommations énergétiques et émissions de CO₂ liées sont données dans le tableau 4. Elles ont été calculées en interne à l'IFP.

Tableau 4
Rendement énergétique et émissions de CO₂ liés au projet Sincor

Rendement (%)	CO ₂ (g/MJ)
88,6	10,5

IV - Extraction et traitement des sables asphaltiques de la région de l'Athabasca

Pour l'étude, nous avons considéré le cas du champ exploité par Syncrude dans la région de l'Athabasca au Canada.

1 - Description du procédé

1.1.- Extraction et séparation du bitume des sables

L'exploitation des sables asphaltiques se fait de façon minière à ciel ouvert. Les sables récupérés sont transportés à l'aide d'un système hydraulique qui permet de récupérer grossièrement une grande partie des bitumes par injection d'eau chaude et de les transporter sous forme de boue par pipeline. Les résidus solides de cette première étape sont récupérés par des convoyeurs mécaniques vers l'unité de séparation. Les sables à ce niveau subissent dans un cylindre rotatif un « lavage » plus poussé avec de la vapeur, de l'eau chaude et des caustiques. Le mélange sortant est ensuite tamisé pour enlever les parties solides. Le bitume ainsi récupéré est mélangé avec celui provenant du système de transport hydraulique. Le produit est alors envoyé dans une unité de séparation par flottation. Enfin, l'écume récupérée est diluée avec du naphta avant d'entrer dans une centrifugeuse qui permettra de récupérer l'ultime quantité de bitume présent après récupération du naphta.

À titre indicatif, le brut synthétique produit par Syncrude représente 25 % du brut conventionnel léger et médium produit au Canada.

1.2 - L'upgrading

Les bitumes sont craqués pour former des gaz, du naphta et de l'huile. Les gaz sont traités pour les utiliser en tant que fuel de raffinerie. Le naphta et l'huile sont hydrotraités et mélangés pour former un brut de bonne qualité pour les raffineries.

- Etude n° 6 -

2 - Résultats

Les résultats répertoriés dans le tableau 5 proviennent d'une étude effectuée par Syncrude ¹ en 1999 faisant l'état des lieux et les perspectives d'évolution des émissions de CO₂ de leur projet.

Tableau 5
Émissions de CO₂ et rendement énergétique liés à l'extraction
des sables asphaltiques du projet Syncrude dans la région de l'Athabasca

Année	1988	1990	1998	2000	2005	2008
Émissions de CO ₂	24,3	20,8	19,0	14,9	12,7	12,7
Rendement	79,6 %	80,2 %	81,6 %	83,4 %	85,3 %	85,8 %

La méthodologie employée par Syncrude pour calculer ses émissions de CO₂ est basée sur le cycle du carbone et comprend les émissions indirectes (carburant utilisé pour les camions, importation d'électricité..).

Les valeurs utilisées pour l'analyse des filières sont celles de l'année 2000.

V - Extraction et traitement de bruts lourds par injection de vapeur

1 - Extraction par injection de vapeur

L'extraction de brut lourd par injection de vapeur, serait caractérisé par un taux moyen de performance d'environ 0,35. Ce taux correspond au rapport de la quantité d'huile produite (en m³) sur la quantité de vapeur injectée (en t.). Le rendement considéré pour la production de vapeur est de 83 %.

Le taux correspondant à la technologie des puits horizontaux multidrains s'élèverait à 1.

(1) Syncrude, « An Action Plan and Annual Progress Report for Reducing Greenhouse Gas Emissions », Action Plan and Annual Progress Report for the Syncrude Project, Oct. 1999.

2 - Upgrading

Concernant l'étape d'upgrading des bruts lourds, nous avons adapté les données de celle du projet SINCOR à un brut d'une densité de 16 °API.

3 - Résultats

Les résultats de rendements et d'émissions de CO₂ pour les étapes d'extraction par injection de vapeur et de traitement des bruts lourds sont répertoriés dans le tableau 6.

Tableau 6
Rendement énergétique et émissions de CO₂ pour les étapes d'extraction par injection de vapeur des bruts lourds

Étape	Rendement	CO ₂ (g/MJ)
Extraction Injection de vapeur classique	82 %	16
Extraction par injection de vapeur, Méthode des puits horizontaux multidrains	93 %	5,6
Prétraitement	98 %	0,89
Upgrading	94 %	8

VI - Extraction des condensats

La séparation des condensats du gaz naturel se faisant naturellement, aucun apport d'énergie n'a été compté pour cette étape. Les émissions et consommations d'énergie proviennent donc principalement de l'étape d'extraction des gaz naturels à condensats. N'ayant pas pu obtenir de données concernant le traitement des condensats, nous ne retiendrons que les valeurs suivantes pour cette filière :

- rendement de 97 % ;
- émissions de CO₂ de 1,89 g/MJ.

- Etude n° 6 -

VII - Extraction des GPL du gaz naturel

Les valeurs correspondant à la récupération profonde du GPL sont basées sur l'estimation d'Argonne National Laboratory. Le bilan pour les étapes de extraction et de traitement des GPL à partir du gaz naturel sont répertoriés dans le tableau suivant.

Tableau 7
Émissions de CO₂ et rendement énergétique
des étapes d'extraction du GPL

	Rendement	CO₂ (g/MJ)
Extraction GN	97,5 %	1,9
Traitement GN et récupération des GPL	92,9 %	4,3

Annexe 4

La production et la distribution des carburants

I - Les carburants conventionnels : GPL, essence et gazole

1 - Le raffinage

1.1 - À partir d'un brut « conventionnel »

Le calcul des consommations énergétiques et des émissions de CO₂ liées à la production d'essence et de gazole prend en compte les spécifications de soufre 2005 (50 ppm).

Afin de se rapprocher du cas européen, nous avons supposé les répartitions suivantes pour les origines de l'essence et du gazole dans la raffinerie.

Tableau 1
Origines de l'essence et du gazole considérées

Essence		Gazole	
Répartition	Unité d'origine	Répartition	Unité d'origine
50 %	Reformage génératif	80 %	Hydro-désulfurisation du gazole « Straight Run »
40 %	Craquage catalytique	20 %	Hydro-désulfurisation du « Light Cycle Oil »
10 %	Isomérisation		

Source : C. Baudouin, IFP

En ce qui concerne le GPL, l'autoconsommation et les émissions de CO₂ ont été estimées à partir des valeurs données dans le rapport de la commission environnement A.F.G.N.V.¹.

Pour les raisons expliquées dans le chapitre B.III.1.1, les valeurs attribuées au diesel et à l'essence ont été moyennées.

(1) Rapport Commission environnement A.F.G.N.V., octobre 1997.

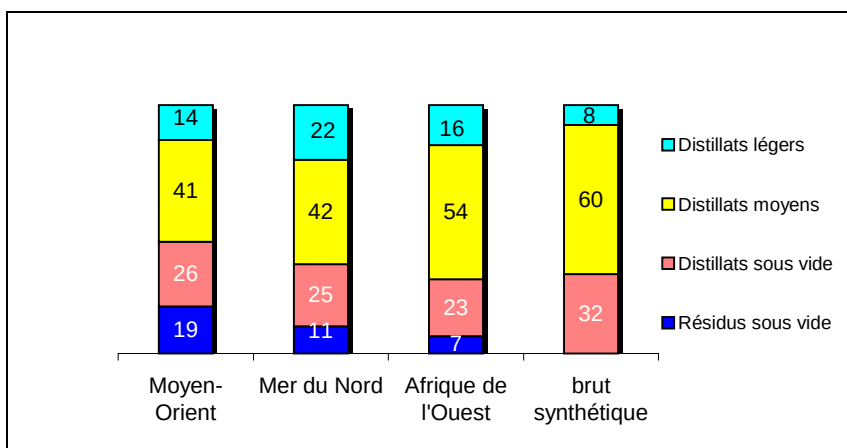
Tableau 2
Rendement énergétique et émissions de CO₂
(g/MJ sortie étape) liés au raffinage

	Carburant	GPL
Rendement	91 %	97 %
CO ₂ (g/MJ)	7,2	2,6

1.2 - À partir d'un brut synthétique

Le brut synthétique provenant d'une étape d'upgrading se rapproche plus d'un brut de l'Afrique de l'ouest que d'un Arabe Léger. Comme le montre la figure 1, le brut typique de l'Afrique de l'Ouest contient une grande proportion de la coupe diesel et une faible quantité de résidus sous vide, ce qui le rapproche des caractéristiques d'un brut synthétique.

Figure 1
Typologie des bruts traités en France



Le rendement et les émissions atmosphériques liés au traitement d'un brut synthétique correspondraient pratiquement à celui d'un brut type arabe léger sans sa partie résidu sous vide et avec un traitement de désulfuration moins intense. Les résultats, suivant cette hypothèse, sont rassemblés dans le tableau 3.

Tableau 3
Rendement énergétique et émissions de CO₂
(g/MJ sortie étape) liés au raffinage d'un brut synthétique

	Carburant	GPL
Rendement	92 %	96,5 %
CO ₂ (g/MJ)	6	2,6

2 - La production de gazole à partir de gaz naturel

Pour produire ce carburant liquide à partir du gaz naturel via la synthèse Fischer-Tropsch, nous avons choisi comme référence, le procédé SMDS mis au point par Shell et dont une unité de production fonctionne en Malaisie. Sur ce site, une unité Fischer-Tropsch est combinée avec une unité de craquage. On obtient alors trois produits : du naphta, du kérosène et du gasoil. On peut choisir les rapports entre ces trois produits suivant les proportions : 15, 25, 60 ou bien 25, 50, 25.

Les estimations de la société Shell pour la production de gazole sont les suivantes :

- 25.2 g CO₂ / MJ ;
- 63 % de rendement énergétique.

3 - La production d'essence ou de gazole à partir de charbon

3.1 - Production de gazole via la gazéification du charbon

Les calculs sont basés sur l'unité SECUNDA de SASOL en Afrique du Sud. Les données récupérées¹ ne sont cependant pas récentes (1978). Les estimations d'émissions de CO₂ et de rendement énergétique, répertoriés dans le tableau 4 sont donc certainement sous-estimées par rapport à la réalité.

(1) Max Schreiner, « Research Guidance to Assess Gasoline from Coal by Methanol to Gasoline and Sasol-Type Fischer-Tropsch Technologies », Mobil research and Development corporation, august 1978.

- Etude n° 6 -

Tableau 4
Rendement énergétique et émissions liés à la production
d'essence à partir de charbon

	Rendement	CO₂ (g/MJ)
Gazole	46 %	149

3.2 - Production d'essence via la liquéfaction du charbon

Pour la production d'essence issue de la liquéfaction du charbon, nous nous sommes basés sur l'unité « H-COAL » de liquéfaction du charbon ¹ :

Tableau 5
Rendement énergétique et émissions de CO₂
liés à la production d'essence par la liquéfaction du charbon

	Rendement	CO₂ (g/MJ)
Essence	47 %	93

4 - La distribution

Le transport des carburants liquides est effectué par camion-citerne d'une capacité de 25 tonnes pour une distance moyenne de 500 km. La consommation du camion est estimée à 43,5 l/100 km, ce qui correspond à une quantité de gazole consommé ² de 370,6 g/100 km. Le rendement est de 99,2 %.

Pour le GPL, la distribution et la compression sont rassemblées dans une seule et même étape : la distribution. Le transport du gaz liquide est assuré par camion-citerne possédant les mêmes caractéristiques en consommation que celui utilisé pour les autres carburants pétroliers.

(1) I.Romey, P.F.M. Paul and G.Imarisio, « Synthetic Fuels From Coal - Status Of The Technology », 1987. « Etude Technico-Economique des filières de liquéfaction du Charbon », IFP, GDF, Centre d'études et recherche des charbonnages de France (CERCHAR), fév. 1983.

(2) CNRS-ECOTECH, S. Lacassagne – « Étude comparative des émissions de polluants associées aux véhicules électriques et thermiques : cas du Japon et des Etats-Unis » - 1995.

Tableau 6
Récapitulatif des émissions de CO₂ et « rendement » énergétique
pour la distribution des carburants GPL, essence et gazole sorti étape

Distribution	« Rendement »	CO ₂ (g/MJ)
GPL	98,5 %	1,1
Essence et Diesel	99,2 %	0,6

II - Le GNV

On ne considère ici qu'un seul mode de stockage du gaz naturel, sous forme comprimée, mode adopté dans l'ensemble des pays où s'est développé le GNV. Généralement, c'est à 200 bars que le gaz est comprimé. La distribution finale du gaz naturel dans le véhicule est assurée par des stations-service GNV, dans lesquelles le gaz est comprimé à une pression minimale de 201 bars absolus (généralement 250 bars). Il existe principalement deux types de stations, celles dites à remplissage lent (le plein s'effectue sur plusieurs heures), et celles dites à remplissage rapide (le plein nécessite entre 2 et 10 minutes). Dans l'étude, on fait l'hypothèse que la station utilisée est à remplissage rapide. La phase la plus énergivore est, bien entendu, la compression du gaz jusqu'à 250 bars. L'énergie utilisée dépend de la pression en amont comme le montre le tableau suivant.

Tableau 7
Énergie nécessaire à la compression

Pression amont (bar)	Énergie spécifique requise (kWh/Nm ³)
2	0.28 à 0.32
5	0.22 à 0.26
10	0.18 à 0.22
15	0.14 à 0.18

Source : A.N.G.V¹

Pour l'étude, on prendra l'hypothèse d'une pression amont d'environ 5 bars. Le compresseur mû par un moteur électrique consomme de l'ordre de 0.25 kWh

(1) ADEME, « Le gaz naturel comprimé dans les transports » - Rapport de synthèse des travaux du comité d'études de l'application du gaz naturel comprimé aux véhicules de transport – déc. 1991.

- Etude n° 6 -

électrique par Nm³. Soit une autoconsommation de 5,5 % de l'énergie livrée ¹ (en adoptant un rendement de 40 % en conversion thermique/électrique). On suppose également que l'électricité nécessaire à la compression est distribuée par le réseau national. La compression d'un Nm³ de gaz naturel nécessite 0,25 kWh. Les pertes de méthane dans la station-service sont négligeables, le système GNV étant sous pression et étanche, elles se limitent aux infimes volumes relâchés lors du désaccouplement du raccord de remplissage.

Les hypothèses prises pour l'étape du transport jusqu'à la station de compression sont décrites en annexe 2 chapitre II.2.

Tableau 8
Émissions de CO₂ (g/MJ sortie étape) et rendement énergétique liés
au transport et à la compression du gaz naturel

Étape	Rendement	CO ₂	CH ₄
Transport	« 94,75 % »	2,7	-
Compression	94,8 %	3,3	0,0001

III - Le diméthyléther (DME)

1 - Production de DME à partir de gaz naturel

Il existe principalement deux voies d'obtention du diméthyléther : un procédé via le méthanol et un procédé direct à partir du gaz de synthèse développé par la société Haldor Topsoe, qui consiste à effectuer simultanément la synthèse du méthanol et du DME. Ce procédé permet d'obtenir un rendement de production d'environ 72 % ². Cette voie est celle que nous retenons dans l'étude.

La transformation du gaz naturel en Diméthyléther se fait en deux temps : le réformage du gaz naturel par l'eau pour obtenir un « gaz de synthèse » (mélange de H₂, CO et CO₂) ; la transformation simultanée du gaz de synthèse en méthanol et DME. Le rendement de ces deux opérations prises ensemble est d'environ 72 %, et l'énergie nécessaire à cette transformation provient de la combustion du méthane.

(1) Commission Consultative pour la Production des Carburants de Substitution, Rapport du groupe de travail n° 3 sur le gaz naturel véhicule – 1992.

(2) Haldor Topsoe A/S, Denmark.

2 - Distribution du DME

Nous supposons que le diméthyléther est, à l'instar du fuel lourd, transporté par un camion citerne de même volume. La charge transportée est de l'ordre de 20 tonnes de DME (la densité du DME est inférieure à celle du fuel lourd d'environ 20 %). L'unité utilisée pour les émissions est le g/MJ. On tient donc compte des PCI du fuel et du DME qui sont respectivement de 40 MJ/kg et de 28,8 MJ/kg. Les émissions associées à un trajet de 500 km sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 9
Facteurs d'émissions de CO₂ et rendement énergétique associés
à la transformation et à la distribution du DME jusqu'à la station-service

Étape	Rendement	CO ₂ (g/MJ)
Transformation	72 %	15
Distribution	« 98 % »	0,95

IV - Le méthanol

1 - Méthanol ex-gaz naturel

Les différentes performances attendues des différents procédés de production sont données dans le tableau 10 et dans la figure 2.

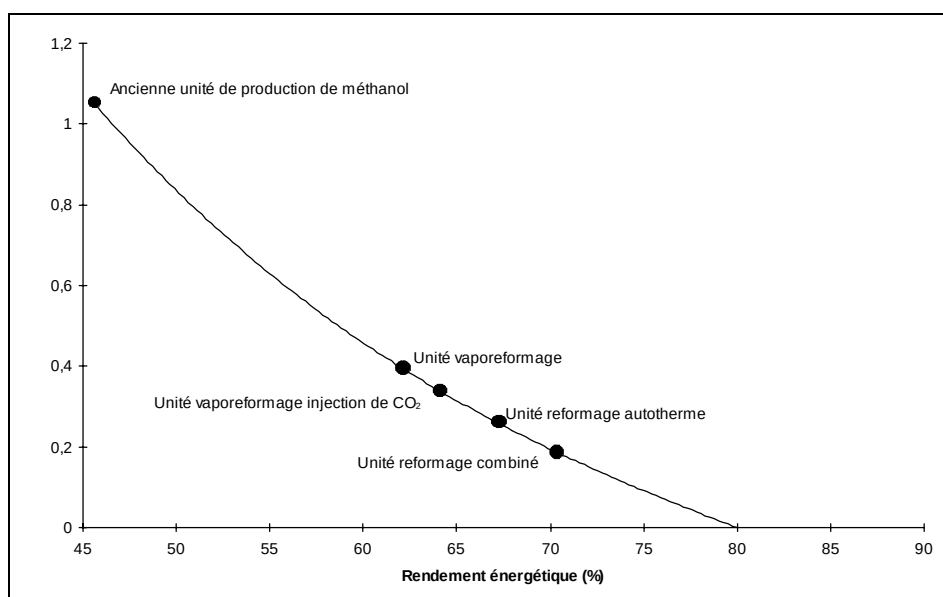
Tableau 10
Récapitulatif des rendements énergétiques et émissions de CO₂
pour la production de méthanol à partir de gaz naturel
pour différentes technologies

	Rendement énergétique	CO ₂ (g/MJ)
Vaporeformage conventionnel	62,4 %	19
Vaporeformage injection de CO ₂	64,2 %	17
Reformage autotherme	67,1 %	13
Reformage combiné	70,3 %	9

Source : METHANEX

- Etude n° 6 -

Figure 2
Evolution du rendement et des émissions de CO₂ de différentes technologies pour la production de méthanol à partir de gaz naturel



Source : METHANEX

Les valeurs utilisées (tableau 11) pour les émissions de CO₂ et le rendement énergétique sont celles de la technologie actuellement la moins répandue et la plus performante : l'unité de reformage combiné. Pour le CH₄, les données sont issues de l'étude d'Ecotraffic¹.

Tableau 11
Émissions et rendement énergétique liés à la production de méthanol à partir du gaz

Rendement	CO ₂ g/MJ	CH ₄ g/MJ
70,3 %	9	0,044

(1) Ecotraffic AB, « The life of fuels » -1992.

2 - Méthanol ex-charbon

Les calculs d'émissions de CO₂ et de rendement énergétique, figurant dans le tableau 12, ont été effectués pour une unité de production¹ de 4000 t/j de méthanol à partir du charbon sub-bitumineux du Wyoming.

Tableau 12
Émissions et rendement énergétique liés
à la production de méthanol à partir du charbon

Rendement	CO ₂ g/MJ
46,2%	156

3 - La distribution jusqu'à la station-service

Le méthanol, tout comme le DME, est acheminé par camion-citerne. La charge transportée est de l'ordre de 23 tonnes (la densité du méthanol est inférieure à celle du fioul lourd d'environ 5 %). L'unité utilisée pour les émissions est le g/MJ. On tient donc compte des PCI du fioul et du méthanol qui sont respectivement de 42,7 MJ/kg et de 20 MJ/kg. Les émissions associées à un trajet de 500 km sont présentées dans le tableau 13.

Tableau 13
Rendement et émissions de CO₂ pour le transport du méthanol

« Rendement »	CO ₂ (g/MJ)
« 98 % »	1,2

IV - La production d'hydrogène

1 - Production d'hydrogène à partir de gaz naturel

Le rendement et les émissions de CO₂ associés à la production d'hydrogène à partir de gaz naturel ont été estimés à l'IFP à partir des données courantes sur les procédés. Les émissions de méthane sont issues du modèle GREET mis au point par M. Wang (Argonne National Laboratory) et disponible sur le site Internet du laboratoire national.

(1) SRI, « Méthanol », report 43B, août 1982.

- Etude n° 6 -

Tableau 14
Émissions et rendement pour la production
d'hydrogène à partir de gaz naturel

Rendement	CO₂ (g/MJ)	CH₄ (g/MJ)
73 %	78	0,0019

2 - Production d'hydrogène à partir de charbon

Les calculs d'émissions de CO₂ et de rendement énergétique, figurant dans le tableau 15, ont été effectués pour une unité d'une capacité de 1,50 Mm³ H₂ et fonctionnant 330 jours par an¹.

Tableau 15
Récapitulatif des facteurs d'émissions utilisés pour la filière hydrogène
ex-charbon comprimé (électricité européenne) (g/MJ sorti étape)

Rendement	CO₂ (g/MJ)
52 %	189

3 - Le transport de l'hydrogène

Suivant la forme de stockage, le transport de l'hydrogène est considéré selon deux modes : par canalisation ou par camion.

Pour l'hydrogène transporté par gazoduc, les hypothèses de transport sont similaires à celles du gaz naturel (utilisations de turbines opérant avec de l'hydrogène). La valeur retenue est une auto-consommation de 0,8 % pour une distance d'environ 400 km. Les émissions de polluants associées à cette opération sont considérées comme nulles. En effet, très peu d'informations sont disponibles sur le transport de l'hydrogène par ce biais et seules certaines compagnies qui gèrent ce type de canalisation pourraient lever l'indétermination sur cette étape (par exemple Air Liquide). Il reste que les rejets devraient être très faibles, notamment au regard des autres sources principales de polluants. Ainsi, l'hypothèse faite de les négliger complètement ne devrait pas avoir de conséquence majeure sur les résultats.

(1) SRI 32A « Hydrogen – supplement A », déc. 1973.

Pour le transport par camion, les données d'émissions de polluants sont issues des valeurs retenues pour l'essence ou le gazole. Les hypothèses de calcul sont les suivantes : utilisation d'un camion transportant 37 m^3 ¹ d'hydrogène liquide avec une consommation de 43,5l/100 km. L'emploi de l'hydrogène liquide génère des pertes autant pour le chargement à bord du camion-citerne que pour celui à bord de la voiture. Au total, elles sont estimées à 10 %².

4 - Le stockage de l'hydrogène

Deux modes de stockage ont été retenus : il s'agit de la compression et de la liquéfaction.

La compression consomme environ 0,12 MJ électrique/Mj d'hydrogène comprimé pour atteindre une pression de l'ordre de 230 bars. En supposant l'énergie fournie par le réseau électrique européen en 2010 (cf. scénario électrique annexe 1), le rendement énergétique global de la compression s'établit à environ 75 %.

La liquéfaction est une opération beaucoup plus consommatrice d'énergie puisqu'il faut environ 0,32 MJ électrique/MJ d'hydrogène liquéfié. En considérant les hypothèses pour l'origine de l'électricité, le rendement électrique global s'établit à environ 55 %.

Tableau 16
Récapitulatif des facteurs d'émissions utilisés pour la distribution
et la compression de l'hydrogène (cas européen 2010)

Étape	Rendement	CO ₂
Distribution	« 99 % »	0
Compression à 228 bars	75 %	15

(1) « Comparison of the renewable transportation fuels, liquid hydrogen and methanol with gasoline -energetic and economic aspects », M. SPECHT, F. STAISS, A. BANDI and T. WEIMER, *Journal of power source* 71 (1998).

(2) « Comparison of the renewable transportation fuels, liquid hydrogen and methanol with gasoline -energetic and economic aspects », M. SPECHT, F. STAISS, A. BANDI and T. WEIMER, *Journal of power source* 71 (1998).

- Etude n° 6 -

Tableau 17
Récapitulatif des facteurs d'émissions utilisés pour la liquéfaction
et la distribution de l'hydrogène liquéfié (cas européen 2010)

Étape	Rendement	CO₂
Liquéfaction	54 %	41
Transport par camion	« 98 % »	2
Perte de distribution + chargement camion	90 %	0

Etude n° 7

La sécurité énergétique

Bernard Laponche - ICE
Yves Marignac – WISE-PARIS
Hélène Stephan - ICE

PARTIE I

LES GRANDES STRATEGIES DE SECURITE ENERGETIQUE

1. Introduction

Face à la complexité de la notion de sécurité énergétique, aussi bien intrinsèque que liée à la récente libéralisation du marché de l'énergie, et face à la diversité des politiques proposées en matière de sécurité énergétique, il nous a paru nécessaire, de manière à avoir une caractérisation claire et entière de la sécurité énergétique à l'heure actuelle, d'examiner les grandes stratégies de sécurité énergétique à travers le monde.

- Etude n° 7 -

Nous présentons dans le chapitre 1 l'étude du WEA ¹, qui examine à l'échelle mondiale le rôle de l'énergie dans la recherche du développement durable et qui approfondit dans ce cadre la question de la sécurité énergétique mondiale. L'étude du WEA, par la diversité des écoles de pensée et des domaines d'expertise qu'elle réunit, peut être considérée comme une référence incontestable sur les questions énergétiques mondiales. Elle nous permet de ce fait de cerner les positions communément acceptées en terme de sécurité énergétique et d'identifier les divergences ou spécificités des diverses stratégies de sécurité énergétique présentées ensuite par rapport à cette position de « référence ».

Nous analysons ensuite les documents de stratégie énergétique des trois grands ensembles géopolitiques du « Nord » que sont l'Union Européenne, la Communauté des Etats Indépendants et les Etats-Unis. Ces trois ensembles n'ont en effet pas la même approche de la notion de sécurité énergétique : le deuxième est principalement exportateur de ressources énergétiques, alors que les deux autres en sont plutôt importateurs, même s'ils ne le sont pas dans la même mesure. De plus, le système économique mis en œuvre par le passé dans chacun de ces trois ensembles est profondément différent, ce qui fait que la libéralisation du marché intérieur de l'énergie y est prise en compte à des rythmes et avec des intensités différentes.

Ces trois analyses sont menées respectivement dans les chapitres 2, 3 et 4.

Enfin, nous présentons dans le chapitre 5 des positions d'experts qui d'une part éclairent d'un autre œil certains points clé ou récurrents des politiques de sécurité énergétique présentées précédemment, et d'autre part s'intéressent à la politique de sécurité énergétique de pays pour lesquels cette dernière est une composante forte de leur stratégie énergétique : c'est par exemple le cas de la Chine et du Japon.

Pour chaque pays ou ensemble de pays pour lequel est présentée la stratégie de sécurité énergétique, un paragraphe introductif récapitule ses données énergétiques principales en utilisant une base de statistiques commune (Enerdata), afin de permettre des comparaisons sensées entre pays ou organisations économiques, si besoin est.

(1) *World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability*, co-produit par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD), le Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies et le Conseil mondial de l'énergie (CME), et publié par United Nations Publications en septembre 2000.

2. La sécurité énergétique mondiale vue par le World Energy Assessment

2.1 - Position de référence

La position que nous présentons comme étant celle de « référence » est celle adoptée par l'équipe d'experts qui a réalisé le World Energy Assessment Report (WEA Report, 2000), étude qui se veut à la fois un état des lieux des liens qui existent actuellement entre l'énergie et le développement durable, et une prospective de scénarios énergétiques aux horizons 2050 et 2100, l'objectif ultime étant de fournir aux décideurs une aide à la définition de politiques énergétiques compatibles avec le développement durable.

Nous qualifions cette position comme étant de « référence » car l'équipe qui a réalisé ce rapport est diverse et pluridisciplinaire. Diverse par la variété des pays d'origine des membres qui la composent d'abord, puisque aussi bien les pays en développement que les pays développés y sont représentés ; pluridisciplinaire par la multiplicité des spécialités des différents experts : l'étude traite à la fois de questions économiques, sociales, environnementales, de santé, de sécurité, ou encore scientifiques et techniques.

Elle est intéressante par la réunion de deux écoles de pensée différentes. En effet, l'étude est issue de la réunion de deux entités différentes: l'association du Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) et du Département des Nations Unies pour les affaires économiques et sociales d'une part, et le Conseil mondial de l'énergie (CME) d'autre part, qui rassemble au niveau mondial essentiellement les producteurs d'énergie et particulièrement d'électricité. La deuxième entité a traditionnellement favorisé l'approche d'une prospective énergétique s'appuyant sur l'offre d'énergie, alors que la première regroupe des personnalités qui ont soutenu par leurs travaux l'approche d'une prospective énergétique reposant sur la demande d'énergie.

Parmi les chapitres traités dans le WEA Report, l'un deux est consacré à la sécurité énergétique. C'est celui-ci que nous allons présenter et analyser, de manière à voir quelles sont les caractéristiques communément admises d'une politique de sécurité énergétique et à mettre en lumière l'impact de la libéralisation et de la protection de l'environnement dans cette même politique.

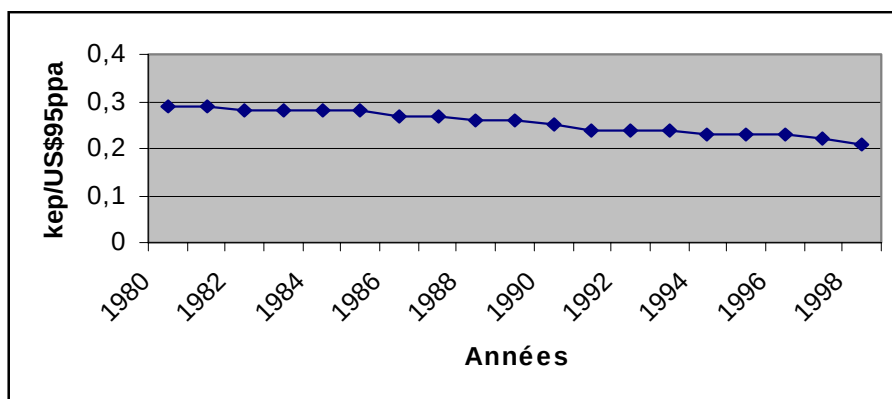
La synthèse et le plan de l'étude WEA sont présentés en annexe 2.

2.2 - Données énergétiques mondiales actuelles

2.2.1 - Intensité énergétique primaire

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 ¹ 40038 milliards en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 8408 ² Mtep, le monde avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,21 kep/US\$95ppa, soit, comme nous le verrons plus tard, supérieure à celle de l'Union européenne (0,19 kep/US\$95ppa en 1998) mais inférieure à celle des Etats-Unis (0,26 kep/US\$95ppa en 1998). Son évolution depuis 1980 est représentée sur la Figure 1.

Figure 1
Evolution de l'intensité énergétique primaire du monde



Des progrès sensibles ont donc été réalisés à l'échelle de la planète en matière de diminution de l'intensité énergétique primaire, qui a diminué de près de 30 % entre 1980 et 1998. Cependant ces progrès sont contrastés : les pays en transition par exemple, qui en sont souvent aux premiers stades de l'industrialisation, ont un secteur industriel fort consommateur d'énergie. La

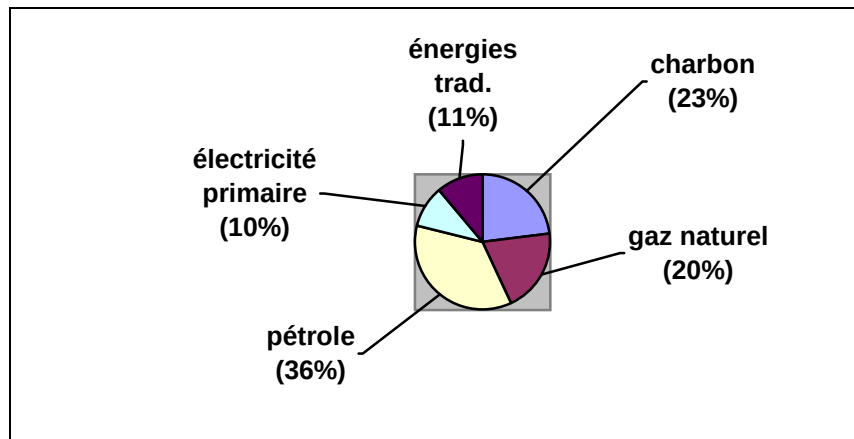
(1) Dans cette étude, nous utilisons les PIB à parité de pouvoir d'achat calculés aux prix de 1995 et exprimés en dollars des Etats-Unis de 1995. L'ensemble des données statistiques provient, sauf mention contraire, de la banque de données mondiales sur l'énergie d'ENERDATA mise à jour en 2001.

(2) Le terme « énergie primaire commerciale » fait référence aux seules énergies commerciales, alors que le terme « énergie primaire totale » fait référence aux énergies commerciales et traditionnelles.

substitution des énergies commerciales aux énergies traditionnelles est, dans ces pays ainsi que dans les pays en développement, un second facteur d'augmentation de l'intensité énergétique primaire.

2.2.2 - *Consommations primaire et finale*

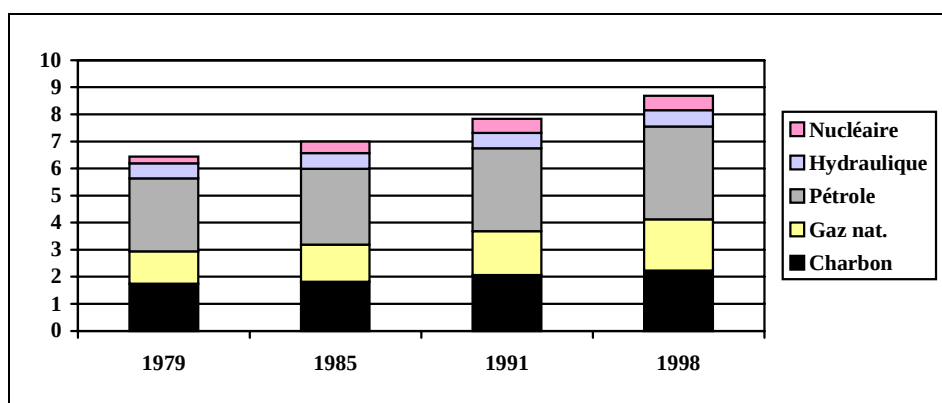
La consommation mondiale d'énergie primaire totale a augmenté de 7 140 Mtep en 1980 à 9 472 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante (l'électricité primaire représente l'électricité d'origine hydraulique et nucléaire, dont les niveaux de productions sont à peu près égaux).



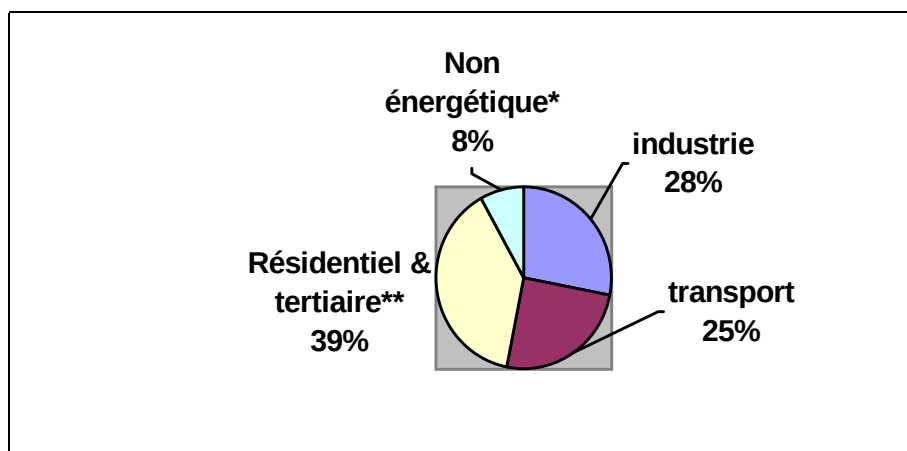
Par ailleurs, l'évolution de la composition de la consommation mondiale d'énergie primaire commerciale - qui elle augmente de 6 370 Mtep en 1979 à 8 408 Mtep en 1998 - est instructive : elle montre l'ampleur qu'a pris le pétrole dans la consommation d'énergie primaire au fil des deux dernières décennies. Cette évolution est représentée sur la figure 2.

- Etude n° 7 -

Figure 2
Evolution de la consommation mondiale d'énergie primaire
(milliards de tep)



La consommation finale mondiale totale est quant à elle passée de 5 441 Mtep en 1980 à 6 785 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :



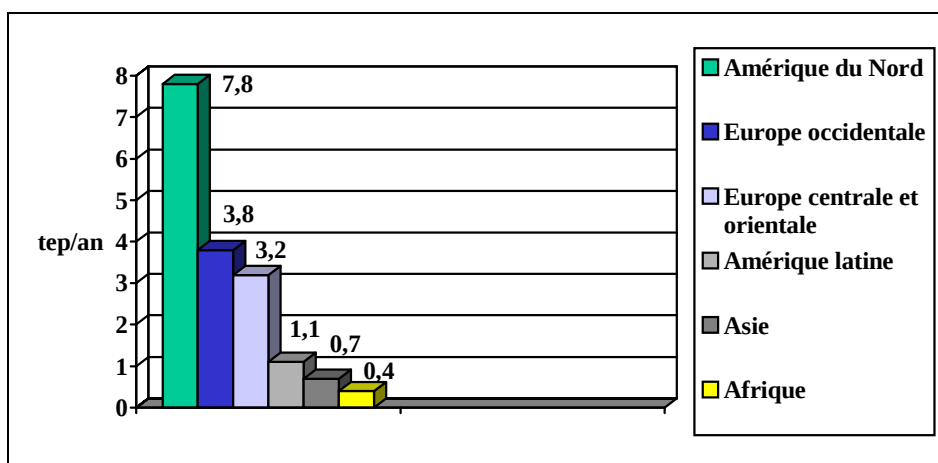
* Le secteur non énergétique est constitué de l'industrie pétrochimique, qui consomme des produits pétroliers pour la production de produits chimiques, ne satisfaisant donc pas des besoins en énergie.

** Le secteur résidentiel & tertiaire inclut l'agriculture.

La part du secteur industriel dans la consommation finale a diminué de 35 % à 28 % entre 1980 et 1998, celle du secteur résidentiel & tertiaire a stagné, et enfin celle du secteur non-énergétique a augmenté de 6 % à 8 % et celle du transport de 21 % à 25 %.

Enfin, il est intéressant de pouvoir comparer les consommations moyennes par habitant et par an, ce suivant les grandes régions géopolitiques du monde. Ces consommations sont données par la figure 3. A titre de comparaison, la consommation moyenne par an et par habitant du monde est de 1,6 tep.

Figure 3
Consommation moyenne d'énergie par an et par habitant

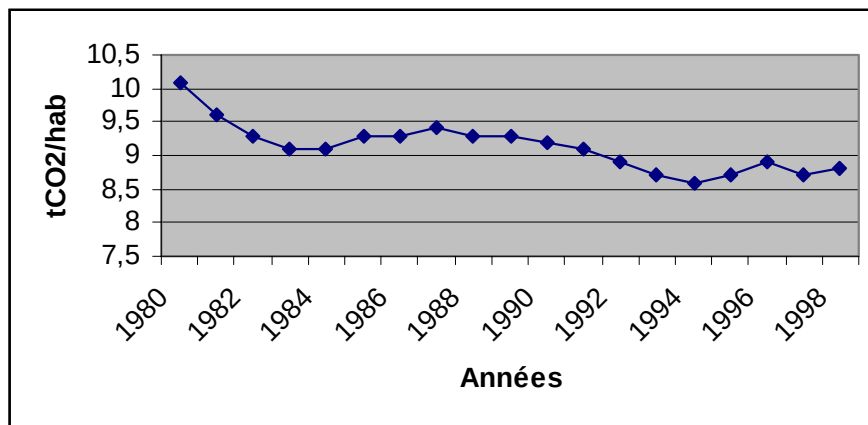


Les régions où les consommations par an et par habitant sont parmi les plus élevées sont donc celles des pays développés, et des pays en transition.

2.2.3 – Emissions de CO₂

L'évolution des émissions de CO₂ par habitant est illustrée par la figure 4. On constate une tendance à la diminution de ces émissions. Elles atteignaient 3,7 tonnes en 1998, soit un niveau bien plus faible que celui de l'Union européenne (8,8 tonnes en 1998) ou de l'OCDE (11,2 tonnes en 1998) : les pays industrialisés émettent presque trois fois plus par habitant que la moyenne mondiale.

Figure 4
Evolution des émissions de CO₂ par habitant



2.3 - La sécurité énergétique dans WEA

La définition de la sécurité énergétique que proposent les auteurs, et qui rejoint celle de la présente étude, est la suivante : la sécurité énergétique est « la disponibilité de l'énergie, sous différentes formes et à tout moment, pour les consommateurs en quantité suffisante et à des prix raisonnables ».

Après avoir cherché à cerner les différents aspects de la sécurité énergétique, les auteurs du WEA Report examinent quelles sont les conséquences de la libéralisation du marché de l'énergie et de la prise en compte de l'environnement sur la politique de sécurité énergétique.

2.4 - Les multiples aspects de la sécurité énergétique

WEA insiste sur le fait que la sécurité énergétique présente plusieurs aspects: d'une part l'aspect classique mais important de réduction de la vulnérabilité liée aux ruptures des approvisionnements extérieurs, aspect lié à celui de disponibilité des ressources importées; d'autre part l'aspect de vulnérabilité interne, lié notamment aux interruptions sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz. La libéralisation du marché entraîne une nouvelle vulnérabilité pour le consommateur, qui pourra privilégier le prix sans pouvoir juger de la sécurité de la fourniture du service énergétique proposée –

sécurité devant être prise au sens de sécurité de l’approvisionnement du consommateur, une fois que les ressources énergétiques sont disponibles sur le marché intérieur.

Deux secteurs nécessitent particulièrement d’être examinés en terme de sécurité énergétique, le premier étant celui du pétrole brut – examiné particulièrement au niveau de la sécurité des approvisionnements – et le second celui de l’électricité – examiné plutôt au niveau de la vulnérabilité interne. En effet, les produits pétroliers sont ou peuvent être utilisés dans tous les secteurs d’activité économique, et surtout dans les transports. Les chocs pétroliers des années 1970 montrent qu’une rupture ou menace de rupture d’approvisionnement en pétrole brut peut avoir des conséquences extrêmement néfastes pour l’économie d’un pays. En ce qui concerne l’électricité, celle-ci approvisionne de plus en plus les différents secteurs d’activité économique. Des interruptions, mêmes courtes, peuvent coûter très chers aux consommateurs.

En cherchant à identifier les facteurs de risque liés à la sécurité énergétique, c’est-à-dire à la fourniture de services énergétiques au consommateur final, les auteurs proposent une démarche originale qui sera appliquée pour l’étude de la sécurité énergétique dans la suite du chapitre. Cette démarche se compose de deux phases: la première consiste à examiner l’*adéquation* des ressources (et réserves) énergétiques de la planète aux besoins en services énergétiques des consommateurs. La deuxième consiste à examiner la sécurité énergétique proprement dite, c’est-à-dire la *rupture* de la fourniture des services énergétiques aux consommateurs, aussi bien au niveau national (sécurité des approvisionnements extérieurs) que local (satisfaction de la demande du consommateur).

2.5 - Adéquation énergétique

Le tableau suivant, qui reprend celui présenté dans le WEA Report, présente les estimations du CME¹ en matière de réserves prouvées et récupérables² par source d’énergie, ainsi que la consommation énergétique en 1998 par source d’énergie également (les énergies renouvelables telles que la biomasse, l’éolien, le solaire ou la géothermie ne sont pas prises en compte).

(1) Global Energy Perspectives, Conseil Mondial de l’Energie, Cambridge University Press, 1998 (CME, 1998).

(2) Le terme « réserves récupérables » fait référence aux ressources, c’est-à-dire aux réserves dont ni l’occurrence géologique ni la faisabilité économique compte tenu des technologies actuellement disponibles ne sont prouvées.

Tableau 1
Réserves et ressources énergétiques mondiales (Gtep)
et consommation mondiale d'énergie primaire en 1998 (Gtep)

	Estimations du CEM (Gtep sauf mention contraire)		Consommation mondiale d'énergie primaire commerciale en 1998 (Gtep sauf mention contraire)
	Réserves prouvées	Recouvrables	
Pétrole conventionnel	150	200	3.4
Pétrole non conventionnel		550	
Gaz conventionnel	133	220	2
Charbon et lignite	430	3400	2.4
Uranium	3.4 M tonnes	17 M tonnes	64 000 tonnes
Hydraulique	1.2		0.2

Compte tenu d'une part de l'écart existant entre la consommation mondiale d'énergie primaire en 1998 et les estimations du total cumulé des réserves prouvées et récupérables, et compte tenu d'autre part du fait que les besoins en énergie seront satisfaits encore en grande partie grâce aux combustibles fossiles, les auteurs prévoient qu'il n'y aura pas d'insuffisance de ressources énergétiques pendant au moins la première moitié du 21^{ème} siècle.

Cette abondance des ressources énergétiques n'implique pas qu'il n'y aura pas de ruptures de fourniture des services énergétiques au niveau du consommateur; cependant, celles-ci ne proviendront pas d'un manque de ressources énergétiques.

2.6 - Sécurité énergétique

La question de la sécurité énergétique proprement dite, c'est-à-dire du risque de rupture de la fourniture des services énergétiques aux consommateurs, aussi bien au niveau national (sécurité des approvisionnements extérieurs) que local (satisfaction de la demande du consommateur) est examinée pour quatre ressources énergétiques: le pétrole, le gaz naturel, le charbon et l'énergie nucléaire.

2.6.1 - *Pétrole brut*

Cette partie est essentiellement orientée vers la sécurité des approvisionnements extérieurs. Les auteurs font mention de deux sources d'inquiétude la concernant :

- Bien que les sources d'approvisionnement soient plus diversifiées que trente ans auparavant, deux tiers des ressources pétrolières mondiales restent concentrées au Moyen-Orient, et en particulier dans la région du Golfe.
- La consommation énergétique des pays d'Asie, et surtout celle de la Chine, de l'Inde et de la Corée du Sud, croît à grande vitesse. Il est d'autre part prévu que d'ici 2005, 92 % de leurs importations de pétrole brut seront en provenance du Moyen Orient. Par conséquent la compétition risque d'être dure, aussi bien entre les différentes puissances du sous-continent asiatique qu'entre l'Asie et les autres pays fortement importateurs tels que ceux de l'OCDE.

Face à ces menaces potentielles, les auteurs soulignent l'importance, pour les Etats-Unis en particulier, d'un déploiement stratégique de forces militaires dans la région, de manière à sécuriser les exportations de pétrole.

En sus de cet instrument militaire, les auteurs mentionnent divers instruments qui à leurs yeux participent également à la stabilité du marché du pétrole :

- **Les réserves stratégiques** : en 1997, les réserves stratégiques mondiales de pétrole étaient estimées à 5500 millions de barils (soit environ 753 Mtep), ce qui équivalait à environ 70-80 jours de consommation mondiale moyenne. Cependant, à moyen et long terme, les experts soulignent que l'efficacité de cet instrument tendra à diminuer, du fait de la conjonction de l'augmentation sensible de la consommation d'énergie des pays en développement, et de la quasi-absence de réserves stratégiques dans ces pays.
- **La libéralisation des marchés** : la libéralisation du marché énergétique permet aux compagnies des pays importateurs d'investir dans le développement des champs pétroliers des pays exportateurs, ce qui renforce la sécurité du commerce du pétrole.
- **Traité, programme et agence de l'énergie** : les pays de l'OCDE ont établi en 1974 le Programme International d'Energie (PIE) qui a mené à la création de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Les pays membres de l'AIE s'engageaient à maintenir des stocks de pétrole de volume équivalent à celui de 90 jours d'importations nettes de pétrole. Plus tard, l'AIE a développé un ensemble de mesures visant à répondre rapidement et

- Etude n° 7 -

de façon coordonnée à l'éventualité d'une grave crise pétrolière. Par ailleurs, les Etats membres de l'Union européenne, les pays de l'Europe Centrale et Orientale, les pays membres de la CEI, ainsi que le Japon et l'Australie ont signé en 1994 le Traité de la Charte de l'Energie ; celui-ci encourage la « création d'un marché ouvert et non-discriminatoire » à travers le continent eurasiatique, en particulier par l'adoption de conditions transparentes et équitables pour les investissements étrangers, et par la « sécurisation » du transport du pétrole exporté à travers les pays tiers. La coopération internationale résultant de la mise en œuvre de ces traités est pour beaucoup dans l'établissement d'un climat de sécurité pour les exportations de pétrole.

2.6.2 - Gaz naturel

La proportion de gaz naturel dans la consommation totale d'énergie prend de l'ampleur. Mais là encore les principaux pays consommateurs de gaz naturel en sont importateurs. Leur sécurité énergétique, du point de vue du gaz naturel, est ainsi confrontée à deux risques :

- Un risque externe, lié à la rupture d'approvisionnement.
- Un risque interne, lié à la vulnérabilité des réseaux et au rôle croissant que joue le gaz naturel dans la production d'électricité. Une pénurie de gaz naturel pourrait alors avoir des répercussions sur l'approvisionnement en électricité.

Ces risques peuvent être contrôlés de deux manières :

- Concernant les risques externes,
 - le Traité de la Charte de l'Energie permet, entre autres, de sécuriser les transports d'hydrocarbures via des réseaux inter-régionaux et à travers les pays tiers, ou encore proposent des mécanismes de résolution de désaccords qui surviendraient lors du transit. Le Multilateral Transit Framework Agreement (MTFA) complète le Traité de la Charte de l'Energie sur ces questions de transit.
 - La diversification des sources d'approvisionnement et le développement de réserves stratégiques de gaz permettent également de réduire les risques de ruptures.
 - Enfin, les auteurs soulignent que le contrat de base existant actuellement pour le commerce international de gaz naturel, le « Take or Pay », même s'il permet d'atténuer un certain nombre de risques

commerciaux (voir encadré 1), ne permet pas de couvrir les risques politiques évoqués plus haut.

- Concernant les risques internes, il s'agit d'abord de développer l'interconnexion des réseaux de transport et de distribution du gaz naturel; et ensuite de coordonner les réseaux de gaz et d'électricité pour remédier aux impacts des interruptions de gaz sur l'approvisionnement en électricité. Il est de plus avantageux de diversifier les ressources énergétiques (pétrole, gaz, nucléaire, charbon...) destinées à la production d'électricité pour pouvoir passer de l'une à l'autre en cas de pénurie de l'une d'entre elles ¹.

Encadré 1 : les contrats Take or pay

Les projets d'approvisionnement en gaz naturel sont fortement capitalistiques, du fait de la spécificité technique des infrastructures de transport (gazoducs, méthaniers), de stockage, et de regazéification. Par conséquent, pour amortir le coût élevé des investissements à consentir, la plupart des contrats signés pour l'achat et la vente de gaz naturel sont des contrats de long terme, dits contrats « Take or Pay », dont la durée s'échelonne entre quinze et vingt ans.

Par de tels contrats, l'acheteur s'engage, sur une période donnée, à recevoir une certaine quantité de gaz et à la payer, que cette quantité soit réellement utilisée ou non. L'acheteur prend ainsi le risque qu'elle ne soit pas adaptée à la demande des marchés finaux.

Le vendeur s'engage à vendre une certaine quantité de gaz à un prix indexé sur les prix des énergies concurrentes – et principalement sur ceux du pétrole depuis le premier choc pétrolier de 1973 – de manière à ce que le gaz naturel reste compétitif sur le marché final (le gaz n'a en effet pas de marchés spécifiques). Le vendeur prend donc le risque que ce prix ne couvre pas son coût de production (par exemple, si les prix du pétrole chutent fortement).

2.6.3 - Charbon

Le charbon est abondant et réparti de façon plus homogène que les hydrocarbures entre les différentes régions de la planète. Les problèmes de sécurité des approvisionnements se posent donc dans une bien moindre mesure que pour le pétrole ou le gaz. Néanmoins, la composante environnementale

(1) Certains pays de l'Union européenne (comme l'Allemagne, la France ou l'Italie) ont de plus d'importantes quantités de stockage de gaz naturel (jusqu'à 40 % de leur consommation annuelle), ce qui diminue fortement la gravité des répercussions d'une éventuelle rupture d'approvisionnement en gaz sur l'approvisionnement en électricité. Voir § 2.3.3.

- Etude n° 7 -

étant de plus en plus prise en compte dans les politiques énergétiques, l'exploitation future du charbon dépendra des mesures prises pour diminuer l'impact négatif de son utilisation sur l'environnement. A ce titre, les pays en développement dont la consommation de charbon risque de croître fortement dans l'avenir ont besoin d'investir dans des technologies dites « propres », mais dont les coûts sont élevés pour leur économie. L'assistance technique aux pays en développement est donc tout à fait essentielle dans ce domaine.

2.6.4 - Energie nucléaire

Les auteurs prévoient que la contribution de l'énergie nucléaire à la demande globale en électricité chutera de 17 % – sa valeur actuelle – à 10 ou 12 % en 2020. Ceci s'explique par différents facteurs, notamment les coûts élevés d'investissement, la défiance de l'opinion publique, le caractère toujours non résolu du problème du traitement des déchets nucléaires, et enfin le lien qui peut être fait entre nucléaire civil et militaire, conduisant au problème de la prolifération nucléaire. Il est mentionné que même si d'importantes avancées technologiques permettent de réduire le risque de prolifération nucléaire, elles ne l'annulent pas pour autant.

2.6.5 – Amélioration de l'efficacité liée à l'utilisation d'énergie

En conclusion, les auteurs mentionnent, quoique assez rapidement, la nécessité de prendre des mesures sérieuses d'efficacité énergétique de manière à réduire de façon significative la consommation globale d'énergie. Ces mesures sont particulièrement importantes dans le secteur électrique, qui représente une part de plus en plus importante de la consommation d'énergie.

2.7 - Sécurité énergétique et environnement

En ce qui concerne la définition de politiques de sécurité énergétique, le nouveau défi est de concilier réduction des impacts négatifs de l'utilisation de certaines sources d'énergies sur l'environnement et sécurité énergétique, tout en sachant que les énergies fossiles constitueront pour un certain nombre de décennies encore le gros des énergies utilisées pour répondre aux besoins.

Affirmant « qu'il n'y a pas de réponses aisées pour lutter contre l'émission de gaz à effet de serre », outre les mesures de stockage du carbone et de réduction

de l'utilisation des énergies fossiles, les auteurs soulignent qu'il est par contre possible de lutter contre les pollutions locale et régionale, en accélérant l'insertion sur le marché des technologies propres disponibles (en particulier pour le traitement du charbon dans les pays en développement) d'une part, et en encourageant les mesures d'efficacité énergétique.

2.8 - Sécurité énergétique et libéralisation du marché

Le développement des marchés permet d'une part d'accroître l'investissement étranger dans l'exploitation en amont des ressources énergétiques, ce qui diminue les risques de rupture des approvisionnements, et d'autre part d'accroître l'efficacité énergétique de l'ensemble de la filière énergétique.

Cependant certaines questions restent non résolues: comment le marché, qui ne raisonne essentiellement qu'à court terme, pourra-t-il satisfaire le besoin de déploiement de stratégies à long terme, nécessaires pour soutenir un développement durable ? Comment le marché pourra-t-il internaliser les différents coûts externes tels que les coûts environnementaux ou encore les risques politiques ? Comment le marché pourra-t-il subvenir à d'éventuelles situations de ruptures brutales des approvisionnements? Il semble assuré que l'intervention des Etats reste nécessaire.

L'Etat peut intervenir de la manière suivante :

- Il définit une stratégie de long terme, comme l'encouragement des énergies renouvelables ou la diversification des ressources énergétiques, stratégies que le marché n'est pas enclin à entreprendre par lui-même.
- Il joue un rôle régulateur de manière à assurer le respect des règles du jeu du marché.
- Il s'efforce « d'internaliser » les coûts externes dans l'économie nationale; en particulier il définit les grands axes de la politique environnementale.
- Il gère les réserves stratégiques de pétrole et se coordonne sur ces sujets avec les autres gouvernements.
- Il accroît la coopération régionale de manière à sécuriser au maximum les réseaux transfrontaliers de transport des hydrocarbures et de l'électricité.
- Enfin, en cas d'urgence, il rassemble les informations qui permettent aux marchés de répondre de façon moins confuse aux informations dont l'origine n'est pas sûre.

2.9 - Conclusions

Les conclusions des experts sont les suivantes :

- Les réserves énergétiques fossiles sont certes rassurantes, mais la concentration des réserves pétrolières dans une seule région du monde fait naître des questions géopolitiques qui continueront de se poser. De ce fait, la sécurité des approvisionnements en pétrole brut restera une composante non négligeable des politiques de sécurité énergétique.
- Cependant, le concept de sécurité énergétique doit aller au-delà, et prendre en compte la protection de l'environnement et la libéralisation du marché, ce qui passe entre autres par la redéfinition du rôle de l'Etat, par la promotion de technologies propres et par la poursuite de mesures d'efficacité énergétique. Promouvoir l'assistance technique et le transfert de technologies avec les pays en développement est également nécessaire.
- Enfin, la sécurité de l'approvisionnement en électricité est cruciale, car la quantité d'électricité nécessaire à la satisfaction des besoins énergétiques finaux ne cesse de croître.

2.10 - Commentaires

Sans répéter les conclusions précédentes qui résument assez bien les grandes lignes du chapitre, nous pouvons toutefois ajouter que ce dernier conçoit la sécurité énergétique dans un cadre plus large que celui de la sécurité des approvisionnements, car il la définit par rapport au **consommateur final** : la sécurité énergétique doit permettre au consommateur de disposer, en quantité et en temps voulus, des services énergétiques dont il a besoin. Cette définition amène les auteurs à prendre en compte la vulnérabilité interne des réseaux, vulnérabilité d'autant plus importante que de plus en plus de services énergétiques sont délivrés par réseaux, en particulier en ce qui concerne l'électricité.

On remarquera également l'importance donnée à la coopération internationale et régionale dans l'amélioration de la sécurité énergétique. Cette coopération passe en grande partie par des traités qui facilitent le transit au travers de pays tiers, ainsi que l'adoption de conditions équitables et transparentes pour les investisseurs étrangers.

Enfin, le rôle du nucléaire dans la sécurité énergétique est abordé clairement, surtout en ce qui concerne les problèmes de la défiance de l'opinion publique, du traitement des déchets et de la prolifération nucléaire : ces problèmes

contribueront, selon les experts, à la diminution de la consommation d'énergie nucléaire.

3. La politique de sécurité énergétique de l'Union européenne

Deux approches sont proposées en ce qui concerne la position de l'Union Européenne à l'égard de la sécurité énergétique.

La première approche est celle développée dans le rapport « Economic Foundations for Energy Policy »¹, et plus précisément dans le chapitre traitant de la sécurité énergétique et de la dépendance des importations, où la sécurité énergétique n'est abordée que du point de vue de la sécurité des approvisionnements, comme nous le verrons ci-après au § 2.3.4.

La seconde approche est celle développée dans le Livre Vert « Vers une approche européenne de la sécurité d'approvisionnement énergétique »². Les deux approches se complètent, l'une détaillant ce sur quoi l'autre insiste moins.

3.1 - Données énergétiques actuelles

3.1.1 - Intensité énergétique primaire

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 7740 milliards³ en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 1 406 Mtep⁴, l'Union européenne avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,19 tep/US\$95ppa. Son évolution depuis 1980 est représentée sur la figure 5.

(1) *Energy in Europe – Economic Foundations for Energy Policy*, Commission des Communautés Européennes, décembre 1999 (*Energy in Europe*, 1999).

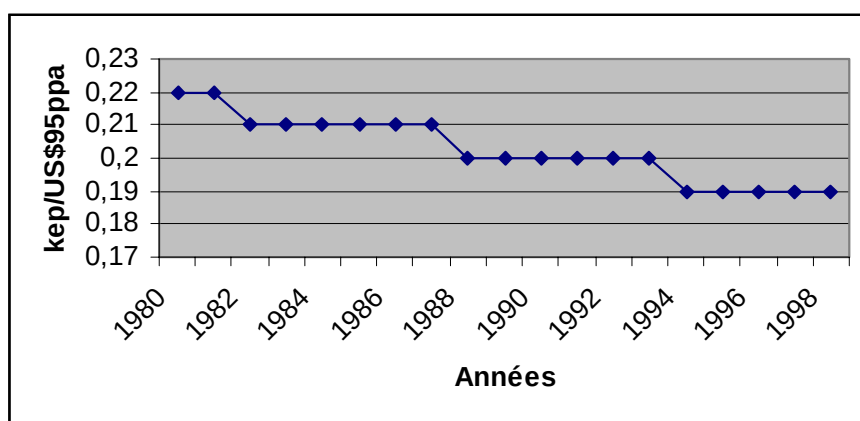
(2) Livre Vert, *Vers une Stratégie européenne de sécurité des approvisionnements énergétique*, Commission Européenne, novembre 2000 (*Livre Vert*, 2000).

(3) Le PIB de l'Union européenne donné ici ne provient pas des sources d'Enerdata les plus récentes, mais de celles publiées en décembre 1999.

(4) La consommation d'énergie primaire commerciale donnée ici ne provient pas des sources d'Enerdata les plus récentes, mais de celles publiées en décembre 1999.

- Etude n° 7 -

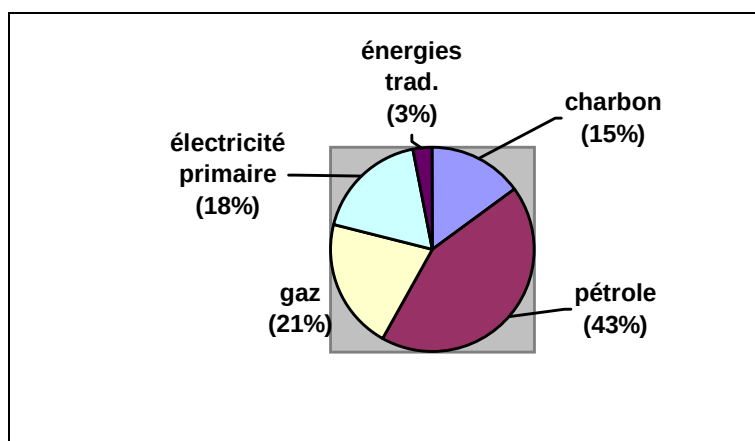
Figure 5
Evolution de l'intensité énergétique primaire de l'Union européenne



L'intensité énergétique primaire de l'Union européenne a donc diminué par paliers depuis 1980 et reste stable depuis 1994.

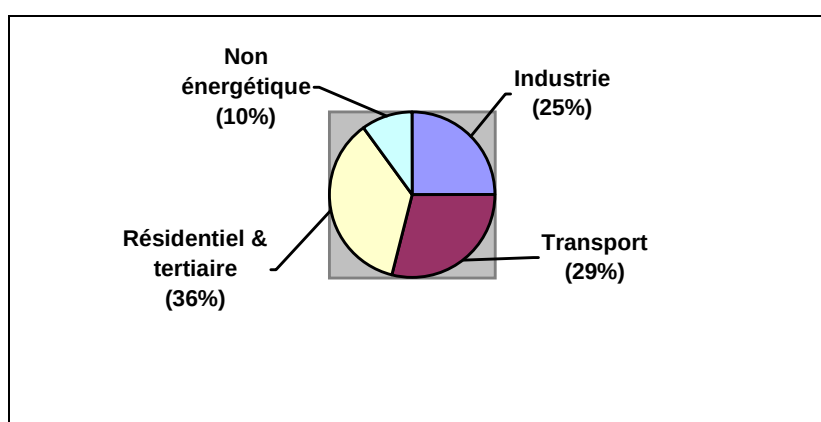
3.1.2 - Consommations primaire et finale

La consommation primaire totale de l'Union européenne est passée de 1 225 Mtep en 1980 à 1 437 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante :



Entre 1980 et 1998, la part du charbon a diminué de 25 % à 15 %, celle du pétrole de 52 % à 43 %, celle du gaz a augmenté de 15 % à 21 %, celle de l'électricité primaire de 7 % à 18 % et celle des énergies traditionnelles de 1 % à 3 %.

La consommation finale totale de l'Union Européenne est passée de 904 Mtep en 1980 à 967 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :

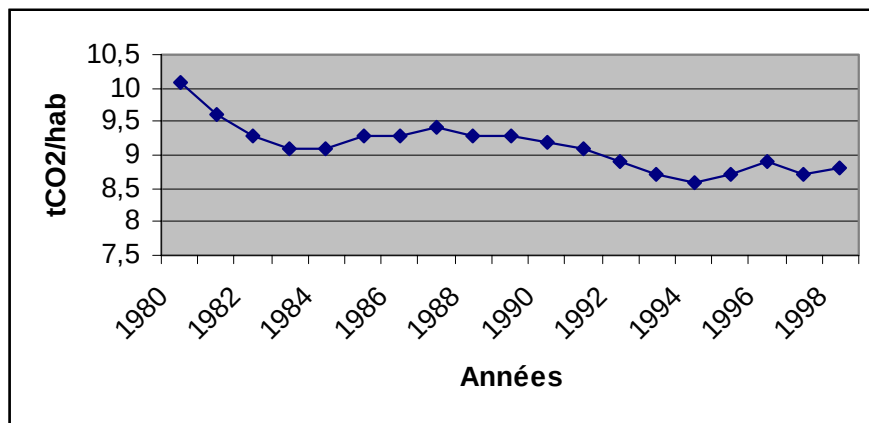


La part du secteur industriel dans la consommation finale a diminué de 32 % à 25 % entre 1980 et 1998, celles du secteur résidentiel & tertiaire et du secteur non-énergétique sont restés stables, et celle du secteur des transports a augmenté de 22 % à 29 %.

3.1.3 – Emissions de CO₂

Enfin, un dernier élément de comparaison est l'évolution des émissions de dioxyde de carbone par habitant. Celle-ci est donnée par la figure 6 : les émissions de CO₂ par habitant se stabilisent autour de 8,8 tonnes depuis 1993.

Figure 6
Evolution des émissions de CO₂ par habitant de l'Union européenne



3.2 - La sécurité énergétique du point de vue du rapport « Economic foundations for energy policy »

3.2.1 - Contexte et présentation

Selon les auteurs du rapport « Economics Foundations for Energy Policy », il est légitime d'aborder à nouveau la question de la sécurité des approvisionnements, au vu d'une part de la grande dépendance de l'Union Européenne (UE) en termes d'importations prévue pour 2020 – 70 % pour le gaz naturel, 80 % pour le charbon, et 90 % pour le pétrole brut – et, d'autre part, de la concurrence que représentent les grandes régions du monde nouvellement consommatrices d'énergie.

En particulier, la réévaluation des risques liés aux marchés du pétrole et du gaz apparaît nécessaire, compte tenu de leur libéralisation et de la re-concentration des commerces du gaz et du pétrole dans des régions particulières – telles que le Moyen-Orient pour le pétrole et la Russie pour le gaz. C'est ce que les auteurs proposent de faire.

3.2.2 - Le marché pétrolier

Le marché pétrolier est confronté à deux risques particuliers : un risque de rupture d'approvisionnement et un risque de contrôle du marché par les pays producteurs augmentant, sur le long terme, les prix du marché pétrolier jusqu'à une valeur supérieure à leur seuil de rentabilité.

Risque de rupture d'approvisionnement

Grâce aux mécanismes de concurrence, le marché de l'énergie peut s'adapter facilement à une rupture d'approvisionnement courte ou de faible ampleur. Cette adaptabilité est d'ailleurs d'autant meilleure que la libéralisation du marché est avancée.

Par contre, en cas d'une rupture plus longue ou plus prononcée, l'adaptabilité est moins évidente, mais les instruments de « secours » existent : ce sont ceux mis en place par l'AIE et développées dans le chapitre 1. Les auteurs conseillent alors d'adapter ces instruments au cas particulier de l'UE, dans l'optique éventuelle, pour l'UE, de sortir des mécanismes de coordination de l'AIE.

Les auteurs adoptent également une position originale dans le sens où, en ce qui concerne la gestion des risques de long terme, ils conseillent d'aider les pays exportateurs de pétrole à diversifier leurs sources de revenus, ce qui pourrait aider à la stabilisation politique de certaines régions exportatrices, en particulier du Moyen-Orient. En effet, le risque d'instabilité politique en cas de prix du pétrole brut trop faibles n'est pas négligeable.

Contrôle du marché pétrolier

Ce contrôle des prix est à l'heure actuelle peu probable, dans la mesure où l'OPEP a perdu de sa cohésion et où la concurrence domine le marché pétrolier. L'implication des compagnies internationales dans l'exploitation des champs pétroliers et la privatisation des compagnies des pays exportateurs va dans le même sens. Ce risque paraît aux auteurs dorénavant très faible.

3.2.3 - Le marché gazier

Le marché gazier n'est pas aussi compétitif que celui du pétrole ; en effet, outre la Norvège qui est de fait « européenne »¹, l'Union européenne ne s'approvisionne qu'en Algérie et en Russie. De plus, les contrats à long terme actuellement en vigueur sur le marché gazier n'engagent qu'un faible nombre de « vendeurs ». Face à cette libéralisation en cours, mais qui n'est pas encore achevée, les risques présentés ci-après auxquels est confronté le marché gazier s'analysent de manière différente de celui du pétrole.

Risque de rupture d'approvisionnement

Le risque d'une rupture prolongée ou de grande ampleur est hautement improbable, étant donnée l'importance que représentent les revenus gaziers pour les pays exportateurs.

Par contre, le risque de ruptures plus courtes est bien réel, mais les instruments pour parer à ces risques existent :

- Les Etats importateurs européens tels que l'Allemagne, la France, ou l'Italie ont des capacités de stockage allant jusqu'à 40 % de leur consommation annuelle.
- Les connexions entre différents corridors de transport sont renforcées, et ces derniers sont diversifiés.
- Les sources d'approvisionnement sont également diversifiées.
- Certes, la libéralisation en cours permettra de renforcer les possibilités de remédier rapidement à une rupture d'approvisionnement provenant d'une source particulière. Cependant, l'interdépendance croissante entre réseaux gazier et électrique et la possibilité de simultanéité de pics de demande sur les deux réseaux constituera un risque croissant de rupture d'approvisionnement interne. En effet, la coordination des deux réseaux sera plus difficile du fait de la libéralisation du marché du gaz et de l'électricité.

Risques de long terme

Ces risques concernent :

(1) Lorsqu'il s'agit d'évaluer la dépendance énergétique de l'Union européenne, les exportations de la Norvège doivent être considérées comme faisant partie du « potentiel » européen.

- Le contrôle du marché

Le risque est peu probable en raison de la compétitivité qui se développe sur le marché, même dans le cadre d'une re-concentration des commerces du gaz.

- L'inadéquation de l'offre et de la demande

Cette inadéquation était contournée par la mise en place de contrats à long terme tels que les contrats Take or Pay présentés dans le chapitre précédent (§1.5.2), permettant de répartir les risques entre l'acheteur et le producteur dans le cadre de projets d'importations nécessitant souvent des infrastructures de réseaux qui sont fortement capitalistiques.

Cependant, dans le cadre de la libéralisation du marché gazier, producteurs et acheteurs seront plus attirés par des contrats à court terme qu'à long terme. L'expérience montrera si les seuls mécanismes du marché susciteront suffisamment de confiance pour développer des projets hautement capitalistiques, ne présentant *a priori* pas la flexibilité nécessaire pour faire l'objet de contrats de court terme. Il est toutefois certain que des projets de plus faible envergure seront préférés aux précédents.

3.2.4 – Commentaires

On notera d'abord que la sécurité énergétique n'est examinée, dans le cadre du rapport, que sous l'angle de la sécurité des approvisionnements extérieurs, pétroliers et gaziers. Cela montre certes combien la sécurité des approvisionnements est importante aux yeux des décideurs politiques ; cependant, aucune originalité ne ressort de cette étude. En définitive, il semble que l'on aurait pu être en droit d'attendre une analyse plus poussée de la sécurité énergétique, dans un rapport qui traite d'un sujet aussi vaste que les « fondations économiques pour une politique énergétique ».

Il est de plus intéressant de remarquer que cette analyse se rapproche singulièrement de l'analyse libérale de J. Mitchell présentée dans le chapitre 5, du moins en ce qui concerne le marché pétrolier. Il n'est fait mention d'aucun rôle particulier à jouer pour les Etats, ne serait-ce qu'incitateur.

En conséquence, même si ce rapport est intéressant par l'approche libérale qu'il développe, il ne semble pas qu'il puisse, à lui seul, constituer une base de réflexion sur une éventuelle « stratégie européenne » en matière de sécurité énergétique. Le Livre Vert, plus complet et que nous allons présenter dans le

- Etude n° 7 -

paragraphe qui suit, est davantage illustrateur de la volonté actuelle de l'Union Européenne d'élaborer une stratégie énergétique communautaire.

3.3 - Le Livre Vert

3.3.1 - Contexte et présentation

Le Livre Vert « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique », sur la sécurité d'approvisionnement énergétique en Europe a été publié le 29 novembre 2000 par la Commission des Communautés européennes. Partant de la question de la sécurité d'approvisionnement, ce document propose en fait une « stratégie énergétique pour l'Union européenne » ¹.

Affirmant qu'il est impossible de chercher à assurer l'autonomie énergétique de l'Union Européenne, les auteurs du Livre Vert conçoivent l'objectif d'une politique de sécurité des approvisionnements dans la réduction des risques liés à la dépendance en importations énergétiques. Or, d'après les projections énergétiques réalisées dans « Perspectives énergétiques 2020 » (Perspectives énergétiques, 1999) et élargies à l'horizon 2030, cette dépendance des importations devrait augmenter, si aucune action particulière n'est entreprise, de 49 % en 1998 à 71 % en 2030.

En conséquence, les risques liés à la dépendance en importations énergétiques et les risques écologiques liés à l'effet de serre augmentent : la consommation d'énergie nucléaire diminuant de 50 % entre 2020 et 2030, et la part des énergies nouvelles et renouvelables ne dépassant pas 8 % en 2030 ², les émissions de dioxyde de carbone augmenteront, entre 1990 (année de référence pour Protocole de Kyoto) et 2030, de 22 %, même avec un remplacement accru du charbon par du gaz naturel.

Par conséquent, de manière à limiter au maximum les risques encourus, il est nécessaire de définir une stratégie claire et efficace de sécurité des approvisionnements. Ajoutant à cela le fait que les politiques énergétiques nationales ont des répercussions entre elles et que donc les Etats sont

(1) La synthèse du Livre Vert est présentée en annexe 3.

(2) La part des énergies renouvelables et nouvelles dans la consommation primaire de l'Union européenne sera de 6,7 % en 2010, l'objectif de cette dernière était de l'amener à 12 % en 2010.

interdépendants, il convient d'adopter une stratégie de sécurité des approvisionnements au niveau **communautaire**.

Enfin, reconnaissant que les marges de manœuvre sont plus étroites sur l'offre que sur la demande d'énergie, les auteurs du Livre Vert préconisent de mener en priorité des politiques visant à maîtriser la croissance de la demande.

Cette stratégie de sécurité des approvisionnements, accompagnée de la nouvelle donne en termes d'environnement et de libéralisation du marché de l'énergie, permettra alors d'élaborer une stratégie énergétique soutenant le « bien-être des citoyens et le bon fonctionnement de l'économie [européenne] » et le développement durable.

Après avoir rappelé dans un premier temps les données énergétiques actuelles de l'Union Européenne, et dans un deuxième temps le changement de contexte en matière d'environnement et de libéralisation du marché, le Livre Vert élabore une stratégie de sécurité des approvisionnements, et pour cela analyse les risques soulevés par la vulnérabilité des approvisionnements, et, à partir de ceux-ci, propose les programmes d'action à mettre en place pour y remédier.

3.3.2 - Les failles de l'approvisionnement énergétique actuel

Les auteurs du Livre Vert mettent en avant quatre risques d'accroissement de la vulnérabilité des approvisionnements énergétiques :

- Les risques **physiques** : les pays, importateurs comme exportateurs d'énergie, peuvent faire l'expérience de ruptures permanentes – dues à l'épuisement des ressources en Europe par exemple – ou de ruptures temporaires, résultant notamment d'une crise géopolitique.
- Les risques **économiques** : ceux-ci sont liés à la volatilité des prix des produits énergétiques. Ces risques peuvent être renforcés par la mise en place de structures économiques par les pays producteurs, qui pourraient influencer le cours des prix ¹.
- Les risques **sociaux** : des conflits sociaux peuvent éclater à la suite d'une baisse –potentielle ou réelle – du niveau de vie, elle-même résultant de la rupture d'approvisionnement de certains produits énergétiques ².

(1) Certains économistes parlent de « cartel » du Moyen-Orient.

(2) On retiendra notamment la grève des camionneurs liée à la hausse des prix pétroliers à l'automne 2000.

- Etude n° 7 -

- Les risques **écologiques** : ils représentent l'ensemble des dommages pouvant être causés à l'environnement tout le long de la filière énergétique – de la production à la consommation finale – et résultant aussi bien de causes accidentelles que structurelles telles qu'émissions polluantes.

3.3.3 - Les priorités pour demain

Les auteurs du Livre Vert adoptent une stratégie originale : soutenant que les marges de manœuvre sont plus limitées sur l'offre que sur la demande d'énergie, ils préconisent un rééquilibrage de ces deux approches, en menant en priorité des politiques visant à maîtriser la croissance de la demande.

Contrôler la croissance de la demande

Selon les auteurs du Livre Vert, la demande peut être maîtrisée en menant de front des politiques horizontales et des politiques sectorielles.

A) Politiques horizontales

Ces politiques se traduisent de plusieurs façons :

Achèvement du marché intérieur : cet achèvement, se caractérisant par une plus grande concurrence entre opérateurs énergétiques nationaux dans les secteurs du gaz et de l'électricité, devrait entraîner d'une part un découplage entre prix du gaz et prix du pétrole, limitant les effets de volatilité des prix du pétrole¹, et d'autre part un élargissement des options énergétiques.

Fiscalité de l'énergie : les mesures fiscales entreprises auront pour objectif d'éliminer les distorsions nationales ou entre producteurs d'énergie, de susciter un renforcement des économies d'énergie et de conduire à l'internalisation des dommages causés à l'environnement.

Plans d'économie et de diversification d'énergie : ces plans visent à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments, à développer une nouvelle génération de véhicules (plus « écologiques » et de meilleur rendement) et enfin à renforcer

(1) Accélérer l'achèvement du marché intérieur pour limiter les effets de volatilité des prix du pétrole est une mesure qui relève plus d'une politique de gestion de l'offre que de maîtrise de la croissance de la demande. La mentionner dans ce paragraphe est donc pour le moins ambigu (note de ICE).

l'introduction sur le marché de carburants de substitution, particulièrement pour le transport et le chauffage (biocarburants par exemple).

Diffusion de nouvelles technologies : les programmes communautaires visant à introduire sur le marché des technologies plus économes en énergie et moins polluantes doivent être concentrés et réalisés à grande échelle, par exemple dans les grandes agglomérations. Les résultats de ces programmes devront ensuite être largement diffusés.

B) Politiques sectorielles

Ces politiques seront menées dans deux secteurs en particulier :

- *Le transport* : on assiste dans l'Union à un déséquilibre croissant entre modes de transport, en faveur du transport routier, plus gros consommateur d'énergie, et plus gros émetteur de polluants. Plusieurs mesures sont envisagées pour remédier à cette situation : redynamiser le rail ; éliminer les goulets d'étranglement dans le réseau ferroviaire, ainsi que créer un réseau européen de fret ferroviaire ; développer le transport maritime ; promouvoir les transports urbains propres, et rationaliser l'utilisation de la voiture individuelle en ville ; et enfin prendre en compte le principe de « pollueur-payeur » dans les coûts de transport, de manière à internaliser les coûts environnementaux.
- *Le bâtiment* : les mesures mises en place dans les bâtiments seront d'ordre réglementaires, en instaurant d'une part des seuils d'économie d'énergie par bâtiment¹, et en encourageant d'autre part l'intégration des énergies renouvelables dans les nouvelles constructions (par exemple toits photovoltaïques).

Gérer la dépendance de l'offre

Certes une politique de maîtrise de la croissance de la demande d'énergie ne suffit pas pour assurer la sécurité des approvisionnements : une gestion de la dépendance de l'offre est également nécessaire. L'offre est ici analysée sous deux angles : offre interne et offre externe.

(1) Les seuils d'économie dans les bâtiments peuvent comprendre, par exemple, la normalisation des consommations énergétiques par m³ ou le contrôle des investissements dans les bâtiments existants en matière d'isolation thermique. Ils pourraient servir à la création de « certificats énergétiques » qui permettraient d'intégrer la composante énergétique dans le choix d'un bâtiment sur le marché de l'immobilier.

A) Offre interne

Les auteurs préconisent de :

- *Développer les sources d'énergie moins polluantes* : d'une part, les énergies renouvelables devraient bénéficier de financements obtenus par taxation des opérateurs d'énergies polluantes. D'autre part, en ce qui concerne l'énergie nucléaire, les efforts doivent être mis sur le soutien à la recherche en matière de gestion et de stockage des déchets, et sur la question de la sûreté nucléaire dans le cadre du processus d'élargissement.
- *Préserver l'accès aux ressources énergétiques*, en renforçant le dispositif de stocks pétroliers, c'est-à-dire en rendant son utilisation communautaire ; en élargissant ce dispositif au gaz naturel, dont les importations ne cessent d'augmenter ; et enfin en analysant la question du maintien de l'accès aux ressources communautaires houillères.
- *Maintenir la concurrence sur le marché intérieur de l'aval pétrolier* (raffinage et distribution). Ceci permettra d'une part de remédier plus rapidement aux situations de ruptures d'approvisionnement, et d'autre part de lutter plus efficacement contre la volatilité des prix du pétrole.

B) Assurer l'approvisionnement externe

Enfin, les auteurs du Livre Vert conçoivent deux façons de sécuriser les approvisionnements extérieurs :

- *Peser dans la négociation avec les pays producteurs* : ceci peut être fait en engageant un dialogue permanent avec ces pays, aussi bien sur la conclusion d'accords bilatéraux que sur le mécanisme de formation des prix ou que sur l'usage de réserves stratégiques. L'élaboration d'un plan de partenariat énergétique avec la Russie, adoptée en octobre 2000, va dans le même sens : la Russie s'engage à améliorer la sécurité des approvisionnements énergétiques sur le long terme, tandis que l'Union européenne s'engage à mobiliser les investissements européens dans les secteurs du transport et de la production d'énergie. Enfin, le développement des ressources en Mer Caspienne et les voies de transit associées méritent une attention toute particulière.
- *Sécuriser et développer les réseaux d'approvisionnement* : la création de nouveaux oléoducs et gazoducs en provenance de la Mer Caspienne et du sud de la Méditerranée permettraient de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique. Dans ce cadre, les programmes MEDA et TACIS dont l'un des objectifs est de développer l'infrastructure de transport d'énergie doivent être renforcés. De plus, la Charte de l'énergie, dans ses dispositions relatives au transit de l'énergie, devrait être mise en application

pour les pays candidats à l'adhésion à l'Union Européenne et les Nouveaux Etats Indépendants¹ (NEI). Enfin, en ce qui concerne les importations d'électricité, une meilleure interconnexion des réseaux des Etats membres de l'Union, des pays candidats et de la Russie devrait être poursuivie.

3.3.4 – Commentaires

Pour éviter la confusion, il semble d'abord nécessaire de rappeler que le terme « sécurité des approvisionnements énergétiques » employé dans le sous-titre du Livre Vert renferme davantage de notions que le terme habituel. Il doit en fait être pris au sens plus large de sécurité énergétique, voire de stratégie énergétique.

Cela étant dit, la stratégie de sécurité des approvisionnements présentée ici est novatrice : elle cherche à appuyer le fait qu'une maîtrise de la croissance de la demande d'énergie est d'une part nécessaire, et d'autre part plus facile à mettre en œuvre qu'une politique de gestion de l'offre d'énergie. Elle est de ce point de vue encore plus volontariste que la stratégie proposée par le WEA. Parmi les instruments de cette politique de maîtrise de la demande d'énergie, les auteurs du Livre Vert privilégient les mesures fiscales. On pourra rapprocher cette stratégie de celle développée par les Etats-Unis et présentée dans le chapitre 4, qui elle aussi accorde une large place à ce genre d'instruments.

On remarque également une orientation favorable à l'utilisation de l'énergie nucléaire, au vu des bénéfices environnementaux qu'elle apporte du point de vue du changement climatique, mais sans négliger l'importance des questions qui restent en suspens (telles que la gestion des déchets). Le Livre Vert recommande que la contribution à moyen terme du nucléaire fasse l'objet d'une analyse. Il encourage la poursuite des efforts de recherche dans le secteur nucléaire.

On peut regretter qu'une telle analyse ne soit pas également demandée par le Livre Vert pour le charbon, dont la contribution possible à l'approvisionnement énergétique européen présente des avantages certains en termes de sécurité énergétique, mais qui est rapidement évacué par les auteurs au nom de la lutte contre l'effet de serre.

(1) Les NEI sont constitués des pays de l'ex-URSS, hormis les Etats Baltes.

- Etude n° 7 -

Concernant les impacts de la libéralisation du marché de l'énergie, l'approche présentée rejoint celle développée dans le rapport intitulé « Economic Foundations for Energy Policy » présenté dans le chapitre précédent : elle est à tendance libérale.

4. La communauté des états indépendants (CEI)

Nous avons jugé intéressant de mettre en vis-à-vis deux aspects de la stratégie de sécurité énergétique de la CEI. Le premier aspect, favorable à une politique rigoureuse de maîtrise des consommations d'énergie et s'inscrivant dans la ligne officielle du gouvernement russe pendant la décennie 90 est présenté dans un document d'experts participant au projet « Energy Efficiency 2000 », développé à l'initiative de la Commission Economique pour l'Europe de l'Organisation des Nations Unies (CEE/ONU) et avec l'assistance du Comité Exécutif de la CEI. Le second aspect porte sur la stratégie de la Fédération de Russie et de Gazprom en matière de développement de l'industrie gazière russe, qui est quant à elle plus productiviste. Certes ce dernier scénario ne concerne pas directement la CEI dans son ensemble ; cependant ces stratégies gazières, aussi bien par leur ampleur que par leur répercussion sur les politiques de sécurité énergétique des autres pays de la CEI, méritent largement d'être présentées dans ce même chapitre.

4.1 - Données énergétiques actuelles

4.1.1 - Intensité énergétique primaire

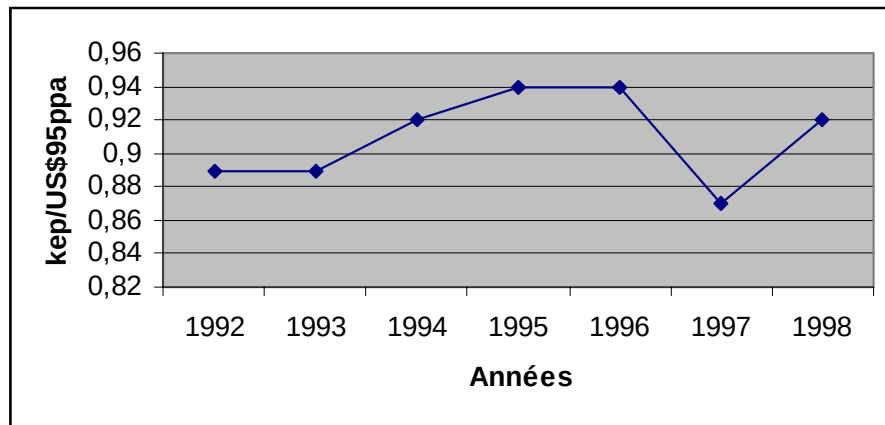
Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 958 milliards ¹ en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 882 Mtep ², la CEI avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,92 kep/US\$95ppa, nettement au-dessus de celle de l'Union Européenne (0,19 kep/US\$95). Son évolution depuis 1992 est donnée par la figure 7.

(1) Le PIB de l'Union Européenne donné ici ne provient pas des sources d'Enerdata les plus récentes, mais de celles publiées en décembre 1999.

(2) La consommation d'énergie primaire commerciale donnée ici ne provient pas des sources d'Enerdata les plus récentes, mais de celles publiées en décembre 1999.

L'intensité énergétique primaire de la CEI a donc plutôt une tendance à la hausse, malgré une valeur déjà forte en 1992. En effet, suite à l'effondrement économique de 1991, le PIB n'a cessé de décroître pour atteindre la valeur de US\$95 958 milliards en 1998, à comparer à US\$95 1 372 milliards¹ en 1992. De plus, le niveau de consommation d'énergie est resté très élevé, surtout dans le secteur résidentiel & tertiaire, et dans certains secteurs de l'industrie où des équipements obsolètes continuent à tourner à vide.

Figure 7
Evolution de l'intensité énergétique primaire de la CEI



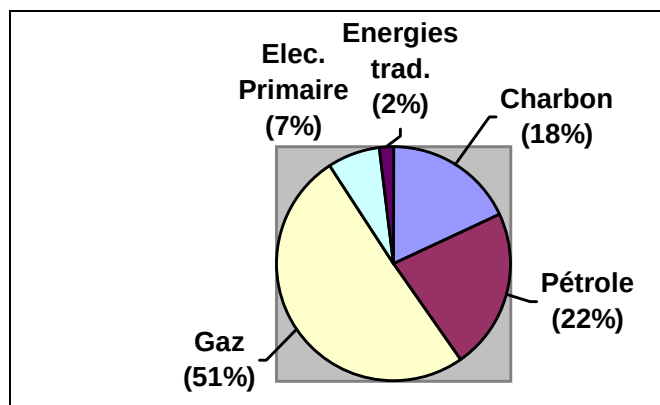
4.1.2 - Consommations primaire et finale

La consommation primaire totale de la CEI est passée de 1 246 Mtep en 1992 à 883 Mtep en 1998. Cette baisse de consommation reflète la crise économique qui frappe l'ensemble des pays de la CEI depuis 1990. Il faut de plus souligner que non seulement la demande d'énergie dans son ensemble diminue, mais également la demande solvable d'énergie, ce qui pose un problème crucial, comme nous allons le voir, pour les entreprises approvisionnant le marché intérieur, c'est-à-dire en premier lieu Gazprom.

(1) Id.

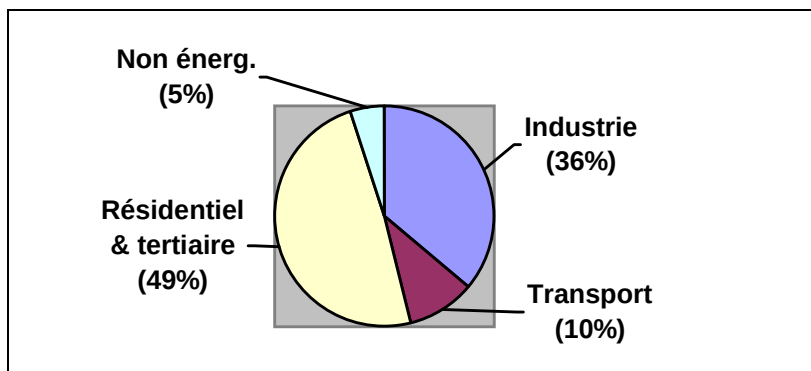
- Etude n° 7 -

La composition de la consommation primaire en 1998 est la suivante :



Entre 1992 et 1998, la part du charbon a diminué de 20 % à 18 % , celle du pétrole a diminué de 29 % à 22 %, celle du gaz a augmenté de 44 % à 51 %, et enfin celles des énergies traditionnelles et de l'électricité primaire sont restées stables.

La consommation finale totale de la CEI est quant à elle passée de 937 Mtep en 1992 à 591 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :

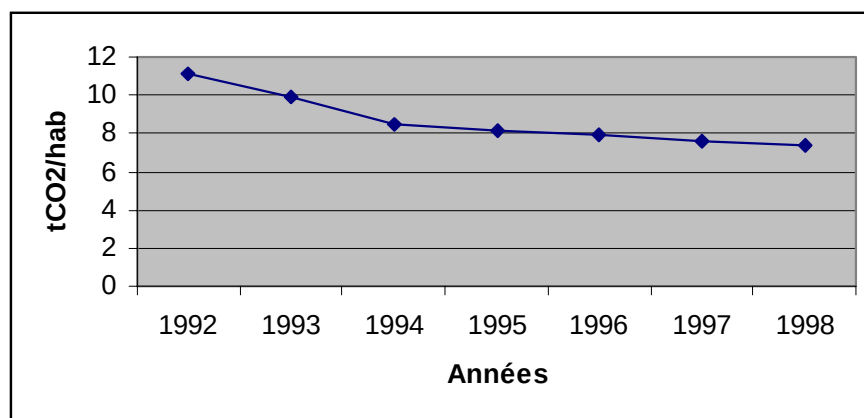


La part du secteur industriel dans la consommation finale a augmenté de 31 % à 36 % entre 1992 et 1998, celle du secteur non-énergétique de 3 % à 5 %, celle du secteur résidentiel & tertiaire a diminué de 54 % à 49 %, et celle du secteur des transports de 12 % à 10 %.

4.1.3 - Emissions de CO₂

L'évolution des émissions de CO₂ par habitant est illustrée par la figure 8. On constate une diminution continue de ces émissions de CO₂, correspondant à une baisse des consommations d'énergie primaire et finale. Elles atteignaient 7,4 tonnes en 1998, soit un niveau inférieur à celui de l'Union Européenne (8,8 tonnes en 1998).

Figure 8
Evolution des émissions de CO₂ par habitant de la CEI



4.2 - Une politique d'économie d'énergie

4.2.1 - Contexte et présentation

Les arguments présentés ici sont ceux développés dans le rapport intitulé « Energy Conservation as a Factor in Increasing the Energy Security in the Member States of the Commonwealth of Independent States », préparé par la Comité exécutif de la Communauté des Etats Indépendants (CEI)¹. Ce rapport fait partie du projet « Energy Efficiency 2000 » mentionné ci-dessus.

(1) *Energy Conservation as a Factor in Increasing the Energy Security of the Member States of the Commonwealth of Independent States*, CEE/ONU et Comité Exécutif de la CEI, février 2000 (*Energy Conservation*, 2000).

- Etude n° 7 -

Le Comité Exécutif de la CEI a pris conscience de l'opportunité que représente pour les Etats membres de la CEI le développement d'une politique d'économie d'énergie, en tant que moyen peu coûteux pour assurer leur sécurité énergétique, tout en permettant d'améliorer la compétitivité de leurs produits industriels sur les marchés intérieurs et international, et de limiter les effets négatifs que peut avoir l'utilisation d'énergie sur l'environnement.

4.2.2 - Les projets de développement futurs

Les auteurs définissent le potentiel d'économie d'énergie comme « la diminution de la demande d'énergie résultant de la mise en œuvre de toutes les mesures d'économie d'énergie économiquement réalisables ». Ce potentiel s'élève à 500-600 millions de tep.

La mise en œuvre de politiques d'économie d'énergie dans les pays de la CEI se heurte cependant à différents problèmes tels que :

- Le manque d'institutions chargées de définir, de mettre en œuvre et de contrôler les politiques d'efficacité énergétique.
- Le manque de réglementation, ne serait-ce qu'en matière de standards de qualité de combustibles.
- Le manque de moyens financiers destinés à la mise en place d'activités d'efficacité énergétique (ce point sera développé en § 3.2.3).
- Le manque de moyens technologiques modernes (équipement, installations...).
- Le manque de moyens d'information, et manque de sensibilisation du public.

Face à ces barrières, les projets suivants pourraient être envisagés :

- *Mise en place d'un cadre législatif* avec approbations de Lois sur l'Energie spécifiant :
 - les structures institutionnelles en jeu (au niveau international, national, régional et local) ;
 - les sources et mécanismes de financement des mesures d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique ;
 - les normes et standards régulant la consommation d'énergie ;
 - les mécanismes économiques permettant de stimuler les initiatives d'efficacité énergétique (encouragement de l'économie de marché, limitation des monopoles...) ;

- les sanctions en cas d'excès des taux établis de consommation d'énergie ;
- pour les entreprises recevant des subventions, le temps pendant lequel celles-ci recevront encore leurs subventions une fois les activités de conservation de l'énergie menées à bien.

Certes, dans certains pays de la CEI de telles lois ont été approuvées, mais les organes exécutifs chargés de les mettre en œuvre ne sont pas encore fonctionnels.

- *Amélioration de l'efficacité énergétique*, comme facteur primordial d'une amélioration de l'utilisation rationnelle de l'énergie
 - *Gestion de la demande* : mesure et contrôle de la consommation d'énergie (par l'installation de compteurs individuels ou collectifs). Les entreprises fournisseuses d'énergie ont elles-mêmes un rôle important à jouer (allocation de fonds destinés à l'efficacité énergétique).
 - *Mesures technologiques* : remplacement des équipements obsolètes (surtout dans les systèmes de production et de transport de l'énergie) ; utilisation de matériaux bruts consommant moins d'énergie ; au niveau de la consommation finale d'énergie, remplacer les ressources énergétiques de faible performance énergétique par des ressources davantage écologiques et de plus haute performance technologique.
 - *Mesures structurelles* : diminution de la proportion des industries à haute intensité énergétique ; développement des réseaux de transport liant les grands centres industriels aux centres de production d'énergie, voire même construction de centrales énergétiques autonomes, à l'intérieur de centres industriels.
- *Renforcement des « zones de démonstration »* : ces zones ont été déjà mises en place dans le cadre du Energy Efficiency 2000 Project et dont le but est triple: améliorer les schémas de financement des activités de conservation de l'énergie, améliorer les structures institutionnelles gérant ces activités, et démontrer le potentiel économique de l'introduction d'équipements et de technologiques modernes.

Selon les auteurs du rapport, ces opérations s'avèrent être réussies et doivent être poursuivies.

Les auteurs prônent le choix d'un rôle accru des gouvernements et pouvoirs publics des différents Etats membres de la CEI en ce qui concerne le développement d'une politique de conservation énergétique : réglementation

- Etude n° 7 -

sur, entre autres, les normes et standards des combustibles utilisés, création de réserves stratégiques, valorisation des ressources locales, en particulier renouvelables, collecte et dissémination de l'information, promotion du développement d'une économie de marché, développement d'une stratégie de long terme pour l'économie d'énergie.

4.2.3 - Financement des politiques d'économie d'énergie

Comme annoncé précédemment, la mise en œuvre des politiques de conservation de l'énergie souffre singulièrement du manque de moyens financiers disponibles, d'autant plus que du fait de la précarité de la situation économique des différents Etats membres de la CEI, il est impossible d'attendre des Etats, collectivités locales ou régionales un grand soutien financier. D'autres moyens non-budgétaires doivent donc être envisagés.

Parmi ces moyens, les auteurs insistent sur le renforcement des ESCOs¹, dont les activités pourraient être centrées sur la maîtrise de la demande d'énergie, de manière à sensibiliser et mettre à contribution les ressources financières des populations, en leur proposant des services de conservation d'énergie.

Par ailleurs, l'utilisation de certains mécanismes définis par le Protocole de Kyoto représente une opportunité qu'il faut saisir. Ces mécanismes permettent en effet à un pays industrialisé de bénéficier de crédits d'émission de dioxyde de carbone par la mise en œuvre de projets visant à réduire ces émissions dans des pays tiers, ce qui s'accompagne bien souvent de mesures d'économie d'énergie. Les Etats membres de la CEI pourraient également vendre leurs crédits d'émissions de carbone, ce qui représenterait une source de financement supplémentaire.

(1) ESCO : Energy Service Company : société chargée de développer, financer et mettre en œuvre des projets dont l'objectif est d'améliorer l'efficacité énergétique, et donc par conséquent de réduire les coûts d'opération et de maintenance pour le consommateur. Les ESCOs diffèrent des bureaux de conseil par le fait qu'elles utilisent le principe du « contrat de performance » : ce contrat lie la rémunération des services rendus au montant total d'énergie effectivement économisée par le consommateur.

4.2.4 - Rôle de la coopération entre les pays membres de la CEI et les pays tiers

Cette coopération a été jugée essentielle à maintes reprises par les auteurs du rapport : l'intégration internationale ou régionale aura pour effet de renforcer l'intégration nationale des politiques d'économie d'énergie.

Elle reposera sur les principes suivants :

- Les entités nationales et étrangères devront pouvoir disposer de rôles équitables dans le développement et l'implémentation de politiques de conservation d'énergie. Dans ce cadre, toutes les formes de participation sont autorisées, que ce soit au sein des structures institutionnelles, au sein des projets...
- Les mesures prises seront coordonnées, et une assistance mutuelle devra être accordée à l'échelle nationale, qui respectera l'intérêt de tous les acteurs.

Cette coopération se compose de **deux** volets :

Le **premier** volet est l'harmonisation des politiques fiscales (douanes, taxes), économiques (restructuration du marché), des structures institutionnelles et du cadre législatif (notamment en ce qui concerne les Lois sur l'Energie mentionnées en § 3.2.2).

Le **deuxième** volet est constitué par la coopération scientifique et technologique, dont les objectifs seraient d'améliorer l'efficacité énergétique et technique à tous les niveaux de la filière énergétique ; de développer des nouvelles technologies, en particulier pour l'utilisation des sources d'énergies renouvelables et la rénovation des équipements du parc énergétique; et enfin de réduire les risques de dégradations environnementales et d'accidents humains.

Cette coopération se fera à plusieurs niveaux, d'abord international (coordination globale par le Comité Exécutif de la CEI), puis national (coordonnée par une instance nationale), et enfin local (corps exécutifs implémentant la politique nationale).

Cela dit, en l'état actuel des choses cette coopération internationale n'a pas permis d'obtenir des résultats probants en matière de recouvrement du potentiel d'économie d'énergie. Elle doit donc s'intensifier davantage.

4.2.5 - Commentaires

Le Comité Exécutif de la CEI mise sur une politique prononcée de conservation de l'énergie pour améliorer la sécurité énergétique de l'ensemble des pays membres de la CEI. Consciente que l'application de mesures d'économie d'énergie pose des problèmes au niveau de leur financement notamment, le Comité Exécutif n'hésite cependant pas à opter pour une telle politique, vu les impacts positifs escomptés sur la sécurité énergétique, et, via cette dernière, sur les économies nationales.

Il y a cependant peut-être lieu de s'inquiéter du très faible niveau d'engagement financier prévu de la part des Etats, ce qui risque de décrédibiliser la démarche auprès des institutions financières internationales et des investisseurs privés, et donc par conséquent de neutraliser la mise en œuvre d'actions concrètes. Par exemple, le soutien au secteur de la Recherche et du Développement n'est pas un des objectifs majeurs permettant d'exploiter le potentiel d'économie d'énergie. Ceci s'explique peut-être par le manque de moyens financiers dont souffre actuellement l'ensemble des pays de la CEI ; cependant ce manque de soutien contribue à renforcer l'impression de désengagement politique qui ressort de ce rapport.

Même si les Etats se désengagent, ils restent néanmoins très présents : ce sont eux qui mettent en place les mesures institutionnelles, législatives, réglementaires et fiscales permettant de recouvrer leur potentiel d'économie d'énergie. Cela n'empêche cependant pas que l'accélération du développement de l'économie de marché soit préconisée, ce qui selon les auteurs du rapport rendrait la filière énergétique plus efficace.

D'autre part, il faut noter l'importance majeure de la coopération entre les pays de la CEI – au détriment d'ailleurs de la coopération internationale ou avec les pays tiers. La coopération régionale apparaît effectivement comme une condition *sine qua non* de la réussite des mesures d'économie d'énergie. Sous cet angle, il peut être intéressant de rapprocher ce rapport de l'article intitulé « Energy, Economics and Security in Central Asia : Russia and its rivals », présenté dans le chapitre 5. L'auteur de l'article insiste particulièrement sur le fait que la Russie souhaite que les différents Etats d'Asie Centrale réintègrent la Fédération. Il semble en effet que la stratégie de sécurité énergétique développée par la CEI soit utilisée à des fins politiques, à savoir la réintégration des NEI à la Fédération de Russie, au vu du caractère contraignant que revêt la coopération entre les Etats membres de la CEI : celle-ci, même si elle admet comme principe que les intérêts nationaux doivent prévaloir sur les autres,

stipule également que les différentes parties, qu'elles soient nationales ou « étrangères » doivent pouvoir participer de façon égale aux projets d'économie d'énergie (§ 3.2.4.). Ceci ressemble plus à un principe de « droit d'ingérence » qu'à un principe de coopération.

4.3 - La stratégie de maximisation des exportations de Gazprom

Ce paragraphe s'appuie sur deux interventions développées lors de la Conférence internationale « the Role of Russian and CIS Countries Gas at Deregulated Energy Market », organisée à Paris en décembre 1999, à l'initiative du Moscow International Energy Club (MIEC) et du Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières (CGEMP) de l'Université Paris Dauphine. Ces deux interventions mettent en lumière une autre face de la sécurité énergétique développée par Gazprom et la Russie – et ayant des répercussions sur les autres pays de la CEI. En effet, Gazprom, même si cela n'est pas mentionné explicitement dans ces interventions, opte pour une stratégie de maximisation des exportations, essentiellement à l'extérieur de la CEI, rendue possible par une maximisation de la production. Cette stratégie est elle-même accompagnée d'une diversification des routes et marchés d'exportation.

4.3.1 - Un désengagement de Gazprom pour l'approvisionnement sur le marché intérieur de la Russie en particulier et de la CEI en général

Les arguments développés ici ont été présentés au nom du Conseil d'Administration de Gazprom dans le cadre de la conférence sus mentionnée ¹.

Participer au développement économique et social de la Russie d'une manière durable : l'objectif de Gazprom

Gazprom affiche une stratégie orientée vers le soutien au développement durable. Cependant ce développement passe nécessairement par la recherche de la viabilité de l'entreprise à moyen terme ; c'est donc vers cet objectif que Gazprom se tourne. Or cet objectif ne peut être atteint que par l'amélioration de la situation économique et sociale de l'environnement « direct » de Gazprom, qui est la Russie.

(1) Sustainable Development Concept PJSC Gazprom, Rezunenko, 1999 (Rezunenko, 1999).

- Etude n° 7 -

La participation au développement économique et social de la Russie se fait suivant deux axes : l'investissement dans les activités économiques et la réduction des émissions polluantes.

L'intervenant rappelle que l'activité économique de Gazprom représente de 6 à 8 % du Produit National Brut de la Russie et 20 % des rentrées fiscales et de devises fortes, ce qui lui confère un rôle de « moteur » dans l'économie russe. Ce dernier est renforcé par le fait que Gazprom est le premier investisseur en termes de volumes financiers dans l'économie russe. D'une part Gazprom, pour la mise en place de ses projets de développement gaziers, investit dans les entreprises d'équipement russes, ukrainiennes et biélorusses ; ces investissements en capital se sont élevés à US\$ 4-8 milliards par an. D'autre part, Gazprom investit dans la reconstruction et la modernisation des entreprises russes, et en premier lieu dans le cadre des programmes de reconversion militaire.

Par ailleurs, Gazprom encourage la réduction des émissions polluantes de la Russie. Pour ce faire, même si le gaz naturel est l'un des combustibles les moins polluants, Gazprom ne soutient pas la substitution massive de gaz naturel aux autres combustibles, même si celle-ci peut paraître un bon moyen de lutter contre les émissions de polluants atmosphériques. La raison invoquée est qu'une trop grande dépendance sur une seule ressource – en l'occurrence le gaz naturel – risquerait de fragiliser la sécurité énergétique du pays. Ainsi, au contraire, il semble plus approprié de développer la consommation d'autres ressources énergétiques, à savoir le pétrole, le charbon et l'énergie nucléaire. Il est ainsi prévu que la part de consommation de gaz naturel passera de 43 % en 2010 à 42 % en 2030, alors que les parts relatives à la consommation de pétrole, de charbon et d'énergie nucléaire augmenteront. Il est par ailleurs clair que, dans ce schéma, les industries charbonnière et nucléaire devront bénéficier d'améliorations substantielles au regard de la « propreté » et de la sécurité des technologies employées.

Enfin, Gazprom s'engage à prendre des mesures de préservation de l'environnement au travers de ses activités : il opte pour des modes de développement de nouveaux champs gaziers et de construction de gazoducs qui soient respectueux de l'environnement, lorsque ceux-ci se trouvent dans des zones géographiques écologiquement très fragiles. De plus, Gazprom cherche à développer des technologies liées au développement de champs gaziers plus respectueuses de l'environnement. Enfin, Gazprom a mis en œuvre des programmes d'économie de l'énergie, non seulement pour l'extraction et le transport de gaz, mais aussi chez les consommateurs de gaz, programmes dont

l'objectif est, par le biais de réduction de consommation de gaz, de réduire les émissions atmosphériques qui lui sont associées.

En conclusion, l'intervenant rappelle que la stratégie de l'entreprise Gazprom s'oriente vers le soutien au développement durable ; c'est pour cela qu'elle a pris pour devise : « Penser aux générations futures » (« Remember about descendants »). C'est sur ce principe qu'elle cherchera à assurer sa viabilité.

Commentaires

Cette intervention est intéressante sur trois points :

Le *premier* concerne la politique de protection de l'environnement que Gazprom met en avant ; en effet, la réduction des émissions polluantes représente pour Gazprom l'un des deux axes de participation au développement économique et social de la Russie. Or, si l'on examine attentivement ce qui est écrit, on s'aperçoit que Gazprom ne conçoit pas la substitution de combustibles polluants par des combustibles moins polluants – le gaz naturel – comme étant un moyen efficace de réduire les émissions polluantes dans l'atmosphère. Il prône au contraire un développement des autres ressources énergétiques, à savoir le charbon, le pétrole et l'énergie nucléaire. Sachant que l'industrie nucléaire russe nécessite de gros investissements financiers pour assurer une certaine sûreté de fonctionnement et donc une certaine protection de l'environnement, il est presque évident que la décision de diminuer la part de consommation gazière dans la consommation de produits énergétiques ne fera qu'augmenter la concentration de polluants dans l'atmosphère. La position développée est donc contradictoire.

Ceci nous amène au *deuxième* point : il s'agit en fait de « lire entre les lignes » et de s'apercevoir que Gazprom cherche à se désengager de sa position de fournisseur de gaz pour l'intérieur de la Russie. En effet, ce désengagement lui permet de maintenir un niveau d'exportations élevé dans les régions où les Etats sont solvables, niveau nécessaire à sa « viabilité » économique : Gazprom donne officiellement un niveau d'exportation de l'ordre de 279 milliards de m³ en 2000, et de 340 milliards en 2010. De la même façon, la production gazière russe ne cesse d'augmenter, passant de 670-690 milliards de m³ en 2000 à 765-850 milliards de m³ en 2010 (Locatelli, 2000). La stratégie de Gazprom, même s'il mentionne sa volonté de soutenir des programmes d'économie d'énergie, est donc clairement productiviste, et tournée vers l'export. Cela étant dit, cette stratégie n'est pas forcément incompatible avec l'objectif affiché de soutenir le

- Etude n° 7 -

développement socio-économique de la Russie, étant donnée la rentrée de devises que ces activités d'export apportent à la Russie.

Il est d'ailleurs important de remarquer que la Russie n'est pas confrontée de la même façon que des pays importateurs comme l'Union européenne ou les Etats-Unis au problème de la sécurité des approvisionnements, étant donnée l'importance de ses ressources énergétiques domestiques. Ce problème se pose pour elle par l'importance des non-paiements des consommateurs russes d'énergie, et en particulier de gaz, qui se traduit par la volonté de Gazprom de privilégier les exportations plutôt que l'approvisionnement intérieur. Ceci explique en partie l'approche productiviste de Gazprom, qui cherche à maximiser la production, certes pour maintenir un niveau élevé d'exportations, mais aussi pour soutenir un minimum de demande intérieure en gaz.

Enfin, il est nécessaire de rappeler que l'objectif de Gazprom étant de répondre à une demande solvable, ses exportations seront tournées principalement vers l'extérieur de la CEI. Ceci pose à l'ensemble des pays de cette dernière un problème supplémentaire de sécurité des approvisionnements (pour une analyse approfondie de ce problème, on pourra consulter la référence « Gasoil Press, 1998 »).

4.3.2 - La diversification des routes et marchés d'exportation

Présentation

Cette partie s'appuie sur l'intervention faite au nom du Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS) lors de la conférence sus mentionnée ¹.

L'intervenant affirme qu'il est dans l'intérêt de la Russie de revoir sa stratégie d'exportation de gaz. En effet, ces exportations étaient jusqu'à présent quasiment toutes destinées au marché européen. Or le gaz russe risque de voir sa compétitivité diminuer sur ce marché, en raison d'une part de la libéralisation du secteur gazier au sein de l'Union européenne, entraînant une baisse des prix du gaz à la vente, et d'autre part de l'augmentation sur ce même marché du prix du gaz russe, compte tenu du fait que celui-ci proviendra de nouveaux champs gaziers nécessitant de lourds investissements (mers nordiques ou péninsule de

(1) *Diversification of Russian Gas Export Routes*, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Alexei Makarov, 1999 (Makarov, 1999).

Yamal). Par ailleurs, pour assurer une meilleure sécurité des approvisionnements, les pays européens chercheront sans doute à diversifier leurs sources d'approvisionnement.

Les constatations faites vont donc dans le sens d'une réorientation des exportations gazières russes, tout au moins partielle : la Russie devrait chercher à pénétrer les marchés de l'Asie Orientale et du Moyen-Orient, d'autant plus que les prix du gaz y sont plus élevés¹ et les distances de transport plus réduites.

Ainsi ERI RAS privilégie l'exploitation de certain champs gaziers pour le marché asiatique, comme ceux de la province d'Irkutsk, de Kraskoyarski ou de la mer d'Okhotski, tandis que le gaz de la péninsule de Yamal, de la mer de Barents ou de Kara sera plutôt destiné au marché européen. Le gaz de l'immense gisement de Nadym-Pur-Tazov (NPT, Sibérie Occidentale) pourra quant à lui être destiné aussi bien au marché européen qu'asiatique.

Ces nouvelles politiques d'exportations, pour être pleinement exploitées, doivent être accompagnées d'une politique de diversification des routes d'exportation. ERI RAS prévoit de tracer deux routes d'exportation reliant le site de NPT à Pékin, sur lesquelles se grefferaient le gaz venant d'autres champs d'exploitation. Les routes d'exportation vers l'Europe sont également en voie de diversification : divers projets de gazoducs sont en cours de négociation, dont le « projet Yamal », à destination de l'Europe, le projet « Blue Stream » à destination de la Turquie, et la « route gazière nord-européenne » à destination du Nord-Ouest de l'Europe.

Commentaires

Cette autre intervention va dans le même sens que la précédente, en réaffirmant la nécessité de maximiser les revenus issus des exportations gazières. Cette maximisation passe également par une maximisation des corridors de transport, et des marchés d'exportation.

Nous avons donc là un exemple de politique de sécurité énergétique dans le cas d'un pays exportateur, d'autant plus affirmée que le pays en question – la Russie – a fondamentalement besoin des revenus générés par ces exportations.

(1) D'après les projections résultant d'études menées par ERI RAS sur l'horizon 2030, le prix de 1000 m³ de gaz en 2030 sera de US\$ 140 sur le marché chinois, à comparer à US\$ 88 sur le marché européen. Cela étant dit, la tendance des prix du gaz sur le marché chinois est à la stagnation.

Conclusion

Il n'est sans doute pas exagéré d'affirmer que la politique de la CEI en matière de sécurité énergétique est double : d'un côté la mise en œuvre d'un programme ambitieux d'économie d'énergie dans l'ensemble des pays de la CEI, et de l'autre la volonté de produire et d'exporter « toujours plus » affichée par Gazprom. Certes le dernier aspect, comme nous l'avons souligné dans l'introduction, ne concerne que la Russie. Cependant les exportations de Gazprom s'orientent en premier lieu vers les clients ou Etats solvables, ce qui n'est souvent pas le cas des Etats de la CEI. La politique de Gazprom revient donc à considérer deux ensembles : l'un formé de la CEI, qui risque de ne plus voir son approvisionnement en gaz assuré dans l'avenir, et l'autre formé des partenaires commerciaux solvables de Gazprom. De ce point de vue, la politique de Gazprom peut être considérée comme une politique « forcée » de la CEI.

On est alors en droit de se demander lequel de ces deux pendants de la politique de sécurité énergétique de la CEI (économie d'énergie ou maximisation des exportations) dominera l'autre.

Il est certain que jusqu'ici, les efforts en faveur de la maîtrise des consommations d'énergie sont restés très faibles dans la pratique, mais la partie n'est pas jouée à moyen terme car même si les mesures d'économie d'énergie présentées en § 3.2 nécessitent des engagements financiers élevés, l'entreprise Gazprom ne pourra mener à bien sa politique de maximisation des exportations que si elle développe de nouvelles capacités de production, souvent associées à de nouveaux corridors de transport. Cette politique est elle aussi extrêmement coûteuse.

La sagesse serait le développement parallèle d'une forte maîtrise des consommations d'énergie et de la rationalisation du secteur énergétique, sans vouloir augmenter trop vite l'exploitation des ressources énergétiques.

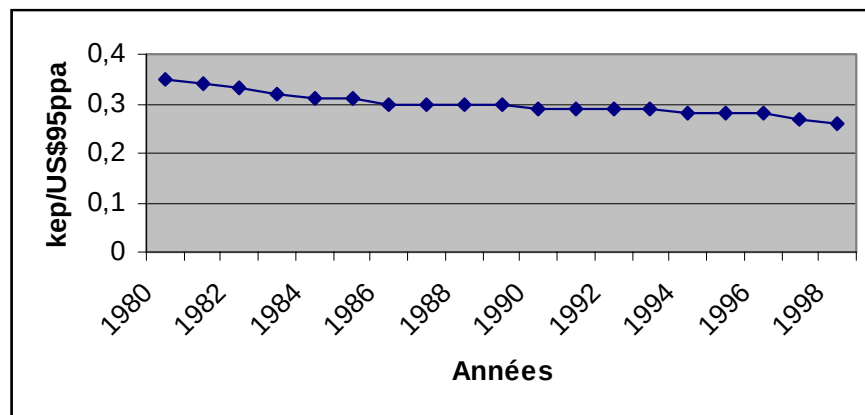
5. Les Etats-Unis

5.1 - Données énergétiques actuelles

5.1.1 - Intensité énergétique primaire

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 8 508 milliards en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 2 112 Mtep, les Etats-Unis avaient en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,26 kep/US\$95ppa, plus proche de celle de l'Union Européenne (0,19 kep/US\$95ppa), mais encore nettement au-dessus. Son évolution depuis 1980 est donnée par la figure 9.

Figure 9
Evolution de l'intensité énergétique primaire des Etats-Unis

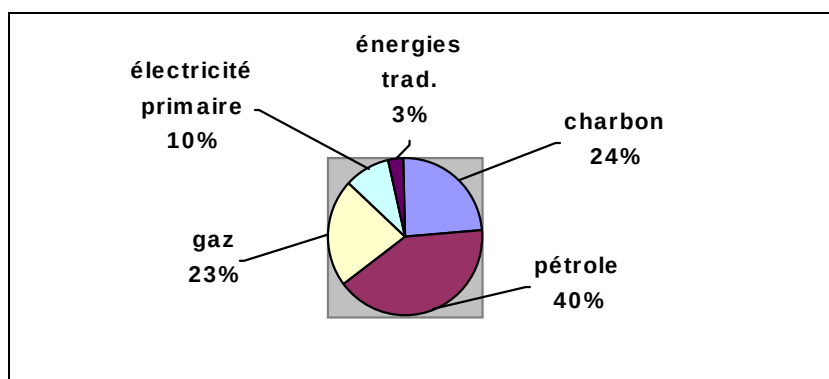


Après avoir légèrement diminué entre 1980 et 1988, puis stagné entre 1988 et 1996, l'intensité énergétique primaire des Etats-Unis marque à nouveau une légère tendance à la baisse depuis 1996.

5.1.2 - Consommations primaire et finale

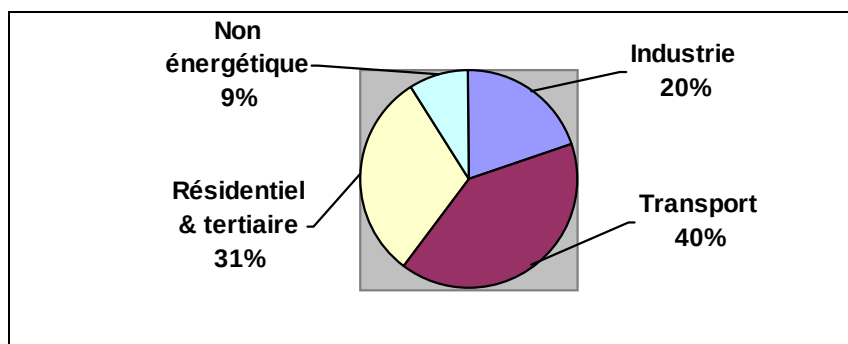
La consommation primaire totale des Etats-Unis est passée de 1 818 Mtep en 1980 à 2 188 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante :

- Etude n° 7 -



Entre 1980 et 1998, la part du charbon a augmenté de 21 % à 24 %, celle de l'électricité primaire de 6 % à 10 %, celle du gaz a diminué de 26 % à 23 %, celle du pétrole de 44 % à 40 %, et enfin celle des énergies traditionnelles est restée stable.

La consommation finale totale des Etats-Unis est quant à elle passée de 1 314 Mtep en 1980 à 1 422 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :



La part du secteur industriel dans la consommation finale a diminué de 31 % à 20 % entre 1980 et 1998, celle du secteur des transports a augmenté de 32 % à 40 %, celle du secteur non-énergétique de 7 % à 9 %, et enfin celle du secteur résidentiel & tertiaire est restée stable.

5.1.3 - Emissions de CO₂

Les émissions de CO₂ par habitant des Etats-Unis oscillent aléatoirement entre 19 et 20 tonnes. Ce taux est élevé comparé à celui de l'Union Européenne (8,8 tonnes en 1998) ou de la CEI (7,4 tonnes en 1998).

5.2 - Présentation

Les arguments présentés dans ce chapitre sont issus du rapport intitulé « Comprehensive National Energy Strategy », rédigé par le United States Department of Energy (USDOE) et publié en avril 1998. Comme l'indique Federico Peña – Secrétaire américain de l'Energie en exercice au moment de la publication de ce rapport – dans son message introductif, la politique nationale américaine dans le secteur de l'énergie présentée dans ce rapport se veut orientée vers l'amélioration de « la sécurité énergétique, de la croissance économique et de la protection de l'environnement ».

La politique énergétique américaine est organisée autour de cinq objectifs globaux qui forment le cadre général :

- Améliorer l'efficacité du système énergétique.
- Protéger l'économie américaine contre les risques de ruptures d'énergie.
- Promouvoir l'utilisation et la production de l'énergie de façon respectueuse de l'environnement et de la santé.
- Augmenter le choix des énergies propres disponibles pour les générations futures.
- Renforcer la coopération internationale sur les questions d'intérêt général.

Sont alors présentés des « sous-objectifs » pour chacun de ces objectifs globaux, ainsi que les différentes stratégies permettant d'atteindre ces « sous-objectifs ».

Nous reprendrons d'abord en détail cette politique en mettant en vis-à-vis les différents objectifs globaux, « sous-objectifs » et stratégies, puis nous ferons quelques commentaires.

5.3 - La politique énergétique des États-unis

Les trois pages suivantes reprennent en détail cette politique en mettant en vis-à-vis les différents objectifs globaux, « sous-objectifs » et stratégies. Il faut noter que, par l'abondance des mesures concrètes et détaillées à prendre dans un

- Etude n° 7 -

futur « proche », la politique reflète un certain pragmatisme qui peut grandement faciliter sa mise en œuvre.

<u>Objectif 1 (O1): Améliorer l'efficacité du système énergétique</u> O1 – Sous-objectif 1 (SO1): Améliorer la compétitivité et l'efficacité des systèmes électriques ▪ <u>Stratégie 1 (St1): législatif</u> : adopter une législation permettant l'établissement d'un système électrique compétitif ▪ <u>St2: R & D</u> : développer des projets de démonstration d'ici 2010, mettant en avant la viabilité économique et technique de centrales thermiques électriques disposant d'une meilleure efficacité énergétique. ▪ <u>St3: R & D</u> : améliorer la sécurité et la performance des centrales nucléaires. O1 – SO2 : Améliorer l'efficacité énergétique dans les secteurs du transport, de l'industrie et du bâtiment. ▪ <u>St1: R & D + pol. fiscales</u> : développer les technologies de meilleure efficacité énergétique dans le secteur du transport. - Développement des piles à combustible et voitures hybrides. - Déduction de taxes lors d'achat de véhicules à haute efficacité énergétique. - Amélioration du réseau de transport (éviter les engorgements) ▪ <u>St2: R & D + pol. fiscales</u> : développer les technologies de meilleure efficacité énergétique dans le secteur de l'industrie. - Réduction de 25 % de la consommation d'énergie pour les six industries à plus haute intensité énergétique.	<u>O2: Protéger l'économie américaine contre les risques de rupture d'énergie.</u> O2 – SO1: Réduire la vulnérabilité de l'économie américaine aux ruptures d'approvisionnement extérieur en énergie. ▪ <u>St1: R & D</u> : stopper le déclin de la production d'ici 2005. - Améliorer les techniques d'imagerie de réservoir, d'extraction, de stockage et de distribution du pétrole. ▪ <u>St2: Invts</u> : être prêt à parer à tout risque de rupture d'approvisionnement extérieur en énergie. - Maintenir les réserves stratégiques de pétrole. ▪ <u>St3: Invts+pol.coop intle</u> : diversifier les sources mondiales d'énergie - Mettre en exploitation plus de réserves pétrolifères dans le monde. - Développer plus de corridors de transport pétrolier autour des régions productrices de pétrole. - Pousser à la mise en place de conditions favorables à l'investissement étranger dans les pays exportateurs de pétrole. ▪ <u>St4: R & D + substitution de combustibles</u> : (pourrait être intégré à O1) Développer de nouvelles technologies permettant de réduire la consommation de pétrole journalière d'au moins 1 million de barils d'ici 2010. ▪ <u>St5</u> (pourrait être intégré à O1): réduire la consommation "fédérale" de pétrole dans le secteur du transport. - Accroître le parc de véhicules

- Déduction de taxes pour les investissements dans les systèmes de cogénération. - Renforcement des partenariats public/privé pour la promotion sur le marché des nouvelles technologies. ▪ St3: R & D+pol. fiscales+législatif : développer des technologies de meilleure efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment. - Amélioration du design des bâtiments et des équipements technologiques. - Standards plus exigeants en ce qui concerne l'efficacité énergétique des bâtiments construits. - Déduction de taxes pour l'achat d'équipements ou d'habitations de meilleure efficacité énergétique. - Renforcement des partenariats public/privé pour la promotion des équipements à haute efficacité énergétique. O1 – SO3: Améliorer l'efficacité de la consommation d'énergie par les organismes fédéraux. ▪ St1: améliorer l'efficacité de la consommation d'énergie dans les bâtiments fédéraux. - Ordres exécutifs (réduction de 30 % entre 1995 et 2005) - contrats public/privé pour investissements dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments fédéraux. ▪ St2 : effectuer des projets de démonstratif mettant en évidence les possibilités des énergies renouvelables, les aidant par là même à s'intégrer sur le marché.	fonctionnant avec des énergies alternatives. O2 – SO2 : Assurer la fiabilité, la flexibilité et la capacité à faire face aux situations urgentes des systèmes énergétiques (cf.O3) ▪ St1: Législatif : Promouvoir la fiabilité des systèmes de génération, de transport et de distribution d'électricité. - Etablissements de normes de sécurité. ▪ St2: R & D+législatif : Promouvoir la fiabilité et la flexibilité des systèmes de raffinage, de transport et de stockage du pétrole. - Etablissement de régulations flexibles en matière de taux d'émission de gaz polluants et à effet de serre dans l'atmosphère. - R & D en matière de technologies propres. - Coopération avec les organes publics concernés en matière de protection de l'infrastructure nationale. ▪ St3: R & D + législatif : Promouvoir la fiabilité des systèmes de transport et de stockage du gaz naturel. - R & D en matière de technologies avancées de transport et de stockage. - Coopération avec les organes publics concernés pour la protection de l'infrastructure nationale.
<u>O3: Promouvoir l'utilisation et la production de l'énergie de façon respectueuse de l'environnement et de la santé</u>	<u>O4: Augmenter le choix des énergies propres disponibles pour les générations futures</u>

<i>O3 – SO1: Produire l'énergie de façon respectueuse de l'environnement</i> ▪ St1: R&D+substitution de combustibles : Augmenter la production de gaz naturel. - développer des technologies avancées de localisation et d'extraction de gaz naturel. ▪ St2: R&D : Développer les technologies de pointe pour extraire plus de pétrole des réserves sans nuire à l'environnement. - Renforcer les partenariats public/privé - R & D ▪ St3: R & D+pol. Fiscales : Développer les énergies électriques renouvelables, en particulier celles non hydrauliques, et maintenir le parc hydroélectrique. - Partenariats public/privé pour réduire les coûts de R & D en technologies d'énergie renouvelable - déduction de taxes lors de l'utilisation d'énergie éolienne ou de biomasse. - projets de démonstration pour l'installation de toits photovoltaïques... ▪ St4: R & D : maintenir un parc nucléaire conséquent. - Développer des technologies permettant de limiter les émissions polluantes - Coopérer avec le secteur privé pour éviter la fermeture prématurée de centrales nucléaires. - Régler le problème du traitement des déchets. <i>O3 – SO2: Accélérer le développement et l'adoption de technologies respectueuses de l'environnement.</i> ▪ St1: pol.fiscales et financières :	<i>O4 – SO1: Maintenir une forte connaissance scientifique au niveau national qui permette de:</i> ▪ St1: R&D : développer les domaines scientifiques nécessaires à l'élaboration d'outils d'aide à la décision dans le choix de politiques énergétiques. ▪ St2: R&D : intensifier la recherche sur le changement climatique et sur les systèmes de gestion du cycle du carbone. ▪ St3: R & D : améliorer les impacts de la recherche scientifique - Accroître la coopération entre chercheurs, universités, entités publiques et secteur industriel. - Améliorer l'accès à la connaissance dans les centres de recherche (laboratoires, bases de données...) <i>O4 – SO2 : Développer des options technologiques sur le long terme permettant d'accroître le nombre d'énergies propres disponibles dans l'avenir.</i> ▪ St1: R & D : Développer les énergies renouvelables et accentuer la recherche sur l'énergie de fusion. - R & D en matière de technologies à faibles taux d'émission. <u>O5: Renforcer la coopération internationale sur les questions d'intérêt général</u> O5 – SO1 : Promouvoir le développement de marchés d'énergie comparatifs, et faciliter l'adoption de systèmes énergétiques propres, fiables et efficaces ▪ St1: Coop intle : Etablir avec l'aide

Améliorer les efforts pour déployer des technologies propres sur le court terme. - R & D en matière de technologies à faible taux d'émission - Stimuler l'investissement dans des technologies respectueuses de l'environnement ▪ St2: pol.fiscales+ "reconnaissance publique" : Initier des négociations avec le secteur industriel pour promouvoir l'adoption volontaire de technologies à faibles taux d'émission. - Emulation par l'exemple, en reconnaissant publiquement les efforts faits par telle ou telle entreprise pour lutter contre les gaz à effet de serre. ▪ St3: Législatif : Développer un système intérieur de commerce d'émission, qui minimise les coûts liés aux limitations obligatoires sur les taux d'émission. ▪ St4: Coopération intle : Négocier avec les pays en développement, de manière à revoir leur contribution à la lutte contre l'effet de serre. ▪ St5: Coopération intle : Renforcer la coopération internationale en matière de lutte contre l'effet de serre.	des gouvernements étrangers et des institutions internationales un cadre régulateur pour le marché international de l'énergie au travers de lois et de politiques précises dans le secteur de l'énergie. - Coopération rapprochée avec le Canada et le Mexique dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité. ▪ St2: Coop intle : Promouvoir l'intégration sur le marché des énergies propres et à haute efficacité. - Partenariats avec l'industrie et les agences multilatérales pour promouvoir l'exportation de la technologie américaine, de manière à gagner des parts sur le marché international. ▪ St3: Coop intle : Promouvoir une collaboration scientifique et technique internationale de façon à optimiser l'impact de la recherche scientifique américaine et répartir les efforts de recherche.

5.4 - Commentaires

Il faut avant tout noter la spécificité de la stratégie américaine, qui repose sur une économie ayant fait très tôt le choix de laisser le marché réguler en très grande partie l'offre et la demande d'énergie, l'État n'intervenant qu'au minimum – l'État a ainsi choisi d'encourager la privatisation du secteur de la génération de l'électricité dès la fin des années 1970. Il faut donc tenir compte de cette remarque pour pouvoir, si besoin est, effectuer des comparaisons sensées.

Trois éléments frappent lors de l'analyse de la stratégie énergétique américaine.

Premièrement, l'amélioration de l'efficacité du système énergétique comme celle de la consommation finale d'énergie est un point clé de la stratégie américaine: elle représente le premier objectif global. Les mesures proposées sont principalement de nature législative (normes d'efficacité énergétique minimales, proposition de loi sur la compétitivité du secteur électrique), fiscale (encouragement de l'utilisation d'équipements et de technologies plus efficaces par des réductions d'impôts). La R & D joue également un grand rôle.

Deuxièmement, la stratégie énergétique américaine, dont un des objectifs est de garantir la sécurité énergétique de l'Etat fédéral, repose en grande partie sur la certitude que l'amélioration des technologies existantes et le développement de nouvelles technologies, tout en permettant de concilier prospérité économique et protection de l'environnement est crucial pour la sécurité énergétique des Etats-Unis. Les investissements en R & D représentent donc un point clé de cette « stratégie énergétique nationale ». De plus, USDOE souhaite soutenir cette perspective d'accroissements d'investissements par la sensibilisation des étudiants à la nécessité de s'investir dans la recherche scientifique, ce qui passe entre autres par la coopération entre universités, centres de recherche, organismes gouvernementaux et monde industriel. Ainsi, « Des efforts de coopération seront entrepris pour [...] aider au développement de la nouvelle génération de scientifiques et ingénieurs américains participant à l'élite internationale en ce domaine ».

Troisièmement, USDOE accorde une place de choix à la coopération, aussi bien « intérieure » (entre entreprises privées et organismes d'Etat) « qu'extérieure » (avec les organisations internationales, les Etats tiers...), ce qui permet à ses yeux d'assurer à la Nation une plus grande sécurité énergétique. Ce point de vue est à rapprocher de celui énoncé dans l'article de L. Chegrouche intitulé « Stratégies Caspiennes » et exposé en § 5.3.1. En effet, l'auteur y affirme que « la stratégie d'acteurs la plus pertinente est celle des Etats-Unis », car celle-ci met en jeu toutes les « séquences » d'acteurs, aussi bien au niveau local (entreprises locales ou américaines et pays exportateurs), que régional (puissances régionales telles que Turquie, Iran et Russie). Les organisations internationales interviennent alors dans l'aide à l'établissement de règles du jeu pour l'accès des acteurs au marché international.

Quelques autres commentaires peuvent également être faits. En effet, en ce qui concerne le second objectif (protéger l'économie contre les risques de ruptures d'énergie), on remarquera que la sécurité des approvisionnements n'est pas seule prise en compte, mais qu'une grande attention est également portée à la fiabilité des systèmes énergétiques, et électriques en particulier.

De plus, l'économie américaine étant fortement libéralisée, la politique énergétique prônée par USDOE en est d'autant plus volontariste : en matière de politique fiscale d'abord, où les avantages fiscaux sont nombreux pour inciter aussi bien les consommateurs individuels que les entreprises privées d'investir en faveur d'options à haute performance énergétique ou encore en faveur des technologies renouvelables ; et en matière de partenariat public/privé ensuite. L'Etat a donc un rôle d'incitateur.

En somme, cette politique énergétique apparaît ambitieuse, aussi bien par les objectifs à atteindre que par les moyens qu'elle met à sa disposition. On peut se demander ce qu'il en restera face au changement de gouvernement qui s'est opéré aux Etats-Unis lors des élections présidentielles de novembre 2000, la conviction politique du nouveau Président n'étant favorable ni à un rôle volontariste de l'Etat, ni à une politique de maîtrise des consommations d'énergie, dans le secteur des transports en particulier.

6. Des experts s'expriment sur la Chine, le Japon, la sécurité des approvisionnements en Europe de l'ouest et la géopolitique en mer Caspienne

Nous avons choisi de présenter la position de différents experts sur **quatre** thèmes particuliers :

Le **premier** concerne la politique de sécurité énergétique de la Chine ; la politique chinoise est d'autant plus intéressante à examiner que la Chine n'est devenue importatrice nette de pétrole brut et de produits pétroliers que très récemment (1993) ; elle a donc dû s'adapter rapidement à sa nouvelle situation.

Le **deuxième** thème concerne la politique de sécurité énergétique du Japon. La consommation de combustibles fossiles étant presque totalement assurée par les importations, la sécurité énergétique tient une place importante au sein de la stratégie énergétique du Japon.

Le **troisième** thème abordé est celui de la sécurité des approvisionnements énergétiques, en mettant l'accent sur l'Europe. Thème déjà abordé dans les chapitres précédents, il est maintenant repris pour présenter la vision des experts.

Le **quatrième** et dernier thème est celui de la géopolitique en mer Caspienne ; ce thème est à la croisée de toutes les politiques de sécurité énergétique

- Etude n° 7 -

présentées auparavant. En effet, l'exploitation des ressources d'hydrocarbures de la région de la Caspienne aura des répercussions sur les politiques de sécurité énergétique des pays ou régions aussi bien exportateurs (Moyen-Orient, Russie) qu'importateurs (Asie, Europe, Etats-Unis) ; la région de la Caspienne fait donc intervenir un jeu d'acteurs complexe, et il est intéressant d'examiner comment ces derniers se positionnent les uns par rapport aux autres.

6.1 - Des experts s'expriment sur la Chine

La Chine, jusqu'en 1993, était autosuffisante en pétrole brut. Ce n'est qu'à partir de cette date toute récente qu'elle est devenue importatrice nette de pétrole brut et de produits pétroliers. Sa politique de sécurité énergétique est donc également toute récente. C'est elle que nous examinerons ici après avoir rappelé les principales caractéristiques du secteur de l'énergie en Chine.

6.1.1 - Données énergétiques actuelles

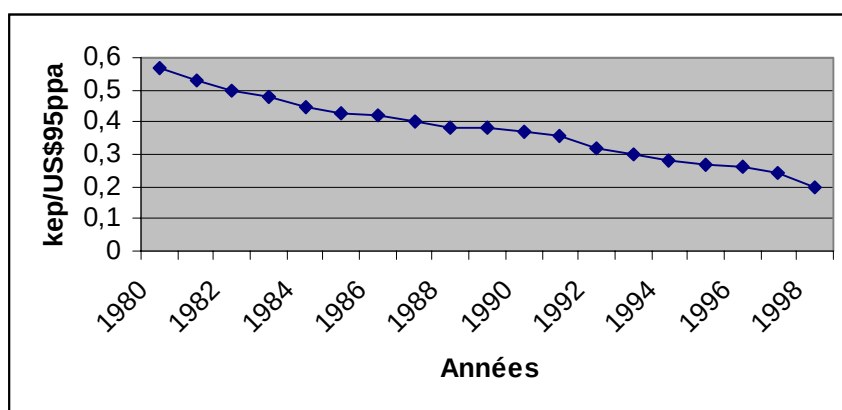
Intensité énergétique primaire de la Chine

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 4025 milliards en 1998, et une consommation d'énergie primaire de 1014 Mtep, la Chine avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,20 kep/US\$95ppa, soit plus faible que celle des Etats-Unis (0,26 kep/US\$95ppa) et proche de celle de l'Union Européenne (0,19 kep/US\$95ppa). Son évolution depuis 1980 est donnée par la Figure 10.

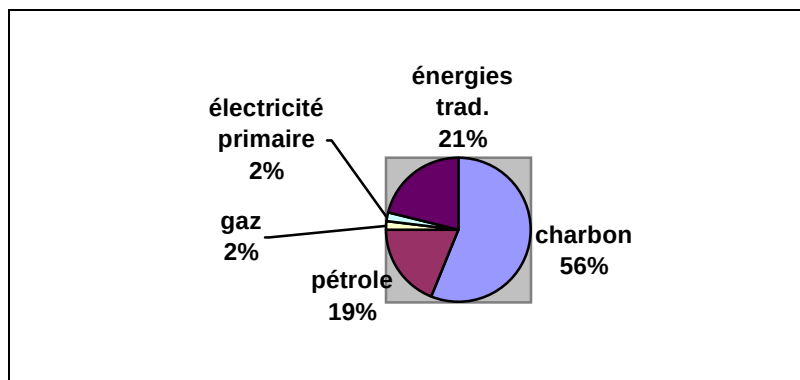
Fait assez inhabituel pour un pays en voie de développement, l'intensité énergétique de la Chine n'a cessé de diminuer depuis 1980 ¹. Cette évolution peut s'expliquer par la conjonction de l'évolution de la structure de l'économie (et notamment du secteur industriel), de la mise en œuvre de mesures d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'investissements de modernisation dans le secteur énergétique.

(1) L'intensité énergétique primaire ou finale d'un pays en voie de développement a plutôt tendance à augmenter, comme c'est le cas par exemple de ceux de l'Asie de l'Est, dont l'intensité énergétique primaire croît en moyenne de l'ordre de 1,2 % par an.

Figure 10
Evolution de l'intensité énergétique primaire de la Chine



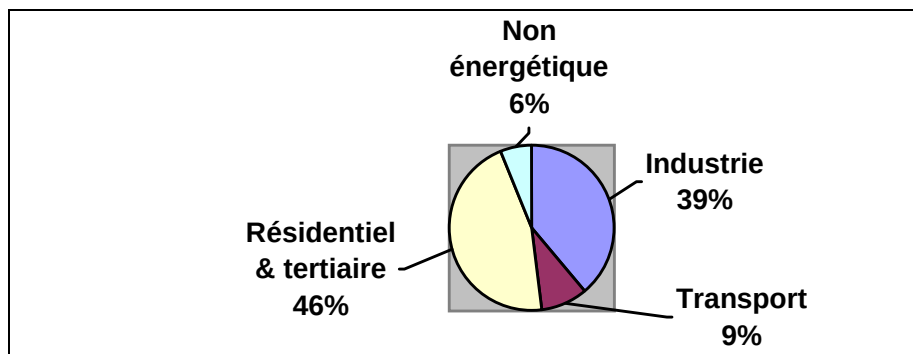
Consommations primaire et finale



Entre 1980 et 1998, la part du charbon a augmenté de 52 % à 56 % , celle du pétrole de 15 % à 19 % , celles de l'électricité primaire et du gaz sont restées stables, et enfin celle des énergies traditionnelles a diminué de 30 % à 21 %.

La consommation finale totale de la Chine est quant à elle passée de 541 Mtep en 1980 à 830 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :

- Etude n° 7 -

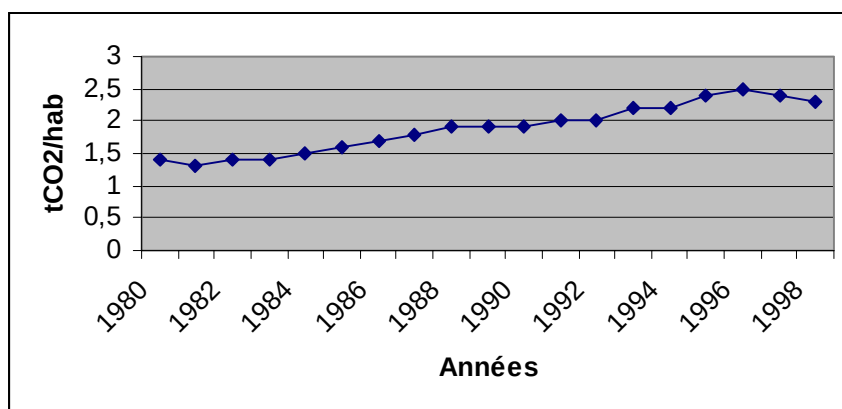


La part du secteur industriel dans la consommation finale a augmenté de 36 % à 39 % entre 1980 et 1998, celle du secteur des transports de 5 % à 9 %, celle du secteur non-énergétique de 2 % à 6 % et enfin celle du secteur résidentiel & tertiaire a diminué de 57 % à 46 %.

Emissions de CO₂

L'évolution des émissions de CO₂ par habitant de la Chine est représentée sur la Figure 11. Ces émissions augmentent depuis 1980, mais restent encore au quart de celles de l'Union Européenne en 1998 : elles atteignaient 2,3 tonnes en 1998, à comparer à 8,8 tonnes pour l'Union Européenne.

Figure 11
Evolution des émissions de CO₂ par habitant de la Chine



6.1.2 - La politique de sécurité énergétique de la Chine

Contexte et présentation

La présente analyse de la politique énergétique a été développée par l'AIE ¹. Elle part du constat que depuis 1993, la Chine est importatrice nette de pétrole brut et de produits pétroliers. Ceci est dû au fait que les réformes économiques engagées dès les années 1970 ont entraîné une forte croissance économique, qui elle-même a entraîné une forte croissance de la demande d'énergie, et donc de pétrole, autant chez les ménages que dans le secteur industriel, et ce surtout dans les régions du Sud et de l'Est de la Chine, qui sont celles où les réformes économiques ont été les plus nombreuses et les plus fortes et qui sont aussi celles où la densité de population est la plus élevée.

Par ailleurs, le champ pétrolier jusqu'alors le plus exploité était et est celui de Daqing, dans le Nord-Est de la Chine. Il se trouve donc très éloigné des zones à forte demande de pétrole. L'infrastructure de transport étant sous-développée par rapport à la demande d'énergie, il devint alors plus économique d'importer le pétrole brut de l'extérieur plutôt que de l'acheminer depuis le bassin de Daqing.

Enfin, vu le potentiel de croissance économique de la Chine, les importations nettes de brut risquent de continuer à augmenter, à moins que l'on ne trouve des bassins de pétrole brut plus facilement exploitables (le bassin de Tarim est également très éloigné des régions fortes consommatrices). Ainsi, les estimations chinoises portent sur une part des importations dans la demande totale d'énergie passant de 22,5 % en 2000 à 30,8 % en 2050.

Face à cette situation, la Chine a dû commencer à construire une nouvelle politique de sécurité énergétique, de manière à sécuriser au maximum ses importations de brut. Deux tendances s'affrontaient – et s'affrontent encore : l'une visant à rétablir l'autosuffisance de la Chine en matière de pétrole brut, et l'autre, au contraire, à accepter cette dépendance et donc à chercher à sécuriser les importations de brut au maximum. Ces deux approches, en dépit d'un certain antagonisme ont fini par s'accommoder, et amènent les décideurs chinois d'une part à renouveler activement les installations de production, transport et distribution de ressources et produits énergétiques ², et d'autre part à

(1) *China's Worldwide Quest for Energy Security*, AIE, 2000 (AIE, 2000).

(2) *Il est prévu de construire 30 centrales thermiques, de 10 à 12 centrales hydroélectriques et 8 centrales nucléaires, en plus du renouvellement des installations de traitement du charbon, du pétrole et du gaz naturel.*

- Etude n° 7 -

adopter une position énergique en matière d'investissements et de commerce pétrolier. C'est cette deuxième position que l'AIE analyse dans son étude et que nous présentons ici.

Cette position énergique se manifeste de plusieurs façons : création de réserves stratégiques de pétrole, diversification des importations de brut, encouragement de l'investissement étranger en Chine, investissements chinois dans des installations de production à l'étranger ou dans la construction d'oléoducs à destination de la Chine.

Création de réserves stratégiques de pétrole

La création de réserves stratégiques de pétrole se heurte au problème crucial du manque d'infrastructure de transport, et requiert, au vu de l'ampleur des financements à mettre en œuvre, une décision politique importante.

En 1998, la State Development Planning Commission (SDPC) a annoncé la localisation de sites potentiels de réserves stratégiques, qui comprennent notamment des ports à eau profonde. Par ailleurs, des terminaux pour produits pétroliers et pétrochimiques sont déjà en construction. La China National Petroleum Corporation (CNPC) estime à US\$ 3.6 milliards le coût de réalisation de ces différents projets.

Evolution de la structure du commerce pétrolier

Cette évolution passe notamment par le fait que la Chine n'est maintenant plus seulement un exportateur de brut et produits pétroliers mais aussi un importateur. Pour assurer la sécurité de ses importations, la Chine a cherché à diversifier ses sources d'approvisionnement : la liste de ses partenaires commerciaux est ainsi passée de trois pays en 1990 – Indonésie, Oman et Iran – à dix pays en 1997 : Oman (ayant dépassé l'Indonésie en volumes d'importations de brut), Yémen, Iran et Arabie Saoudite au Moyen-Orient ; Indonésie en Asie ; Angola et Congo en Afrique ; et également Argentine, Etats-Unis et Russie.

En ce qui concerne les importations de pétrole brut, la Chine importe maintenant davantage du Moyen-Orient que de l'Asie : le rapport entre importations provenant du Moyen-Orient et importations provenant de l'Asie est passé de 0,65 en 1990 à 1,81 en 1997. Ceci ne veut pas dire que la Chine se désengage du marché asiatique, puisque ses importations provenant de cette zone ont quintuplé entre 1990 et 1997, mais seulement que l'Asie est de moins

en moins capable, compte tenu de la croissance de son économie à répondre totalement à la demande de pétrole brut de la région dans son ensemble. Par contre, pour ce qui est des produits pétroliers, l'Asie reste encore le principal fournisseur de la Chine ¹.

Par ailleurs, la diversification de ses sources d'approvisionnement oblige la Chine à améliorer la qualité de raffinage de ses usines, pour faire face à la moindre qualité du brut fourni par d'autres sources d'approvisionnement qu'Oman, le Yémen ou l'Indonésie. Cette conversion ou remise à niveau des usines de raffinage permettra à son tour de diversifier davantage ses importations en provenance du Moyen-Orient, région qui même si elle a cherché à l'éviter restera maintenant son principal fournisseur de pétrole brut.

Enfin, de manière à consolider les échanges qu'elle a avec ses fournisseurs de pétrole, la Chine cherche à inscrire ces échanges dans une politique commerciale plus globale : ainsi, sur les dix principaux fournisseurs en brut de la Chine, six ont une part relative aux échanges de brut bien inférieure à 50 % dans le total des échanges.

Investissements : à l'intérieur et à l'extérieur de la Chine

A côté de la nécessité de sécuriser les importations de pétrole, la Chine a également besoin de « remettre à niveau » son secteur énergétique, de manière à ce qu'il puisse répondre rapidement à la demande croissante d'énergie. Etant donnée la somme des investissements à mettre en œuvre, cette phase passe obligatoirement par l'attraction d'investissements étrangers dans le secteur de l'énergie chinoise.

A) Investissements étrangers dans le secteur énergétique chinois

Depuis 1990, la Chine s'est ouverte aux investissements étrangers, en particulier grâce à l'aboutissement des réformes économiques entreprises dès 1970 et de la dérégulation du marché.

La pénétration des investissements n'est certes pas égale dans tous les secteurs de l'énergie :

- Les investissements étrangers dans le secteur électrique représentent 10 % des investissements étrangers totaux – part que le gouvernement chinois veut faire passer à 20 % : de 1990 à 1997, les investissements étrangers

(1) 81,6 % des importations de produits pétroliers sont assurés par les pays asiatiques.

- Etude n° 7 -

contractés se sont élevés à US\$ 23,7 milliards, pour un accroissement de 62,34 GW de la capacité de production installée de la State Power Corporation of China (SPCC).

- Dans le secteur charbonnier, aucun investissement étranger n'est encore présent, même si la Chine commence à les encourager.
- Dans le secteur de l'exploration et de la production de pétrole brut, les investissements étrangers sont ouverts dans les régions du Centre et de l'Ouest, mais restent soumis à l'approbation du Conseil d'Etat et de la CNPC. Ainsi à la fin de 1997, CNPC avait contracté de l'ordre de US\$ 1 milliard d'investissements étrangers.
- China National Petrochemical Corporation (SINOPEC) et China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) décident quant aux investissements étrangers dans l'aval pétrolier (raffineries et pétrochimie). Shell reste le plus gros investisseur dans ce domaine.
- Le secteur dans lequel les investissements étrangers sont les plus importants est celui de l'exploration et de la production offshore : ils ont débuté dès 1980 dans la mer de Chine méridionale et en 1992 dans la mer de Chine orientale. En conséquence, les réserves prouvées sont passées de 1,1 milliards à 10,7 milliards de barils, et la production a ainsi quadruplé entre mi-1994 et mi-1996, passant de 100 000 à 380 000 barils par jour.

B) Investissements chinois à l'étranger

CNOOC et surtout CNPC ont adopté récemment une politique énergétique d'investissements à l'étranger, en particulier au Moyen-Orient (en particulier en Iran) et en Asie Centrale (Kazakhstan et Turkménistan)¹. Ces investissements, sous forme de contrats d'exploration, de production (brut ou produits pétrochimiques) et de construction d'oléoducs et de gazoducs font également partie de la stratégie de sécurisation des importations de pétrole et, dans une moindre mesure, de gaz.

Les investissements chinois en Asie Centrale témoignent de la volonté du gouvernement chinois d'être un acteur majeur du développement de cette région supposée riche en hydrocarbures. Cependant, les projets de construction de corridors de transport reliant par la terre les champs kazakhs ou turkmènes apparaissent par leurs coûts de réalisation hautement prohibitifs.

(1) La Chine investit aussi en Argentine, au Bangladesh, au Canada, en Colombie, en Equateur, en Indonésie, en Malaisie, au Mexique, en Mongolie, au Nigeria, au Pakistan, en Papouasie Nouvelle Guinée, au Pérou, en Russie, au Soudan, en Thaïlande, au Venezuela et aux Etats-Unis.

Au total, cette présence dans les secteurs énergétiques à l'étranger rapporterait au plus 600 000 barils par jour en 2010, soit très peu par rapport à ses besoins d'importations, évalués par l'AIE à quatre millions de baril par jour en 2010. Cependant, cela permet à la Chine d'être présente sur le marché international de l'énergie, et de pouvoir peser dans les négociations résultant d'éventuelles ruptures d'approvisionnement.

Une certaine pratique de la diplomatie

Les liens commerciaux que la Chine se voit obligée de former pour assurer la sécurité de ses importations de brut contribue à détendre les relations politiques parfois tendues qu'elle avait auparavant – que ce soit avec les Etats-Unis, l'Iran ou la Russie.

Cette aspiration diplomatique se ressent également au niveau régional, la Chine cherchant à sécuriser les routes de transport en Asie, et en particulier le détroit de Malacca. Pour cette raison elle a récemment ratifié la Convention sur la Loi en Mer (UNCLOS, United Nations Convention on Law of the Sea), convention qui profite également aux autres puissances régionales, comme le Japon ou la Corée.

Cet esprit de coopération ne se retrouve pas toujours dans les relations qui lient les différents acteurs de la région – on pensera notamment au découpage territorial de la mer de Chine méridionale, au fond de laquelle pourrait se trouver d'importants gisements de pétrole, de gaz et de minerai –, néanmoins il domine sur les relations entre puissances régionales. Le bassin de la rivière du Mékong en est un exemple. Son exploitation, une fois opérationnelle – ce qui n'est pas à l'ordre du jour – permettra de développer le potentiel hydroélectrique du bassin. A cet effet, une institution rassemblant les pays frontaliers et un accord de coopération entre ces derniers et les pays voisins ont récemment vu le jour.

L'énergie : un secteur encore très marqué par l'économie dirigiste

Il reste effectivement que le secteur énergétique est l'un des secteurs où la libéralisation se fait avec le plus d'hésitations, en conséquence de quoi l'Etat reste très présent : au niveau des entreprises d'abord puisque les plus importantes (CNPC, CNOOC, SINOPEC, SPCC) restent nationales ; au niveau de la régulation du marché ensuite : d'une part, le lien des entreprises précédemment citées avec l'entité régulatrice est créatrice d'ambiguïté. D'autre part, l'Etat n'hésite pas à imposer des mesures draconiennes par décret –

- Etude n° 7 -

comme les interdictions d'importations de pétrole de 1998 – ce qui ne facilite pas le développement à long terme de structures commerciales efficaces et sûres.

6.1.3 - Commentaires

L'analyse de l'AIE se limite à examiner la sécurité des approvisionnements, après avoir expliqué brièvement qu'il existe également en Chine un grave problème lié à la déficience du réseau de transport, qui lui-même affecte la sécurité d'approvisionnement interne.

Par sa récente apparition, le problème de la sécurité des approvisionnements représente pour la Chine un défi qu'elle a su relever, en s'orientant fortement vers la sécurisation de ses importations et non vers un simple et unique retour à l'autosuffisance. Cette stratégie l'a amenée d'une part à mettre en place les outils actuellement utilisés, à savoir la création de réserves stratégiques et l'investissement dans les opérations d'exploitation et de production à l'étranger, et d'autre part à s'ouvrir aux capitaux étrangers pour renouveler et remettre à niveau son infrastructure énergétique.

Les problèmes liés à la vulnérabilité des approvisionnements gaziers se posent dans une bien moindre mesure que pour d'autres entités telles que les Etats-Unis ou l'Union Européenne, la part du gaz dans la consommation primaire restant inférieure à 5 %, au moins jusqu'à 2020.

La libéralisation du marché de l'énergie influence la politique de sécurité des approvisionnements de la Chine dans ce sens qu'elle est obligée, dans bien des cas, de s'adapter aux conditions de libre concurrence déjà en place sur le marché international. Cependant, l'État reste très présent dans le système énergétique chinois, et le problème de la sécurité de la fourniture de services au consommateur n'est pas encore de mise en Chine. A l'extérieur, les intérêts du gouvernement chinois sont encore assurés par des entreprises nationales.

Enfin, l'analyse de l'AIE n'insiste à notre sens pas assez sur le fait que le gouvernement chinois a en 1980 lancé des programmes d'efficacité énergétique dans le but de découpler la croissance économique de celle de la demande d'énergie : systèmes de gestion encourageant les usines à réduire leur demande d'énergie, programmes de R & D permettant de développer des technologies « économes » en énergie, création de Centres d'économie de l'énergie largement disséminés dans toute la Chine, etc. En conséquence de quoi la

consommation d'énergie primaire de la Chine était de 873 Mtep en 1996, alors qu'elle aurait été de 1800 Mtep la même année si l'intensité énergétique primaire était restée à son niveau de 1977 ¹.

6.2 - Des experts s'expriment sur le Japon

Selon le Ministère japonais de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie ², l'un des principaux objectifs de la stratégie énergétique du Japon est de sécuriser les approvisionnements énergétiques ³. En effet, le Japon importe environ 80 % de sa consommation d'énergie primaire ; ses importations sont parfois vulnérables, notamment dans le cas du pétrole, qui provient presque exclusivement du Moyen-Orient.

Nous examinons la stratégie de sécurité énergétique du Japon à travers l'analyse réalisée par l'AIE dans son rapport sur la stratégie énergétique du Japon, datant de 1999 ⁴.

6.2.1 - Données énergétiques actuelles

Intensité énergétique primaire

Avec un PIB à parité de pouvoir d'achat (ppa) de US\$95 2971 milliards en 1998, et une consommation d'énergie primaire commerciale de 505 Mtep, le Japon avait en 1998 une intensité énergétique primaire de 0,17 tep/US\$95ppa. Son évolution depuis 1980 est donnée sur la figure 12.

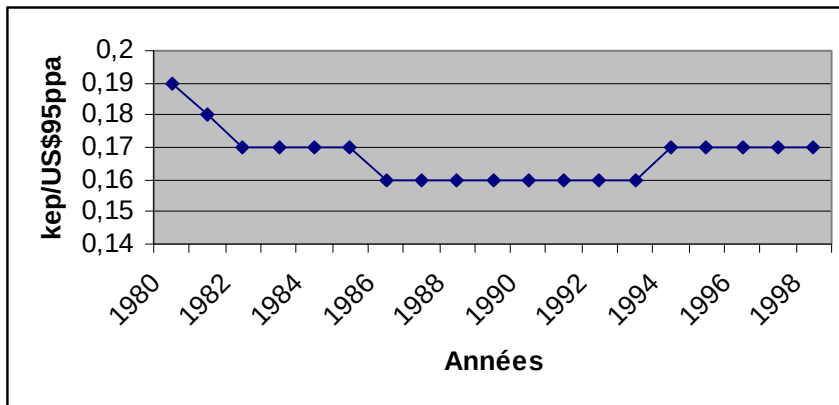
(1) *Energy Efficiency in China: Accomplishments and Challenges*, Jonathan Sinton and Mark Levine, *Energy Policy*, Volume 26, Numéro 11 (Sinton, 1998).

(2) Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), remplaçant depuis le 6 janvier 2001 le MITI (Ministry of International Trade and Industry. Le rapport de l'AIE, sur lequel est basée notre présentation de la stratégie de sécurité énergétique du Japon, date de 1999 et ne prend donc pas en compte cette restructuration.

(3) *Energy in Japan*, site internet du METI,
<http://www.meti.go.jp/english/aboutmeti/data/a231201e.html>

(4) *Energy Policies of IEA Countries – Japan 1999 Review*, AIE, 1999 (AIE, 1999).

Figure 12
Evolution de l'intensité énergétique primaire du Japon

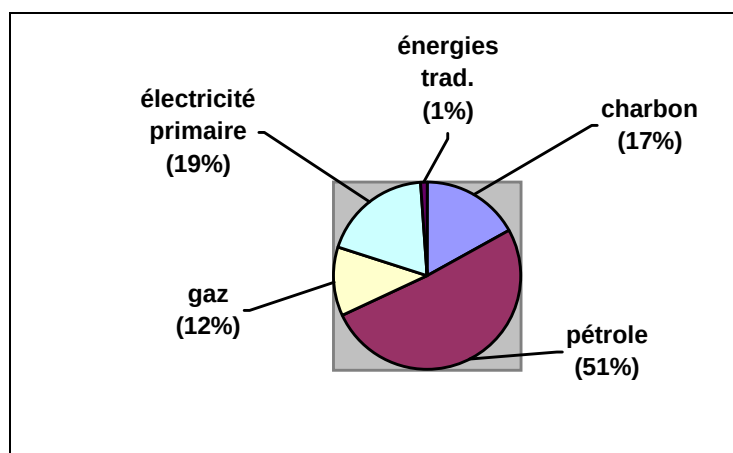


On constate une nette diminution de l'intensité énergétique du Japon entre 1980 et 1994, et une légère hausse depuis 1994. Elle reste cependant encore faible comparée aux intensités énergétiques des pays ou groupes de pays étudiés dans la première partie de cette étude (l'intensité énergétique de l'Union Européenne, qui est la plus faible de tous les pays étudiés, était de 0,19 kep/US\$95ppa en 1998).

Consommations primaire et finale

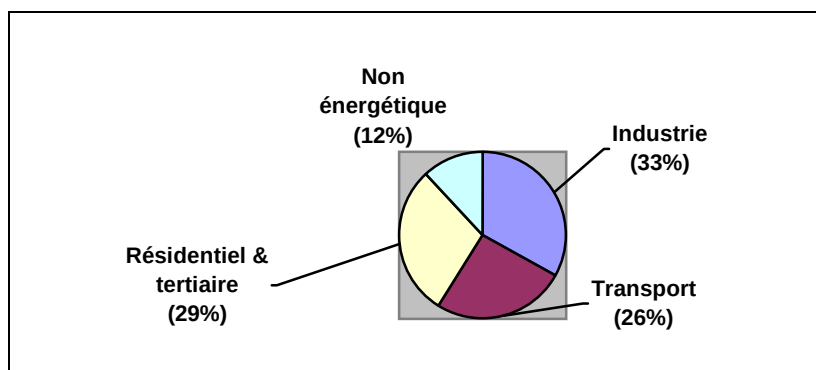
Nous avons donné au § 1.2.2 la consommation moyenne par an et par habitant des grandes régions du monde. Il est néanmoins important de distinguer, au sein de l'Asie, le cas du Japon, dont la consommation moyenne par an et par habitant était de 4,1 tep en 1998, à comparer à 0,7 tep pour l'Asie dans son ensemble. Avec cette moyenne, le Japon se situe au-dessus de l'Union européenne (3,8 tep).

La consommation primaire totale du Japon est passée de 345 Mtep en 1980 à 513 Mtep en 1998. Sa répartition en 1998 est la suivante :



Entre 1980 et 1998, les parts du charbon et des énergies traditionnelles sont restées stables, celle de l'électricité primaire a augmenté de 9 % à 19 %, celle du gaz de 6 % à 12 % et celle du pétrole a diminué de 68 % à 51 %.

La consommation finale totale du Japon est passée de 249 Mtep en 1980 à 354 Mtep en 1998. Elle se répartit entre les différents secteurs en 1998 comme suit :



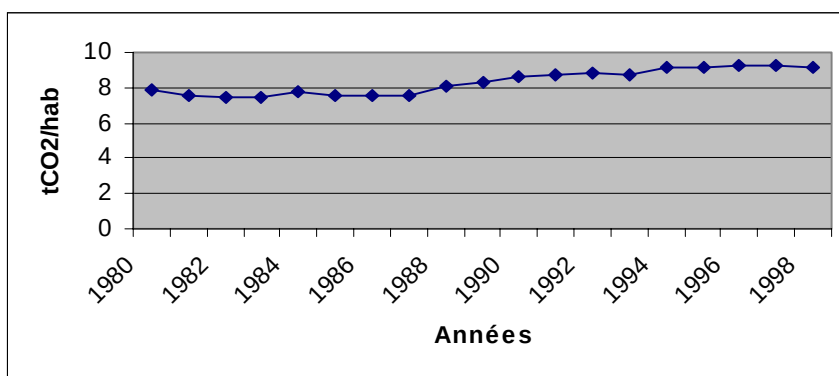
La part du secteur industriel dans la consommation finale a diminué de 42 % à 33 %, celle du secteur résidentiel & tertiaire a augmenté de 24 % à 29 %, celle du secteur des transports de 22 % à 26 % et celle du secteur non-énergétique est restée stable.

- Etude n° 7 -

Emissions de CO₂

L'évolution des émissions de CO₂ par habitant du Japon est représentée sur la figure 13. Ces émissions ont progressivement augmenté depuis 1987, passant de 7,9 tonnes en 1987 à 9 tonnes en 1998, donc très légèrement supérieures à celles de l'Union européenne.

Figure 13
Evolution des émissions de CO₂ par habitant du Japon



6.2.2 - La stratégie de sécurité énergétique du Japon

La stratégie énergétique du Japon vise à atteindre simultanément trois objectifs interdépendants : la sécurité énergétique, la protection de l'environnement et la croissance économique ¹ ; l'agencement de ces trois objectifs est donné par une ou plusieurs lignes directrices sur lesquelles est axée la stratégie énergétique. Depuis 1994, date à laquelle le Comité de Conseil en Energie, rattaché au Ministère du Commerce International et de l'Industrie (MITI) présenta une prévision à l'horizon 2010 de la demande et de l'offre d'énergie du Japon, la stratégie énergétique est axée sur la libéralisation du marché intérieur de l'énergie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre ².

(1) On parle des « 3Es » de la stratégie énergétique japonaise : « Economic Growth, Energy Security and Environmental Protection ».

(2) Suite à son engagement à la troisième Conférence des Parties à Kyoto en 1997, à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 6 % par rapport à leur niveau de 1990, d'ici 2008-2012, le gouvernement a revu cet objectif à la baisse et s'est finalement engagé à les stabiliser à leur niveau de 1990, d'ici 2008-2012.

La stratégie de sécurité énergétique du Japon s'appuie sur la mise en œuvre de mesures horizontales destinées à promouvoir l'efficacité énergétique, et d'un certain nombre de mesures sectorielles.

Mesures horizontales : promouvoir l'efficacité énergétique

Selon les auteurs du rapport de l'AIE, le Japon a renforcé durant les cinq dernières années sa politique d'économie d'énergie de manière à réduire, via la diminution de la demande d'énergie, les contraintes sur ses importations et les émissions de gaz à effet de serre¹. La « Loi sur l'utilisation rationnelle de l'Energie » révisant la « Loi sur les économies d'énergie » (votée en 1993) a été votée en 1998 ; elle vise à appliquer des normes d'efficacité énergétique plus contraignantes sur davantage d'appareils, de voitures et d'usines.

Un point important de cette loi est l'établissement du « Top Runner Programme » qui prévoit, pour un certain nombre de véhicules et d'appareils ménagers des normes d'efficacité énergétique se basant sur le produit de la même catégorie en vente sur le marché, ayant la plus haute efficacité énergétique. Ce programme permettrait au Japon de ramener en 2010 sa consommation d'énergie à son niveau de 1996². Les fabricants et importateurs ne respectant pas les objectifs imposés se verront soumis à des amendes et à une publicité « négative » sur leur entreprise.

Par ailleurs, les entreprises rassemblées au sein de la Fédération des Organisations Economiques, connue sous le nom de Keidanren, présente en 1996 des Plans d'Action Volontaire pour 131 entreprises de 29 secteurs industriels. Ces plans reposent sur le fait que les objectifs annoncés ne sont ni légalement contraignants ni réglementés par le gouvernement, même si celui-ci procède annuellement à une évaluation de chacun des plans, dont les résultats sont rendus publics.

Chaque corps d'industrie fixe son propre objectif. Ainsi, l'industrie sidérurgique s'est fixée comme objectif de diminuer d'ici 2010 de 10 % sa consommation d'énergie par rapport à son niveau de 1990. L'industrie chimique s'est engagée à réduire d'ici 2010 son intensité énergétique de 10 % par rapport à son niveau de 1990.

(1) En fait, comme le mentionnent les auteurs du rapport de l'AIE, cette politique, même si elle s'inscrit dans une stratégie de sécurité énergétique, a surtout été motivée par la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

(2) *Energy Efficiency Policies 1999-2000 : Cornerstone for a Sustainable Energy System*, AIE's Newsletter, numéro 22 (Mai 1999).

- Etude n° 7 -

Mesures sectorielles

A) Le pétrole et les produits pétroliers

Sécuriser l'approvisionnement en pétrole est selon l'AIE le point central de la politique de sécurité énergétique du Japon : le pétrole constitue 56 % de la consommation primaire du Japon, et provient presque exclusivement du Moyen-Orient. En dehors des mesures visant à diminuer la part du pétrole dans la consommation primaire, et en particulier pour la production d'électricité (selon l'AIE, le pétrole représentait près de 78 % de la production d'électricité contre 20 % en 1997, correspondant ainsi de plus en plus à la demande de pointe), l'AIE fait surtout mention des mesures pour renforcer la sécurité des approvisionnements de pétrole, comme le maintien de stocks stratégiques ou l'investissement dans des champs pétrolifères étrangers.

Comme dans tous les pays importateurs de pétrole, le Japon a mis en place des mesures fortes visant à faire face rapidement à un cas d'urgence, comme l'établissement et la gestion de réserves de pétrole, dont le niveau en 1998 était équivalent à celui de 120 jours d'importations nettes (réserves publiques et privées confondues)¹.

Par ailleurs, de manière à sécuriser les approvisionnements de pétrole et de produits pétroliers, le Japon a mis en place une politique visant à inciter fortement les entreprises pétrolières japonaises à développer leurs activités d'exploration et de développement de champs pétrolifères, aussi bien au Japon qu'à l'étranger. Ainsi, en 1996, 14,7 % des importations de pétrole provenaient d'entreprises pétrolières installées à l'étranger. Le Japon a pour objectif de faire passer ce chiffre à 26,3 % d'ici 2001.

La Compagnie nationale du Japon (Japan National Oil Corporation, JNOC) a ainsi été créée pour aider au financement de tels investissements : au stade de l'exploration, JNOC finance 80 % des coûts d'investissement des compagnies japonaises si les champs pétroliers sont situés dans les zones offshore entourant le Japon, et de 70 % sinon. Si l'exploration se solde par un échec, la compagnie est dispensée de remboursement. Pour ce qui concerne le développement et la production, la Banque Export-Import du Japon et la Banque de Développement du Japon peuvent financer jusqu'à 80 % des investissements nécessaires, tandis

(1) A titre de comparaison, les membres de l'AIE (dont le Japon fait partie) se sont engagés à maintenir des stocks de pétrole correspondant à au moins 90 jours d'importations nettes.

que JNOC offre des garanties de dette couvrant jusqu'à 60 % du montant des prêts.

B) Le gaz

Les réserves du Japon en gaz naturel sont faibles, équivalente à 3 % de sa demande d'énergie. Il doit donc en importer pour satisfaire cette dernière.

A ce titre, le gaz naturel est l'une des sources d'énergie les plus importantes pour le Japon en termes de sécurité énergétique, principalement du fait de sa moindre concentration dans la région du Moyen-Orient, à la différence du pétrole. Le Japon importe son gaz naturel sous forme de Gaz naturel liquéfié (GNL), d'Indonésie, de Malaisie, d'Australie, de Brunei, des Emirats Arabes Unis et du Qatar (par ordre d'importance).

Par ailleurs, si les objectifs de production d'électricité nucléaire n'étaient pas atteints, la production d'électricité à partir de gaz constituerait la seule alternative acceptable en termes de sécurité énergétique (pas de contraintes supplémentaires sur les importations de pétrole) et de protection de l'environnement (limitation au maximum des émissions de gaz à effet de serre).

Ceci, ajouté au fait que le gaz naturel permet de diversifier les sources d'énergie du Japon, fait donc dire à l'AIE que l'un des grands objectifs de la stratégie de sécurité énergétique du Japon est de promouvoir l'utilisation du gaz naturel. Cette promotion passe d'une part par la substitution du GNL au gaz manufacturé (en particulier au GPL) dans les villes, essentiellement par des incitations fiscales, et d'autre part par le développement du réseau de transport et de distribution gazier.

En effet, pour permettre une bonne diffusion du gaz sur le marché final, le réseau de transport et de distribution gazier nécessite d'être suffisamment développé, ce qui n'est pas le cas : en ville par exemple, le réseau de distribution gazier couvre 21 % de la surface des villes, ratio très faible comparé à celui des pays de l'OCDE en général. Le gaz est en fait principalement utilisé dans les centrales électriques et par les consommateurs des secteurs de l'industrie, du résidentiel et du tertiaire situés à proximité des principaux points d'importation du GNL. Ce dernier peut être ensuite transporté par camion jusqu'à des terminaux satellites, mais cela alourdit considérablement le coût d'approvisionnement en GNL, du fait du coût élevé du transport.

Le développement d'un réseau de transport gazier, qui représente une bonne alternative du point de vue économique et qui pourrait selon l'AIE voir le jour dans le futur, n'est pourtant pour l'instant pas ou peu envisagé, et ce pour deux raisons. La première est que les compagnies d'électricité, qui sont actuellement les principaux consommateurs de gaz, ne sont pas prêtes à développer un réseau de gazoducs à partir des ressources gazières de l'île russe de Sakhalin, en raison des coûts économiques (traversée de zones montagneuses) et des risques politiques avec la Russie (tracé des gazoducs à travers des zones de pêche très sensibles) associés. Or développer un réseau de gaz national en n'ayant que des points d'importations de GNL nécessiterait de développer des unités de re-gazéification, ce qui augmente le coût d'approvisionnement en gaz. La seconde raison tient au fait que le gouvernement n'est prêt à promouvoir de tels gazoducs que si ceux-ci sont de propriété privée. Des études de faisabilité effectuées par des investisseurs privés se développent actuellement.

En ce qui concerne la sécurisation des approvisionnements de gaz naturel, le Japon a mis en place, comme pour les approvisionnements pétroliers une politique d'incitation à l'exploration et au développement des ressources de gaz naturel, aussi bien au Japon qu'à l'étranger. JNOC offre donc également des prêts et des dettes garanties pour les activités d'exploration et de développement de champs gaziers, ainsi que pour les opérations de liquéfaction et de construction de méthaniers.

C) L'énergie nucléaire

Selon les auteurs du rapport de l'AIE, un des objectifs du Japon est d'augmenter la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité, ce qui joue d'après son gouvernement à la fois en faveur de la protection de l'environnement et de la sécurité énergétique. En 1998, 51 réacteurs civils étaient en opération, pour une puissance nucléaire installée de 45 GW. Au total, un tiers de la production d'électricité était assurée par les centrales nucléaires. Le gouvernement projette d'augmenter ce chiffre à 42 % d'ici 2010, ce qui correspondrait à une production d'électricité nucléaire de 480 TWh en 2010¹. Cela nécessite d'installer de seize à vingt réacteurs nucléaires supplémentaires².

La politique nucléaire japonaise est également axée sur le développement d'installations de retraitement et de recyclage des produits irradiés. Une usine

(1) Celle-ci était de 335 TWh en 1998 (source Enerdata).

(2) A l'heure actuelle, seules la construction et l'opération de cinq réacteurs ont été approuvées par le Conseil de coordination du développement de la production d'électricité (Electric Power Development Coordination Council, EPDCC).

de retraitement est ainsi en construction et sa mise en opération est prévue pour 2003.

Le recyclage du plutonium est considéré par le gouvernement japonais comme un élément majeur de sa politique nucléaire car il permet de réduire la production de déchets hautement radioactifs et de garantir la sécurité énergétique, l'uranium étant lui aussi importé. Le Japon a ainsi mis en place le « Plutothermal Programme » destiné à promouvoir le recyclage du plutonium par l'utilisation de MOX ¹ dans les réacteurs à eau légère.

Si les autorisations nécessaires sont accordées par le MITI et les gouvernements locaux, toutes les compagnies produisant de l'électricité d'origine nucléaire devraient utiliser des combustibles MOX d'ici 2010.

Les auteurs du rapport de l'AIE soulignent cependant que le développement de l'énergie nucléaire au Japon est confronté à trois obstacles majeurs.

Premièrement, les coûts d'investissement des centrales nucléaires, élevés en général, le sont particulièrement au Japon. Cela a conduit le gouvernement japonais à standardiser les types de centrales construites.

Deuxièmement, avec la libéralisation du secteur de l'électricité, l'intérêt commercial des centrales nucléaires, fortement capitalistiques, et donc amortissables sur le moyen ou long terme, risque de diminuer face à celui des centrales thermiques classiques. Les auteurs du rapport de l'AIE estiment toutefois que les marchés financiers continueront à soutenir la construction de centrales nucléaires, ces dernières permettant à leurs yeux d'assurer une plus grande stabilité de l'offre d'électricité.

Enfin, l'opinion publique s'est fortement mobilisée contre l'énergie nucléaire après les deux accidents survenus dans deux usines de la PNC ² en décembre 1995 et mars 1997. Sa pression est loin d'être négligeable, puisqu'en août 1996,

(1) MOX : Mixed Oxide Fuel, combustible mixte composé d'un mélange de plutonium et d'uranium, tous deux sous forme d'oxydes. Le plutonium est en général issu du retraitement des combustibles irradiés ; l'uranium est naturel soit issu lui aussi du retraitement.

(2) PNC : Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation, compagnie chargée de développer la technologie associée au cycle du combustible nucléaire, en particulier les réacteurs à neutrons rapides, la fabrication du combustible et le retraitement des combustibles irradiés. Suite à ces deux accidents, PNC a été réorganisée en Japan Nuclear Cycle Development Institute.

les habitants d'une ville de la préfecture de Niigata votèrent par référendum l'annulation de la construction d'une centrale nucléaire. Face à cette situation, le gouvernement a réagi en mettant en place des organisations dont l'objectif est d'améliorer la transparence des programmes nucléaires et la communication avec le public, surtout en matière de sûreté nucléaire¹. Les auteurs du rapport de l'AIE estiment qu'il est important que de telles organisations restent neutres vis-à-vis des intérêts commerciaux ressortant de la promotion de l'énergie nucléaire effectuée en particulier par le MITI².

6.2.3 - Commentaires

La stratégie énergétique du Japon cherche à répondre à trois objectifs : la sécurité énergétique, la protection de l'environnement et la croissance économique. Cependant, on a pu voir que ces trois objectifs étaient bien souvent enchevêtrés, et qu'en conséquence il était difficile de clairement distinguer ce qui avait trait à la stratégie de sécurité énergétique du reste. Ceci était d'autant plus difficile qu'un des soucis majeurs du gouvernement japonais est actuellement de réduire massivement ses émissions de gaz à effet de serre (c'est du moins ce qui ressort de l'analyse de l'AIE). Toutefois, même si elle se fonde ainsi souvent dans la stratégie environnementale (par exemple, dans le choix de promouvoir l'énergie nucléaire, l'utilisation du gaz naturel ou l'efficacité énergétique), la sécurité énergétique demeure une composante essentielle de la stratégie énergétique du Japon.

Les auteurs du rapport de l'AIE se sont surtout attachés à examiner la politique de sécurité énergétique du Japon sous l'angle de la sécurité des approvisionnements, en laissant de côté la sécurité interne.

Sur le plan de la demande, les mesures d'efficacité énergétique sont draconiennes : l'intensité énergétique du Japon est déjà pratiquement la plus basse de tous les pays de l'OCDE ; pourtant le Japon cherche encore à améliorer l'efficacité de sa consommation d'énergie, en particulier grâce au programme « Top Runner » et à l'accord volontaire de Keidanren.

(1) C'est le cas du Bureau pour l'acceptabilité publique de l'énergie nucléaire (Office for the Public Acceptance of Nuclear Energy), rattaché au MITI, du Centre d'information sur l'énergie et l'environnement (Information Centre for Energy and the Environment) ou encore de l'Organisation japonaise des relations avec l'énergie atomique (Japan Atomic Energy Relations Organization).

(2) Au sein du MITI, les instances chargées de la sûreté nucléaire sont d'ailleurs légalement séparées du reste du Ministère.

Sur le plan de l'offre, la politique du gouvernement japonais fait jouer à l'énergie nucléaire un rôle majeur dans la politique de sécurisation des approvisionnements énergétiques, en diminuant les contraintes sur les importations de pétrole. Les objectifs d'augmentation de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 42 % et de promotion du recyclage du plutonium témoignent de la forte volonté du gouvernement japonais d'utiliser l'énergie nucléaire. Cependant, les risques liés à cette utilisation et la réaction de l'opinion publique en limiteront probablement le développement.

Enfin, on pourra regretter que l'analyse de l'impact par les auteurs du rapport de l'AIE de la libéralisation des marchés japonais de l'électricité et du pétrole sur la sécurité énergétique relève plus d'un parti pris que d'une démarche objective.

En effet, il est souvent dit dans le rapport de l'AIE que la libéralisation de ces marchés renforce la sécurité énergétique du Japon, sans que cet avantage soit expliqué. La libéralisation du marché de l'électricité pose en particulier un problème que l'AIE mentionne au passage sans le développer. Le Japon a décidé en 1995 de libéraliser l'entrée sur le marché de producteurs indépendants d'électricité, c'est-à-dire de producteurs indépendants qui vendent l'électricité produite aux compagnies d'électricité. Les compagnies existantes ont été contraintes de conduire des appels d'offre pour la production d'électricité thermique nécessaire pour répondre aux besoins additionnels apparaissant sur une période de sept ans. Ces appels d'offre ont certes suscité beaucoup d'enthousiasme, mais sur 36 propositions acceptées en 1996 et 1997, 17 concernent des centrales marchant au pétrole, 13 au charbon et 5 au gaz¹. Ces propositions ne mettent donc pas en valeur une utilisation accrue du gaz naturel nécessaire à la diversification des sources d'énergie, pourtant considérée comme participant grandement à la sécurité énergétique. Ainsi, même si la libéralisation des marchés de l'énergie peut avoir des effets bénéfiques pour la sécurité énergétique (investissements dans le développement des ressources énergétiques à l'étranger), elle peut également introduire des vulnérabilités nouvelles.

6.3 - Des experts s'expriment sur la sécurité des approvisionnements énergétiques

Il nous paraît intéressant d'illustrer le débat sur la sécurité des approvisionnements énergétiques par deux prises de position : celle exprimée

(1) Le projet restant est classé par l'AIE dans la catégorie « Autre ».

- Etude n° 7 -

par le consensus issu du Forum régional ouest-européen organisé par le Conseil français de l'énergie, les 12 et 13 mars 1997, et se limitant à la sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe de l'Ouest ¹ ; et celle de l'expert John Mitchell, président du programme de l'Energie et de l'Environnement du Royal Institute for International Affairs, et exprimée lors du Séminaire européen sur la sécurité des approvisionnements énergétiques, organisé le 24 novembre 2000 à Paris ².

6.3.1 - La sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe de l'Ouest

Le consensus établi

L'objectif du Forum régional ouest-européen était de confronter les points de vue des différents acteurs du secteur de l'énergie en Europe de l'Ouest (consommateurs, opérateurs et pouvoirs publics) sur la question de la sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe de l'Ouest, afin de tirer des lignes générales de potentielles politiques énergétiques futures.

Certes, bon nombre d'interlocuteurs ont souligné que l'Europe ne manquera pas d'énergie : la demande ne devrait croître que faiblement et l'offre est abondante, selon les scénarios du Conseil mondial de l'énergie.

Cependant, la question posée reste d'actualité si l'on tient compte des facteurs suivants :

- Remise en cause des efforts d'économie d'énergie.
- Diminution des dépenses consacrées à la recherche et au développement (R & D).
- Abandon des politiques de diversification des sources.
- En ce qui concerne la consommation de pétrole brut et de produits pétroliers, forte croissance de consommation d'énergie pour certaines régions telles que l'Asie du Sud-Est.
- Stabilité politique encore incertaine dans les régions productrices (pays de la Caspienne en particulier).

(1) *L'Europe de l'Ouest va-t-elle manquer d'énergie ? La sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Europe de l'Ouest : quels risques ? Quelles stratégies ?*, Christian Carouge et al., *Revue de l'Energie*, Numéro 518 (Carouge et al., 1997).

(2) *Changes in Concepts*, John Mitchell, 2000 (Mitchell, 2000).

- bouleversements géopolitiques en Europe : du fait de l'effondrement de l'URSS, les Etats-Unis acquièrent de plus en plus d'influence dans les nouveaux pays issus de cet effondrement.
- Libéralisation des marchés énergétiques, induisant une dimension supplémentaire du problème de la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

Au regard des différentes interventions, plusieurs domaines semblent faire l'objet d'un consensus :

- Maintenir les investissements en R & D, qui permettent d'alléger les dépenses d'exploration et de production, et qui permettent de maîtriser les pollutions locales et globale.
- Maintenir le rôle du nucléaire, en soi plus « propre » que bon nombre d'autres sources d'énergie, et qui permet de diversifier les sources d'énergie. Il s'agit donc, selon les différents interlocuteurs, de résoudre le problème de l'acceptabilité de cette industrie aux yeux du public.
- Développer la coopération internationale en matière d'énergie avec les pays exportateurs de pétrole, en particulier avec la Russie. Dans ce cadre, il est important d'accroître le rôle de l'impact de la Charte de l'Energie.
- Donner aux pouvoirs publics un rôle conséquent, même (et peut-être surtout) dans le cadre de la libéralisation du marché. Ce rôle est au moins triple : promouvoir une vision de long terme dans le secteur de l'énergie, à laquelle seule les pouvoirs publics peuvent être attentifs – ce long terme incluant la dimension environnementale ; donner un cadre régulateur auquel le marché devra s'adapter ; définir une politique européenne commune en matière de vulnérabilité énergétique.

Commentaires

Les auteurs sont assez optimistes, mais soulignent que même si l'avenir paraît plutôt calme, il reste néanmoins incertain. Surtout, la dépendance des importations de l'Europe de l'Ouest n'est pour eux pas source d'inquiétude du fait d'une part de la globalisation des marchés, ce qui rend les économies interdépendantes, et d'autre part de l'accessibilité de ressources d'hydrocarbures dans des régions autres que celle du Moyen-Orient. Les efforts doivent donc être poursuivis pour parer à de possibles dégradations de la sécurité des approvisionnements. Cependant, la question de la concurrence des régions nouvellement consommatrices n'a pas été abordée (entre autres), ce qui pourrait mettre un sérieux bémol à cette conclusion optimiste. On pourra enfin remarquer que l'efficacité énergétique n'est pas mentionnée comme outil d'amélioration de la sécurité énergétique.

- Etude n° 7 -

6.3.2 - John Mitchell : une position libérale

Changement de contexte

L'auteur rappelle d'abord que le contexte de la sécurité des approvisionnements énergétiques a changé en trente ans : il revient d'abord sur la libéralisation du marché et sur la nécessaire prise en compte de la protection de l'environnement. Il insiste sur le changement de données géopolitiques : la guerre froide est terminée, l'ex-Union Soviétique s'est disloquée, ce qui enlève au terme de sécurité énergétique son aspect « conflictuel » qui existait auparavant, et ce qui, par exemple, rend plus difficile toute intervention américaine en cas de conflits internes dans un pays exportateur de pétrole, sous le prétexte de « protection contre l'empire soviétique ».

Le terme de sécurité énergétique, dont l'auteur reprend la définition donnée dans le WEA Report, et les risques qui sous-tendent ce terme, doivent donc être analysés avec un œil nouveau.

Risques sous-tendus par la notion de sécurité énergétique

Deux risques étaient il y a trente ans sous-tendus par la notion de sécurité énergétique : la rupture d'approvisionnement à court terme, et la flambée des prix du pétrole brut. Il est intéressant d'examiner leur évolution à la lumière du nouveau contexte de sécurité énergétique (libéralisation du marché et prise en compte de la composante environnementale).

A) Risque de rupture d'approvisionnement de courte durée

Ce risque certes existe toujours, mais de façon différente :

- Au niveau politique, depuis 1973, les sanctions politiques délibérées dans le domaine des hydrocarbures ont été le fait des importateurs et non plus des exportateurs.
- Cependant, les risques de conflits politiques internes au sein d'un pays exportateur, comme celui de 1979 en Iran, sont toujours présents.
- Il en est de même des risques de conflits régionaux, tels que la guerre du Golfe.

B) Risque économique

Ce risque consiste à voir les pays exportateurs, agissant comme un cartel, influencer à la hausse les prix du pétrole brut. Ce risque est maintenant

largement diminué du fait de la concurrence sévère existant entre principaux exportateurs d'une part, et avec d'autres combustibles d'autre part.

Cela dit, la prise en charge par les gouvernements des fluctuations à court terme des prix du pétrole reste problématique. De plus, se pose maintenant la question de savoir comment les pays exportateurs répondront à l'éventuelle nécessité d'agrandir leur parc de production pétrolier, ce qu'ils n'ont jamais été amené à faire par le passé.

Gestion de ces risques

Plusieurs réponses auparavant naturelles n'ont maintenant plus de sens :

- Réduire les importations ne réduit pas le risque de flambée des prix, car les prix domestiques reflèteront l'effet d'une rupture des approvisionnements en termes de hausse des prix, que les importations soient « faibles » ou non.
- Privilégier le parc de production domestique, par des subventions par exemple, n'a également pas de sens, car cela se traduit en général par des hausses de prix pour les consommateurs ou de coûts pour les contribuables. Cette politique entraîne d'autres complications en Europe, où toute tentative de subventions dans un pays de l'Union Européenne a des impacts en termes de prix dans les autres pays de l'Union, du fait de la mise en place du marché unique.

La solution ne peut donc être de limiter le commerce international. Au contraire, l'auteur conseille de :

- Laisser les prix réguler les marchés de l'énergie, c'est-à-dire l'investissement sur le long terme, et l'offre sur le court terme.
- Laisser les taxes variables : tout comme il est admis que les taxes sur les prix en amont puissent varier pour que les bénéfices restent intéressants pour les entreprises, les taxes sur les prix payées par les consommateurs doivent pouvoir varier pour rester acceptables pour les consommateurs.
- Intervenir là où le marché a échoué, de manière à faire face aux risques de rupture d'approvisionnement. Cette intervention est déjà en place, aussi bien à travers les mécanismes de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) telles que réserves stratégiques, réactions face aux « chocs », qu'à travers ceux de la Charte de l'Énergie. Cependant un écueil subsiste : les pays nouvellement consommateurs tels ceux de l'Asie du Sud-Est ne sont pas membre de l'AIE et ne peuvent donc pas participer à ces mécanismes. Il s'agirait donc d'élargir les conditions d'appartenance à l'AIE – en ne demandant par exemple pas à ces pays d'être membres de l'OCDE.

Commentaires

Cette position peut être qualifiée de libérale, au regard des autres avis d'experts présentés dans cette partie : seuls les prix régulent le marché, et l'État n'intervient plus dans la « sécurisation » des approvisionnements, si ce n'est pour encourager une politique de coopération internationale.

Toujours dans cette optique de politique libérale, il est intéressant de remarquer que l'auteur insiste sur le non-sens d'une politique visant à diminuer les importations énergétiques, reliquat pour lui des positions de la Guerre Froide consistant à limiter le commerce international au profit d'une plus grande sécurité intérieure. Cette position est intéressante dans le sens où elle conseille de « déconflictualiser » le terme de sécurité énergétique, cependant elle nie également tout intérêt de diversifier les sources d'énergie, politique pourtant largement appliquée de nos jours.

6.4 - Des experts s'expriment sur la géopolitique en mer Caspienne

Deux positions témoignent de l'intérêt que suscite cette nouvelle région exportatrice d'hydrocarbures : la position de L. Chegrouche, ingénieur conseil en Energie et Stratégie, CRE II¹, et celle de Stephen Blank, professeur au Strategic Studies Institute de l'US Army War².

6.4.1 - Lagha Chegrouche : Un optimisme prudent

La position de L. Chegrouche à l'égard de l'exploitation des ressources d'hydrocarbures de la Caspienne est caractérisée par la prudence, pour plusieurs raisons :

- ⇒ La région de la Caspienne est instable. En effet, par le jeu des différents protagonistes qui s'affrontent dans la région, aussi bien au niveau des entreprises que des Etats, jeu dont l'objectif est d'introduire une tutelle sur la Caspienne, celle-ci peut à tout moment être déstabilisée. D'autre part, la région regorge de rivalités territoriales, ethniques ou culturelles qui

(1) *Stratégies Caspiennes*, Lagha Chegrouche, *Revue de l'Energie* n° 518 (Chegrouche, 2000).

(2) *Energy, Economics and Security in Central Asia: Russia and its Rivals*, Stephen Blank, *Army War College*, mars 1995 (Blank, 1995).

accentuent ce risque d'instabilité. Cette instabilité constitue donc un risque politique pour toute entité souhaitant investir dans la région.

- ⇒ L'estimation des ressources d'hydrocarbures de la Caspienne n'est toujours pas connue de façon précise, et elle diffère selon les sources, qu'elles soient gouvernementales ou professionnelles. Ces estimations sont toutefois considérables, et constamment revues à la hausse du fait de la relance de l'exploration.
- ⇒ Le développement de la production des hydrocarbures de la Caspienne se heurte à trois contraintes principales, à savoir :
 - *La contrainte financière* : le potentiel de production requiert un investissement initial considérable, qui ne peut pas être assumé par les pays exportateurs uniquement.
 - *La contrainte géopolitique* : l'enclavement des pays exportateurs de la Caspienne nécessite de développer des nouveaux corridors de transport. Or le choix de ces derniers est particulièrement difficile compte tenu des fortes rivalités régionales. De plus, l'absence de statut définitif de la mer Caspienne rend très complexe le partage des ressources en hydrocarbures qu'elle recèle.
 - *La contrainte économique* : la place des hydrocarbures de la Caspienne sur le marché international n'est pas évidente à moyen-terme, car les autres régions productrices et exportatrices d'hydrocarbures sont particulièrement compétitives.

Le potentiel de la région de la Caspienne est considérable ; il faut cependant être conscient du fait qu'un certain nombre d'obstacles doivent être levés avant de pouvoir exploiter les ressources qu'elle renferme.

6.4.2 - Stephen Blank : contenir les volontés hégémoniques de la Russie

Stephen Blank, dans son article, témoigne également de l'important potentiel de la Caspienne, et compare certaines des forces qui s'affrontent dans la région, à savoir la Russie, la Turquie, l'Iran, le Pakistan (et l'Inde), la Chine et les États-Unis. Les enjeux de ces rivalités est, comme le dit L. Chegrouche, la tutelle sur la Caspienne et ses ressources en hydrocarbures.

Cependant, en ce qui concerne la Russie, cette tutelle passe par la réintégration des différentes républiques d'Asie Centrale au sein d'une nouvelle union économique, politique et militaire. Pour ce faire, la Russie déploie et a déployé

- Etude n° 7 -

quantité de mesures visant à installer une relation de forte dépendance de ces républiques à son égard, en particulier en empêchant les investissements étrangers dans les activités d'exploitation des champs d'hydrocarbure, en bloquant les exportations, en exportant l'inflation au moyen de politiques monétaires, ainsi qu'en incitant fortement les républiques d'Asie Centrale à adopter un système de double nationalité pour leurs résidents russes. C'est dans cette volonté de réintégration que réside, pour l'auteur, tout le danger de l'affrontement des rivalités sus mentionnées dans la région.

En effet, les autres protagonistes de la Caspienne, agissant séparément, et mis à part la Chine et les États-Unis, ne sont pas en mesure, de par leur situation économique ou politique, de lutter contre l'hégémonie russe. Une action concertée entre ces différentes puissances est d'autre part assez peu plausible. Par contre, la Chine, économiquement et politiquement de plus en plus puissante, pourrait contrarier les volontés dominatrices de la Russie. Cependant, cela ne sera possible que lorsque la Chine sera disposée à mettre un frein à sa coopération avec la Russie, coopération qui pour l'instant est l'une de ses priorités.

L'auteur mentionne cependant que la réintégration des républiques d'Asie Centrale au sein d'une nouvelle union économique, politique et militaire a peu de chances de leur profiter économiquement, au vu de la faiblesse de l'économie russe. Face à cette situation, aussi peu souhaitable pour les républiques elles-mêmes que pour les grandes puissances impliquées dans la région, il est donc nécessaire que les États-Unis s'opposent dès maintenant à la politique de réintégration mise en œuvre par la Fédération de Russie.

6.4.3 - Commentaires

Les deux positions présentées mettent en lumière des préoccupations différentes : L. Chegrouche insiste sur le fait qu'il est dangereux de mettre, de façon trop rapide, trop d'espairs sur la région de la Caspienne, étant données les incertitudes et difficultés géopolitiques, financières et économiques auxquelles elle est confrontée. C'est une analyse très intéressante du jeu des différents acteurs dans cette région.

S. Blank met quant à lui en garde contre les volontés « intégrationnistes » de la Russie dans la région de la Caspienne, et donc souligne que le jeu d'acteurs dont parlait Chegrouche sera nettement déséquilibré – en faveur de la Russie – si aucune mesure n'est prise pour contrer cette hégémonie russe. Cependant, sa

position est plus « enflammée » que celle de Lagrouche, et demande en conséquence que l'on prenne un peu de recul ; c'est peut-être aussi une tentative de justification d'une forte présence américaine dans la région, ce qui confirmerait l'analyse de Chegrouche¹ ; sa position démontre en tout cas bien que les jeux d'intérêt sont très présents dans la région de la Caspienne. On s'étonnera par ailleurs de l'absence totale des pays européens en tant qu'acteurs dans la région ; ils cherchent pourtant eux aussi à exercer une certaine tutelle sur cette région.

Enfin, on pourrait rapprocher l'article de S. Blank de la position de John Mitchell détaillée dans le paragraphe 5.3.2, affirmant que la Guerre Froide était terminée et que les rapports conflictuels n'avaient plus de raison d'être pour justifier une intervention : cette position ne semble pas tenir pour tout le monde, au vu de la « diabolisation » de la Russie qui ressort de cet article.

7. Conclusion

1 - L'étude du World Energy Assessment (WEA) constitue incontestablement à l'heure actuelle la meilleure référence sur l'ensemble des questions énergétiques mondiales pour la richesse des informations qu'elle rassemble, l'étendue de ses analyses sur les relations entre l'énergie et les grands problèmes auxquels est confrontée l'humanité, ses efforts de prospective enfin, qui montrent que « l'avenir est ouvert ».

Sur la question de la sécurité énergétique, les auteurs du WEA soulignent que la sécurité des approvisionnements en hydrocarbures demeurera un point clé des stratégies de sécurité énergétique. En effet, la forte concentration des ressources en hydrocarbures dans quelques régions du monde (Moyen-Orient, Russie, région Caspienne) renforce les risques de rupture d'approvisionnement. Cependant, des instruments ont été développés, en particulier par les pays membres de l'AIE, pour limiter de tels risques, que ce soit la création et le maintien de réserves stratégiques de pétrole, la diversification des sources d'énergie, ou encore le renforcement de la coopération internationale par des traités comme celui de la Charte de l'Energie.

(1) Chegrouche affirme dans son article que les Etats-Unis sont ceux dont la « stratégie d'acteurs » destinée à imposer une tutelle sur la région de la Caspienne est la meilleure.

- Etude n° 7 -

Par ailleurs, la libéralisation du marché international de l'énergie a encouragé l'investissement étranger dans le développement et l'exploitation des champs pétroliers, ce qui a contribué à sécuriser l'approvisionnement d'hydrocarbures des pays importateurs.

Cependant, d'après les auteurs du WEA, la sécurité énergétique ne peut pas se limiter à la sécurité des approvisionnements : définie par rapport au consommateur final, elle doit permettre de lui fournir, en temps et quantité voulus, les services énergétiques dont il a besoin. Ainsi, il est nécessaire de prendre en compte la sécurité énergétique dite « interne ». A cet égard, la sécurité et la fiabilité des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont primordiales, car de plus en plus de besoins énergétiques sont satisfaits grâce à l'électricité ; une rupture d'approvisionnement en électricité peut être extrêmement grave pour le bon fonctionnement d'une entreprise : les événements de janvier 2001 en Californie en témoignent.

De plus, la vulnérabilité de l'approvisionnement d'électricité se trouve accrue du fait que la production d'électricité repose toujours plus sur le gaz naturel. Ainsi, une rupture d'approvisionnement en gaz pourrait conduire à une rupture d'approvisionnement en électricité. L'interconnexion des réseaux de transport et de distribution de gaz, la coordination des réseaux de gaz et d'électricité, ainsi que la diversification des sources d'énergie utilisées pour la génération d'électricité sont autant d'outils visant à en sécuriser l'approvisionnement.

Enfin, la libéralisation du marché intérieur de l'énergie entraîne une vulnérabilité supplémentaire en termes de sécurité de la fourniture des services énergétiques au consommateur final : celui-ci, s'il n'est pas rentable pour l'entreprise, n'est plus assuré de voir ses besoins énergétiques satisfaits ¹.

2 - Les stratégies de sécurité énergétique des États-Unis et de l'Union européenne sont centrées en premier lieu sur la sécurité des approvisionnements, du fait de leur position d'importateur d'énergie.

Le Département de l'Énergie des États-Unis (USDOE), qui consacre explicitement un des cinq objectifs de sa stratégie énergétique à la recherche de la sécurité énergétique, encourage effectivement la réduction des risques de rupture des approvisionnements énergétiques extérieurs. Pour cela, il prône la mise en place de mesures similaires à celles développées dans l'étude WEA.

(1) Ce fait n'est analysé que dans l'étude du WEA.

Cependant, du fait de la spécificité américaine qu'est l'existence d'un important parc domestique de ressources pétrolières, USDOE encourage également à stopper le déclin de la production domestique pétrolière d'ici 2005.

USDOE suit toutefois la même logique que le WEA : il est nécessaire d'assurer la fiabilité des systèmes énergétiques internes. Sont particulièrement concernés les systèmes de production, de transport et de distribution d'électricité, pour lesquels USDOE encourage l'amélioration de la compétitivité et de l'efficacité. USDOE cherche également à jouer sur la demande d'énergie : une des priorités est l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes électriques, ainsi que dans les secteurs du transport, de l'industrie et du bâtiment, en privilégiant les mesures réglementaires et fiscales. Ceci permettra de réduire la demande d'énergie, et en particulier celle de pétrole brut et de produits pétroliers, réduisant ainsi la dépendance des importations.

En ce qui concerne l'Union Européenne, le « Shared Analysis Project » ne traite que de la sécurité des approvisionnements extérieurs. Sans être véritablement original, il propose cependant de développer à l'intérieur de l'Union Européenne des mesures renforçant la sécurité des approvisionnements similaires à celles que l'AIE a mises en place.

Dans le cadre de la libéralisation du marché de l'énergie, les auteurs du « Shared Analysis Project » insistent sur le fait que les contrats « Take or Pay » existant actuellement entre l'acheteur et le vendeur de gaz sont des contrats de long terme, qui sont donc mal adaptés à un marché concurrentiel. La question de la viabilité de contrats de court terme, qui répond à ce type de marché mais qui ne prend plus en compte les investissements hautement capitalistiques liés au développement d'infrastructures de réseaux nécessaires pour le transport du gaz, est posée mais pas résolue.

Les auteurs du Livre Vert mentionnent l'urgente nécessité de construire une stratégie communautaire de sécurité des approvisionnements car si les tendances de consommation d'énergie actuelles se poursuivent, les contraintes reposant sur les importations d'hydrocarbures seront difficilement supportables par l'Union Européenne ¹ (en 2030, près de 70 % des besoins en énergie seront importés, contre 50 % actuellement). Tout en reconnaissant la nécessité d'agir à la fois sur la sécurité des approvisionnements et sur la sécurité interne, ils adoptent une attitude plus novatrice : les marges de manœuvre sur la demande

(1) En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnements de l'Europe de l'Ouest, les experts sont moins prudents, et considèrent que l'aggravation de sa dépendance énergétique n'est pas source d'inquiétude.

- Etude n° 7 -

d'énergie sont, à leurs yeux, bien plus grandes que celles dont on dispose sur l'offre d'énergie. En conséquence, il convient de privilégier les mesures cherchant à maîtriser la croissance de la demande d'énergie. Ainsi les mesures « horizontales », en grande partie réglementaires et fiscales, accordent une large place aux plans d'économie d'énergie, eux-mêmes visant à améliorer l'efficacité énergétique dans les différents secteurs (seuils d'économie dans les bâtiments par exemple) et à développer des technologies moins consommatrices d'énergie (surtout dans les secteurs du transport et du chauffage).

Les mesures dans le secteur du transport prévoient de rééquilibrer les modes de transport – parmi lesquels pour l'instant domine le transport routier, plus gros consommateur d'énergie – en faveur du rail.

3 - Du côté de la CEI, la situation est plus contrastée.

Par le passé, les dirigeants de l'ex-URSS ont encouragé le développement de l'industrie lourde, forte consommatrice d'énergie, et des réseaux de chaleur. Bien que ces derniers soient, dans leur concept, des systèmes d'approvisionnement en chaleur plutôt efficaces, les infrastructures en place se sont dégradées, faute de maintenance. L'industrie lourde a également souffert du manque de maintenance, en conséquence de quoi le système énergétique était, depuis les années 1980, inefficace, ce qui a conduit à d'importants gaspillages d'énergie. Cependant, bénéficiant de réserves énergétiques considérables, la Russie ne s'est jamais préoccupée de chercher à réduire ces gaspillages. Le programme d'économie d'énergie proposé en juillet 2000 par le comité exécutif de la CEI prend alors tout son sens. Il reste néanmoins soumis à une contrainte majeure : celle du financement des projets, au vu du peu d'engagement dont semblent faire preuve les Etats de la CEI.

La stratégie productiviste de l'entreprise nationale russe Gazprom s'affiche au contraire dans une logique de maximisation de l'offre. Celle-ci cherche en effet à maximiser sa production de gaz naturel, et ce de manière à pouvoir maximiser ses exportations en dehors de la CEI, au vu du peu de solvabilité du marché intérieur de la CEI en général et de la Russie en particulier. Ceci pourrait également expliquer le programme d'économie d'énergie du comité exécutif de la CEI mentionné plus haut : l'entreprise Gazprom étant tenu de répondre à un minimum de demande intérieure russe, il est important, pour qu'elle puisse conserver un potentiel d'exportations suffisant pour sa viabilité économique, que des économies d'énergie soient réalisées à l'intérieur de la Russie. Ces deux stratégies – maximisation de l'offre et économie d'énergie – sont cependant

contradictoires. En effet, la Russie se sert de l'énergie comme d'un outil politique : le fait que Gazprom soit le principal – et parfois l'unique – fournisseur gazier des pays de la CEI lui permet de maintenir la cohésion de la CEI. La Russie n'a donc pas intérêt à voir cette dernière réduire sa demande d'énergie. Cette position dominante de la Russie risque de perdre de son poids, car d'autres acteurs pourraient jouer le rôle de fournisseurs de la CEI : les pays de la Caspienne.

4 - Les pays de la Caspienne font quant à eux miroiter d'immenses gisements de ressources d'hydrocarbures dans le sous-sol et le fonds sous-marin de la région de la Caspienne, ce qui incite les entreprises, locales ou internationales, et les États à se positionner dès maintenant de manière stratégique. En effet, l'exploitation de ces ressources permettrait de diversifier les sources d'approvisionnement d'hydrocarbures, et donc de réduire le risque de rupture d'approvisionnement. Les experts conseillent néanmoins de rester prudent : l'évaluation des ressources est en effet difficile ; les données statistiques des réserves prouvées doivent donc être maniées avec précaution. De plus, la région de la Caspienne est politiquement et socialement instable, et la production des hydrocarbures y est soumise à plusieurs contraintes, dont l'enclavement de la région qui nécessiterait de développer des corridors de transport supplémentaires. Il n'est pas évident non plus que les hydrocarbures provenant de la Caspienne soient compétitifs sur le marché international. L'exploitation des ressources de la Caspienne n'est donc pas une partie gagnée d'avance.

Par ailleurs, on retrouve l'idée que l'énergie peut être utilisée à des fins politiques ; certains experts soulignent en effet que le jeu de la Russie dans la région de la Caspienne est clair : elle recherche avant tout à briser toute tentative d'« émancipation » des pays d'Asie Centrale, de manière à maintenir la cohésion de la CEI.

5 - La Chine, de son côté, doit faire face à une contrainte majeure : la forte consommation d'énergie et en particulier de pétrole. Ceci l'a amené à devenir importatrice nette de pétrole et de produits pétroliers en 1993, et en conséquence à modifier rapidement sa stratégie de sécurité énergétique. La sécurité des approvisionnements pétroliers est donc, d'après l'AIE, l'une de ses priorités. Pour y répondre, elle s'est adaptée à la libéralisation du marché de l'énergie, d'une part en encourageant les entreprises nationales du secteur de l'énergie à investir dans les champs pétrolifères à l'étranger, et d'autre part en cherchant à attirer les capitaux étrangers nécessaires au développement de son

- Etude n° 7 -

système énergétique, de manière à ce que celui-ci soit capable de répondre à la demande croissante d'énergie.

D'autres experts attirent l'attention sur le fait que la Chine a par ailleurs cherché à agir sur la demande d'énergie, en mettant en œuvre depuis 1980 des programmes d'efficacité énergétique qui ont été particulièrement réussis, comme en témoigne l'évolution de son intensité énergétique, qui a diminué de 63 % entre 1980 et 1998, phénomène unique pour un pays se trouvant aux premiers stades de l'industrialisation.

6 - En ce qui concerne le Japon, la sécurité énergétique est l'un des trois piliers de sa stratégie énergétique, les deux autres étant la protection de l'environnement et la croissance économique. Le Japon important pratiquement tout ce qu'il consomme de combustibles fossiles, l'AIE insiste particulièrement sur la question de la sécurité des approvisionnements. Du côté de l'offre, le gouvernement japonais a développé un vaste programme nucléaire, afin de substituer l'énergie nucléaire au pétrole pour la production d'électricité ; ce programme risque cependant d'être freiné par le manque d'acceptabilité de l'opinion publique. Du côté de la demande, des mesures drastiques d'efficacité énergétique ont été mises en œuvre, ce qui vaut à l'intensité énergétique du Japon d'être parmi les plus faibles de l'OCDE (0,17 tep/US\$95ppa).

7 - Deux ressources énergétiques, le charbon et l'énergie nucléaire bénéficient de sérieux avantages en termes de sécurité des approvisionnements : les réserves de charbon sont abondantes, et plus également réparties sur la planète ; l'énergie nucléaire permet de se substituer aux hydrocarbures pour la production d'électricité, et ainsi de diminuer la contrainte existant sur les importations d'hydrocarbures. Cependant, ces deux sources d'énergie présentent des handicaps en matière de protection de l'environnement. Le charbon est en effet, parmi les combustibles fossiles, celui qui émet le plus de gaz à effet de serre par tonne équivalent pétrole (tep) brûlée, alors que l'utilisation de l'énergie nucléaire présente le problème encore non résolu du stockage des déchets à vie longue, comme le risque d'accidents ou de prolifération nucléaire.

Les auteurs du WEA restent donc sceptiques sur l'utilisation qui sera faite de ces deux sources d'énergie dans l'avenir, au vu de l'importance que prend, à l'heure actuelle, la question de la préservation de l'environnement au sein des stratégies énergétiques.

En ce qui concerne le charbon, certains pays en développement (la Chine par exemple) dont la consommation d'énergie primaire repose essentiellement sur le charbon, n'ont cependant aucune intention de réduire leurs production et consommation de charbon, sous le seul prétexte de préserver l'environnement. La solution consisterait donc à transférer massivement les technologies de charbon « propres » dans les pays qui en sont fortement consommateurs.

Le Livre Vert reconnaît le rôle de l'énergie nucléaire dans la diversification des sources d'énergie, et dans ce contexte recommande que sa contribution fasse l'objet d'une analyse.

8 - Toutes les stratégies de sécurité énergétique présentées et analysées dans cette première partie font état de la nécessité d'améliorer l'efficacité énergétique pour soulager la contrainte sur l'offre d'énergie : celle du Livre Vert d'abord, qui encourage en premier lieu la maîtrise de la demande d'énergie, mais aussi la stratégie américaine, où elle constitue l'un de ses cinq objectifs fondamentaux ; l'étude du WEA la mentionne également comme étant un moyen de réduire significativement la demande d'énergie ; la CEI a élaboré un programme ambitieux d'économie d'énergie, tandis que la Chine a mis en œuvre des programmes d'efficacité énergétique.

Certes améliorer l'efficacité énergétique est une préoccupation qui n'a pas la même importance dans toutes les stratégies de sécurité énergétique ; cependant elle y est toujours présente. Ceci montre en fait que les décideurs politiques qui élaborent les stratégies de sécurité énergétique sont conscients de l'importance du rôle que peut jouer l'efficacité énergétique dans une stratégie de sécurité énergétique, mais que, parce que son impact est mal compris ou mal évalué, les mesures d'efficacité énergétique prises en réalité ne sont souvent pas à la hauteur des enjeux mis en avant dans les stratégies de sécurité énergétique.

La sécurité interne est par contre parfois totalement absente des stratégies de sécurité énergétique, comme c'est le cas par exemple de celle qui est développée dans le rapport « Economic Foundations for Energy Policy » (présenté en § 2.2.2). Elle passe en tout cas souvent en second plan par rapport à la sécurité des approvisionnements extérieurs, alors qu'elle est, elle aussi, cruciale.

Un rééquilibrage de la notion de sécurité énergétique en faveur de la sécurité interne et de l'efficacité énergétique est donc nécessaire.

- Etude n° 7 -

8. Références

AIE, 1999 : *Energy Policies of IEA Countries – Japan 1999 Review*, AIE.

AIE, 2000 : *China's Worldwide Quest for Energy Security*, AIE.

Blank Stephen, 1995 : *Energy, Economics, and Security in Central Asia : Russia and its Rivals*, Army War College.

Carouge Christian, Bercy Jean, Bosseboeuf Didier, Lavergne Richard, Moncomble Jean-Eudes, 1997 : *l'Europe de l'Ouest va-t-elle manquer d'énergie ? La sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Europe de l'Ouest : quels risques ? Quelles stratégies ?*, Revue de l'Energie n°489, p. 477

Chegrouche Lagha, 2000 : *Stratégies Caspiennes*, Revue de l'Energie n° 518, p. 332.

CME 1998: *Global Energy Perspectives*, Cambridge University Press.

Energy Conservation, 2000 : *Energy Conservation as a Factor in Increasing the Energy Security of the Member States of the Commonwealth of Independent States*, CEE/ONU et Comité Exécutif de la CEI.

Energy in Europe, 1999 : *Energy in Europe-Economic Foundations for Energy Policy*, Commission des Communautés Européennes. Chapitre 6.2

Gasoil Press, 1998 : *The role of a gas industry in integration of CIS, Energy and society*, Gasoil Press (version russe uniquement)

Laponche Bernard, 2000 : *L'efficacité énergétique dans les Pays d'Europe Centrale et Orientale et la coopération internationale*, Ministère des Affaires Etrangères

Livre Vert, 2000: *Livre Vert, Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, Commission des Communautés Européennes

Locatelli Catherine, 1998 : *Energie et transition en Russie : les nouveaux acteurs industriels*, L'Harmattan

Locatelli Catherine, 2000 : *Russie-Caspienne : les enjeux de l'approvisionnement en hydrocarbures de l'Europe*, Ministère des Affaires Etrangères

Makarov Alexei, 1999 : *Diversification of Russian Gas Export Routes*, Energy Research Institute RAS, Conference « The Role of Russian and CIS Countries Gas at Deregulated Energy Markets »

Mitchell John, 2000: *Changes in Concepts*, European Seminar on Energy Supply Security

Perspectives énergétiques, 1999 : *European Union Energy Outlook 2020*, Energy in Europe Special Issue, European Commission

Rezunencko, 1999 : *Sustainable Development Concept PJSC Gazprom*, Conference « The Role of Russian and CIS Countries Gas at Deregulated Energy Markets »

Sinton Jonathan et Levine Mark, 1998 : *Energy Efficiency in China: Accomplishments and challenges*, Energy Policy, VI 26, n° 11, pp. 813-829, 1998

WEA Report 2000 : *World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability*, co-produit par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD), le Département des Affaires Economiques et Sociales des Nations Unies et le Conseil Mondial de l'Energie (CME), et publié par United Nations Publications. Chapitre 4.

PARTIE II

LA SECURITE ENERGETIQUE INTERNE

1. La (re)découverte de la sécurité interne

La France est classiquement confrontée à des contraintes fortes d'approvisionnement énergétique liées à la faiblesse de ses ressources naturelles. Ses très faibles réserves en combustibles fossiles ont renforcé l'impact sur son secteur énergétique des grands chocs pétroliers des années soixante-dix, et favorisé la montée de l'indépendance énergétique comme principe fondamental de la politique énergétique. La sécurité et la continuité des approvisionnements énergétiques constituent une priorité des pouvoirs publics depuis plusieurs décennies.

Dans un rapport récent sur la politique énergétique française¹, l'Agence internationale de l'énergie estime que la dépendance énergétique de la France « *alimente depuis des décennies un sentiment de vulnérabilité que sont venus conforter les deux chocs pétroliers* ». Fin novembre 2000, le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie organisait à Paris un important colloque consacré à la sécurité d'approvisionnement énergétique où Christian Pierret, Secrétaire d'État à l'Industrie, confirmait que « *la France a toujours placé ce concept au cœur de sa politique énergétique* »². Les débats ont cependant permis de mesurer des évolutions sensibles dans la définition des objectifs et des moyens de la sécurité.

Ce concept s'est essentiellement traduit en France, dès le premier choc pétrolier, par une politique résumée en un slogan d'EDF : « tout nucléaire – tout électrique ». Il s'agissait d'une part de poursuivre le développement des

(1) Agence internationale de l'énergie (AIE), *Politiques énergétiques des pays de l'AIE – Revue France 2000*, octobre 2000.

(2) Intervention de Christian PIERRET, Séminaire européen sur la sécurité d'approvisionnement énergétique, Ministère de l'économie et des finances, Paris, 24 novembre 2000.

productions reposant sur les ressources nationales, que l'on avait déjà entamé avec le programme d'équipement en grand hydraulique : la France s'est ainsi lancée dans son programme d'équipement électronucléaire, développé au départ sur ses réserves propres en uranium ¹. Et d'autre part d'étendre la part de cette énergie « nationale » sur l'ensemble du marché énergétique, en développant par exemple l'emploi de l'électricité pour les usages thermiques (programme d'équipement en chauffage électrique pour le secteur résidentiel, etc.).

L'autre action entreprise à partir des années 1970 a été la diversification des approvisionnements pétroliers et gaziers, le nombre de fournisseurs et surtout le nombre de régions sources devenant plus importants : aux sources traditionnelles du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord sont venues s'ajouter la Mer du Nord (pétrole), la Norvège et la Russie (gaz).

Ainsi, puisque la dépendance et les risques d'approvisionnement sont liés au pétrole, la politique de sécurité d'approvisionnement proposée joue principalement sur deux termes : d'une part le développement de la part accordée à la production nationale (incarné par le programme nucléaire), d'autre part la recherche d'un approvisionnement stable et diversifié pour les ressources extérieures qui restent nécessaires (pétrole et gaz).

Or, il est frappant de constater que plus de vingt-cinq ans après la première crise pétrolière, les mêmes préoccupations, qui ont pourtant façonné en profondeur le paysage énergétique, restent d'actualité : ainsi, alors que la France a accompli le programme qu'elle s'est fixé en 1973 – l'essentiel des 58 réacteurs nucléaires à eau pressurisée (REP) qui composent aujourd'hui le parc EDF a été commandé ² entre 1974 et 1977 –, le problème de sécurité d'approvisionnement semble garder la même acuité.

On peut, dans ces conditions, s'interroger sur la pertinence du problème et de la réponse qui lui a été apportée, ou sur les intérêts politiques et économiques qui

(1) Le programme nucléaire était encore alimenté au début des années 1980 avec environ 1/3 d'uranium extrait en France. La France, même si elle n'exploite plus ses réserves pour des raisons économiques, dispose selon l'AIE de 7 % environ des ressources connues en uranium au plan mondial.

(2) Après la commande de 6 réacteurs 900 MWe de ce type en 1970 (contrat programme CP0), EDF commande en 1974 d'une part 16 REP 900 MWe (CP1), d'autre part 8 réacteurs à eau bouillante (REB). Cette commande est annulée en 1975, mais dès 1976 EDF passe une nouvelle commande pour 12 REP 900 MWe (CP2). Enfin, entre 1975 et 1977 la décision est prise d'engager un nouveau programme d'équipement en REP 1.300 MWe, dont 20 tranches seront au total réalisées.

- Etude n° 7 -

conduisent à un tel conservatisme. Ce constat invite surtout à repenser la problématique de la sécurité énergétique dans le contexte d'aujourd'hui : cette réflexion se développe notamment autour de la notion de sécurité interne.

La politique énergétique a en effet longtemps négligé un aspect important de la sécurité d'approvisionnement : la fiabilité et la vulnérabilité du secteur énergétique sur le territoire national, sur l'ensemble de la chaîne production/transport/distribution.

Un sondage, réalisé en France en juillet 2000, démontre à quel point la sécurité énergétique aux frontières occulte les problèmes de sécurité interne dans la société française¹ : 49 % des personnes interrogées estimaient possible une pénurie de pétrole en France, 30 % une pénurie de gaz et seulement 21 % une pénurie d'électricité. Ce sondage intervenait pourtant six mois après une des pénuries les plus graves que la France ait jamais connues en électricité, avec les effets des tempêtes de décembre 1999.

Les événements sont venus, d'une certaine manière, confirmer un peu « par surprise » la prévision des sondés sur le pétrole : en effet, un mouvement de protestation des routiers et des agriculteurs contre la hausse des prix des produits pétroliers a entraîné, par un blocus des centres de stockage, une pénurie d'essence dans plusieurs régions françaises en septembre 2000. Mais le point important est que cette « panne » d'approvisionnement relevait, comme l'année précédente sur l'électricité, d'un phénomène interne² : le risque de rupture d'approvisionnement est donc aussi à l'intérieur, sous des formes aussi diverses qu'un mouvement social (protestation contre la politique tarifaire du Gouvernement) ou une catastrophe naturelle.

Ces deux épisodes ont agi comme un révélateur. Jean-Michel Charpin, Commissaire général au Plan, appelait après ces deux crises à « *une vision plus large des risques* », affirmant : « *la vision traditionnelle de la dépendance par*

(1) Sondage réalisé par le CREDOC en juin 2000 pour le Ministère de l'économie des finances et de l'industrie. La question posée était : « Vous paraît-il possible qu'en France se produise une rupture d'approvisionnement en pétrole, en gaz et en électricité ? ».

(2) On peut objecter à cela que la cause profonde de ces crises est internationale : ainsi le mouvement des routiers était initié par une forte tension internationale sur les prix du pétrole, et les tempêtes peuvent – sans certitude – être imputées au réchauffement climatique. Mais les mécanismes de la crise et son impact relèvent bien de problèmes liés à l'organisation de la société française.

rapport aux importations comme seul déterminant de la sécurité d'approvisionnement est dépassée »¹.

Le concept même de sécurité d'approvisionnement évolue effectivement pour intégrer les préoccupations nouvelles : l'internationalisation croissante des marchés, qui s'accompagne d'un mouvement d'interconnexion des réseaux, la réduction des aléas des réseaux (qualité et disponibilité de la fourniture, fluidité des réseaux) et la minimisation de leur vulnérabilité aux mouvements sociaux ainsi qu'aux catastrophes naturelles et technologiques.

2. Les vulnérabilités des réseaux

L'ensemble des équipements de production, de conversion, de stockage, de transport et de distribution de l'énergie sur le territoire national constituent les différentes mailles du réseau énergétique intérieur. La vulnérabilité de ce réseau, à ses multiples niveaux, dépend d'un nombre très important de facteurs.

De nombreux épisodes, en France et dans d'autres pays, ont illustré depuis les chocs pétroliers différents aspects de cette vulnérabilité interne. Outre la catastrophe naturelle de décembre 1999 et le mouvement social de décembre 2000, la France a par exemple connu d'importantes coupures d'électricité à plusieurs reprises (notamment 1978 et 1986) dues à des pannes techniques au niveau de la production.

Le même type de panne technique sur le réseau a par exemple causé des crises d'approvisionnement électrique importantes aux États-Unis ou en Nouvelle-Zélande² en 1998. En janvier 1998, le Canada a connu une « tempête de verglas » qui a provoqué d'importants dégâts sur le réseau de transport et de distribution d'électricité de la compagnie Hydro-Québec, privant quelque trois

(1) Conclusion du colloque par Jean-Michel CHARPIN, Séminaire européen sur la sécurité d'approvisionnement énergétique, Ministère de l'économie et des finances, Paris, 24 novembre 2000.

(2) Aux États-Unis, des délestages en série ont créé des ruptures de la fourniture pour des régions entières, notamment dans la zone interconnectée à l'ouest du territoire, pendant les pointes de consommation de l'été. En Nouvelle-Zélande, une défaillance de câbles a privé d'électricité un quartier d'affaires du centre d'Auckland, avec de lourdes conséquences financières. Dans les deux cas les incidents trouvent leur origine dans le système de distribution.

- Etude n° 7 -

millions de Québécois d'électricité¹. On trouve également d'autres cas de pénuries liées à des mouvements sociaux, le plus fameux étant les blocus sur le charbon, alors ressource essentielle pour la Grande-Bretagne², pour cause de grève des mineurs britanniques (à plusieurs reprises dans les années 1970 et surtout en 1984-1985). Enfin, la Californie connaît aujourd'hui une pénurie d'électricité dont les causes, âprement discutées (voir plus loin), sont à chercher dans l'organisation économique du secteur énergétique.

2.1 - Paramètres structurants pour les réseaux

2.1.1 - La structure géographique et démographique

Il est difficile d'établir des critères généraux de sécurité interne du réseau énergétique, notamment parce que le réseau rencontre des réalités extrêmement diverses : la géographie et la démographie de la zone concernée sont des paramètres structurants.

(1) Au total, 1.400.000 clients ont été privés d'électricité, le délai de rétablissement total étant de 1 mois. Hydro-Québec a engagé un programme de renforcement : bouclage de quatre réseaux de transport (dont celui de Montréal) et interconnexion avec l'Ontario. La compagnie estime qu'il conduirait dans les mêmes conditions à des coupures pour « seulement » 250.000 clients, avec un délai maximum de 7 à 14 jours.

(2) En 1984-1985, les mineurs britanniques ont conduit une grève d'une année – le plus long conflit de l'histoire industrielle britannique –, longtemps suivie à 75 %. Au total, 55 millions de tonnes de production ont été perdues sur la production annuelle « normale » des Charbonnages britanniques de 100 millions de tonnes, alors que le pays en avait consommé, en 1983, 81 millions de tonnes pour la production d'électricité.

Bien qu'un approvisionnement minimal des centrales électriques ait toujours été assuré, le mouvement a coûté au moins 40 GF au pays, dont une grande partie en importations compensatrices de fioul : la part du charbon dans la production électrique, qui s'élevait alors à 80 %, est tombée au plus bas à 40 % en août 1984. La grève des mineurs s'est de plus accompagnée de grèves « de solidarité », comme celle des dockers qui a paralysé environ 70 % du trafic marchandises du pays pendant quelques temps.

Tableau 1
Indicateurs de demande électrique par rapport à la population
et à la surface du territoire, données nationales 1998

	Demande électrique TWh	Population (millions)	Densité hab./km ²	Revenu per capita ppa 1000\$ 1990	Intensité énerg. ppa kep/\$ PIL90	Demande électrique per capita kWh/hab.	Densité de demande électrique MWh/km ²
Monde	13.526,3	5.911,1	54	6,1	0,23	2.084	113
Europe							
UE 15	2.314,7	375,4	120	19,0	0,22	5.760	690
Allemagne	503,3	82,5	236	21,4	0,19	5.838	1.378
Autriche	54,1	8,1	98	22,1	0,14	6.295	615
Belgique	79,4	10,2	337	23,2	0,24	7.382	2.489
Danemark	34,8	5,3	126	24,3	0,15	6.178	776
Espagne	183,8	39,4	79	16,4	0,17	4.223	333
Finlande	76,2	5,2	17	21,1	0,25	14.277	242
France	412,6	58,8	107	22,4	0,18	6.481	693
Grèce	43,9	10,5	82	12,7	0,18	3.794	309
Irlande	19,6	3,7	54	22,4	0,17	4.802	258
Italie	279,3	57,7	196	20,4	0,14	4.517	887
Luxemb.	5,6	0,4	167	n.d.	0,22	12.834	2.145
Pays-Bas	97,9	15,6	461	21,7	0,22	6.015	2.772
Portugal	32,5	9,9	108	14,8	0,14	2.895	313
Roy.-Uni	348,7	59,1	245	21,4	0,18	5.450	1.334
Suède	142,9	8,9	22	19,9	0,25	14.811	319
Reste Europe							
Norvège	119,3	4,4	14	25,0	0,23	24.979	360
Pologne	126,8	38,7	127	6,9	0,36	2.883	366
Russie	741,2	146,8	10	4,4	0,92	4.501	45
Suisse	53,6	7,1	181	25,4	0,14	6.979	1.260
Autres							
Af. du Sud	181,5	39,1	32	7,7	0,34	4.238	136
Australie	178,3	18,8	2	19,9	0,24	8.834	22
Brésil	350,3	165,7	20	6,0	0,12	1.784	35
Canada	508,7	34,7	3	22,0	0,32	13.961	46
Chine	1.058,8	1.240,0	133	3,4	0,20	780	104
Corée Sud	240,0	53,0	665	14,0	0,28	4.243	2.822
États-Unis	3.494,8	270,1	28	26,2	0,26	12.053	340
Inde	447,2	977,5	329	1,7	0,17	369	121
Japon	960,4	126,4	336	24,3	0,17	7.287	2.446
N-Zélande	33,8	3,7	14	17,9	0,24	8.047	112
Mexique	177,9	96,4	51	8,7	0,17	1.572	79

Source : GNRT ¹ d'après Enerdata, 2000

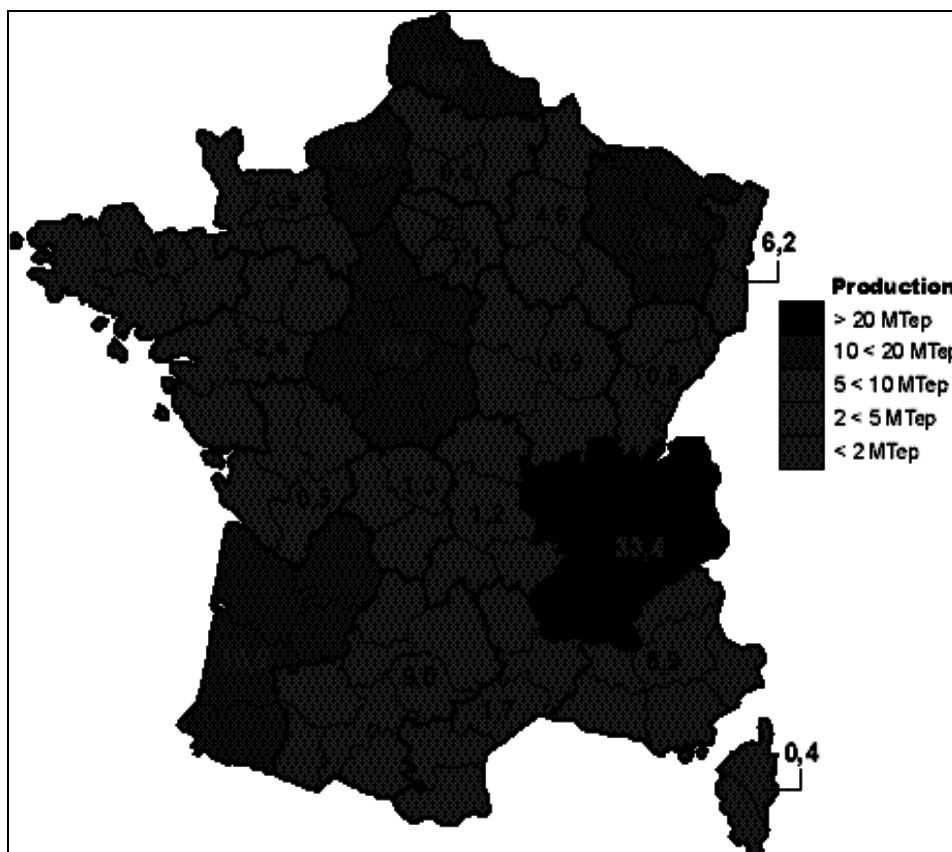
(1) Le GNRT est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Italie.

- Etude n° 7 -

La densité de population et sa répartition (concentrée autour de grands pôles de consommation ou non, etc.), la surface du territoire à couvrir et le relief rencontré par les équipements de transports sont très variables d'une région à l'autre, d'un pays à l'autre, et posent des difficultés spécifiques. Le tableau 1 illustre la diversité des situations nationales pour l'électricité.

La France se situe, en termes de densité de population et plus encore de densité de demande électrique (la demande rapportée au km^2), très près de la moyenne de l'Union Européenne. On constate cependant que la demande électrique annuelle par habitant de la France (6.481 kWh/hab. en 1998) est sensiblement supérieure à celle de ses principaux voisins, l'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Italie (respectivement 5.838, 5.490, 4.517 kWh/hab.). En revanche, la densité géographique de la demande est inférieure en France (693 MWh/ km^2) à celle de l'Allemagne, du Royaume-Uni et de l'Italie (avec respectivement 1.378, 1.334 et 887 MWh/ km^2), pays plus ou autant peuplés pour des territoires moins étendus. La France se trouve ainsi dans une situation légèrement défavorable par rapport aux pays équivalents en Europe, bien que leurs problèmes restent cependant très comparables au regard des situations plus contrastées de pays tels que le Canada, les États-Unis, la Russie, la Chine ou le Japon.

Carte 1
Production d'énergie (Mtep) par région en 1997 (1)

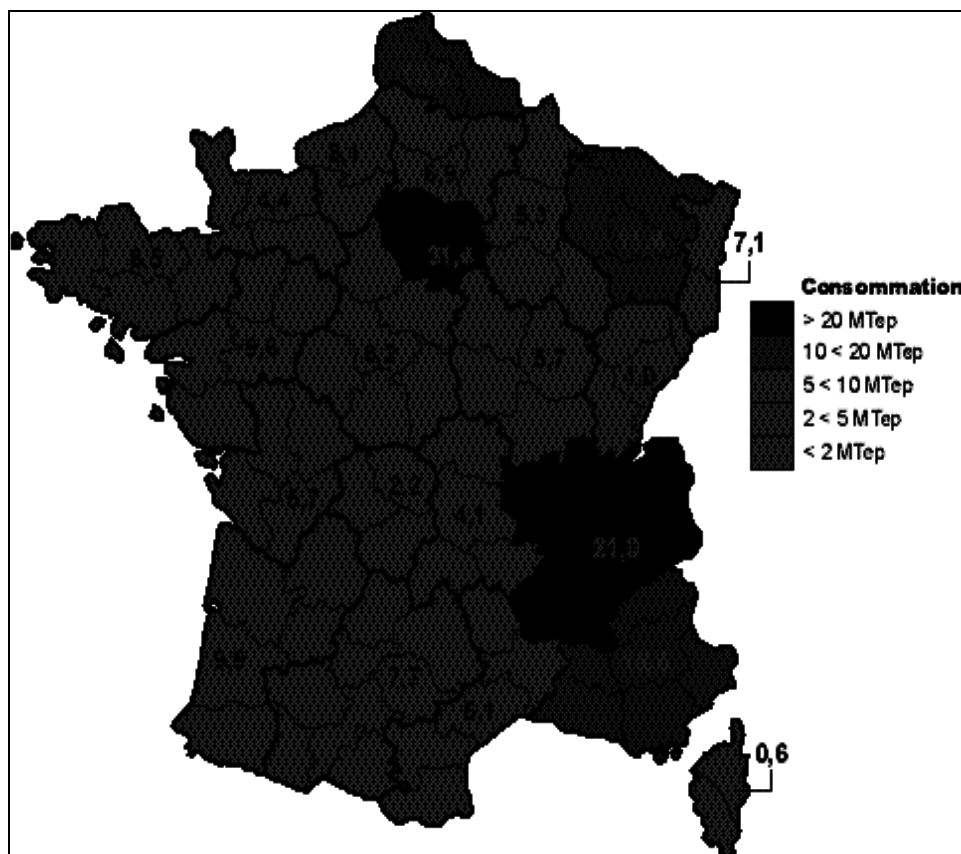


Source : d'après Observatoire de l'énergie, juillet 2000

(1) Avec l'équivalence utilisée par les pouvoirs publics français pour l'électricité,
1 MWh = 0,222 Tep

- Etude n° 7 -

Carte 2
Consommation d'énergie finale (Mtep) par région en 1998 (1)



Source : d'après Observatoire de l'énergie, juillet 2000

(1) Avec l'équivalence utilisée par les pouvoirs publics français pour l'électricité,
1 MWh = 0,222 Tep

Les indicateurs décrits précédemment, s'ils permettent les comparaisons internationales, ne rendent pas compte de la diversité géographique et démographique interne à chaque pays. On retrouve cette diversité en France, d'une part avec une grande variété de reliefs, d'autre part avec une répartition très inégale de la consommation : celle-ci est fort logiquement concentrée autour des bassins de population et des centres industriels. La répartition régionale de la consommation d'énergie finale, illustrée par la carte 2, montre

bien ce phénomène : les cinq régions les plus consommatrices (Île-de-France, Rhône-Alpes, P.A.C.A., Nord Pas-de-Calais et Lorraine, qui représentent au total presque la moitié, 49 % de la consommation) sont très peuplées et/ou équipées en industries lourdes. Mais hors de ces régions la consommation est répartie de façon relativement uniforme : la moitié des régions se situent dans la fourchette de 5 à 10 MTep de consommation annuelle.

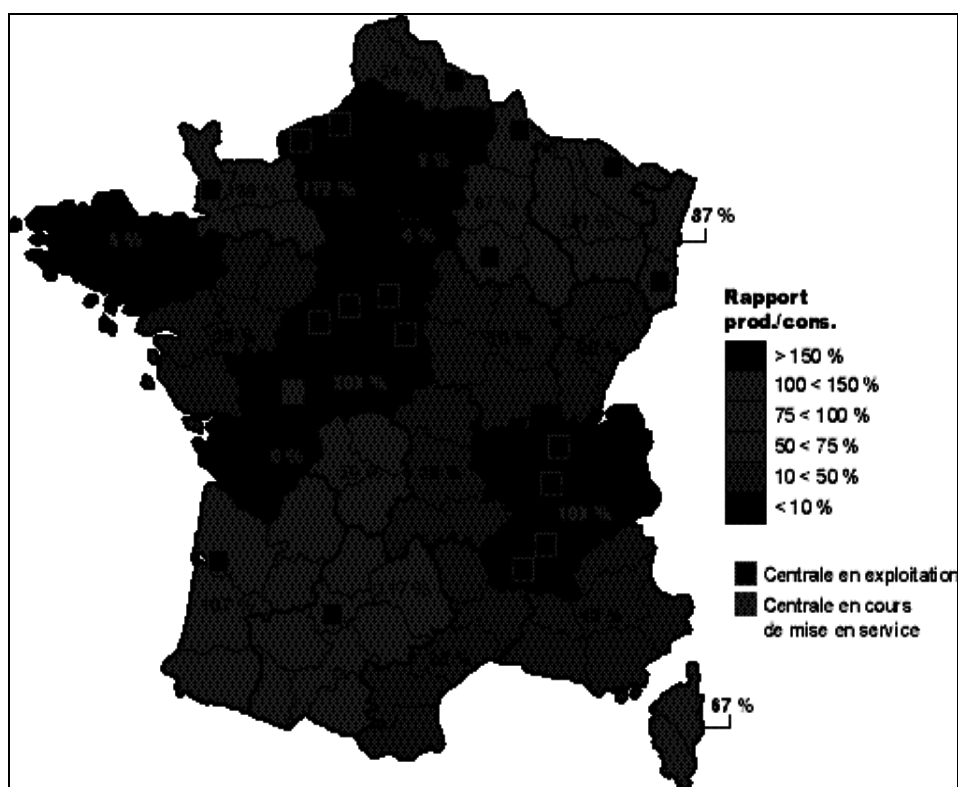
La situation est plus contrastée pour la production d'énergie, illustrée par la carte 1 : les cinq premières régions productrices (Rhône-Alpes, Centre, Lorraine, haute-Normandie et Aquitaine) représentent les deux tiers, ou 65 % de la production, et surtout les 11 régions sur 22 (France métropolitaine) les moins productrices totalisent moins d'un dixième de la production (8 % exactement).

De plus, la concentration de la production ne coïncide que partiellement avec celle de la consommation, ainsi que le révèle la carte 3 qui indique, pour chaque région, le rapport de sa production à sa consommation d'énergie tel qu'on peut le calculer à partir des données établies par l'Observatoire de l'énergie pour le Secrétariat d'État à l'industrie.

Ainsi, la région Rhône-Alpes, première productrice avec 33,4 Mtep (presque un quart de la production nationale) est largement excédentaire malgré sa forte consommation (21 MTep, plus de 10 % de la consommation nationale). À l'inverse, la région la plus consommatrice, l'Île-de-France (31,4 MTep), est aussi la plus dépendante. Au total, 4 régions dépendent pour plus de 90 % de leur consommation de l'extérieur et 6 régions seulement sur 22 présentent un bilan excédentaire.

On peut enfin noter que cette répartition très déséquilibrée entre production d'énergie primaire et consommation d'énergie finale n'est que très partiellement due à l'exploitation, par définition localisée, des ressources naturelles : les réserves en pétrole et gaz sont trop rares, et celles de charbon de moins en moins exploitées. Au contraire, l'élément déterminant dans le bilan énergétique des régions apparaît être la production électrique, hydraulique et surtout nucléaire : ce phénomène est illustré par la région Centre, qui produit 2 fois plus qu'elle ne consomme (le record) presque exclusivement à partir de ses 4 centrales nucléaires.

Carte 3
Rapport de la production à la consommation d'énergie
par région 1997-1998 (1) (2)



Source : d'après Observatoire de l'énergie, juillet 2000

(1) Avec l'équivalence utilisée par les pouvoirs publics français pour l'électricité,
 1 MWh = 0,222 Tep

(2) Basé sur les chiffres de la production pour 1997 et de la consommation pour 1998

2.1.2 - La structure de la consommation

Par ailleurs, différents réseaux de fourniture d'énergie coexistent sur le territoire, et leur sécurité a un impact variable selon l'importance de chaque énergie pour le fonctionnement de l'économie et de la société : le réseau de gaz n'a pas la même importance selon qu'il fournit à peine un centième de l'énergie finale consommée, comme au Portugal ou en Grèce (0,7 % et 1,2 % en 1998) ou

plus d'un tiers comme aux Pays-Bas (41,5 %). Aussi, la structure de la consommation finale d'énergie donne une première indication de la dépendance d'un pays aux différentes sources d'énergie. Le tableau 2 montre la part du pétrole, du charbon, du gaz et de l'électricité dans les consommations finales de différents pays comparés à la France.

La France a une structure de consommation finale assez proche, là encore, de la moyenne des 15 pays de l'Union. Elle consomme cependant une proportion plus faible de gaz (- 4 points), la différence étant à peu près également répartie sur l'électricité et le pétrole. Contrairement à une vision trop répandue, le recours massif à la production électronucléaire ne différencie donc pas sensiblement la France de ses voisins dans la structure de sa consommation finale d'énergie.

La substitution du nucléaire au fioul pour la production d'électricité et l'augmentation globale de l'intensité électrique ont certes réduit considérablement la dépendance au pétrole dans ce secteur, mais ces gains sont en grande partie compensés par une augmentation importante (+ 60 % entre 1973 et 1999) de la consommation de pétrole du secteur des transports, ainsi que le montre le graphique 1. La France paie ainsi son absence de politique volontariste sur le long terme pour assurer la maîtrise et la diversification des transports : pendant que la consommation de pétrole pour la production électrique chutait entre 1973 et 1999 de 14,78 Mtep à 1,06 Mtep (un différentiel de moins 13,7 Mtep), celle des transports passait de 30,96 Mtep à 49,66 Mtep (plus 18,7 Mtep).

- Etude n° 7 -

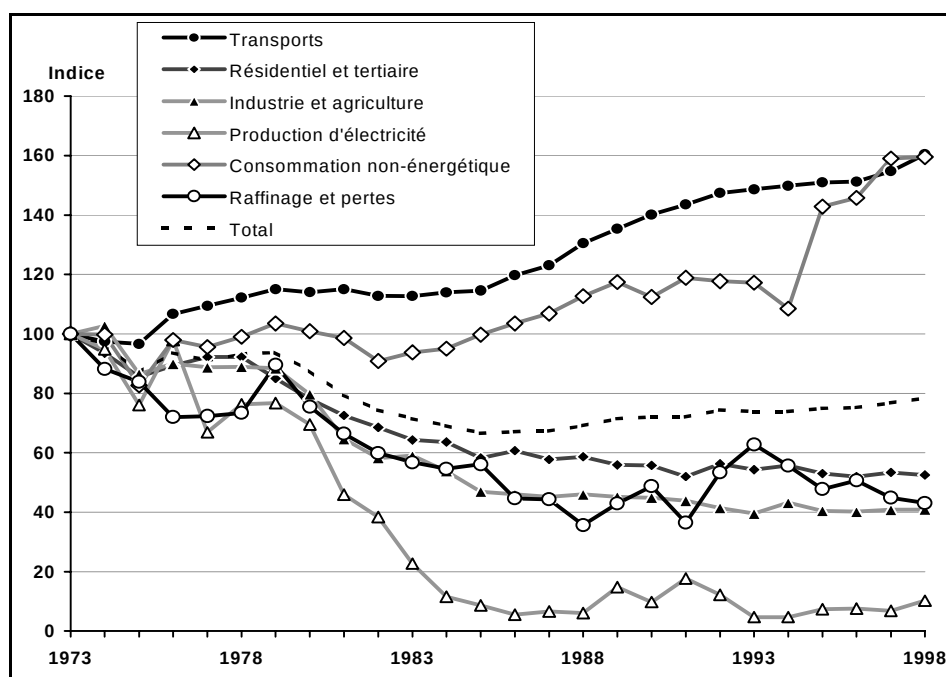
Tableau 2
Structure de la consommation finale par produit et par pays, données 1998
(en %)

	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Électricité (1)		Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Électricité (1)
Monde	11,9	51,2	18,6	18,2					
Europe					Reste Europe				
UE 15	5,2	53,4	24,2	18,0	Norvège	-	-	-	-
Allemagne	5,9	53,7	24,0	16,5	Pologne	34,6	34,4	16,5	14,5
Autriche	8,2	50,6	21,2	20,0	Russie	13,0	32,2	36,2	16,7
Belgique	12,0	51,9	21,6	14,6	Suisse	0,5	66,6	11,1	21,8
Danemark	2,7	60,9	15,4	20,9	Autres				
Espagne	3,0	66,5	12,5	17,9	Afri. sud	35,8	35,6	1,9	27,3
Finlande	6,0	50,2	8,0	35,8	Australie	9,9	51,9	17,9	20,1
France	4,9	55,1	20,3	19,7	Brésil	8,1	67,9	3,0	21,1
Grèce	4,8	74,1	1,2	19,1	Canada	2,0	47,0	26,7	23,8
Irlande	8,2	63,4	13,4	15,1	Chine	53,3	28,5	3,1	15,1
Italie	3,7	51,3	28,2	16,8	Corée sud	12,6	68,0	7,0	27,0
Luxemb.	2,7	65,3	16,9	14,9	Etats-Unis	2,5	55,8	22,0	19,7
Pays-Bas	5,2	39,6	41,5	13,7	Inde	27,6	49,7	5,7	17,6
Portugal	3,0	76,1	0,7	16,4	Japon	10,6	60,4	6,3	22,8
Roy.-Uni	5,3	46,7	31,0	16,9	N-Zélande	9,5	56,2	7,7	26,6
Suède	4,1	54,5	1,6	39,8	Mexique	2,5	66,6	17,3	13,6

Source : GRTN d'après Enerdata

(1) Avec l'équivalence usuelle au niveau international pour l'électricité :
1 MWh = 0,086 Tep

Graphique 1
Evolution indicielle de la consommation finale de pétrole par secteurs
en France, 1973-1999



Source : WISE-Paris, 1999 (d'après Observatoire de l'énergie, 1992 et DGEMP, 1998-1999)

Au-delà de la structure de la consommation finale, qui fournit une indication quantitative des enjeux d'approvisionnement pour les différentes énergies, il est intéressant d'analyser plus finement les usages associés à chaque énergie : la « part de marché » de chaque énergie dans les usages non captifs (non liés spécifiquement à une énergie, comme l'éclairage est lié à l'électricité) nous renseigne sur les aspects qualitatifs de la dépendance aux différentes sources d'approvisionnement.

La France se signale sur ce plan, outre la très forte dépendance de ses transports au pétrole, par un développement sans équivalent du recours à l'électricité pour des usages thermiques, à travers notamment le chauffage électrique. Celui-ci s'est massivement développé dans le résidentiel et le tertiaire, au point de représenter aujourd'hui environ 10 % de la consommation totale d'électricité.

2.3 - L'organisation des réseaux

La problématique du réseau est fortement marquée en France par une spécificité : le principe de service public, qui doit garantir l'approvisionnement en énergie sur l'ensemble du territoire dans le respect de l'intérêt général. Outre qu'il implique une égalité de traitement des usagers et l'universalité du service, ce principe se traduit par la péréquation tarifaire (uniformité géographique des prix de l'énergie sur tout le territoire).

Alimentée par un fonds spécifique, la péréquation est un moyen de supporter les coûts liés au raccordement au réseau de tous les usagers, alors même que ceux-ci sont très variables selon les situations. La péréquation est appliquée de façon plus stricte pour l'électricité que pour le gaz, de même que le raccordement au gaz n'est contrairement à celui de l'électricité pas généralisé. Il existe aujourd'hui dans le droit français un « droit à l'électricité » (voir plus loin) qui n'a pas son équivalent pour le gaz.

L'électricité est en effet devenue un produit de plus en plus indispensable avec l'extension à la fois de ses usages captifs (notamment le développement de l'informatique) et, sous l'impulsion des pouvoirs publics français, de ses usages non captifs (notamment pour les besoins thermiques dans le résidentiel et le tertiaire). Un des effets démontrés par les tempêtes de décembre est la possibilité nouvelle d'effets de domino à partir des pannes du réseau électrique.

L'un des problèmes majeurs dans la gestion des réseaux est d'assurer un suivi de la charge alors que les besoins énergétiques connaissent des évolutions très fortes dans le temps, à la fois dans le déroulement d'une journée (variation horaire) et tout au long de l'année (variation saisonnière). Pour les besoins en gaz, il est possible de réaliser un équilibrage saisonnier et quotidien à partir d'un approvisionnement relativement constant grâce au stockage massif dans des sites géologiques.

En revanche, la difficulté de stockage de l'électricité (à peu près impossible dans les conditions économiques du réseau) reporte le problème sur la capacité de production : la sécurité interne d'approvisionnement est alors assurée par un stock de capacité de production excédentaire dimensionné pour couvrir la charge maximale prévisible sur le réseau.

Les réseaux sont organisés en différentes couches avec un maillage plus ou moins fin. Leur organisation peut, qu'il s'agisse de la production, du stockage ou du transport, être plus ou moins décentralisée. D'une manière générale, une

forte centralisation du réseau, plus efficace pour les échanges à l'échelle nationale ou internationale, augmente sa vulnérabilité.

Ainsi, la diminution du nombre de lignes pour le transport renforce les conséquences d'une coupure sur l'une d'entre elles, d'où la nécessité de « bouclage » des lignes pour assurer différentes voies de transport d'un point à un autre. De plus, le recours à des sites peu nombreux de stockage (pour les hydrocarbures) ou de production électrique peut augmenter la vulnérabilité du système énergétique aux mouvements sociaux, le blocus étant plus facile à organiser.

De même, l'uniformisation des systèmes, qui engendre des effets d'échelle intéressants sur le plan économique, les rend plus vulnérables à des défauts génériques. Cette vulnérabilité, peut se manifester au niveau de la production (par exemple sur un parc nucléaire standardisé comme celui de la France), mais aussi du transport et de la distribution (par exemple avec le choix de n'enterrer qu'une partie très restreinte des lignes électriques).

2.3 - Les menaces liées aux conditions naturelles

Les catastrophes naturelles constituent un facteur direct de vulnérabilité des réseaux énergétiques par les dommages éventuels qu'elles infligent aux équipements de production, de stockage ou de transport. Les séismes, les tempêtes ou les inondations menacent de destruction ou de mise hors service certains des ouvrages du réseau, qu'il s'agisse des gazoducs, des centrales électriques ou des lignes électriques aériennes ou enterrées. Dans la mesure où ces risques dépendent de facteurs locaux (failles sismiques, zones inondables, couloirs de vents, etc.), leur prise en compte est une contrainte supplémentaire pour la géographie et l'équipement des réseaux.

La protection contre le risque de catastrophe naturelle est donc renforcée par une intégration de ces facteurs dans le choix de l'emplacement des ouvrages et du type d'ouvrage adapté au niveau de risque envisagé dans chaque zone. Ceci implique une bonne connaissance des risques et de leur cartographie, ainsi que des décisions adéquates sur les normes de résistance requises pour les équipements.

Les conditions climatiques, même hors situation catastrophique, peuvent perturber fortement le fonctionnement du réseau. Ainsi, la neige ou le verglas peuvent entraîner la rupture de câbles électriques en les alourdissant, ou le gel

- Etude n° 7 -

rompre les lignes du réseau gazier. La sécheresse, même si elle n'affecte pas directement les ouvrages, met en péril la production des barrages hydroélectriques, qui constituent une forme indirecte de stockage de l'électricité. De plus, les conditions extrêmes de froid ou de chaleur rendent le réseau plus vulnérable en créant des pointes hors normes de consommation, pour le chauffage ou la climatisation, etc.

Le dimensionnement du réseau et le choix des équipements doivent donc prendre en compte les aléas climatiques – froid, chaleur, vents ou précipitations exceptionnels. La perspective du réchauffement climatique, dont l'intensité probable reste très mal connue, renforce à la fois la probabilité d'aléas et l'incertitude sur leur ampleur et leur fréquence.

2.4 - La vulnérabilité sociale des réseaux

Outre les phénomènes structurels, les événements naturels et les aspects organisationnels et techniques, les réseaux sont soumis à un risque de nature sociale à deux niveaux :

- du fait de leur importance vitale pour la société, ils peuvent constituer un instrument puissant de pression dans les conflits pour les groupes en capacité de les paralyser au moins partiellement ;
- du fait de leur impact sur la société (notamment environnemental), ils peuvent faire l'objet de phénomènes de rejets par les populations.

La vulnérabilité des réseaux aux mouvements sociaux réside d'abord dans les possibilités de blocus au niveau des centres de stockage ou de production, comme les exemples des mines de charbon en Grande-Bretagne ou, plus près de nous, du blocus des stocks de pétrole en France par les routiers l'ont montré. En particulier, les syndicats du secteur énergétique disposent d'une arme redoutable avec la capacité, en cas de forte mobilisation, de rompre brutalement l'approvisionnement sur tout ou partie du territoire.

Outre les mouvements sociaux, les réseaux sont soumis à un risque de sabotage, concentré sur les lignes de transport de l'énergie ou sur les ouvrages de production. Cette menace de groupes terroristes ou d'activistes, peu présente dans les esprits est bien réelle. La France a connu plusieurs actions de ce type, ponctuelles mais significatives, par exemple une série d'actions contre les lignes haute tension en Bretagne dans les années 1970, ou encore des sabotages de

centrales thermiques ¹ en Corse en 1998. Des actions ont également eu lieu en Italie dans les années 1990 contre des lignes haute tension proches de la frontière française, en protestation contre la livraison de courant à l'Italie depuis le surgénérateur Superphénix.

La vulnérabilité des réseaux est également liée à leur acceptation sociale, notamment au vu de critères environnementaux et sanitaires. Ainsi, les projets de nouvelles lignes à haute tension pour le réseau électrique rencontrent une opposition de plus en plus forte des populations concernées, notamment parce qu'elles dénaturent les paysages et parce qu'elles sont soupçonnées par certains experts de provoquer des troubles de santé chez les populations riveraines (à cause du champ électromagnétique qu'elles engendrent inévitablement).

Il en va bien sûr de même pour les installations de production, ceci s'appliquant aujourd'hui aussi bien au nucléaire (à cause du risque d'accident, etc.) qu'à l'éolien (à cause du paysage et du bruit) et peut-être demain aux centrales thermiques classiques (à cause des émissions de gaz à effet de serre). Le problème pourrait également s'étendre aux installations de stockage des hydrocarbures.

Le problème d'acceptabilité peut, dans un territoire relativement restreint au relief accidenté comme celui de la France, se combiner dans certains cas avec un phénomène de saturation géographique : les voies d'acheminement pour les ouvrages linéaires (lignes électriques, gazoducs), les sites appropriés pour l'implantation de centrales électriques, ou les sites géologiques qui conviennent pour le stockage du gaz sont en nombre limité.

Si cette évolution ne remet pas en cause pour l'instant l'existence des réseaux actuels, elle constitue indiscutablement un frein à leur extension qui peut s'avérer fatal pour la sécurité du réseau en cas de forte croissance de la demande énergétique.

(1) Dans la nuit du 5 au 6 mai 1998, six usines hydrauliques corses exploitées par EDF ont été « visitées », en même temps qu'une partie des groupes de la centrale thermique de Vazzio était sabotée et que du matériel indispensable à son fonctionnement était dérobé. Cette action a conduit, selon EDF (cité dans Énerpresse, n° 7069, 7 mai 1998) à « une situation très tendue de l'approvisionnement électrique de la Corse, fortement amputé et désormais à la merci d'un éventuel incident ».

2.5 - L'internationalisation des réseaux et la dérégulation

L'une des réponses à ces vulnérabilités proposées aujourd'hui, en Europe comme dans d'autres parties du monde, réside dans l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. Celle-ci conduit en effet à une interconnexion des réseaux qui peut renforcer la sécurité énergétique en apportant une plus grande fluidité des échanges. Elle s'accompagne surtout d'une forme de mutualisation du risque, à la fois vis-à-vis des ruptures d'approvisionnement extérieures que des effondrements partiels du réseau intérieur : à travers cette mutualisation, la sécurité d'approvisionnement externe et interne devient un sujet d'intérêt commun.

Cette évolution en cours n'est pas sans poser quelques problèmes. D'abord, elle soulève sur le plan technique des difficultés spécifiques de gestion, notamment au niveau de l'interconnexion des réseaux nationaux. Mais surtout, elle comporte un risque d'abandon d'une vision à long terme des enjeux de sécurité interne du réseau. L'exemple fourni aujourd'hui par la Californie démontre le risque lié à la dérégulation pour l'investissement dans la sécurité à long terme de l'approvisionnement.

3. Sécurité interne de l'approvisionnement en électricité

3.1. Le réseau électrique français

3.1.1 - Organisation générale du secteur électrique

Le marché de l'électricité français est le deuxième d'Europe, juste derrière l'Allemagne. L'opérateur national EDF, créé après la guerre (on comptait auparavant quelques 1.300 entreprises privées, publiques ou mixtes en concurrence), est le premier électricien en Europe. La France compte 113 groupes thermiques de production d'électricité ¹, dont plus de la moitié sont des réacteurs nucléaires ². EDF exploite ainsi 58 réacteurs à eau sous pression

(1) Ce chiffre, ainsi que de nombreuses données sur le secteur énergétique en France, est tiré du rapport de l'AIE, octobre 2000, *op. cit.*

(2) Le parc compte au total 55 centrales à combustibles fossiles d'une puissance allant de 125 MWe à 700 MWe, et 58 réacteurs nucléaires de puissances 900 MWe (34 unités), 1.300 MWe (20 unités) et 1.450 MWe (4 unités).

(REP) répartis sur 19 sites qui fournissent 75 à 80 % de la production électrique, ou l'équivalent de 90 % de l'électricité consommée sur le territoire ¹. Ce choix pour la production fait du réseau électrique français l'un des plus centralisés au monde.

Cette centralisation se retrouve fort naturellement sur le plan de l'organisation : la loi de 1946 créant EDF lui a conféré un monopole sur les transports d'électricité, mais ni sur la production ni sur la distribution. Environ 5 % du réseau de distribution n'appartient pas à EDF, et il existe des sociétés de distribution, en particulier les distributeurs municipaux ou plusieurs sociétés d'économie mixte (par exemple à Strasbourg et à Grenoble). Mais EDF exploite 99 % du réseau de transport haute tension sur le territoire français.

La directive européenne « électricité » (Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité) implique la séparation verticale du réseau de transport, à travers la notion de « transporteur public », de la production et de la distribution. En France, cela s'est traduit par la création du RTE, structure séparée sur le plan comptable, mais pas juridique, de l'exploitant EDF.

C'est donc le RTE qui a aujourd'hui la charge d'assurer en temps réel l'équilibre du réseau (entre l'offre et la demande) et sa sécurité. C'est notamment le RTE qui agit pour le traitement des congestions éventuelles du réseau, pour l'appel supplémentaire d'électricité compensant les pertes liées au transport, pour la gestion des systèmes garantissant la qualité et la sûreté (fréquence, tension, etc.), et enfin pour la gestion, de plus en plus importante, des interconnexions internationales.

3.1.2 - Structure du réseau électrique

Le réseau électrique national est organisé en trois niveaux : le réseau de grand transport et d'interconnexion, les réseaux régionaux de répartition, et enfin les réseaux de distribution.

(1) La production du parc nucléaire, 395 TWh en 2000, représente 76 % de la production totale d'électricité, qui s'élève à 517 TWh. Mais compte tenu du volume important d'exportations (72,7 TWh), et des pertes sur le réseau (30,3 TWh), la production nucléaire est équivalente à 9 % de la consommation nette intérieure d'électricité, 441 TWh pour l'année 2000.

- Etude n° 7 -

- Le réseau de grand transport et d'interconnexion est constitué de lignes 400 kV et d'une partie des lignes à 225 kV. Reliant toutes les centrales entre elles, il est géré par un Centre national d'exploitation du système électrique (CNES). Assurant le transfert de grandes quantités d'énergie sur de longues distances à un faible niveau de perte, il permet les échanges au niveau national pour optimiser la répartition entre les lieux de production et les principaux centres de consommation. Doté d'une configuration « maillée » et « bouclée » basée sur la règle dite du « N-1 »¹, il assure la sécurité du réseau en cas d'effondrement local (défaillance, incident). C'est aussi à partir de ce réseau que s'effectuent les interconnexions avec les réseaux étrangers.
- Les réseaux régionaux de répartition utilisent des lignes 225 kV (et parfois 400 kV), mais aussi 90 kV et 63 kV. Ils sont gérés par sept centres régionaux d'exploitation du système électrique. Ils assurent la répartition au niveau inférieur, en alimentant, via plus de 2000 postes sources, les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels. Ce réseau n'est que partiellement bouclé (lignes 225 kV raccordées en étoile à des postes de transformation 400 kV/225 kV).
- Les réseaux de distribution desservent les consommateurs finaux² à partir de lignes 20 kV et 400 V. Ils relèvent des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), aujourd'hui très majoritairement EDF, et alimentent 36.000 points de distribution répartis dans les communes. Ces réseaux ont une organisation plus dense, sont très étendus (en kilométrage de lignes). Ils ne comportent pas de boucles.

Le tableau 3 précise le rôle et le poids de chacun des réseaux par rapport à la production et à la fourniture aux consommateurs.

(1) L'architecture de ce réseau est fondée sur un principe de continuité du service malgré la défaillance d'un seul élément (d'où le terme N-1) qui implique en particulier le « bouclage » de toutes les lignes – il ne doit pas exister deux points du réseau entre lesquels existe un seul chemin.

(2) À partir de chaque poste source (les transformateurs haute tension/moyenne tension) s'articule un « bloc de réseau de distribution » formé d'un corps principal (jusqu'à une dizaine de km ou plus) d'où rayonnent des dérives (de quelques km au plus) qui aboutissent aux transformateurs moyenne tension/basse tension. De chacun de ces transformateurs part un réseau basse tension, avec un corps principal (quelques centaines de mètres) et des dérives (au plus une centaine de mètres environ) qui desservent les usagers. En règle générale, un départ en moyenne tension alimente 1.000 à 3.000 clients, un départ en basse tension 10 à 50 clients.

Tableau 3
Répartition de la production et de la consommation aux différents niveaux du réseau électrique français (1997)

Production	Réseau	Consommation
80 %	Réseau de transport 400 kV Longueur : 21.000 km Pertes : 1,25 %	1 % 4 clients
16 %	Réseau de répartition régionale 225 kV Longueur : 26.000 km Pertes : 0,6 %	15 % 600 clients
4 %	Réseau de répartition régionale 90 et 63 kV (HTB) Longueur : 50.000 km Pertes : 0,8 %	7 % 100.000 à 300.000 clients
–	Réseau de distribution 20 kV (HTA) et 400 V (BT) Longueur : HTA 591.000 km ; BT 536.000 km Pertes : HTA 1 % ; BT 3,5 %	61 % 29.000.000 clients

Source : Groupe « Prospective technologique des filières non nucléaires » pour la mission Charpin-Dessus-Pellat, d'après EDF, juillet 2000

Les investissements cumulés dans le réseau de transport électrique depuis le début des années 1970 dépassent probablement les 500 milliards de Francs (1999). Les coûts pour le réseau de grand transport (lignes THT 400 kV et 225 kV) constituent à peine plus de 12 % du coût d'ensemble, ceux liés au réseau purement régional (lignes HTB 90 kV et 63 kV) environ 20 %. L'essentiel du coût d'investissement est donc absorbé par le réseau fin de distribution (20 kV à 400 V). Des indications sur les investissements cumulés sont fournies dans le tableau 4.

La France investit aujourd'hui de l'ordre de 19 GF par an dans le réseau électrique ¹, dont environ deux tiers (13 GF, dont environ 10 GF sur la BT et la MT et 3 GF sur la HT et la THT) sont investis par EDF, et un tiers (6 GF, sur la BT et la MT) par les collectivités locales.

(1) Dossier de presse remis lors d'une conférence de presse de François ROUSSELY, président d'EDF, 3 juillet 2000.

- Etude n° 7 -

Tableau 4
Développement des réseaux électriques 1971-1997
et investissements associés

Réseau	Longueur		Investissement (Frs 99)
400 kV et 225 kV	1971 : 5.101 km 22.427 km	1997 : 20.866 km 26.206 km	Cumul 1973-1997 : 48.495 MF
90 kV et 63 kV	1971 : 9.915 km 28.011 km	1997 : 17.319 km 39.289 km	Cumul 1971-1997 : 82.206 MF
20 kV à 400 V	1971 : 380.920 km (réseau 1 à 20 kV)	1997 : 597.700 km (réseau 1 à 20 kV)	Cumul 1971-1996 : 341.863 MF

Source : Groupe « Prospective technologique des filières non nucléaires » pour la mission Charpin-Dessus-Pellat, d'après EDF, juillet 2000

Le tableau 5 précise la situation actuelle du réseau géré par le RTE (ligne à haute tension et très haute tension), notamment la part des tronçons de circuit aérien et des tronçons de circuit souterrain, qui reste aujourd'hui relativement modeste.

Tableau 5
Equipement du réseau électrique géré par le RTE
(400 kV à 63 kV), fin 2000

Équipement (1)	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV	Total
Nbre de liaisons						
Aérien	444	1 027	60	1 055	2 694	5 280
Souterrain	0	165	0	51	351	567
Aéro-souterrain	3	173	3	183	772	1 134
<i>Total</i>	<i>447</i>	<i>1 365</i>	<i>63</i>	<i>1 289</i>	<i>3 817</i>	<i>6 981</i>
Lignes (km)						
Aérien	20 850	25 358	1 233	14 938	33 940	96 319
Souterrain	2	798	1	259	1 636	2 696
<i>Total</i>	<i>20 852</i>	<i>26 156</i>	<i>1 234</i>	<i>15 197</i>	<i>35 576</i>	<i>99 015</i>
Files de pylônes (km)						
<i>Total</i>	<i>12 684</i>	<i>13 170</i>	<i>21 257</i>	<i>1 214</i>	<i>29 519</i>	<i>77 844</i>
Postes (connexion)						
Nombre de postes	124	493	26	521	1 249	2 413
Transformateurs						
Nombre	257	1 125	48	44	39	1 513
Puissance (MVA)	114 894	102 264	1 872	1 552	957	221 539

Source : RTE, janvier 2001

(1) Les équipements décrits dans le tableau sont les suivants :

- *liaison* : ligne joignant deux points du réseau (postes de production, transformateurs, etc.) ;
- *ligne et file de pylônes* : une ligne est un câble ou ensemble de câbles transportant l'électricité, une file de pylônes peut supporter une ou, localement, plusieurs lignes ;
- *poste et transformateur* : un poste est un ouvrage abritant des équipements pouvant appartenir à plusieurs niveaux de tension ; un transformateur est un point de conversion de la tension entre deux niveaux du réseau (de tensions différentes).

3.1.3 - L'interconnexion du réseau avec les réseaux européens

Outre la répartition nationale et régionale de la production d'électricité d'origine thermique (fuel, gaz, charbon et nucléaires représentant une capacité totale installée de 89.300 MWe raccordée au réseau) et hydraulique (25.400 MWe), le RTE gère les interconnexions qui permettent d'évacuer la puissance produite en France vers l'étranger et de faire transiter l'électricité entre les pays limitrophes, ainsi que d'alimenter les clients éligibles français auprès d'autres producteurs européens.

- Etude n° 7 -

Le réseau est déjà interconnecté avec les 9 réseaux électriques des voisins européens de la France, avec au total 42 connexions détaillées dans le tableau 6. De par sa situation et sa dimension, le réseau électrique français est aujourd'hui considéré comme un élément clé de l'infrastructure énergétique au niveau européen.

Tableau 6
Interconnexions du RTE avec des pays européens

Nbre de liaisons	270kV*	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV	Total
Allemagne		3	2				5
Andorre				1			1
Belgique		2	2				4
Grande-Bretagne*	4						4
Espagne		2	2	2			6
Italie		3	1			1	5
Jersey					1		1
Luxembourg						1	1
Suisse		6	6	1		2	15
Total	4	16	13	4	1	4	42

* liaisons à courant continu

Source : RTE, janvier 2001

Les échanges avec l'extérieur se sont, selon André Merlin¹, directeur du RTE, « *fortement accrus* » en 2000. Le bilan exportations plus importations (72,7 TWh en export, 3,6 TWh en import) donne un volume d'échange pour 2000 de 76 TWh, « *ce qui constitue une performance record* ». Le solde exportateur de la France s'établit à 69,4 TWh.

Toutefois, on est encore loin d'un réseau européen totalement interconnecté. Le RTE est membre de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE), une association de gestionnaires de réseau électrique (GRE) qui recouvre 16 pays formant la plaque continentale de l'Europe². L'UCTE coopère avec les trois autres associations régionales de GRE en Europe : une pour l'Irlande (ATSOI), une pour le Royaume-Uni (UKTSOA), et surtout une pour l'ensemble des pays nordiques (NORDEL). Le réseau européen s'ouvre

(1) « Les grands dossiers du RTE en 2001 par son directeur : André Merlin », *Énerpresse*, n° 7746, 17 janvier 2001.

(2) Allemagne, Autriche, Belgique, Bosnie-Herzégovine, Croatie, Espagne, France, Grèce, Italie, Luxembourg, Macédoine, Pays-Bas, Portugal, République Fédérale de Yougoslavie, Slovénie, Suisse.

aussi vers l'Est, et les gestionnaires de réseaux des pays d'Europe centrale regroupés au sein de CENTREL¹ sont membres associés de l'UCTE.

La France a différents projets de renforcement des interconnexions, notamment avec l'Allemagne (reconstruction-doublage d'une ligne 400 KV vers la Sarre), l'Espagne et l'Italie. Le projet de construction d'une ligne Cazaril-Aragon ayant été annulé par les pouvoirs publics, le RTE espère faire passer une ligne en aérien au dessus du futur TGV Perpignan-Barcelone. Avec l'Italie, il s'agit pour l'instant seulement d'installer un transformateur déphaseur permettant de mieux gérer les lignes existantes.

3.2. Le bilan et les leçons des tempêtes de décembre 1999

Les deux tempêtes du 26 (Lothar) et du 28 décembre (Martin), qui ont affecté deux-tiers environ du territoire français pour un montant total de dégâts évalué à plus de 100 GF, ont selon le rapport de la Mission interministérielle sur les réponses à la tempête² – dit « rapport Sanson » –, « *mis en exergue la vulnérabilité de notre société à travers l'interdépendance grandissante des réseaux sur lesquels son fonctionnement repose* ».

3.2.1 - Les conséquences sur le réseau de transport et de distribution de l'électricité

Les dégâts sur le réseau de transport et de distribution d'EDF, par effet direct ou indirect des vents (chutes d'arbres ou d'ouvrages sur les lignes) ont été considérables. Selon le bilan présenté par EDF dans son rapport annuel³, les dégâts au 28 décembre 2000 étaient les suivants :

- 280 pylônes 400 kV et 225 kV endommagés,
- 119 lignes THT de 400 kV et 225 kV mises hors service,
- 406 lignes HT de 150 kV et surtout 63 kV mises hors service,
- 184 postes 90 kV et 63 kV en rupture d'alimentation,
- plus de 22.000 poteaux moyenne et basse tension couchés,

(1) Hongrie, Pologne, République Tchèque, Slovaquie.

(2) SANSON, Gilles (Dir.), *Évaluation des dispositifs de secours et d'intervention mis en œuvre à l'occasion des tempêtes des 26 et 28 décembre 1999, Rapport d'étape de la mission interministérielle, juillet 2000.*

(3) Groupe EDF, *Rapport annuel 1999.*

- Etude n° 7 -

- 250.000 km de lignes BT mis hors service sur un total de 1,7 millions de km.

Pourtant, ces dommages n'ont touché qu'une faible partie du réseau, ainsi que l'indique le tableau 7, qui récapitule l'impact de la tempête sur les ouvrages aux différents niveaux du réseau.

Tableau 7
Dégâts sur le réseau électrique français
suite aux tempêtes de décembre 1999

Ouvrages	Endommagés		dont détruits	
Pylônes lignes HT et THT (unités/ %)	1.056	0,42 %	459	0,18 %
Lignes MT (km/ %)	6.038	1,53 %	1.996	0,51 %
Supports MT (unités/ %)	21.646		6.979	
Lignes BT (km/ %)	5.776	1,23 %	1.806	0,39 %

Source : Conseil général des Mines, mai 2000 – Rapport Sanson, juillet 2000

Environ 0,5 % du parc total de pylônes (réseau haute tension et très haute tension) ont subi une avarie, soit environ 2 % du parc dans la zone impactée par la tempête. La majorité¹ des pylônes touchés concernent des lignes 63 kV. Environ 54 % des avaries sur des pylônes EDF sont dues à des chutes d'arbre, mais les effets mécaniques directs du vent sont responsables de 36 % des avaries ; le reste est jugé imputable à la conception ancienne et inadaptée d'une partie des pylônes.

Les conséquences des chutes d'arbre sont plus importantes pour la moyenne et la basse tension, où elles sont respectivement la cause de 95 % et de 91 % des ruines d'ouvrages.

Avant ces tempêtes, les dernières grandes crises de fourniture connues par EDF avaient été provoquées par des défaillances plutôt situées au niveau des moyens de production : ce sont par exemple des surcharges des moyens de production qui ont produit des coupures en aval pour 75 % des abonnés en 1978, ou encore

(1) Le détail des avaries sur les pylônes est le suivant : 126 pylônes en 400 kV (9,9 % du total des avaries), 147 en 225 kV (11,6 %), 193 en 90 kV (15,3 %) et 589 en 63 kV (63,2 %).

pour 1 million de personnes en 1987. À chaque fois, le courant a pu être rétabli en quelques heures ¹.

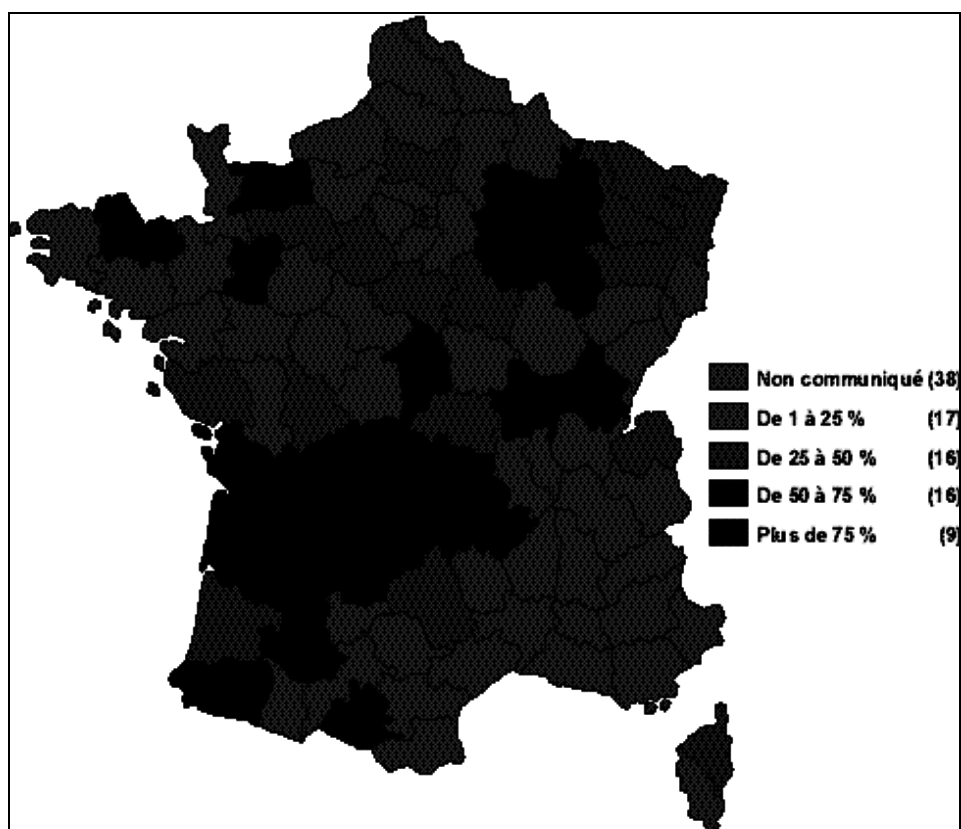
Le rapport Sanson souligne le fait qu'en décembre 1999, « *les moyens de production sont demeurés intacts* » – ce qui n'est pas exact, puisque EDF a été confronté à un problème sérieux avec l'inondation de la centrale nucléaire du Blayais – « *mais le réseau de transport et de distribution a été touché dans toutes ses composantes, de la très haute à la basse tension, et en de multiples points du territoire, empêchant de ce fait toute possibilité de remise en état rapide* ». Au-delà de l'ampleur de la pénurie d'électricité, qui ne représente après tout, en ordre de grandeur, qu'un millième de l'électricité consommée annuellement en France, le caractère exceptionnel des tempêtes de décembre 1999 tient à l'étendue territoriale et temporelle de la rupture d'approvisionnement.

Comme le montre la carte 4, dans 25 départements le taux de population privée d'électricité a dépassé 50 % (dont 9 départements au moins où il a dépassé 75 %).

(1) En 1978, c'est l'ensemble du réseau électrique qui s'est effondré suite à l'échec de l'ilotage d'une majorité des centrales disjonctées à cause, au départ, d'une surcharge maintenue trop longtemps sur une ligne. Au total, le pays a connu une panne électrique généralisée, avec une coupure d'une heure minimum partout, et jusqu'à 24 heures ou 48 heures pour certains clients.

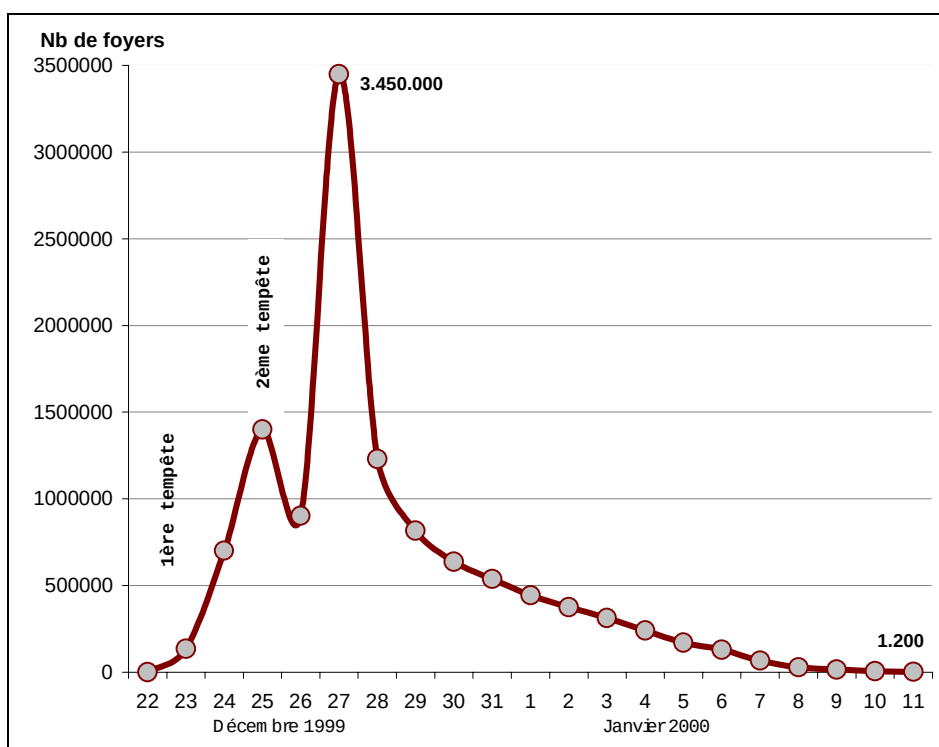
- Etude n° 7 -

Carte 4
Part de la population privée d'électricité suite aux tempêtes
de décembre 1999, par département



Source : Rapport Sanson, juin 2000

Graphique 2
Evolution quotidienne du nombre de foyers privés d'électricité
après les tempêtes de décembre 1999



Source : EDF, 2000

Le graphe 2 illustre la durée exceptionnelle de la crise : par exemple le délai de rétablissement de la fourniture a dépassé 5 jours pour 500.000 foyers, soit 15 % des 3,4 millions de foyers privés d'électricité au plus fort de la tempête.

Le tableau 8 indique précisément comment les défaillances aux différents niveaux du réseau ont joué sur la non distribution d'électricité. Il appelle cependant quelques commentaires :

- Etude n° 7 -

- le réseau très haute tension, sans connaître de défaillance, a comme le souligne le Conseil général des Mines dans son rapport sur la question ¹ ; « *été mis par endroit dans un état de grande vulnérabilité* » ;
- l'électricité non distribuée à cause de défaillances sur le réseau basse tension aurait été bien plus importante – de l'ordre de 75 millions de kWh – si celui-ci avait été alimenté correctement par le réseau moyenne tension ;
- les groupes électrogènes installés sur le réseau moyenne et basse tension ont pu remédier localement aux défaillances du réseau, à hauteur de 14 millions de kWh environ.

Ainsi, même si c'est la défaillance du réseau moyenne tension qui est la principale cause de la rupture d'approvisionnement, on voit que les défaillances sur le réseau régional de transport, au niveau de la haute tension, ont joué un rôle non négligeable, qui aurait pu être bien supérieur encore en cas de réelle défaillance du réseau haute tension.

Tableau 8
Energie non distribuée lors des tempêtes de décembre 1999
en fonction de la source la plus amont de la défaillance

Composante amont défaillante	Énergie non distribuée (millions de kWh)
Haute tension	111
Moyenne tension	298(1)
Basse tension	6
Total	415

Source : Conseil général des Mines, 2000

(1) Dont 126 destinés à des clients basse tension

3.2.2 - Le coût des dommages et de la sécurisation

L'évaluation des dommages

Le coût direct pour EDF est estimé à 5,1 GF pour la simple reconstruction des ouvrages du réseau de distribution. EDF estime cependant à 8,8 GF le coût total supporté par l'entreprise, en incluant les coûts internes suivants :

- coûts de réparation d'urgence ;

(1) Piketty Gérard, Abord de Chatillon Renaud, Trink Claude, « La sécurisation du système électrique français » Rapport de mission, Conseil général des Mines, mai 2000.

- coûts de gestion visant à maintenir les fournitures (par achat de combustible, mais aussi de courant à l'étranger, ou encore par achat ou location de groupes électrogènes) ;
- recettes perdues liées à la non distribution de 415 millions de kWh environ.

Le tableau 9 donne l'évaluation de ces coûts retenue par le Conseil général des Mines dans un rapport sur la sécurisation du réseau ¹.

Tableau 9
Evaluation par EDF des dommages internes liés aux tempêtes

	Coût des dommages (MF)
Production	255
Réparations (dommages aux centrales et barrages)	55
Substitutions de combustible	200
Réseau de transport	970
Réparations	889
Reconstruction (investissement)	81
Réseau de transport	7.568
Réparations (main d'œuvre, matériel...)	2.099
Reconstruction (investissement) (1)	5.069
Recettes perdues	400
Total des dommages internes à EDF	8.793

Source : Conseil général des Mines, 2000, d'après EDF

(1) Pour une reconstruction à 90 % en souterrain pour la moyenne tension, 65 % et 90 % pour la basse tension en milieu rural et urbain.

L'évaluation des coûts doit par ailleurs intégrer les dommages directement causés à la collectivité par les défaillances du système électrique. Celui-ci est généralement estimé à travers une valeur normative du coût pour la collectivité de l'énergie non distribuée (END), que le rapport du Conseil général des Mines fixe, conformément aux évaluations fournies par EDF, à 60 F/kWh.

Ce chiffre conduit à une estimation de 25 GF de coût pour la collectivité, sur la base de 415 millions de kWh non distribués. Le rapport note que cette estimation est « *sensiblement minorée* », du fait de l'effet de calendrier (les tempêtes se sont produites dans une période de creux par rapport à la

(1) Conseil général des Mines, *op. cit.*

- Etude n° 7 -

consommation moyenne hivernale). Au total, le Conseil général des Mines retient un coût total des dommages (internes à EDF et externes) compris entre 35 et 40 milliards de francs.

Les failles de la sécurisation

La France n'a pas été le seul pays touché par les deux tempêtes. La comparaison avec d'autres territoires affectés par le phénomène, notamment en Belgique et en Allemagne, fait apparaître des conséquences nettement moins graves pour le réseau électrique dans ces deux pays. Deux facteurs en particulier expliquent cette différence :

- d'abord, la proportion d'aérien et de souterrain dans le réseau aux différents niveaux de tension. Le réseau moyenne et basse tension, notamment, est globalement deux fois plus enterré en Allemagne qu'en France (voir plus loin) ;
- ensuite, la résistance au vent des pylônes. La proportion enterrée du réseau haute tension et très haute tension est en effet très faible, en France comme chez ses voisins : pour ces réseaux, le facteur déterminant en cas de tempête est la résistance au vent des ouvrages. Or, les pylônes du réseau allemand ou du réseau belge sont conçus pour résister à une vitesse de vent supérieure à la norme adoptée jusque là par EDF ¹.

Le problème de résistance au vent des pylônes n'est pas un problème isolé. Le rapport du Conseil général des Mines révèle que *« le retour d'expérience d'EDF fait apparaître des faiblesses significatives du réseau par rapport au niveau de sécurisation visé pris par EDF avant les tempêtes de décembre »* :

- l'état des fondations des pylônes haute et très haute tension *« pose des problèmes »* ;
- les couloirs prévus autour des lignes haute, moyenne et basse tension en forêt *« se sont révélés souvent insuffisants par rapport aux directives et mal entretenus »* ;
- surtout, *« le desserrement des « normes » de construction entre 1958 et 1978 a introduit dans l'ensemble une faiblesse structurelle pour celles des lignes « trop optimisées » construites durant cette période »*.

Ainsi, les dégâts auraient été moindres *« si tout avait été en ordre »* avant la tempête.

(1) En Allemagne, la norme applicable est équivalente à la norme française, mais les normes d'ingénierie utilisées couramment pour l'équipement du réseau sont jusqu'à 20 km/h supérieures.

Le tableau 10 montre à quel point ce phénomène de relâchement des normes de construction jusque 1978 (date de révision de l'arrêté technique correspondant) a joué dans les défaillances du réseau haute et très haute tension. Ainsi, 3 circuits ¹ construits en 1974 et 1976 représentent à eux seuls 80 % des ruines de pylônes constatées sur le réseau 400 kV : leur construction était « dimensionnée au plus juste (espacement entre pylônes, pylônes d'arrêt...) » selon l'avis du Conseil général des Mines.

Tableau 10
Répartition des avaries sur le réseau haute et très haute tension
en fonction des arrêts techniques en vigueur

	1900-1926	1927-1934	1935-1957	1958-1969	1970-1977	1978-1990	1991-1999
400 kV	–	–	–	1	94	31	–
% parc (1)				0,02 %	2,41 %	0,25 %	
225 kV	–	20	25	55	23	24	–
% parc (1)		0,70	0,1	0,38	0,30	0,29	
63-90 kW(2)	55	86	46 92	321	116	81	2
% parc (1)	0,63	2,23	0,32 0,42	0,86	0,74	0,23	0,04

Source : Conseil général des Mines, 2000

(1) Pourcentage du réseau correspondant en tension et en période de construction

(2) La période 1935-1957 est séparée pour le parc haute tension en deux : 1935-1950 et 1951-1957

Le Conseil estime par ailleurs que le mauvais état des tranchées autour des lignes en forêt a eu un impact très important sur le réseau haute tension : 68 % des avaries sur ce réseau sont dues aux arbres, alors que pour « la majorité d'entre elles, la tranchée ne respecte pas les prescriptions de la directive interne « lignes aériennes » (tranchées « CERT ») de juillet 1999 » ².

Les objectifs d'EDF

La remise en état du réseau de transport n'est pas achevée. Selon un bilan réalisé fin octobre 2000, 79 % des 87.700 chantiers de réparation sur la moyenne et basse tension ont été achevés, mais seulement 29 % des lignes

(1) Il s'agit des lignes Méry-Vesle, Mulbach-Vincey et Lonny-Vesle.

(2) Au moins 426 des 544 avaries dues aux arbres recensées sur le réseau 63 et 90 kV se seraient produites sur des tranchées non conformes à cette norme « CERT ».

- Etude n° 7 -

détruites ont été consolidées. Au total, 1 million de clients restent alimentés par des réseaux fragilisés.

En juillet 2000, EDF tirait le bilan des tempêtes ¹ en se fixant **trois objectifs** pour, en cas de catastrophe identique, limiter les dégâts sur le réseau et rétablir plus rapidement l'électricité : améliorer les dispositifs et moyens de réponse à la crise, renforcer la résistance du réseau à une telle catastrophe et maintenir dans le secteur électrique les compétences et l'organisation nécessaires à la gestion d'une telle crise.

Premièrement, EDF vise à réduire en 5 ans d'un facteur 2 le temps potentiel moyen de coupure, c'est-à-dire réalimenter 80 % des clients en 24 heures, et 95 % en 120 heures (ces taux ont été de 55 % et 88 % lors des tempêtes de décembre). Outre la création d'une Force d'intervention rapide électricité (FIRE), le plan comprend le développement de la production décentralisée « *quand elle est intéressante pour les clients* » et une meilleure répartition sur le territoire du parc de groupes électrogènes : EDF devrait ainsi répartir sur 12 sites (plates-formes logistiques) opérationnels en permanence des stocks de groupes électrogènes.

Deuxièmement, EDF s'engage dans un programme destiné à « *rendre les réseaux de transport et de distribution plus robustes à de telles tempêtes* ». Pour l'entreprise, les tempêtes ont mis en évidence « *à la fois, la grande robustesse du système électrique (son système nerveux : production et très haute tension) et certaines fragilités des réseaux électriques en France* ». Ces différentes fragilités seraient inhérentes :

- à un réseau très étendu (plusieurs dizaines de milliers de kilomètres) en basse tension majoritairement aérien « *en raison de la très faible densité de population sur la plus grande partie du territoire français* » ;
- à l'interaction avec les forêts françaises, très étendues, qui a entraîné d'importants dégâts, notamment pour la moyenne tension ² ;
- « *aux normes de construction des lignes et à leur mise en œuvre* », en particulier au niveau de la haute tension et de la très haute tension.

Pour le réseau basse tension BT (220 et 380 V), propriété des collectivités locales, la longueur du réseau régresse en proportion car 80 % du réseau neuf ou remplacé n'est pas implanté en aérien (enfoui ou incorporé au bâti). L'objectif

(1) Dossier de presse EDF, 3 juillet 2000, op. cit.

(2) Selon EDF, au total « plus de 9 avaries sur 10 sur les lignes avaient pour origine des dégâts causés aux arbres par le vent ».

proposé par EDF est de « *sécuriser 36.000 points de livraison, garantissant que chaque commune conserve au moins une alimentation en cas de tempête* », par exemple en enfouissant au minimum une ligne (actuelle ou nouvelle) par poste de distribution. EDF évalue à 8 à 10 GF le coût d'une telle mesure.

Pour le réseau moyenne tension MT (15 kV et 20 kV), dont 80 % des lignes neuves sont également construits en souterrain, EDF propose comme « *objectif réaliste* » d'éliminer la plus grande partie du risque d'interaction arbres/lignes « *soit en enfouissant une partie des lignes, soit en les éloignant des arbres* » contournement des zones boisées). Le coût se monterait selon EDF à 30 GF environ.

Enfin, pour les réseaux haute tension HT (63 kV et 90 kV) et très haute tension THT (225 kV et 440 kV), globalement moins sensibles, selon EDF, puisque moins de 1 % de ce réseau a été touché – mais ces défaillances ont des répercussions très étendues –, EDF propose : d'une part que tous les postes de transformation MT-HT soient sécurisés (c'est-à-dire toujours alimentés par au moins une ligne conçue pour résister à une tempête du même type), d'autre part que les lignes « *indispensables à la continuité de l'alimentation* » puissent, lorsqu'elles sont endommagées, être rétablies sous 120 heures. Le coût de ce programme de sécurisation mécanique du réseau (notamment le renforcement des pylônes des lignes à très haute tension) est compris entre 9 et 13 GF selon les supports concernés (métal ou béton). Par ce programme, EDF renonce implicitement à un programme plus ambitieux de remplacement du parc de pylônes actuels par de nouveaux plus résistants au vent.

L'ensemble du programme, qui pourrait s'étaler sur au moins 15 ans, représente donc un coût compris entre 47 et 53 GF.

Troisièmement, EDF propose de « *faire en sorte que, quelles que soient les évolutions du secteur électrique français, il s'organise pour disposer encore dans 10 ans à la fois des compétences professionnelles indispensables à gérer une telle crise (...), et des dispositifs de secours et d'entraide les plus efficaces* ». L'entreprise estime en particulier que l'intégration verticale d'EDF et l'existence en son sein de « *la compétence professionnelle dans plusieurs métiers critiques* » figurent parmi « *les facteurs de réussite dans le traitement d'une telle crise* ». Or ces conditions favorables ont déjà disparu ou sont destinées à disparaître dans la nouvelle organisation du secteur électrique français amorcée en 2000.

3.2.3 - L'analyse de la crise

Une panne grave qui aurait pu être totale

EDF déclarait en 1998 qu'aucune panne supérieure à 4 heures ne devait se produire. Les tempêtes de décembre 1999 ont mis en évidence le manque de préparation de l'opérateur du réseau électrique à une crise majeure, qui n'était pas réellement envisagée. Ce constat s'applique d'ailleurs, selon les conclusions du rapport Sanson, à l'ensemble des grands opérateurs de réseau, notamment d'eau et de télécommunications.

La rupture d'alimentation en électricité a en effet eu des répercussions indirectes tout aussi sérieuses, liées à l'usage étendu de cette énergie dans différents secteurs. Ainsi, une partie importante des coupures des réseaux de télécommunications est due par exemple à l'épuisement des systèmes d'alimentation électrique de secours des commutateurs non sécurisés et des radio-relais. De même, les coupures d'électricité ont perturbé ou arrêté le fonctionnement de nombreuses stations de pompage ou de traitement des eaux ¹. Enfin, les interruptions de réseau pour l'énergie de traction et l'alimentation des installations de signalisation, etc. ont contribué à la forte dégradation des communications ferroviaires.

Pour la gestion de la crise et la remise en fonctionnement du réseau, EDF a efficacement mobilisé ses propres ressources (autour de sa mission de service public) et bénéficié d'un important soutien international. Toutefois, l'ampleur des dégâts était telle que de tous les réseaux, c'est celui de transport et distribution d'électricité qui a été le plus long à rétablir.

Le rapport Sanson juge néanmoins que les tempêtes, *« si elles ont désorganisé le fonctionnement du pays, n'en ont pas durablement paralysé l'activité économique générale »*. Le fonctionnement était ainsi redevenu dans l'ensemble quasi-normal moins de 15 jours après les événements. Si la mobilisation et l'organisation du dispositif de secours sont jugés satisfaisants, le rapport note cependant que *« l'aptitude de notre système d'intervention au traitement d'une crise de gravité supérieure n'est pas acquise »* car *« plusieurs facteurs circonstanciels ont pu, en l'espèce, atténuer la perception [des] insuffisances »* :

(1) On estime qu'au plus fort de la crise environ 2,5 millions de personnes ont été privées d'eau.

- des facteurs conjoncturels, tels que la préparation au bogue de l'an 2000 (les cellules de crise déjà opérationnelles au moment de la tempête, la disposition en prévision de groupes électrogènes loués pour les principales administrations, etc.), ou l'activation, consécutive au naufrage de l'Érika, du plan Polmar sur le littoral atlantique ;
- le passage des tempêtes à une période de l'année (fêtes de fin d'année) et de la journée (début de matinée) de moindre activité.

Les tempêtes de décembre 1999 sont un évènement climatique exceptionnel, tel que la France n'en avait pas connu au moins dans les 50 dernières années ¹. Toutefois, l'état des connaissances actuelles sur le phénomène de réchauffement climatique laisse craindre, malgré toutes les incertitudes, une aggravation (en intensité et en fréquence) des phénomènes météorologiques extrêmes sur le continent européen. Comme le note le rapport Sanson, « *l'état des travaux en cours est suffisamment alarmant pour conduire à adopter une attitude active de prévention* ».

Dans son rapport sur la sécurisation du système électrique français paru en mai 2000, le Conseil général des Mines envisage « *une durée de retour probable comprise entre 50 et 100 ans* » et préconise de retenir comme hypothèse pour orienter la réflexion sur l'effort nécessaire de sécurisation des équipements qu'il existe une chance sur quatre pour que se reproduise un évènement du même type dans les quinze à trente années qui viennent.

Les tempêtes et leur impact ont également démontré, toujours selon le rapport Sanson, que « *la gravité de ces risques est accrue par les fragilités internes de notre organisation économique et sociale* ». Le rapport détaille plusieurs phénomènes interdépendants :

- « *l'accentuation des dépendances collectives à des sources d'énergies de moins en moins diverses ou à des réseaux de plus en plus concentrés et envahissants est patente* » ;
- « *l'enchevêtrement de ces réseaux démultiplie les risques d'extension par des « effets dominos » ou « de grappes », cette contagion étant possible d'un réseau à un autre ou d'un point du territoire à un ensemble géographique plus vaste* ;
- « *la vitesse de propagation de tels dysfonctionnements est considérablement accentuée par l'omniprésence des logiques de flux tendu dans tous les domaines* ».

(1) Selon le RTE, il faut remonter à 1703 pour retrouver en Europe occidentale (en l'occurrence, en Angleterre) une tempête d'une intensité comparable.

- Etude n° 7 -

Ainsi, « *la probabilité de mise en résonance globale de perturbations ou d'accidents même localisés ne peut aller qu'en se renforçant dangereusement* ».

Aussi la panne, sans doute la plus grave jamais enregistrée à l'échelle d'un pays développé, aurait pu être totale : au plus fort de la crise, l'interconnexion entre les moitiés Nord et Sud du pays (selon une ligne approximative Nantes-Strasbourg) a été coupée pendant quelques heures, empêchant l'équilibrage efficace des moyens de production. Cette coupure, si elle avait duré plus longtemps, aurait conduit automatiquement à arrêter certaines centrales nucléaires dès lors que leur production ne pouvait plus s'écouler sur le réseau. Un tel scénario aurait probablement pu conduire à un effondrement généralisé du réseau privant le pays d'électricité pendant plusieurs jours.

De plus, il faut noter que si « *l'équilibre production-consommation a été maîtrisé tout au long des événements* »¹, c'est en partie grâce au « *contexte favorable de demande réduite* ».

Un problème spécifique : l'inondation d'une centrale nucléaire

Par ailleurs, les tempêtes ne sont pas le seul risque naturel auquel le réseau ait été exposé, les fortes pluies qui les accompagnaient localement pouvant créer des inondations. Or, il existe aussi un risque lié aux inondations². D'une part, les inondations de décembre 2000 et janvier 2001, notamment en Bretagne, ont montré l'influence de plusieurs phénomènes liés aux choix d'aménagement du territoire (remembrement, défrichements, etc.) sur l'impact des fortes précipitations : les écoulements plus rapides des eaux pluviales entraînent une augmentation du risque et de l'ampleur des crues.

D'autre part, les tempêtes de décembre 1999 ont montré la vulnérabilité des installations nucléaires à ce risque, avec l'arrêt des trois réacteurs opérationnels sur les quatre de la centrale du Blayais, en Gironde (le réacteur n° 3 était déjà à l'arrêt pour des opérations de rechargement) : dans la nuit du 27 au 28 décembre, ce sont d'abord les réacteurs n° 2 et n° 4 qui se sont arrêtés automatiquement suite à la perte des lignes à très haute tension qui relient la

(1) Conseil général des Mines, *op. cit.*

(2) Par exemple, le rapport Sanson estime à 1 % par an la probabilité de connaître une grande inondation telle que celle de la Seine en 1910 ou de la Loire en 1846, 1855 et 1866.

centrale au réseau de transport de l'électricité¹, puis le réacteur n° 1 à la suite d'une inondation d'une partie des conduites souterraines de la centrale.

En fait, la conjonction de la tempête et d'une forte marée a provoqué une crue supérieure à la crue millénale de la Gironde, et l'eau a envahi les parties basses des réacteurs 1 et 2, endommageant notamment plusieurs pompes importantes pour les dispositifs de sûreté². La situation est d'autant plus critique que la route qui mène à la centrale se trouve elle-même inondée pendant plusieurs heures, empêchant l'accès de moyens de secours. Au matin, la situation s'aggrave avec la perte d'une des deux voies du circuit de refroidissement de la centrale par la Gironde. Le pompage des bâtiments ramène en quelques jours la situation à la « normale », mais les réacteurs n° 1 et 2 ne redémarreront qu'en mai 2000.

La gravité de l'événement fait l'objet de discussions : si pour Claude Birraux, auteur d'un rapport parlementaire³ analysant cette crise, « *il est difficile de parler d'accident, mais plutôt d'incident sérieux* » car « *à aucun moment nous n'avons frisé la crise grave* », on peut au moins considérer, comme le font les experts de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire⁴ (IPSN) que cette inondation « *a révélé un mode potentiel par lequel la sûreté de toutes les unités d'une même centrale pouvait être mise en péril* ».

Les interrogations restent sur les conséquences éventuelles d'un scénario catastrophe. Cependant, le cas du Blayais est riche d'enseignements sur les conséquences d'un « incident » de cette ampleur sur l'approvisionnement électrique. Cette centrale fournit en moyenne 5 % de la production nationale,

(1) En l'absence de ligne de sortie, le réacteur n'est plus alimenté par le réseau en même temps que l'électricité qu'il produit n'est plus évacuée. Cette situation provoque un arrêt d'urgence automatique, avec démarrage des groupes électrogènes diesels de secours destinés à maintenir l'alimentation du réacteur.

(2) Il s'agit des pompes des circuits EAS (enceinte aspersion sécurité), destinées à refroidir par aspersion l'enceinte du bâtiment réacteur en cas d'accident, et des circuits RIS (réacteur injection sécurité), destinées à injecter de l'eau dans le circuit primaire en cas de fuite du liquide de refroidissement.

(3) BIRRAUX, Claude, *Contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires – Analyse des incidents survenus à la centrale du Blayais lors de la tempête du 27 décembre 1999 : enseignements sur le risque d'inondation des installations nucléaires*, Rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), avril 2000.

(4) GORBACHEV, A., MATTÉI, J.-M., REBOUR, V., VIAL, E., « *Report on flooding of Le Blayais power plant on 27 december 1999* », Présentation au colloque Eurosafe, Nuclear Installation Safety – Assessment and Analysis, Cologne, novembre 2000.

- Etude n° 7 -

soit l'équivalent d'une fois et demie la consommation en électricité de la région Aquitaine : l'inondation a eu pour principale conséquence de maintenir fermée pendant plusieurs mois la moitié de cette source d'alimentation.

Or, la plupart des centrales nucléaires sont justement situées, pour leur besoin en eau de refroidissement, sur les fleuves ou sur les côtes. Dans un rapport analysant les causes et le déroulement de l'inondation du Blayais ¹, l'Institut de protection et de sûreté nucléaire (IPSN) estime que 16 des 19 sites de réacteurs d'EDF sont exposés au même risque. Des mesures ont été prises pour sécuriser les installations les plus exposées au risque d'inondation.

3.3. Les vulnérabilités du réseau électrique

Les deux tempêtes de décembre 1999 illustrent de façon très forte, sous l'un de ses aspects, la vulnérabilité d'un système aussi organisé et protégé que le réseau électrique français. Elle permet d'ouvrir la réflexion sur les différents angles de vulnérabilité du réseau aujourd'hui.

3.3.1 - La qualité du réseau et de la fourniture

Le réseau électrique est un système complexe : outre les structures de production électrique, il comprend des lignes à différents niveaux de tension et surtout un grand nombre de postes destinés à la conversion et à la qualité de l'électricité : transformateurs permettant à l'énergie électrique de transiter entre les différents niveaux de tension, appareils de mesure, de contrôle commande, moyens de compensation de l'énergie réactive ², etc.

La gestion du réseau vise principalement à assurer une fourniture continue à une fréquence et avec une tension stables, en limitant les pertes d'énergie dans le transport par effet joule. C'est dans le cadre de ces objectifs que l'on peut ensuite envisager une rationalisation de l'utilisation du réseau visant à optimiser à la fois les coûts, l'impact sur l'environnement et la sécurité.

(1) Institut de protection et de sûreté nucléaire (IPSN), Rapport sur l'inondation du site du Blayais survenue le 27 décembre 1999, janvier 2000.

(2) L'énergie, ou la puissance réactive, sont des phénomènes liés à la nature alternative du courant qui provoquent des pertes sur les lignes. L'un des moyens de compenser ces pertes est d'introduire des condensateurs.

La qualité du réseau EDF, jugée bonne sur la stabilité des fréquences et des tensions, est nettement moins satisfaisante sur le plan du nombre et de la durée des coupures, détaillés dans le tableau 11. Hors tempêtes de décembre, la durée moyenne d'interruption pour les 29 millions de clients alimentés en basse tension a tout juste dépassé l'heure (cette durée s'élève à 7 h 39 minutes si l'on inclut la tempête). Le réseau français connaît de ce point de vue une amélioration sensible, le temps moyen de coupure ayant été réduit d'un facteur 6 entre 1989 et 1999 (hors tempête). La situation n'est pas encore satisfaisante au vu des meilleurs exemples à l'étranger : ainsi, les clients allemands n'ont connu en 1998, selon l'Union des fournisseurs d'électricité allemands (VDEW), que 6 minutes de coupures cumulées en moyenne, soit presque 10 fois moins qu'en France.

Tableau 11
Qualité de la fourniture EDF en 1998 et 1999

	HT et THT			BT
	Nbre de coupures longues (>1mn) par point de livraison	Nbre de coupures brèves par point de livraison	Nbre de points de livraison coupés plus d'une fois	Durée moyenne d'interruption de service
1998	0,15	0,60	32	0 h 52
1999 (1)	0,11	0,78	47	1 h 01

Source : EDF, Rapport annuel 1999

(1) Hors tempêtes de décembre 1999.

Le transit sur le réseau de transport et de distribution d'électricité entraîne inévitablement une perte d'énergie (par effet Joule). Ces pertes électriques s'élèvent pour le réseau haute et très haute tension à 2 % seulement de l'électricité transitée sur le réseau français. Ceci représente toutefois environ 11 TWh par an, ou la production de 2 réacteurs 900 MW du parc EDF ¹. Selon le RTE, ces pertes participent pour environ 10 % au coût du transport d'électricité en France.

3.3.2 - La vulnérabilité des moyens de production

Un transfert en interne de la vulnérabilité

(1) Un réacteur 900 MWe avec un facteur de charge de l'ordre de celui du parc nucléaire français ces dernières années (70 %) produit 5,5 TWh par an.

- Etude n° 7 -

La France a clairement choisi de produire sur son territoire l'électricité dont elle a besoin à partir d'une part la plus grande possible de ressources non fossiles. Cette stratégie vise à échapper au risque de pénurie d'électricité liée à une rupture de l'approvisionnement en combustibles fossiles auprès de l'extérieur.

L'hydraulique, développé dès les années 1950, répond à ce critère. Toutefois, il ne constitue pas une solution au problème : il est limité en capacité par les ressources naturelles en eau, et directement dépendant pour sa production des aléas climatiques.

En revanche le nucléaire, massivement substitué aux centrales au fioul, ne présente pas – aujourd'hui ou dans un avenir prévisible – le même risque¹ : bien que la France s'approvisionne également à l'extérieur en uranium, d'une part elle dispose de réserves propres, et d'autre part le marché de l'uranium n'est pas soumis aux mêmes tensions que ceux des hydrocarbures (les réserves sont importantes et la demande mondiale reste faible).

Pourtant, on peut difficilement affirmer que le choix nucléaire accroisse la sécurité de sa production électrique : la vulnérabilité a simplement été ramenée à l'intérieur de nos frontières. Dans son chapitre consacré à la sécurité énergétique, le World Energy Assessment met en avant cette caractéristique de la situation française : « *en concentrant sa production sur l'énergie nucléaire, la France a sans aucun doute renforcé sa sécurité énergétique. Elle a cependant introduit une vulnérabilité nouvelle dans son système* »².

La production nucléaire peut en effet, au même titre que la production fossile est stoppée lorsque le combustible manque, être stoppée progressivement ou brutalement pour de multiples raisons. Il faut de plus noter que la concentration très forte des moyens de production électronucléaire renforce automatiquement l'impact de l'arrêt même d'un petit nombre de tranches : en ordre de grandeur, un réacteur nucléaire du parc français représente aujourd'hui la consommation d'un million d'habitants³.

Les problèmes de vulnérabilité du parc de production, qu'ils soient de nature technique ou sociale, ne sont en rien propres à la filière nucléaire. Toutefois, la situation française cumule les effets du recours massif à une filière de

(1) Voir BARRÉ, Bertrand, *Indépendance, sécurité et vulnérabilité énergétiques : le cas de l'uranium*, Note pour le Comité de pilotage de l'étude, 2000.

(2) WEA Report, septembre 2000, op. cit., p. 119.

(3) La France compte 58 réacteurs qui produisent l'équivalent de 90 % de la consommation électrique de ses 58 millions d'habitants.

production électrique et d'une vulnérabilité spécifique de cette filière : d'une part la dépendance au nucléaire concentre sur cette filière les risques associés à la vulnérabilité des moyens de production. D'autre part, ces risques prennent, s'agissant de cette filière, une dimension plus importante liée à ses spécificités : problèmes de sûreté, question des déchets...

L'industrie nucléaire est soumise principalement à deux types de vulnérabilité, que nous présentons ci-dessous de manière séparée mais qui sont en fait extrêmement liés : les problèmes liés à la sûreté, notamment le risque d'accident et le devenir des déchets, et les problèmes liés à sa place dans la société, notamment ses problèmes d'acceptabilité.

Le risque d'arrêt des centrales nucléaires doit de plus être évalué en prenant en compte un facteur important : les contraintes d'exploitation de ce type d'équipement restent fortes même lorsque leur fonctionnement est arrêté. Contrairement à l'ensemble des autres équipements de production électrique, elles nécessitent en cas d'arrêt, pour éviter l'accident, une surveillance importante, donc le maintien sur le site d'équipements de sécurité en bon état, de compétences techniques et d'une force de travail minimale.

La vulnérabilité technique du nucléaire

Les causes les plus directes d'arrêt possible sont liées aux risques et à la sûreté. Les réacteurs nucléaires peuvent connaître une gamme très diverse d'avaries, allant de l'incident mineur à l'accident grave, qui entraînent un arrêt temporaire (pour vérification, contrôle, réparation, etc.) ou définitif de la production. Une telle situation, compte tenu de la puissance unitaire de ces outils de production, peut avoir des répercussions importantes sur l'approvisionnement en électricité ¹.

Après la catastrophe de Tchernobyl, un nouvel accident grave dans un réacteur, en France ou même à l'étranger, remettrait très probablement en cause l'exploitation des centrales.

(1) L'exemple le plus récent est fourni par la Californie, où parmi les multiples causes de la crise électrique figure l'incident sérieux survenu sur un réacteur californien (San Onofre-3) le 3 février 2001 : alors que la pénurie de l'État en moyens de production est évaluée par certains à 800 MW, cet incident, rapporté par le NIRS (Nuclear Information and Resource Service) prive pour trois mois le secteur d'une capacité de 1.120 MW.

- Etude n° 7 -

D'autre part, la découverte d'un défaut mettant en cause la sûreté sur un réacteur peut entraîner, surtout si le défaut est générique, l'arrêt de plusieurs réacteurs – de ce point de vue, la standardisation extrême du parc nucléaire français renforce la vulnérabilité ¹.

Enfin, la complexité de la chaîne du combustible et de sa gestion étend la vulnérabilité des réacteurs à la bonne gestion de l'ensemble des étapes de fabrication et de traitement du combustible : une interruption de la fabrication du combustible liée à un défaut de contrôle-qualité, ou l'absence trop prolongée de débouchés pour les déchets (goulot d'étranglement) peuvent par exemple créer un blocage de l'ensemble de la filière.

Ces phénomènes ont par exemple été mis en évidence à la fin de l'été 1998. Alors qu'à la suite d'un défaut de conception, les derniers réacteurs connectés (trois 1.450 MW du palier N4) étaient l'objet de révisions, la décision de l'autorité de sûreté, début août 1998, de prolonger les arrêts des deux réacteurs 1.300 MW de la centrale de Belleville pour un défaut d'étanchéité ², créait selon EDF ³ une « *situation tendue* ».

Dans une note interne rendue publique par le syndicat CGT, EDF estimait que l'indisponibilité de ces cinq réacteurs pourrait poser des problèmes sérieux au cours de l'hiver 1998-1999, évaluant à 3,5 milliard de francs le surcoût minimal de cette indisponibilité si elle devait se prolonger jusqu'à l'été 1999 – dont 1,5 milliard pour Belleville –, surcoût notamment lié aux mesures compensatoires (dont l'importation de charbon ou de courant électrique).

L'argument de la pénurie a sans doute dans cette affaire été grossi par EDF pour faire pression sur les pouvoirs publics ⁴. Exagéré dans ce contexte spécifique ⁵, le problème reste pertinent sur le fond.

(1) Cet effet peut toutefois, dans certains cas, être atténué par les possibilités de planification des réparations, par exemple pour des problèmes liés au vieillissement des installations.

(2) Défaut lié à la qualité du béton utilisé pour la construction.

(3) Selon Pierre BORNARD, Directeur du Centre national d'exploitation du système (CNES), cité par Énerpresse, 12 août 1998.

(4) Le même Pierre BORNARD, cité par Libération, 26 septembre 1998 – après une décision favorable au redémarrage de Belleville –, affirme cette fois : « on avait de quoi passer l'hiver. Au pire, on faisait appel un peu plus aux importations ».

(5) EDF a par exemple pu importer tout l'été environ trois fois plus de courant que d'habitude, profitant de prix conjoncturellement bas sur l'hydraulique suisse et autrichien, tout en économisant sur les réserves d'eau de ses propres centrales

Les tempêtes de décembre 1999 ont également révélé la vulnérabilité des réacteurs aux événements climatiques, puisque même si « l'incident » du Blayais n'a finalement pas eu de répercussions graves, la centrale inondée n'est en réalité pas passée très loin d'une crise extrêmement sérieuse¹. De plus, tous les réacteurs sont rendus plus vulnérables en cas de problème sur le réseau, car ils ont besoin d'une alimentation électrique permanente, même en cas d'arrêt. Pour faire face à ce type de situation, ils sont pourvus de groupes électrogènes auxiliaires (des moteurs diesels).

La vulnérabilité sociale du nucléaire

Le parc de production électronucléaire est par ailleurs vulnérable aux aléas sociaux (actions syndicales, mouvements d'opinion, etc.). Cette dimension n'est pas spécifique à ce mode de production, cependant :

- d'abord, la dépendance très forte de la France au nucléaire fait que c'est au niveau de cette filière que se joue l'essentiel de sa vulnérabilité ;
- et ensuite, la nature particulière du nucléaire implique que le risque de rupture d'approvisionnement s'accompagne d'un risque spécifique d'accident.

De plus, le nucléaire est investi aujourd'hui, plus encore en France qu'ailleurs, de valeurs symboliques très fortes, qui donnent lieu à des affrontements extrêmement passionnés entre ses partisans et ses opposants. Dans ce contexte, de nombreux conflits sociaux ou politiques peuvent se cristalliser autour des installations – l'illustration en a été fournie en France par les conflits très durs qui ont accompagné à plus de vingt années d'intervalle, la construction et le démarrage, puis la fermeture de Superphénix.

Si le risque de pénurie d'électricité pour cause d'arrêt du parc par un mouvement social est aujourd'hui faible, il n'est pas à écarter : les syndicats n'ont jamais eu recours en France à ce moyen de pression extrêmement puissant, mais il existe des précédents dans d'autres secteurs énergétiques.

Le parc nucléaire est surtout menacé en permanence sur le plan de son acceptabilité. L'industrie nucléaire se heurte dans les opinions mondiales à de telles difficultés que, selon le rapport WEA, même en France « *il n'est pas*

hydroélectriques et sur les réserves de ses réacteurs en opération, en faisant tourner plusieurs au ralenti.

(1) Le problème du Blayais est resté un incident isolé, mais les évaluations menées par l'IPSN ont conclu au caractère générique de ce risque d'inondation pour un tiers environ des réacteurs français.

garanti qu'elle reste acceptable par le public sur le long terme ». Les problèmes d'acceptabilité ne sont pas propres à la filière nucléaire : les centrales au fioul ou au charbon posent des problèmes d'émissions polluantes et de gaz à effet de serre, les fermes éoliennes des problèmes de bruit et de paysages, etc. Mais l'acceptabilité se concentre de manière spécifique sur les centrales nucléaires, notamment sur le risque d'accident et sur le problème des déchets à vie longue.

Le risque lié à cette acceptabilité peut prendre des formes extrêmement directes. On a par exemple vu en Italie, à la fin des années 1980 et au début des années 1990, une vague d'attentats à l'explosif contre des pylônes sur les lignes assurant l'interconnexion avec la France : alors que l'Italie s'était engagée dans un véritable programme d'abandon du nucléaire, ces lignes servaient à l'importation des 33 %, dévolus par contrat à l'Italie, de la production électrique de l'exploitant NERSA, c'est-à-dire du surgénérateur français Superphénix.

Les effets de vulnérabilité systémique liés au développement du nucléaire

La vulnérabilité est d'autant plus lourde de conséquences en France que le nucléaire a été instauré en système, avec un développement horizontal et vertical sans équivalent dans le monde :

- le parc est largement surdimensionné pour les besoins intérieurs ¹, puisque l'électricité nucléaire nette produite est sensiblement égale à l'électricité nette consommée (395 TWh contre 410 TWh en 2000) ;
- la France maîtrise ou entend maîtriser l'ensemble de la chaîne du combustible nucléaire et possède aujourd'hui des capacités industrielles suffisantes, voire excédentaires, également dans les autres étapes de l'industrie nucléaire ².

(1) On peut citer ici Jean SYROTA, ancien président directeur général de COGEMA et vice-président du Conseil général des Mines et aujourd'hui Président de la Commission de régulation de l'électricité. Dans un rapport d'Évaluation des missions de service public de l'électricité remis au Gouvernement en février 2000, il estimait que depuis les chocs pétroliers « les programmes d'investissement en production d'électricité (...) ont globalement été surdimensionnés. (...) Cela a été en particulier le cas en France, pour des investissements qui ont consisté, pour l'essentiel, en la construction de centrales nucléaires ». Ce suréquipement permet cependant d'atténuer les effets liés à la vulnérabilité du parc de production électrique.

(2) À l'exception notable de la fin du cycle du combustible : la France dispose d'importantes installations pour l'amont (enrichissement, fabrication) et l'aval (retraitement, fabrication de combustible MOX) mais pas pour le stockage des déchets hautement radioactifs à vie longue.

L'indépendance sur le front pétrolier a ainsi généré une dépendance économique qui va bien au-delà du cadre énergétique.

De plus, ce développement du nucléaire n'a pu se faire qu'aux dépens des autres solutions énergétiques disponibles face à la crise pétrolière : d'une part, la surcapacité du parc constitue un frein évident au développement de la maîtrise de l'électricité et de la production décentralisée, d'autre part le secteur électronucléaire absorbe en termes d'investissement, d'emploi et de R & D une part essentielle des ressources nécessaires au développement d'autres filières, et même au développement du réseau (voir plus loin).

3.3.3 - La vulnérabilité des ouvrages de transport et de distribution

La sécurisation du réseau câblé

La vulnérabilité du réseau électrique réside d'abord dans sa complexité : le réseau s'étend sur plusieurs niveaux, avec des tensions allant de 400 kV à 400 V, et comprend de très nombreux points d'interface (transformateurs) et de régulation de la qualité (stabilisation de la tension, compensation des pertes, synchronisation, etc.). Tous ces éléments peuvent faire l'objet d'une sécurisation contre l'aléa technique.

Mais les tempêtes de décembre 1999 ont démontré que la vulnérabilité majeure du réseau était celle de ses ouvrages câblés, de par leur longueur – au total, la France compte 1,3 millions de kilomètres de lignes électriques – et la diversité des conditions géographiques qu'ils rencontrent. Dans la mesure où des dommages causés à 1 % environ des lignes ont pu causer la pénurie constatée, et où le risque de réchauffement climatique renforce la probabilité de ce type d'événement, la précaution conduit à viser la sécurisation du réseau face aux aléas climatiques. C'est donc sur ce point essentiel que nous centrerons notre propos.

Deux questions principales se posent :

- quelles lignes sécuriser ? Il s'agit de trouver un optimum économique en prenant en compte notamment deux phénomènes : le coût de la sécurisation d'une ligne est beaucoup moins élevé en basse et moyenne tension qu'en haute ou très haute tension, mais « *la sécurisation du réseau public de transport apparaît prioritaire puisque sans lui la distribution est coupée de*

- Etude n° 7 -

l'essentiel de ses moyens d'alimentation » ¹ (ce qui est en particulier lié à la faiblesse de la production décentralisée) ;

- quels choix techniques opérer pour la sécurisation des lignes ? Les différentes solutions, là encore, n'ont pas toutes le même coût, qu'il s'agisse d'enterrer les lignes ou de renforcer des lignes aériennes existantes, etc.

Dans l'ensemble, les réponses à ces questions dépendent de critères techniques mais surtout économiques, liés à une valeur normative accordée à l'évitement de la non fourniture d'électricité à l'utilisateur.

Globalement, le coût de la sécurisation « totale » des lignes apparaît très élevé : les chiffres avancés peuvent atteindre plusieurs centaines de milliards de francs, notamment si on envisage l'enfouissement total du réseau basse et moyenne tension. Il convient donc d'établir des priorités en fonction d'une enveloppe globale jugée appropriée.

L'évaluation de cette enveloppe doit se baser :

- d'une part, sur un coût acceptable compte tenu de l'état actuel du réseau. Or, un coût minimum pour le réseau lié à un événement comme les tempêtes de décembre 1999 est évalué pour l'instant à 55 GF environ (5 GF de réparation immédiate plus 50 GF de sécurisation « a minima » prévus par EDF) ;
- d'autre part, sur une estimation de la valeur accordée au risque. Celle-ci dépend en premier lieu de la probabilité estimée du risque : celle de retour d'un événement comparable, mais aussi celle d'événements moins extrêmes, ou plus localisés, mais plus fréquents. Elle doit ensuite intégrer une évaluation de l'impact possible de ces événements en termes de rupture d'alimentation, qui pourrait être plus grave qu'en décembre 1999 dans des conditions moins « favorables ». Enfin, la valorisation passe par l'évaluation économique de la non fourniture d'électricité, aujourd'hui estimée unilatéralement par EDF à 60 F/kWh.

L'enfouissement du réseau

Les lignes peuvent être construites en aérien (poteaux ou pylônes) ou en souterrain. Elles sont selon la configuration exposées au vent, au gel et à la neige, ou aux inondations : globalement, il est préférable pour protéger le réseau des intempéries d'enterrer celui-ci.

(1) Conseil général des Mines, *op. cit.*

Les ouvrages sont par ailleurs conçus selon un principe de « coordination mécanique » : il s'agit de faire en sorte que le défaut qui se produit le premier soit celui qui a le moins de conséquences, en termes de réparation. De ce point de vue, l'enterrement des lignes présente des inconvénients : en cas de panne, celle-ci est plus difficile à diagnostiquer, et surtout les réparations sont plus complexes et en général plus longues.

EDF n'a pas attendu la tempête pour prendre conscience de l'intérêt de l'enfouissement des lignes. Le lancement de programmes a toutefois tardé : pendant des décennies – celles de l'électrification de tout le territoire – l'équipement des lignes est resté guidé par un principe de moindre coût jouant en faveur de l'aérien. Ainsi, la France est relativement peu équipée aujourd'hui en réseau enterré, et ce à tous les niveaux de la très haute à la basse tension, avec cependant des variations, ainsi que le montre le tableau 12. Le taux global d'enterré dépasse 25 %, mais il reste très faible pour la haute et la très haute tension.

Tableau 12
Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau électrique français

Réseau (km)	THT 400 kV	THT 225 kV	HT 63-90 kV	MT 15-20 kV	BT 220-380 V	Total
Aérien	20.792 99,99 %	27.077 97,08 %	48.529 96,07 %	394.300 69,50 %	467.300 74,28 %	957.998 73,9 %
Enterré	2,5 0,01 %	813 2,92 %	1.984 3,93 %	173.000 30,50 %	161.800 25,72 %	337.600 26,06 %
Total	20.795	27.890	50.513	567.300	629.100	1.295.598

Source : EDF, décembre 1999

La France met aujourd'hui l'accent sur l'enfouissement des lignes basse et moyenne tensions. Ainsi, sur la période 1991-1998 les nouveaux équipements (essentiellement du renouvellement) en France ont été réalisés à 66 % en enterré pour la basse tension, et à 98 % en enterré pour la moyenne tension. Mais le retard (le « stock » de réseau aérien) est tel que le taux total de lignes enterrées n'a progressé pendant cette période de moins de 1 point par an en moyenne, passant de 20 % à 25 % pour la basse tension et 30 % pour la moyenne tension.

La France privilégie dans ce secteur la moyenne tension, qui joue le rôle principal dans l'irrigation du système : le coût unitaire est environ deux fois plus élevé sur la moyenne tension, mais chaque départ de ligne alimente en moyenne 20 à 100 fois plus de clients.

- Etude n° 7 -

En Allemagne par exemple, où la densité de population est plus élevée, c'est la basse tension qui est la plus sécurisée. Mais notre voisin est bien plus avancé dans l'enfouissement de ces deux niveaux de réseau : environ 61 % de la moyenne tension et 75 % de la basse tension sont enterrés sur le réseau allemand. On peut noter que l'Allemagne, à l'inverse de la situation française de monopole de réseau, compte plusieurs centaines de régies municipales d'électricité¹, ce qui peut expliquer les différences au niveau de l'investissement pour la sécurité du réseau.

Mais l'Allemagne n'est pas le seul pays européen plus avancé que la France dans ce domaine, ainsi que l'indique le tableau 13. La densité de population est un facteur important, mais une densité bien plus faible en Suède n'empêche pas ce pays – pour des raisons de sécurité évidentes liées à son climat – de disposer d'un réseau moyenne tension plus enterré que la France. Cet aspect nécessite une analyse plus fine, mais il semble que « *en dépit d'une densité de population plus faible et de la dispersion du milieu rural, le taux d'enfouissement français est relativement faible* »².

Tableau 13
Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau basse et moyenne tension, comparaison internationale (situation fin 1998)

Pays	Densité de population hab./km ²	Moyenne tension (%)	Basse tension (%)
Allemagne	230	60,0	75,0
Belgique	325	85	44
France	100	30,5	25,7
Gde-Bretagne	241	45	81
Italie	190	33,5	25
Suède	20	36	n.d.

Source : Conseil général des Mines, 2000

L'enfouissement des lignes haute tension et très haute tension est une opération plus complexe : les contraintes techniques, thermiques et environnementales sont importantes. Selon le RTE³, « *la France est un des pays les plus avancés*

(1) Il en existe plus de 800 en Allemagne, contre 18 en France, dont Strasbourg et Grenoble.

(2) Conseil général des Mines, op. cit.

(3) Information sur l'enfouissement du réseau de transport fournie sur le site internet du Réseau de transport de l'électricité : <http://www.rte-france.com>.

pour l'enfouissement du réseau 225 kV. Elle est bien placée pour la HT [63 et 90 kV], notamment compte tenu de sa densité de population ». Le réseau est enterré à 3 % pour le 225 kV et 4 % pour le 63-90 kV, la priorité étant donnée aux zones urbaines et périurbaines où la densité de population est la plus forte. Le tableau 14 présente la comparaison avec divers pays aux densités de population contrastées.

Tableau 14
Proportion d'enterré et d'aérien sur le réseau haute et très haute tension, comparaison internationale

Pays	Densité de population hab/km ²	Réseau 50 kV <> 150 kV (France : 63 kV et 90 kV)		Réseau 149 kV <> 229 kV (France : 225 kV)	
		en km	en %	en km	en %
Allemagne (1)	230	4.987	6,5	34	0,2
Canada (2)	3	136	1,2	313	1,1
Espagne (3)	79	163	1,2	190	0,5
France (4)	105	1.980	4,1	817	4,0
Italie (5)	195	125	1,2	125	0,2
Pays-Bas (6)	486	153	8,1	738	17,0

Source : RTE, 2000 d'après CNIR-SEMIA, 1999

(1) Bayernwerk, Bewag, EnBW, HEW, Preussenelektra, RWE, VEAG, VEW, fin 1997

(2) Ontario Hydro, Hydro Québec-Transénergie

(3) Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, Hidroelectrica del Cantabrico y Red Electrica de España

(4) EDF-RTE

(5) ENEL

(6) Fin 1996.

Si le RTE reconnaît que « l'enfouissement est techniquement maîtrisé » pour les lignes 63 kV, 90 kV (tronçons jusqu'à 30 km) et 225 kV (tronçons jusqu'à 15 km), il estime celui-ci « techniquement très complexe » pour les lignes 400 kV. Mais une solution industrielle a été qualifiée en 2000 par la Direction des études et recherches d'EDF.

Les problèmes techniques qui se posent pour les lignes haute tension et très haute tension sont essentiellement liés à la compensation de la déperdition d'énergie : il faudrait installer d'importants postes compensant cette énergie ¹.

(1) Il faudrait, selon le RTE, en moyenne un poste tous les 15 à 20 km pour le 400 kV, 25 à 30 km pour le 225 kV et 50 à 70 km pour le 90 kV et le 63 kV.

- Etude n° 7 -

L'enfouissement des lignes implique une emprise au sol importante – jusqu'à 15 ou 20 mètres de large pour les lignes les plus puissantes – mais qui n'est pas très différente de celle des lignes aériennes.

En réalité, le principal obstacle à l'enfouissement est de nature économique : on estime, selon les évaluations, que le coût d'une ligne enterrée par rapport à une ligne aérienne est environ :

- 1,5 à 3 fois plus élevé pour le réseau basse moyenne tension (jusqu'à 20 kV) ;
- 3 à 4 fois plus cher pour le réseau 63 kV et 90 kV ;
- 5 à 10 fois plus cher pour le réseau 225 kV ;
- et 10 à 20 fois plus cher pour le réseau 400 kV.

Ces coûts sont calculés pour des conditions « de plaine » : le coût de l'enfouissement est très dépendant du relief, et atteint son maximum dans les zones montagneuses.

Les objectifs d'EDF puis du RTE sont moins ambitieux pour l'enfouissement de la haute tension que pour la moyenne et la basse tension : le contrat d'entreprise pour 1997-2000 prévoyait que 20 % des nouvelles lignes HT (63-90 kV) devaient être enterrées.

Suite aux tempêtes de décembre 1999, EDF a estimé que le passage de l'ensemble du réseau en souterrain nécessiterait plus de 60 années de travaux, pour un coût évalué à 400 GF. Selon le RTE, 3,2 GF ont été dépensés pour l'enfouissement des réseaux de transport entre 1995 et 1999.

La résistance des lignes aux aléas climatiques

L'enfouissement des lignes n'est pas le seul moyen de sécuriser les lignes. Face au risque de tempête, la résistance au vent des ouvrages aériens est un élément déterminant. Les tempêtes de décembre 1999 ont détruit 120 pylônes très haute tension (400 kV) : ce ne sont que 0,05 % environ du total (on compte environ 248.000 pylônes haute et très haute tension), mais qui ont mis environ 25 % des lignes 400 kV hors service.

Les pylônes auraient pu être construits avec des normes de résistance au vent plus élevées¹ : ils sont conçus pour résister à des vents de 150 km/h, et EDF

(1) Il existe en fait en France trois normes de résistance au vent applicables selon les zones : 150 km/h maximum dans les « zones de vent normal » (ZVN), 170 km/h dans les

estime que leur prix de revient unitaire (500 kF) serait multiplié par trois pour assurer une résistance à des vents de 200 km/h. Les normes plus strictes appliquées par exemple en Belgique ou en Allemagne, également touchés par la tempête ont porté leurs fruits lors de son passage, alors que les rafales ont souvent dépassé les 150 km/h.

Aujourd'hui, EDF n'envisage pas de relever la norme de résistance au vent de l'ensemble de ses pylônes, jugeant le programme trop coûteux : l'objectif, désormais dévolu au RTE, est de renforcer les pylônes aux endroits les plus exposés, à partir notamment des précieux enseignements tirés de la tempête sur les couloirs de vents, etc.

Le risque lié aux effets directs vent n'est d'ailleurs peut-être pas le plus important en cas de tempête : en décembre 1999, les dégâts causés par des chutes d'arbres ont été la principale cause d'avaries sur le réseau. Dans la plupart des cas, les couloirs protégeant les lignes passant en forêt étaient insuffisants, ou mal entretenus, etc. On a également constaté que sur le réseau basse tension, les lignes « fil nu » avaient moins bien résisté que les câbles torsadés, les quels n'équipent que 20 % du réseau (mais sont obligatoires pour les nouvelles lignes depuis 15 ans). Les seconds ont en particulier comme avantage de continuer à fonctionner au sol sans problèmes de sécurité majeurs.

Outre le vent et les chutes d'arbre, d'autres aléas liés aux conditions climatiques doivent être pris en compte (givre, neige, inondations), ainsi que les risques de glissements de terrain, etc. Le degré de sécurisation recherché dépend des risques pris en compte. Ainsi, le programme lancé par EDF en 1996 pour la sécurisation de la moyenne tension contre les risques naturels (vent, givre, neige collante) ne prenait en considération que les risques naturels d'une durée de retour inférieure à 20 ans, et les événements entraînant une coupure limitée à moins de 100.000 personnes.

L'acceptabilité et la saturation du réseau

Le risque lié aux conditions climatiques n'est pas le seul à prendre en compte. Le réseau de transport est également confronté, comme le parc de production, à une vulnérabilité aux mouvements sociaux. On a fourni plus haut des exemples d'attentats contre des pylônes qui illustrent ce risque.

« zones de vent fort » (ZVF), et 200 km/h dans les « zones à haute pression de vent » (très localisées). L'ensemble du territoire est en ZVN, seuls les franges côtières (Atlantique, Manche, Méditerranée) le couloir rhodanien et le Languedoc-Roussillon sont classés ZVF.

- Etude n° 7 -

Plus largement, le réseau de transport est confronté à un vrai problème d'acceptabilité, lié à son impact sur l'environnement. On lui reproche d'une part un impact évident sur les paysages – le territoire français est ainsi couvert de 250.000 pylônes, et beaucoup plus de poteaux électriques –, d'autre part un possible impact sur la santé¹ (perturbations dues à l'important champ électromagnétique).

Cette évolution crée des conditions extrêmement difficiles pour toute extension du réseau : d'ores-et-déjà, on estime qu'il est improbable que de nouvelles grandes lignes voient le jour en France.

Jusqu'à une période récente, le réseau parvenait, à coups de déclarations d'utilité publique, à s'étendre au gré des besoins de répartition de la production nationale sur le territoire et de la croissance des consommations. Mais l'échec, après de multiples procédures de consultation, concertation, etc. du projet dit « Boutre-Carros » (une nouvelle ligne haute tension destinée à alimenter la région enclavée du Nord de Nice), montre que le contexte a changé.

Le problème, exacerbé sur un grand projet tel que celui-là, n'est pas spécifique aux lignes haute tension intérieures. Il touche également les projets d'interconnexion avec l'étranger (notamment pour les liaisons au-dessus des Pyrénées ou des Alpes vers l'Espagne ou l'Italie), mais aussi au niveau local les réseaux de distribution².

Ainsi, le schéma de services collectifs de l'énergie³ (SSCE) préparé à l'automne 2000 prévoit que « *dans une perspective de croissance de la consommation et de la production, notamment de la production décentralisée, ainsi que d'ouverture du marché à la concurrence (...), le développement et l'adaptation des réseaux de transport électrique sont nécessaires pour assurer l'équilibre du système* ». Mais il indique que pour ce développement, « *chaque fois que cela sera possible, l'usage des couloirs existants, et l'augmentation de tension plutôt que la création de nouveaux couloirs, seront à privilégier* ». C'est la raison pour laquelle, pour préparer une future croissance de la demande – ou

(1) De nombreuses études contradictoires semblent exister sur ce point. La position officielle du Gouvernement s'est, depuis que cette controverse existe, invariablement appuyée sur des études infirmant l'existence d'un tel risque.

(2) On a ainsi vu il y a quelques années un village gagner un procès contre EDF qui avait installé, sans consulter la population, une nouvelle ligne – en aérien – de distribution. Toutefois, EDF n'a pas été contraint de retirer la ligne.

(3) DATAR, Schéma de services collectifs de l'énergie, document soumis à la consultation, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, automne 2000.

des échanges sur le réseau (notamment avec le développement des transits paneuropéens) –, le RTE s'applique à rechercher les moyens d'améliorer le « rendement » du réseau, c'est-à-dire d'augmenter sa capacité sans étendre les lignes : nouveaux conducteurs, nouveaux dispositifs électroniques d'équilibrage, câbles innovants à isolation synthétique de forte puissance, câbles à isolation gazeuse (azote sous pression).

3.3.4 - La vulnérabilité liée à la structure du réseau

Un réseau centralisé à l'extrême

Le principe de maillage du réseau sur le territoire a des conséquences très importantes en termes de sécurité : la redondance des équipements de production ou de transport, le degré de centralisation/décentralisation sont des facteurs fondamentaux pour l'évaluation de la vulnérabilité. Or les tempêtes de décembre 1999 ont démontré que des dommages infligés à 1 % environ seulement du réseau de transport et de distribution de l'électricité pouvaient avoir des conséquences extrêmement graves.

La structure du réseau est le fruit de l'histoire du développement électrique du pays. Le réseau est, selon l'expression employée par Jean Syrota¹, un « *monopole naturel local* », au sens où « *dans une zone déterminée, il n'est pas souhaitable, du point de vue de l'intérêt public, qu'il existe différents réseaux de distribution ou de transport d'électricité concurrents fonctionnant en parallèle* ». En France, contrairement à d'autres pays, c'est directement au niveau national que s'est exercé ce monopole.

Combinée au choix d'une production très centralisée, surtout depuis le lancement du programme électronucléaire, cette situation conduit à une concentration géographique extrême de la production nationale, notamment sur les lits de la Loire et du Rhône. Ceci confère une importance vitale au bon fonctionnement du réseau de répartition nationale, et notamment à l'interconnexion entre le Nord et le Sud. Les réseaux très haute tension et haute tension sont tellement importants dans un réseau centralisé comme le nôtre que, bien que le coût de la sécurisation soit moindre sur les réseaux basse et moyenne tension, les efforts en aval ne servent à rien sans sécurisation du réseau de répartition nationale et régionale et d'interconnexion.

(1) SYROTA, Jean, *op. cit.*

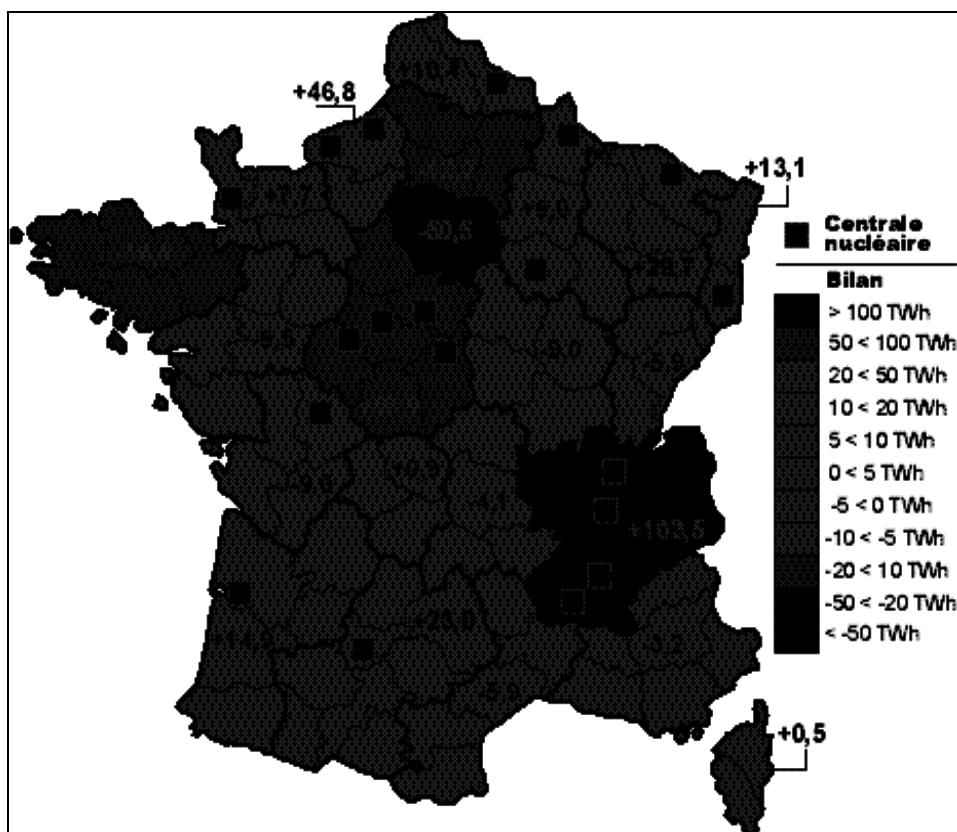
- Etude n° 7 -

La carte 5 illustre le phénomène de centralisation de la production causé par le choix nucléaire (et, dans une moindre mesure, le recours à l'électricité hydraulique), et surtout la nécessité d'une forte mutualisation de la production au niveau national : seules 4 régions sur les 22 que compte la France métropolitaine sont à peu près à l'équilibre dans leur bilan électrique¹ (production/consommation). La carte des régions excédentaires coïncide parfaitement avec celle des régions où sont implantées les centrales nucléaires². Ainsi, la région Rhône-Alpes, qui fournit un quart de la production nationale d'électricité connaît un excédent équivalent à un quart de la consommation interne d'électricité. À l'inverse, les régions non équipées en centrales sont déficitaires, parfois très fortement comme la région parisienne, qui produit moins de 15 % de l'électricité dont elle a besoin.

(1) En y incluant la Corse, qui se trouve de fait dans une situation d'autonomie pour sa production d'électricité.

(2) À l'exception de la région Poitou-Charentes, qui dispose de la centrale la plus récente du parc, Civaux, qui n'a pas encore passé l'étape de la mise en service industrielle (MSI). En 1997, la centrale n'était pas encore raccordée au réseau (son premier réacteur a été raccordé pour la première fois quelques heures le 24 décembre 1997).

Carte 5
« Bilan » électrique¹ par région 1997-1998, en TWh (1)



Source : d'après Observatoire de l'énergie, juillet 2000

(1) Avec l'équivalence usuelle au niveau international pour l'électricité :
1 MWh = 0,086 Tep

(1) Le bilan présenté est pour chaque région la différence $E_p - E_c$, où E_p désigne l'ensemble de l'électricité thermique plus hydraulique produite dans la région, et E_c l'ensemble de l'électricité primaire dans la consommation énergétique finale de la région (c'est-à-dire hors consommation d'électricité produite à partir de ressources fossiles ou de bois). Avec cette comptabilité, la France produit un excédent de 195,9 TWh. Les données utilisées pour les deux séries sont malheureusement issues d'années différentes (production : 1997, consommation : 1998). Aussi, les résultats figurent seulement des ordres de grandeur.

Maillage du réseau et bouclage des lignes

Sur la période 1973-1998, c'est-à-dire depuis le premier choc pétrolier et le choix nucléaire de la France, l'investissement pour le réseau de grand transport ne représente pas plus de 12 % des investissements totaux dans le transport et la distribution d'électricité. De plus, la faiblesse des pertes liées au réseau national se traduit par une relative absence de contrainte économique sur l'appel des centrales de production, c'est-à-dire sur la localisation respective des centres de production et de consommation.

L'option nucléaire a donc été pour la France, du point de vue du réseau, un choix de moindre coût – ce qui permettait, en retour, de réaliser les investissements coûteux nécessaires au programme d'équipement en centrales. La France, à travers notamment l'entreprise publique EDF, a ainsi pendant au moins deux décennies consacré l'essentiel de ses dépenses pour l'équipement électrique au secteur productif, au détriment du réseau de transport¹. Quant aux réseaux de distribution, ceux-ci étaient développés comme une fonction annexe et non principale de l'alimentation en électricité, sans effort spécifique de sécurisation. Les conséquences en sont aujourd'hui manifestes.

Concernant la redondance des lignes – la densité du maillage –, celle-ci a été développée en France essentiellement pour les réseaux national et régionaux. Au niveau de la très haute et de la haute tension, le réseau est globalement « bouclé », c'est-à-dire qu'en cas d'avarie sur une ligne il existe sur le réseau des chemins de « secours » pour alimenter les points situés en aval de la panne. Il existe cependant encore des points faibles à ce niveau, mais « *le programme d'EDF ne semble pas inclure (...) le renforcement a priori nécessaire du maillage du réseau pour diminuer la vulnérabilité assez nette de certaines parties du territoire* »².

En revanche, le bouclage des lignes n'est pas la règle au niveau de la moyenne ou de la basse tension. Ceci est pourtant techniquement possible : l'Allemagne, certes avec une densité de population supérieure, parvient à « boucler » la quasi-totalité de ses réseaux de distribution. On retrouve peut-être là un effet de

(1) Ce phénomène est notamment manifeste dans les années qui correspondent à l'appel massif de fonds pour le lancement du programme nucléaire : ainsi, pour le Conseil général des Mines (op. cit.), la répartition des avaries sur le réseau causées par la tempête montre la fragilité des ouvrages construits au milieu des années 1970, « une époque marquée par la croissance de la demande et la pénurie des moyens de financement ».

(2) Conseil général des Mines, op. cit.

la décentralisation du « monopole » en Allemagne, où plusieurs centaines de régions sont en charge de la distribution de l'électricité.

De la même façon, l'interconnexion des réseaux de distribution, qui permet la mutualisation de sources de production plus décentralisées, n'est pas mise en place sur le réseau français, alors qu'elle l'est, à des degrés divers, dans les pays voisins, à commencer une fois de plus par l'Allemagne.

Production déconcentrée et décentralisée

Le nucléaire, poussé à son niveau de développement actuel, a joué contre la diversification de l'offre, la décentralisation de la production et l'efficacité énergétique dans le domaine électrique. Ces trois axes apparaissent pourtant comme les plus adaptés dans une stratégie de diminution de la vulnérabilité au niveau de la production électrique :

- l'efficacité énergétique est le moyen le plus sûr de diminuer la dépendance, puisqu'elle revient à réduire le besoin en électricité pour un service équivalent ;
- la décentralisation de la production favorise un équilibrage plus fin entre les besoins et les demandes au niveau local, par rapport à la mutualisation d'une production très centralisée ;
- la diversification de l'offre est nécessaire pour réduire l'effet de dépendance inhérent à une logique mono-filière comme le « tout pétrole » ou le « tout nucléaire ». Cette diversification doit s'appuyer en priorité sur des moyens économes en ressources « épuisables » (afin de ne pas recréer une dépendance à une ressource) et d'un impact limité sur l'environnement (afin de réduire les problèmes d'acceptabilité), c'est-à-dire sur les énergies renouvelables et les filières de récupération (biomasse, biogaz, etc.).

La structure du parc de production d'électricité est marquée par une extrême redondance au niveau national, centralisé, doublée d'une faiblesse structurelle des moyens de production déconcentrés et décentralisés.

Une certaine « marge de sécurité » est nécessaire en termes de capacité de production. Il s'agit pour le système de production :

- d'une part, d'assurer un suivi de charge face à une demande très variable dans la journée et dans l'année, d'un bien difficilement stockable : même si les centrales hydrauliques constituent une forme de stockage d'un « potentiel électrique », le stockage de l'électricité déjà produite via les techniques existantes (batteries, volants d'inertie) est le plus souvent non économique aux conditions de coût du transport de l'électricité ;

- Etude n° 7 -

- d'autre part, de disposer d'une réserve de puissance pour faire face à l'arrêt programmé (par exemple pour rechargement en combustible) ou intempestif des équipements de production.

Toutefois, le parc français se caractérise, même en tenant compte de ces besoins, par une importante surcapacité : la puissance installée totale en France est de 102 GWe pour une pointe historique appelée de 72,4 GWe atteinte à la mi-janvier 2000 (soit, paradoxalement, juste après les tempêtes).

Mais il s'agit là pour l'essentiel de moyens extrêmement centralisés : à lui seul, le nucléaire représente 61,5 GWe, soit 60 % de la puissance installée. Le renforcement de la sécurité interne de l'approvisionnement électrique implique de développer une production déconcentrée (des moyens de moindre puissance alimentant le réseau de transport) et une production décentralisée (des moyens de faible puissance alimentant directement les réseaux de distribution).

Différentes solutions techniques, compétitives, existent pour raccorder des installations de puissance comprise entre quelques dizaines et quelques centaines de MW directement au réseau haute tension (donc sur les réseaux régionaux interconnectés) voire très haute tension (le réseau national). On peut citer, pour celles qui sont le plus développées dans d'autres pays, les cycles combinés au gaz naturel (CCGN) et la production en cogénération.

Ces installations pourraient notamment être développées en tenant compte des niveaux de charge actuels du réseau, pour diminuer le risque de surcharge en certains points ou effacer des problèmes de congestion. L'examen du programme de sécurisation par le Conseil général des Mines conclut que cette solution, qui n'est pas envisagée dans le programme actuel, pourrait renforcer la sécurité d'approvisionnement en favorisant « *une meilleure répartition géographique de la production par rapport aux points d'injection actuels de puissance sur le réseau* »¹.

Il est important de noter que ces solutions sont en général intrinsèquement compétitives : en effet, leur apport à la sécurité du réseau ne pourrait, à lui seul, justifier un surcoût lié à ces équipements, dans la mesure où, ponctuellement, pour la sécurisation « *le renforcement du maillage (...) sera nettement plus économique* ».

(1) Conseil général des Mines, *op. cit.*

Cette déconcentration de la production n'apporterait pas de solution aux problèmes situés en aval, sur les réseaux basse et moyenne tension. Or, la redondance est encore plus faible au niveau local : ainsi, lors des tempêtes, lorsque les pannes du réseau de transport ont fortement perturbé la mutualisation des moyens de production nationaux, les communautés locales auraient pu s'approvisionner, sur leurs réseaux de distribution, à partir de moyens de production locaux.

C'est d'ailleurs ce qui s'est fait, mais après une période de flottement, et pas partout : ces moyens n'étant pas disponibles « en réserve », il a d'abord fallu s'approvisionner en groupes électrogènes – EDF en a ainsi distribués plus de 7.000. La « ruée » observée sur les locations de groupes électrogènes témoigne surtout des lacunes dans la prise en compte de la sécurité d'approvisionnement au niveau local.

Plus généralement, la production décentralisée d'électricité reste à un niveau extrêmement faible en France. À titre d'exemple, la France affichait jusqu'en novembre 2000 un plan national d'équipement en éolien¹, Éole 2005, dont l'objectif était de disposer au total de 250 puis 500 MWe installés en éolien à l'horizon 2005, pendant que l'Allemagne développait en quelques années un parc de 6.000 MWe.

La surcapacité en moyens de production centralisés, associée à l'existence d'un réseau performant de mutualisation de ces moyens, est un premier obstacle puissant au développement de l'équipement décentralisé. Le système de tarification et de calcul des coûts constitue un second obstacle (voir plus loin). La mutualisation locale constitue pourtant un outil primordial de flexibilité du réseau et apporte par là-même une sécurité accrue par rapport à une mutualisation purement nationale. Mais elle implique en premier lieu une interconnexion des réseaux de distribution qui n'est pas réalisée sur le réseau français.

Les conditions de développement de la production décentralisée sont si difficiles qu'elles handicapent non seulement les filières renouvelables en voie de compétitivité, comme l'éolien, mais aussi celles qui peuvent être déjà compétitives comme la cogénération. Celle-ci, bien qu'utilisant les combustibles fossiles, représente pourtant un avantage en termes de sécurité par ses performances énergétiques. Or la France, alors même que les estimations de coût des pouvoirs publics concluent que « la cogénération apparaît comme une

(1) Le nouvel objectif, annoncé par Christian PIERRET en novembre 2000, est d'atteindre 5.000 MWe installés en éolien en 2005.

alternative économiquement intéressante à la production centralisée »¹, reste assez pauvre en installations de cogénération, avec 7.600 MW installés environ. Il semble toutefois que l'ouverture du marché de l'électricité crée un mouvement sur ce secteur, puisque 15 % de cette capacité installée, soit 1.200 MW, ont été installés² en 2000.

Il est important de préciser ici que le surcroît de sécurité lié à l'injection de moyens décentralisés dans le système n'est pas automatique, l'interaction entre le réseau national de production et de transport et les réseaux de distribution munis de leurs propres moyens de production étant source de problèmes. Ceux-ci se posent avec plus d'acuité dans une situation où, selon le Président du Syndicat des énergies renouvelables³, « *pour des raisons historiques, le réseau français a été conçu pour transporter du courant et pas pour en collecter. Il faut donc le renforcer et l'adapter à la production décentralisée* ». Ces problèmes, qui constituent notamment aujourd'hui « *un point de ralentissement du développement de l'éolien* », sont essentiellement les suivants :

- un système basé sur des sources décentralisées générant, en cas de pannes de celles-ci, un appel brutal au réseau est source de défaillances ;
- l'injection d'électricité produite en décentralisé est contraire aux « plans de tension » (la tension, sur le réseau, diminue avec l'éloignement du lieu de production) selon lesquels est organisé l'ensemble du réseau, y compris sa protection contre les surtensions ;
- les différents équipements décentralisés peuvent poser des problèmes de réactance ou de puissance de court-circuit, etc. (notamment les équipements de stockage, les piles à combustible, les micro-turbines) ; les convertisseurs électroniques existants peuvent corriger ces défauts mais fournissent une électricité de moins bonne qualité (onde, etc.) qui peuvent poser des problèmes au niveau des transformateurs... ;
- enfin, en cas de défaillance majeure, il est techniquement plus difficile (donc beaucoup plus long) de remettre en route un réseau qui s'est écroulé à partir de sources décentralisées.

L'intégration massive des sources décentralisées passe donc à terme par une modification profonde des structures du réseau, commençant par une

(1) Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (DIGEC), *Les « coûts de référence » de la production électrique*, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 1997.

(2) Selon le RTE, *Énergie électrique en France, 2000*, cette capacité est répartie sur une quarantaine de groupes de cogénération qui ont été raccordés au réseau en 2000 (30 % en 63 kV, 40 % en 90 kV, 30 % en 225 kV).

(3) André ANTOLINI, cité par *Énerpresse*, 16 février 2001.

interconnexion des réseaux de distribution organisant le regroupement de plusieurs sources décentralisées afin de mutualiser leur production ainsi que le risque lié à leur défaillance.

3.3.5 - La vulnérabilité renforcée par les usages

L'électricité, un besoin devenu vital

Les usages de l'électricité, ainsi que la relation même des usagers avec ce bien de consommation, se sont modifiés au cours du temps. Ces évolutions créent des tensions liées à l'inadaptation du système ancien à cette nouvelle donne. En effet, le mode d'organisation *« associant monopoles nationaux ou locaux, privés ou publics, et obligations de service public (...) apparaît caractéristique d'une époque où la priorité allait à la planification centralisée et à la concentration des moyens, en vue de réaliser au plus vite les outils nécessaires pour satisfaire une demande d'électricité en croissance forte et régulière, et non, comme aujourd'hui, à l'optimisation du prix d'un bien devenu abondant et partout disponible »*¹.

Notre besoin d'électricité est de plus en plus universel, au point que ce bien puisse être aujourd'hui considéré par certains comme un produit de première nécessité. Avec l'extension des usages de l'électricité, *« l'interruption d'approvisionnement est un risque d'une exceptionnelle gravité »*², au même titre que pour la nourriture. Bien que l'électricité ne constitue pas aujourd'hui la part la plus importante de notre consommation d'énergie, elle en est perçue comme la partie vitale.

La loi prise pour la transposition de la directive européenne sur l'ouverture du marché de l'électricité, explicitement centrée sur la notion de service public³, définit comme une mission de service public *« l'indépendance et la sécurité de la fourniture d'électricité et d'énergie, assortie de la planification à long terme et des interventions des pouvoirs publics nécessaires pour garantir la réalisation de cet objectif »*. Et elle introduit un *« droit à l'électricité »* en imposant un maintien minimum de la fourniture d'électricité pour tous.

(1) SYROTA, Jean, *op. cit.*

(2) CHARPIN, Jean-Michel, *op. cit.*

(3) Loi n 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

- Etude n° 7 -

L'augmentation de notre dépendance à l'électricité est issue de deux phénomènes : l'extension de ses usages captifs, et sa progression dans ses usages non captifs. L'électricité est en effet aujourd'hui la seule énergie possible pour un certain nombre d'usages, à commencer par l'éclairage, dits captifs ; elle peut aussi être utilisée pour des usages où elle entre en concurrence avec d'autres énergies, comme les applications thermiques. Or on assiste aujourd'hui à une progression de l'électricité sur les deux fronts. Les dangers de cette dynamique ont été révélés par les tempêtes de décembre 1999, puisque la coupure géante d'électricité n'a pas seulement plongé une bonne partie de la France dans le noir, mais l'a également privée, par endroits, de téléphone, d'eau courante ou bien sûr de chauffage.

L'extension d'usages captifs dépendants de la qualité de l'électricité

Concernant les usages captifs, la principale nouveauté est l'extension phénoménale, à tous les niveaux de la société, des usages liés à l'informatique et à l'électronique. Le développement de ces nouveaux usages, basés sur des appareils électroniques fortement sensibles aux variations de tension ou de fréquence, n'est intrinsèquement pas très gourmand en électricité – à condition toutefois que ceux-ci soient utilisés de façon économe, et notamment pas laissés en permanence en « veille » qui consomme une quantité non négligeable d'électricité.

En revanche, ce développement renforce de façon évidente le besoin d'une fourniture électrique de qualité : les problèmes de surtension, de micro-coupures, de qualité de l'onde peuvent avoir un impact de plus en plus important sur des services de plus en plus indispensables.

Aussi les problèmes de qualité de l'électricité deviennent des problèmes de sécurité. Ce besoin existe d'abord pour les industriels, dont le bon déroulement des processus de production en dépendent. Mais il se développe également dans le tertiaire et, de plus en plus, chez les particuliers. En conséquence, l'industrie électrique investit de plus en plus, aux différents nœuds du réseau, dans les équipements redondants qui permettent d'assurer la continuité et la qualité de la fourniture.

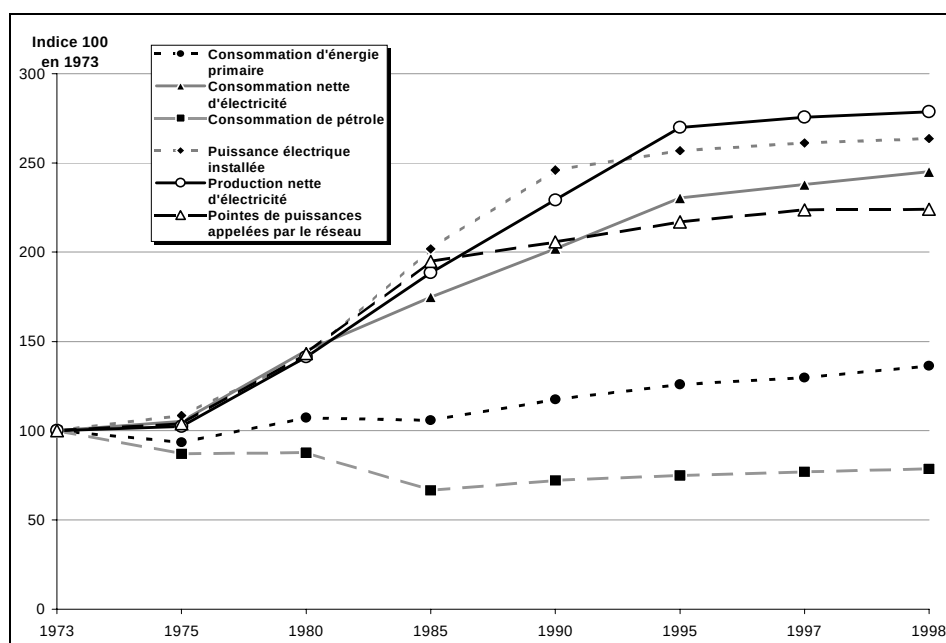
Le développement de l'électricité dans des usages non captifs

Le deuxième phénomène marquant est la part grandissante captée par l'électricité dans des usages non captifs. Il est illustré par le graphe 3, qui montre qu'entre 1973 et 1998, la consommation française d'électricité était

multipliée par 2,5 alors que la consommation d'énergie primaire n'était multipliée que par 1,4. Cette progression est due pour une part importante au développement de l'électricité pour les applications thermiques : chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation, etc. Sans être spécifique à la France, ce mouvement est fortement amplifié dans le pays par une politique déjà ancienne de promotion du chauffage électrique.

Déjà, au moment des chocs pétroliers, « la situation était aggravée en France par une forte croissance de la saisonnalité de la demande et des phénomènes de pointe, eux-mêmes liés à l'essor du chauffage électrique. Cet usage, dont EDF avait engagé la promotion quelques années auparavant, connaissait un fort développement, encouragé par des tarifs ne traduisant pas la réalité des coûts, et conduisant, de fait, à une subvention du chauffage électrique par d'autres catégories d'usagers » ¹.

Graphique 3
Evolution indicielle de la consommation finale d'électricité
en France 1973-1999



Source : WISE-Paris, 1999 (d'après Electricity information 1997, IEA, 1998 ; Mémento sur l'énergie, CEA, 1999)

(1) SYROTA, Jean, op. cit.

- Etude n° 7 -

Pourtant, cette politique s'est poursuivie après les chocs pétroliers, d'abord pour accroître l'indépendance énergétique en substituant l'électricité aux combustibles fossiles pour le chauffage, ensuite pour assurer un débouché à la production excédentaire du parc électronucléaire.

Ainsi, on équipait 1,6 % seulement des nouveaux logements en chauffage électrique dans les années 1970, et 72,2 % en 1987. Une des conséquences importantes est l'accentuation des pointes de demande : le rapport entre les pointes de puissance appelée maximales en été et en hiver est ainsi passé de 1,3 en 1952 à plus de 2 aujourd'hui. Cette situation contraste fortement avec la plupart des pays, où la pointe d'hiver a moins progressé – moins de chauffage électrique – tandis que celle d'été augmentait – climatisation –, l'exemple le plus marquant de cette évolution étant fourni par les États-Unis).

Ainsi, l'extension du recours à l'électricité pour des usages non captifs, en particulier les usages gourmands en énergie et saisonniers comme la thermie, est un facteur de double vulnérabilité :

- au niveau des usagers, il renforce la vulnérabilité à la rupture d'approvisionnement en créant un besoin plus important d'électricité, et augmente leurs difficultés en cas de rupture d'approvisionnement (qui lorsqu'elles sont liées à des aléas climatiques ont plus de chances de survenir en saison froide) en les privant de chauffage ;
- au niveau du réseau, en créant des risques supplémentaires de difficultés sur le réseau (voire d'effondrement si celui-ci est déjà fragilisé) par amplification des effets de pointe de la consommation hivernale d'électricité.

La sécurisation par les moyens de « secours »

Les tempêtes de décembre 1999 ont démontré l'ampleur des effets « en cascade » d'une panne d'électricité, et l'intérêt de disposer de groupes électrogènes, ou plus généralement de moyens de secours, pour palier à une panne du réseau.

Le rapport du Conseil général des Mines ¹ suggère ainsi d'encourager une démarche conjointe entre EDF et l'ADEME pour « *développer un modèle de maison robuste* », c'est-à-dire une maison disposant d'une autonomie renforcée pour faire face à des ruptures brutales et prolongées d'approvisionnement.

(1) Conseil général des Mines, *op. cit.*

« Il s'agirait d'examiner les différents types de consommation d'énergie électrique et, dans un esprit de maîtrise de la demande, de voir les possibilités d'étalement temporel des différentes consommations ainsi que les possibilités techniques et économiques d'une certaine autonomie en cas de crise (démarrage des chaudières, des gazinières, sauvegarde des congélateurs, éclairage...). Les capteurs photovoltaïques pourraient notamment trouver là un nouveau rôle en assurant une production très locale mais suffisante pour la plupart de ces fonctions de base ».

Ce concept est évidemment d'autant plus facile à mettre en place que les besoins « de base » de la maison dépendent moins de l'électricité : il est beaucoup plus facile de stocker ou de produire à partir de moyens alternatifs l'électricité nécessaire au redémarrage d'une chaudière au fioul que celle consommée par un chauffage électrique.

3.3.6 - Les effets sur la vulnérabilité de la structure du marché

Marché ouvert contre monopole

L'ouverture du marché européen de l'électricité s'accompagne d'un rétrécissement du périmètre contrôlé par le régulateur, doublé en France d'un abandon du monopole national sur l'électricité, dont les conséquences sur la sécurité du réseau doivent être examinées.

Selon l'AIE ¹, *« les industries électriques d'autres pays sont parvenues à concilier la concurrence avec une plus grande qualité et une meilleure fiabilité du service. Dans l'ensemble, les marchés concurrentiels se comporteraient plutôt mieux, et certainement pas moins bien, que les précédents marchés non concurrentiels ».*

Si les effets à court terme semblent positifs, avec à la fois un développement des échanges qui étend la mutualisation du risque de rupture d'approvisionnement, et une pluralité de l'offre qui peut favoriser la sécurité, la question doit surtout être posée pour le long terme ? La sécurisation des réseaux est en effet le fruit d'un équilibre complexe entre la production, les équipements de transport et de consommation qui se gère, en prévision et en réalisation de projets, sur une ou plusieurs dizaines d'années.

(1) AIE, octobre 2000, op. cit.

Or, un [utile « contre-exemple » de dérégulation ratée]¹ est venu très récemment démontrer les limites d'un marché totalement libéralisé sur ce point : la Californie, premier marché dérégulé des Etats-Unis (depuis 1996), connaît depuis plusieurs mois une crise profonde du secteur électrique qui s'est traduite, à partir de décembre 2000, par des interruptions et des restrictions de la fourniture d'électricité. Alors que la consommation augmentait fortement (+ 10 % pour l'année 2000), ni la capacité de production installée ni le réseau de transport – y compris les interconnexions avec les États voisins – n'ont suivi cette tendance. Cette évolution a produit une hausse des coûts qui n'a pu être reportée intégralement sur les prix, conduisant aujourd'hui les deux plus grands distributeurs d'électricité à la cessation de paiement – et à un projet de reprise du contrôle de l'État sur ces entreprises.

Différentes interprétations du phénomène sont possibles. Selon François Roussely², Président d'EDF, il ne faut « *pas le prendre comme la leçon de l'échec de la dérégulation* », mais la crise « *montre que le marché n'optimise pas les choix à long terme* » car les temps de retour sur investissement sont trop lents : il est selon lui de 15 ans pour une ligne 400 kV. Elle montre également aux politiques qu'il leur « *faut un peu de courage* » pour ne pas « *survaloriser les oppositions aux nouvelles lignes électriques* », très fortes en Californie, jusqu'à en « *oublier de laisser sa place à l'intérêt général* ».

Dans cette analyse, la sécurité du réseau passe par son extension parallèle à la croissance des besoins. On peut considérer à l'inverse que l'échec du système californien est de ne pas avoir su empêcher une telle hausse de la consommation, ni développé une production plus décentralisée exploitant notamment l'important potentiel en énergies renouvelables (éolien, géothermie,...) de la région.

Dans les deux cas, la solution semble résider dans une intervention plus forte du régulateur et de la puissance publique pour orienter les investissements et guider les choix du long terme. Mais dans le cas de la France, « *la multiplicité des rôles joués par l'État (actionnaire d'EDF, prescripteur du service public, régulateur en charge de l'électricité pour les [clients] captifs, etc.) et la divergence des objectifs associés à ces différentes fonctions risquent d'être*

(1) RÉVOL, Henri et VALADE, Jacques, *La sécurité d'approvisionnement en énergie de l'Union européenne, Rapport d'information au nom du Groupe d'études de l'énergie, Commission des affaires économiques et du Plan, Sénat, février 2001.*

(2) « *La stratégie internationale d'EDF* », Conférence de François ROUSSELY à l'Institut français des relations internationales (IFRI), Paris, 24 janvier 2001.

présentés comme des menaces pesant sur la transparence des processus de décision »¹.

Quoiqu'il en soit, l'analyse des événements de décembre 1999 conduit à une très grande prudence sur les « vertus » du modèle français : les tempêtes ont révélé un certain nombre d'insuffisances du réseau. Il semble que la sécurisation du réseau à un degré élevé n'a jamais constitué un objectif prioritaire, et même que les dépenses ont été réduites au-delà de la limite nécessaire pour « tenir » les normes lorsque les fonds étaient requis pour le programme d'équipement en moyens de production, notamment pour la construction du parc nucléaire.

Ce même programme est par ailleurs cause, comme on l'a vu, d'une vulnérabilité spécifique du système électrique français liée à la concentration de ses moyens de production.

La compétitivité du nucléaire

De plus, il faut noter que dans l'exemple californien c'est le déséquilibre entre production et consommation, en faveur de la seconde, qui en entraînant une tension sur les prix a provoqué la crise : or, si ce phénomène apparaît peu probable en France, celle-ci est exposée au risque inverse. En effet, la surcapacité actuelle crée un déséquilibre en faveur de l'offre, qui conjuguée à la création d'un marché concurrentiel devrait conduire à une baisse des tarifs : pour Jean Bergougnoux², Directeur général honoraire d'EDF, « *il est exact que [les prix de l'électricité] se sont effondrés, puisque la concurrence ne se faisait pas sur des coûts de développement à long terme, mais à partir d'une situation de suréquipement général en Europe* ».

Selon la Commission européenne, « *au sein de l'Union, on constate une baisse très importante des prix, surtout dans le domaine électrique (...). Cette baisse*

(1) CHAMPSAUR, Paul (Dir.) *La tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité et sur la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles*, Rapport du Groupe d'expertise économique pour le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, février 2000.

(2) Audition de Jean BERGOUGNOUX, compte-rendu dans LAJOINIE, André, *L'énergie, Rapport d'information présenté par la Commission de la production et des échanges, Assemblée nationale*, janvier 2001. Il précise au passage que « *c'est ainsi que les électriciens allemands, après s'être livrés à une concurrence acharnée sur les prix de court terme (...), ont décidé de procéder à des déclassements massifs de centrales pour s'adapter aux conditions du marché* ».

*est en moyenne de 25 % sur la période allant, grosso modo, de 1990 à 1998 (...) La tendance continue est à une baisse des prix. Toutefois, on constate que cette baisse est un peu plus marquée dans les pays qui ont libéralisé plus vite »*¹. Cette évolution touche cependant déjà la France : ainsi, la Commission de régulation de l'électricité s'est récemment félicitée² que les tarifs de l'électricité aient d'ores-et-déjà baissé de 8 % en 2000.

Une telle baisse pourrait rapidement poser des problèmes de compétitivité pour le parc nucléaire français, car les coûts de production du parc sont peu flexibles. Selon l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN)³, « *avec des variantes selon les pays, les principaux effets de la libéralisation des marchés sur les centrales nucléaires seront identiques, à savoir des pressions croissantes et persistantes pour abaisser les coûts de la production nucléaire* ».

La baisse des prix assurée par l'exploitant EDF⁴ pourrait se heurter à une limite : d'une part, la surcapacité est un frein à l'amélioration des coûts d'exploitation. D'autre part, la diminution des coûts du combustible passe par une révision des choix stratégiques nationaux en matière d'aval du cycle, ainsi que l'a montré le rapport Charpin-Dessus-Pellat⁵.

De plus, la pression concurrentielle qui s'exerce sur l'appareil de production nucléaire peut renforcer sa vulnérabilité en dégradant le niveau de sûreté des installations. L'AEN note ainsi que « *les réactions des exploitants à la concurrence peuvent soit profiter, soit nuire à la sûreté* ». Ainsi, « *certains*

(1) Audition de Marie-Christine JALABERT, représentante de la Commission européenne, compte-rendu dans LAJOINIE, A., op. cit.

(2) Conférence de presse du 14 février 2001 de Jean SYROTA, Président de la CRE, qui considère que « *les prix ont d'ores-et-déjà baissé, entre 8 % et 10 %, selon les "experts"* » (cité par *Énerpresse*, 15 février 2001).

(3) La réglementation de l'énergie nucléaire face à la concurrence sur les marchés de l'électricité, OCDE/AEN, Paris, 2001. Cet opuscule fait suite à un rapport plus complet consacré à L'énergie nucléaire face à la concurrence sur les marchés de l'électricité, OCDE/AEN, Paris, 2000.

(4) Selon Philippe TORRION, Directeur de la stratégie à EDF, « *depuis 1997, ses prix ont baissé en moyenne de 14 % en francs constants* ». Compte-rendu d'une audition parlementaire, in LAJOINIE, A., op. cit.

(5) CHARPIN, Jean-Michel, DESSUS, Benjamin, PELLAT, René, *Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire, Rapport au Premier ministre, La Documentation française, septembre 2000*. Cette étude montre en particulier que le retraitement-recyclage représente un surcoût global pour la filière de un à quelques pour cents (selon les scénarios de référence) par rapport au stockage direct du combustible irradié.

exploitants ont procédé à d'importantes réductions d'effectifs, emploient davantage de sous-traitants moins qualifiés et effectuent plus souvent les opérations de maintenance pendant l'exploitation ». Pour l'Agence, « dans le cas le pire, l'exploitant pourrait devenir incapable de gérer efficacement la sûreté des centrales ».

Enfin, l'ouverture du marché crée une césure entre le producteur et le gestionnaire du réseau qui peut également rendre le parc nucléaire plus vulnérable. Toujours selon l'AEN, *« dans une majorité de pays qui introduisent la concurrence sur les marchés de l'électricité, les producteurs seront déchargés de la responsabilité d'assurer la stabilité et la fiabilité du réseau (...). Pour les centrales nucléaires, une dégradation de la fiabilité du réseau crée des problèmes de sûreté car elle signifie une augmentation de la fréquence des dysfonctionnements du réseau et des pertes de l'alimentation électrique principale de la centrale ».*

Le coût de la sécurisation du réseau

Selon un avis de la toute nouvelle Commission de régulation de l'électricité ¹, *« dans les situations relatives à la sécurisation, le paramètre clé de la méthode est la valorisation de l'énergie non distribuée ».* Ce critère est en effet le principal déterminant de l'évaluation des dommages causés par une coupure : les coûts de réparation du réseau sont directement calculables, mais l'électricité non distribuée (END) a un coût réel difficile à appréhender.

Pour le Conseil général des Mines ², qui évalue à 35 à 40 GF (ou 15 à 20 GF après actualisation à 4 %, sur la base d'une durée de retour de l'évènement comprise entre 50 et 100 ans) le coût des dommages liés aux défaillances sur le réseau en décembre 1999, *« c'est à l'intérieur d'une telle enveloppe que devrait se situer un programme de sécurisation visant à éviter la plus grande part de ces dommages en cas de nouvel évènement semblable ».* Ceci ne couvre qu'une faible partie d'un programme de sécurisation « totale », où l'on envisagerait par exemple l'enfouissement global du réseau moyenne et basse tension, qui s'élève à plusieurs centaines de milliards de francs.

(1) Avis rendu par la Commission de régulation de l'électricité (CRE) sur le programme de financement du RTE pour le réseau de transport de l'électricité, février 2001.

(2) Conseil général des Mines, op. cit.

- Etude n° 7 -

Mais le rapport du Conseil juge trop coûteux d'aller plus loin car « *la rentabilité pour la collectivité d'un franc investi, en termes de risque évité, décroît fortement, particulièrement lorsqu'on arrive au niveau de la basse tension* ».

En d'autres termes, le coût d'un nouveau kWh non distribué évité augmente avec l'effort déjà réalisé. La sécurisation, qui revient à un coût consenti pour éviter une END, doit donc trouver un niveau optimal au-delà duquel les efforts deviennent contre-productifs sur le plan économique. On peut toutefois émettre de nombreuses réserves sur l'évaluation basse du coût des dommages à prendre en compte pour dimensionner les efforts de sécurisation :

- tout d'abord, il est fondé sur une évaluation des dommages internes à EDF ainsi que des dommages pour la collectivité qui sont tous deux calculés par l'exploitant du réseau. Ainsi, le calcul est basé aux quatre cinquièmes (la part des dommages externes dans le total) sur un coût de l'END évalué unilatéralement par EDF. Ces études, qui « *mériteraient sans doute d'être validées* » selon le rapport du Conseil général des Mines, aboutissent à un coût de l'END de 60 F/kWh, alors que le même rapport signale que « *pour motiver davantage ses centres de distribution dans la sécurisation du réseau contre les risques naturels, EDF retient une valeur maximum de l'END de 130 F/kWh* » pour les risques jugés non exceptionnels ;
- la quantité d'électricité non distribuée lors de la tempête aurait pu, à événement égal, être beaucoup plus importante : non seulement l'évènement s'est produit au « bon moment », dans un creux de consommation, mais surtout la combinaison de ce creux conjoncturel avec la perte de consommation due aux coupures a peut-être joué un rôle décisif dans le maintien de l'équilibre production-consommation sur le réseau national. Les tempêtes auraient par ailleurs pu affecter plus directement les lignes vitales pour l'interconnexion nord-sud. Ces événements auraient pu provoquer un effondrement beaucoup plus lourd du réseau ;
- enfin, le risque à prendre en compte reste défini de façon restrictive : d'une part, la durée de retour envisagée pour un événement du même type, élevée au regard de l'histoire, peut être faible dans le contexte du réchauffement climatique en cours. D'autre part, la probabilité, plus forte une série d'évènements climatiques moins exceptionnels et moins graves, mais dont les effets accumulés au cours du temps peuvent prendre une grande importance, n'est pas prise en compte dans ce calcul.

Il faut par ailleurs considérer les autres moyens existants que la consolidation du réseau pour renforcer sa sécurité. Certains de ces moyens, tels que la diversification, l'efficacité énergétique, la maîtrise de la demande ont un bilan coût/avantage dont les avantages de sécurisation ne sont qu'un élément parmi

d'autres : ils peuvent apparaître, de ce point de vue, moins coûteux que les solutions techniques de renforcement du réseau de lignes électriques.

Le coût de l'accès au réseau

En théorie, « *quand l'éligibilité (...) concernera le consommateur domestique, pourront se développer au niveau décentralisé les nouveaux moyens de production d'électricité du type : cogénération, turbine à gaz, hydraulique de petite taille, qui pourront bénéficier des économies du réseau, constituant de ce fait une nouvelle étape dans la sécurité d'approvisionnement* »¹. Cette évolution dépend en pratique des conditions offertes pour le coût d'accès au réseau dans différentes situations. De ce point de vue, la situation française s'est par le passé montrée défavorable au développement de solutions décentralisées.

Le service public de l'électricité est fondé en France sur la péréquation, c'est-à-dire l'application d'un tarif unique en tous les points du territoire. Dans ce contexte, l'opérateur unique du réseau calcule des coûts moyens de la fourniture d'électricité et d'accès au réseau. On compare ainsi, lorsqu'on examine un projet décentralisé, le coût réel de cette solution au coût moyen du transport, la plupart du temps au bénéfice du second alors que dans certains cas le coût réel du transport à partir d'un réseau centralisé existant est en fait plus élevé que la solution alternative.

Ce point fait l'objet d'une vive critique de la part de l'AIE², qui dénonce le caractère selon elle « *fondamentalement vicié* » de la péréquation tarifaire appliquée à l'énergie, alors que « *les clients devraient payer ce qu'il en coûte à la société de leur livrer des biens et services, soit un montant susceptible de varier beaucoup, notamment en ce qui concerne les énergies en réseau* ». Le rapport Champsaur³ introduisait déjà cette critique : « *en théorie une tarification idéale devrait (...) aboutir à une différenciation spatiale et temporelle des prix de l'électricité, reflétant les contraintes de capacité des équipements de production et celles du réseau. (...) Les tarifs d'utilisation des réseaux devraient (...) comporter dès le départ un « zonage » des tarifs d'injection (et aussi d'ailleurs de soutirage), incitant les producteurs à intervenir pour réduire les déséquilibres des zones tels qu'ils existent, par exemple, dans la région niçoise* ».

(1) RÉVOL, H. et VALADE, J., *op. cit.*

(2) AIE, *op. cit.*

(3) CHAMPSAUR (Dir.), *op. cit.*

- Etude n° 7 -

Sans entrer dans ce débat, on peut simplement constater que la péréquation, appliquée sur le mode actuel par un opérateur central, ne favorise pas les solutions plus économiques de production décentralisée là où la desserte est la plus chère, où les solutions de stockage lorsqu'elles pourraient s'appliquer, ni enfin les mesures locales d'efficacité énergétique.

L'AIE suggère, afin d'aménager le système pour permettre le développement des énergies renouvelables, de limiter la péréquation des tarifs aux services de réseau assurés par les réseaux de distribution interconnectés existants. Mais dans la pratique, la plupart des réseaux de distribution ne sont pas interconnectés, ce qui constitue un frein supplémentaire à l'implantation de moyens de production décentralisés en empêchant leur mutualisation au niveau local.

On peut de plus noter que la fin de l'application de la péréquation tarifaire est implicitement contenue dans les tarifs plus bas consentis par EDF aux clients industriels, le coût de la fourniture à ces clients étant plus faible (ils ont des meilleurs facteurs de charge, consomment à des tensions plus élevées avec moins de pertes en ligne, etc.). Ceci comporte un risque économique supplémentaire : la mutualisation des coûts (le principe de la péréquation) s'opère sur une base d'usagers moins larges.

Les efforts, par définition décentralisés, de sécurisation du réseau de distribution, qu'il s'agisse d'interventions sur le réseau lui-même ou d'efforts liés à l'offre (production décentralisée) ou à la demande (maîtrise de l'énergie) sont pris en charge par les collectivités concédantes et l'exploitant du réseau (dans 95 % des cas EDF). Ces travaux sont généralement financés en partie via le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE), alimenté par des charges prélevées sur les distributeurs.

Le rapport d'évaluation du Conseil général des Mines ¹ conclut très clairement que ce dispositif « *conduit à subventionner très fortement les usages thermiques de l'électricité au détriment d'une politique efficace de maîtrise de la demande d'électricité et de recours à des énergies alternatives, notamment les ENR* ». Ainsi, en 2000, le FACE a contribué pour 65 % à des travaux représentant un budget total de 3.070 F, dont 75 MF seulement pour le programme « MDE-ENR » (maîtrise de la demande électrique et énergies renouvelables).

(1) Conseil général des Mines, *op. cit.*

Pourtant, le même rapport indique que « *le coût très rapidement croissant pour la collectivité d'une distribution convenablement sécurisée en milieu rural dispersé, devrait impliquer de la part des collectivités concédantes, soutenues par l'État, une action beaucoup plus vigoureuse qu'aujourd'hui de maîtrise de la demande d'électricité (MDE)* ».

3.3.7 - Problèmes de vulnérabilité liés à l'interconnexion

L'interconnexion des réseaux européens s'est développée dès après la seconde guerre mondiale pour favoriser un secours mutuel entre pays et optimiser au niveau européen la gestion du parc de production électrique dans ses différentes composantes. Le développement de systèmes automatisés, la normalisation des équipements et des procédures d'exploitation, etc. ont progressivement permis d'interconnecter l'ensemble de la partie continentale de l'Europe (les pays de l'UCTE), avec des connexions vers les autres réseaux européens (Royaume-Uni, NORDEL), et plus loin vers l'Europe de l'Est et le Maghreb.

L'ouverture du marché européen de l'électricité implique aujourd'hui un renforcement de ce système : « *la construction d'un réseau européen intégré est la condition du développement d'un marché européen propre à améliorer à la fois la concurrence et la sûreté d'approvisionnement et de fonctionnement* »¹. En effet, les échanges, pour l'instant limités à des mesures de « dépannage » exploitant par exemple les phénomènes de décalage des heures de pointe pour la consommation dans les différents pays, devraient se développer assez rapidement.

La France, de par sa position géographique privilégiée au sein de l'Europe, occupe une place particulière dans ce dispositif. Elle y joue de plus un rôle prépondérant en tant que premier pays exportateur d'électricité en Europe, puisqu'elle réalise à elle seule 40 % des exportations d'électricité des 15 pays membres de l'UCTE.

Deux problèmes essentiels ne sont pas aujourd'hui réglés. Le premier est la prise en charge et le recouvrement des coûts de transit d'électricité et des « flux de bouclage » qu'impliquent les transactions internationales. Ces coûts ont jusqu'à présent été considérés comme une contrepartie aux avantages de

(1) Commission de régulation de l'électricité, La CRE dresse un premier bilan encourageant de l'ouverture du marché français de l'électricité, Communiqué de presse du 14 février 2001.

- Etude n° 7 -

l'interconnexion ne donnant pas lieu à facturation, mais l'augmentation régulière des échanges internationaux remet ce principe en question ¹.

Le second est le traitement des congestions. Aujourd'hui, les phénomènes de congestion du réseau aux points transfrontaliers ne sont pas rares. Au cours de l'été 1999, par exemple, les flux physiques à travers la Belgique ont été jusqu'à 6 fois supérieurs aux prévisions pourtant actualisées quotidiennement, ce qui a conduit au refus de plusieurs transactions ².

Une étude réalisée pour la Commission européenne ³ propose la distinction entre deux types de congestion : d'une part les congestions occasionnelles, dont la résorption est possible via une « *réorganisation coordonnée des plans de production dans les pays concernés* ». D'autre part les goulets d'étranglement structurels liés à l'insuffisance des interconnexions internationales au niveau des réseaux existants.

Quatre des « goulets » recensés en Europe concernent directement la France, dans le sens de ses exportations : selon la CRE ⁴, « *si les connexions vers la France permettent un accès sans restriction au marché français, les liaisons depuis la France sont congestionnées avec les « péninsules électriques » (...), limitées avec le nord, et de faible capacité et archaïques avec l'est de l'Europe* ». Les problèmes les plus cruciaux se posent au niveau des interfaces avec l'Espagne et avec le Royaume-Uni, des interconnexions à travers les Alpes et de la zone Belgique et Pays-Bas. La France est un point de passage obligé pour l'accès aux marchés ibérique (Espagne plus Portugal) et britannique, et un point privilégié vers le marché italien.

L'existence de tels goulets, et la difficulté à les résorber par l'installation de nouveaux moyens de transport, peut générer des contraintes fortes pour le réseau français à mesure que le transit international se développera.

(1) La France, principale exportatrice d'électricité en Europe, s'oppose par exemple aujourd'hui à la Belgique et à l'Allemagne, qui proposent un système de taxation des exportations de courant au niveau des interconnexions transfrontalières.

(2) Cité par BONNET, Jean-Philippe, [La régulation du système électrique européen : le « processus de Florence »], *Énergie et matières premières*, n° 12, 2ème semestre 2000.

(3) HAUBRICH, J.-H. & FRITZ, W., *Cross-Border Electricity Transmission Tariffs – Final Report*, avril 1999.

(4) Commission de régulation de l'électricité, *Progresser vers un marché intérieur européen de l'électricité*, Document distribué à la presse, 14 février 2001.

Par ailleurs, l'ouverture à l'Est, si elle peut apparaître intéressante pour mutualiser sur un territoire plus vaste encore les moyens de production et les risques, ne va pas sans problèmes de sécurité, non résolus actuellement, au niveau de la qualité de l'électricité. Ainsi, le courant délivré par les pays de l'ex-URSS peut connaître des variations en fréquence allant jusqu'à 1 ou 1,5 Hz, alors que le réseau français ou européen ne tolère que de très faibles écarts, de l'ordre de quelques dixièmes de Hz, autour de la valeur standard 50 Hz (les écarts de fréquence sont de plus en permanence « rattrapés » grâce à des dispositifs de synchronisation).

4. Sécurité interne de l'approvisionnement en hydrocarbures

Bien que ceux-ci représentent la majeure partie de notre consommation d'énergie, il nous a semblé moins utile d'approfondir la question de la sécurité interne de l'approvisionnement en hydrocarbures. Les enjeux liés à cette sécurité ne sont pas négligeables, mais ils apparaissent dans l'ensemble moins complexes et moins profonds que ceux liés à la fourniture d'électricité.

D'autre part, la situation actuelle des marchés pétroliers et gaziers en France est différente de celle du marché électrique, caractérisé avant son ouverture par un quasi-monopole de la production et de la distribution, combiné par une « saturation » en termes de clients. Ils sont globalement plus ouverts à la concurrence :

- sur le marché du gaz, bien qu'on retrouve dans ce secteur le même double monopole que pour l'électricité, il existe une importante clientèle potentielle puisque la desserte gazière ne couvre pas aujourd'hui l'ensemble du territoire ;
- le marché des produits pétroliers est quant à lui depuis longtemps ouvert à la concurrence, et plusieurs groupes se partagent aujourd'hui l'activité d'approvisionnement, de raffinage et de distribution sur le réseau français.

Dans ces conditions, les questions de sécurité interne se rapprochent, plus que pour l'électricité, des intérêts industriels et stratégiques des acteurs de ces deux secteurs. Aussi, l'information disponible est moins abondante et plus parcellaire.

Pour ces deux raisons, on se limitera dans cette partie à des remarques d'ordre plus général, sans entrer dans le même détail d'analyse qu'on l'a fait pour l'électricité.

4.1 - L'approvisionnement en hydrocarbures

4.1.1 - Production nationale et importations

Le pétrole et le gaz représentaient en 1998, selon l'Observatoire de l'énergie ¹, respectivement 99,1 Mtep (39,7 %) et 34,1 Mtep (13,7 %) dans la consommation française d'énergie primaire, évaluée à 249,4 Mtep dont 232,3 Mtep pour des usages énergétiques.

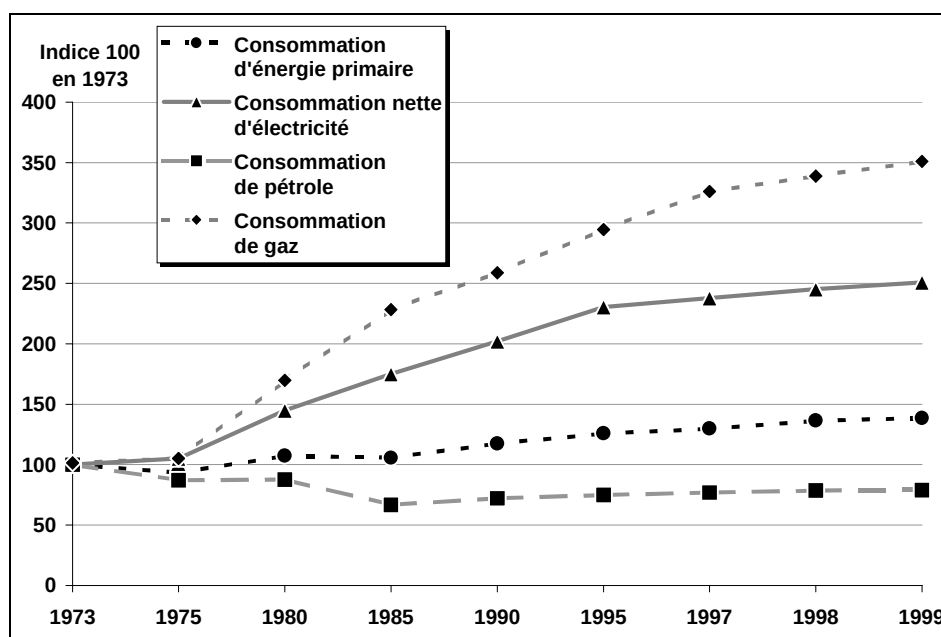
Les hydrocarbures occupent donc dans cette comptabilité, qui surévalue pourtant l'apport de l'électricité primaire, une part supérieure à 50 %. Cette part est en fait, si l'on se rapporte au système international de comptage, de 75 % – 55 % pour le pétrole et 20 % pour le gaz.

La France dépend presque exclusivement des importations pour ces ressources. Avec des réserves estimées fin 1997 à 13 millions de tonnes de pétrole brut, 1,2 millions de tonnes de liquides de gaz naturel et 14 milliards de m³ de gaz naturel économiquement exploitable, elle ne dispose que d'environ 1/10.000ème des réserves mondiales de combustibles fossiles. La France ne produit, en ordre de grandeur, que respectivement 2 % et 5 % du gaz et du pétrole qu'elle consomme.

Cette forte dépendance a donné lieu, suite au premier choc pétrolier, à une politique volontariste de réduction de la consommation de pétrole. Celle-ci a effectivement baissé jusqu'en 1985, notamment grâce à une forte progression de l'électricité (secteur où parallèlement le nucléaire remplaçait le fioul), ainsi que le montre le graphe 4. Toutefois, depuis 15 ans la consommation de pétrole progresse à nouveau, tirée en particulier par le secteur des transports. Parallèlement, la France a fortement accru sa dépendance au gaz, dont la consommation a plus que triplé entre 1973 et aujourd'hui.

(1) C'est-à-dire selon les chiffres du Secrétariat d'État à l'industrie, qui utilisent le « coefficient officiel de conversion » de la France pour l'électricité, soit 0,222 Tep/MWh au lieu des 0,086 Tep/MWh utilisés dans les statistiques internationales.

Graphique 4
Evolution indicielle de la consommation d'énergie, d'électricité,
de gaz et de pétrole en France, 1973-1999



Source : d'après Observatoire de l'énergie, 1992 et DGEMP, 1998-1999

Les importations de pétrole ont sensiblement diminué en une trentaine d'années : ainsi, la France a importé 90,5 millions de tonnes (Mt) en 1998 pour ses besoins propres, contre 134,8 Mt en 1973. La sécurité d'approvisionnement se trouve également renforcée par une diversification : le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord, d'où provenaient 85 % des importations en 1973, n'en représentent plus que 51 % en 1998, la mer du Nord s'étant imposée comme une source importante (32 %).

Les importations de gaz ont connu une évolution contraire, progressant d'environ 7,5 MTep en 1973 à 30,1 MTep en 1998, cependant que la production nationale chutait de 6,3 à 1,8 MTep. Là aussi les sources se sont diversifiées : l'Algérie représente 24 % de la fourniture en 1999, contre 28 % en 1973, mais les Pays-Bas qui fournissaient 82 % des importations de gaz françaises en 1973 sont tombés à 12 % ; la Russie (28 %) et surtout la Norvège (31 %) se sont imposées comme sources d'approvisionnement privilégiées.

- Etude n° 7 -

Le risque de rupture d'approvisionnement lié à cette « dépendance » est une préoccupation majeure. Toutefois, son influence sur les décisions de politique énergétique intérieure est telle qu'il convient de l'évaluer au plus juste. Pierre Gadonneix, Président de GDF, déclarait récemment¹, à propos de l'Algérie et de la Russie, que dans la mesure où ces pays n'ont « *jamais interrompu la fourniture ces trente dernières années pour des raisons politiques* » et où la vente de gaz constitue pour chacun d'eux la plus grande source de revenus en devises, on peut se demander « *qui est le plus dépendant ?* » aujourd'hui.

La livraison aux frontières françaises de gaz ou de produits pétroliers n'est que le premier maillon de la chaîne d'approvisionnement. La sécurité du système intérieur de stockage, transformation, transport et distribution est également fondamentale pour garantir la continuité de la fourniture.

4.1.2 - La question du stockage

La sécurisation de l'approvisionnement en hydrocarbures repose en particulier sur une problématique spécifique de stockage. Contrairement à l'électricité, les hydrocarbures peuvent en effet être stockés dans des installations (sites naturels ou constructions) plus ou moins grandes sur le territoire.

« *Pour les hydrocarbures, caractérisés par des importations croissantes, il convient de prévoir un dispositif renforcé de stocks stratégiques et également de prévoir de nouvelles routes d'importation* »². Le stockage présente effectivement un intérêt stratégique : il permet de constituer des réserves pour se prémunir contre le risque de rupture d'approvisionnement. Il est également particulièrement utile pour la gestion de la continuité d'approvisionnement en fonction d'une demande variable. Il joue donc en grande partie le même rôle que le parc de production électrique, notamment avec le parc installé pour les besoins de pointe.

Dans la première perspective, les stocks sont d'autant plus utiles qu'ils sont partagés par une communauté plus grande : il est donc naturel de centraliser le stockage. Aujourd'hui, la Commission européenne envisage que le dispositif de stocks pétroliers soit renforcé par leur « communautarisation », et que ce mécanisme soit étendu aux stocks de gaz naturel.

(1) Colloque IENA sur la politique énergétique, Conseil économique et social, 8 février 2001.

(2) REVOL, H., VALADE, J., *op. cit.*

Dans la seconde logique, il est au contraire utile, pour une flexibilité maximale de la gestion, de disséminer la capacité de stockage sur le territoire. En effet, les hydrocarbures n'entrent que par un nombre limité de points sur le territoire, et la tendance naturelle est de concentrer les stockages autour de ces points ou des grands axes du réseau de transport national, privant de nombreuses régions de capacités de stockage propres.

4.2 - La sécurité interne de l'approvisionnement en produits pétroliers

4.2.1 - L'organisation du secteur

Contrairement aux secteurs électriques et gaziers, l'industrie pétrolière est aujourd'hui totalement privatisée : les deux plus grandes compagnies françaises du secteur, Total et Elf, ont été privatisées en 1996 et ont fusionné en 2000 pour former la quatrième compagnie pétrolière mondiale en termes de chiffre d'affaires, mais aussi la cinquième en termes de réserves pétrolières.

Les points d'approvisionnement

Une faible partie du pétrole consommé par la France est produit sur son territoire. Le pétrole brut est extrait pour 55 % de la région Aquitaine et pour 34 % d'Île-de-France. La production française connaît une baisse régulière : avec 1,6 millions de tonnes de pétrole brut produit en 1999, cette baisse est de 10 % par rapport à 1998.

Les importations de pétrole brut sont acheminées par bateau dans 4 ports, dont le principal est le complexe de Marseille - Fos-sur-Mer qui représente à lui seul 46 % de cette activité (voir le tableau 15). Le trafic de produits raffinés, deux fois et demi moins important que celui de pétrole brut, est réparti entre 12 ports, dont les trois plus gros (qui traitent également le pétrole brut) regroupent environ 60 % de l'activité.

Tableau 15
Activité des ports français pour le trafic de produits pétroliers (1998)

	Importations de pétrole brut (millions de tonnes et %)		Trafic de produits raffinés (millions de tonnes et %)	
Bayonne	—		0,43	1,0 %
Bordeaux	—		3,47	8,5 %
Brest	—		0,93	2,3 %
Dunkerque	7,33	7,1 %	4,46	10,9 %
La Rochelle	—		2,44	5,9 %
Le Havre	37,00	35,7 %	5,21	12,7 %
Lorient	—		0,88	2,1 %
Marseille Fos	48,33	46,6 %	9,44	23,0 %
Nantes	10,99	10,6 %	5,05	12,3 %
Port-la-Nlle	—		1,50	3,7 %
Rouen	—		6,10	14,9 %
Sète	—		1,13	2,8 %
Total	103,65	100 %	41,04	100 %

Source : d'après UFIP, 1999

La France raffine la majeure partie du pétrole qu'elle consomme. Elle dispose de la capacité de traitement correspondante, avec 13 raffineries essentiellement concentrées près des ports d'acheminement. Celles-ci ont traité 83,4 millions de tonnes de pétrole brut en 1999, soit 9 % de moins qu'en 1998, pour une production nette de 77,4 millions de tonnes.

Le transport du pétrole

Le transport du pétrole utilise, contrairement au gaz et plus encore à l'électricité, des modes extrêmement divers. La flotte pétrolière française comprend 15 pétroliers au long cours pour un tonnage de port en lourd de 4,5 millions, auxquels s'ajoutent 31 caboteurs, 8 navires stationnaires et 7 gaziers.

Les pipelines sont utilisés pour le transport terrestre massif de pétrole brut ou de produits raffinés. La France compte différents réseaux d'oléoducs destinés à alimenter le territoire, en particulier les centres principaux de consommation, et à réaliser une interconnexion avec les réseaux d'oléoducs des pays voisins.

Le transport de pétrole brut par pipeline s'est réparti en 1999 entre 21 millions de tonnes pour le réseau Sud-Européen, qui domine largement cette activité, 0,5 million de tonnes pour le réseau Parentis-Ambès, 4,1 millions de tonnes pour le réseau Ile-de France.

Le transport de produits pétroliers raffinés par pipeline s'est réparti en 1999 entre 20,7 millions de tonnes pour le réseau Trapil, 9,6 millions de tonnes pour le réseau Ile-de-France et 0,9 million de tonnes pour le réseau SPMR.

Les produits raffinés sont également transportés par voie ferroviaire (plus de 5.000 wagons réservoir totalisant une capacité de transport de 422.000 m³) ou transport routier (plus de 7.000 tracteurs affectés au transport de produits pétroliers, 7.300 semi-remorques et 4.800 camions citernes).

Le tableau 16 indique la répartition du transport par mode. Il montre en particulier la part très importante qu'occupe le transport routier. Cette situation s'explique par l'absence d'infrastructures de transport par pipeline dans certaines parties du territoire. Des régions entières, comme l'Auvergne, ne sont alimentées que par le rail ou la route.

Tableau 16
Répartition entre les divers modes de transport des produits pétroliers
en France, 1997-1998

	1997	1998 (estimations)
Oléoduc	41,5 %	41,7 %
Route	31,5 %	31,7 %
Canalisations	9,0 %	9,0 %
Réseau ferré	8,6 %	8,4 %
Cabotage	5,4 %	5,4 %
Canaux	4,0 %	3,8 %
Total	100 %	100 %

Source : UFIP, 1999

Ce problème semble aujourd'hui bien pris en compte dans le nouveau Schéma de services collectifs de l'énergie, qui affirme : « *le transport par oléoducs, chaque fois qu'il peut être substitué au transport routier, constitue une option particulièrement valable pour le long terme. Il contribue en effet à accroître la sécurité, du transport comme de l'approvisionnement, à augmenter l'efficacité énergétique et à diminuer les émissions polluantes* ».

- Etude n° 7 -

L'intérêt des pipelines en termes de sécurité, ou de vulnérabilité aux mouvements sociaux, a été clairement démontré lors du « blocus » exercé sur les dépôts par les transporteurs routiers en septembre 2000. En effet, si une région comme l'Île-de-France n'a pas connu de pénurie, c'est essentiellement parce qu'elle est principalement alimentée par un bon réseau d'oléoducs.

Les capacités de stockage

La France dispose d'une importante capacité de stockage. D'une part, les capacités de stockage en raffinerie atteignent 22,5 millions de m³ pour le pétrole brut et les produits intermédiaires, et 12,3 millions de m³ pour les produits finis. D'autre part, le réseau des dépôts de stockage de produits finis de capacité supérieure à 400 m³ représentait fin 1998 un total de 306 dépôts, avec une capacité totale de 13 millions de m³.

Selon l'Union française des industries du pétrole ¹, « *en fin d'année 1999, les stocks physiques effectifs détenus par la profession pétrolière (raffineurs, distributeurs et SAGESS) atteignaient 20,16 millions de tonnes* », ce qui représente en ordre de grandeur un peu moins d'un quart des besoins nationaux pour une année.

Le régime de stocks « stratégiques » a été mis en place après le premier choc pétrolier sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Selon ce programme, le seuil de déclenchement pour le recours aux stocks prévu en cas de rupture d'approvisionnement réelle ou imminente est celui d'un manque de ressources à hauteur de 7 %. En France, l'obligation de stockage stratégique est notamment prévue par la loi n° 92-1443 du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier.

Le Schéma de services collectifs de l'énergie fixe un objectif plus précis, qui étend au niveau des régions la logique existante au niveau national. Il constate que, « *confrontés à des impératifs de rentabilité dans un marché libéralisé, les opérateurs pétroliers ont eu tendance, ces dernières années, à fermer des dépôts de produits raffinés et à diminuer les capacités existantes* », malgré l'action de deux structures para-publiques, le Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP) et la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité.

(1) Information diffusée sur le site Internet de l'UFIP.

En fait, « si l'on veut assurer partout la sécurité d'approvisionnement et la continuité de la distribution, il convient de relayer au niveau local le CPSSP, auquel a été fixé l'objectif de disposer, dans chaque région administrative, d'un stock d'au moins 10 jours de consommation de supercarburant sans plomb et de 15 jours de gazole/fioul domestique ».

Le réseau de distribution

Le réseau de distribution est constitué de l'ensemble des points de vente de combustibles pétroliers et de carburants qui maillent le territoire, principalement basé sur les stations-service. Les conditions économiques sont évidemment très différentes pour les stations selon des facteurs tels que la densité de population. Ces conditions se sont progressivement détériorées dans les zones les moins peuplées, entraînant la fermeture de nombreuses stations. D'autre part, l'apparition sur ce secteur d'un nouveau type de distribution, avec le développement des stations au sein des grandes surfaces a provoqué une concurrence très dure, fatale à bon nombre de points de distribution.

Ainsi, le nombre de stations-services a fortement diminué depuis le milieu des années 1970. Il existait encore plus de 40.000 stations-services en 1985, mais on n'en compte moins de 17.000 aujourd'hui (16.690 fin 1999 selon l'UFIP, qui indique que « *plus de 400 stations-service traditionnelles ont fermé en 1999* »). Les grandes surfaces, dont la concurrence est jugée déloyale par les raffineurs et les négociants de produits pétroliers, occupent aujourd'hui plus de la moitié du marché (53,3 % en 1999), avec pourtant presque trois fois moins de points de vente (4.245 fin 1999 contre 12.445 sur le réseau traditionnel).

On assiste donc à un double phénomène de contraction du réseau : d'une part une concentration sur quelques points de vente dans les zones d'activité, d'autre part la disparition de points de vente dans les zones de moindre activité.

Depuis le début des années 1990, les pouvoirs publics ont mis en place une politique de soutien aux petits détaillants de carburants, afin de préserver la distribution d'essence dans les zones reculées. Cette politique est financée par une taxe dont le montant a été relevé en décembre 1999, pour assurer des recettes totales d'environ 73 millions de F.

4.2.2 - Les déséquilibres régionaux

La principale vulnérabilité du système d'approvisionnement interne en produits pétroliers réside peut-être aujourd'hui dans les importants déséquilibres régionaux.

La répartition de la consommation nationale de produits pétroliers est très liée à la carte des transports, qui représentent une part importante de cette consommation. Ainsi, des régions relativement « économes » en transports comme le Nord Pas-de-Calais ou la Lorraine sont, malgré leur important besoin d'énergie pour les activités industrielles, relativement peu consommateurs de pétrole : celui-ci couvre moins de 25 % de leur consommation, contre plus de 30 %, et jusqu'à 50 % dans toutes les autres régions ¹. Les régions les plus peuplées concentrent la consommation : Île-de-France, Rhône-Alpes et P.A.C.A. représentent plus d'un tiers de la consommation nationale (respectivement 17 %, 10 % et 8 %).

La répartition des moyens (raffinage, stockage, transport, distribution) est elle aussi très inégale, sans recouper totalement la carte de la consommation. Un maillage plus homogène constitue pourtant un atout important pour la sécurité du réseau : selon le Schéma de services collectifs de l'énergie, alors que « *l'utilité et la pertinence* » d'un schéma directeur national pour le réseau « *TH [très haute pression] pour le gaz naturel se voient renforcées par le bien-fondé d'un niveau communautaire d'interconnexion (...), il en va différemment des capacités et des sites de stockage, principalement pour les dépôts d'hydrocarbure dont le maintien en un maillage raisonnablement dense et dans un large éventail de capacités constitue un élément précieux des services collectifs de l'énergie. Il en est de même pour le réseau de distribution (...). À cet égard, la disparité entre régions est d'ores et déjà forte* ».

(1) Selon la comptabilité utilisée par l'Observatoire de l'énergie, 1 MWh = 0,222 Tep.

Carte 6
Dépôts de stockage des produits pétroliers en France



Source : UFIP, 2001

On constate en effet des déséquilibres importants, et parfois grandissants, à tous les niveaux. Comme le montre la carte 6, plusieurs régions se trouvent dépourvues de grands dépôts. On constate de plus un mouvement de baisse assez sensible sur le nombre de petits et de moyens dépôts, plus marquée dans ces mêmes régions. La capacité régionale de stockage varie fortement entre les régions, par exemple de 28.700 m³ en Franche-Comté et de 39.000 m³ en Picardie jusqu'à 1.738.000 m³ en Haute-Normandie et 1.704.000 m³ en Île-de-

- Etude n° 7 -

France. Une région comme le Rhône-Alpes abrite 34 dépôts d'hydrocarbures, contre 5 seulement en Limousin ou 9 en Poitou-Charentes.

De même, sept régions seulement disposent de capacités de raffinage. Celles-ci sont de plus très concentrées dans deux régions : sur les terminaux du Havre en Haute-Normandie (4 raffineries pour une capacité de 33 Mt/an) et de Fos-sur-Mer en région P.A.C.A. (4 raffineries, 29 Mt/an de capacité).

Enfin, les phénomènes de contraction des réseaux de distribution pétrolière touchent davantage certaines régions, comme la Champagne-Ardenne ou le Limousin.

4.2.3 - Les usages énergétiques des produits pétroliers

Répartition par usage

Les produits pétroliers sont utilisés comme carburants et comme combustibles. Le principal marché est celui des carburants automobiles, en progression constante. Il a atteint en 1999 un volume global de 50,7 millions de m³, dont 19,1 millions de m³ d'essence et 31,6 millions de m³ de gazole.

Le second marché, en importance, est celui du fioul domestique. En 1999, les ventes de fioul domestique ont atteint 20,1 millions de m³. C'est un marché qui est pratiquement stabilisé depuis cinq ans. Il est partagé à 70 % environ pour les usages de chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire, et 30 % pour les usages moteurs (engins agricoles, ou de travaux publics).

Selon l'UFIP, le nombre des chaudières fioul livrées sur le marché français en 1998 a atteint 195 000 unités. Le chauffage au fioul représente 32 % des systèmes de chauffage installés dans les maisons individuelles (neuves ou existantes). Actuellement, d'après les chiffres du CEREN (Centre d'Etudes et de Recherches Economiques sur l'ENergie), 4,9 millions de logements sont chauffés au fioul, soit 21 % du parc des résidences principales.

À ce marché s'ajoute celui du fioul lourd, partagé entre les utilisations dans les secteurs industriel et tertiaire (3,7 millions de tonnes en 1999) et les ventes aux centrales EDF (0,8 million de tonnes en 1999).

Enfin, les produits pétroliers alimentent en carburant les avions (carburéacteurs) et en combustible les navires. Les ventes de carburéacteurs sur le marché

français ont atteint 7,2 millions de m³ en 1999. Les soutes (combustibles liquides) pour navires français et navires étrangers ont représenté en 1999 un total de l'ordre de 2,9 millions de tonnes (respectivement 0,7 million de tonnes et 2,2 millions de tonnes).

Le rôle crucial du secteur des transports

Le secteur des transports occupe, dans la comptabilité énergétique française, une place très importante avec une part de 25 %, dont une part prépondérante est assurée par les produits pétroliers(carburants automobiles, carburéacteurs, etc.). La crise de septembre 2000, en particulier les sondages indiquant une sympathie de l'opinion pour le mouvement de blocus des dépôts, qui dénonçait les prix trop élevés du carburant, a montré que le carburant pouvait être considéré comme un bien de première nécessité.

Les politiques de contrôle du développement du transport routier se sont relâchées, et la consommation de ce secteur augmente régulièrement. Les véhicules sont de plus en plus puissants et consomment également de plus en plus. Enfin, l'aménagement du territoire rend la voiture de plus en plus indispensable.

Ces différents facteurs font du secteur des transports un élément crucial de la vulnérabilité liée à l'approvisionnement énergétique. Différentes solutions, combinées au sein d'une politique volontariste, existent pour diminuer cette vulnérabilité :

- une politique de régulation des transports, basée essentiellement sur le levier fiscal ;
- une politique de réduction des consommations spécifiques des véhicules : bridage des moteurs pour les véhicules légers, promotion des véhicules alternatifs (électrique, gaz, GPL) et de la recherche sur des solutions innovantes ;
- une politique multimodale des transports urbains et des politiques locales d'aménagement, d'urbanisme et de transports.

4.3 - La sécurité interne de l'approvisionnement en produits gaziers

4.3.1 - L'organisation du secteur

Les acteurs du réseau de transport et de distribution

Créé par la loi du 8 avril 1946, GDF est bien sûr le principal acteur du marché gazier français. Le groupe exploite plus des deux tiers du réseau de transport, et 95 % du réseau de distribution du gaz en France. GDF dispose de plus aujourd'hui, de par la loi, d'un monopole sur les importations et les exportations de gaz naturel. GDF exploite également 12 des 15 sites de stockage de gaz naturel dont dispose la France. Il est ainsi présent à tous les niveaux du secteur gazier en France, sauf au stade de la production.

Tableau 17
Acteurs du transport et de la distribution du gaz en France

	Transport (1) (km)	Distribution (1) (km)	Vente (2) (volume)
GDF (Gaz de France)	21.658	134.525	88 %
CFM (Compagnie française du méthane)	6.352	–	6 %
GSO (Gaz du Sud-Ouest)	3.930	–	3 %
SEAR (Société Elf Aquitaine de réseau)	72	–	–
Distributeurs non nationalisés (17)	–	6.031	3 %
Total	32.012	140.556	100 %

Source : DGEMP / DIGEC, juin 1999

(1) Pour le réseau de transport et de distribution, données 1996.

(2) Vente aux consommateurs finals – directement depuis le réseau de transport pour les gros consommateurs, ou depuis le réseau de distribution –, données 1998.

Le réseau gazier est essentiellement basé sur un régime de concession : le titulaire reçoit l'autorisation de construire et d'exploiter les installations, mais les pouvoirs publics (respectivement l'État et les communes) restent propriétaires des infrastructures. Le réseau de grand transport est concédé par l'État à trois sociétés, GDF, GSO (et pour mémoire SEAR), une partie du réseau concédé à GDF étant affermée à son tour à CFM. Ce régime est

atypique, puisque la France se trouve aujourd'hui le seul pays de l'Union européenne où le réseau de transport n'est pas la propriété de ses exploitants.

Le réseau de distribution est concédé par les communes ou groupements de communes à GDF, sauf pour 17 distributeurs (sociétés d'économie mixte ou régies) qui gèrent notamment les villes de Bordeaux, Grenoble ou Strasbourg... mais qui ne représentent, au total, que 3 % du volume des ventes aux consommateurs finals.

Les points d'entrée du réseau

Le gaz naturel produit en France, pour l'essentiel ce qui reste du réservoir de Lacq, provient à 90 % de l'Aquitaine. Il ne représente qu'une très faible part du gaz consommé nationalement. Les importations de gaz se font soit par gazoducs, soit par méthaniers.

Le gaz acheminé par gazoduc est injecté dans le réseau français en 3 points :

- sur le réseau Megal à Medelsheim (frontière avec l'Allemagne) pour le gaz en provenance de Russie, avec une capacité autorisée de 12 Gm³ par an ;
- au poste de Blaregnies (frontière avec la Belgique) pour le gaz en provenance des Pays-Bas, de Norvège et du Royaume-Uni ;
- via le gazoduc NordFra à Dunkerque pour le gaz en provenance de Norvège, avec une capacité de 15 Gm³ par an.

Il faut y ajouter deux terminaux portuaires (Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne) de réception de gaz naturel liquéfié GNL qui est regazéifié dans des stations sur place puis injecté dans le réseau. En plus de la fourniture sur le territoire français, le réseau de transport du gaz assure aujourd'hui des missions de transit, notamment pour l'approvisionnement de l'Italie et de l'Espagne. Cette activité est appelée à s'amplifier avec l'ouverture du marché européen.

- Etude n° 7 -

Carte 7
Réseau national de transport et de stockage du gaz



Source : GDF, 2000

Le stockage, le transport et la distribution

Le réseau de transport à haute pression relie les grands groupements intercommunaux. Il est essentiellement constitué de deux niveaux :

- un réseau intégré de canalisations de transport à haute pression où le gaz circule dans les deux sens, qui constitue l'ossature du système français de fourniture de gaz ;
- et des antennes, c'est-à-dire des ramifications locales à haute pression où le gaz circule en sens unique et qui relie le réseau de grand transport aux zones de desserte ou aux utilisateurs finals.

La structure du réseau français de transport du gaz est illustrée par la carte 7. En 1998, la longueur totale du réseau français de gazoducs de grand transport avoisinait 32.012 km. C'est selon l'AIE ¹ environ la taille du réseau italien, et le double du réseau du Royaume-Uni, mais un peu moins de 60 % de celui de l'Allemagne.

Les canalisations des réseaux de distribution s'étendaient sur 140.500 km au total en France, une valeur comparable à la longueur des réseaux de distribution en Italie mais très inférieure à celle des réseaux allemand ou britannique (respectivement 288.000 et 256.000 km).

La desserte de l'ensemble du territoire n'est pas assurée. Le réseau gazier est accessible à moins de 75 % de la population en France métropolitaine. Il existe de très fortes disparités : par exemple, on compte 24.000 km de réseaux de distribution du gaz naturel en île-de-France contre 2.350 km seulement pour Champagne-Ardenne. En Île-de-France, le réseau dessert 95 % de la population, contre 30 % seulement en région Bretagne.

La France, enfin, compte une capacité utile de stockage de 10,5 Gm³, avec une capacité maximum de soutirage de 182 Mm³ par jour. La capacité de stockage française est la troisième en Europe occidentale derrière l'Allemagne et l'Italie, mais la première en termes de rapport consommation/stockage, puisque le volume utile de stockage couvre plus du quart de la consommation annuelle.

Il y a 15 sites de stockage dispersés autour des principaux centres de consommation. GDF en exploite 12, qui représentent 80 % de la capacité totale. Il est prévu d'augmenter la capacité de stockage parallèlement à la consommation (en utilisant par exemple le gisement de Lacq lorsqu'il sera épuisé). Les sites sont des sites géologiques, dont l'emplacement dépend des structures naturelles rencontrées sur le territoire. Ils ne coïncident pas avec les centres de consommation.

(1) AIE, *op. cit.*

4.3.2 - Les insuffisances du réseau

L'extension des besoins

La consommation française de gaz naturel connaît une forte progression (+ 3,5 % par an en moyenne depuis 1973). Elle tient une place importante dans quatre régions : Alsace (23 % de la consommation régionale en 1998), Lorraine (22,5 %), Picardie (22 %) et Haute-Normandie (23,5 %). Mais les régions les plus consommatrices en valeur absolue sont l'Île-de-France (18,5 % de la consommation nationale), le Nord Pas-de-Calais (12,4 %), Rhône-Alpes (9,2 %) et la Lorraine (8 % de la consommation nationale).

Le réseau de transport, y compris dans ses interconnexions avec les pays voisins, et surtout le réseau de distribution ne sont pas aujourd'hui adaptés à une extension à tout le territoire de la consommation.

Ainsi, le Schéma des services collectifs de l'énergie appelle très clairement à faciliter le développement des stockages souterrains et de nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel et détaille quelques axes d'une telle politique :

- « Les stockages souterrains de gaz naturel constituent un outil indispensable pour faire face aux évolutions saisonnières de la consommation ; ils constituent également un élément majeur de la sécurité d'approvisionnement. À l'avenir, ils seront d'autant plus nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la fluidité du marché, que la consommation de gaz est appelée à se développer fortement. Il conviendra donc de favoriser l'implantation, à l'échelle de programmation et de décision nationale, de nouveaux sites de stockage souterrain dans le strict respect de la réglementation en matière de protection de l'environnement [nappes phréatiques en particulier] et de sécurité des riverains ».
- « Le bon fonctionnement et le développement du service public, nécessiteront de nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel afin de répondre aux aspirations régionales et aux impératifs de l'activité économique. En particulier la construction de nouvelles canalisations de grand transport est indispensable au maintien de la qualité et de la continuité de la fourniture de gaz dans notre pays : « l'artère du Midi » ou celles « des Hauts de France » et « des plateaux du Vexin » en sont les exemples les plus récents. Le développement d'infrastructures d'interconnexion internationale est également indispensable au maintien de notre sécurité d'approvisionnement et de celle de nos partenaires

européens (à l'exemple du gazoduc NorFra et de « l'artère des Marches du Nord-Est ») ».

La desserte gazière

Actuellement, un cinquième seulement des communes françaises est raccordé au réseau gazier : 7.200 communes étaient desservies en 1999 sur les 36.000 que compte le pays. Ces communes regroupent cependant 41 millions d'habitants, soit un peu plus des deux tiers de la population. La desserte n'est toutefois pas systématiquement assurée au niveau du consommateur final, notamment dans les zones urbaines, où de nombreux logements neufs sont par exemple construits en « tout électricité ». Ainsi, si plus de 70 % de la population pourrait techniquement aujourd'hui être raccordée, seule une fraction de 40 % l'est réellement.

Globalement, le gaz naturel touche plus de 10 millions de clients, tous types d'abonnement confondus, que l'on peut comparer avec les 30 millions de clients que compte EDF.

La desserte gazière n'est donc pas généralisée, mais la nature du gaz, énergie substituable, n'impose pas qu'elle le soit : ainsi, le gaz « *n'a pas vocation à toucher tous les citoyens et toutes les entreprises* »¹. Dès lors, « *l'extension du service public du gaz reste soumise à une appréciation d'opportunité, prenant notamment en compte les considérations technico-économiques* ».

On retrouve ici les obstacles déjà évoqués à propos de la péréquation tarifaire pour l'électricité, avec cette différence qu'il s'agissait pour l'électricité de comparer différentes solutions pour la sécurité locale d'un approvisionnement déjà existant, l'ensemble du territoire étant électrifié. Pour tenir compte de cette différence fondamentale, GDF n'applique pas la péréquation tarifaire à l'ensemble de la fourniture, mais seulement à une partie de la chaîne : la péréquation nationale concerne la part des tarifs liée à l'approvisionnement, à l'acheminement sur le réseau de grand transport et à la distribution, mais la part liée au raccordement du réseau de distribution sur le réseau de grand transport fait l'objet d'une différenciation tarifaire.

La décision de raccordement d'une commune relève par ailleurs de « *la rationalité technico-économique* »². Toutefois, pour accélérer le rythme de la desserte gazière, « *cette exigence de rentabilité a été nettement abaissée par*

(1) DGEMP / DIGEC, *op. cit.*

(2) DGEMP / DIGEC, *op. cit.*

- Etude n° 7 -

rapport aux pratiques antérieures » pour le dernier Plan triennal de desserte gazière en date, rendu public en avril 2000. Le critère retenu est aujourd'hui que les « recettes actualisées » résultant de la nouvelle desserte soient au moins égales au « dépenses actualisées ».

GDF a, selon le Rapport annuel du groupe, investi « 3,6 milliards de francs dans l'amélioration et le développement du réseau de distribution en France » en 1999. Dans les trois prochaines années, le groupe gazier devrait ainsi investir 20 milliards de francs pour pouvoir raccorder 1.600 nouvelles communes.

GDF alimente par ailleurs environ 150 communes (à la mi-1999) par le biais de réseaux de propane (il s'agit plus exactement d'air propané). Bien que le coût du propane soit supérieur à celui du gaz naturel (méthane), le coût global de cette solution peut être inférieur dans les sites isolés car l'alimentation en propane peut être réalisée à partir par citerne, ce qui dispense l'installation d'un raccordement au réseau de grand transport.

Par ailleurs, le schéma de services collectifs de l'énergie met en avant « l'intérêt de la préservation des dépôts de bouteilles de gaz dans les zones à habitat dispersé ».

Le réseau de transport

Globalement, l'activité gazière est relativement capitalistique. C'est le cas au niveau de la production, mais également pour l'ensemble de l'infrastructure du transport, qu'il s'agisse de transport par gazoducs ou de transport de gaz liquéfié par navires méthaniers : les installations (conduites, terminaux de liquéfaction et de regazéification) requièrent des investissements lourds et fixes. Aussi, « les flux gaziers sont déterminés sur le long et le moyen termes, avec une rigidité liée au transport qui est plus marquée que pour l'électricité ou les hydrocarbures liquides » ¹.

Selon l'évaluation de l'AIE, « grâce aux compétences techniques et commerciales sur lesquelles peut compter la filière française du gaz, ainsi qu'aux investissements considérables dans les infrastructures de transport et de stockage, la France jouit d'une position favorable en matière d'approvisionnement et de transit du gaz naturel sur le marché européen dont l'intégration est en cours ».

(1) DGEMP / DIGEC, *Textes clés : vers la future organisation gazière française*, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, juin 1999.

Un rapport d'information pour le Sénat sur la sécurité d'approvisionnement ¹ affirmait récemment que « *le nécessaire renforcement des réseaux de transport d'énergie rencontre également des difficultés de financement. Aussi, l'Union européenne devrait-elle impérativement créer les conditions susceptibles d'encourager le développement des investissements, qu'il s'agisse de la construction d'oléoducs, de gazoducs, de réseaux électriques, mais aussi de la souhaitable multiplication des points d'entrée du gaz sur le territoire (notamment des terminaux de gaz naturel liquéfié)* ».

Cependant les coûts, délais de construction et risques géopolitiques liés à la construction de gazoducs apparaissent clairement comme autant d'arguments en faveur du gaz liquéfié (GNL). Celui-ci se transporte plus facilement à un coût de plus en plus compétitif, mais il nécessite d'importantes capacités de financement : en ordre de grandeur, un terminal de réception de GNL de 3,5 milliards de m³ revient à 250 millions d'euros, et 100 kms de réseaux haute pression, à 100 millions d'euros.

« En réalité, il apparaît nécessaire de parvenir à un compromis équitable entre, d'une part, les aspirations – légitimes, mais dangereuses pour la sécurité d'approvisionnement à long terme – des consommateurs à une baisse des tarifs à court terme, accompagnée d'un maximum de souplesse dans la durée de leurs engagements contractuels et les conditions de modulation, et d'autre part, le souhait des acteurs de bénéficier à la fois d'une visibilité dans les engagements de leurs clients pour planifier leurs investissements et d'une tarification suffisante pour financer ces derniers ».

La question des stocks

La France possède probablement le plus gros potentiel géologique en Europe pour le stockage du gaz. L'un des enjeux de l'ouverture du marché européen est de savoir si ce stockage reste considéré comme une forme de « patrimoine national » et ce qui en advient dans ce cas.

La situation des différents pays en matière de stockage est très contrastée selon leurs ressources et leur situation spécifique. La France est parmi les mieux placés : elle dispose de stocks équivalent à 25 % de sa consommation actuelle de gaz. Ces capacités de stockage sont dédiées à l'équilibrage des réseaux de transport, mais surtout à la continuité de fourniture confrontée à de fortes variations saisonnières de la demande.

(1) REVOL, H., VALADE, J., *op. cit.*

- Etude n° 7 -

Selon un récent rapport parlementaire ¹, « le système de stockage du gaz, sauf à l'état liquide, diffère très sensiblement de celui des produits pétroliers qui peuvent être stockés à proximité des centres de consommation et de façon plus uniforme sur tout le territoire.

En effet :

- l'augmentation des capacités de stockage se heurte d'abord à la difficulté de trouver des sites géologiques et de réaliser des stockages en nappe aquifère pour des raisons tenant à la législation environnementale ;
- ces stockages souterrains ont un coût élevé et se pose la question de leur financement et notamment du financement du gaz coussin qui correspond à environ 50 % du volume du gaz injecté et que l'on n'est pas sûr de pouvoir toujours récupérer ;
- enfin, amener le gaz des stockages ou des points de fourniture vers les zones de consommation, nécessite des investissements supplémentaires ».

4.3.3 - La continuité de la fourniture

Les contrats interruptibles

La nature substituable du gaz permet, pour certains usages, de supporter des ruptures de fourniture en « basculant » sur d'autres combustibles. Ainsi, les gros consommateurs, en particulier les entreprises industrielles, passent souvent des contrats dits « interruptibles » avec leur fournisseur de gaz : celui-ci peut interrompre la fourniture de gaz, le client étant équipé pour passer dans ce cas à une autre énergie, par exemple le fioul.

Cette disposition présente un intérêt direct pour le client, puisque le prix de la fourniture est évidemment abaissé du fait qu'elle n'est pas garantie. Mais ce système permet surtout au fournisseur de gérer avec une plus grande flexibilité l'approvisionnement, en interrompant provisoirement les livraisons à ce type de client lorsque la demande globale connaît une pointe et devient trop forte.

Environ la moitié de la demande industrielle est sous forme de contrats interruptibles, et GDF vérifie systématiquement que les clients interruptibles possèdent effectivement d'autres installations (fonctionnant souvent au fioul lourd) de secours. Ce système n'est bien sûr pas applicable aux consommateurs domestiques, qui doivent bénéficier d'une continuité totale de la fourniture,

(1) REVOL, H., VALADE, J., *op. cit.*

d'autant plus que les interruptions de la livraison posent des problèmes très sérieux de sécurité pour les usagers, la « remise en gaz » d'appareils dont le foyer est éteint étant source d'accidents graves.

La modulation

Pour répondre à la variabilité de la demande, le fournisseur de gaz doit composer avec un approvisionnement à un flux régulier que l'on ajuste sur le réseau avec deux leviers : la rupture de livraison aux clients « interruptibles » et le recours au stockage.

Le gestionnaire de réseau doit veiller à ce que sur un pas de temps donné, les quantités injectées et soutirées s'équilibrent. *« À cet égard, le choix technico-économique du pas de temps d'équilibrage est un élément important, qui devra être précisé en liaison avec la question du recours au stockage »*¹.

En France, les fournisseurs de gaz doivent faire face à de fortes variations saisonnières de la demande – presque 1/4 de moins en août par rapport à janvier. Le stockage est bien sûr le principal moyen de réaliser une modulation. (les autres portent sur les quantités fournies au titre des contrats d'importation, sur la production intérieure et sur les approvisionnements interruptibles). GDF gère également le stockage à des fins de sécurité stratégique : un tiers environ de la capacité totale de stockage est destinée à faire face à une éventuelle perturbation des approvisionnements.

Au total, selon l'AIE², *« le réseau gazier français est conçu pour garantir une fourniture ininterrompue de gaz à tous les consommateurs fermes dans des situations équivalent à celle de l'année la plus froide des 50 dernières années, ou au pic le plus élevé de demande journalière observé dans ce même laps de temps, ou encore une interruption pendant une année d'une fraction de 30 % de son approvisionnement. Ce niveau de sécurité est l'un des plus élevés du monde »*.

Et, toujours selon l'AIE, ce niveau est tellement élevé qu'il *« dépasse peut-être le niveau optimal et on ne voit pas bien comment [la France] a pu y parvenir au moindre coût. Les variations saisonnières ont été surmontées par un recours considérable au stockage, en accordant un rôle relativement moins important à d'autres moyens, notamment les contrats interruptibles. À cet égard, une augmentation du taux de pénétration du gaz dans le secteur de la production*

(1) DGEMP / DIGEC, op. cit.

(2) AIE, op. cit.

- Etude n° 7 -

d'électricité – s'il est utilisé en base, par exemple dans l'autoproduction industrielle et la cogénération – peut aider à atténuer les fluctuations saisonnières »

PARTIE III

Sécurité énergétique et efficacité énergétique

1. Introduction

Traditionnellement, la sécurité énergétique a été essentiellement limitée aux questions relevant de la sécurité des approvisionnements ou, expression plus noble, de la « géopolitique de l'énergie ».

Dans ces réflexions de caractère stratégique, la demande d'énergie du pays a longtemps été considérée comme une donnée exogène, déterminée en général de façon relativement grossière. Peu d'efforts étaient consentis pour étudier, par un exercice itératif, les conséquences que pouvaient avoir des variations de la demande d'énergie sur la sécurité des approvisionnements ou, plus exactement, sur la vulnérabilité des systèmes énergétiques vis-à-vis des approvisionnements extérieurs ¹.

Depuis le premier choc pétrolier et le milieu des années 1970, les méthodes de la prospective énergétique et de l'élaboration des politiques énergétiques ont pris en compte de façon croissante des scénarios différenciés de demande d'énergie et l'efficacité de la consommation d'énergie ou « efficacité énergétique » a joué un rôle croissant dans l'évaluation des coûts, avantages et inconvénients des politiques envisageables.

C'est ainsi que des « scénarios de croissance sobre en énergie » ont été étudiés pour la France dès la fin des années 1970 et jusqu'à récemment dans les travaux du Commissariat général du Plan. De la même façon, il a été plusieurs fois souligné à quel point les économies d'énergie étaient nécessaires dans les pays d'Europe centrale et orientale et en particulier en Russie (et, avant 1990, en

(1) Soulignons qu'on en reste à ce niveau méthodologique dans les exercices prospectifs de la Commission européenne, comme l'illustre la dernière publication en date : « European Union Energy outlook to 2020 » de novembre 1999.

- Etude n° 7 -

URSS) si l'on voulait à la fois répondre à la demande intérieure et conserver un potentiel d'exportation pour ceux qui étaient producteurs notables.

La reconnaissance du rôle de l'efficacité énergétique dans la sécurité énergétique n'est donc pas une idée nouvelle et son importance dans l'élaboration des politiques énergétiques s'est trouvée renforcée par le fait qu'elle constitue le moyen le plus puissant de la réduction des émissions de gaz à effet de serre par les systèmes énergétiques.

Ainsi les actions et mesures de maîtrise de la consommation d'énergie constituent l'essentiel du Programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC) présenté par le Gouvernement en janvier 2000.

Du côté de l'Union Européenne, le Livre Vert « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique » présenté dans la première partie de cette étude propose une stratégie énergétique à long terme pour l'Union dont la première orientation devrait être : « *L'Union doit rééquilibrer la politique de l'offre par des actions claires en faveur d'une politique de la demande* » (synthèse du Livre Vert, présentée en Annexe 3 du présent rapport).

Mais force est cependant de constater que, dès qu'il s'agit de mettre en œuvre des politiques – qu'elles soient nationales ou de coopération internationale – et d'y associer les moyens appropriés, « le naturel revient au galop » et l'offre d'énergie reste au premier plan des préoccupations des décideurs. De plus, de façon très générale, les effets de l'efficacité énergétique sont rarement quantifiés et restent dans l'esprit des gens et notamment des dirigeants, comme quelque chose de marginal (« la chasse au gaspi ») à côté des « grandes questions sérieuses » que sont le commerce international du pétrole et du gaz ou l'investissement dans les centrales nucléaires.

Les moyens consacrés à l'efficacité énergétique ne sont pas à la hauteur des enjeux qu'elle représente comme élément majeur de la sécurité énergétique et de la préservation de l'environnement global, car elle reste encore mal comprise et que son potentiel est mal connu, en particulier dans les milieux dirigeants.

On se propose dans ce rapport de présenter tout d'abord le concept d'efficacité énergétique, ce qui doit permettre de mieux saisir l'importance du potentiel qu'elle représente. Ce sera l'objet du chapitre 1.

Ensuite, on étudie les conséquences de l'efficacité énergétique sur la sécurité énergétique dans deux études de cas :

- Le cas de la France en nous appuyant sur les travaux du Commissariat Général du Plan (« Energie 2010-2020 », 1998), ceux de la DGEMP et l'étude Charpin-Dessus-Pellat sur l'économie de la filière nucléaire (juillet 2000), présenté au chapitre 2.
- Le cas des pays d'Europe centrale et orientale et des relations entre l'efficacité énergétique et l'approvisionnement de l'Union Européenne en gaz naturel en nous appuyant sur l'étude que nous avons réalisée pour le Ministère des Affaires Etrangères (« L'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale et la coopération internationale », MAE, avril 2000), présenté au chapitre 3.

Enfin nous étudions au chapitre 4 la question du potentiel de l'efficacité énergétique dans l'Union Européenne. Nous montrons que les exercices de prospective énergétique publiés par la Commission européenne ne permettent pas d'évaluer l'impact de l'efficacité énergétique dans le cas de l'Union, faute de scénarios contrastés permettant de comparer des évolutions « au fil de l'eau » (« business as usual ») et des évolutions marquées par des politiques volontaristes de maîtrise des consommations d'énergie.

Un exercice simple de comparaison et de transposition entre la France et l'Union Européenne nous permet alors d'évaluer ce potentiel.

2. La vraie demande : des services requérant de l'énergie

2.1 - Des besoins de développement à la ressource énergétique

Une filière énergétique est le trajet qui va du besoin socio-économique de développement dont la satisfaction requiert une certaine consommation d'énergie à la ressource énergétique de base permettant de procurer cette énergie à l'utilisateur. Le tableau suivant montre les différentes étapes des filières énergétiques.

Du besoin de service à la ressource énergétique

Les étapes des filières énergétiques

1. Les besoins socio-économiques du développement

Habitat et lieux de travail confortables
Alimentation, habillement, éducation, activités socioculturelles
Communications, déplacements aisés et sûrs
Production de biens et de services

2. Les services requérant de l'énergie

Chauffage ou rafraîchissement, eau chaude, cuisson des aliments
Eclairage, appareils ménagers, bureautique, audiovisuel
Transport des personnes et des marchandises, télécommunications
Industrie, mines, agriculture, pêche

3. Forme d'énergie directement utilisée (énergie utile)

Chaleur, froid
Force motrice fixe ou mobile
Lumière
Energie électromagnétique
Energie chimique

4. Equipements et appareils énergétiques de l'utilisateur

Chaudières, fours, cuisinières
Lampes, appareils ménagers et audiovisuels, appareils électroniques, ordinateurs
Moteurs
Procédés industriels

5. Produits énergétiques utilisés par l'utilisateur (énergie finale)

Combustibles et carburants solides, liquides ou gazeux
Chaleur de réseau
Electricité

6. Transformation et transport de l'énergie

Centrales de production de chaleur, centrales électriques (ou mixtes chaleur-électricité : cogénération)
Raffineries de pétrole, usines de liquéfaction du gaz naturel, installation de fabrication du charbon de bois
Oléoducs, gazoducs, navires pétroliers et méthaniers, barges, trains, camions
Lignes électriques

7. Les sources énergétiques disponibles dans la nature (énergie primaire)

Sources fossiles : charbon et lignite, pétrole, gaz naturel
Sources renouvelables : hydraulique, éolien, solaire (thermique ou photovoltaïque), géothermie, biomasse
Sources fissiles (énergie nucléaire) : uranium

A chaque besoin socio-économique peuvent correspondre plusieurs trajets qui vont différer par la façon dont le besoin va se traduire en demande énergétique, les équipements utilisés, le produit énergétique dont pourra disposer l'utilisateur, les quantités d'énergie nécessaire, etc.

Pour chacune des sept étapes d'une filière énergétique, des contraintes existent (physiques, techniques, économiques, sociales, environnementales) mais de nombreux choix sont possibles.

La vraie demande : un service requérant de l'énergie

Les activités industrielles et commerciales du secteur énergétique - production, transport et distribution de produits énergétiques - fournissent à l'utilisateur les combustibles, le carburant ou l'électricité qu'il peut acheter pour subvenir à ses besoins. Comme nous l'avons vu précédemment, les besoins de l'utilisateur (foyer ou entreprise) ne sont pas directement des produits énergétiques mais des biens et des services indispensables au développement économique et social, au bien-être et à la qualité de vie. L'obtention de ces biens et services nécessite, pour être satisfaite une certaine consommation d'énergie.

L'obtention d'un bien ou d'un service requérant de l'énergie, que nous appellerons « S » est la combinaison de trois termes, ce que nous illustrons par la formule :

$$S = U * A * E$$

Le premier terme, « U » (pour usage) caractérise la façon dont le service dont on a besoin va être obtenu : par exemple le mode de transport pour les déplacements, le type d'urbanisme, les caractéristiques du confort recherché, etc.

Le deuxième terme, « A » (pour appareil) désigne l'équipement ou l'appareil utilisé pour obtenir le service demandé : si l'on prend l'exemple du confort de l'habitat, le terme A désignera les qualités techniques du logement et le moyen de chauffage utilisé, ainsi que les appareils électroménagers, etc.

Le troisième terme, « E » (pour énergie) désigne la consommation finale d'énergie correspondant au service rendu S, dans les conditions d'usage U et l'utilisation de l'appareil A : E s'exprime en quantité d'un produit énergétique particulier.

- Etude n° 7 -

Le terme E est l'aboutissement au niveau du consommateur final du système de production, de transformation, de transport et de distribution des produits énergétiques.

Les termes U et A caractérisent les conditions dans lesquelles E est consommé.

La quantité d'énergie E consommée pour un service rendu S donné varie considérablement selon le type d'usage (U) et l'appareil utilisé (A). Les exemples sont multiples : quantité de combustible nécessaire pour obtenir la même température à l'intérieur d'un bâtiment selon que celui-ci est bien ou mal isolé; consommation de carburant selon le mode de transport pour un trajet donné; consommation d'électricité pour le même éclairage selon qu'on utilise une ampoule à incandescence ou une ampoule fluo-compacte, etc.

Une stratégie d'efficacité de la consommation d'énergie consiste en l'élaboration et la mise en oeuvre de mesures et de programmes d'action concernant les termes U et A afin d'obtenir le service S tout en diminuant la quantité d'énergie E, afin d'atteindre un optimum du point de vue économique et environnemental.

2.2 - Sécurité énergétique et efficacité énergétique

Dans l'expression du service énergétique détaillée ci-dessus, seul le terme E fait l'objet des débats stratégiques et géopolitiques.

Si l'on s'accorde sur le fait que le point de départ de la réflexion doit être la satisfaction des besoins S, on voit que l'évaluation de la sécurité énergétique doit prendre en compte les possibilités d'action sur les termes U et A.

En effet, dans une vision prospective, les conditions de la remontée du besoin de service au besoin de produit énergétique peuvent être profondément modifiées, ce qui peut changer radicalement les conditions et les critères d'appréciation du degré de sécurité énergétique.

Il est clair en tout cas que si l'on peut assurer l'ensemble des services S avec une consommation d'énergie E inférieure, une telle évolution ne peut qu'être favorable à la sécurité énergétique au sens de la sécurité des approvisionnements, qu'ils soient nationaux ou internationaux.

Cet avantage de l'efficacité de la consommation d'énergie à service rendu égal variera, en termes de sécurité énergétique, selon la vulnérabilité des approvisionnements des différents produits énergétiques.

3. Prospective énergétique et potentiels d'efficacité énergétique de la France aux horizons 2020 et 2050

Ce chapitre analyse l'influence de l'efficacité énergétique sur les besoins en importations d'hydrocarbures, pétrole ou produits pétroliers et gaz naturel, dans les scénarios de prospective énergétique du système énergétique français sur la période 2000-2020, prolongée mais étudiée de façon moins précise, sur la période 2020-2050.

Pour la période 2000-2020, les scénarios utilisés sont les « trois scénarios énergétiques pour la France » présentés par le Commissariat Général du Plan en septembre 1998¹, complétés par le « scénario tendanciel » présenté par la DGEMP en mars 2000².

Pour la période 2020-2050, les scénarios prospectifs utilisés sont ceux présentés dans « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », rapport au Gouvernement de J.M. Charpin, B. Dessus, R. Pellat (juillet 2000).

A ces deux horizons, on compare les effets potentiels sur les importations d'hydrocarbures de l'efficacité énergétique d'une part et de l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité d'autre part.

Cette comparaison n'est pas faite ici pour justifier une substitution possible entre efficacité énergétique et production d'électricité d'origine nucléaire, non plus qu'une opposition entre les deux. Elle nous a paru intéressante pour faire mieux apprécier les ordres de grandeur des potentialités respectives, dans l'idée d'éclairer les décideurs sur l'importance des enjeux.

(1) Groupe « Energie 2010-2020 » (président : Pierre Boisson), Atelier 2 : « 2010-2020 : trois scénarios énergétiques pour la France » (président : François Moisan), la Documentation française.

(2) « Perspectives énergétiques pour la France. Un scénario tendanciel ». DGEMP – Observatoire de l'Energie. Etude réalisée par P.N. Giraud avec le concours d'Enerdata.

3.1 - Horizon 2020

3.1.1 - Les scénarios

Les scénarios du Plan : S1, S2, S3

Le groupe « Energie 2010-2020 » a présenté en 1998 trois visions contrastées du futur énergétique de la France sous la forme de trois scénarios désignés : « Société de marché » S1, « Etat industriel » S2, « Etat protecteur de l'environnement » S3.

Ces trois scénarios retiennent le même taux de croissance économique (+ 2,3 % en moyenne annuelle sur la période), ainsi que les mêmes hypothèses sur l'évolution démographique, l'évolution des prix des énergies. Ils se distinguent essentiellement par les tendances fortes de la politique de l'énergie (que celle-ci soit gouvernementale ou la résultante de l'action des différents acteurs).

S1 fait une place prépondérante aux mécanismes de marché dans un contexte de moindre intervention de l'Etat. L'énergie y devient un bien marchand comme un autre, sans contraintes particulières, ni du côté de la sécurité des approvisionnements, ni du côté des impacts environnementaux (notamment effet de serre). Les politiques et mesures en faveur de la maîtrise de l'énergie y sont très faibles.

S2, a contrario, perpétue la tradition d'une forte intervention de l'Etat dans la politique énergétique qui favorise la production d'électricité d'origine nucléaire, mais sans effort particulier sur la maîtrise de l'énergie.

S3 est porteur d'une option privilégiant la dimension environnementale de l'intervention publique, notamment vis-à-vis du respect des engagements du protocole de Kyoto (limitation des émissions de gaz à effet de serre).

Le scénario « tendanciel » ST

Le scénario « tendanciel » de la DGEMP, que nous intitulerons ST, a pour objectif de refléter une « tendance spontanée » de l'évolution du système français de consommation d'énergie. Tout en prenant en compte les conséquences des politiques passées, il exclut la plupart des politiques et mesures non encore en vigueur et notamment celles du programme national de lutte contre le changement climatique de janvier 2000.

Ce scénario utilise les mêmes hypothèses économiques (et démographiques) que les scénarios du Plan et notamment le même taux de croissance économique.

3.1.2 - Les consommations d'énergie

Notre objectif est de comparer les consommations d'énergie en 2020 entre les différents scénarios afin de mesurer l'impact de l'efficacité énergétique de la consommation d'énergie sur les approvisionnements extérieurs en produits énergétiques.

Il faut noter que l'année de départ de la modélisation du scénario tendanciel et celle des scénarios du Plan n'étant pas la même, la comparaison stricte et précise entre ces deux familles de scénarios est difficile. Cet avertissement pour les puristes étant fait, la comparaison que nous allons effectuer garde tout son sens car elle est globale et admet ce type d'approximation. Nous prendrons donc 1998 comme année de référence pour tous les scénarios.

Afin de montrer la valeur des intensités énergétiques, nous faisons figurer la valeur du PIB en 1998 et 2020 : il s'agit du PIB à parité de pouvoir d'achat de la France, exprimé en dollars de 1995 et aux prix de 1995 (source Enerdata permettant les comparaisons internationales).

Consommations d'énergie

	1998	2020			
	réal	S1	S2	S3	ST
Energie finale (Mtep)	209.5	279	258	222	284
Energie primaire (Mtep)	247.4	318	302	258	324
Dont charbon	15.8	13.5	12.5	8.4	11.0
pétrole	98.5	128.7	120.8	98.3	126.9
gaz naturel	33.5	68.2	54.7	46.9	82.4
Electricité primaire*	88.1	93.7	100.8	92.5	90.6
Energies renouvelables	11.5	13.9	13.6	11.8	12.5
PIB (milliards \$)	1436	2369	2369	2369	2369
Intensité énergétique primaire (tep/1000 \$)	0.172	0.134	0.127	0.109	0.137

* nucléaire et grande hydraulique

- Etude n° 7 -

3.1.3 - Comparaisons

L'effet de l'efficacité énergétique

L'effet de l'efficacité énergétique sur la demande d'énergie en 2020 apparaît, entre les scénarios du Plan, en comparant les consommations d'énergie finale de S1 et de S3 : il est de 57 Mtep.

En consommation d'énergie primaire, la différence est de 60 Mtep.

Si nous nous intéressons aux hydrocarbures, entièrement importés et pour lesquels se pose la question de la vulnérabilité des approvisionnements, on voit que la différence entre S1 et S3 : s'élève, en 2020, à :

- pour le pétrole : $128.7 - 98.3 = 30.4$ Mtep
- pour le gaz naturel : $68.2 - 46.9 = 21.3$ Mtep

soit un total de 51.7 Mtep pour les hydrocarbures.

Cela représente 26 % de la consommation d'hydrocarbures du scénario S1 et 36 % de celle du scénario S3.

Si l'on compare le scénario S3 au scénario ST :
En consommation finale, la différence est de 62 Mtep.
En consommation primaire, de 66 Mtep.

En consommation d'hydrocarbures :

- pour le pétrole : 28.6 Mtep
- pour le gaz naturel : 35.5 Mtep

soit un total de 64.1 Mtep pour les hydrocarbures.

Ce qui représente 31 % de la consommation totale d'hydrocarbures du scénario ST et 44 % de celle de S3.

L'effet du nucléaire

Il est intéressant de regarder, à partir des mêmes scénarios, l'effet du nucléaire sur le niveau des approvisionnements en hydrocarbures.

Pour cela, nous utilisons l'exercice des trois scénarios du Plan dans lequel les centrales nucléaires sont arrêtées au bout d'une vie technique de trente ans,

alors que les scénarios centraux étudiés précédemment prenaient une hypothèse de quarante ans de durée de vie.

Dans les scénarios S2 et S3, le renouvellement du parc nucléaire se fait avec de nouvelles centrales nucléaires. Par contre, dans le scénario S3, ce renouvellement se fait par des centrales à cycle combiné au gaz naturel (CGC). La comparaison en 2020 du scénario S1-30 au scénario S1-40 nous permet donc de connaître la quantité de gaz naturel « évitée » par l'utilisation des centrales nucléaires.

Dans le tableau suivant figurent les productions d'électricité et leurs composantes nucléaire et CGC en 2020.

Production d'électricité en 2020 (TWh)

	S1-40	S1-30
Production totale	628	596
Dont nucléaire	381	76
CGC	92	368

La différence de production totale provient du fait que le niveau d'exportations est plus important dans S1-40 (50 TWh) que dans S1-30 (20 TWh).

Notons d'autre part que la production d'électricité par autoproduction et cogénération, qui peut faire intervenir du gaz, est la même dans les deux scénarios (40 TWh).

La quantité de gaz naturel nécessaire pour produire 368 TWh en CGC nous est fournie par le rapport de l'atelier du Plan : elle est de 53,6 Mtep.

Si les 76 TWh produits par le nucléaire dans S1-30 étaient produits par des CGC, la production totale de celles-ci seraient donc, en 2020, de 444 TWh.

L'apport du nucléaire en 2020 équivaut par conséquent à un apport de $444 - 92 = 352$ TWh produits par des CGC, chiffre dont il faut soustraire les 20 TWh d'exportation dans S1-30 qui n'ont plus de raison d'être si la production est assurée par le gaz naturel.

Une production de 332 TWh d'électricité par des CGC consomme 48,4 Mtep de gaz naturel.

- Etude n° 7 -

La consommation de gaz naturel évitée par la production d'électricité d'origine nucléaire représente en 2020, dans le scénario du Plan à plus forte consommation d'énergie : 48,4 Mtep.

3.1.4 - Conclusion

En termes globaux, la comparaison des scénarios du Plan nous montre que l'effet en 2020 de l'efficacité énergétique sur les importations d'hydrocarbures est de 52 Mtep tandis que l'effet du nucléaire est de 48 Mtep : nous sommes dans le même ordre de grandeur.

L'économie représentée par le nucléaire est une économie de gaz naturel. On peut considérer que la valeur trouvée est un maximum (dans le cadre des niveaux de demande des scénarios étudiés) car la production d'électricité attribuée aux énergies renouvelables et en particulier à l'éolien reste très faible dans les scénarios du Plan.

L'économie due à l'efficacité énergétique porte aussi sur le gaz naturel mais plus encore (pour 2/5) sur le pétrole, vis-à-vis duquel la vulnérabilité est plus grande du fait de la dépendance du secteur des transports et des questions de sources d'approvisionnement.

En termes qualitatifs, l'effet sur la sécurité énergétique de l'efficacité énergétique est donc plus intéressant que l'effet du nucléaire.

3.2 - Horizon 2050

3.2.1 - Les scénarios

L'étude CDP (Charpin, Dessus, Pellat) retient deux scénarios pour la demande d'énergie qui se situent dans le prolongement, au-delà de 2020, des scénarios S2 et S3 du rapport « Energie 2010-2020 » du Plan :

- « scénario H » ou « haut », à « forte consommation d'énergie », dont l'étape 2020 est le scénario S2 et ; :
- « scénario B » ou « bas », à « faible consommation d'énergie », dont l'étape 2020 est le scénario S3 du Plan.

Les deux scénarios retiennent le même taux annuel moyen de croissance économique sur la période 2020-2050 : 1,6 %.

Du point de vue des déterminants de la demande d'énergie, les scénarios diffèrent par des évolutions structurelles (structure du PIB, aménagement de l'espace, modes de transport) et par des évolutions techniques sur les équipements d'utilisation de l'énergie.

En termes de consommation d'énergie finale, le scénario H aboutit à une consommation d'énergie finale de 325 Mtep en 2050 (soit 5 tep par habitant) et le scénario B à 225 Mtep en 2050 (soit 3,5 tep par habitant), à comparer respectivement à 210 Mtep et 3,5 tep par habitant en 1998.

A partir des scénarios H et B de demande d'énergie, l'étude présente différents scénarios d'offre qui se distinguent par les moyens de production de l'électricité.

3.2.2 - Comparaisons

L'effet de l'efficacité énergétique

En prenant comme facteur multiplicatif permettant de passer de l'énergie finale à l'énergie primaire la valeur de 1,15 (déduite des scénarios du Plan en 2020), nous voyons que la différence de 100 Mtep entre les consommations finales correspond à une différence de 115 Mtep sur les consommations primaires.

Le potentiel de gain sur la consommation énergétique totale que représente l'efficacité énergétique à l'horizon 2050 est de 115 Mtep.

L'effet du nucléaire

Comme précédemment, il est intéressant de comparer cette valeur au gain en termes de consommation de gaz naturel que représente, à la même date, la production d'électricité d'origine nucléaire.

Pour cela, nous comparons les trois scénarios de production d'électricité dans la famille H à haute demande pour lesquels, en 2050, la production totale d'électricité est de 795 TWh :

- Etude n° 7 -

- Scénario H1 : pas de nucléaire, une consommation de gaz naturel pour la production d'électricité de 95,8 Mtep ;
- Scénario H2 : nucléaire en base (production de 348 TWh), une consommation de gaz naturel pour la production d'électricité de 45,7 Mtep ;
- Scénario H3 : nucléaire maximal (production de 556 TWh), une consommation de gaz naturel pour la production d'électricité de 16,6 Mtep.

Dans le cas du nucléaire maximal, son apport « évite » une consommation de gaz naturel de :

$$79,2 \text{ Mtep (H1 – H3)}.$$

Dans le cas du nucléaire en base, son apport évite une consommation de gaz naturel de :

$$50,1 \text{ Mtep (H1 – H2)}.$$

Le potentiel de gain sur la consommation de gaz naturel apporté par la production électronucléaire est, en 2050, de 79 Mtep dans le cas du nucléaire maximal et 50 Mtep dans le cas du nucléaire en base.

3.2.3 - Conclusion

Le gain potentiel en consommation d'hydrocarbures lié à l'efficacité énergétique est, en 2050, nettement supérieur au gain potentiel représenté par la production électronucléaire, même dans le cas le plus favorable au nucléaire (115 Mtep pour l'efficacité énergétique, 79 Mtep pour le nucléaire).

L'hypothèse la plus vraisemblable dans les scénarios de poursuite du nucléaire est celle d'un nucléaire en base. Dans ce cas, le potentiel lié à l'efficacité énergétique est plus du double de celui lié au nucléaire (115 Mtep contre 50 Mtep).

On peut penser que, dans tous les scénarios, le développement des énergies renouvelables et notamment de l'éolien, serait plus important que ceux choisis dans les scénarios de l'étude CDP. Cela n'entame en rien le potentiel de l'efficacité énergétique, mais diminue l'effet du nucléaire sur l'éviction du gaz puisqu'une partie de la consommation de celui-ci serait remplacée par l'utilisation des énergies renouvelables.

4. Enjeu pour la sécurité énergétique de l'Union européenne de l'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale ¹

4.1 - L'énergie et ses échanges en Europe

Le tableau suivant indique pour l'année 1998 les consommations, productions et échanges d'énergie des trois grandes zones que sont l'Union Européenne, la Russie et l'Europe centrale et orientale hors la Russie.

La Norvège ne fait pas partie de l'Union Européenne. Cependant, lorsqu'il s'agit d'évaluer les dépendances énergétiques de celle-ci, les exportations d'énergie de la Norvège doivent être considérées comme faisant partie du « potentiel » européen. Nous avons donc fait figurer entre parenthèses, dans la colonne de l'Union Européenne :

- la contribution de la production intérieure de l'Union en y intégrant les exportations de pétrole (132 Mtep) et de gaz naturel (37 Mtep) de la Norvège ;
- la contribution des importations de pétrole et de gaz naturel obtenues en soustrayant les quantités de pétrole et de gaz naturel exportées par la Norvège en 1998 des valeurs « importations » classiques de l'Union Européenne, ce qui permet des comparaisons plus réalistes.

(1) Ce chapitre s'appuie sur les études de C. Locatelli (« Russie-Caspienne : les enjeux de l'approvisionnement en hydrocarbures de l'Europe ») et de B. Laponche (« L'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale et la coopération internationale ») publiées en septembre 2000 par le ministère des affaires étrangères.

Productions, consommations et échanges d'énergie (1998)

	PECO moins Russie*	Russie	Union européenne
Consommation totale Energie primaire (Mtep)	432	587	1406
Contribution **de la production intérieure (Mtep)	238 (55 %)	587 (100 %)	718 (887) (51 %) (63 %)
Charbon	146	94	117
Pétrole	15	142	168 (300)
Gaz nat.	33	311	177 (214)
El. Prim.	45	40	256
Contribution** des importations nettes (Mtep)	194 (45 %)	0 (0 %)	687 (518) (49 %) (37 %)
Charbon	7		106
Pétrole	85	(-168)***	451 (319)
Gaz nat.	101	(-158)***	129 (92)
Electricité	1	(-1)***	1
Intensité énergétique primaire (tep/1000\$)		0,98	0,27

* l'ensemble « PECO » comprend les pays d'Europe centrale, les pays baltes, la Russie, l'Ukraine et la Belarus.

** contribution de la production intérieure ou des importations nettes à la consommation totale d'énergie primaire.

*** pour mémoire : les exportations nettes.

La dépendance pétrolière et gazière de la zone « PECO moins Russie » est importante : 85 Mtep d'importations de pétrole et 101 Mtep d'importations de gaz naturel. L'importation pétrolière de cette zone représente 27 % de l'importation de l'Union Européenne augmentée de la Norvège. Cela ne constitue pas un enjeu considérable dans le commerce pétrolier mondial ¹ mais représente cependant la moitié des exportations de pétrole brut et de produits pétroliers de la Russie (168 Mtep en 1998).

La situation est différente pour le gaz naturel : les importations de la zone « PECO - Russie » sont un peu supérieures à celles de « Union Européenne + Norvège ».

(1) Le commerce mondial de pétrole brut était de 1750 Mtep en 1996.

Les importations de cette dernière zone sont actuellement relativement modestes (92 Mtep en 1998) et se répartissent en 3/5 en provenance de la Russie (environ 55 Mtep) et 2/5 en provenance d'Algérie (environ 37 Mtep) comme le montre le tableau suivant :

**Structure par pays fournisseur de l'approvisionnement gazier
des pays importateurs de l'Union Européenne**

Norvège	Pays-Bas	Royaume- Uni	Russie	Algérie	Autres	Total
21,1 %	20,1 %	1,1 %	33,1 %	21,9 %	2,7 %	100 %

Les principaux pays importateurs de l'Union Européenne étaient, en 1996, l'Allemagne (72 Mtep), l'Italie (31 Mtep), la France (29 Mtep) et la Belgique (11 Mtep).

Par contre, les importations de la zone « PECO-Russie », soit 101 Mtep, proviennent intégralement de la Russie. Elles se répartissent actuellement entre 36 % pour les pays d'Europe centrale et les pays baltes et 64 % pour la Belarus, la Moldavie et l'Ukraine, avec une tendance à une augmentation plus rapide pour la première catégorie de pays du fait de leur croissance économique.

On voit que les économies de consommation de gaz naturel dans la zone située entre la Russie et l'Union Européenne représentent un enjeu important pour l'approvisionnement de celle-ci. Cela est particulièrement vrai pour l'Ukraine qui a une intensité énergétique très élevée et qui consomme du gaz naturel dans les centrales thermiques alimentant les réseaux de chaleur, pour lesquels l'ensemble du système « production – transport - consommation » est particulièrement inefficace.

4.2 - La prospective énergétique des pays d'Europe centrale et orientale

La prospective énergétique des pays d'Europe centrale et orientale est un exercice difficile et périlleux. En effet, ces pays ont connu – et la plupart d'entre eux connaissent encore – une crise économique et politique profonde qui a bouleversé leur système de production, le fonctionnement des institutions et des entreprises, les rapports et les comportements des agents économiques et sociaux.

- Etude n° 7 -

Il n'est donc pas possible de se référer au passé et d'en prolonger les tendances – méthode classique de la prévision énergétique à court terme – pour avoir une idée de ce qui peut se passer dans l'avenir.

Dans de telles conditions, il faut se méfier de l'utilisation de modèles mathématiques complexes pour effectuer cette prospective : ils peuvent donner l'impression d'une approche scientifique et économique rigoureuse dans leur présentation mais leurs résultats découlent de multiples hypothèses qui les rendent peu fiables.

Nous utiliserons pour notre part quelques raisonnements simples, voire simplistes, qui permettent de dégager les questions clés que pose l'avenir énergétique des pays d'Europe centrale et orientale et d'orienter la réflexion stratégique « en avenir incertain ».

Nous présentons d'abord l'exercice de prospective réalisé par l'AIE, puis notre propre démarche qui a pour but de mettre en évidence les enjeux à moyen et long terme d'une politique d'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale.

4.2.1 - Prospective de l'AIE

Dans sa publication « World Energy Outlook », édition de 1998, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) consacre le chapitre 14 aux « Economies en transition » qui regroupent les pays de l'Europe Centrale (moins la Hongrie et la République Tchèque, intégrées à l'OCDE, mais avec la Pologne qui n'a rejoint l'OCDE que fin 1996) et les pays de l'ex-URSS (pays de la CEI plus pays baltes). Le chapitre présente les projections énergétiques dans un scénario « business as usual » (BAU), pour la période 1995-2020.

Les auteurs insistent sur le caractère éminemment incertain de cet exercice.

Remarque : au dernier trimestre 2000, l'AIE a publié un nouvel exercice « World Energy Outlook 2000 ». Il n'entre pas dans le cadre de cette étude de reprendre les comparaisons effectuées à partir de l'exercice de 1998.

Un certain nombre de modifications entre les deux exercices sont cependant intéressantes à signaler :

- a) Un exercice de prospective pour la Russie seule a été réalisé (les autres « pays en transition », d'Europe centrale et orientale d'une part et d'Asie centrale d'autre part, restant groupés en un même ensemble, ce qui est dommage car de moins en moins réaliste).
- b) L'exercice prend en compte des politiques d'efficacité énergétique, notamment avec l'objectif de respect des engagements du Protocole de Kyoto.
- c) Des variantes sont présentées autour du scénario de référence.

On notera toutefois que le taux de croissance économique de la Russie reste relativement faible sur la période 1997-2020 (2,9 % par an en moyenne), que les scénarios alternatifs restent insuffisamment contrastés (+ et - 1 % sur la croissance économique), que l'on ne dispose pas d'un scénario à efficacité énergétique accentuée qui permettrait de mieux évaluer les enjeux.

En première et rapide analyse, les principales interrogations que nous allons formuler sur l'exercice AIE de 1998 restent globalement valables.

Hypothèses et résultats

a) Evolution du PIB

Le taux de croissance moyen du PIB de la Russie est de 3,4 % en moyenne annuelle sur la période 1995-2020, et celui de l'ensemble des autres pays de 3,1 %. Cela donne l'évolution relative suivante pour l'ensemble de la zone :

	1995	2010	2020
Indice du PIB	100	157	224
PIB en milliard \$ *	1369	2146	3066

**PIB à parité de pouvoir d'achat exprimé en dollars de 1990.*

b) Consommations d'énergie et d'électricité

	1995	2010	2020	Taux annuel moyen
Energie primaire (Mtep)	1154	1429	1664	+ 1,5 %
Energie finale (Mtep)	840	1077	1295	+ 1,7 %
Electricité finale (TWh)	1186	1965	2709	+ 3,4 %

- Etude n° 7 -

c) Approvisionnement en hydrocarbures

PETROLE*	1996	2010	2020	Taux annuel moyen
Consommation	5,5	7,2	8,5	+1,3 %
Production	7,3	10,2	9,4	+1,1 %
Exportations	1,8	3,0	0,9	- 2,8 %

* millions de barils par jour

GAZ NATUREL*	1995	2010	2020	Taux annuel moyen
Consommation	498	647	835	2,6 %
Production	585	809	1116	5,5 %
Exportations	74	162	281	2,1 %

* Mtep

Commentaires

a) Sur la croissance économique

Il est vrai qu'une croissance économique de l'ordre de 3 % par an sur une période de vingt-cinq ans peut être considérée comme une performance remarquable. Mais une telle hypothèse correspond plus à la reproduction d'un schéma «à l'occidentale» qu'au relèvement d'économies détruites dans des pays qui disposent d'importantes ressources naturelles, techniques et humaines. Déjà, parmi les pays d'Europe centrale et de la Baltique, nous constatons des croissances économiques annuelles de 5 à 6 %, voire plus.

En 1998, le PIB par habitant de la Russie était le cinquième de celui de l'Union Européenne. Selon le scénario de l'AIE, ce PIB ne serait que doublé d'ici 2020, ce qui accroîtrait encore considérablement l'écart entre la Russie et l'Europe.

Par contre, un certain nombre de pays d'Europe centrale ont déjà « décollé » (ils sont d'ailleurs intégrés à l'OCDE au fur et à mesure de leur progression). Il reste une grande incertitude sur le moment où les autres pays connaîtront à nouveau une croissance économique nettement positive et cela sera certainement difficile pour certains, mais il paraît déraisonnable de tabler, sur

une période de vingt à vingt-cinq ans, sur la relative stagnation qu'envisage l'AIE.

b) Sur les consommations d'énergie et les intensités énergétiques

Bien qu'augmentant moins vite que le PIB, les consommations d'énergie (finale et primaire) augmentent de façon soutenue, et celle d'électricité à peu près comme le PIB. On obtient les intensités énergétiques en divisant les consommations d'énergie par le PIB :

	1995	2010	2020	2020/1995
Intensité primaire* (tep/1000 \$)	0,84	0,67	0,54	0,64
Intensité finale (tep/1000\$)	0,61	0,50	0,42	0,69
Intensité électrique** (kWh/\$)	0,87	0,92	0,88	1,01

* valeurs du PIB à parité de pouvoir d'achat, en dollars de 1990 (ces valeurs ne sont pas directement comparables à celles du chapitre I.1)

** valeur calculée à partir de la consommation finale d'électricité.

Ainsi les intensités énergétiques diminueraient d'un tiers environ sur les vingt-cinq prochaines années et l'intensité électrique ne diminuerait pas du tout . Si pour certains pays d'Europe centrale l'intensité énergétique a diminué ces dernières années, elle reste très élevée par rapport à celle de l'Union Européenne : d'un facteur deux à quatre (3,6 pour la Russie). Il en est de même pour l'intensité électrique . L'écart resterait donc considérable entre les intensités énergétiques des « Economies en transition » et de l' Europe occidentale.

Remarque : l'hypothèse de la stabilité de l'intensité électrique est véritablement incompréhensible. On ne voit pas pourquoi, sur une période de vingt-cinq ans et même sans efforts particuliers, cette valeur resterait à des niveaux aussi élevés alors que le renouvellement des appareils qui consomment de l'électricité (moteurs, électroménager, éclairage) comme la modernisation de l'industrie devront forcément intégrer l'amélioration au niveau mondial des techniques utilisées.

c) Sur l' approvisionnement énergétique

L'exercice de l'AIE prévoit des augmentations de production dans la zone, qui permettent de couvrir l'augmentation de la consommation intérieure et de maintenir, voire augmenter les exportations. Pour le pétrole, les exportations diminueront cependant de moitié entre 1996 et 2001. Pour le gaz naturel, en

- Etude n° 7 -

revanche, l'augmentation de la production (multiplication par deux) permet de quadrupler les exportations entre 1995 et 2020.

On ne peut s'empêcher de mettre en rapport la vision « optimiste » de cette étude sur l'augmentation de l'offre de l'énergie qui conduit à doubler en vingt-cinq ans une production déjà très élevée de gaz naturel et la prudence, voire la timidité, qui caractérise les hypothèses sur l'évolution des conditions de la demande d'énergie.

Un autre résultat pose question : en vingt-cinq ans, la consommation des produits pétroliers n'est multipliée que par 1,6. Quand on connaît la tendance actuelle, dans tous les pays d'Europe centrale et orientale, de l'augmentation de l'activité des transports et de la consommation de produits pétroliers du fait de l'usage croissant de la voiture individuelle, on a quelque raison de craindre de plus fortes consommations de ces produits énergétiques.

Le scénario de l'AIE paraît donc aisément critiquable, mais il présente le mérite de chiffrer une évolution « business as usual », c'est-à-dire qui reflète assez bien la vision actuelle, officielle et occidentale du futur énergétique des pays d'Europe centrale et orientale.

4.2.2 - Scénarios contrastés et enjeux de l'efficacité énergétique

Nous allons présenter quelques réflexions prospectives qui ne s'appuient pas sur des méthodes élaborées mais sur quelques règles de trois qui fournissent des ordres de grandeur et stimulent la réflexion sur les enjeux stratégiques.

Nous prenons comme « scénario de référence » le scénario de l'AIE présenté ci-dessus et examinons de nouveaux scénarios contrastés, du point de vue de la croissance économique et de celui des intensités énergétiques.

Les scénarios

Bien qu'il soit de moins en moins pertinent de raisonner sur un ensemble dit « pays en transition » et que l'on puisse penser que ces pays vont connaître dans les vingt prochaines années des évolutions diversifiées, nous garderons le même ensemble que l'AIE pour nos évaluations prospectives pour des raisons de simplicité et pour faciliter les comparaisons.

Nous étudions *quatre* scénarios, S1-S2-S3 et S4.

Dans les **trois premiers** scénarios, nous faisons l'hypothèse d'une croissance économique nettement plus élevée que celle du scénario AIE afin de décrire un certain rattrapage du niveau économique de l'Europe occidentale par les pays d'Europe centrale et orientale. Ces trois premiers scénarios se distinguent par les valeurs des intensités énergétiques.

Le **quatrième** scénario est caractérisé par la même hypothèse que le scénario de l'AIE sur la croissance économique, associée à l'hypothèse d'intensités énergétiques plus faibles que ce scénario en 2020.

a) Notre première hypothèse porte sur l'évolution du PIB.

Le PIB moyen par habitant de cet ensemble des pays « en transition » se situait au milieu des années 90 à environ 20 % de celui de l'Union Européenne.

Nous allons examiner des scénarios prenant pour hypothèse que le PIB moyen par habitant de l'Europe centrale et orientale atteindra en 2020 la valeur de celui de l'Union Européenne en 1995.

Nous supposons donc que, pour les scénarios S1, S2 et S3, le PIB de la zone étudiée par l'AIE sera multiplié par cinq entre 1995 et 2020, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen sur la période de 6,7 %. Les PIB qui en résultent figurent dans le tableau suivant :

Scénarios S1, S2 , S3	1995	2010	2020
PIB en milliard de \$	1369	3596	6845
PIB en indice	100	263	500

**PIB à parité de pouvoir d'achat exprimé en dollars de 1990*

Par contre, nous conserverons dans le scénario S4 la même hypothèse de croissance du PIB que dans le scénario AIE, soit les valeurs qui figurent dans le tableau suivant :

Scénario S4	1995	2010	2020
Indice du PIB	100	157	224
PIB en milliard \$ *	1369	2146	3066

**PIB à parité de pouvoir d'achat exprimé en dollars de 1990.*

Remarques :

1) Un taux de croissance annuel moyen de 6,7 % pendant vingt-cinq ans paraît une performance économique extraordinaire. Cependant la situation dans laquelle se trouvent les pays d'Europe centrale et orientale est unique dans l'histoire et, vu leur potentiel, leur « renaissance économique » peut être plus rapide qu'on ne le pense (surtout si on les y aide sérieusement). Certains pays de la zone connaissent depuis les années récentes des taux de croissance économique supérieurs à 5 % par an.

2) Beaucoup de citoyens et de dirigeants des pays d'Europe centrale et orientale seraient étonnés si on leur disait que leur pays ne rattrapera le niveau de vie de l'Europe occidentale à la fin du XX^e siècle qu'au bout de vingt à vingt cinq ans. N'oublions pas que nombre de ces pays avaient des économies très dynamiques et des niveaux de vie élevés avant la seconde guerre mondiale et l'ère soviétique et que l'URSS a été aussi une grande puissance industrielle et scientifique.

3) Dans l'exercice de prévision énergétique publié en novembre 1999 (« European energy outlook to 2020 »), la Commission européenne prend comme hypothèse de croissance économique de l'Europe occidentale un taux de 1,8 % entre 1990 et 2000, de 2,4 % entre 2000 et 2010 et de 2,0 % entre 2010 et 2020.¹

Dans ces conditions, le PIB de l'Union européenne serait multiplié par un facteur 1,7 entre 1995 et 2020.

On voit donc que, dans notre hypothèse, le PIB moyen par habitant de la zone actuelle des « pays en transition » ne se situerait en 2020 qu'à 60 % de celui de la zone actuelle « Union Européenne »

4) Enfin, nous ne prétendons pas que c'est ce qui va se passer, mais il est nécessaire de comparer des scénarios contrastés pour comprendre les enjeux.

b) Notre seconde hypothèse porte sur les intensités énergétiques

Nous allons comparer les situations énergétiques dans trois hypothèses d'évolution des intensités énergétiques qui caractériseront les trois scénarios : S1, S2, S3.

(1) Dans l'étude de l'AIE à laquelle nous nous référons, l'hypothèse de croissance du PIB, pour la zone « OCDE Europe » est de 2 % par an sur la période 1995-2020.

Scénario S1 : les intensités énergétiques et électriques de la zone « Economies en transition » pour l'année 2020 sont celles du scénario de l'AIE pour la même année.

Scénario S2 : les intensités énergétiques et électriques de la zone sont celles de l'Union Européenne pendant la décennie 90. Pour être cohérentes avec celles du scénario AIE, ces intensités sont calculées à partir des PIB à parité de pouvoir d'achat exprimés en dollars de 1990.

Scénario S3 : on suppose une amélioration notable des intensités énergétiques, sans atteindre les niveaux du scénario S2. Les valeurs des intensités sont calculées en prenant la moyenne des taux de leur décroissance dans S1 et dans S2.

Pour le Scénario S4, dont nous avons vu que le PIB variait comme celui du scénario AIE, nous supposons que l'intensité énergétique varie comme celle du scénario S3.

Les valeurs en 2020 des intensités énergétiques sont donc les suivantes :

	1995	2020							
		S1		S2		S3		S4	
		Valeur	Taux annuel	Valeur	Taux annuel	Valeur	Taux Annuel	Valeur	Taux annuel
Intensité primaire*	0,84	0,54	-1,8 %	0,23	-5,3 %	0,39	-3,1 %	0,39	-3,1 %
Intensité finale*	0,61	0,42	-1,5 %	0,16	-5,5 %	0,29	-3,0 %	0,29	-3,0 %
Intensité électrique**	0,87	0,88	0 %	0,30	-4,4 %	0,51	-2,2 %	0,51	-2,2 %

* en tep/1000\$

**en kWh/\$

Les consommations énergétiques en 2020

Les consommations énergétiques en 2020 s'obtiennent simplement en multipliant les valeurs du PIB par celles des intensités énergétiques.

La consommation de gaz naturel, variable stratégique la plus importante pour la discussion sur la sécurité d'approvisionnement de l'Europe occidentale, est calculée en conservant la valeur en 2020 du rapport de la consommation de gaz

- Etude n° 7 -

naturel à la consommation primaire totale du scénario AIE pour tous les scénarios.

Les consommations énergétiques en 2020

	1995	2020				
		AIE	S1	S2	S3	S4
PIB (milliards \$*)	1369	3066	6845	6845	6845	3066
Energie primaire (Mtep)	1154	1664	3696	1574	2670	1196
Energie finale (Mtep)	840	1275	2875	1095	1985	889
Electricité finale (TWh)	1186	2709	6023	2053	3491	1564
Gaz naturel (tep)	498	835	1855	790	1340	600

*PIB à parité de pouvoir d'achat en dollars de 1990.

Commentaires

1) La comparaison la plus frappante apparaît entre les scénarios S1 et S2 : pour la même valeur du PIB, les consommations d'énergie de S2 en 2020 sont inférieures d'un facteur 2,5 à celles de S1 et ce facteur est de 3 pour la consommation d'électricité. Ces résultats découlent évidemment des hypothèses sur l'évolution des intensités énergétiques.

Le scénario S1 est un scénario extrême.

On peut penser en effet qu'une croissance économique beaucoup plus forte que celle du scénario AIE aurait pour conséquence un renouvellement plus rapide de l'appareil de production et des infrastructures et donc leur modernisation, ce qui entraînerait une amélioration quasi-automatique de l'efficacité énergétique. D'autre part, une telle croissance du PIB serait accompagnée d'une modification plus rapide de sa structure avec une part croissante des activités tertiaires au détriment de l'industrie (et surtout de l'industrie lourde), donc une baisse relative de la consommation d'énergie par rapport à la richesse globale.

Mais d'autres évolutions peuvent jouer en sens inverse, en particulier le développement plus rapide de l'activité du transport des personnes et des marchandises, très énergivore s'il n'est pas maîtrisé et s'il repose essentiellement, comme dans les pays de l'OCDE, sur la voiture individuelle et le camion.

Enfin, une croissance économique forte n'implique pas forcément une politique de rénovation thermique des bâtiments et des systèmes de chauffage existants qui aurait une influence déterminante sur la consommation d'énergie. L'incertitude demeure d'autant plus forte dans ce secteur du chauffage que la demande de service de qualité y est encore mal assurée et que l'augmentation des revenus des ménages pourrait entraîner de fortes hausses de consommation d'énergie si des programmes de rénovation ne sont pas entrepris.

La critique la plus pertinente que l'on puisse faire au scénario 1 est que l'économie y serait soumise à une contrainte énergétique tellement forte, c'est-à-dire à des niveaux de production ou d'importation d'énergie tellement élevés, que la croissance économique que le sous-tend serait impossible à atteindre.

2) Le scénario S2 suppose un « rattrapage » des valeurs de l'intensité énergétique qui seraient, en 2020, égales à celles de l'Union Européenne dans les années 1990.

C'est une évolution qui paraît possible pour les pays d'Europe centrale et les pays baltes, surtout pour ceux qui entreraient dans l'Union pendant cette période. Cela ne se fera pas tout seul et implique des politiques nationales et de coopération soutenues, y compris par des investissements spécifiques. Cette action est particulièrement urgente pour la Bulgarie, la Roumanie et, à un degré moindre, la Slovaquie.

Par contre le scénario S2 paraît difficile à réaliser pour les pays de la CEI dont l'intensité énergétique est aujourd'hui nettement plus élevée que celle des pays du groupe précédent et ne donne pas des signes d'amélioration si ce n'est, modestement, pour la Belarus (et pour des raisons inexplicables).

3) La comparaison du scénario S2 au scénario AIE est également instructive. Alors que le PIB de S2 est plus que le double de celui du scénario AIE en 2020, les consommations d'énergie primaire et finale sont du même ordre de grandeur pour les deux scénarios (facteur 1,1 pour l'énergie primaire, 1,2 pour l'énergie finale), tandis que la consommation d'électricité est inférieure dans S2 d'un facteur 1,3.

Le double mouvement d'une plus forte augmentation du PIB et d'une plus forte diminution de l'intensité énergétique qui permet de passer du scénario AIE au scénario S2 est particulièrement intéressant à analyser.

- Etude n° 7 -

Nous avons vu précédemment que les consommations d'énergie du scénario AIE absorbaient les capacités d'expansion des systèmes de production d'énergie tout en maintenant un niveau d'exportation des pays producteurs, notamment la Russie, leur permettant de nourrir une croissance économique relativement modérée (voire faible si l'on tient compte du niveau de départ).

Il est donc pratiquement impossible d'imaginer des taux de croissance du PIB plus élevés que ceux du scénario AIE sans faire l'hypothèse d'une amélioration des intensités énergétiques. Le scénario S1, qui maintient les valeurs des intensités énergétiques du scénario AIE est un véritable « repoussoir » car il met en évidence des contraintes énergétiques insupportables par le niveau des moyens de production qu'il suppose pour répondre à la demande d'énergie.

Autrement dit, si l'on veut obtenir des taux de croissance économique plus forts que ceux du scénario AIE, il faut se diriger vers des intensités énergétiques plus faibles qui permettent de desserrer la contrainte énergétique sur l'économie.

4) Le scénario S3 est un scénario moyen qui combine une croissance économique forte avec une amélioration nette de l'intensité énergétique, sans que le rattrapage prévu dans S2 soit réalisé.

Il apparaît a priori comme relativement vraisemblable pour les pays de la CEI mais il aboutit à des consommations d'énergie très élevées et peut lui aussi se heurter à des contraintes de production ou d'importation qui n'apparaissent pas dans le scénario de l'AIE du fait de la faible croissance économique prise comme hypothèse de départ et des hypothèses optimistes sur les perspectives d'augmentation des capacités de production.

On peut concevoir que la Russie puisse avoir une croissance relativement forte qui reste compatible avec une intensité énergétique élevée, du fait de sa richesse en ressources énergétiques. Mais cela n'est vrai qu'à court terme. En effet, si la consommation d'énergie augmentait au rythme d'un scénario de type S1, la Russie se trouverait rapidement dans la situation d'une demande intérieure qui absorberait sa production, avec un tarissement rapide de ses exportations, ce qui serait fatal à son redressement économique.

Par contre, pour un pays comme l'Ukraine dont nous avons vu l'importance des importations énergétiques du fait de son intensité énergétique très élevée, la croissance économique prévue par le scénario S3 n'est pas compatible avec la contrainte énergétique qu'il subit.

Si l'on considère que les valeurs des consommations d'énergie du scénario AIE constituent de fait des valeurs maximales au-delà desquelles la contrainte énergétique devient un frein pour la croissance économique, il faudrait associer aux valeurs de l'intensité énergétique du scénario S3 une valeur du taux de croissance du PIB moins élevée que celle qui a été choisie.

5) Le scénario S4 est un scénario AIE du point de vue de la croissance économique dont la crédibilité et la vraisemblance seraient améliorées en introduisant des réductions plus marquées des intensités énergétiques et surtout de l'intensité électrique.

Certaines de ces évolutions favorables pourront résulter de l'introduction naturelle de techniques plus efficaces, d'autres de la mise en œuvre de politiques d'efficacité énergétique dont on constate l'émergence dans un certain nombre de pays de l'Europe centrale et orientale.

C'est un scénario de croissance relativement faible, comme nous l'avons souligné en commentant le scénario de l'AIE, mais qui présente l'intérêt de montrer les effets d'efforts « moyens » d'amélioration de l'efficacité énergétique : en 2020, les consommations d'énergie du scénario S1 se situeraient à peu près au niveau de celles de 1995 ; pour l'électricité cependant, la consommation serait supérieure d'un facteur 1,3.

Les actions d'efficacité énergétique permettraient d'atténuer la pression sur l'augmentation de la production d'énergie (et donc sur les investissements de production) pour les pays exportateurs comme pour les pays importateurs et de diminuer les dépenses d'importation de ces derniers. Si les fortes augmentations des niveaux de production prises comme hypothèses du scénario AIE ne se produisaient pas (notamment du fait des contraintes sur l'investissement), les conséquences en seraient moins dramatiques.

Les capacités d'exportation du gaz naturel (cf le rapport de C. Locatelli cité ci-dessus).

D'après le contexte russe actuel, la stratégie de maximisation des exportations gazières devrait se prolonger, garantissant pour l'Union Européenne une source d'approvisionnement relativement stable.

Les projections de l'AIE étudiées ci-dessus qui indiquent des exportations gazières de la CEI de 281 Mtep en 2010 apparaissent en accord avec les stratégies développées par Gazprom.

- Etude n° 7 -

Reste toutefois une incertitude importante sur la manière de dégager un volume suffisant d'exportations : est-ce par une hausse importante de la production (scénario implicitement envisagé par Gazprom) ou par une amélioration de l'efficacité énergétique qui permettrait de limiter les hausses de consommations énergétiques attendues d'une reprise de la croissance économique dans les pays de la CEI et en particulier en Russie ?

Le scénario de l'AIE aboutit en 2020 pour l'ensemble des pays « en transition » à une consommation interne totale de gaz naturel de 835 Mtep. Le niveau de production de 1116 Mtep permet alors une exportation de 281 Mtep.

Les évaluations des niveaux de production envisageables effectuées par C. Locatelli conduisent à remettre en cause un niveau de production de 1116 Mtep en 2020.

Un tel niveau de production (par la Russie et les pays de la Caspienne : Azerbaïdjan, Kazakhstan et Turkménistan) correspond à une situation « idéale » où ont été levées les incertitudes sur le niveau des réserves, sur les coûts d'exploitation et les incertitudes d'ordre géopolitique portant sur les voies d'exportation.

Dans le cas de la Russie, on sait que les réserves gazières sont importantes mais les contraintes financières sont telles qu'elles peuvent entraver le développement à grande échelle de nouveaux gisements. En conséquence, il semble plus réaliste de tabler sur une production gazière maximum de 900 Mtep pour l'ensemble de la région.

Avec cette nouvelle hypothèse, le scénario de consommation gazière de 835 Mtep de l'AIE conduit à des exportations largement inférieures à 100 Mtep. En conséquence, seuls des scénarios envisageant des réductions significatives de l'intensité énergétique permettront de maintenir des niveaux suffisants d'exportations gazières à destination de l'Europe.

Parmi les scénarios alternatifs que nous avons présentés, deux scénarios permettent de préserver des exportations de gaz naturel supérieures à 100 Mtep : les scénarios S2 et S4.

Scénario S2 :

Ce scénario fait l'hypothèse d'une croissance économique forte sur la zone des pays « en transition », de l'ordre de 6 % par an, hypothèse compatible avec la réussite des réformes économiques et institutionnelles de ces pays.

Ce scénario suppose une amélioration très importante de l'efficacité énergétique puisque la valeur de l'intensité énergétique s'abaisserait en 2020 au niveau de celle de l'Union Européenne dans les années quatre-vingt dix. Il ne s'agit cependant pas d'un rattrapage intégral puisque l'intensité énergétique de l'Union Européenne devrait décroître encore nettement entre 2000 et 2020.

Dans ces conditions, la consommation gazière de la zone des pays « en transition » serait de l'ordre de 785 Mtep en 2020, ce qui permettrait de préserver des exportations gazières de l'ordre de 115 Mtep.

Le scénario S4 :

Ce scénario fait l'hypothèse d'une croissance économique nettement plus faible, de l'ordre de 3,2 % par an (taux de croissance du scénario de l'AIE) qui s'accompagne d'une amélioration sensible de l'efficacité énergétique, traduite par une baisse conséquente de l'intensité énergétique (sans toutefois atteindre la valeur prise pour S2).

Dans ce cas, la consommation de gaz naturel de la zone des pays « en transition » en 2020 serait de 600 Mtep, niveau qui permettrait des exportations importantes, de l'ordre de 300 Mtep.

L'étude de C. Locatelli conclut de la façon suivante :

« Compte tenu des contraintes pesant sur l'offre, il importe donc d'enregistrer des améliorations significatives de l'intensité énergétique afin de préserver un volume conséquent d'exportations gazières à destination de l'Europe ».

- Etude n° 7 -

5. Prospective énergétique et potentiels de l'Union européenne

5.1 - La prospective énergétique

Nous avons à notre disposition deux jeux de scénarios de prospective énergétique publiés dans la revue « Energie en Europe » par la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne en 1996 et en 1999 :

- au printemps 1996 : « L'énergie en Europe à l'horizon 2020, une approche par scénarios » ;
- en novembre 1999 : « L'énergie en Europe à l'horizon 2020 ».

5.1.1 - Les scénarios

De 1996 :

Quatre scénarios mondiaux très contrastés dans leur présentation .

L'étude explore à l'horizon 2020 des scénarios socio-politiques différents, de manière à définir et expliquer le fonctionnement de l'économie de l'énergie. Quatre scénarios contrastés ont été développés qui reflètent des tendances sociales et économiques générales, les perspectives macro-économiques de la Communauté Européenne et des agendas de politique énergétiques différents. Etant donnée l'importance dans le débat environnemental actuel du réchauffement global, l'existence de celui-ci est supposé démontrée d'ici le milieu du siècle prochain dans trois des scénarios. Le quatrième scénario, Conventional Wisdom (sagesse conventionnelle), a pour objectif d'évaluer les conséquences énergétiques de la poursuite des tendances actuelles.

Conventional Wisdom (CW)

Scénario tendanciel qui représente une vision des événements fondée sur la « sagesse conventionnelle ». La croissance économique décline graduellement au fur et à mesure que les changements démographiques se traduisent par une croissance plus lente de la population active. Malgré quelques progrès, une large part des problèmes structurels sociaux et économiques mondiaux demeure.

Caractérisé par la poursuite des tendances du début des années 90, la scène mondiale reste calme, pas de troubles politiques ni économiques, ni énergétiques ; on pourrait également appeler ce scénario « business as usual ».

Battlefield (BF)

Dans ce scénario « Champ de bataille », le monde retombe dans l'isolationnisme, la géopolitique de « blocs » et le protectionnisme. Les contradictions et les instabilités dans le système global rendent l'intégration économique très difficile. La globalisation est considérée trop ambitieuse. Le système géopolitique se fragmente en blocs avec des tensions et des frictions entre et au sein même des blocs.

Forum (FO)

Scénario de prise en compte progressive et collective des problèmes globaux. Le monde s'oriente vers des structures internationales fondées sur un principe de consensus et de coopération, accordant un rôle important aux administrations et interventions publiques. Le processus d'intégration global engendre de nouveaux impératifs pour des actions publiques collectives. Les institutions nationales, européennes et internationales sont progressivement restructurées pour qu'elles soient en mesure de gérer efficacement des problèmes et intérêts collectifs globaux et plus complexes.

Hypermarket (HM)

Dans ce scénario « Hypermarché », les thèmes prédominants sont les forces du marché, le libéralisme et le commerce libre ; l'intervention des gouvernements et pouvoirs publics est minimale. L'intégration économique globale s'auto-renforce. Dans ce scénario, la courroie d'entraînement est l'application du mécanisme de marché, vu comme la meilleure manière de produire de la richesse et de gérer la complexité et l'incertitude. La libéralisation et la privatisation donnent des résultats et génèrent de nouveaux entrants sur le marché qui en demandent encore plus.

De 1999 :

L'exercice se veut plus modeste : tout en plaçant l'Europe dans le contexte mondial, il se concentre sur l'Union Européenne (à 15) et se présente plus comme une « prévision tendancielle » que comme une vaste exploration de tous les futurs possibles.

- Etude n° 7 -

On prévoit que la croissance économique dans l'Union Européenne est très légèrement inférieure à 3 % par an à court terme. Cependant, il est supposé que, malgré un contexte international plutôt favorable, le taux de croissance de l'Union diminuera après 2000 pour tendre vers des niveaux conformes aux tendances historiques de long terme. Dans la période 2000 – 2010, l'expansion économique annuelle devrait approcher 2,3 % tandis qu'après 2010, elle n'égalerait plus que 1,8 %.

Le scénario de référence, ou scénario « tendanciel » est fondé sur l'hypothèse de la poursuite des politiques en vigueur de l'Union Européenne. Celles-ci incluent la continuation de l'intégration et de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz de l'Union, l'amélioration des technologies énergétiques de l'offre et de la demande, la poursuite du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, l'extension de l'infrastructure d'approvisionnement en gaz, l'extension de la durée de vie des centrales nucléaires à 40 ans, et une régulation stricte des polluants à l'origine des pluies acides. Le scénario de référence n'inclut pas de politiques qui concernent spécifiquement le changement climatique.

Ce scénario tendanciel (que nous appellerons ST) est complété par des scénarios considérés comme des variantes dans lesquels une contrainte a été imposée sur les émissions de CO₂, ce qui se traduit dans les modèles utilisés par une augmentation des prix des combustibles fossiles. Trois scénarios, S0, S3 et S6 sont présentés. Nous nous contenterons d'utiliser ici le scénario S6 qui présente la différence la plus marquée avec le scénario ST en termes de consommations d'énergie.

5.1.2 - Les Consommations d'énergie

Le tableau suivant indique pour l'année 2020 les consommations d'énergie primaire et finale et la consommation finale d'électricité pour les deux familles de scénarios.

Union Européenne - Consommations d'énergie

Années	1990	Projection 2020					
Scénarios	réel	ST*	S6*	CW**	BF**	FO**	HM**
Energie primaire (Mtep)	1325	1612	1515	1637	1575	1609	1703
Rapport		1	0,94	1	0,96	0,98	1,04
Energie finale (Mtep)	850	1108	1045	1109	1050	1076	1170
Rapport		1	0,94	1	0,96	0,98	1,04
Electricité finale (TWh)	1825	3094	2970	2720	2523	2663	2907
Rapport		1	0,96	1	0,93	0,98	1,07

* Scénarios de 1999

** Scénarios de 1996

Commentaires

Les scénarios de 1996

Ce qui frappe immédiatement dans les résultats des quatre scénarios de 1996 est que, malgré l'éventail de situation qu'ils sont censés représenter sur le papier, les consommations d'énergie finale en 2020 sont extraordinairement rapprochées : elles se situent à + ou – 6 % autour de la valeur du scénario « Conventional Wisdom » : un écart si faible n'est absolument pas significatif. La constatation est la même pour les consommations d'électricité finale.

Ce curieux résultat n'est d'ailleurs pas limité à l'Union Européenne : on peut faire la même constatation pour la consommation mondiale d'énergie ainsi que pour celle de pays comme la Chine ou l'ex-URSS dont l'éventail des avenir énergétiques possibles devrait être particulièrement large.

Un tel résultat met en évidence un problème de méthodologie que nous ne discuterons pas ici.

Plus proche de notre préoccupation dans le présent exercice, cela montre qu'il n'y a pas, dans l'éventail des scénarios de 1996, un scénario privilégié qui mette l'accent sur l'efficacité de la consommation d'énergie et qui permette – comme nous l'avons fait pour le cas de la France – d'en évaluer les conséquences sur les besoins totaux en approvisionnement énergétique, ni par conséquent sur les besoins en approvisionnements extérieurs.

- Etude n° 7 -

Les scénarios de 1999

Le scénario tendanciel ST (« baseline ») de 1999 est en fait très proche du scénario « Conventional Wisdom » de 1996, à la fois par sa définition (« business as usual ») et par la valeur de la consommation finale d'énergie.

Ce qui nous intéresse au premier chef pour notre exercice est la comparaison entre le scénario ST et le scénario S6 qui représente la variante pour laquelle la limitation imposée des émissions de CO₂ est la plus forte et donc doit avoir l'impact le plus important sur la consommation d'énergie.

On constate malheureusement que cette limitation des émissions, qui se traduit dans le modèle de prévision par une augmentation du prix des énergies fossiles, ne permet pas d'obtenir une différence significative sur les consommations d'énergie finale dont l'écart en 2020 entre les scénarios ST et S6 n'est que de 6 %.

5.1.3 - Consommations et importations de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant indique les consommations totales et les importations nettes de pétrole (et produits pétroliers) et de gaz naturel dans les différents scénarios.

Union Européenne - Consommations et importations d'hydrocarbures

Années	1990	2020					
Scénarios	réel	ST	S6	CW	BF	FO	HM
Pétrole-Cons. totale (Mtep)	547	663	617	623	604	584	650
Rapport		1	0,93	1	0,97	0,94	1,04
Pétrole-importations (Mtep)	463	617	571*	606	568	548	633
Rapport		1	0,92	1	0,94	0,90	1,04
Gaz nat.-Cons. totale (Mtep)	222	431	474	502	464	431	585
Rapport		1	1,10	1	0,92	0,86	1,17
Gaz nat-importations (Mtep)	92	290	333*	371	313	278	454
Rapport		1	1,15	1	0,84	0,75	1,22

* valeur obtenue en supposant le même niveau de production interne que dans ST

Le pétrole : On retrouve entre les quatre scénarios de 1996 la faible différence de consommation en 2020 que nous avons constatée sur les consommations totales. La constatation est évidemment la même sur les importations du fait de la faiblesse de la production intérieure.

On aurait pu penser qu'entre un scénario « Battlefield » et un scénario « Forum », les différences eussent été plus nette, reflétant ainsi les tensions ou au contraire la fluidité des relations internationales.

Nous avons vu que rien ou presque ne différenciait les scénarios du point de vue de la demande d'énergie ; il apparaît également que les différences qui pourraient apparaître sur l'offre d'énergie sont très faibles, en particulier pour ce qui concerne l'énergie dominante et celle pour laquelle la vulnérabilité de l'approvisionnement de l'Union est la plus grande : le pétrole.

Le constat n'est pas très différent lorsque l'on compare les deux scénarios de 1999, ST et S6. La différence en 2020 sur la consommation totale de pétrole n'est que de 7 %. Cela montre que la contrainte sur les émissions de CO₂, dans la mesure où elle n'agit en pratique que très peu sur la demande, a une très faible répercussion sur la consommation pétrolière et donc sur les importations de cette énergie.

Le gaz naturel : Les écarts sur les consommations totales de gaz naturel sont plus importants, y compris entre les quatre scénarios de 1996. Cela n'est pas lié à des différences sur les niveaux totaux de la demande d'énergie, mais à des phénomènes de substitution entre sources d'énergie à l'intérieur du système d'offre et en particulier pour la production d'électricité.

Mais les limites des effets des modifications de la structure de l'offre apparaissent bien dans la comparaison entre ST et S6. En effet, la contrainte sur les émissions de CO₂ se traduit par une modification de la structure de production de l'électricité : diminution de la production à partir du charbon et augmentation de la production à partir du gaz naturel. Donc augmentation de la consommation totale de gaz naturel et par conséquent de ses importations, ce qui entraîne une plus grande dépendance extérieure.

Il est en tout cas intéressant de comparer les niveaux d'importations attendus des capacités d'exportation de la CEI étudiées au chapitre 3. Ce résultat illustre l'intérêt des actions sur la maîtrise des consommations d'énergie dont l'effet est bénéfique à la fois pour l'amélioration de l'environnement et pour la diminution de la vulnérabilité aux approvisionnements énergétiques extérieurs.

- Etude n° 7 -

5.2 - Evaluation des potentiels par comparaison et transposition entre la France et l'Union Européenne

5.2.1 - Evaluation des potentiels d'efficacité énergétique pour la France

Comme nous l'avons vu au chapitre 2, les potentiels d'efficacité énergétique pour la France sont obtenus en comparant les consommations d'énergie finale des scénarios S1 (« laisser faire » ou « business as usual ») et S3 (« politique d'efficacité énergétique »).

Les résultats de cette comparaison devant être utilisés pour une transposition de la France à l'Union Européenne, les consommations d'énergie finale sont exprimées en utilisant le coefficient de conversion $1 \text{ TWh} = 0,086 \text{ Mtep}$ pour exprimer les consommations finales d'électricité, alors que les résultats des études de scénarios énergétiques faites en France sont exprimés en utilisant l'équivalence $1 \text{ TWh} = 0,222 \text{ Mtep}$ (ce sont ces résultats qui figurent dans le rapport principal). Le passage du système statistique français au système international utilisé par exemple par Enerdata est en fait plus complexe que cette seule modification portant sur l'électricité. Nous nous limitons cependant à celle-ci car il s'agit de déterminer des ordres de grandeur.

Les consommations d'énergie finale

Les tableaux suivants indiquent les consommations d'énergie finale commerciale (hors bois) par secteurs et par produit énergétique pour S1 et S3 en 2020, ainsi que pour l'année de référence 1990, exprimés en Mtep.

Les consommations d'énergie finale commerciale (en Mtep)

1990	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	TOTAL
Industrie	8	9	10	10	37
Résidentiel-tertiaire	2	18	14	16	50
Agriculture		3			3
Transports		44		1	45
TOTAL	10	74	24	27	135

S1 en 2020	Charbon	Produits Pétroliers	Gaz	Electricité	TOTAL
Industrie	7	7	14	16	44
Résidentiel-tertiaire		15	30	27	72
Agriculture		3			3
Transports		75		1	76
TOTAL	7	100	44	44	195

S3 en 2020	Charbon	Produits Pétroliers	Gaz	Electricité	TOTAL
Industrie	5	6	11	15	37
Résidentiel – Tertiaire		13	24	20	57
Agriculture		3			3
Transports		51	1	2	54
TOTAL	5	73	36	37	151

Les potentiels d'efficacité énergétique de la consommation à l'horizon 2020

Les potentiels d'efficacité énergétique sont obtenus, par secteur et par produit énergétique, par différence entre les consommations en 2020 de S1 et de S3. Le tableau suivant indique ces potentiels, en Mtep.

- Etude n° 7 -

Les potentiels d'efficacité énergétique de la consommation à l'horizon 2020 (en Mtep)

S1- S3 en 2020	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	TOTAL
Industrie	2	1	3	1	7
Résidentiel-tertiaire		2	6	7	15
Agriculture					
Transports		24	- 1	- 1	22
TOTAL	2	27	8	7	44

Le potentiel total d'économies d'énergie au niveau de la consommation finale est de 44 Mtep en 2020, ce qui représente un tiers de la consommation finale totale en 1990, ou un cinquième de celle-ci en 2020 pour le scénario « maximal » S1.

Le potentiel « produit-secteur » le plus important est celui des économies de produits pétroliers dans le secteur des transports : 27 Mtep sur une consommation de 75 Mtep en 2020 dans S1. Viennent ensuite les économies d'électricité dans le secteur résidentiel et tertiaire : 7 Mtep sur 27 Mtep dans S1-2020, soit environ 80 TWh sur 315. Les économies de gaz naturel dans le secteur résidentiel et tertiaire viennent en troisième position avec 6 Mtep sur 30 Mtep dans S1-2020.

En termes de potentiel par secteur, les transports sont en tête avec 22 Mtep, puis viennent le résidentiel-tertiaire avec 15 Mtep et l'industrie avec 7 Mtep. On note l'apparition du gaz naturel dans les transports dans S3-2000, ainsi que l'augmentation de la consommation d'électricité dans ce même secteur, gaz et électricité contribuant à la baisse de consommation des produits pétroliers.

5.2.2 - Comparaison Energétique entre la France et l'Union européenne

Les tableaux suivants permettent de comparer quelques indicateurs globaux caractéristiques de la situation énergétique (énergies commerciales) de la France et de l'Union Européenne : consommations par habitant, intensités énergétiques (rapport de la consommation d'énergie au PIB exprimé à parité de pouvoir d'achat), répartition de la consommation d'énergie finale par secteur et par produit énergétique.

PIB et consommations d'énergie par habitant (en 1998)

	Energie primaire* (tep/hab.)	Energie finale** (tep/hab.)	Electricité finale (kWh/hab.)	PIB (US\$95ppa/hab)
France	4,3	2,4	6750	22500
Union européenne	3,9	2,5	5913	20600

* y compris les usages non énergétiques

** non compris les usages non énergétiques

Intensités énergétiques (en 1998)

	Primaire (kep /US\$95ppa)	Finale (kep /US\$95ppa)	Electrique* (kWh /US\$95ppa)
France	0,18	0,11	0,30
Union Européenne	0,19	0,12	0,29

* rapport de la consommation finale d'électricité au PIB.

Répartition de la consommation d'énergie finale par secteur

	Industrie	Transports	Résidentiel et tertiaire*
France	26 %	34 %	40 %
Union Européenne	28 %	32 %	40 %

* comprend également l'agriculture.

Répartition de la consommation d'énergie finale par produit énergétique

	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	Chaleur
France	6 %	50 %	21 %	22 %	1 %
Union européenne	6 %	48 %	24 %	20 %	2 %

On constate que, pour chaque indicateur, les valeurs relatives à la France et à l'Union Européenne sont très voisines, y compris dans les répartitions par secteur et par produit énergétique.

Les différences les plus importantes portent sur la valeur du PIB par habitant (+ 9 % en faveur de la France), sur celle de la consommation d'énergie primaire

- Etude n° 7 -

par habitant (+ 10 % en faveur de la France), ces deux écarts étant liés, et sur la consommation finale d'électricité par habitant(+ 14 % en faveur de la France), alors que les consommations finales totales par habitant sont égales. Cet écart sur l'électricité s'explique par la diffusion en France du chauffage électrique, peu développé dans le reste de l'Europe, ce qui se répercute également par une augmentation relative de la consommation d'énergie primaire.

La France énergétique apparaît donc, en consommation finale, comme une image assez fidèle, en réduction, de l'Union Européenne énergétique.

Cette similitude autorise – en raisonnant sur des ordres de grandeur et pour évaluer des potentiels et des enjeux – de passer des potentiels d'efficacité de la consommation d'énergie obtenus à partir des scénarios de prospective énergétique pour la France à des potentiels d'efficacité énergétique pour l'Union Européenne à l'horizon 2020.

5.2.3 - Potentiels d'efficacité énergétique de l'Union Européenne à l'horizon 2020

Le passage des potentiels d'efficacité énergétique de la France à l'horizon 2020 présentés au chapitre 1 aux potentiels de l'Union Européenne au même horizon se fait simplement en multipliant les premiers par le rapport des populations en 1998 (approximation suffisante pour 2020 puisque l'on raisonne toujours sur l'Union à 15 Etats membres), soit un rapport de 6,4 (375 millions d'habitants pour l'Union Européenne et 59 millions d'habitants pour la France). On obtient alors les valeurs suivantes pour l'Union Européenne.

Potentiels d'efficacité énergétique sur la consommation finale (en Mtep)

2020	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	TOTAL
Industrie	13	6	19	6	44
Résidentiel-tertiaire		13	38	45	96
Agriculture					
Transports		154	- 6	- 6	142
TOTAL	13	173	51	45	282

Le potentiel total de 282 Mtep représente 31 % de la consommation d'énergie finale de l'Union en 1998 ¹.

En 1998, le rapport entre la consommation totale d'énergie primaire commerciale à des fins énergétiques à la consommation finale d'énergie était de 1,4. Si l'on utilise ce rapport pour passer de l'énergie finale à l'énergie primaire « économisables », on voit que le potentiel induit en énergie primaire serait de $282 \times 1,4 = 395$ Mtep à l'horizon 2020.

Cela signifie que le potentiel d'économie d'énergie primaire lié à l'efficacité de la consommation finale d'énergie est de l'ordre de 1 tep par habitant à l'horizon 2020.

Si l'on admet une progression linéaire de « l'exploitation de ce gisement » sur les vingt années allant de 2000 à 2020, la quantité cumulée d'économies en énergie primaire sur la période – en fait essentiellement des hydrocarbures importés – serait de :

$$395 \times 20 : 2 = 3950 \text{ Mtep}$$

Ainsi, ce serait plus de trois milliards de tep que l'Union Européenne éviterait d'importer sur cette période grâce à la mise en œuvre d'une politique soutenue d'efficacité énergétique à la consommation, ce qui, à 25 \$ le baril, représente **690 milliards de dollars** de dépenses d'importations évitées ²

Un tel résultat mérite d'être confirmé (ou infirmé) par l'établissement de scénarios de prospective énergétique mettant en œuvre des politiques d'efficacité énergétique contrastées à l'échelle de l'Union Européenne, non

(1) La consommation énergétique finale de l'Union Européenne en 1998 était la suivante (en Mtep) :

1998	Charbon	Prod. pétro.	Gaz	Electricité	Chaleur	TOTAL
Industrie	44	48	83	76	4	255
Résid.- Tert.	7	104	135	99	18	363
Transports	-	293	-	4		297
TOTAL	51	445	218	179	22	915

(2) Il faudrait également comptabiliser les dépenses d'investissement de production et de transport d'énergie ainsi évitées. A l'inverse, les investissements d'efficacité énergétique doivent être pris en compte, mais ce sont des dépenses locales sans pratiquement aucune importation.

- Etude n° 7 -

seulement pour évaluer les potentiels mais surtout pour fournir un cadre à la définition et à la mise en œuvre de ces politiques.

5.3 - Enseignements

On retire de l'examen des scénarios de 1996 une impression d'impuissance et, ce qui est paradoxal dans un document de la Commission européenne, de l'inutilité d'avoir une politique énergétique puisque, quoi qu'il se passe (et quoi qu'on fasse), l'avenir (énergétique tout au moins) est le même.

Les scénarios de 1999 affichent une ambition plus modestes, mais ne permettent pas d'avoir une vision contrastée des avenir possibles de la situation énergétique de l'Union Européenne.

Cela est particulièrement vrai pour la consommation de pétrole qui diffère très peu entre tous les scénarios, que ceux-ci ambitionnent de décrire des situations mondiales très contrastées (1996) ou qu'ils imposent des limitations aux émissions de CO₂ (scénarios de 1996).

En ce qui concerne le gaz naturel, les consommations totales en 2020 et par conséquent aussi les importations sont plus contrastées entre les différents scénarios. Cela provient essentiellement de modifications dans la structure des parcs de production d'électricité. On constate que lorsque l'on impose une contrainte sur les émissions de CO₂, la réponse des modèles est une substitution du charbon par le gaz naturel pour la production d'électricité, ce qui entraîne une augmentation de la consommation totale et des importations de celui-ci.

On constate que, tant dans les exercices de prospective de 1996 que dans ceux de 1999, il n'existe pas de scénario énergétique pour l'Union Européenne qui prenne en compte une politique forte d'efficacité des consommations d'énergie et qui permette en conséquence d'en évaluer les effets sur la sécurité énergétique de l'Union dans une vision prospective.

La similitude entre la France et l'Union Européenne des principaux indicateurs globaux de la consommation d'énergie finale autorise un exercice de transposition de l'une à l'autre des évaluations de potentiels de l'efficacité énergétique de la consommation. Cet exercice est présenté en annexe. Le potentiel à l'horizon 2020 ainsi évalué pour l'Union Européenne serait de l'ordre de 280 Mtep en énergie finale, soit environ 390 Mtep en énergie primaire.

Un tel résultat mérite d'être confirmé (ou informé) par l'établissement de scénarios de prospective énergétique mettant en œuvre des politiques d'efficacité énergétique contrastées à l'échelle de l'Union Européenne.

L'établissement d'un « scénario efficace en énergie pour l'Europe » est donc une urgente nécessité. Son existence permettra de définir les objectifs d'une politique européenne d'efficacité énergétique à la hauteur des enjeux et des engagements relatifs à l'environnement global et à la lutte contre l'aggravation de l'effet de serre.

L'établissement de ce scénario devra prendre en compte les travaux de prospective énergétique effectués dans le même esprit par certains Etats membres.

Plus généralement, comme nous l'avons indiqué dans l'introduction, l'intérêt de l'efficacité énergétique pour réduire la contrainte énergétique extérieure n'est pas une idée nouvelle. Le corollaire de ce principe est que l'efficacité énergétique dans les pays producteurs et exportateurs d'énergie dont la consommation intérieure est importante constitue un facteur favorable à la sécurité énergétique globale.

Malheureusement, ces deux idées simples et complémentaires ne font que trop lentement leur chemin dans l'esprit et la pratique des dirigeants.

Si l'importance de l'efficacité énergétique est reconnue au niveau des discours et documents officiels de politique énergétique, il reste une disproportion énorme entre les moyens qui lui sont consacrés et ceux dévolus à l'offre d'énergie, tant dans la mise en œuvre des politiques nationales que dans les programmes de coopération internationale (moyens financiers, humains, de recherche, etc.).

L'une des raisons de cette carence est une mauvaise connaissance de potentiels de l'efficacité énergétique, notamment chez les dirigeants politiques. Afin de mettre en évidence l'impact considérable sur la sécurité énergétique que peut avoir l'efficacité énergétique à l'horizon de deux décennies, nous avons choisi d'étudier trois situations : celle de la France, celle des relations énergétiques entre l'Union Européenne et la Russie, celle de l'Union Européenne.

- Etude n° 7 -

L'exemple de la France nous intéresse au premier chef parce que c'est notre pays mais aussi parce que c'est celui où la production d'électricité d'origine nucléaire a été poussée à son maximum et où elle est présentée dans le discours politique dominant comme le garant de « l'indépendance énergétique ». Cette prétention doit être relativisée : aujourd'hui, la contribution de l'électro-nucléaire au bilan énergétique de la France doit être mesurée en la comparant à la consommation de gaz naturel que nécessiterait la substitution des centrales nucléaires par des centrales à cycle combiné au gaz naturel. Cette substitution nécessiterait une consommation d'environ 20 Mtep de gaz naturel, soit 20 % environ de la consommation énergétique totale de la France.

De plus, le concept même « d'indépendance énergétique » et l'utilisation du « taux d'indépendance énergétique » pour la mesurer sont fortement sujets à caution (cf Annexe 1).

Les exercices de prospective du Commissariat général du Plan, de la DGEMP et de l'étude Charpin-Dessus-Pellat sur l'économie de la filière nucléaire nous permettent de préciser la contribution de l'efficacité énergétique à la sécurité énergétique aux horizons 2020 et 2050 et de la comparer à celle du nucléaire.

Nous soulignons qu'il ne s'agit pas grâce à cet exercice de comparaison de défendre l'idée que l'efficacité énergétique peut se substituer au nucléaire (ou l'inverse) mais de comparer les effets respectifs sur la sécurité énergétique de ces deux « ressources énergétiques ».

En termes globaux, la comparaison des scénarios du Plan nous montre que l'effet en 2020 de l'efficacité énergétique sur les importations d'hydrocarbures est de 52 Mtep tandis que l'effet du nucléaire est de 48 Mtep : nous sommes dans le même ordre de grandeur.

L'économie représentée par le nucléaire est une économie de gaz naturel. On peut considérer que la valeur trouvée est un maximum (dans le cadre des niveaux de demande des scénarios étudiés) car la production d'électricité attribuée aux énergies renouvelables et en particulier à l'éolien reste très faible dans les scénarios du Plan.

L'économie due à l'efficacité énergétique porte aussi sur le gaz naturel mais plus encore sur le pétrole, vis-à-vis duquel la vulnérabilité est plus grande du fait de la dépendance quasi totale du secteur des transports vis-à-vis des produits pétroliers.

En termes qualitatifs, l'effet sur la sécurité énergétique de l'efficacité énergétique est donc plus intéressant que l'effet du nucléaire.

A l'horizon 2050, le potentiel de gain sur la consommation énergétique totale que représente l'efficacité énergétique est de 115 Mtep. Le potentiel de gain sur la consommation de gaz naturel apporté par la production électronucléaire est de 79 Mtep dans le cas du nucléaire maximal et 50 Mtep dans le cas du nucléaire en base, scénario plus vraisemblable. L'avantage quantitatif de l'efficacité énergétique est donc net ; l'avantage qualitatif souligné plus haut reste le même (diminution de la vulnérabilité pétrolière).

L'étude des enjeux pour la sécurité énergétique de **l'Union Européenne** de l'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale est évidemment plus complexe que celle de la France, ne serait-ce qu'à cause de la difficulté de la prospective énergétique pour des pays dont l'économie est en pleine restructuration et dont la plupart sont encore plongés dans une crise économique profonde.

Ici encore, l'importance de l'efficacité énergétique dans des pays où le gaspillage des ressources était flagrant a été soulignée depuis longtemps. Mais le phénomène récent le plus alarmant est que, à l'exception des pays les plus proches de l'Union Européenne qui avaient entamé leur conversion économique bien avant 1990 (République Tchèque, Hongrie, Pologne), la plupart des pays d'Europe centrale et orientale ont vu leur intensité énergétique rester à des niveaux élevés (par comparaison à l'Union Européenne) pendant la décennie 90, voire augmenter, comme en Ukraine et en Russie.

Les raisons de cette stagnation ou de cette dégradation sont diverses et la crise économique en est certainement la première, mais cela montre aussi que la coopération internationale dans ce domaine, et notamment celle de l'Union Européenne, n'a pas été très efficace.

En termes de prospective, on doit se contenter de quelques raisonnements simples qui permettent d'apprécier les enjeux et de comparer des alternatives stratégiques contrastées.

Si l'on se réfère à l'exercice de « prévision » publié par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) en 1998, la combinaison d'une croissance économique relativement modeste (de l'ordre de 3 % en moyenne annuelle) et d'un développement rapide des capacités de production d'hydrocarbures en Russie

- Etude n° 7 -

permettrait de ménager un potentiel d'exportation de gaz naturel en direction de l'Europe occidentale d'un niveau suffisant et cela malgré une faible amélioration de l'efficacité énergétique.

Pessimisme sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et optimisme sur l'accroissement de la production d'hydrocarbures permettent ainsi à l'AIE de prendre une position rassurante sur la sécurité énergétique de l'Union Européenne à l'horizon 2020.

La question qui se pose alors est celle de la compatibilité d'une croissance économique faible avec un tel accroissement des capacités de production d'hydrocarbures.

Des scénarios plus diversifiés que nous avons examinés permettent d'évaluer les améliorations que devrait connaître l'efficacité énergétique durant les vingt prochaines années afin d'assurer la compatibilité d'une croissance économique forte en Europe centrale et orientale (de l'ordre de 6 % en moyenne annuelle) et d'un niveau d'exportation de gaz naturel par la Russie susceptible de répondre aux besoins de l'Union Européenne à cet horizon (besoins qui eux-mêmes dépendront directement des politiques d'efficacité énergétique mises en œuvre au sein de l'Union).

On constate alors que seuls les scénarios de « rattrapage » des niveaux de l'intensité énergétique entre les pays de l'ex-URSS et de l'Europe centrale et ceux de l'Union Européenne permettent d'atteindre ces objectifs. :

« Si les pays d'Europe centrale et orientale mettaient en œuvre des politiques d'efficacité énergétique leur permettant d'atteindre en 2020 les niveaux des intensités énergétiques de l'Europe occidentale en 1995, leur consommation totale d'énergie en 2020 dans un scénario de croissance économique forte de l'ordre de 6 à 7 % par an sur la période 1995-2020 serait du même ordre que celle qu'ils connaîtraient la même année dans un scénario économique de 3 % de croissance par an sur la même période sans efforts particuliers d'efficacité énergétique par rapport aux pratiques actuelles (« business as usual ») ¹

Ayant examiné de façon détaillée la situation et les perspectives de la production de gaz naturel dans les pays de l'ex-URSS, C. Locatelli concluait : *« Compte tenu des contraintes pesant sur l'offre, il importe donc d'enregistrer des améliorations significatives de l'intensité énergétique (en Russie) afin de*

(1) Extrait de l'étude de B. Laponche sur l'efficacité énergétique dans les pays d'Europe centrale et orientale et la coopération internationale.

préserver un volume conséquent d'exportations gazières à destination de l'Europe ».

Nous ne pouvons malheureusement pas confronter les résultats concernant l'impact de l'efficacité énergétique dans les pays de l'Europe centrale et orientale et de la CEI aux enjeux de sécurité énergétique que représente l'efficacité énergétique dans une prospective énergétique de l'Union Européenne. Les scénarios à notre disposition ne permettent pas une telle évaluation.

On constate en effet que, tant dans les exercices de prospective de 1996 que dans ceux de 1999 publiés par la Commission européenne, il n'existe pas de scénario énergétique pour l'Union Européenne qui prenne en compte une politique forte d'efficacité des consommations d'énergie et qui permette en conséquence d'en évaluer les effets sur la sécurité énergétique de l'Union dans une vision prospective.

Notre étude confirme l'urgente nécessité de l'établissement d'un « scénario efficace en énergie pour l'Europe ».

La similitude entre la France et l'Union Européenne des principaux indicateurs globaux de la consommation d'énergie finale autorise un exercice de transposition de l'une à l'autre des évaluations de potentiels de l'efficacité énergétique de la consommation. Cet exercice est présenté en Annexe. Le potentiel à l'horizon 2020 ainsi évalué pour l'Union Européenne serait de l'ordre de 280 Mtep en énergie finale, soit environ 390 Mtep en énergie primaire. Un tel résultat mérite d'être confirmé (ou informé) par l'établissement de scénarios de prospective énergétique mettant en œuvre des politiques d'efficacité énergétique contrastées à l'échelle de l'Union Européenne.

Cet exercice est d'autant plus indispensable que la question de la sécurité des approvisionnements énergétiques se pose dorénavant à l'échelle de l'Union Européenne, à quinze ou élargie, beaucoup plus qu'à l'échelle d'un seul pays, fut-il le notre.

Un tel scénario permettra de définir les objectifs d'une politique européenne d'efficacité énergétique à la hauteur des enjeux et des engagements relatifs à l'environnement global et à la lutte contre l'aggravation de l'effet de serre. L'établissement de ce scénario devra prendre en compte les travaux de

- Etude n° 7 -

prospective énergétique effectués dans le même esprit par certains Etats membres.

Cet exercice est d'autant plus attendu que le Livre Vert de la Commission européenne sur la sécurité énergétique devrait être le prélude à un vaste débat sur cette question au sein de l'Union Européenne durant l'année 2001.

6. Conclusion

1 – Synthèse

1.1 - Stratégie énergétique et sécurité énergétique

Une stratégie énergétique, qu'elle soit mondiale ou relative à un groupe de pays ou à un seul pays, est un ensemble d'orientations permettant de suivre un trajet optimum – au regard d'un certain nombre de facteurs et de contraintes – afin d'assurer au consommateur final les services énergétiques répondant aux besoins de son activité économique et sociale et de son confort.

Nous avons classé dans l'introduction de cette étude ces facteurs et contraintes en cinq grands ensembles :

- Les coûts économiques (investissements et fonctionnement) de la fourniture des services énergétiques (ce qui combine les coûts de fourniture de l'énergie et ceux de sa consommation).
- La sécurité énergétique, à la fois sous l'angle de la sécurité des approvisionnements et de ce que nous avons appelé la « sécurité interne ».
- La protection de l'environnement et de la santé : environnement local (pollutions locales de l'air et de l'eau) ; environnement global (aggravation de l'effet de serre, accidents graves à répercussions régionales ou mondiales, déchets et rejets à large diffusion...) ; santé des populations et des travailleurs du secteur énergétique (ce dernier aspect passant trop souvent au second plan malgré son acuité).
- L'épuisement ou la raréfaction des ressources énergétiques, contrainte qui ne se traduit pas uniquement ni forcément par l'augmentation des coûts et qui peut être estimée au niveau de la planète ou au niveau régional ou national.
- Les aspects sociaux, qu'il s'agisse de l'accès des plus pauvres aux services énergétiques (pays pauvres mais aussi citoyens pauvres des pays riches) ou

des questions d'emploi dans le secteur industriel de l'énergie (problème des mines de charbon notamment).

Dans la première partie de cette étude, nous avons présenté les grandes stratégies de sécurité énergétique, au niveau mondial et à celui des « grandes puissances ». De façon assez générale, ces dernières ne procèdent pas dans leur élaboration à une analyse séparée des grandes composantes présentées ci-dessus et en ignorent même certaines, au risque de masquer des questions importantes et d'obscurcir le débat politique sur les choix à effectuer.

C'est le grand mérite de l'étude « World Energy Assessment » (WEA) publiée sous l'égide du Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD), du Département des Nations Unies pour les affaires économiques et sociales et le Conseil Mondial de l'énergie (CME) de présenter de façon séparée, détaillée et complète chacun de ces grandes composantes dans une analyse actuelle et prospective de la situation énergétique mondiale.

Nous nous sommes ensuite concentrés sur l'étude de deux grandes questions qui figurent dans toutes les réflexions sur la sécurité énergétique mais sont en général placées au second plan, notamment dans la mise en œuvre des politiques : la sécurité énergétique interne et l'efficacité énergétique.

La deuxième partie du rapport est consacrée à la sécurité énergétique interne dans le cas de la France : étude de la vulnérabilité des systèmes de production, des réseaux de transport, dépendance de certains usages énergétiques, possibilités de réponse aux fragilités ou aux vulnérabilités de la fourniture d'énergie au consommateur.

La troisième partie est consacrée à une évaluation des potentiels d'efficacité énergétique et aux conséquences sur la sécurité énergétique de leur exploitation.

1.2 – Les grandes stratégies de sécurité énergétique

L'aspect le plus classique de la sécurité énergétique est celui de la sécurité des approvisionnements au niveau global (monde, région, pays) et de la dépendance extérieure (pour une région ou un pays), dont les conséquences peuvent être économiques (augmentations ou fluctuations des prix des énergies importées) ou politiques (rupture des approvisionnements liée à un conflit).

- Etude n° 7 -

Nous avons présenté en première partie de l'étude les grandes stratégies de sécurité énergétique, dont la composante majeure est constituée par les stratégies de sécurité des approvisionnements.

Au niveau mondial (rapport WEA), la vision des experts sur les réserves et les ressources énergétiques est aujourd'hui relativement optimiste. Même pour le pétrole, matière première énergétique la plus utilisée et la plus convoitée, il n'y aurait à court et moyen terme ni renchérissement subit lié à l'augmentation des coûts de production, ni raréfaction alarmante des ressources : on serait à l'abri pour une durée de un demi-siècle à un siècle (ce qui n'est pas la même chose en termes de stratégies d'action).

Le rapport WEA insiste à juste titre, ce que ne font pas les grandes stratégies « nationales », sur le fait que le problème majeur de sécurité énergétique se pose pour les pays et les populations les plus pauvres qui n'ont que peu ou pas accès aux produits énergétiques modernes.

Nous avons ensuite examiné le point de vue de deux grandes puissances économiques importatrices d'énergie : les Etats-Unis et l'Union Européenne.

Dans la conception du gouvernement américain, la sécurité énergétique des Etats-Unis repose sur trois composantes : la liberté du commerce mondial et la liberté d'accès aux ressources; la protection, militaire si besoin est, des voies de l'approvisionnement énergétique ; la maîtrise des consommations d'énergie. Si les deux premiers points resteront certainement présents avec la nouvelle administration, la question se pose pour le troisième, encore qu'il ne dépende que partiellement du gouvernement fédéral et ait été décliné de façon très inégale par les différents Etats. On peut penser que l'accent sera mis plutôt sur la relance de la production nationale, notamment dans des zones jusqu'ici protégées pour des raisons environnementales (Alaska).

Du côté de l'Union Européenne, le « Livre Vert » sur la sécurité d'approvisionnement énergétique publié en décembre 2000 fait un constat réaliste sur la faible possibilité d'intervention sur la scène énergétique de l'Union Européenne (qui compte implicitement sur le « parapluie militaire » américain pour la sécurité de ses approvisionnements pétroliers si la question venait à se poser en termes de conflit aigu) et présente un vif plaidoyer pour une stratégie énergétique européenne.

La stratégie proposée a pour objectif d'améliorer la sécurité des approvisionnements ainsi que la protection de l'environnement, notamment en

matière de lutte contre l'aggravation de l'effet de serre. Le Livre Vert met en évidence la faible marge de manœuvre de l'Union Européenne pendant les deux prochaines décennies sur l'offre d'énergie et recommande l'accélération du développement des énergies renouvelables ; il place par contre en première priorité une politique d'action sur la demande par la maîtrise des consommations d'énergie, notamment dans les bâtiments et les transports.

Le Livre Vert, présenté par ses auteurs comme un document de stratégie de sécurité énergétique est en fait une proposition de stratégie énergétique globale qui prend en compte l'ensemble des facteurs et des contraintes et notamment l'environnement global. Ce choix de « mélanger » les critères au fil d'un même raisonnement présente l'inconvénient de ne pas approfondir chacune des questions. Il est frappant de voir que le Livre Vert élimine très rapidement dans ses réflexions la question du charbon, qui est rejeté au nom de l'effet de serre. Or, en termes de sécurité des approvisionnements et de réserves à long terme, le charbon présente des avantages incontestables et restera longtemps l'énergie dominante dans des pays comme l'Inde et la Chine (et important dans des pays comme la Russie et les Etats-Unis). Son « exclusion » de l'Europe est-elle véritablement souhaitable, ne serait-ce qu'à cause des développements technologiques qu'il ne manquera pas de susciter ? De la même façon que le Livre Vert demande d'analyser la situation du nucléaire, il nous semble qu'il serait également nécessaire d'examiner celle du charbon.

Nous avons ensuite présenté le cas de la Communauté des Etats Indépendants (CEI) et de son chef de file, la Russie, dont l'économie est caractérisée de façon générale par une très mauvaise utilisation de l'énergie (intensités énergétiques très élevées).

Dans les textes officiels, la stratégie énergétique de la Russie se présente comme la synthèse de deux composantes complémentaires : d'une part, la rénovation du système de production et de transport d'énergie et la relance de la production et des exportations (politique de « maximisation » de la production de Gazprom), d'autre part, la mise en œuvre d'une politique de maîtrise des consommations d'énergie (avec un potentiel de plusieurs centaines de millions de tep). Politique sage qui contribuerait au relèvement économique du pays et permettrait le maintien d'un niveau élevé d'exportations (donnée importante pour l'Union Européenne, surtout pour le gaz naturel). On sait que la réalité est loin de cette rationalité, notamment pour ce qui concerne les économies d'énergie et l'approvisionnement énergétique des régions les plus défavorisées du pays.

- Etude n° 7 -

La vision est également contrastée sur l'ensemble de la CEI. D'un côté une politique de maîtrise des consommations d'énergie est fortement préconisée, de l'autre tous les regards et toutes les convoitises se portent sur les richesses en hydrocarbures des pays de la Caspienne, au sujet desquelles les experts nous recommandent la plus grande prudence.

Enfin, ce qui ne simplifie pas les choses, apparaît en filigrane l'utilisation évidente de sa puissance énergétique par la Russie pour renforcer la cohésion de la CEI, sous son contrôle.

La stratégie de sécurité énergétique de la Chine possède, aux dires d'experts, deux caractéristiques intéressantes.

Premièrement, la Chine n'est devenue importatrice nette de pétrole et de produits pétroliers que tout récemment, en 1993. Elle a dû s'adapter rapidement à cette nouvelle situation énergétique, et a opté pour la sécurisation de ses importations par la création de stocks stratégiques et l'investissement dans les opérations d'exploitation et de production à l'étranger.

Deuxièmement, la Chine a mis en œuvre depuis 1980 des politiques fortes d'efficacité énergétique. Les modifications structurelles du développement économique et la plus grande efficacité énergétique ont entraîné une baisse très sensible de l'intensité énergétique : la consommation d'énergie primaire était de 873 Mtep en 1996, alors qu'elle eut été de 1 800 Mtep la même année, si l'intensité énergétique primaire était restée à son niveau de 1977. Ces politiques d'efficacité énergétique ont donc contribué, et contribuent toujours, à desserrer la contrainte existant sur les importations pétrolières.

Enfin, en ce qui concerne le Japon, la sécurité énergétique est l'un des trois piliers de sa stratégie énergétique, les deux autres étant la protection de l'environnement et la croissance économique. Le Japon important pratiquement tout ce qu'il consomme de combustibles fossiles, les experts insistent particulièrement sur la question de la sécurité des approvisionnements. Du côté de l'offre, le gouvernement japonais a développé un vaste programme nucléaire, afin de substituer l'énergie nucléaire au pétrole pour la production d'électricité ; ce programme risque cependant d'être freiné par des problèmes d'acceptabilité au sein de l'opinion publique. Du côté de la demande, des mesures drastiques d'efficacité énergétique ont été mises en œuvre, ce qui vaut à l'intensité énergétique du Japon d'être parmi les plus faibles de l'OCDE (0,17 tep/US\$95ppa).

1.3 – La sécurité interne

Ce second aspect de la sécurité énergétique n'a pas retenu par le passé toute l'attention qu'il méritait mais a connu depuis peu en France un regain d'intérêt, notamment du fait des conséquences des perturbations climatiques. Le rapport WEA lui consacre une part importante du chapitre traitant de la sécurité énergétique.

Nous avons consacré la deuxième partie de l'étude à cette question, avec l'analyse, dans le cas de la France, de la vulnérabilité des systèmes énergétiques internes au pays et à ses conséquences possibles en termes d'interruption physique de l'approvisionnement du consommateur final en tel ou tel produit énergétique. L'analyse fait apparaître une grande diversité de risques de nature technique ou sociale, et met en évidence la difficulté à évaluer économiquement ces risques, notamment dans le cas de l'électricité, en estimant la valeur négative, pour le consommateur final, de l'unité énergétique non distribuée. Même si les évaluations restent aujourd'hui très sommaires, il semble que ce coût « social » de la défaillance du système énergétique interne soit très élevé : on estime ainsi à un coût de 60 F à 130 F le kWh électrique non distribué.

Au niveau de la production d'électricité, alors que la diversité des sources et des techniques pour la production d'électricité est unanimement reconnue comme un facteur de sécurité, la France, avec le choix du « tout nucléaire », au nom de la sécurité des approvisionnements, s'est placée dans une situation de vulnérabilité technologique qui fait dire au rapport WEA : « En concentrant sa production d'électricité sur l'énergie nucléaire, la France a sans aucun doute renforcé sa sécurité énergétique. Elle a cependant introduit une vulnérabilité nouvelle dans son système » ¹.

(1) Outre la vulnérabilité industrielle liée à l'utilisation d'une seule technologie complexe, la production d'électricité d'origine nucléaire est particulièrement vulnérable (soit réellement, soit comme menace) aux agressions terroristes ou militaires (une attaque aérienne sur une centrale nucléaire ne représente pas seulement la destruction d'une unité de production d'électricité, à l'exemple de l'effet des bombardements de l'OTAN sur la Serbie, mais le risque d'une catastrophe humanitaire et écologique majeure).

Il faudra bien qu'un jour une étude indépendante et publique soit faite sur cette question qui intéresse l'ensemble des citoyens. Un rapport du type « Charpin-Dessus-Pellat » sur l'économie de la filière nucléaire serait le bienvenu sur le thème de la vulnérabilité de la filière nucléaire aux agressions extérieures.

- Etude n° 7 -

C'est surtout la vulnérabilité du réseau électrique démontrée par les effets de la tempête de décembre 1999 qui a mis en évidence l'importance de la sécurité interne (circonstances que l'on retrouve, à des degrés divers, dans plusieurs pays étrangers). L'un des aspects intéressants de l'étude des effets de la tempête sur l'alimentation électrique est de montrer que l'utilisation de l'électricité est tellement généralisée et la régularité de sa fourniture considérée comme devant être assurée « quoi qu'il arrive » que les conséquences les plus dommageables des coupures de courant n'ont pas toujours été la privation des usages majeurs de l'électricité (éclairage, réfrigération, audiovisuel, voire chauffage électrique), mais l'interruption d'autres services indispensables tels que la fourniture d'eau, le chauffage non électrique, les télécommunications, parce que la pompe ou le relais ne fonctionnaient plus.

Cela montre qu'au-delà de la réparation, du renforcement, de l'enfouissement du réseau, de nombreuses mesures peuvent être prises, au niveau du consommateur final, pour que ces autres services puissent être assurés en cas de coupure de l'alimentation électrique. C'est une leçon importante pour la réflexion sur la sécurité : diminuer la vulnérabilité des équipements, mais aussi savoir s'affranchir de ces équipements en cas de défaillance. Il y a là tout un champ de recherche appliquée à explorer.

De façon plus générale, la vulnérabilité des réseaux ou, plus globalement, des systèmes d'approvisionnement centralisés, plaide pour le développement des énergies locales (très généralement renouvelables) dont on devrait même accepter un surcoût, lorsqu'il existe, du fait de leur contribution à la sécurité énergétique du consommateur.

En ce qui concerne les produits pétroliers, il existe une première vulnérabilité de la sécurité interne liée aux déséquilibres régionaux. En effet, de nombreuses régions sont dépourvues de capacités de stockage suffisantes, car celles-ci sont concentrées autour des grands axes de transport. Or il conviendrait, pour une meilleure sécurité d'approvisionnement, d'avoir un maillage plus homogène des stocks de produits pétroliers.

Par ailleurs, le fait que le secteur des transports soit « captif » aux produits pétroliers constitue incontestablement une autre source de vulnérabilité, encore plus importante que la première. Des politiques existent pour limiter les risques liées à cette vulnérabilité (politique de réduction des consommations spécifiques des véhicules, politique multi-modale des transports urbains, politique de régulation des transports par le levier fiscal, etc.) mais leur mise en œuvre n'a jamais été très soutenue.

La continuité de la fourniture du gaz est cruciale, pour les consommateurs particuliers, car la « remise en gaz » d'appareils dont le foyer est éteint est source d'accidents graves. Or la variabilité saisonnière de la demande, et le risque d'inadaptation de l'offre à la demande qui s'ensuit, rend vulnérable la continuité de cette fourniture. Le stockage est le principal moyen d'effectuer l'ajustement nécessaire. Le développement des lieux de stockage est donc un élément important de la sécurité interne.

D'autre part, il faut être conscient que l'augmentation prévisible de la consommation française de gaz naturel dans les prochaines décennies posera des problèmes d'extension des réseaux de transport et de distribution et des capacités de stockage (délais de construction, sites favorables, etc.) qui doivent être anticipés afin d'éviter un goulot d'étranglement qui augmenterait la vulnérabilité du système énergétique.

1.4 – Sécurité énergétique et efficacité énergétique

L'unanimité des stratégies énergétiques des grands Etats – même si elle est en partie de façade – à considérer la maîtrise des consommations d'énergie comme composante majeure de la sécurité énergétique nous conduit à regarder plus précisément cette question dans la troisième partie de l'étude.

Il persiste, dans presque tous les pays, un écart considérable entre un discours très favorable à la maîtrise des consommations d'énergie et la faiblesse des moyens qui sont consacrés à sa mise en œuvre. Malgré l'évidence que constituent les progrès de l'efficacité énergétique depuis les vingt-cinq dernières années, les décideurs politiques semblent avoir pris faiblement conscience de l'importance qu'elle représente potentiellement, tant vis-à-vis de la sécurité énergétique que de la protection de l'environnement. L'offre d'énergie reste la dimension essentielle de la question énergétique chez ces responsables.

En nous appuyant sur des études et des évaluations prospectives, nous avons montré l'importance des potentiels d'efficacité énergétique et les conséquences de leur « exploitation » sur la sécurité énergétique à l'aide de trois exemples : de la France, de l'Union Européenne et de la CEI.

Tant au niveau de la France que de l'Union Européenne, on peut affirmer que la maîtrise des consommations d'énergie constitue la première richesse énergétique exploitable à l'horizon 2020 pour permettre de réduire la dépendance extérieure des approvisionnements énergétiques. Pour la France,

- Etude n° 7 -

l'effet en 2020 de l'efficacité énergétique sur la réduction des importations d'hydrocarbures serait de l'ordre de 50 Mtep ; pour l'Union Européenne, une évaluation de l'ordre de 300 Mtep paraît vraisemblable.

Nous avons pu constater que les exercices de prospective énergétique de l'Union Européenne publiés par la Commission européenne ne présentent pas de scénario énergétique qui prenne en compte une politique forte d'efficacité des consommations d'énergie et qui permette par conséquent d'en évaluer les effets sur la sécurité énergétique de l'Union. Notre étude confirme la nécessité d'un « scénario efficace en énergie pour l'Europe ».

Cet exercice est d'autant plus indispensable que la première recommandation du Livre Vert de la Commission européenne sur la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union Européenne est la mise en œuvre d'une politique européenne de maîtrise des consommations d'énergie.

La sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Union Européenne dépend entre autres du maintien de la capacité d'exportation des pays fournisseurs. C'est tout particulièrement le cas pour les importations de gaz naturel en provenance de la Russie.

La mise en œuvre d'une politique effective de maîtrise des consommations d'énergie en Russie et plus généralement dans l'ensemble des pays de l'Europe centrale et orientale et de la CEI est un enjeu majeur non seulement pour leur propre équilibre économique mais aussi pour la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union Européenne.

Etant donné la situation énergétique actuelle de ces pays, caractérisée par une intensité énergétique très élevée par rapport à celle de l'Union Européenne, les enjeux en termes de potentiels d'efficacité énergétique sont considérables.

C'est ainsi que l'on constate que si les pays d'Europe centrale et orientale mettaient en œuvre des politiques d'efficacité énergétique leur permettant d'atteindre en 2020 les niveaux des intensités énergétiques de l'Europe occidentale dans la décennie 90, leur consommation totale d'énergie en 2020 dans un scénario de croissance économique forte de l'ordre de 6 % par an sur la période 1995-2020 serait du même ordre que celle qu'ils connaîtraient la même année 2020 dans un scénario économique de 3 % de croissance annuelle sur la même période sans efforts particuliers d'efficacité énergétique par rapport aux pratiques actuelles.

L'importance de l'enjeu dicte à l'Union Européenne la nécessité d'une politique de coopération forte avec les pays d'Europe centrale et orientale et de la CEI pour la mise en œuvre effective de programmes de maîtrise des consommations d'énergie.

A titre de remarque générale, il nous semble que la question énergétique à long terme - qui n'est pas si lointain que cela puisqu'il s'agit d'un horizon de l'ordre du demi-siècle- est trop souvent négligée dans les stratégies de sécurité énergétique. Il ne s'agit pas d'agiter le spectre de la pénurie mais de répéter que les réserves et les ressources ne sont pas inépuisables et que leur maintien à bon niveau a été sur les dernières décennies, plus liée à l'amélioration des techniques d'extraction qu'à la découverte de nouveaux gisements géants, tout au moins pour le pétrole.

A une époque où le développement durable fait l'objet de tant de discours, le monde en sous-développement et le monde d'après-demain devraient être mieux pris en compte dans les stratégies de sécurité énergétique des grandes puissances économiques, qui restent extraordinairement égoïstes et de court terme.

2 - Eléments pour la réflexion et le débat

L'étude nous a permis de mettre en évidence la complexité de l'exercice d'élaboration d'une stratégie de sécurité énergétique si on veut en comprendre et en traiter correctement les différents aspects et l'intégrer dans une stratégie énergétique globale.

Ayant mis à plat les facteurs et les contraintes et examiné les stratégies des grands acteurs de la scène mondiale, nous allons essayer de dégager quelques points clefs, ainsi que des écueils à éviter, afin de faciliter une approche méthodologique correcte dans le débat et la prise de décision.

2.1 – Dépendance et vulnérabilité

La sécurité énergétique dépend, pour chacune de ses composantes, d'une part du degré de dépendance de la satisfaction de chaque service énergétique vis-à-vis d'un produit ou d'une technique énergétique, d'autre part de la vulnérabilité de la fourniture de ce produit ou du fonctionnement de cette technique à un certain nombre de facteurs.

- Etude n° 7 -

En termes de sécurité des approvisionnements, on est amené à analyser le degré de dépendance du système énergétique (y compris la consommation) ou d'une activité particulière vis-à-vis d'un produit énergétique importé et à estimer quels sont les éléments de vulnérabilité dans l'approvisionnement de ce produit.

En termes de sécurité interne, on est de la même façon conduit à analyser le degré de dépendance du système énergétique ou d'une activité particulière vis-à-vis d'un produit énergétique particulier et à estimer quels sont les éléments de vulnérabilité du système national de fourniture de ce produit au consommateur final, en relation avec les conditions d'utilisation de ce produit par ce même consommateur.

L'élaboration d'une politique globale de sécurité énergétique consiste à rechercher le système énergétique optimal vis à vis de la sécurité des approvisionnements et de la sécurité interne, à partir de l'analyse des degrés de dépendance et de vulnérabilité de chacun de ces deux aspects de la sécurité globale.

La solution n'est pas évidente. On peut penser a priori que l'objectif est de diminuer globalement, autant que faire se peut, à la fois la vulnérabilité et la dépendance et ceci pour la sécurité interne et la sécurité externe, étudiées indépendamment. Ce n'est pas la meilleure approche. Dans la réalité, certains degrés de vulnérabilité et de dépendance sont imposés par les faits et il s'agit de déterminer leur niveau d'acceptabilité et les possibilités d'en diminuer les risques induits, ce qui revient à comparer les avantages et inconvénients de différents choix possibles.

On voit bien par exemple qu'une dépendance sur un approvisionnement extérieur qui ne présente qu'une très faible vulnérabilité peut présenter des avantages et qu'une faible dépendance extérieure sur un produit énergétique dont la vulnérabilité interne est élevée peut être illusoire. D'autre part, il peut être intéressant dans certains cas d'accepter un certain degré de vulnérabilité si l'on arrive par ailleurs à diminuer le degré de dépendance, cas qui se présente fréquemment au niveau du consommateur final.

Un certain degré de simplification est évidemment nécessaire mais il faut être attentif à ce que cette simplification ne masque pas les problèmes les plus aigus. A cet égard, l'utilisation de l'indice global dit « taux d'indépendance énergétique » (calculé comme le rapport de la production nationale d'énergie primaire et la consommation totale d'énergie primaire) comme critère permettant de juger de la qualité d'une politique de sécurité énergétique ne nous

paraît pas pertinente. Outre le fait que sa valeur repose sur des conventions nombreuses et parfois discutables, l'information qu'il fournit est extrêmement réductrice et peut conduire à des interprétations trompeuses sur la réalité des problèmes.

Le niveau de « séparation des variables » qui nous paraît nécessaire pour une réflexion utile est celui des différents produits énergétiques, chacun étant si possible couplé avec les secteurs d'utilisation, voire les usages. Cela permet de mettre en évidence les différences de dépendances extérieures en quantité et en nature, d'analyser la vulnérabilité de chacune et d'identifier les **couples « produit énergétique – secteur ou usage »** qui présentent les caractéristiques d'une plus grande fragilité, c'est à dire pour lesquelles l'association « vulnérabilité + dépendance » est la plus lourde.

On constate immédiatement que le couple « produit - secteur » le plus vulnérable et le plus dépendant - non seulement pour la France mais pour l'Union Européenne et de nombreux pays du monde – est la combinaison « pétrole – transports » dont le traitement doit être par conséquent prioritaire dans la réflexion stratégique : la « captivité aux produits pétroliers » du secteur des transports est certainement aujourd'hui le point le plus dur de la sécurité énergétique.

Au niveau de la sécurité interne, pour la France, nous avons identifié la vulnérabilité des réseaux de transport de l'électricité et une vulnérabilité « technologique » de la production liée à la quasi exclusivité de la production d'électricité par les centrales nucléaires. Les conséquences possibles de ces vulnérabilités seront à comparer au degré de dépendance extérieure (très faible pour le nucléaire) et de vulnérabilité des solutions alternatives. L'étude des usages et de la façon dont l'énergie est consommée et pour quels besoins apporte sur ce point des informations utiles pour définir des parades à ces vulnérabilités.

Cette analyse par couple « produit – secteur » ou « produit – usage » peut être affinée lorsque cela est nécessaire, certains usages présentant des vulnérabilités particulières ou étant sensibles à plusieurs types de vulnérabilité ou de dépendance.

Essai de formulation

Pour chaque couple « produit énergétique – secteur ou usage », la sécurité énergétique est la combinaison de la sécurité des approvisionnements ou sécurité externe et de la sécurité interne. Cette combinaison peut être symbolisée par la formule :

$$(1) \quad \text{Sen} = \text{Se} * \text{Si}$$

Si l'on arrivait à chiffrer, même de façon subjective, la sécurité énergétique ainsi que chacune de ses deux composantes, par exemple de 0 à 1, on pourrait écrire :

$$(2) \quad \text{Sen} = \text{Se} \times \text{Si}$$

ce qui peut être une première tentative de « quantifier » la sécurité énergétique de chaque couple.

La sécurité externe et la sécurité interne sont elles-mêmes fonctions du degré de dépendance et du degré de vulnérabilité propre à chacun des couples. On peut donc écrire :

$$(3) \quad \begin{array}{l} \text{Se} = \text{De} * \text{Ve} \\ \text{et} \quad \text{Si} = \text{Di} * \text{Vi} \end{array}$$

Expressions qui peuvent être notées sous la forme de multiplications de variables si l'on admet que celles-ci peuvent être exprimées par des valeurs numériques :

$$(4) \quad \begin{array}{l} \text{Se} = \text{De} \times \text{Ve} \\ \text{et} \quad \text{Si} = \text{Di} \times \text{Vi} \end{array}$$

Par exemple, la dépendance extérieure peut être exprimée comme le rapport de la quantité de produit énergétique importé sur la quantité totale consommée pour le couple considéré. Le chiffrage est plus difficile pour la vulnérabilité.

Le regroupement des formules précédentes donne :

$$(5) \quad \text{Sen} = \text{De} * \text{Ve} * \text{Di} * \text{Vi}$$

$$(6) \quad \text{Sen} = \text{De} \times \text{Ve} \times \text{Di} \times \text{Vi}$$

Dans la formulation chiffrée, l'objectif étant d'avoir une valeur de Sen la plus proche de 1, l'intérêt de la formule (6) est de montrer que l'on peut (et que l'on doit) jouer sur chacun des quatre facteurs pour obtenir la meilleure valeur de Sen (à condition bien sûr qu'aucun des quatre facteurs ne soit égal à zéro, ce qui est réaliste car si une dépendance ou une vulnérabilité est considérée comme totalement inacceptable, essayer de modifier les autres facteurs n'a pas beaucoup de sens).

L'autre intérêt de cette formulation sous la forme d'un produit de facteurs est de mettre en évidence l'importance de chaque type de parade à un risque particulier, ainsi que la compensation possible d'un risque externe par une parade interne, et réciproquement.

2.2 – Nature des risques et types de parades

2.2.1 – Risque économique et risque de rupture

Tant dans l'appréciation de la dépendance que dans celle de la vulnérabilité, il est indispensable de séparer les risques économiques et les risques de rupture physique de la fourniture d'énergie. Non seulement ils sont de nature différente, mais la prévention de chacun est également de nature différente. Il est vrai que l'on peut, en général après coup, faire une estimation du coût économique d'une rupture de fourniture énergétique (ou d'approvisionnement) mais, que ce soit au niveau national ou à celui du consommateur final, on ne peut la réduire à la seule dimension économique, ni dans la réalité de ses effets, ni dans la perception qu'en ont ceux qui en sont victimes.

Par rapport à la question du coût global pour l'économie d'une augmentation du coût de l'énergie ou d'un produit énergétique particulier, la première parade est la maîtrise des consommations d'énergie qui, par le biais de la baisse du niveau de consommation, entraîne automatiquement une baisse du coût du service rendu. La seconde parade est constituée par la substitution par des énergies ou des produits énergétiques moins vulnérables aux augmentations ou aux fluctuations des coûts (la fluctuation des coûts peut avoir des effets plus sensibles sur l'économie qu'une hausse régulière). Il faut distinguer le risque de fluctuation qui peut être prévenu par la mise en place de mesures compensatoires pour les activités les plus touchées et le risque d'augmentation des coûts sur le moyen et long terme qui n'est pas forcément très grave si l'économie globale et le pouvoir d'achat des ménages augmentent par ailleurs (c'est ce que l'on a pu constater lors des augmentations récentes des prix du pétrole et des produits pétroliers dont les répercussions sur l'ensemble de l'économie ont été relativement modestes par rapport à ce qui s'était produit dans le passé ; le problème a été circonscrit au transports de marchandises dont le caractère « captif » a provoqué une crise).

Le risque de rupture d'approvisionnement est a priori plus grave, mais sa probabilité d'occurrence est plus faible. Il est traité d'une part grâce aux accords internationaux sur le commerce de l'énergie, d'autre part grâce aux stockages des produits énergétiques importés permettant à l'économie de les supporter un certain temps. Sans oublier la capacité d'intervention militaire des Etats-Unis si la menace de rupture s'adressait à leurs « intérêts vitaux ».

- Etude n° 7 -

La fragilité (vulnérabilité + dépendance) de la combinaison « pétrole - transports » reste, sous ces deux aspects (économie et rupture), la plus inquiétante, comme le serait, à l'échelle de l'Union Européenne, une combinaison « gaz naturel – usages électriques » si le « tout gaz » devenait la règle, à l'image du « tout nucléaire » en France, mais pour d'autres raisons.

2.2.2 – La parade par la substitution des énergies

La parade au risque lié au caractère captif d'un secteur ou d'un usage par rapport à une seule forme d'énergie ou un seul produit énergétique à une seule technique consiste en la substitution par une autre forme d'énergie ou un autre produit, ou une autre technique.

Dans le cas des transports, on peut jouer à la fois sur la substitution du produit énergétique (carburant de substitution issu de la biomasse, gaz naturel combustible) ou sur la substitution des modes de transports (rail et électricité, transport collectif urbain « non pétrolier »).

Dans le cas de l'électricité, soit en diversifiant les sources de production (techniques et combustibles), soit en modifiant le mode de satisfaction énergétique du service au consommateur (chauffe-eau solaire au lieu de chauffe-eau à l'électricité ou au gaz).

La diversification des combustibles est l'une des mesures recommandées pour renforcer la sécurité, externe comme interne, du système de fourniture de l'électricité. Pour des raisons de sécurité, notamment de réduction de la dépendance extérieure en combustible à moyen et long terme, mais aussi comme moyen de lutte contre le changement climatique par la réduction des émissions de CO₂, on a décidé au niveau européen d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Il est important de souligner que le résultat attendu, en terme de sécurité des approvisionnements comme en terme de réduction de l'effet de serre, est exactement le même si on applique la même politique à la production de chaleur par les énergies renouvelables se substituant soit à l'électricité (eau chaude ou chauffage), soit à des hydrocarbures (fuel, gaz naturel pour le chauffage ou l'eau chaude).

L'utilisation du bois et de la biomasse pour la production de chaleur a le même intérêt stratégique (en termes de sécurité d'approvisionnement et d'effet de serre) que la production d'électricité par l'éolien.

Il nous paraît donc légitime, sur la base de ces deux critères :

- d'accepter si nécessaire un surcoût pour cette production de chaleur ;
- d'élaborer une directive européenne sur la production de chaleur par les énergies renouvelables au même titre que la directive « électricité ».

Le même raisonnement vaut évidemment pour les carburants de substitution issus de la biomasse.

3 – Agir maintenant sur ce qui est à notre portée

On se doit de saluer la lucidité et d'une certaine façon le courage politique du Livre Vert de la Commission européenne sur la faible marge de manœuvre de l'Union en termes d'offre d'énergie, en dehors du développement des énergies renouvelables.

Si l'on passe du niveau de l'Union à celui de la France - ou d'un autre pays de l'Union - on ne peut que constater, si on a la même lucidité, que la question des approvisionnements énergétiques extérieurs relève bien d'une politique européenne et non d'une politique nationale : sur ce point, le plaidoyer du Livre Vert est légitime.

Par contre, deux domaines extrêmement importants relèvent d'une responsabilité partagée entre le niveau de l'Union et le niveau national : la sécurité interne et la maîtrise des consommations d'énergie. On doit bien reconnaître que l'un comme l'autre sont des sujets moins attrayants et moins propices à de grands forums spectaculaires que la mondialisation des marchés et les politiques pétroliers ou gazières à l'échelle de la planète.

Mais à la différence de ces sujets planétaires (au demeurant fort importants), la sécurité interne et la maîtrise des consommations sont à la portée de décisions et de mises en œuvre communautaire, nationale, territoriale et locale. Il y a là un champ d'action considérable qui n'est pas conflictuel et ne met pas en jeu la puissance des nations.

Il nous semble qu'un travail d'investigation intéressant et utile reste à faire sur la sécurité interne, notamment sur ce qui peut être fait au niveau du

- Etude n° 7 -

consommateur final pour diminuer sa dépendance et sa vulnérabilité vis-à-vis des aléas de la fourniture d'énergie.

En ce qui concerne la maîtrise des consommations d'énergie, il subsiste, tant au niveau de la France qu'à celui de l'Union européenne, un déficit majeur sur les moyens nécessaires à la mise en œuvre de politiques, mesures ou programmes appropriés : moyens institutionnels, organisationnels et réglementaires ; moyens humains ; moyens financiers. Il paraît indispensable qu'une telle étude, associant les principaux acteurs concernés, soit entreprise, si l'on veut que la relance de cette politique, maintes fois annoncée, entre dans les faits.

Rappelons que nous avons signalé plus haut l'intérêt d'une étude, dans le cadre de l'Union Européenne mais ce peut être intéressant également pour la France, de la situation du charbon et de ses avantages et inconvénients en termes de sécurité énergétique et d'environnement global, ne serait-ce que pour tenir compte de ce qui se passera dans les décennies à venir dans les grands pays producteurs et consommateurs de cette source d'énergie.

Nous pensons enfin qu'une initiative du Commissariat général du Plan pour lancer une étude internationale sur la réalisation de scénarios contrastés de prospective énergétique pour l'Union Européenne prenant en compte notamment une politique vigoureuse de maîtrise des consommations d'énergie et de développement des énergies renouvelables serait une contribution importante à l'élaboration concertée d'une stratégie de sécurité énergétique pour l'Union Européenne.

7. Annexes

7.1. Annexe 1 - Sur le « taux d'indépendance énergétique » et la façon de le calculer

1 - Définition et valeur officielle

Le taux d'indépendance énergétique est défini officiellement en France, pour une année donnée, comme le rapport de la production nationale d'énergie primaire à la consommation totale d'énergie primaire, ces consommations étant exprimées en tep (ou Mtep) suivant les règles de la comptabilité énergétique française.

Pour l'année 1998, l'observatoire de l'énergie fournit les chiffres suivants :

	Cons. d'énergie primaire		Prod. d'énergie primaire	
	Mtep	%	Mtep	%
Charbons	15.8	6.3	3.5	2.9
Pétrole	99.1	39.7	2.1	1.7
Gaz naturel	34.1	13.7	1.9	1.6
Electricité primaire	88.6	35.5		
Hydraulique			14.8	12.3
Nucléaire			86.1	71.8
En. renouvelables	11.7	4.7	11.5	9.6
Total	249.4	100	119.9	100

Le rapport des deux quantités donne la valeur de **48,5 %** pour le « taux d'indépendance énergétique ».

La définition du taux d'indépendance comme la méthode de le calculer paraissent logiques et simples : la valeur trouvée est présentée comme un indicateur fiable et « scientifiquement établi » et utilisée dans toutes les notes de synthèse officielles qui présentent ou commentent les bilans énergétiques ou la politique énergétique française.

Nous allons voir que derrière cette simplicité et cette rationalité apparentes se cachent des hypothèses et des conventions discutables et dont la mise en cause amène à des résultats très différents, mettant en cause la pertinence même de l'utilisation d'un tel indicateur global.

2 - Est-il pertinent de comptabiliser les exportations d'électricité ?

Puisque l'on fait figurer la production d'énergie primaire au numérateur, on inclut dans celui-ci l'électricité qui est exportée et qui représente 12,3 Mtep.

On ne voit pas en en quoi cette exportation, qui peut être considérée comme intéressante du point de vue économique, contribue à diminuer la dépendance énergétique de la France vis-à-vis de ses approvisionnements extérieurs. Il s'agit en effet d'une vente qui n'a aucun effet de substitution par rapport aux importations de combustibles fossiles ¹.

On peut donc considérer comme un indicateur plus pertinent de cette dépendance la part de la consommation totale d'énergie primaire qui est assurée par une production nationale. La contribution de l'énergie primaire au numérateur est alors de 88,6 Mtep et la valeur du numérateur 107,6 Mtep (le dénominateur étant inchangé), ce qui nous donne un taux d'indépendance énergétique de **43 %**.

3 - Quelle est la valeur en Mtep de l'électricité primaire ?

a) L'électricité produite par une centrale hydraulique ou nucléaire, dite « électricité primaire » est comptabilisée en France selon la méthode dite « de substitution à la production » : on attribue à une production donnée d'électricité par ces techniques la valeur en tep de produits pétroliers (fuel lourd) qu'il faudrait brûler dans une centrale thermique classique pour produire la même quantité d'électricité. La centrale au fuel prise comme référence ayant un rendement de 38 % (rendement des meilleures centrales à fuel des années 1970), cela donne l'équivalence suivante :

1000 kWh vaut 0,222 tep

C'est ainsi que la production d'électricité primaire de l'année 1998, soit 454 milliards de kWh (ou TWh) est comptée 100,9 Mtep. La contribution de cette production à la consommation primaire est, nous l'avons vu, de 88,6 Mtep, soit 399 TWh (du fait de la soustraction des exportations).

b) Une première remarque sur la valeur de ce chiffre porte sur la quantité d'électricité produite qu'il s'agit de comptabiliser. En effet, la cohérence de

(1) Par contre, cette électricité sera évidemment prise en compte dans l'évaluation du degré de dépendance extérieure de la consommation d'énergie de l'Union Européenne.

l'utilisation de la méthode de substitution à la production doit conduire à retrancher de la production d'électricité d'origine nucléaire la consommation d'électricité du système nucléaire lui-même et en particulier de l'enrichissement de l'uranium qui n'aurait pas lieu d'être si les centrales nucléaires étaient remplacées par des centrales à fuel.

Cette valeur étant d'environ 25 TWh (soit 5,6 Mtep), cela nous conduit à une contribution de la production « nationale » de 102,0 Mtep (au lieu de 107,6), la consommation primaire étant elle-même portée à 243.8 Mtep.

Le taux d'indépendance s'établit alors à **41,8 %**.

4 - Une équivalence par substitution plus réaliste

L'utilisation de la méthode de substitution à la production est pertinente pour mesurer un degré d'indépendance extérieure. En effet, si une quantité d'électricité n'était pas produite par les techniques « primaires » (énergies renouvelables, hors biomasse, ou nucléaire), il faudrait la produire à partir de combustibles fossiles.

Mais pour que cette méthode donne un résultat représentatif, il faut tenir compte de l'évolution des techniques : la valeur de substitution de l'électricité primaire n'est plus aujourd'hui ce qu'elle était il y a trente ans.

Une règle de substitution plus réaliste que la substitution par le fuel lourd dans une centrale thermique classique paraît aujourd'hui nécessaire (trente ans après) pour mieux mesurer l'importance relative de la production d'électricité primaire.

Aujourd'hui, la centrale de référence à combustible fossile n'est plus la centrale classique au fuel des années 70 mais la centrale à cycle combiné au gaz naturel qui a un rendement de 55 % (et bientôt 60 %).

Pour produire 374 TWh¹ d'électricité, on aurait besoin de $374 : 0,55 = 680$ TWh de gaz naturel. Or, 1000 kWh de gaz naturel valent 0,077 tep, donc 680 TWh de gaz naturel valent 52,3 Mtep.

Cela signifie que la contribution de l'électricité primaire à la consommation totale d'énergie primaire est de 52,3 Mtep.

(1) 399 TWh moins les 25 TWh de consommation interne du système nucléaire.

- Etude n° 7 -

La consommation totale d'énergie primaire devient alors 213,1 Mtep, la contribution de la production intérieure devient 71,3 Mtep et le taux d'indépendance énergétique vaut alors : **34,5 %**¹.

5 - Et si l'on prend comme indicateur la contribution à la consommation d'énergie finale, en comptabilité internationale ?

Un taux d'indépendance énergétique mérite d'être comparé internationalement : il est alors recommandé d'utiliser les règles internationales de la comptabilité énergétique.

D'autre part, puisque nous nous intéressons à la disponibilité de l'énergie pour le consommateur, il n'est pas sans intérêt de chiffrer la part de cette consommation assurée par la production intérieure d'énergie.

On sait que la grande différence entre la comptabilité française et la comptabilité internationale (AIE, Eurostat, Nations-Unies) est que, dans la consommation finale d'énergie, l'électricité est comptée en France avec l'équivalence 1000 kWh = 0,222 tep (comme l'électricité primaire) et en système international avec l'équivalence 1000 kWh = 0,086 tep.

En système international, la consommation totale d'énergie finale de la France en 1998 est de 171 Mtep, dont 31 Mtep d'électricité.

La part de l'électricité primaire dans la production d'électricité étant de l'ordre de 90 %, la contribution de l'électricité primaire à la consommation finale totale est donc de 28 Mtep.

En admettant que les productions nationales d'énergies fossiles se retrouvent avec les mêmes valeurs en consommations finales et si on leur ajoute la contribution des énergies renouvelables (11 Mtep) et celle de l'électricité primaire (28 Mtep), on trouve que la contribution de la production nationale à la consommation finale est de 46,5 Mtep, ce qui donne un taux d'indépendance de **27 %**.

(1) S'il s'agissait réellement de remplacer la production primaire par une production à partir du gaz naturel, d'autres évolutions seraient à prendre en compte, en particulier la quasi disparition probable du chauffage électrique.

6 - Conclusion

Cet exercice montre comment une définition simple à première vue d'un indicateur global devant caractériser l'indépendance (ou la dépendance) énergétique conduit à une valeur dépendant très fortement des règles de comptabilité énergétique comme des définitions des éléments intermédiaires nécessaires à son calcul.

L'examen de ces « pièges » amène à la plus grande prudence sur la notion même de « taux d'indépendance énergétique » et sur les risques d'une telle appellation qui conduit par sa connotation même à des utilisations allant bien au-delà des indications synthétiques et partielles que peut donner le rapport de l'apport des énergies domestiques à la consommation énergétique totale.

L'existence d'une comptabilité énergétique particulière à la France pour la comptabilité de l'électricité dans la consommation d'énergie finale et son maintien à l'heure de « l'ouverture des marchés » serait une curiosité historique si elle n'avait pas de conséquences pour l'appréciation du poids des différents produits énergétiques dans la consommation finale.

Le maintien d'une même référence depuis trente ans (la centrale classique au fuel) dans l'utilisation de la méthode de comptabilité par substitution à la production fausse également l'appréciation du degré de dépendance de l'approvisionnement en énergie primaire. Cette méthode, qui est pertinente, devrait suivre les évolutions techniques pour garder sa cohérence.

On peut répondre à ces arguments qu'il s'agit de conventions et que, une fois admises et connues, les choses sont claires. En réalité, ces « subtilités » de la comptabilité énergétique sont mal connues et le « taux d'indépendance énergétique » calculé selon la définition et la méthode officielles est utilisé comme argument politique servant à juger la pertinence ou les résultats de la politique énergétique.

Un indicateur global est commode du fait de sa simplicité. Encore faut-il que sa méthode de calcul soit bien explicitée et corresponde à la réalité des problèmes. Il n'est pas sans intérêt de mesurer la part des importations dans la consommation énergétique totale, mais il ne faut pas donner une trop grande importance à un tel indicateur, surtout à l'heure de l'Union Européenne, et sans le qualifier forcément de « taux d'indépendance », dénomination qui a une connotation politique forte qui n'est appropriée.

- Etude n° 7 -

Si l'on tient cependant à exprimer en ordres de grandeur les parts relatives de la production domestique et des importations dans la consommation d'énergie, nous recommandons de retenir deux indicateurs globaux :

- le premier relatif à la couverture des besoins en énergie primaire, selon la règle d'équivalence à la production que nous avons recommandée, ce qui donnerait la valeur de **35 %** au rapport « **apport domestique sur consommation totale d'énergie primaire** » ou le « **contenu en importations de la consommation d'énergie primaire (en quantités physiques ¹)** » qui vaut alors **67 %** ; le second à la couverture des besoins en énergie finale, selon la règle de comptabilité internationale de celle-ci (la seule permettant des comparaisons internationales), ce qui donnerait la valeur de **27 %** au rapport « **apport domestique sur consommation totale d'énergie finale** », ou le « **contenu en importations de la consommation d'énergie finale (en quantités physiques)** » qui vaut alors **73 %**.

Ces deux indicateurs ne sont que des éléments parmi d'autres de la réflexion sur la sécurité énergétique et ne peuvent en aucun cas être considérés comme représentant « l'indépendance énergétique », notion qu'il serait d'ailleurs prudent de ne plus utiliser car elle n'est pas pertinente (et lourde de connotations politiques).

(1) Précision nécessaire pour éviter la confusion avec le contenu en importations en unités monétaires.

7.2. Annexe 2 - Synthèse du rapport World Energy Assessment

L'annexe 2 présente d'une part la synthèse du rapport World Energy Assessment (traduction ICE du texte intitulé « WEA Key Messages » disponible à l'adresse internet <http://www.un.org/Pubs/whatsnew/e00149.htm>) et d'autre part le plan général de ce dernier.

Le rapport complet ainsi que des informations complémentaires sont disponibles à l'adresse Internet suivante :

<http://www.undp.org/seed/eap/activities/wea>

Annexe 2.1 – L'énergie et le défi du développement durable

Synthèse du rapport WEA (Traduction ICE du texte intitulé « WEA Key Messages » disponible à l'adresse internet <http://www.un.org/Pubs/whatsnew/e00149.htm>)

L'énergie

Quand elle est produite et utilisée rationnellement, peut jouer un rôle essentiel en améliorant la vie des femmes et des hommes d'aujourd'hui tout en maintenant les perspectives d'avenir pour les générations futures. C'est cet équilibre que renferme l'idée de 'développement durable', un objectif auprès duquel l'Organisation des Nations Unies et ses Etats membres se sont fermement engagés. Bien que les technologies et les ressources énergétiques nécessaires au développement durable soient disponibles, ce dernier ne pourra être réalisé que si des changements fondamentaux interviennent au niveau de la production, de la distribution et de l'utilisation de l'énergie. On pourra citer en particulier : des niveaux plus élevés d'efficacité énergétique, une plus grande contribution au bilan énergétique des sources d'énergies renouvelables modernes, un développement et une diffusion accélérés des technologies modernes et un renforcement de la capacité des politiques mises en œuvre à encourager de tels changements.

Face au développement durable, les deux menaces les plus sérieuses proviennent des problèmes d'équité sociale et des impacts sur l'environnement et sont liées à l'énergie.

L'accès assuré à des services énergétiques abordables est nécessaire et essentiel à la croissance économique et au développement humain. Cependant, de sérieux

problèmes – en premier lieu ceux qui sont relatifs aux problèmes d'équité sociale et aux impacts sur l'environnement – concernent les moyens actuels de production, de distribution et d'utilisation de l'énergie.

- ***Deux milliards d'êtres humains se battent pour voir leurs besoins socio-économiques essentiels satisfaits, sans avoir accès à des services énergétiques adéquats et abordables.*** L'électricité, qui est autant un moyen de satisfaire les besoins primaires des ménages qu'une source de revenus, n'est pas accessible au tiers de la population mondiale. La plus vieille technologie énergétique du monde, le feu de cuisson, reste la technologie à base de combustible fossile la plus utilisée de nos jours. Une large fraction de la population mondiale – en particulier les femmes – se trouve enfermée dans des cycles de pauvreté, de mauvaise santé et de privations du fait qu'elle doit principalement compter sur les technologies et combustibles traditionnels, qui en termes de pollution locale et de temps consacré représentent un réel fardeau.
- ***A l'utilisation de l'énergie sont associées des émissions de gaz ou de particules qui polluent et dégradent l'environnement aux niveaux local, régional et global.*** Les impacts locaux associés à l'utilisation de l'énergie se ressentent en premier lieu sur la santé, et sont responsables de quelques trois millions de morts prématurées par an, soit l'équivalent de 5 à 6 % de la mortalité mondiale. Les activités énergétiques représentent 85 % des émissions causées par l'homme de dioxyde de soufre, contribuant fortement à la pollution locale et à l'acidification régionale. Près de 78 % d'émissions anthropogènes de dioxyde de carbone sont liés à l'utilisation de combustibles fossiles. Ces émissions sont en grande partie responsables du réchauffement climatique, qui représente une menace sans précédent pour l'humanité.

Notre dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles

Les combustibles fossiles constituent et constitueront une large part du bilan énergétique global ; le défi est de les utiliser de façon plus propre, plus sûre et plus efficace. La base de ressources en combustibles fossiles est au moins 600 fois plus importante que la consommation qui en est faite de nos jours – les experts prévoient que les réserves de pétrole et de gaz dureront une grande partie du siècle, et le charbon sera abondant pendant plusieurs siècles. Ainsi, la raréfaction des combustibles fossiles ne sera pas la source principale de changement dans les systèmes énergétiques. Même le plus « écologique » des scénarii considérés dans le rapport prévoit que plus de la moitié de la demande

d'énergie en 2050 sera satisfaite par les produits pétroliers et le charbon. A moins que les impacts environnementaux considérables dus à l'utilisation des combustibles fossiles ne soient rapidement pris en compte, le réchauffement climatique s'intensifiera et les pollutions locale et régionale persévéreront. Les technologies modernes sont très prometteuses en matière d'utilisation plus sûre et plus propre des combustibles fossiles, mais leur développement et leur diffusion nécessiteront, pour être encouragés, d'être soutenus par la mise en œuvre de politiques appropriées.

Les opportunités offertes par une utilisation plus efficace de l'énergie

Les possibilités ouvertes par une utilisation plus efficace de l'énergie sont énormes, compte tenu du fait que l'efficacité énergétique globale est estimée à 37 %. En d'autres termes, lors des processus de transformation du matériel brut en énergie utile, 63 % de l'énergie est dissipée, la plus part sous forme de chaleur perdue. De nombreux gains d'efficacité énergétique ont été réalisés, particulièrement dans les processus centralisés, ce qui a contribué à desserrer le lien historiquement fort entre développement économique et consommation d'énergie. Au cours du siècle dernier, le rendement des centrales électriques est passé de 3 % à plus de 50 % pour les centrales à cycle combiné au gaz actuelles. Les besoins en énergie des industries de l'Europe occidentale sont restés relativement stables durant ces vingt dernières années, alors que la production a augmenté de 2 % par an. Un large potentiel d'efficacité énergétique non encore exploité réside au niveau de l'utilisation finale de l'énergie, par exemple à travers celle de véhicules, d'appareils et de bâtiments plus sobres en énergie. D'après le rapport, des potentiels d'efficacité énergétique de 25 à 35 % sont exploitables, tout en étant rentables par rapport aux prix du marché, dans les pays industrialisés au cours des vingt prochaines années, ces potentiels étant plus élevés (de 30 à 45 %) pour les pays en développement et en transition. Dans les deux cas, les potentiels les plus élevés requièrent l'introduction de politiques fortes incitant aux économies d'énergie.

Les énergies renouvelables

Bien que la quantité d'énergie renouvelable dont la Terre dispose soit trois fois plus importante que la consommation mondiale d'énergie primaire, l'exploiter sous formes d'énergie utile est compliqué. Par conséquent, les « nouvelles » énergies renouvelables (à savoir les formes modernes de biomasse, les énergies hydraulique, éolienne, solaire et géothermique) ne contribuent qu'à hauteur de 2 % dans le bilan énergétique mondial, parmi lesquels sept huitième sont de la biomasse. Même si les énergies solaire et

- Etude n° 7 -

éolienne voient leur capacité multipliée par 30 % par an, leur contribution au bilan énergétique ne sera pas significative avant plusieurs années. Les perspectives d'avenir des énergies renouvelables dépendent du niveau d'incitation des politiques mises en œuvre. A l'heure actuelle, la compétitivité des énergies renouvelables sur le marché est freinée par un subventionnement abusif (et souvent pervers) des combustibles fossiles. Répercuter les coûts environnementaux supportés par la société sur le prix de l'énergie stimulerait grandement le marché des énergies renouvelables.

Les technologies modernes

L'accélération du développement et de la diffusion des nouvelles technologies de l'énergie est le point clé de tout scénario visant à atteindre l'objectif du développement durable. L'influence de la direction et du taux de changement technologique sur les émissions futures peut être aussi grande que celle de la croissance démographique, du développement économique et de la consommation d'énergie réunis. Cependant, les investissements actuels en Recherche et Développement, aussi bien dans le secteur privé que dans le secteur public, ne permettent pas de répondre à un tel défi. La chaîne de l'innovation énergétique, de la Recherche et Développement jusqu'à la diffusion, en passant par les projets de démonstration, est parfois l'affaire de plusieurs décennies, et les progrès peuvent se trouver en perte de vitesse tout au long de cette chaîne. Des avancées technologiques continues sont nécessaires pour tous les aspects du système énergétique, en particulier pour les énergies renouvelables, pour l'efficacité énergétique et pour l'utilisation des combustibles fossiles. Les technologies nucléaires modernes pourraient participer à la dé-carbonisation du système énergétique mondial dans les cinquante prochaines années, si – et seulement si – les questions relatives à la sûreté nucléaire, à la prolifération et au stockage des déchets peuvent être rendues acceptables par l'opinion publique. Les technologies avancées prometteuses utilisant les combustibles fossiles comprennent le « gaz de synthèse » extrapropre dérivé du charbon ou du gaz naturel à court terme, les cellules à combustible à moyen terme, et la capture et le stockage du dioxyde de carbone à grande échelle à plus long terme. A plusieurs niveaux, les pays en développement avec peu de capacité installée sont bien positionnés pour devenir des 'leaders' en introduisant des technologies innovatrices, sautant ainsi des étapes le long de la courbe d'apprentissage technologique.

Trouver des moyens de faciliter l'accès à des services énergétiques adéquats

Il est nécessaire de définir des stratégies ciblées pour répondre aux besoins de deux milliards d'êtres humains qui n'ont pas d'accès approprié aux services énergétiques – dont la plupart vivent dans les zones rurales des pays en développement. Les vies et la productivité de ce vaste groupe pourraient être considérablement améliorées à court terme avec relativement peu de consommation d'énergie supplémentaire. Par exemple, les besoins énergétiques de cuisson pour ceux qui n'ont pas accès aux combustibles modernes sont équivalents à environ 1 % de la consommation mondiale d'énergie commerciale, ou à 3 % de la consommation mondiale de pétrole. Là où l'extension des réseaux électriques n'est économiquement pas rentable, les systèmes énergétiques décentralisés, parmi lesquels les systèmes utilisant du diesel et de la biomasse, l'électricité solaire et éolienne, sont des solutions qui ont des chances de réussir et qui offrent également des opportunités de gestion locale. Les approches envisagées et les mécanismes de financement devront être adaptés aux conditions locales et faire preuve d'innovation, si l'on veut apporter aux zones rurales les formes modernes d'énergie, tout comme l'électrification rurale a été réalisée dans de nombreux pays maintenant industrialisés, avec l'aide du gouvernement, pour répondre à des objectifs socio-économiques.

Investir dans les énergies durables

Il n'y a pas à choisir entre croissance économique et protection de l'environnement : investir aujourd'hui dans des énergies considérablement moins polluantes et plus sûres permettra d'éviter demain des coûts plus élevés. Le rythme de l'investissement dans les énergies durables n'est pas assez rapide, particulièrement dans les pays en développement, où la demande d'énergie est la plus forte. L'aide officielle au développement a chuté de près de 20 % (en termes réels) durant les années 90, et représente une fraction de plus en plus réduite des flux nets de ressources. L'investissement direct étranger continue de croître dans le monde entier, mais a tendance à ne pas toucher les pays les moins développés. Développer les capacités institutionnelles et l'expertise technique dans ces pays conditionne l'augmentation des flux de capitaux, en particulier des investissements dans le domaine de l'énergie. Il est clair que l'ingéniosité et le dynamisme du secteur privé seront cruciaux pour répondre à de tels objectifs. Cependant, les seules forces du marché ne permettront ni de satisfaire aux besoins des groupes les plus vulnérables, ni de protéger l'environnement ni d'assurer la sécurité énergétique. Des politiques de long terme sont nécessaires pour prendre en compte de tels problèmes.

Questions de politiques

Les objectifs économiques, sociaux et environnementaux du développement durable comme exprimés lors des sommets des Nations Unies des années 90 ne peuvent être accomplis que si l'énergie est produite, distribuée et utilisée de manière fondamentalement différente dans le futur. Les scénarii énergétiques suggèrent que des futurs énergétiques durables permettant le développement d'un monde prospère, socialement équitable et protecteur de l'environnement existent bien, mais ne verront le jour qu'à l'aide de mesures politiques ambitieuses, engagées dans un proche avenir. Des efforts complémentaires sont nécessaires aux différents niveaux local, national, régional et international. Des choix politiques prometteurs peuvent consister à :

- Supprimer les subventions accordées aux combustibles fossiles (sauf dans le cas où ces subventions représentent le seul moyen viable d'apporter des énergies modernes aux populations qui n'y ont pas accès).
- Rationaliser les méthodes de détermination des prix, de manière à ce que ces derniers reflètent les coûts sociaux et environnementaux associés à diverses utilisations de l'énergie.
- Compléter les approches de marché par des mesures régulatrices permettant de protéger l'intérêt public.
- Encourager l'avancée technologique à tous les stades de la chaîne de l'innovation énergétique.
- Soutenir l'effet « tunnel » dans les pays en développement.

L'urgence de la situation

A moins que des décisions sages ne soient prises dans les prochaines décennies, nombre d'opportunités offertes de changer le cours de notre système énergétique (au sens large) risquent d'être perdues. En effet, l'infrastructure des systèmes énergétiques est capitalistique et à longue durée de vie, et de nombreuses installations énergétiques seront mises en place dans les décennies à venir, ce qui laisse apparaître un faible champ de manœuvre en matière de décisions énergétiques dont il faut profiter. Ainsi, la palette des choix concernant les systèmes énergétiques mondiaux du futur est à l'heure actuelle relativement variée, mais d'ici 2020 de nombreuses décisions d'investissement auront été prises qui affecteront l'évolution du monde pour plusieurs années à venir. L'actuel champ de manœuvre est particulièrement significatif là où de nombreuses infrastructures sont encore à installer, offrant la possibilité d'introduire rapidement des technologies modernes et plus respectueuses de

l'environnement. Une fois que les infrastructures sont en place, c'est une phase concernant davantage des investissements de remplacement qui commence. Des changements peuvent être réalisés dans cette phase, mais leurs impacts sur la performance moyenne du système énergétique se font ressentir au bout d'un temps plus long. Ainsi, si des décisions sages ne sont pas prises durant les toutes prochaines décennies, nous resterons prisonniers de ces choix, et certaines opportunités de développement risquent de ne pas se représenter plus tard.

- Etude n° 7 -

7.3. **Annexe 3 - Synthèse du Livre Vert de la Commission européenne**

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES

Bruxelles, le 29 11.2000
COM(2000) 769 final

Livre Vert

Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique

(présenté par la Commission)

Synthèse

L'Union européenne consomme de plus en plus d'énergie et importe de plus en plus de produits énergétiques. La production communautaire est insuffisante pour assurer les besoins énergétiques de l'Union. Ainsi, la dépendance énergétique externe est en croissance continue.

La hausse brutale des prix pétroliers qui pourrait saper la reprise de l'économie européenne que provoque le triplement du prix du pétrole brut, observé depuis mars 1999, révèle une fois encore les **faiblesses d'approvisionnement énergétiques structurelles** de l'Union européenne que sont le taux croissant de la dépendance énergétique de l'Europe, le rôle du pétrole en tant que prix directeur de l'énergie ainsi que les résultats décevants des politiques de maîtrise de la consommation. L'Union européenne ne saurait s'émanciper de sa dépendance énergétique croissante sans une politique énergétique active.

Si rien n'est entrepris, d'ici 20 à 30 ans, l'Union couvrira ses besoins énergétiques à 70 % par des produits importés contre 50 % actuellement. La dépendance se reflète dans tous les secteurs de l'économie. Ainsi, les transports, le secteur domestique et l'électricité sont largement tributaires des hydrocarbures et à la merci des variations erratiques des prix internationaux. L'élargissement va accentuer ces tendances. Les conséquences de la

dépendance sont importantes en termes économiques. Elles représentent, en 1999, 240 milliards d'euros soit 6 % des importations totales et 1,2 % du PNB. En termes géopolitiques, 45 % des importations de pétrole proviennent du Moyen-Orient et 40 % des importations de gaz naturel de Russie. Or, l'Union européenne ne dispose pas encore de tous les moyens permettant d'infléchir le marché international.

La stratégie à long terme de sécurité des approvisionnements énergétique de l'Union européenne doit viser à assurer, pour le bien être des citoyens et le bon fonctionnement de l'économie, la disponibilité physique et continue des produits énergétiques sur le marché, à un prix accessible à tous les consommateurs (privés et industriels) dans le respect des préoccupations environnementales et la perspective du développement durable que s'est assignée le Traité de l'Union européenne (article 2 et 6).

La sécurité d'approvisionnement ne vise pas à maximiser l'autonomie énergétique ou à minimiser la dépendance mais à réduire les risques qui seraient liés à celle-ci. Parmi les objectifs à poursuivre figurent l'équilibre et la diversification des différentes sources d'approvisionnement (par produits et par régions géographiques) et l'adhésion des pays producteurs à l'OMC.

Aujourd'hui, l'Union européenne doit faire face à de **nouveaux défis** caractéristiques d'une période de transition profonde de l'économie européenne. Dans la décennie à venir, des **investissements énergétiques** tant de remplacement que pour répondre à des besoins énergétiques croissants, imposent aux économies européennes d'opérer des arbitrages entre les produits énergétiques, qui influenceront, en raison de l'inertie des systèmes énergétiques, les 30 années suivantes.

Les **choix énergétiques** de l'Union européenne sont conditionnés, par le contexte mondial, par l'élargissement à peut-être 30 Etats membres aux structures énergétiques différenciées, mais principalement par le cadre nouveau de référence du marché de l'énergie : la libéralisation du secteur et les préoccupations environnementales.

Les préoccupations **environnementales**, aujourd'hui partagées par la majorité de l'opinion publique, que constituent les dommages causés par la chaîne énergétique -qu'ils soient d'origine accidentelle (marée noire, accident nucléaire, fuites de méthane) ou liés aux émissions polluantes ont mis en exergue les faiblesses des combustibles fossiles et les difficultés de l'énergie nucléaire. Quant à la lutte contre le changement climatique, c'est un défi. Le

changement climatique est un combat à long terme pour la communauté internationale. Les objectifs fixés dans le protocole de Kyoto ne sont qu'une première étape. L'Union européenne a stabilisé ses émissions de gaz à effet de serre en 2000, mais au-delà, ils sont en augmentation dans l'Union comme dans le reste du monde. L'inversion des tendances est bien plus ardue qu'il n'a pu sembler il y a trois ans. Le retour à une croissance économique soutenue, de part et d'autre de l'Atlantique et en Asie, ainsi que l'évolution de la structure de notre consommation énergétique, principalement celle de l'électricité et des transports, conséquence de notre mode de vie, contribue à l'accroissement des émissions de gaz à effet de serre et du dioxyde de carbone en particulier. Cette situation est un frein majeur à une politique protectrice de l'environnement.

Par ailleurs, la réalisation du **marché intérieur de l'énergie** accorde une place et un rôle nouveaux à la demande. Des tensions nouvelles apparaissent, auxquelles nos sociétés devront trouver des compromis viables : la baisse des prix de l'électricité contrecarre les politiques d'encadrement de la croissance de la demande et la lutte contre le changement climatique ; la concurrence introduite par le marché intérieur change les conditions de concurrence des différentes filières énergétiques (charbon, nucléaire, gaz naturel, pétrole, renouvelables).

Aujourd'hui, les **Etats membres sont interdépendants** tant pour les questions de lutte contre le changement climatique que par la réalisation du marché intérieur de l'énergie. Toute décision de politique énergétique prise par un Etat membre aura inévitablement un effet récurrent sur le fonctionnement du marché dans les autres Etats membres. La politique énergétique a pris une dimension communautaire nouvelle sans que cela se traduise dans des compétences communautaires nouvelles. Dans ce contexte, il convient d'analyser l'opportunité d'appréhender la politique énergétique européenne autrement que par le biais du marché intérieur, de l'harmonisation, de l'environnement ou de la fiscalité.

L'Union européenne doit mieux maîtriser son destin énergétique. Force est de constater, qu'en dépit des différentes crises qui ont émaillé l'économie européenne des trente dernières années, il n'y pas eu de véritable débat sur les choix des filières et encore moins de politique énergétique dans le contexte de la sécurité d'approvisionnement. Aujourd'hui, la double pression des préoccupations environnementales et du nouveau fonctionnement du marché européen de l'énergie rend ce débat inévitable. La crise, depuis 1999, des prix pétroliers, lui donne un caractère d'urgence.

Ce débat doit s'engager en tenant compte que la consommation énergétique actuelle est couverte pour 41 % de pétrole, 22 % de gaz naturel, 16 % de combustibles solides (charbon, lignite, tourbe) , 15 % de nucléaire et 6 % de renouvelables. Si rien n'est entrepris, le bilan énergétique continuera à l'horizon 2030, à s'appuyer sur les combustibles fossiles : 38 % de pétrole, 29 % de gaz naturel, 19 % de combustibles solides, et à peine 6 % de nucléaire et 8 % de renouvelables.

Le Livre vert esquisse le schéma d'une stratégie énergétique à long terme selon lequel :

- ***L'Union doit rééquilibrer la politique de l'offre par des actions claires en faveur d'une politique de la demande.*** En effet, les marges de manœuvre sur un accroissement de l'offre communautaire sont faibles au regard des besoins alors que celles sur la demande apparaissent plus prometteuses.
- Au regard de la demande, le Livre vert appelle à un véritable changement des comportements des consommateurs, il met en lumière l'intérêt de ***l'instrument fiscal*** en vue d'orienter la demande vers des consommations mieux maîtrisées et plus respectueuses de l'environnement. Des prélèvements fiscaux ou parafiscaux sont préconisés en vue de pénaliser l'impact environnemental des énergies. Les secteurs des transports et du bâtiment devront faire l'objet d'une politique active d'économie d'énergie et de diversifications en faveur des énergies non polluantes.
- Au regard de l'offre, priorité doit être donnée à la lutte contre le réchauffement climatique. Le développement des énergies nouvelles et renouvelables (y compris des biocarburants), est la clé du changement. Doubler leur part de 6 à 12 % dans le bilan énergétique et passer de 14 à 22 % pour la production d'électricité est un objectif à atteindre d'ici 2010. Dans les conditions actuelles, elles stagneront aux alentours de 7 % dans 10 ans. Seules des mesures financières (aides d'Etat, déduction fiscales, soutien financier) pourraient seconder un but aussi ambitieux. Parmi les pistes à explorer, on pourrait envisager que les énergies rentables (pétrole, gaz, nucléaire) financent le développement des énergies renouvelables qui n'ont pas bénéficiés, à l'instar des autres énergies conventionnelles, d'appuis conséquents.

La contribution à moyen terme du nucléaire doit faire, à son tour, l'objet d'une analyse. Parmi les éléments qui feront certainement parti du débat figureront la décision de la plupart des Etats membres de se désengager de la filière, la lutte contre le réchauffement climatique et la sécurité des approvisionnements ainsi que le développement durable. Nonobstant les conclusions de cette réflexion, la

- Etude n° 7 -

recherche sur les technologies de gestion des déchets et leurs mises en œuvre pratique dans les conditions optimales de sécurité doivent être activement poursuivies.

Pour les hydrocarbures, caractérisés par des importations croissantes, il convient de prévoir un dispositif renforcé de stocks stratégiques et également de prévoir de nouvelles routes d'importations.

Toute avancée technologique viendra renforcer les effets de cette nouvelle esquisse de stratégie énergétique.

La Commission propose de lancer un débat durant l'année 2001, autour des questions essentielles éclairant les choix énergétiques à réaliser. Il ne s'agit pas de proposer une stratégie de sécurité des approvisionnements « clé en mains », mais de lancer un débat approfondi et novateur sur les principales questions qu'il s'efforce d'identifier sachant qu'il peut y en avoir d'autres.

Etude 8

Matrice des interactions eau - énergie

Xavier Goossens

Jean-François Bonnet

ECOCAMPUS - Université Bordeaux 1

1. Introduction

L'état démographique actuel est fortement lié à l'exploitation, dans des ordres de grandeurs significatifs à l'échelle de la planète, des ressources naturelles en eau et en énergie. L'eau est le premier facteur du développement des sociétés par le rôle qu'elle tient dans l'alimentation et l'hygiène. L'utilisation de l'énergie a permis d'augmenter la production agricole et contribue à sa répartition sur le globe. Les moyens inventés pour mettre en valeur les ressources énergétiques mondiales ont permis de développer de nombreuses activités. Cependant, les ressources d'énergie majoritairement exploitées actuellement sont d'une étendue incontestablement limitée et leur utilisation pose question quant à la problématique de l'accroissement de l'effet de serre. Dans le contexte de l'accroissement démographique mondial, du développement attendu des pays moins avancés, l'exploitation de chacune de ces ressources pose déjà un certain nombre de problèmes, bien connus ou non. En même temps, les interactions existant dans la mobilisation de ces ressources peuvent être à la fois le lieu de contraintes nouvelles et d'effets d'entraînement vers des taux d'exploitation plus élevés.

Pour autant, la situation apparaît complexe et présente des effets forts, des effets négligeables, des effets conjoints ou antinomiques. Les deux éléments, eau et énergie, sont étroitement liés dans leur production réciproque. L'énergie en abondance permet d'obtenir de l'eau potable à partir de ressources en eau difficiles d'accès ou de qualité médiocre. L'eau est un élément essentiel de la

- Etude 8 -

production d'électricité par son rôle dans le refroidissement ou par l'énergie contenue dans son cycle naturel. La production d'énergie s'accompagne souvent d'une dégradation de la qualité de l'eau utilisée.

Après un rapide état des lieux des ressources et des consommations destiné à « planter le décor », est proposée une représentation synthétique des interactions croisées de l'eau et de l'énergie dans les activités humaines. Il s'agit également d'identifier les sensibilités de ces couplages suivant les secteurs d'activités et les zones géographiques étudiées. Enfin peut être proposée, de façon complémentaire, une analyse croisée des filières de production de l'eau et de l'énergie tenant compte des évolutions technologiques prévues.

Les résultats des représentations régionales d'une part et technologiques d'autre part des flux d'eau et d'énergie sont utiles ensuite pour discuter et mieux poser, si possible, des problématiques liées à l'usage couplé de l'eau et de l'énergie.

2. Diagramme des flux et des couplages d'eau et d'énergie

2.1. Etat des lieux : les ressources et les consommations

De nombreux travaux traitent des utilisations de l'eau et des demandes en eau, d'une part, et de la production d'énergie d'autre part, pour les grandes régions du monde. Ces travaux font état de relations et de tensions qui résultent des écarts entre l'offre, liée aux ressources, et la demande, liée aux besoins.

L'état des lieux sommaire proposé ici est ciblé sur les couplages des flux anthropiques d'eau et d'énergie. Il s'appuie sur un découpage en 10 grandes régions repris des travaux de Dessus et al. (1992). Ce découpage présente une certaine homogénéité, autant que faire se peut à ces échelles, en termes de démographie et développement, donc de niveau et de structure des consommations, mais aussi en termes de ressources naturelles en eau et en énergie. Le panorama comporte une brève analyse par région des ressources et des utilisations pour l'eau et pour l'énergie, sous un angle plus qualitatif, de leurs aspects couplés.

2.1.1. **Ressources et utilisations d'eau dans le monde**

Définitions préliminaires : ressources, prélèvements, consommations

La question des ressources et des utilisations de l'eau ne peut être abordée sans quelques définitions de base, proposées par différents auteurs dans Rijsberman (2000). La terminologie est souvent confuse et peut rendre les interprétations difficiles. Certaines d'entre elles sont également reprises dans le Chap. 2.

- Les **ressources renouvelables naturelles** sont constituées de l'écoulement, de surface et de subsurface des précipitations continentales après évaporation et évapotranspiration. Ces ressources peuvent ensuite être diminuées par l'application d'un facteur lié à la facilité de mobilisation de la ressource. Ce facteur est fonction des variations inter annuelles et saisonnières des précipitations, des capacités de stockage et des distances entre la ressource et le lieu des activités mobilisatrices. Ce sont ainsi 36 % des écoulements en valeur moyenne mondiale qui seraient mobilisables facilement.
- Les **prélèvements** représentent la quantité d'eau destinée à une utilisation. La même molécule d'eau, (*provenant de l'évaporation océanique et tombant sur un point haut des continents*), pouvant être prélevée et retournée au milieu naturel plusieurs fois avant de rejoindre l'océan, le volume des prélèvements peut donc être supérieur aux approvisionnements en eau primaire d'évaluation plus aisée. Les prélèvements sont le plus fréquemment trouvés dans les bilans d'exploitation de l'eau.
- La **consommation nette**, enfin, représente au sens strict (*consumptive use*) la fraction d'un volume d'eau prélevé qui est rendue inutilisable pour un quelconque usage dans le même bassin versant : évaporation, infiltration vers une ressource saline, ou contamination. Cette notion est différente de celle du terme *consommation*, utilisé dans le secteur domestique où la consommation correspond au volume délivré par le réseau municipal, comptabilisé et facturé, qui est généralement bien supérieur à la consommation nette (Margat, 2000).

Dans la pratique, les notions de ressource renouvelable, de prélèvement, de consommation nette et de consommation de l'utilisateur sont le plus utilisées, notamment dans les bilans présentés dans la partie suivante.

Ressources en eau et prélèvements à l'échelle mondiale

La ressource mondiale en eau continentale est estimée à 44 800 km³/an (Shiklomanov, 1997). Cet écoulement, approximativement un tiers en souterrain et deux tiers en surface, résulte du bilan des précipitations continentales (119 000 km³/an) et de l'évaporation (74 200 km³/an). La grande majorité de l'évaporation traverse la biomasse végétale des continents et constitue l'évapotranspiration. On utilise souvent le terme d'*eaux vertes* pour désigner ce flux d'eau à caractère dispersé indispensable à la production végétale. Par opposition, les *eaux bleues* constituent les ressources en eau généralement plus concentrées (fleuves, nappes souterraines). Bien que le couplage des eaux vertes avec la production énergétique de la biomasse soit fort, cet aspect est hors du champ du présent travail.

Les prélèvements anthropiques ont été évalués pour 2000 - de façon prévisionnelle - à plus de 3 900 km³/an, en tenant compte de l'évaporation des réservoirs estimée à 188 km³/an dont une part peut être imputée à la production hydroélectrique (Shiklomanov, 1998). Ainsi à l'échelle mondiale moins de 10 % de la ressource en eau seraient apparemment prélevés pour les activités humaines. Cependant, les ressources et les besoins en eau n'étant pas également répartis, certains estiment qu'environ 12 000 à 15 000 km³/an seulement seraient susceptibles d'être exploités suivant des critères techniques, économiques et environnementaux pré-établis. En effet, les ressources renouvelables en eaux de surface et en eaux souterraines, qui sont fonction de la pluviométrie efficace des zones considérées, peuvent comporter une fraction parfois importante qui se trouve trop éloignée des implantations humaines pour être exploitable en respectant les critères évoqués.

Analyse par grandes régions : ressources et prélèvements en eau

Pour les 10 grandes régions, la répartition des ressources est présentée par-là avec une évaluation de la part des prélèvements effectués pour les activités humaines. Ces résultats sont obtenus par le retraitement des données compilées par le WRI (1998). Les prélèvements en eau par secteurs d'activités dans chaque région et les ratios de prélèvement par habitant complètent cette information de base (figure 2). Les trois grands secteurs d'activité sont l'agriculture, l'industrie et le secteur domestique. L'industrie dans ce jeu de données inclut le refroidissement des centrales thermiques. Le secteur domestique est constitué en réalité par l'eau de ville - dont une partie dessert quelques usages hors domestique et tertiaire (industries desservies).

Ressources renouvelables

La grande disparité observée entre les 10 régions (figure 1 - a) provient de l'effet conjoint des superficies des territoires et de la pluviométrie efficace moyenne annuelle. Des volumes importants de ressources peuvent toutefois être fortement concentrés localement (grands fleuves équatoriaux par exemple) : ces hétérogénéités locales, absentes des représentations moyennes, rendent indispensables certaines précautions systématiques d'interprétation. On remarque surtout le bas niveau de ressource de la région Afrique du Nord - Moyen Orient.

Volumes prélevés et taux de prélèvement

Les niveaux de prélèvement sont marqués par quelques traits dominants (figure 2 - a).

- Deux tiers des volumes sont prélevés sur les 4 régions constituant l'Asie et l'Amérique du Nord.
- Les trois régions asiatiques présentent des caractéristiques apparemment très voisines, avec une très large prédominance des prélèvements pour l'agriculture, et en particulier la riziculture. A elles seules, elles comptent environ la moitié des prélèvements mondiaux pour une moitié de la population mondiale.
- A ces échelles assez larges, l'ensemble des 6 régions en développement présentent des structures de prélèvement assez comparables où les usages de l'eau sont majoritairement agricoles.
- Pour les 4 régions développées, les usages industriels et domestiques dominent, par l'effet conjoint de prélèvements importants pour ces usages et de prélèvements comparativement faibles pour l'agriculture. L'Amérique du Nord présente dans le domaine agricole les prélèvements les plus élevés, comptent tenu de l'intensité d'utilisation de l'eau pour certaines cultures californiennes notamment.

Quant aux taux de prélèvement (figure 1 - b), des valeurs sensiblement supérieures à la moyenne mondiale apparaissent pour la Chine, l'Inde et surtout l'Afrique du Nord - Moyen Orient. Des valeurs nettement inférieures se rencontrent pour l'Afrique intertropicale, l'Amérique Latine et la CEI - Europe centrale, avec souvent le rôle des grands fleuves déjà cités.

Prélèvements par habitant

La situation des différentes régions par rapport aux niveaux de prélèvement par habitant paraît étonnamment simple (figure 2 - b).

- Etude 8 -

- Pour 8 régions, la valeur est peu éloignée de $600 \text{ m}^3 \cdot \text{hab}^{-1} \cdot \text{an}^{-1}$ ($400 - 800 \text{ m}^3 \cdot \text{hab}^{-1} \cdot \text{an}^{-1}$). L'Afrique du Nord - Moyen Orient présente la moyenne la plus élevée de ce groupe, bien que les ressources de cette région soient les plus faibles : il s'agit en réalité d'un faux paradoxe, puisque c'est bien la rareté des ressources pluviales (eaux vertes) et les températures élevées qui conduisent à intensifier les prélèvements (eaux bleues).
- La première situation exceptionnelle est celle de l'Amérique du Nord, où l'intensité des prélèvements agricoles ne suffit pas à expliquer un prélèvement moyen par habitant 3 fois supérieur à celui des autres régions. Les prélèvements domestiques et industriels sont doubles de ceux de l'Europe, une situation analogue à celle des consommations d'énergie. Il n'est donc pas étonnant qu'approximativement 80 % des prélèvements d'eau pour l'industrie aux Etats-Unis soit le fait des centrales thermoélectriques (Solley et al., 1998), marquant ainsi nettement l'effet de ce couplage eau-énergie.
- La seconde situation exceptionnelle est celle de l'Afrique intertropicale, dont les prélèvements par habitant sont trois à quatre fois plus faibles que la moyenne. Cela provient aussi bien du très faible niveau de prélèvement pour l'eau municipale ou industrielle que du bas niveau d'irrigation. Ce dernier aspect est toutefois plus délicat à aborder, car cette région couvre des zones semi-arides (Afrique subsaharienne, nord de l'Afrique Australe) et humides où l'irrigation n'est pas nécessaire (Afrique équatoriale).

Régions d'intérêt particulier

En fonction de ces remarques apparaissent quelques régions à considérer avec un intérêt particulier, du point de vue des ressources et des utilisations de l'eau :

- les 3 régions d'Asie, et en particulier l'Inde pour laquelle les taux de prélèvement sont élevés ;
- l'Afrique du Nord - Moyen Orient, dont la problématique eau semble la plus frappante ;
- les Etats-Unis, en tant que référentiel de niveaux de prélèvement très élevés ;
- la zone Europe, ou l'un de ses pays, qui peut représenter une situation assez typique pour les pays développés et présente des ressources importantes mais non pléthoriques ainsi qu'une utilisation relativement équilibrée entre les secteurs d'activité.

Figure 1
Ressources renouvelables et part des ressources naturelles prélevées
pour les activités humaines (indice d'exploitation),
estimées pour 1995 (données : World Resources Institute, 1998)

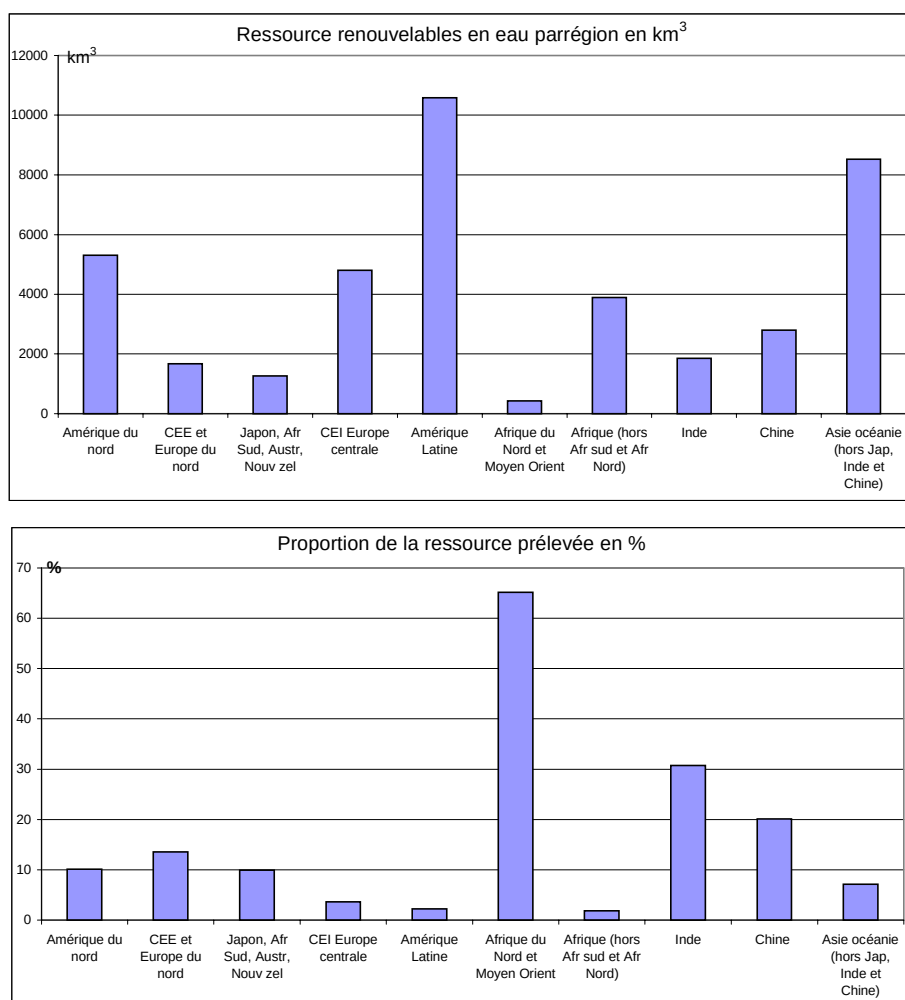
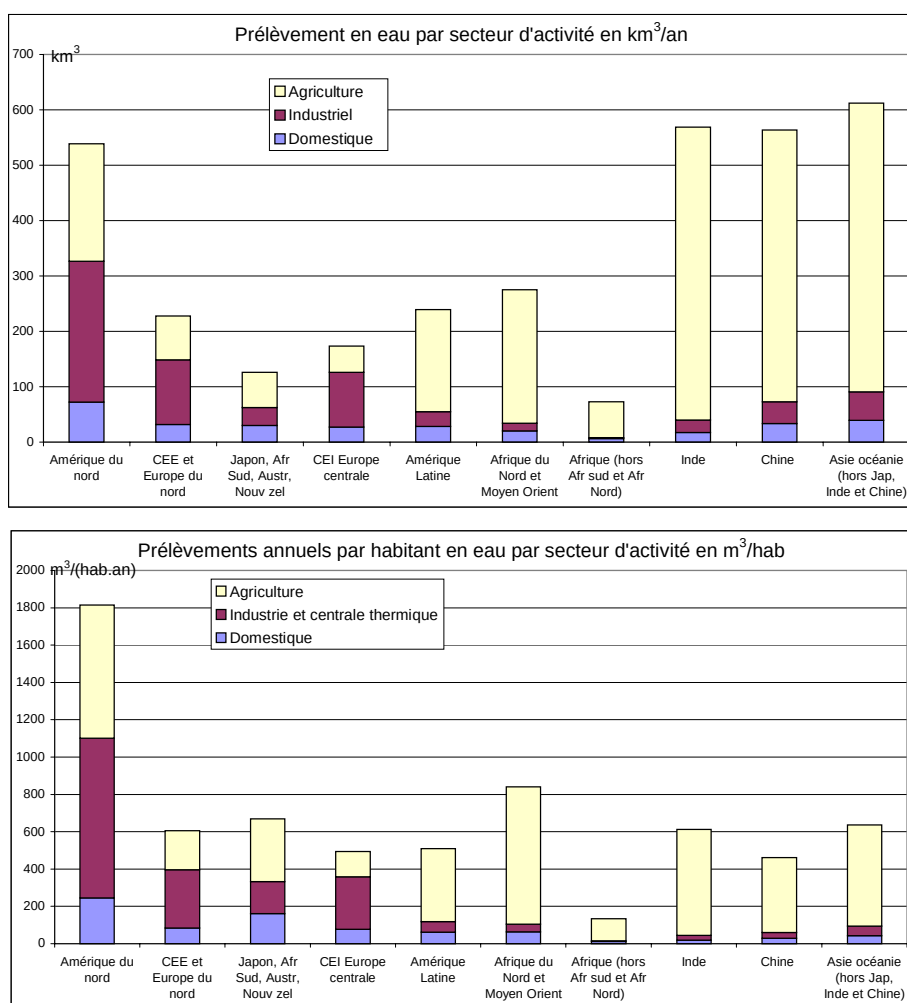


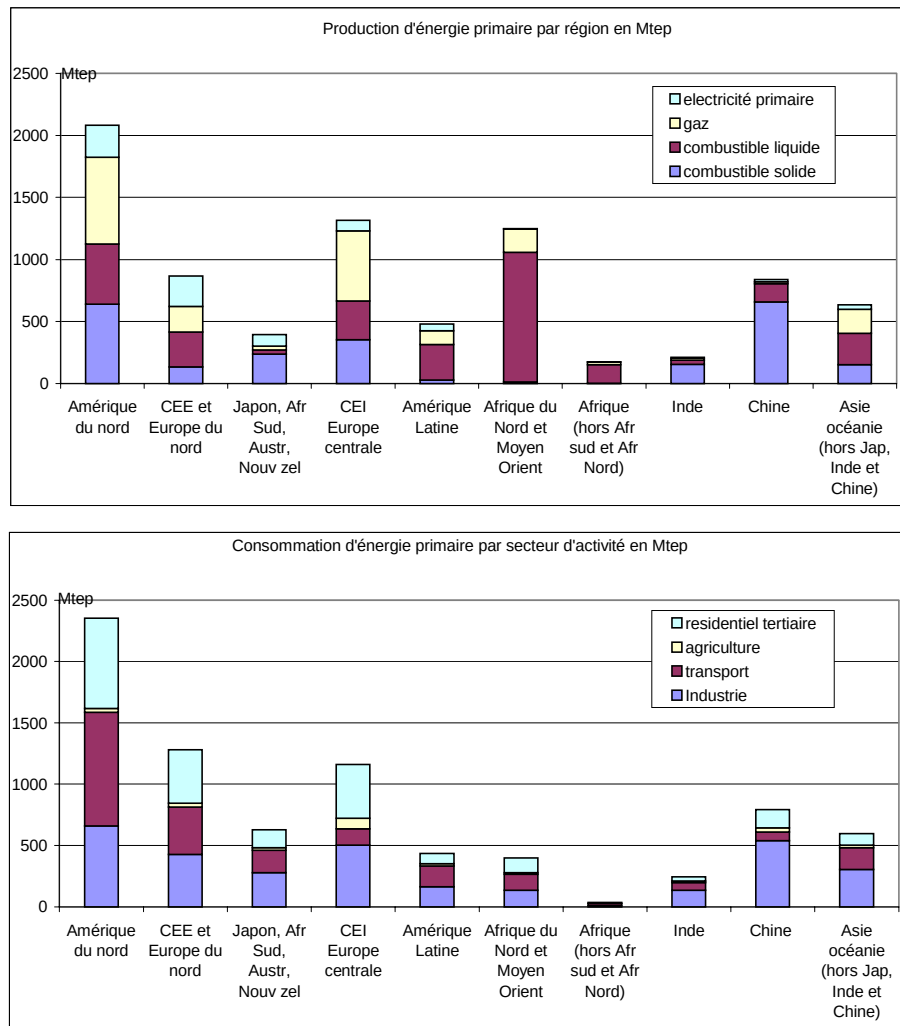
Figure 2
Répartition des prélèvements en eau par secteur d'activités
en valeurs absolues et répartition des prélèvements en eau par habitant
et par secteur d'activités (évaporation des retenues exclue)
(données : World Resources Institute, 1995)



2.1.2. *L'énergie dans le monde : état des ressources et des consommations*

L'accès à la ressource énergétique contrairement à celui de la ressource en eau est davantage conditionné par les échanges commerciaux. De fait, les lieux de consommation sont souvent très éloignés des lieux de production. L'inégalité de la répartition des ressources et le caractère fortement économique des échanges entraînent des disparités très marquées entre les consommations des pays développés et celles des pays en développement. On remarque également que les pays qui disposent de ressources importantes ne sont pas forcément de gros consommateurs (cf. Moyen Orient).

Figure 3
Production d'énergie par type d'énergie primaire
et consommation d'énergie primaire par secteur d'activité
(données 1995 : World Resource Institute)



Pour illustrer ces propos on peut citer le cas des deux grands pays d'Asie, l'Inde et la Chine dont la consommation totale s'établit à environ 1 Gtep pour un tiers de la population mondiale et le comparer à celui des USA dont la consommation d'énergie primaire s'établit à près de 2,3 Gtep pour un vingtième

de la population mondiale. La consommation d'énergie des nations est en effet fortement liée au niveau de développement économique, par un couplage fort sans cependant être rigide (l'intensité énergétique).

On remarque également que la répartition par type d'énergie est plus homogène dans les pays développés. Il s'agit de la traduction directe des politiques énergétiques des pays du Nord qui à défaut d'accéder à l'indépendance énergétique, essaient de diversifier les formes d'énergie utilisées et surtout les fournisseurs pour se prémunir d'éventuelles tensions ou d'augmentations des cours sur l'une des énergies.

Enfin dans les pays développés, la répartition des consommations entre secteur domestique, transport et secteur industriel est à peu près comparable. Une part dominante est dédiée au secteur domestique et industriel pour les pays en transition, dans lesquels les transports sont moins développés. Les pays en développement présentent pour leur part de très faibles consommations d'énergies commerciales. Elles sont complétées par des énergies traditionnelles (bois, etc...) qui n'apparaissent pas dans les figures, notamment pour les usages domestiques.

2.2. Diagramme des flux et des couplages eau – énergie

L'objectif de ce chapitre est de mettre en évidence à une échelle géographique donnée (nationale, régionale, etc...) les grands postes de mobilisation et de consommation en eau et en énergie. Cette connaissance des grands postes permettra de situer en ordre de grandeur les domaines où apparaissent de forts couplages eau - énergie, et d'aborder les enjeux liés à ces couplages. Il paraît donc intéressant de proposer une représentation globale intégrant dans son ensemble les filières de production d'eau et d'énergie et les secteurs d'activités qui utilisent ces flux.

2.2.1. Méthodologie et hypothèses

La construction de cette représentation se situe à un niveau de précision suffisant pour que l'information soit exploitable et significative. Ainsi les données disponibles pour cette approche sont essentiellement :

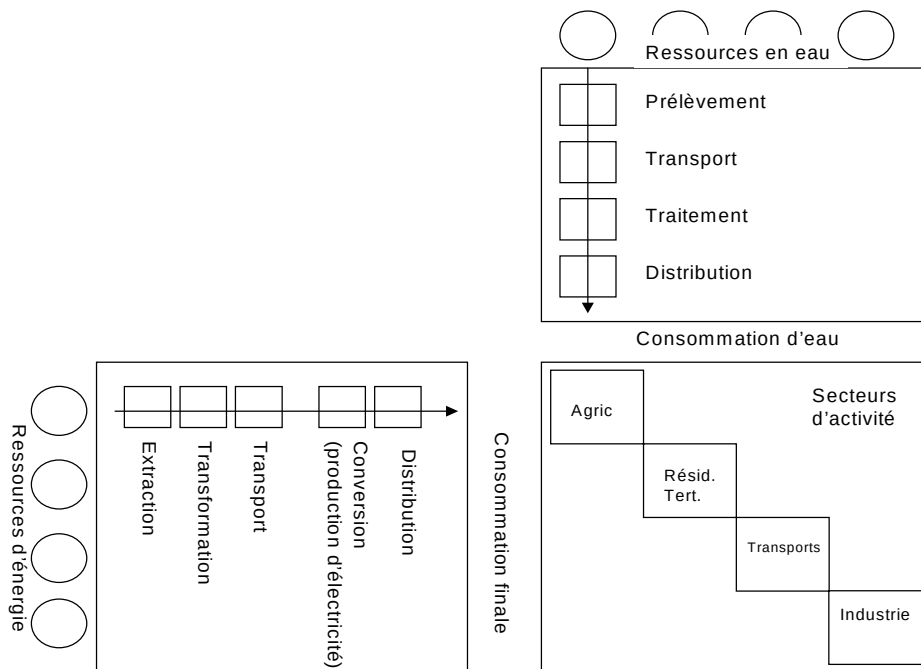
- des données statistiques (flux d'eau et d'énergie mobilisés par les activités) ;

- Etude 8 -

- des coefficients généraux portant sur les couplages : il s'agit de valeurs significatives à l'échelle d'observation, le plus souvent des valeurs moyennes élaborées à partir de coefficients techniques.

Représentation proposée

Figure 4
Schéma simplifié : demi-matrices eau-énergie
et bilan des différents secteurs d'activité



Le système de représentation proposé est ainsi assimilable à un système ouvert. Il peut en effet échanger des flux d'énergie mais également des flux de matières transformées (denrées alimentaires, produits du secteur industriel) avec l'extérieur (autre pays et autres régions). Bien que le contenu en eau et en énergie de certains des produits cités soit parfois important, on ne prend ici en considération que les flux d'énergie. Les données sont relatives au seul territoire considéré.

Le diagramme proposé se décompose en trois blocs (figure 4). Le premier ensemble regroupe les *usages finaux* de l'eau et de l'énergie par grands secteurs d'activités. Ce groupe conditionne la demande en eau et en énergie finale. Les filières d'approvisionnement correspondant à cette demande sont représentées par les deux autres blocs : fourniture d'énergie de gauche à droite, fourniture d'eau de haut en bas.

Méthodologie et choix de construction

Dans sa version actuelle, la matrice tient compte de différentes remarques concernant l'homogénéité et la pertinence des flux pris en compte.

Dans la chaîne de mobilisation de l'eau, sont présentés pour chaque secteur d'activité :

- les prélèvements d'eau douce sur le territoire ;
- la consommation nette d'eau douce sur le territoire ;
- l'énergie finale mise en œuvre dans les différentes étapes de la chaîne : prélèvement, transport, traitement, distribution, collecte et épuration.

L'évaluation de cette énergie provient, soit de données bibliographiques, soit d'évaluations en ordres de grandeur sur la base d'un ensemble de données techniques. Le plus souvent, ces évaluations sont recoupées et validées avec d'autres sources. Un cas particulier est à remarquer : l'énergie mise en œuvre dans l'eau de refroidissement des centrales thermoélectriques comprend l'énergie de mobilisation d'eau de mer, même si cette dernière n'apparaît pas dans les prélèvements d'eau de la matrice.

Dans la chaîne de mobilisation de l'énergie, sont présentées pour chaque secteur d'activité :

- l'énergie primaire, exprimée en TWh primaires ;
- l'énergie finale ;
- l'énergie finale électrique ;
- l'eau mise en œuvre, sur le territoire, dans les différentes étapes de la chaîne : extraction, transformation, conversion, etc...

Dans la présentation de l'eau mise en œuvre, ne sont pas pris en compte, afin de permettre une comparaison avec les prélèvements d'eau habituellement présentés dans les comptabilités nationales :

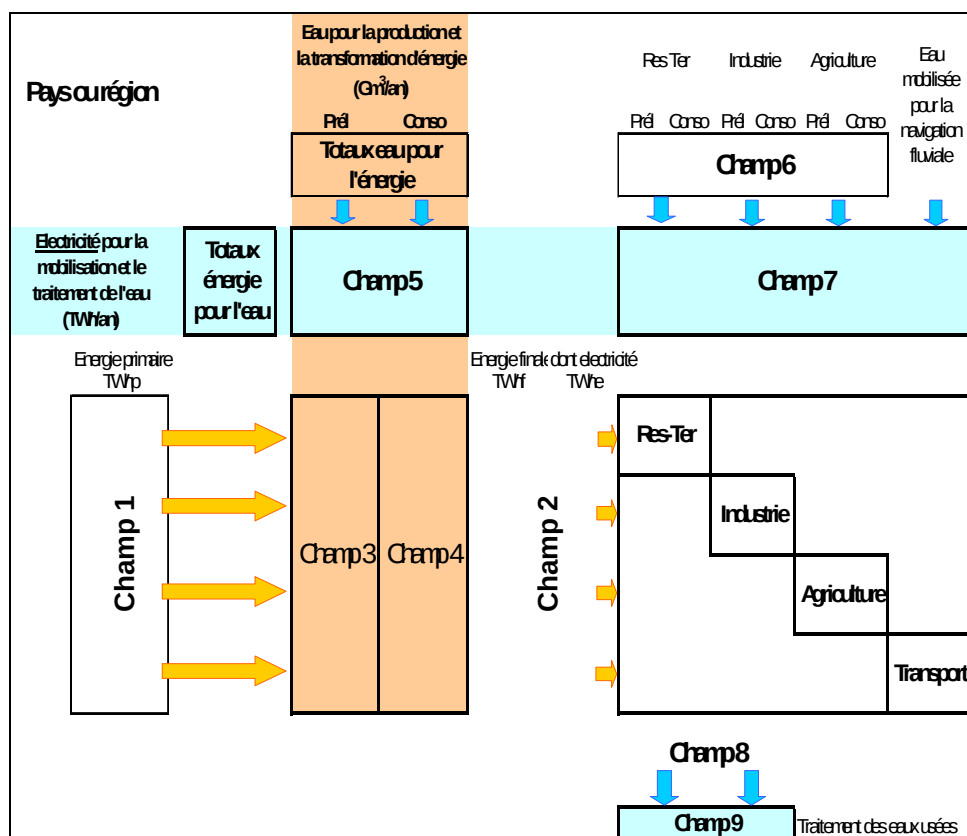
- Etude 8 -

- les volumes d'eau de mer employés au refroidissement des centrales thermoélectriques : ce choix se justifie en ce sens qu'avec d'autres ressources l'énergie mise en œuvre serait comparable ;
- les volumes d'eau mis en œuvre hors du territoire : ces flux, en particulier au niveau de l'extraction de l'énergie primaire, sont en revanche explicités dans l'analyse par filière énergétique (cf Chap. 3) ;
- le bilan des flux d'évaporation liés aux retenues d'eau pour la production hydroélectrique : bien qu'en principe les retenues d'eau puissent générer une consommation nette, il est difficile de faire la part des utilisations souvent multiples : production électrique, agriculture, soutien d'étiages, etc... Ce bilan pourra être mieux abordé par études de cas sur des situations typiques (barrage de montagne, retenue multi-usage, retenue en milieu aride, etc...).

Découpage et renseignement des champs de la matrice eau énergie par pays

La représentation proposée pour appréhender les flux d'eau et d'énergie peut faire l'objet d'un découpage en champs à renseigner (figure 5) que l'on se propose de détailler comme des hypothèses de construction de la représentation proposée.

Figure 5
Description du découpage en champ des éléments de la matrice eau-énergie



Champ 1 – Energie primaire

Le total des consommations d'énergie primaire est issu des tableaux de statistiques de type BP Amoco, EIA, WRI, les chiffres clés de l'énergie... Les flux énergétiques sont traduits en TWh. Ainsi, pour les centrales nucléaires, c'est l'énergie thermique dégagée par les réacteurs qui est comptabilisée.

La répartition de l'énergie primaire entre les secteurs d'activités est évaluée le plus précisément possible à partir des données disponibles. Les sources utilisées sont le plus souvent des organismes gouvernementaux et des agences comme l'EIA.

- Etude 8 -

La part des produits énergétiques extraits et traités sur le territoire considéré est prise en compte afin d'évaluer la consommation d'eau qui lui est associée. Cependant ces valeurs n'apparaissent pas dans les matrices.

Champ 2 – Energie finale et énergie électrique

Les centrales thermoélectriques mobilisent pour l'évacuation de la chaleur des volumes d'eau considérables. Il apparaît donc pertinent de faire la distinction entre l'énergie électrique et les autres formes d'énergie. Pour connaître la répartition des consommations d'électricité par secteur on se réfère aux données publiées par les compagnies nationales de production et de distribution d'électricité.

Pour le calcul de l'énergie finale consommée par les différents secteurs d'activité, on déduit de l'énergie primaire les pertes (thermiques) de transformation pour la production d'électricité. Il est nécessaire pour cela de bien connaître la répartition du parc de centrales suivant les technologies mises en œuvre. Ces informations ne sont pas toujours accessibles notamment dans les pays où la croissance de la demande est forte.

$$\text{Total énergie finale} = \text{Energie primaire} - \text{Perte thermique pour la production d'électricité}$$

Champ 3 – Eau prélevée pour la production d'énergie

Pour la production et le traitement de l'énergie primaire il existe peu de données. Souvent ces flux apparaissent comme relativement faibles devant ceux mobilisés pour le refroidissement. On évalue donc en première lieu la somme des prélèvements effectués pour le refroidissement des centrales thermoélectriques dont on déduit les prélèvements d'eau de mer. Quand ils sont significatifs, les prélèvements liés à la production d'énergie primaire sont également pris en compte.

Champ 4 – Eau consommée pour la production d'énergie

Contrairement au cas du prélèvement, la consommation d'eau pour la production d'énergie primaire peut représenter des volumes significatifs et du même ordre de grandeur que les consommations associées au refroidissement

des centrales thermoélectriques. Les résultats présentés dans le champ 4 sont donc la somme des consommations en eau estimées pour l'extraction des énergies fossiles et leur traitement et des consommations liées au refroidissement. Seules sont comptabilisées les consommations d'eau effectives sur le territoire considéré.

Pour le refroidissement il est nécessaire de connaître quelques caractéristiques importantes des centrales thermoélectriques comme le rendement, la chaleur à évacuer, le type de refroidissement (circuit ouvert, circuit fermé). Dans le cas des centrales thermoélectriques refroidies en circuit ouvert les consommations sont évaluées à partir d'une estimation de l'évaporation induite par l'échauffement de l'eau en sortie du circuit de refroidissement. Ces échauffements varient de 10 à 15 °C pour des débits d'environ 40 m³/s pour une tranche de centrale nucléaire (EDF, 1987). Seules sont comptabilisées les consommations nettes d'eau douce.

Prélèvement en circuit ouvert : Volume d'eau nécessaire pour évacuer 1 kWh d'énergie thermique par élévation de 10 °C de la température de l'eau de refroidissement :

$$(3,6 \cdot 10^6 \text{ J}) / (4,18 \times 10) = 0,86 \cdot 10^5 \text{ g} = 86 \text{ litres d'eau prélevés par kWh de chaleur à évacuer.}$$

Consommation en circuit fermé : Volume d'eau consommé pour évacuer 1 kWh d'énergie thermique par évaporation en tour de refroidissement :

$$(3,6 \cdot 10^6 \text{ J}) / (2300 \text{ J/g}) = 1,56 \cdot 10^3 \text{ g} = 1,56 \text{ litres consommés par kWh d'énergie thermique à évacuer.}$$

Champ 5 – Consommation d'énergie pour la mobilisation de l'eau utilisée pour le refroidissement

Cette consommation est évaluée à partir des puissances des pompes de circulation d'eau destinées au prélèvement de l'eau dans le milieu naturel (5,6 MW pour une tranche de 900 MW) et de la durée annuelle de fonctionnement. Cette consommation d'énergie ne correspond qu'à une part (environ 14 %) de la consommation des auxiliaires d'une centrale refroidie en circuit ouvert. Suivant que l'on considère la consommation d'énergie de l'ensemble du circuit de refroidissement ou l'énergie dédiée à la seule opération

- Etude 8 -

de prélèvement les estimations varient entre une estimation haute et une estimation basse d'un facteur 5.

Champ 6 – Prélèvement et consommation en eau pour les différents secteurs d'activités

Les données concernant les prélèvements en eau pour les secteurs sont en général issues de statistiques nationales. Pour les consommations nettes en eau, l'évaluation par secteur n'est pas toujours disponible dans les statistiques, on travaille alors sur la base de ratio plus ou moins précis suivant les secteurs d'activités considérés. Les consommations en eau pour le secteur domestique sont comprises entre 20 et 40 % des prélèvements. Pour le secteur industriel ces consommations sont estimées entre 15 et 30 % des prélèvements. Pour le secteur agricole on peut effectuer une évaluation plus précise des consommations en considérant les systèmes d'irrigation utilisés et leur efficacité en eau. La part des surfaces irriguées par les différentes techniques est donnée par les banques de données de la FAO.

Champ 7 – Energie pour la mise en œuvre de l'eau à destination des différents secteurs d'activité

Ces données ne sont généralement pas disponibles dans les statistiques, elles sont plutôt évaluées à partir de ratios issus de monographies. Pour le traitement de l'eau pour le secteur domestique dans les pays du Nord où la qualité de l'eau en réseau est soumise à des normes de qualité sévères le coût énergétique des opérations de traitement et de distribution s'établit entre 0,5 et 0,6 kWh/m³. Ces coûts énergétiques peuvent être revus à la hausse dans le cas d'une extrême rareté de l'eau (dessalement) ou à la baisse lorsque les opérations de traitement ne sont pas effectuées (distribution seule). Pour le secteur industriel on utilise le même ratio en considérant que les autres couplages avec l'énergie pour obtenir de la vapeur, de l'eau distillée ou toute autre forme d'eau d'un niveau de qualité propre aux processus sont des couplages à la consommation. L'énergie pour l'irrigation est évaluée à partir des paramètres des projets d'irrigation :

- part des surfaces irriguées à partir d'eau de surface et d'eau souterraine ;
- profondeur moyenne de prélèvement pour l'eau souterraine ;
- type de technique utilisé pour l'irrigation et pression requise.

Ces données sont généralement disponibles dans les bases de données AQUASTAT sur le site Internet de la FAO.

Champs 8 et 9 – Eau collectée par les réseaux d’assainissement et énergie pour le traitement

Les volumes d’eau usés collectés sont assez bien connus dans les pays développés, soit à partir de données concernant le volume total collecté, soit à partir d’estimations du taux de couverture du réseau de collecte et de son efficacité. Dans les pays en développement les réseaux de collecte des eaux usées sont très peu présents voire inexistant.

L’énergie mise en jeu pour l’assainissement des eaux usées est évaluée à partir de ratios extraits de monographies (Bonneau, 1998 ; Gueraud, 1999) : de 1,5 à 3,7 kWh/ kg de DBO₅ éliminée pour le traitement complet.

Encadré 1 - Qualité de l’eau et impacts environnementaux

Dans les réflexions ayant conduit à proposer une forme de matrice des couplages eau-énergie, il est apparu important de prendre en compte les notions de qualité de l’eau et d’impacts sur le milieu naturel. Cela recouvre plusieurs aspects :

- (i) qualité de la ressource : cet aspect, qui combine souvent de nombreux paramètres physico-chimiques, bactériologiques, toxicologiques, etc..., peut aussi être pris en compte par le recours à de grandes catégories très simplifiées,
- (ii) qualité d’eau pour une utilisation donnée (eau de consommation, eau de refroidissement, eau d’irrigation, etc... : l’écart entre (i) et (ii) conditionne le besoin de traitements particuliers et, par conséquent, un niveau de mobilisation énergétique
- (iii) perte de qualité lors de l’utilisation, ou « consommation en qualité » de l’eau (cf Margat, 2000),
- (iv) exigences de qualité pour le retour au milieu naturel : ce dernier aspect dépend de la capacité du milieu naturel à recevoir un effluent (c’est le « pouvoir épurateur » du milieu naturel). Mais l’évaluation de cette capacité peut varier, de même que l’acceptation sociale de la dégradation du milieu.

Cependant, dans une première approche en ordres de grandeur il est apparu difficile d’incorporer explicitement la notion de qualité, qui devrait cependant être présente dans un développement plus abouti de ce travail. Il est donc important de remarquer, reprenant les propos de A. Dubosc (AESN), que dans cette matrice :

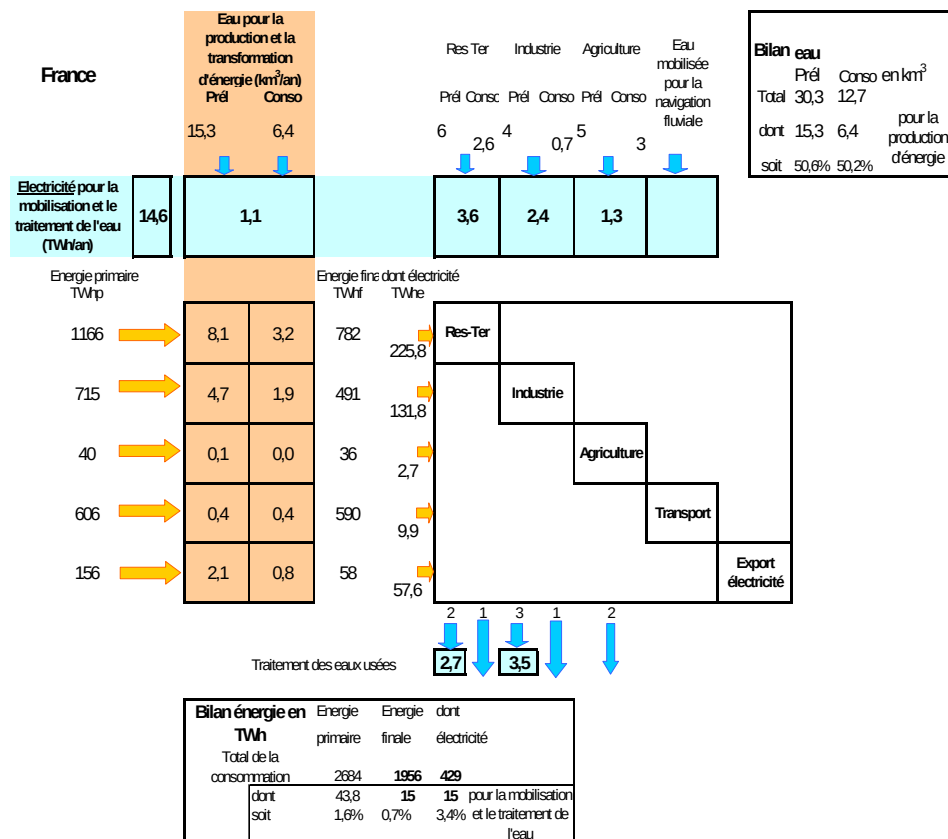
- ♦ si les volumes d’eau utilisés et non restitués sont effectivement pris en compte, en revanche les impacts de cette production sur l’eau restituée (volume déduit, donc non pris en compte) et sur le milieu aquatique ne sont pas considérés,
- ♦ le réchauffement et la pollution des eaux (rejet de sulfates, d’amibes, ...) lors de la production d’énergie ne sont pas non plus considérés. Ces impacts ne peuvent effectivement être pris en compte dans une matrice volumétrique et non qualitative, en revanche ces nuisances appellent une résolution énergétique (circuits de refroidissement, stations de traitement, etc) qui, elle, peut être intégrée dans la matrice - si tel n’est pas le cas (actuelles impossibilités technologiques et/ou économiques) il peut sembler néanmoins utile d’en faire citation.

2.2.2. Application à la France

Le premier diagramme proposé est établi pour le cas de la France, où les données sont accessibles. De plus, la situation française présente l'avantage d'être la mieux connue dans ses aspects particuliers et ses disparités, ce qui devrait permettre une meilleure interprétation des données.

La France dispose de 180 km³/an de ressources en eau renouvelables naturelles (moyenne annuelle) dont elle utilise un peu moins de 20 % pour ses différentes activités.

Figure 6
Diagramme des flux d'eau et d'énergie pour le cas de la France



Origine des données et des estimations

Les données relatives au prélèvement en eau des secteurs résidentiel et tertiaire, industriel, et agricole sont issues d'évaluations moyennes de l'IFEN pour l'année 1994. Il semble que ces prélèvements soient à peu près stables depuis quelques années (J. Margat, comm. pers.). Cependant la méthodologie utilisée pour réaliser les estimations relatives au secteur agricole semble reposer sur des paramètres peu fiables comme la déclaration des exploitants agricoles sur leurs prélèvements basée sur des forfaits.

Pour confirmer ces estimations deux voies sont envisageables. La première pourrait se baser sur une évaluation détaillée des besoins des cultures en tenant compte de l'évaporation des cultures et de la pluviométrie avec une maille d'observation suffisamment fine. Une deuxième méthode consisterait en une évaluation basée sur les consommations d'énergie enregistrées par EDF sur les exploitations agricoles pendant la période estivale.

Les estimations des prélèvements pour la production d'énergie essentiellement liées au refroidissement des centrales thermiques peuvent être obtenues avec plus de précision en considérant le débit des pompes de prélèvement dans le milieu naturel (de 37 à 40 m³/s en circuit ouvert) et les durées de fonctionnement moyennes des centrales 6 200 h environ.

Les données relatives aux flux d'énergie par secteur sont issues des chiffres clés de l'énergie et sont données pour l'année 1998.

Enfin nous n'avons pas pris en compte dans cette représentation, les prélèvements et le rejet de l'eau de la Basse Durance dans l'étang de Berre pour la production hydroélectrique. Ce cas un peu marginal peut cependant être considéré comme une consommation nette en eau puisque l'eau est rejetée dans l'eau de mer et devient donc inutilisable. Le volume mobilisé par cette installation a varié de 0,67 à 4,33 km³/an entre 1981 et 1990 et représente en moyenne 3 km³/an.

Grands postes

Consommation d'énergie de l'approvisionnement et du traitement de l'eau

La consommation énergétique globale pour l'approvisionnement et le traitement de l'eau s'établit à près de 15 TWh/an, uniquement sous forme d'électricité (3,8 % de la consommation électrique nationale). Cette valeur, incluant

- Etude 8 -

l'ensemble des opérations d'épuration (6,2 TWh/an), peut être amenée à augmenter sans toutefois s'éloigner de cet ordre de grandeur. Suffisamment élevée pour préoccuper à leur échelle les producteurs d'eau et les municipalités (Efremov, 1999 ; Pochat, 1999) et pour intéresser l'opérateur national d'électricité (Bonneau, 1998), la consommation électrique du seul secteur « eau de ville », voisine de celle de l'éclairage public (environ 5 TWh/an), ne constitue cependant pas un poste lourd dans le bilan énergétique national. Il s'agit cependant d'un usage énergétique digne d'intérêt, en ce qu'il concerne un parc d'équipement vaste, dispersé sur le territoire mais bien identifié.

Prélèvement et consommation d'eau pour l'approvisionnement énergétique

Les prélèvements pour le refroidissement des centrales EDF (plus de 15 km³/an) sont bien identifiés comme le premier poste dans le bilan national. Les 14 tranches de centrales nucléaires situées sur les côtes nord-ouest de la France sont toutes refroidies par des circuits ouverts avec un prélèvement de plus de 15 km³ d'eau de mer. Les flux d'eau de mer n'apparaissent pas dans le diagramme. Cependant l'énergie nécessaire à la mobilisation de l'eau de mer est comptabilisée.

La part des consommations nettes dédiées à la production d'énergie (thermoélectricité seule) est d'environ 14 % de la consommation nette totale en France qui s'élève à 7 km³/an. Les volumes d'eau évaporés par les retenues des centrales hydroélectriques évaluées à 0,7 km³/an sont d'un traitement plus difficile. On ne peut cependant pas envisager l'évaporation des retenues comme un simple couplage de type « production d'énergie électrique- consommation d'eau ». En plus de leur rôle dans la production hydroélectrique, les retenues sont des organes essentiels de la régulation du débit des fleuves et profitent donc à l'approvisionnement en eau d'autres usages en particulier l'irrigation (voir annexe 1).

Précautions et limites

- (i) Le diagramme proposé, sur un territoire borné agissant comme un système ouvert, ne fait pas apparaître les impacts hors du territoire qui peuvent être importants dans certains cas. Cette situation, moins facile à traiter, requiert de s'intéresser aux filières complètes (chap. 3 et 4). Dans le cas de la production de produits pétroliers, seules les consommations d'eau pour les opérations de raffinage effectuées sur le territoire sont comptabilisées.

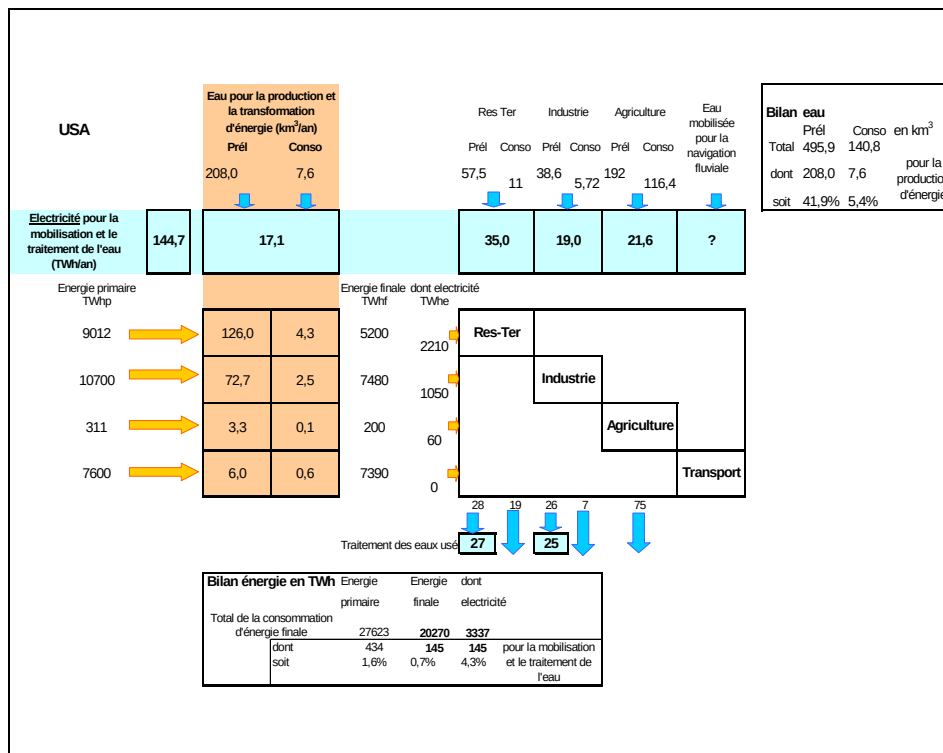
- (ii) Il s'agit avant tout d'un état statique (à base de coefficients uniques, moyens ou composites). La prise en compte des évolutions, de l'influence d'alternatives technologiques requiert une lecture dynamique, et pour cela une approche complémentaire. C'est l'objet du chapitre 4.

2.2.3. Application aux Etats-Unis

Les Etats-Unis d'Amérique représentent à la fois le plus gros consommateur mondial d'énergie en valeur absolue (2,3 Gtep/an soit 25 % de la consommation énergétique mondiale) et le pays où les consommations par habitant sont les plus élevées pour l'eau (1800 m³/hab/an) comme pour l'énergie (8,4 tep/hab/an).

Pour autant, les valeurs relatives des croisements eau - énergie sont sensiblement comparables à la situation de la France : l'énergie mobilise environ 40-45 % des prélèvements et 6-7 % de la consommation nette, hors impact de l'évaporation des retenues hydroélectriques. L'eau mobilise environ 1 % du bilan énergétique national mais 4 à 6 % de la consommation d'électricité finale.

Figure 7
Diagramme des flux d'eau et d'énergie pour le cas des Etats-Unis



Origine des données et des estimations

Les données concernant les flux d'eau sont une compilation des résultats relativement précis présentés par l'USGS pour l'année 1995. Les données concernant les consommations d'énergie sont extraites des statistiques de l'EIA. Les données relatives à la consommation d'électricité de l'agriculture proviennent des bilans de l'ERS et de l'USDA pour l'année 1991. Il semble ne plus y avoir de statistiques sur la consommation électrique du secteur agricole depuis cette date.

Les grands postes

Consommation d'énergie de l'approvisionnement et du traitement de l'eau

La consommation d'énergie pour la mobilisation de l'eau s'établit pour l'ensemble des secteurs à 145 TWh répartis dans les proportions de la figure 7. Une part importante de l'énergie dédiée à la mobilisation de l'eau sert au refroidissement des centrales thermiques (17,4 TWh pour le prélèvement et 81 TWh pour l'ensemble des circuits de refroidissement). L'énergie mise en œuvre pour l'approvisionnement en eau des secteurs résidentiels et industriels est évaluée sur la base de 0,6 kWh/m³. Pour l'irrigation l'énergie consommée est évaluée à partir des volumes prélevés en eau de surface et en eau souterraine de profondeurs moyennes respectives de 10 m et 50 m (Ronald et al. 1986) pour l'extraction et à partir des proportions de chacune des techniques d'irrigation mises en œuvre sur l'ensemble du territoire. Enfin les consommations d'énergie liées au traitement des eaux usées sont évaluées sur la base des ratios français appliqués aux volumes d'eau traités.

La consommation d'énergie liée à la mobilisation et au traitement de l'eau représente plus de 6 % de la consommation d'électricité.

Prélèvement et consommation d'eau pour l'approvisionnement énergétique

Les prélèvements et les consommations en eau aux USA pour l'approvisionnement énergétique se répartissent entre le refroidissement des centrales thermiques et, dans une moindre mesure, la production pétrolière intérieure (4 560 TWh d'énergie primaire). La répartition entre les secteurs d'activité se fait en considérant les proportions d'électricité et d'énergie fossile dans la consommation finale d'un secteur donné.

La production d'électricité s'accompagne d'un prélèvement en eau de 185 km³/an et d'une consommation nette de 4,3 km³/an.

L'extraction du pétrole produit par les Etats-Unis (4 560 TWh/an) consomme au minimum 0,74 km³/an si on considère que les méthodes d'extraction sont des méthodes classiques. D'autre part, on peut estimer à 2,5 km³/an la consommation nette en eau de l'industrie pétrolière américaine pour le raffinage de 9 865 TWh de pétrole brut. Le prélèvement correspondant à l'ensemble de l'activité pétrolière aux USA peut être évalué à 23 km³/an.

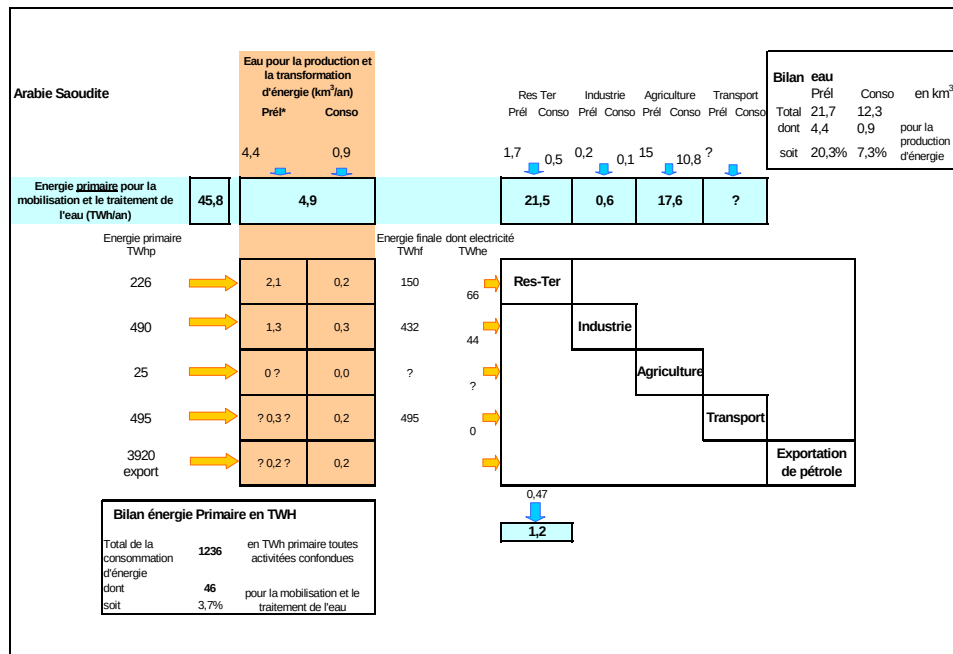
Précautions et limites

(i) l'identification des modes d'extraction du pétrole et des consommations d'eau associées est assez délicate. Le choix actuel d'évaluer la consommation en eau par kWh produit sur la base d'un mode d'extraction classique (0,018 l/kWh) peut paraître acceptable dans une première approximation. Cependant, il existe des seuils économiques à partir desquels les différentes techniques d'extraction avancées deviennent rentables. On associe à ces techniques des consommations nettes en eau allant de 0,4 l/kWh à 2 l/kWh. (ii) Les ratios de consommation d'énergie pour le traitement des eaux usées pourront également être affinés.

2.2.4. Application au cas de l'Arabie Saoudite

Le cas de l'Arabie Saoudite nous permet d'aborder le problème des couplages eau énergie dans une zone où la contrainte dominante est l'approvisionnement en eau et où l'énergie est disponible et produite en quantités importantes. La croissance démographique importante (plus de 3 %) et les orientations de la politique agricole saoudienne présentent de vrais défis en matière de gestion des ressources en eau mais également des conditions où l'importance des couplages eau énergie devrait être croissante.

Figure 8
Diagramme des flux d'eau et d'énergie par secteur d'activité
en Arabie Saoudite



Origine des données et des estimations

Les données présentées sont le plus souvent données pour les années 1995 à 1997. Les données pour l'énergie primaire sont extraites des rapports de l'EIA, et de BP AMOCO. Pour l'électricité et la répartition de sa consommation par secteur d'activité, ce sont les rapports d'activité du distributeur national d'électricité SCECO qui sont utilisées. Les données relatives aux consommations d'eau sont issues du bilan AQUASTAT de la FAO. Pour les consommations d'énergie pour la mobilisation et le traitement de l'eau potable, on utilise des monographies sur le dessalement en Arabie Saoudite (Al-Mutaz, 1996 ; Al-Sofi et A, 1999, ...). Enfin la consommation d'eau pour la production d'énergie et notamment d'électricité reste d'une évaluation difficile au vue de la dynamique importante de l'installation et de la difficulté d'obtenir des informations sur le type de refroidissement mis en œuvre et l'origine de l'eau utilisée.

Les grands postes

Consommation d'énergie de l'approvisionnement et du traitement de l'eau

Globalement l'approvisionnement en eau pour les différents secteurs d'activités s'accompagne d'une consommation d'énergie primaire de plus de 45 TWh soit plus de 3,5 % de la consommation totale d'énergie primaire du pays. Le dessalement et l'irrigation utilisent à la fois de l'énergie sous forme électrique et de l'énergie sous forme combustible, les résultats sont donc traduits en énergie primaire.

Les ressources renouvelables en eau de l'Arabie Saoudite (environ 2,5 km³/an) sont très insuffisantes pour satisfaire la demande exprimée pour la seule production alimentaire. Depuis la fin des années 1970, la politique agricole de l'Arabie Saoudite s'est orientée pour atteindre l'autonomie alimentaire. Les conséquences de l'application de cette politique se traduisent par des prélèvements stables depuis 1995 de 13 km³/an d'eau d'origine fossile pour l'irrigation. La réserve fossile exploitée a un volume estimé à 2 270 km³. Les besoins importants des cultures en terme de volume d'eau et la profondeur de prélèvement relativement élevée (de 100 à 300 m) conditionnent un fort couplage énergétique du poste irrigation (plus de 17 TWh d'énergie primaire pour l'irrigation soit 70 % de la consommation d'énergie du secteur agricole).

L'approvisionnement en eau potable est assuré pour moitié par des stations de traitement d'eau souterraine (classique et par osmose inverse) et pour moitié par les usines de dessalement. Le volume d'eau potable produit par les unités de dessalement s'élève ainsi en 1998 à plus de 0,8 km³ pour une consommation d'énergie primaire que l'on peut estimer à plus de 20 TWh (soit plus de 9 % de la consommation d'énergie primaire ¹ du secteur résidentiel tertiaire).

Enfin, la récupération des eaux usées du secteur résidentiel et des eaux de drainage de l'agriculture pourrait représenter une ressource importante et être valorisée en irrigation. Actuellement sur 0,4 km³ annuellement traités, 0,2 km³ sont effectivement réutilisés pour l'agriculture.

(1) La proportion de connexion des exploitations agricoles au réseau électrique étant mal définie et les techniques de dessalement utilisant à la fois de l'énergie électrique et de l'énergie fossile, il a semblé plus prudent d'exprimer la demande d'énergie des infrastructures de mobilisation et de traitement de l'eau en énergie primaire.

Prélèvement et consommation d'eau pour l'approvisionnement énergétique

La production d'électricité est essentiellement dédiée aux secteurs résidentiel et tertiaire (environ 60 %) et industriel (40 % pour le secteur complet dont plus de 19 % pour Saudi Aramco producteur et transformateur de produits pétroliers). Cette production présente une forte croissance depuis la fin des années 1970 avec une production actuelle de 110 TWh. La demande importante du secteur résidentiel et tertiaire est essentiellement due à la climatisation (60 % de la demande en électricité du secteur).

La demande en eau pour la production d'électricité est assez délicate à évaluer car elle nécessite une connaissance sur le type de refroidissement utilisé (circuit ouvert, circuit fermé) et sur l'implantation géographique des centrales pour connaître la nature de la ressource en eau (eau douce, eau de mer). Ainsi les estimations proposées pour la demande en eau de la production d'énergie sont à considérer avec prudence.

La demande en eau de la production de produits pétroliers a été séparée en trois parties :

- la production de brut pour l'exportation (0,1 km³/an pour 3921 TWh/an) ;
- la production de produits raffinés pour l'exportation (0,1 km³/an pour 270 TWh/an) ;
- la production de produits pétroliers raffinés et de gaz pour la consommation intérieure (0,5 km³/an pour 1250 TWh /an).

Ces estimations sont basées sur les valeurs des méthodes d'extractions classiques. Les prélèvements en eau correspondant devraient être du même ordre de grandeur mais peu d'informations fiables sont disponibles.

Précautions et limites

(i) La lecture des flux présentés dans cette étude doit prendre en considération les incertitudes liées aux dynamiques importantes constatées dans l'approvisionnement en eau et en électricité de l'Arabie Saoudite. (ii) Si les informations sur les consommations d'énergie primaire des différents secteurs d'activité sont facilement accessibles la répartition des formes d'énergie dans les secteurs reste assez approximative. (iii) Enfin la consommation énergétique des infrastructures d'approvisionnement en eau pour les secteurs agricole et résidentiel représentant une part importante de la consommation des secteurs, il

- Etude 8 -

serait intéressant de savoir si ces consommations sont effectivement attribuées à ces secteurs.

2.2.5. Application à l'Inde

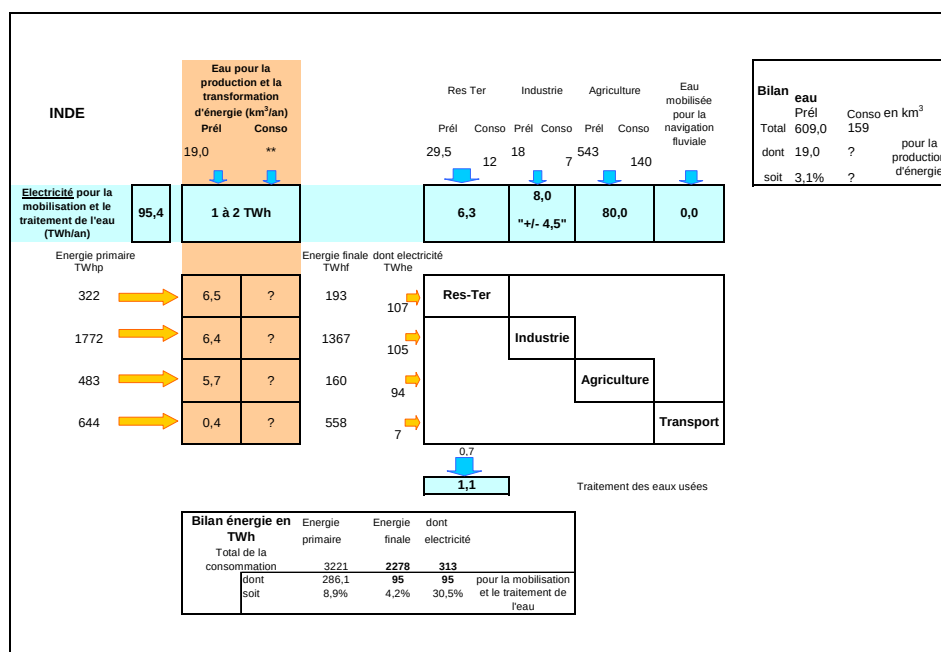
L'Inde est un pays d'Asie du sud d'une superficie totale de 3 287 590 km², et dont la population approche un milliard d'habitants. C'est un pays en développement avec une croissance démographique de 2,5 % par an. L'augmentation importante de la population a obligé le gouvernement indien à mettre en place une politique agricole permettant d'accéder à l'autosuffisance alimentaire. Nous pouvons déjà prévoir que le secteur agricole aura des contraintes importantes sur les demandes et les consommations en eau.

Encadré 2 - Ressources en eau de l'Inde

Le pays dispose d'une ressource renouvelable annuelle moyenne en eau de 1 869 km³/an, soit 1 896 m³/hab/an. Cette moyenne ne reflète pas les disparités qu'il existe entre les différentes régions du pays, elle n'a que peu de signification pour des applications pratiques. En effet la distribution irrégulière des précipitations dans l'espace et dans le temps engendre des conditions de sécheresse et d'inondation qui peuvent survenir dans la même région plusieurs fois dans l'année. En fait, seulement 690 km³ peuvent être utilisés, si des zones de stockage appropriées sont mises en place. La raison principale de cette différence entre volume potentiel et disponibilité est due au climat moussonique et aux limitations topographiques et géologiques. En effet, environ 80 % des précipitations se produisent pendant 4 mois de l'année. En plus des flux de surface, il existe une recharge des eaux souterraines : ce potentiel a été estimé à 432 km³ (incluant la recharge due aux pertes des canaux d'irrigation). L'Inde utilise un peu plus de 30 % de la ressource renouvelable pour ces différentes activités. Les prélèvements annuels en eau sont estimés à 590 km³. La demande en eau pour le secteur agricole est la plus importante (543 km³ prélevés annuellement).

En plus des considérations sur l'inégalité des ressources, d'autres problèmes apparaissent (dégradation de la qualité de l'eau, érosion des sols fertiles, dysfonctionnement des systèmes hydrologiques). La gestion des ressources en eau est donc un sujet qui retient l'attention du gouvernement indien qui a mis en place depuis 1987 une politique nationale de l'eau volontaire.

Figure 9
Diagramme des flux d'eau et d'énergie par secteur d'activité en Inde



Origine des données et des estimations

Les données relatives au prélèvement en eau des secteurs résidentiel et tertiaire, industriel et agricole sont issues d'évaluations de la FAO pour l'année 1996 (AQUASTAT, 1996). Ces prélèvements sont en augmentation depuis quelques années. Les données relatives aux grandes retenues d'eau et à la production d'hydroélectricité proviennent du NHPC (National Hydro Power Corporation of India) pour l'année 1998.

Les données relatives aux flux d'énergie par secteur sont issues de l'EIA pour l'année 1995, ainsi que des statistiques 2000 de BP AMOCO pour la production et la consommation par type d'énergie. Les données sur l'électricité sont extraites des résultats pour l'année civile 1999-2000 proposés par le ministère indien de l'énergie.

Grands postes

Consommation d'énergie liée à l'approvisionnement et au traitement de l'eau

La consommation d'énergie électrique pour la mobilisation de l'eau est d'environ 30 % de la consommation totale d'électricité du pays. Cette valeur n'intègre pas l'énergie nécessaire à l'approvisionnement en eau de refroidissement des centrales thermiques. Il serait en effet nécessaire d'approfondir les informations techniques concernant les installations pour proposer une évaluation de la consommation électrique de ce poste. La production d'électricité en Inde étant proche de la production française on peut cependant estimer que la consommation d'électricité pour la mobilisation de l'eau de refroidissement est de l'ordre de 1 à 2 TWh.

L'énergie électrique consommée pour l'approvisionnement en eau domestique représente 2 % de la consommation d'électricité nationale soit 6,3 TWh (Bose et Shukla, 1999). Cette consommation apparaît comme relativement faible par rapport au volume prélevé pour ce poste (30 km³/an soit 90 l/hab/jour), elle correspond à l'énergie nécessaire pour prélever et distribuer le volume considéré avec une pression de 60 m et sans traitement. Pour que l'eau distribuée bénéficie d'un traitement équivalent à celui rencontré en Europe il faudrait dédier 10 TWh supplémentaires au poste d'approvisionnement en eau potable. L'énergie consommée pour l'approvisionnement en eau du secteur industriel est évaluée sur la base d'un ratio synthétique et n'est proposée qu'à titre indicatif.

Enfin l'énergie pour la mobilisation de l'eau (540 km³/an) en agriculture mérite une approche plus détaillée. En effet les statistiques nationales indiennes annoncent une consommation d'électricité pour le secteur agricole de 94 TWh soit plus de 30 % de la consommation totale d'électricité. Dans les seuls états de Punjab, Haryana, Uttar Pradesh, Andhra Pradesh, entre 35 et 40 % de l'électricité vendue est dédiée à l'irrigation soit 33 TWh. En considérant ces quelques chiffres et les monographies spécialisés (Banerjee, 1998) qui s'accordent pour attribuer la quasi-totalité de l'électricité pour le secteur agricole à l'irrigation (en moyenne 20 % de l'appel de puissance) on peut estimer que 80 TWh sont dédiés à l'irrigation.

Encadré 3 – L'irrigation en Inde en quelques chiffres

Les 92 % des prélèvements en eau dédiés au secteur agricole sont utilisés pour l'irrigation de 59 millions d'hectares pour 143 millions d'hectares cultivés. L'agriculture en Inde est basée sur la culture du riz, du blé, du coton et du maïs avec respectivement 31 %, 18,7 %, 6 % et 4,5 % des surfaces cultivées (FAO, 2000). Le blé et le riz sont des cultures nécessitant de nombreux apports en eau, ils représentent 31 et 30 % des surfaces irriguées. L'agriculture engendre des concentrations importantes de population dans les régions fertiles autour des grands réseaux hydrographiques, comme la vallée du Gange ($> 500 \text{ hab./km}^2$).

Techniques d'irrigation et provenance de l'eau prélevée

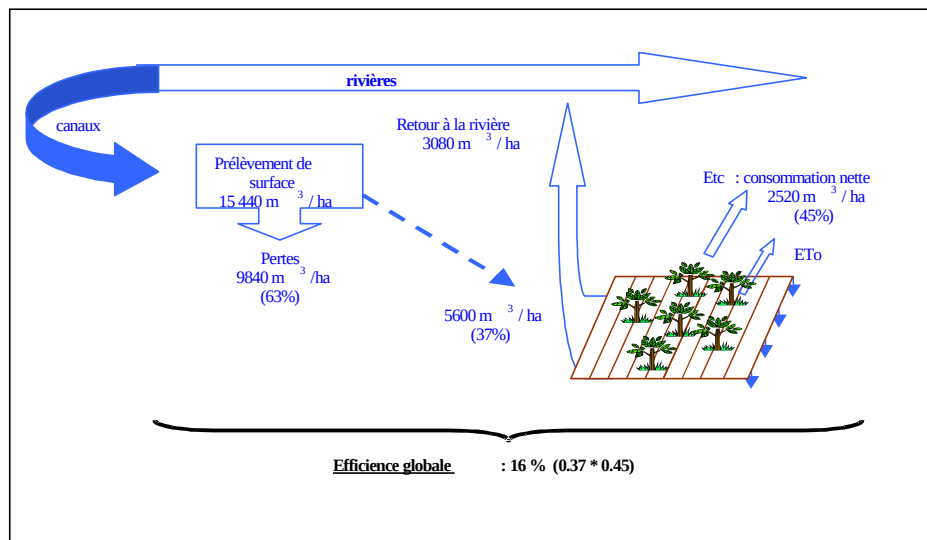
L'irrigation de surface est de loin la technique la plus répandue (99 % des surfaces irriguées). L'irrigation sous pression, par aspersion ou par goutte à goutte, est pratiquée sur des surfaces réduites encore expérimentales.

L'origine de l'eau pour l'irrigation (AQUASTAT, 1996):

- les systèmes alimentés par le réseau de canaux distribuant l'eau stockée dans les barrages (38 % des surfaces irriguées),
- les pompages dans les rivières (6 % des surfaces irriguées),
- les pompages dans les nappes souterraines (49 % des surfaces irriguées),
- réservoirs (7 %).

32 % des prélèvements en eau pour l'irrigation sont d'origine souterraine contre 68 % pour les eaux de surface soit des volumes de 177 km^3 et 369 km^3 respectivement. La moyenne des volumes prélevés pour les surfaces irriguées est de $9\,200 \text{ m}^3/\text{ha}/\text{an}$ de surface irriguée. Mais il existe d'importantes variations dans l'efficacité du système si l'on considère que l'eau d'irrigation est d'origine (i) souterraine ou (ii) de surface. Si on considère que le forage ou le puits se trouve à proximité du champ à irriguer, et qu'il n'y a pas de pertes de transport, la quantité d'eau à apporter au champ n'est que de $5\,600 \text{ m}^3/\text{ha}/\text{an}$. Le coût énergétique pour un pompage à 25 mètres de profondeur sera d'environ 760 kWh électrique/ha avec un rendement de pompe moyen de 50 %. Dans le cas d'une irrigation par des eaux de surface provenant de canaux, le coût énergétique sera nul le plus souvent, mais l'efficacité globale en eau du système ne sera que de 16 %. En effet, sur les $15\,500 \text{ m}^3$ prélevés par hectare irrigué environ $9\,800 \text{ m}^3$ sont perdus lors du transport par canaux.

Figure 10
Irrigation par des eaux de surface provenant de canaux



Grandes retenues d'eau et hydroélectricité

L'Inde a mis en place des grandes retenues d'eau dont la fonction première est la maîtrise des flux d'eau pour l'irrigation. Environ 96 % de ces retenues ont une activité liée à l'irrigation, seulement 4,2 % ont été construit pour de l'hydroélectricité. La capacité de stockage (Potentiel 250 km³, capacité actuelle 130 km³, effective 106 km³ en septembre 2000) a permis en Inde de développer l'agriculture en détournant ces volumes d'eau stockés vers des canaux qui permettent d'irriguer les cultures tout le long de l'année, et vers des régions ne possédant que peu de ressources. L'Inde dispose de 4291 barrages (NHPC, 2000) et 91 de ces barrages produisent de l'énergie hydroélectrique (76 TWh pour une puissance installée de 22 GW). Le potentiel mobilisable en énergie hydroélectrique a été estimé à 84 GW. La production d'énergie hydroélectrique est donc une alternative intéressante à l'utilisation massive du charbon.

Ressources et production énergétique

La production d'énergie primaire a été pour l'année 2000 de 276,4 Mtep (BP Amoco, 2000) avec une prépondérance pour le charbon. En effet, la Politique énergétique en Inde est basée sur l'exploitation du charbon (54 % de la consommation d'énergie primaire ; 63 % de la production d'énergie primaire).

L'Inde est le 4^{ème} producteur mondial de charbon avec 144,1 Mtep (BP amoco, 2000), ses réserves estimées sont de l'ordre de 200 milliards de tonnes dont 74,7 milliards de tonnes sont des réserves prouvées (DGEMP, observatoire de l'énergie, 2000). 66 % du charbon consommé est destiné à la production d'énergie électrique dans les centrales thermiques, et génère 70 % de l'électricité brute produite en Inde (EIA,1995).

La puissance électrique installée totale en Inde est d'environ 96 GW. La production brute d'électricité en Inde est de 477 TWh pour l'année civile 2000. 80 % de l'électricité est produite par des centrales thermiques fonctionnant à 87 % au charbon, le reste est produit par des centrales hydroélectriques pour 18 % et par le nucléaire à hauteur de 2 % (EIA, 1998). La consommation nette est de l'ordre de 313 TWh. Elle se répartit entre l'industrie (35 %), agriculture (30 %) et domestique (27 %).

Il existe de nombreux problèmes de pertes dans le réseau de transport et de distribution. Ces pertes s'élèvent à 21,4 % pour l'année 2000, et sont dues au fait que le réseau de transport et de distribution de l'électricité est en basse tension. D'autres pertes non techniques seront dues aux branchements illicites. Des améliorations, sources d'économies pourront être apportées dans le secteur, notamment en développant le réseau de transport par des lignes hautes tensions qui devraient contribuer à diminuer les pertes par effet joule.

Prélèvement et consommation d'eau pour l'approvisionnement énergétique

Le prélèvement annoncé par la FAO (AQUASTAT, 1996) pour le refroidissement des centrales thermiques est de 19 km³. Si on considère que 70 % de l'électricité produite est d'origine thermique, le refroidissement doit permettre d'évacuer 667 TWh de chaleur. Il semble alors que la consommation avoisinerait 1 km³ pour 19 km³ prélevés pour un refroidissement et circuit fermé en gros appoint. Nous manquons de source pour valider ces hypothèses.

2.2.6. Précautions et limites

Le travail réalisé sur l'Inde met l'accent sur la mobilisation de l'eau pour l'agriculture et ses déclinaisons en terme de consommation d'énergie et de gestion de ressource des flux des fleuves. Une étude plus approfondie portant sur les secteurs domestique et industriel, ainsi qu'une analyse plus précise des flux d'eau pour la production d'énergie pourrait cependant s'avérer utile pour affiner cette première approche. Il serait notamment intéressant de disposer de

- Etude 8 -

données sur l'extraction du charbon et son impact sur la ressource en eau. Enfin une attention particulière doit être accordée à la quasi absence de traitement en amont et en aval des consommations domestiques et aux problèmes d'hygiène et de sécurité qu'elle entraîne.

3. Analyse des filières de mobilisation de l'eau et de l'énergie

3.1. Energie

Dans un premier temps sont présentés quelques aspects généraux de la demande. L'énergie est décrite sous ses différentes formes (alimentaire, thermique, mécanique, électrique) adaptées à une catégorie d'usage. Les différentes filières susceptibles d'être mises en œuvre pour fournir ces formes d'énergie sont ensuite étudiées en faisant apparaître, surtout qualitativement, les principales mobilisations d'eau.

La question qui apparaît importante est alors celle du *contenu en eau d'une unité énergétique* consommée au final, et du *contenu en énergie d'un volume d'eau utilisée*. Il s'agit d'aborder, pour une même utilisation :

- l'impact croisé énergie ou eau des différentes alternatives de fourniture d'eau ou d'énergie,
- l'influence de technologies efficaces à la consommation sur cet impact croisé.

Il faut noter que les couplages sont complexifiés par les interventions d'énergies auxiliaires dans certaines filières d'énergie, pour des proportions pouvant atteindre 10 % supplémentaires. Ces interventions contribuent à augmenter le contenu en eau de l'énergie fournie par certaines filières. Dans la présente approche, ces interventions ne sont pas explicitement prises en compte mais doivent être gardées à l'esprit.

3.1.1. Les formes d'énergie et les filières de production associées

En une première approche, les activités humaines font appel à quatre formes d'énergie :

- **L'énergie biochimique** est la première forme d'énergie utile pour les activités humaines puisqu'elle est directement nécessaire au fonctionnement de toute forme de vie animale et en particulier à celui du corps humain.
- **L'énergie thermique** est utilisée pour le chauffage des habitations pour la production d'eau chaude sanitaire, elle est également utile dans l'industrie, la sidérurgie, ou le dessalement de l'eau par distillation.
- **L'énergie mécanique** est utilisée dans les transports, la production de matière première et de biens physiques, et la production agro-alimentaire.
- Enfin **l'énergie électrique** qui peut être utilisée pour la production des deux formes précédentes d'énergie mais également pour des usages spécifiques : éclairage, électroménager, technologies de l'information et de la communication.

Pour chacune de ces formes d'énergie il existe plusieurs filières de production que nous allons énumérer qualitativement en faisant mention des étapes consommatrices d'énergie et d'eau.

La production d'énergie biochimique, alimentaire ou biomasse

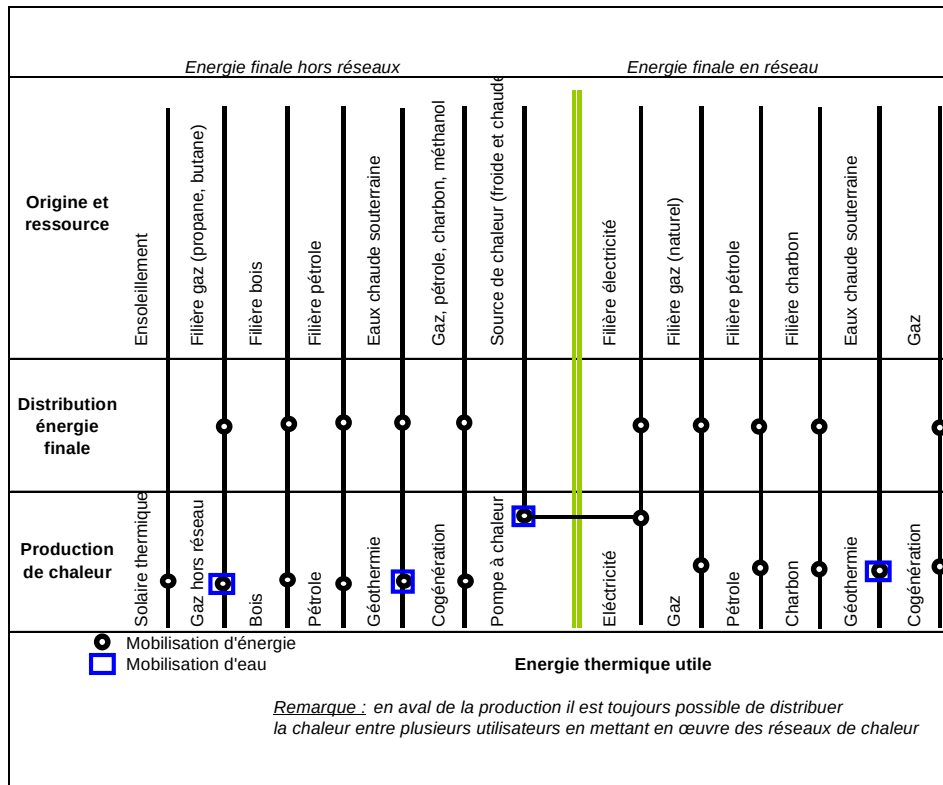
La production de biomasse alimentaire ou non peut être définie comme une opération de conversion d'énergie primaire renouvelable et diffuse (l'énergie solaire) en une énergie élaborée essentiellement contenue dans les liaisons chimiques entre atomes de carbone et d'hydrogène. Cette opération de conversion basée sur la réaction de photosynthèse consomme de l'eau dont le rôle principal est le maintien par évapotranspiration de la matrice de la réaction à une température optimale. L'agriculture peut donc être perçue comme la première interaction couplée de l'eau et de l'énergie.

La garantie d'un accès à l'alimentation pour l'ensemble des habitants d'un pays ou d'une région est la première condition pour le développement. Il s'agit en effet d'alimenter en énergie les acteurs de ce développement.

La production d'énergie thermique

L'énergie thermique peut être produite par combustion. Elle peut également être obtenue par récupération de la chaleur produite par les centrales électriques thermique (cogénération). On peut également produire de la chaleur à partir d'électricité ou en utilisant des flux de chaleur naturelle (solaire thermique, géothermie).

Figure 11
Présentation des options techniques
pour la production d'énergie thermique

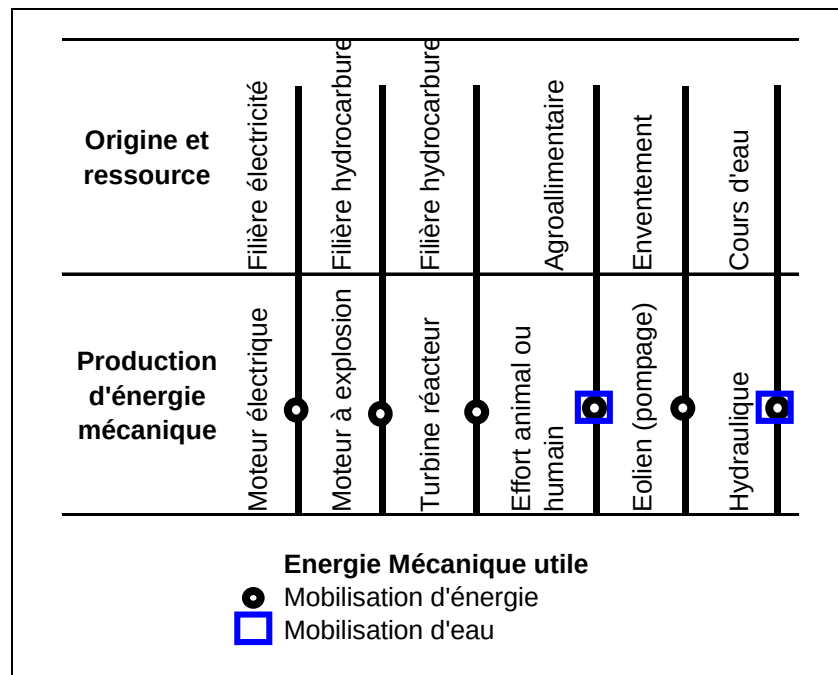


Remarque : en aval de la production, il est toujours possible de distribuer la chaleur entre plusieurs utilisateurs en mettant en œuvre des réseaux de chaleur

La production d'énergie mécanique

L'énergie sous forme mécanique à la base de nombreuses applications industrielles et nécessaire pour le transport, peut être obtenue par différents types de moteur (moteur électrique, moteur à explosion, turbine et réacteur) ou être captée dans le milieu naturel (éolienne, voilier, moulin à eau). La force musculaire, humaine ou animale, est suffisante, et largement utilisée pour certaines applications.

Figure 12
Modes de production de l'énergie mécanique



La production d'énergie électrique

L'électricité est la forme d'énergie la plus polyvalente. Il existe trois familles de moyens de production de l'électricité :

- la transformation de l'énergie mécanique (hydraulique, turbine à vapeur, éolienne) basée sur la technologie électromécanique ;
- la transformation d'énergie potentielle présente dans les liaisons chimiques de certaines molécules en électricité par des procédés électrochimiques d'oxydoréduction (piles à combustible, batterie...) ;
- la transformation du rayonnement électromagnétique en courant continu basée sur l'effet photovoltaïque.

Les rendements de ces trois modes de production de l'électricité sont variables suivant les technologies mises en œuvre (tableau 2). On remarque cependant que dans le cas des centrales de types thermiques (classique ou nucléaire), le rendement de la transformation d'énergie thermique en énergie mécanique est

- Etude 8 -

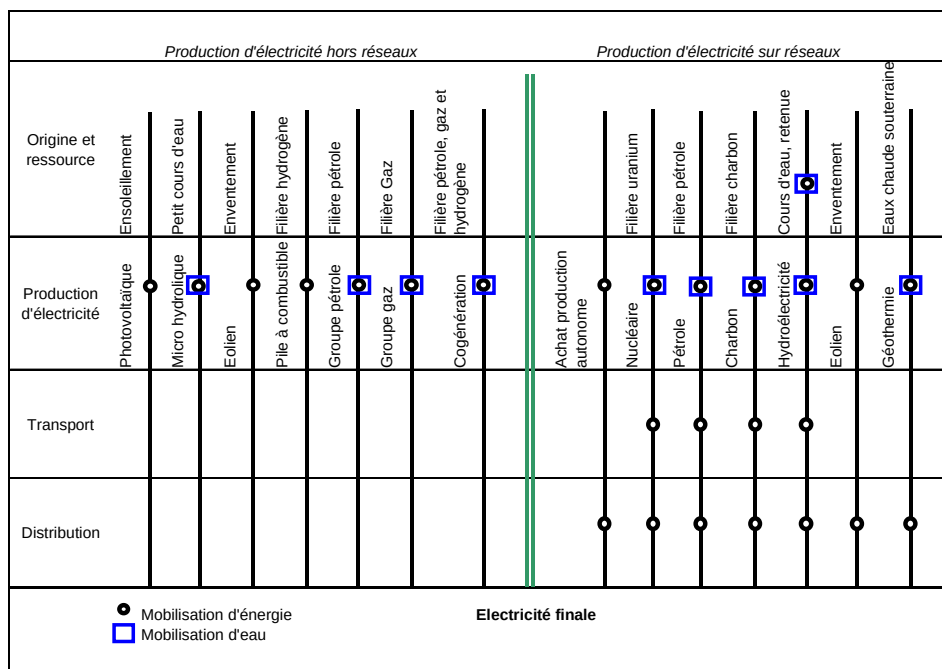
limité par les lois de la thermodynamique (30 à 33 % en pratique). Les filières thermiques de production d'électricité sont particulièrement consommatrices en eau (2 à 3 l/kWh) et peuvent amener suivant les choix techniques envisagés à prélever des volumes d'eau considérables (160 l/kWh).

Tableau 2
Quelques ordres de grandeur des rendements par modes de production

Rendement des différents modes de production	Pile à combustible	Alternateur	Photovoltaïque
	de 40 à 60 %	de 75 à 90 %	de 5 à 30 %

Une première représentation qualitative des filières de production d'électricité est présentée dans la figure 13.

Figure 13
Les filières de la production de l'électricité



3.1.2. *Impact des choix technologiques en matière d'utilisation et de production d'énergie sur la consommation d'eau et les volumes mobilisés*

Les techniques de production d'énergie finale sont très diversifiées et elles font dans de nombreux cas appel à des flux d'eau dans des proportions très variables. On se propose ici de mettre en évidence cette variabilité de la consommation en eau pour un même service rendu en traitant quelques options techniques dans les filières de production d'énergie. Il sera également question de l'impact en termes de consommation d'eau de l'utilisation de matériel final performant en comparaison avec du matériel classique.

Il s'agit ici, de mettre en évidence les options de l'approvisionnement en énergie qui présentent des impacts significatifs sur la consommation d'eau. Dans cet objectif, nous allons nous concentrer sur l'exemple de la production d'électricité et traiter quelques combinaisons de production d'un kWh rendu au consommateur.

Les étapes de la production d'un service énergétique dans la filière électricité peuvent être énumérées de la façon suivante :

- réflexion sur la demande en énergie utile et choix d'une technologie efficace ;
- production d'électricité centralisée avec utilisation d'un réseau de transport et de distribution, et production décentralisée par des unités de petites dimensions ;
- choix de l'énergie primaire dans l'ensemble des filières disponibles (nucléaire, fossile, énergie renouvelable) en fonction de la disponibilité de la ressource et de la demande en énergie prévue, sur la base le plus souvent de critères qui restent explicitement ou implicitement économiques ;
- le choix d'une technologie de transformation de l'énergie primaire en énergie électrique qui détermine le rendement de transformation et les consommations en eau qui sont associés à cette transformation ;
- la technologie et les modalités de la production de l'énergie primaire qui se traduisent également par des rendements de types énergétiques et des consommations d'eau.

Pour chacune des étapes et des options envisagées nous nous efforcerons de faire l'état des évolutions technologiques prévues pour les 25 prochaines années.

Le choix de l'énergie primaire

Suivant que l'on s'intéresse à la production d'électricité pour le réseau ou à la production sur site, la taille des unités et les stratégies de production sont différentes et le choix de l'énergie primaire n'est pas effectué sur les mêmes critères. Ces critères sont basés sur les coûts d'investissement des centrales, les coûts de l'énergie primaire et le rôle attribué à la centrale dans la courbe de charge.

L'énergie primaire pour la production sur le réseau

Les unités de productions d'électricité destinées l'approvisionnement du réseau sont conçues en fonction de la partie de la courbe de charge qu'elles sont sensées couvrir. En France, les centrales nucléaires et une partie des centrales hydroélectriques (éclusées et au fil de l'eau) assurent la production d'électricité en base alors que les centrales de type thermique classique et les centrales hydroélectriques faisant intervenir du stockage (lacs, pompage/turbinage) sont destinées à la production en période de pointe. Les durées de fonctionnement respectives de ces unités sont données pour la France dans le tableau 1.

Tableau 3
Puissance installée et durée de fonctionnement
par type de centrale en France en 1998
(calcul effectué à partir de : chiffres clés de l'énergie 2000)

	Puissance nominale installée en GW	Durée moyenne de fonctionnement en heures
Hydroélectricité	25,1	2660
Nucléaire	61,7	6287
Thermique classique	25,9	2119

Actuellement, les centrales thermiques classiques utilisent du charbon en lit fluidisé ou pulvérisé et du fioul. EDF n'utilise plus de gaz pour la production d'électricité. Il existe également aujourd'hui des aérogénérateurs (éoliennes) aux capacités suffisantes pour être assimilés à des moyens de production centralisée.

L'énergie primaire pour la production sur site (autoproduction)

La production d'électricité sur site peut être assurée par les énergies fossiles essentiellement du gaz ou par des énergies de types renouvelables (micro-hydroélectricité, petit éolien, photovoltaïque, biogaz) qui sont à maturité technologique.

Production d'énergie primaire et consommation en eau

La production et le traitement des combustibles classiques ou nucléaires sont également consommateurs d'eau.

Tableau 4
Consommation en eau des différentes opérations
de la production des combustibles

	Consommation en eau	
	m3/TJ (th)	I/kWh (th)
Cycle nucléaire		
Extraction à ciel ouvert	20	0,072
Extraction souterraine	0,2	0,00072
Concassage	9	0,0324
Conversion : hexafluorure d'uranium	4	0,0144
Enrichissement par diffusion de gaz	12	0,0432
Enrichissement méthode centrifuge	2	0,0072
Préparation du combustible	1	0,0036
Retraitement du combustible	50	0,18
Cycle de production du charbon		
Extraction à ciel ouvert	3	0,0108
Extraction souterraine	10	0,036
Traitement	4	0,0144
Extraction des boues	50	0,18
Autres opération	90	0,324
Cycle de production du pétrole		
Extraction et production primaire	5	0,018
Moyenne des techniques avancée d'extraction	120	0,432
Raffinage	40	0,144
Reformage et hydrogénation	90	0,324
Autres opérations	70	0,252
Cycle de production du gaz		
Extraction	Négligeable	Négligeable
Traitement	6	0,0216
Entretien gazoduc	3	0,0108
Autre opération	100	0,36

Source : Gleick, 1994

Les choix technologiques pour la transformation

Dès lors que le choix de l'énergie primaire mise en œuvre pour produire de l'électricité est fait, il existe plusieurs techniques de production qui se

caractérisent par un rendement de transformation, une consommation en eau et un volume d'eau mobilisé par cette transformation. C'est essentiellement dans les centrales thermiques nucléaires ou classiques et les retenues pour les centrales hydroélectriques que les consommations en eau sont les plus significatives.

Production d'électricité centralisée

- Centrales thermiques nucléaires

Pour les réacteurs nucléaires les caractéristiques prises en compte dans cette étude sont le taux de combustion en GWj/t ou en GWh/t de combustible, le rendement thermodynamique, la consommation en eau et les volumes prélevés (dans le cas d'un refroidissement à circuit ouvert) pour le refroidissement. Les taux de combustion de l'uranium dépendent essentiellement de deux paramètres qui sont la génération de réacteurs considérés, la part de combustibles retraités de type MOX (mélange d'oxyde d'uranium et d'oxyde de plutonium). On remarque également qu'une partie de la production brute d'électricité est dédiée aux auxiliaires essentiellement pour la circulation de l'eau aux différentes étapes du refroidissement (5 à 6 % de la production brute d'électricité).

Tableau 5
Evaluation des consommations et des prélèvements en eau
pour trois types de réacteur

	Date de maturité industrielle prévue	Taux de combustion d'uranium naturel	Rendement thermo-dynamique	Refroidissement en circuit ouvert		Refroidissement en circuit fermé	
				Consomm.	Prélèvement	Consomm.	Prélèvement
Unité		GWh/t	en %	I/kWh	I/kWh	I/kWh	I/kWh
REP *	en service	43,6	31	1,55	165	2,1	3
EPR *	2000	64	36	1,33	142	1,8	2,6
RHR1 *	2015	130	47	1	108	1,38	2

Sources : CGP 2000 ; Ginocchio 1980 ; Gleick 1994

REP : Réacteur à eau pressurisée

EPR : European Pressurized Reactor (évolution des technologies existantes)

RHR1 : Réacteur à haut rendement de première génération

- Etude 8 -

- Centrales thermiques classiques et cycles combinés

Dans le cas des centrales thermiques classiques, les rendements thermodynamiques et les consommations en eau sont présentées dans le tableau 6.

Tableau 6
Rendements thermodynamiques, consommation et prélèvement en eau
pour les centrales thermiques classiques et évolutions prévues

Unité	Rendement thermo- dynamique	Refroidissement en circuit ouvert		Refroidissement en circuit fermé	
		Consomm.	Prélèvement	Consomm.	Prélèvement
	%	I/kWh	I/kWh	I/kWh	I/kWh
Centrale à charbon à combustion conventionnelle	35	1,2	145	2,6	10 à 20
Centrale à charbon en lit fluidisé	35	0,8	145	2	10 à 20
Centrale fioul et gaz (2000)	36	1,1	145	2,6	10 à 20
Centrale fioul et gaz (2020)	40	0,9 *	125 *	2,2 *	8 à 17 *
Cycle combiné gaz (année 2000)	55	0,5 *	67 *	1,2 *	5 à 10 *
Cycle combiné gaz (année 2020)	60	0,4 *	55 *	1 *	4 à 8 *

* Consommation et prélèvement en eau évalués sur la base des centrales fioul et gaz pour l'année 2000 et réajustés avec les rendements.

Les techniques de refroidissement désignées par circuit fermé sont en fait des circuits utilisant des tours de refroidissement, ainsi une partie de l'eau du circuit de refroidissement est effectivement consommée.

- Hydroélectricité

Dans le cas de l'hydroélectricité, c'est le différentiel de la surface du cours d'eau avec et sans retenue qui est susceptible de générer une consommation d'eau par évaporation. L'évaporation est alors calculée en utilisant des modèles qui intègrent un nombre de facteurs variables suivant le degré de précision attendu. L'évaporation peut être établie en fonction de la température, de la vitesse du vent et de l'ensoleillement.

De plus les retenues que constituent les barrages hydroélectriques représentent plus que de simples organes de production d'électricité. Le stockage de l'eau permet en effet de réguler le débit des fleuves en fonction de la demande en eau

pour l'irrigation et des crues. La présence de retenues permet donc globalement de valoriser des volumes d'eau plus importants qu'en leur absence.

Devant ces considérations concernant la complexité de l'évaluation de la consommation réelle des barrages et leur rôle dans la régulation du débit des cours d'eau, nous n'envisagerons pas l'évaporation des barrages comme une consommation d'eau directement imputable à la production d'électricité.

- Géothermique

La consommation en eau des centrales utilisant la géothermie varie en fonction de la qualité de la chaleur récupérée et du mode de refroidissement utilisé pour valoriser cette chaleur. D'après Gleick (1994) la consommation en eau varie entre 6,8 et 15 l/kWh. Ces valeurs sont données pour des centrales situées en Amérique du Nord.

- Eolienne

La production d'énergie éolienne ne mobilise pas d'eau.

Production décentralisée d'électricité

Les unités de production d'électricité décentralisées se caractérisent par des puissances nominales plus faibles d'un facteur 100 à 1 000. Ces unités peuvent générer de l'électricité conjointement avec de la chaleur. On peut citer quatre types d'unités de production d'électricité décentralisée :

- les moteurs classiques (combustible fioul, gaz) ;
- les turbines (gaz, fioul, GPL) et les microturbines (biogaz, gaz naturel, GPL) ;
- les moteurs Stirling ou moteur à combustion externe (tout type de combustible et forme de chaleur difficile à valoriser) ;
- les piles à combustible (hydrogène, gaz naturel, méthanol).

Tableau 7
Rendements actuels et prévus des unités de production
d'électricité décentralisée

	Rendement en %		
	2000	2010	2020
Moteur	39,5	42	45
Turbine	33	40	40
Microturbine	30	35	37
Moteur Stirling	25	30	33
Pile à combustible	50	58	63

La production d'électricité décentralisée ne consomme pas d'eau pour le refroidissement. Ce dernier est assuré par un flux d'air dans un radiateur et la circulation d'eau s'effectue en circuit fermé.

Les unités de cogénération

La cogénération consiste en une production conjointe d'énergie électrique et de chaleur. Les unités peuvent être basées sur des moteurs à explosion, des turbines, des micro turbines, voire des moteurs Stirling. L'intérêt est de récupérer une partie de la chaleur qui est usuellement perdue, du fait des faibles rendements, dans la production thermique d'électricité. Ce type d'installation est utilisé pour satisfaire des besoins thermiques relativement importants (chauffage, réseaux de chaleur, process industriels). L'électricité produite peut être soit auto-consommée, soit revendue au réseau. La chaleur est récupérée par refroidissement du moteur et des fumées d'échappement. La gamme de puissance varie actuellement de quelques dizaines de kWe à 50 MWe. De plus petites unités (quelques kW) sont en cours de développement. Ces unités devraient se baser sur le développement des moteurs Stirling. Le rendement électrique des unités de cogénération varie actuellement de 30 à 40 % pour un rendement global (énergie électrique et énergie thermique produite) situé entre 65 et 85 % (sur PCI).

Du point de vue de la mobilisation de l'eau pour le refroidissement, l'avantage par rapport à la production thermique classique est double. D'une part, la récupération d'une partie importante de la chaleur engendre moins de besoins de dissipation. D'autre part, ce type d'installation adaptée à des réseaux de chaleur de petites tailles fonctionne avec des puissances suffisamment faibles pour que la chaleur résiduelle soit évacuée sans eau de refroidissement par des radiateurs à air. Pour les unités de plusieurs dizaines de MWe un système de

refroidissement par eau, en circuit ouvert ou fermé devra être associé au système pour l'évacuation de la chaleur résiduelle.

Rendement du réseau de transport et de distribution

Lorsque l'électricité est produite par des unités de production de tailles importantes, elle est injectée sur le réseau de transport. Les pertes observées pour le transport et la distribution d'électricité sont d'environ 7 % en France¹ (CGP, 2000).

La production d'électricité sur site dans le secteur résidentiel n'est pas une pratique courante. On peut cependant envisager cette production dans le cadre de petits lotissements ou de structures du secteur tertiaire (exemple des unités de cogénération mises en service à l'Université Bordeaux1). Dans le cadre de la production sur site les pertes d'énergie pour le transport et la distribution d'énergie sont négligeables. Ces unités de production étant connectées au réseau les variations de la demande en électricité du site sont en partie amorties par ce dernier.

Il existe enfin des unités de production autonomes pour lesquelles la production d'électricité doit s'adapter à la demande. Dans ce cas, les pertes pour la distribution sont toujours négligeables, mais le rendement des unités autonomes de production chute souvent lorsque la demande en puissance électrique s'éloigne de la capacité de production nominale de l'unité. Il faudra alors considérer les pertes en énergies primaires dues à ces différences de rendement ou générées par les unités de stockage de l'énergie finale.

Bien que la production autonome soit amenée à se développer notamment dans les pays en développement, dans la suite seuls les cas de la production sur site et de la production sur réseau seront traités. L'étude de la variation des rendements en fonction de la charge et des modalités de stockages pour la production autonome n'apporte en effet pas plus d'informations dans le cadre des interactions eau – énergie.

(1) Le rendement du réseau de transport et de distribution est directement lié à la tension du réseau et aux distances de transport considérées. Les 7 % de pertes pour la distribution et le transport de l'électricité en France sont dissipées sur un réseau relativement bien dimensionné et entretenu.

Transformation d'énergie électrique en énergie utile

Pour un service donné il existe des réponses techniques plus ou moins efficace. On peut par exemple s'intéresser au cas de la production de froid pour la consommation d'aliments dans le secteur domestique. La moyenne de consommation d'électricité pour le parc de réfrigérateurs installé en France au début de l'année 1998 était de 362 kWh/an, la moyenne de consommation des réfrigérateurs performants proposés par les constructeurs était de 140 kWh pour un même service rendu (Sidler, 1998).

3.1.3. Synthèse des consommations nettes en eau des filières de la production d'électricité

Production centralisée

La chaîne de production d'un kWh rendu au consommateur fait apparaître au cours des différentes étapes des rendements énergétiques et des consommations en eau. Les synthèses par filières présentées ci-dessous tiennent compte des rendements des étapes de transformation de l'énergie et des pertes occasionnées par le transport et la distribution de l'électricité. L'énergie mise en jeu pour l'extraction et le traitement des combustibles n'est pas prise en compte. On peut cependant noter que 3 % de la production d'électricité nucléaire est utilisée pour enrichir le combustible nécessaire au fonctionnement des centrales.

Comme nous l'avons vu précédemment, chaque filière de production d'électricité peut être décomposée en trois étapes que sont :

- l'extraction et le traitement du combustible (fossile ou nucléaire) ;
- la transformation en électricité dans des centrales thermoélectriques qui nécessite un refroidissement par eau en circuit ouvert ou fermé ;
- la distribution qui ne consomme pas directement d'eau mais présente des pertes d'électricité estimées pour la France à 7 %.

Lorsque le combustible est importé, la consommation d'eau associée à son extraction est comptabilisée dans le pays de production. Cependant afin d'avoir une vision d'ensemble des différentes filières les trois étapes sont représentées ici dans un même tableau pour chaque filière.

D'autre part, cette analyse ne fait état que des consommations nettes en eau. Les volumes prélevés ou mobilisés pour les étapes de la production d'électricité par

des centrales thermiques centralisées sont en première approximation égaux aux volumes prélevés pour le refroidissement (de 3 à 20 l/kWhe en circuit fermé et de 100 à 180 l/kWhe en circuit ouvert).

Filière nucléaire

Pour remonter la chaîne énergétique de la production d'électricité à partir de la filière nucléaire il faut prendre en compte plusieurs éléments de la mobilisation d'eau et d'énergie pour la production d'électricité rendue au consommateur :

- pertes d'énergie liées à la distribution sur réseau ;
- énergie consommée pour le fonctionnement des centrales (auxiliaires) ;
- eau mobilisée et consommée pour le refroidissement ;
- énergie consommée pour la préparation du combustible (enrichissement en uranium 235 jusqu'à une hauteur de 3,5 à 3,7 %), il faut trois tranches de centrale pour enrichir du combustible pour 100 tranches de même puissance(CEA, 2000) ;
- mobilisation et consommation d'eau pour l'extraction et la production d'uranium naturel.

Enfin, nous utiliserons les conventions françaises pour évaluer le contenu en énergie thermique d'une tonne d'uranium naturel (420 TJ soit 10 000 tep) et définir les taux de combustion. En effet les données utilisées (Gleick, 1994) ne précisent pas les taux de combustion utilisés pour évaluer l'énergie thermique par unité de combustible.

Tableau 8
Chaîne de production d'électricité dans la filière nucléaire
détail des consommations nettes d'eau

	Nucléaire REP			Nucléaire EPR			Nucléaire RH1		
	Energie kWh	Eau en litres Max Min		Energie kWh	Eau en litres Max Min		Energie kWh	Eau en litres Max Min	
Fabrication du combustible									
Extraction à ciel ouvert	3,62	0,26		3,12	0,22		2,39	0,17	
Extraction souterraine	3,62		0,00	3,12		0,00	2,39		0,00
Concassage	3,62	0,12	0,12	3,12	0,10	0,10	2,39	0,08	0,08
conversion :hexafluorure	3,62	0,05	0,05	3,12	0,04	0,04	2,39	0,03	0,03
Enrichissement par diffusion de gaz	3,62	0,16		3,12	0,13		2,39	0,10	
Enrichissement méthode centrifuge	3,62		0,03	3,12		0,02	2,39		0,02
Préparation du combustible	3,62	0,01	0,01	3,12	0,01	0,01	2,39	0,01	0,01
Total (fabrication combustible)		0,60	0,21		0,52	0,18		0,40	0,14
Centrale									
Rendement thermodynamique	31%	3,62		36%	3,12		47%	2,39	
Refroidissement circuit ouvert			1,74			1,49			1,12
Refroidissement circuit fermé			2,36			2,02			1,55
Consommation des auxiliaires	5%	1,12		5%	1,12		5%	1,12	
Transport distribution	7%	1,07		7%	1,07		7%	1,07	
1kWh électrique final		1,00			1,00			1,00	
		2,96	1,95		2,54	1,68		1,95	1,26
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur ancien (2000)	362	1071	707	362	919	607	362	705	457
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur performant (2000)	140	414	273	140	355	235	140	272	177

Filière charbon

Tableau 9
Chaîne de production d'électricité dans la filière charbon
détail des consommations d'eau

	Charbon classique			Charbon lit fluidisé		
	Energie kWh	Eau en litres		Energie kWh	Eau en litres	
		Max	Min		Max	Min
Fabrication du combustible						
Extraction à ciel ouvert	3,12		0,03	3,12		0,03
Extraction souterraine	3,12	0,11		3,12	0,11	
Traitement	3,12	0,04	0,04	3,12	0,04	0,04
Extraction des boues	3,12	0,56	0,56	3,12	0,56	0,56
Autres opérations	3,12	1,01	1,01	3,12	1,01	1,01
Total (fabrication combustible)		1,73	1,65		1,73	1,65
Centrale						
Rendement thermodynamique	35%	3,12		36%	3,12	
Refroidissement circuit ouvert			1,31			0,87
Refroidissement circuit fermé			2,84			2,18
Consommation des auxiliaires	2%	1,09		2%	1,09	
Transport distribution	7%	1,07		7%	1,07	
1kWh électrique final		1,00			1,00	
		4,57	2,96		3,91	2,52
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur ancien (2000)	362	1653	1071	362	1416	913
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur performant (2000)	140	639	414	140	548	353

- Etude 8 -

Filière fioul

Tableau 10
Chaîne de production d'électricité dans la filière fioul
détail des consommations d'eau

	Fioul 2000			Fioul 2020		
	Energie kWh	Eau en litres Max Min		Energie kWh	Eau en litres Max Min	
Fabrication du combustible						
Extraction	3,03		0,55	2,73		0,49
Extraction avancée	3,03	1,31		2,73	1,18	
Raffinage	3,03	0,44	0,44	2,73	0,39	0,39
Autres opérations	3,03	0,76	0,76	2,73	0,69	0,69
Total (fabrication combustible)		2,51	1,75		2,26	1,57
Centrale						
Rendement thermodynamique	36%	3,03		40%	2,73	
Refroidissement circuit ouvert			1,20			0,98
Refroidissement circuit fermé			2,84		2,40	
Consommation des auxiliaires	2%	1,09		2%	1,09	
Transport distribution	7%	1,07		7%	1,07	
1kWh électrique final		1,00			1,00	
		5,35	2,95		4,66	2,55
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur ancien (2000)	362	1936	1067	362	1687	925
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur performant (2000)	140	749	413	140	652	358

Filière gaz

Tableau 11
Chaîne de production d'électricité dans la filière gaz
(utilisation de cycles combinés)
détail des consommations d'eau

	CCGN 2000			CCGN 2020		
	Energie kWh	Eau en litres Max Min		Energie kWh	Eau en litres Max Min	
Fabrication du combustible						
Traitement	1,98	0,04	0,04	1,82	0,04	0,04
Entretien gazoduc	1,98	0,02	0,02	1,82	0,02	0,02
Autres opérations	1,98	0,71	0,71	1,82	0,65	0,65
Total (fabrication combustible)		0,78	0,78		0,71	0,71
Centrale						
Rendement thermodynamique	55%	1,98		60%	1,82	
Refroidissement circuit ouvert			0,55			0,44
Refroidissement circuit fermé			1,31			1,09
Consommation des auxiliaires	2%	1,09		2%	1,09	
Transport distribution	7%	1,07		7%	1,07	
1kWh électrique finale		1,00			1,00	
		2,09	1,32		1,80	1,15
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur ancien (2000)	362	755	479	362	653	416
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur performant (2000)	140	292	185	140	253	161

Les consommation nettes en eau associées aux différentes filières de la production centralisée d'électricité d'origine thermique varie de 1,15 à 5,35 I/kWh.

Production décentralisée

Dans le cas de la production décentralisée la consommation en eau est plus réduite pour les raisons suivantes : (i) il n'y a pas de consommation en eau liée au refroidissement et (ii) parce qu'il n'y a pas de pertes sur le transport et la

- Etude 8 -

distribution de l'électricité produite. Ces consommations sont pour les filières thermiques comprises entre 0,8 et 1,3 l/kWh électrique produit.

Tableau 12
Chaîne de production d'électricité dans la filière nucléaire
détail des consommations d'eau

Fabrication du combustible pour 1 kWh th	Moteur		Turbine		Microturbine		PAC	
	Energie kWh	Eau en litres	Energie kWh	Eau en litres	Energie kWh	Eau en litres	Energie kWh	Eau en litres
	Traitement	1,00 0,02	1,00 0,02	1,00 0,02	1,00 0,02	1,00 0,02	1,00 0,02	
	Entretien gazoduc	1,00 0,01	1,00 0,01	1,00 0,01	1,00 0,01	1,00 0,01	1,00 0,01	
	Autres opérations	1,00 0,36	1,00 0,36	1,00 0,36	1,00 0,36	1,00 0,36	1,00 0,36	
	Total pour 1 kWh th de comb.	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	
	Eau et énergie thermique consommée pour la production d'un kWh e							
	Unité de production							
	Rendements 2000	40% 2,53 0,99	33% 3,03 1,19	30% 3,33 1,31	50% 2,00 0,78			
Rendements prévus pour 2010	42% 2,381 0,93	40% 2,50 0,98	35% 2,86 1,12	58% 1,72 0,68				
Rendements prévus pour 2020	45% 2,222 0,87	40% 2,50 0,98	37% 2,70 1,06	63% 1,59 0,62				
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur ancien (2000)	362 359	362 430	362 473	362 284				
Exemple de la consommation annuelle d'un réfrigérateur performant (2000)	140 139	140 166	140 183	140 110				

Pour donner lecture complémentaire de ces résultats on peut citer la consommation annuelle d'un foyer type en France de 3 980 kWh/an pour un foyer équipé d'appareils électroménagers conventionnels et 2 189 kWh/an pour un foyer équipé avec du matériel électroménager performant (Sidler, 1998). Ces consommations en électricité se traduisent par une consommation en eau qui est dans le cas où l'électricité est produite par la filière électronucléaire dans son état actuel, de 7,7 m³/an dans un foyer équipé avec des appareils conventionnels et de 4,3 m³/an pour un foyer équipé avec des appareils performants. La consommation nette en eau liée à la consommation d'énergie et de l'ordre de 7 à 13 % du volume facturé et de 20 à 35 % de la consommation nette explicite du foyer.

Comparaison des différentes filières de production d'électricité

Pour les différentes filières, on présente :

- les prélèvements sur le territoire, liés à la conversion en électricité (refroidissement des centrales). En particulier, l'influence des rendements énergétiques sur les prélèvements en circuit ouvert est sensible, les plus efficaces (cycle combiné gaz) étant les plus sobres en eau ;
- les consommations nettes globales, dans lesquelles la part liée à l'extraction et au traitement des combustibles est également présentée (elle inclut la consommation nette d'eau hors du territoire de la consommation finale). Les filières centralisées sont les plus consommatrices, le poids de la production d'énergie primaire pouvant être très significatif (filière fioul). Les filières décentralisées, qui ne consomment de l'eau que pour l'énergie primaire, traduisent la consommation minimale pour les filières à base d'énergies fossiles. Les filières nucléaires présentent des consommations plus faibles lors de l'extraction du combustible, mais plus élevées lors de la conversion en électricité (effet du rendement).

Figure 14
Comparaison des prélèvements d'eau (l/kWh)
pour différentes filières de production d'électricité

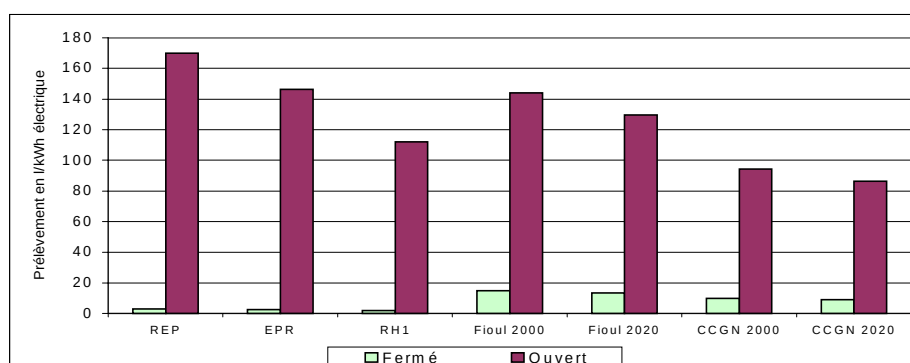
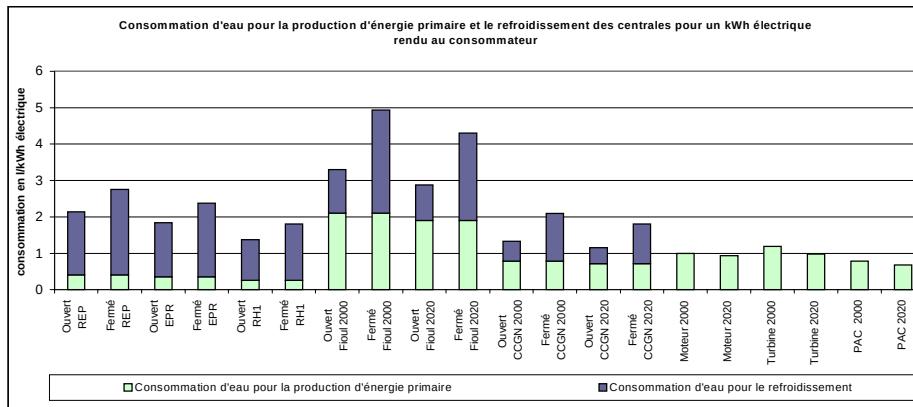


Figure 15
Consommation nette d'eau pour la production d'énergie primaire
et le refroidissement des centrales pour un kWh électrique
rendu au consommateur final



3.2. Les filières de la mobilisation de l'eau

De même que pour l'énergie, l'eau dans les activités humaines est mobilisée et produite avec des niveaux de qualité différents suivant la fonction qui lui est réservée. Ces niveaux de qualité sont définis par rapport aux concentrations des éléments dissous (chimique ou organique) et des éléments en suspensions. La variété des éléments que l'on peut trouver dans l'eau est grande et la classification qui en découle peut s'avérer complexe. Nous nous limiterons dans cette étude à une classification sommaire en trois ensembles de qualité d'eau :

L'eau de mer qui présente des concentrations en sel dissous qui la rendent impropre à la consommation dans la plupart des usages de type biologique comme la boisson ou l'irrigation. L'eau de mer peut en revanche être utilisée pour le refroidissement.

Les eaux continentales souterraines ou de surfaces, présentent le plus souvent des concentrations en sels et en minéraux compatibles avec la consommation végétale (irrigation) ou animale, elles sont alors dites douces et sont potentiellement potables. Les eaux continentales sont souvent classées en eaux de surface et eaux souterraines.

Les **eaux transformées** sont l'ensemble des eaux qui ont subi une transformation visant à les rendre compatibles avec un usage défini. Ainsi pour obtenir de l'eau potable applique t-on une série de transformations à l'eau prélevée dans le milieu. Cependant dans le cas d'une ressource de bonne qualité, la seule transformation peut résider dans la garantie et l'information sur le caractère potable de l'eau. Pour certains domaines d'application notamment dans la chimie ou l'industrie il peut être nécessaire de produire de l'eau qui réponde à des critères très spécifiques (eau distillée, eau ultra pure, eau décarbonatée...).

L'eau est un flux de matière qui voit souvent sa qualité se dégrader lors de son utilisation. Il est donc nécessaire d'appliquer à l'eau un traitement pour la rejeter dans le milieu naturel sans risque pour l'environnement. Les étapes du traitement des eaux usées sont également consommatrices d'énergie.

Encadré 4 - L'évaporation des retenues doit-elle être prise en compte ?

Dans l'étude des flux d'eau associés à la production d'énergie, l'hydroélectricité représente l'un des couplages les plus évidents en apparence, et cependant très difficile à appréhender. L'hydroélectricité constitue, en général, une utilisation de l'eau sans prélèvement (*instream use*), qui n'est pas incompatible avec d'autres usages. Les bilans nationaux ne font usuellement pas apparaître l'eau turbinée. En revanche l'évaporation des retenues y est parfois présente, en ce sens qu'elle peut constituer une consommation nette significative. Il n'est cependant pas du tout systématique d'assimiler l'évaporation - celle des retenues ou celle d'autres installations - à une consommation nette, cette relation étant plutôt controversée.

Il semble que cette question appelle des réponses très diverses, les retenues et leur exploitation pouvant présenter une grande diversité, au point qu'il est difficile d'en établir une typologie pertinente pour le couplage eau-énergie. En effet, l'appréhension des situations peut être très différente selon :

- l'échelle d'observation : échelle locale (la retenue et son bassin versant, l'aval de la retenue, le cours d'eau aménagé, etc...), échelle régionale (zone géographique, climatique, etc...), échelle globale,
- l'échelle temporelle : prise en compte de variations saisonnières, bilans annuels, périodes pluriannuelles,
- les fonctions prioritaires assurées par la retenue (stockage d'eau, stockage d'énergie), l'existence ou non de plusieurs usages concurrents et leur localisation, les règles de gestion de la ressource, etc...

Selon qu'on focalise l'attention sur les bilans physiques ou sur les aspects socio-économiques, les conclusions peuvent également différer.

(1) L'écriture de bilans physiques à grande échelle montre que l'évaporation des retenues ne peut être considérée, dans le cas général, comme une consommation nette. En effet :

- Etude 8 -

- la retenue constitue une création de ressource utilisable, gagnée sur un écoulement de crue qui serait perdu sans cet aménagement, faute de concordance entre les variations saisonnières des débits et celles des usages.

(2) Une fraction non négligeable de l'évaporation alimente les précipitations continentales, et revient donc dans le cycle. Mais ces précipitations peuvent atteindre une zone différente de celle de l'évaporation.

Ces considérations conduisent, en raisonnant à une échelle très large, à ne retenir que l'évaporation qui sortirait durablement des ressources continentales, c'est-à-dire pendant une durée supérieure à l'année. Il s'agirait alors d'une modification de l'ensemble du cycle de l'eau. Ce flux n'est vraisemblablement pas significatif dans le cas général.

En revanche, écrire les bilans à une échelle de temps et une échelle d'espace plus réduite (e.g. échelle du bassin versant et du cours d'eau, échelle de temps inférieure à l'année) conduirait à prendre en compte les variations saisonnières pour la ressource (stockage, déstockage, évaporation), mais aussi pour les usages (hydroélectricité, irrigation, soutien d'étiages). Le maintien du volume retenu dans le réservoir se traduit généralement par une évaporation significative, qu'il est le plus souvent difficile d'attribuer à un seul usage.

Qu'ils soient destinés à la production d'électricité ou à celle de biomasse (production agricole), les volumes d'eau stockés dans les barrages gardent une vocation liée à la production de formes d'énergie élaborées. Le choix de l'une ou de l'autre s'établira sur les bases de la demande exprimée dans la région considérée. Cette demande est conditionnée par le climat, le niveau de développement de la région (efficacité en eau des systèmes d'irrigation, importance relative de l'énergie pour l'alimentation par rapport à l'énergie électrique) et les contraintes sur la courbe de charge de demande d'électricité. Lors de la prospection et de la prévision de la construction de nouvelles retenues des travaux récents tendent à optimiser l'énergie totale (électricité + biomasse) qu'il est possible de produire (Ramachandra et al. 1999). Cette démarche d'optimisation de la valorisation de l'eau suivant l'énergie produite peut également être menée du point de vue économique. L'évaluation économique permet alors d'intégrer plus quantitativement des facteurs locaux comme ceux liés aux demandes respectives des deux formes d'énergie.

On peut considérer les barrages comme des ouvrages qui génèrent une ressource supplémentaire mobilisable pendant toute l'année avec des rendements qui varient généralement entre 80 et 95 % du volume régulé. L'évaporation qui conditionne ces pertes de rendement ne peut être assimilée à une consommation nette et comptabilisée que dans des conditions bien particulières. En fait on pourra parler de consommation due aux barrages dans le cas d'une concurrence d'usage sur la ressource par rapport au débit du cours d'eau sans barrage et pour une période donnée. Le déphasage entre la période de meilleure rentabilité de l'électricité produite par les installations hydroélectriques et la période de demande en eau pour l'irrigation peut être à l'origine de cette concurrence d'usage. Ces considérations relèvent de cas particuliers et ne peuvent donner lieu à des conclusions chiffrées qu'après des études de cas intégrant les facteurs liés au barrage, au climat et à la demande exprimée pour les différents usages.

3.2.1. Mobilisation de l'eau pour l'irrigation et impact sur les consommations d'énergie

L'évaluation des consommations d'eau et d'énergie pour l'irrigation doit intégrer des paramètres de type projet et de type système. Les paramètres de type projet caractérisent l'accessibilité de la ressource et la demande en eau. Les paramètres de type système conditionnent l'efficacité en eau et la consommation d'énergie du système au niveau des parcelles. Ces paramètres peuvent dans une première approche se résumer aux variables suivantes :

- besoin total des cultures V en m^3/ha ,
- profondeur de pompage P en m ,
- pression requise par le système P_s en m (perte de charge plus pression nominale des distributeurs),
- efficacité de l'eau pour le système considéré E en %,
- rendement du groupe pompe - moteur R en %.

La demande d'énergie électrique We en kWh s'exprime alors de la façon suivante :

$$We = \frac{V \times (P + P_s) \times 2,7}{1000 \times E \times R}$$

Les techniques traditionnelles (irrigation gravitaire) ne consomment pratiquement pas d'énergie lorsqu'elles utilisent des eaux de surface. Cependant le développement de l'irrigation des dernières décennies conduit de plus en plus à l'utilisation de ressources souterraines dont les profondeurs varient entre une vingtaine de mètres et plus de 60 m (actuellement 53 % des surfaces irriguées en Inde). Cette tendance qui se développe avec l'accès à l'énergie diesel ou électrique, n'est généralement pas accompagnée d'une gestion efficace de l'eau sur la parcelle. Pour des configurations de projet où l'eau est pompée à 25 m l'utilisation de l'irrigation par aspersion permettrait de diviser par deux la consommation d'eau par une augmentation de l'efficacité de 45 à 80 %. Du fait de la pression P_s nécessaire pour faire fonctionner le système d'irrigation (environ 25 m) le bilan énergétique du système resterait à peu près identique.

Cependant les méthodes traditionnelles ne permettent pas d'utiliser les engrais dans de bonnes conditions. Les engrais utilisés conjointement avec des méthodes d'irrigation gravitaires et des apports d'eau trop importants sont lessivés et donc peu utiles aux cultures. Les engrais utilisés dans ces conditions présentes de plus un risque pour les nappes d'eau superficielles. En revanche une irrigation par aspersion utilisée conjointement avec des apports d'engrais

- Etude 8 -

bien planifiés permettrait d'augmenter les rendements. Dans cette optique le rendement énergétique global de l'irrigation par aspersion pourrait être amélioré. Cependant, le gain en terme de rendement de production reste difficile à évaluer.

Tableau 13
Quelques valeurs concernant l'agriculture en Inde et aux Etats-Unis
pour 1998 (FAOSTAT, 2001)

	Arable +permanent Mha	Irriguée Mha	Vol. prélevé pour agri km3	Total engrais Mtonne	Bilan céréales		
					Surfaces récoltées Mha	Production Mtonne	Rendement t/ha
Inde	169	59	542	16,8	100,9	227	2,2
USA	179	21,4	192	19,7	61,6	349	5,6

Les travaux de Singh et al. (1999), développent l'étude de l'influence des apports énergétiques sous différentes formes (engrais, énergie électrique, humaine, animale, et fossile) sur les rendements des productions de blé en Inde.

Encadré 5 – Résumé exécutif de l'étude réalisée pour le FFEM (Goossens, 2000)
Impact des projets d'irrigation en termes de consommation énergétique
et d'émission de gaz à effet de serre

Les activités productives agricoles occupent une place de premier plan dans le développement des pays du sud, en particulier ceux d'Afrique du Nord. L'irrigation, qui joue dans cette région un rôle déterminant dans l'amélioration des rendements agricoles, y est responsable de **90 % des prélèvements en eau**. La mise en œuvre de l'irrigation mobilise souvent de l'énergie (électricité, carburant) dans des quantités variables selon les familles de système utilisées (gravitaire, aspersion, localisé) et selon les configurations locales (type de ressource, transport). Il est apparu sur certains projets de développement que les consommations énergétiques ainsi que leur émissions de gaz à effet de serre (GES) associées peuvent être très significatives.

La première partie de l'étude a une portée générale : elle propose une **évaluation de la demande en énergie utile** (i.e. l'énergie hydraulique) des différentes familles de système pour une culture de référence. Le comparatif établi met en évidence **des écarts pouvant aller de 1 à 6 pour l'énergie** consommée et **de 1 à 8 pour la puissance** mise en œuvre. L'étude détaille ensuite l'influence des principaux facteurs de variabilité (profondeur de prélèvement, distance de transport, choix du système). Puis, afin d'évaluer les consommations énergétiques et leurs émissions de GES associées, sont abordées les options les plus courantes de **conversion de l'énergie finale** (carburant ou électricité sur réseau) en énergie utile (rendement des pompes, rendement des moteurs). Enfin, les résultats obtenus sont appliqués à une configuration de projet donnée : le choix du système peut, en théorie, permettre d'éviter une émission de l'ordre d'une tonne de CO₂ par hectare.

Figure 16
Détail de la demande d'énergie des différents systèmes de répartition de l'eau sur la parcelle

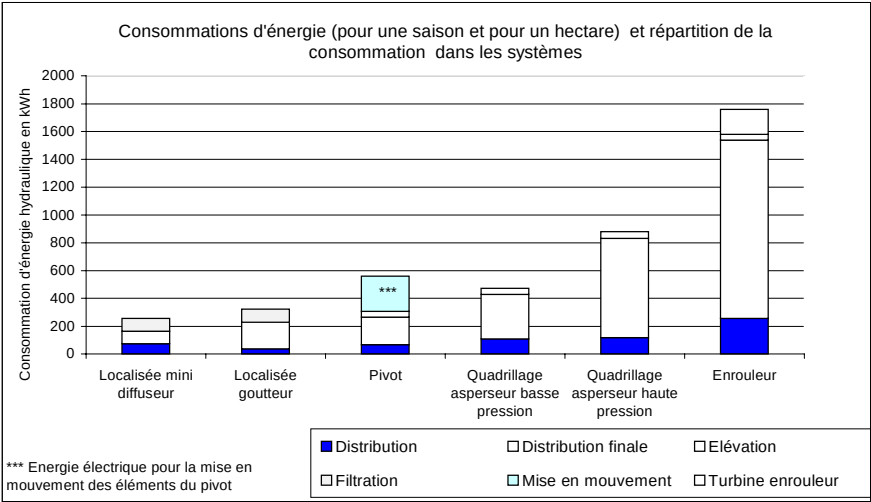


Tableau 17
Estimation de la consommation d'énergie des étapes de mobilisation de l'eau et variabilité des consommations des étapes en amont de la parcelle

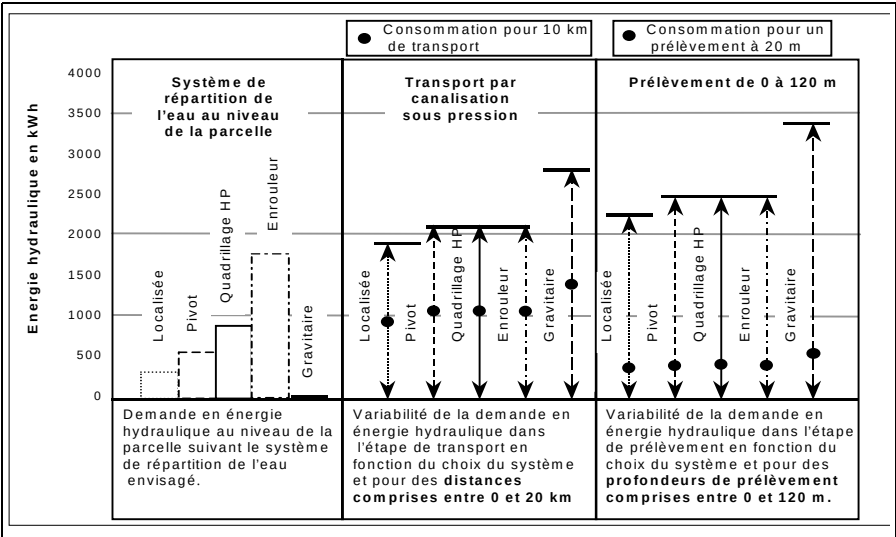


Tableau 14
Variation de l'émission de CO₂ lors du passage d'un système
(colonne de gauche) à un autre (ligne du haut) et coût du CO₂ évité
(culture de référence avec option diesel)

	localisée minidiffuseur		localisée goutteur		Aspersion basse pression		Aspersion moyenne pression		Enrouleur
	kg/ha	FF/kg	kg/ha	FF/kg	kg/ha	FF/kg	kg/ha	FF/kg	
localisée minidiffuseur									
localisée goutteur	107	4,36							
Aspersion basse pression	383	2,43	277	1,68					
Aspersion moyenne pression	1041	0,84	935	0,44	658	-0,08			
Enrouleur	2463	-0,08	2356	-0,28	2079	-0,54	1421	-0,76	

Tableau 15
Etude de cas Darb El Arbaïn : impact environnemental et économique
des différentes options proposées

		Aspersion : schéma projeté initialement	Aspersion moyenne pression	Gravitaire situation actuelle	Gravitaire conduite optimisée sur 10 h	Gravitaire conduite optimisée sur 15 h	Mixte aspersion basse pression et localisée	
							10 h	15 h
Consommation d'eau	m3/ha/an	13428	13428	27186	17123	16873	12005	12020
Cons. de gasoil	l/ha/an	2160	1186	2492	951	724	742	619
Emission de CO2	tonnes/ha	5,3	2,9	6,1	2,3	1,8	1,8	1,5
Coût de l'énergie	FF/ha/an	1944	1067	2243	856	651	668	557
Total frais d'investis.	FF/ha/an	2408	2063	2897	1788	1559	2343	2201
Total coûts annuels	FF/ha/an	4352	3131	5140	2643	2210	3011	2758

La seconde partie est **une étude de cas sur la zone de colonisation du désert de Darb El Arbaïn en Egypte**. L'eau y est prélevée dans le système aquifère nubien à une profondeur variant de 30 à 60 m suivant les régimes de débit envisagés. Cette étude permet (i) de valider les résultats de l'étude générale et (ii) d'affiner l'approche **en intégrant des paramètres locaux** : conduite de l'irrigation au quotidien, coûts d'exploitation et variabilité du niveau de pompage en fonction du débit. Plusieurs options sont comparées. Dans la configuration actuelle, les agriculteurs pratiquent l'irrigation gravitaire de façon traditionnelle en utilisant les installations prévues initialement pour de l'irrigation par aspersion. Cette utilisation, en dehors des plages de fonctionnement optimales, est fortement consommatrice d'énergie (2 500 l de gasoil/(ha.an)). L'optimisation de l'irrigation gravitaire, par le dimensionnement des pompes mais aussi par le pilotage, pourrait réduire cette consommation à moins de 750 l/(ha.an). Le passage à des techniques modernes basse pression permettrait les mêmes économies d'énergie et réduirait encore significativement les volumes d'eau mis en œuvre. Ces améliorations se traduiraient par une **réduction des émissions de CO₂ d'un facteur 3, soit plus de 4 tonnes par hectare** avec une réduction d'environ

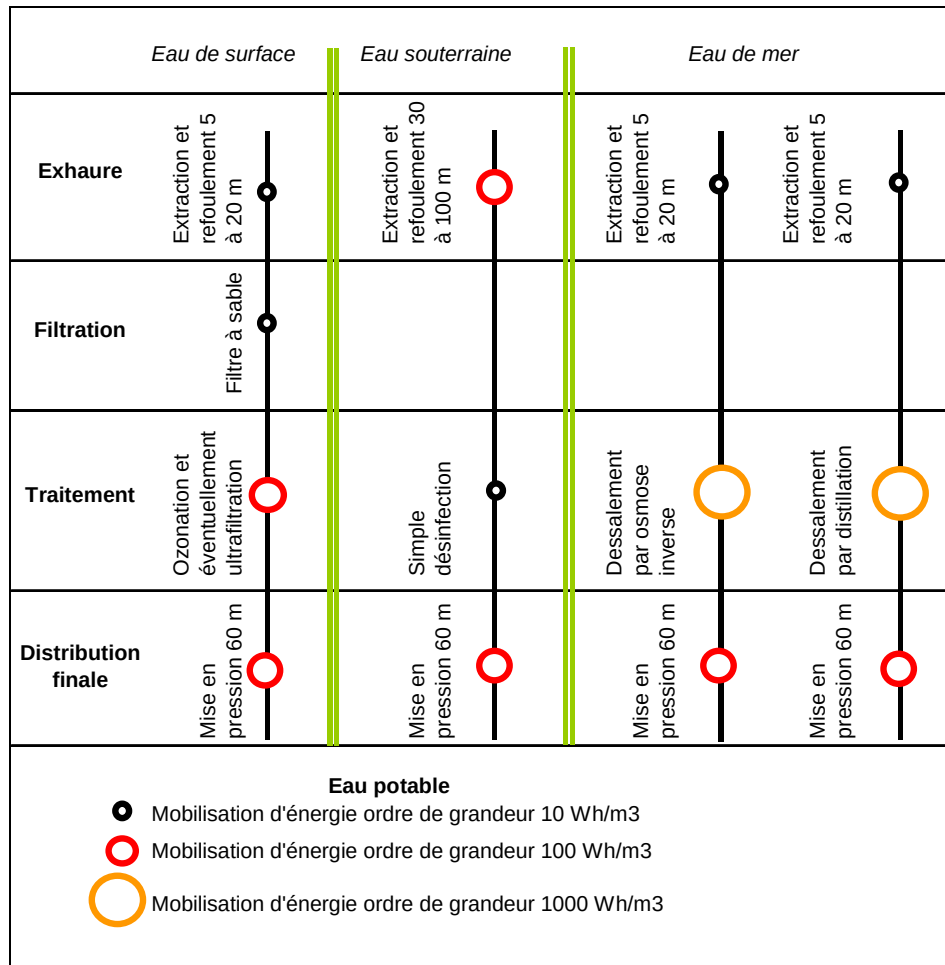
40 % du coût final. Sur l'ensemble du programme de colonisation (84000 ha), l'émission d'environ 330 000 t/an de CO₂ serait ainsi évitable.

L'analyse énergétique des systèmes d'irrigation met en évidence l'ampleur des marges de manœuvre théoriques. Le cas de Darb El Arbain permet d'aborder l'influence des paramètres de terrain (géographie physique, pratiques culturelles) et confirme **l'importance du critère énergétique** dans les projets d'irrigation, d'autant plus que la maîtrise de la demande d'énergie s'accompagne d'une **réduction sensible des coûts** d'exploitation. A priori, il était tentant d'opposer les systèmes gravitaires peu efficaces en eau mais peu consommateurs d'énergie, aux systèmes sous pression plus efficaces en eau mais plus gourmands en énergie. Cette étude a contribué à montrer que cette opposition n'est pas systématique et qu'il existe des systèmes et des configurations de projets vraisemblablement répandus qui sont **efficaces à la fois en eau et en énergie**. Les préoccupations énergétiques en irrigation devraient, semble-t-il, être **intégrées dans les stratégies de développement, aussi bien à la conception des projets que lors de nécessaires phases de suivi**.

3.2.2. *La production d'eau potable*

La technicité et l'énergie nécessaires à la production d'eau potable sont fortement liées à la qualité de la ressource d'une part et à son accessibilité d'autre part. Il est donc nécessaire si l'on souhaite déterminer l'énergie nécessaire à la production d'un m³ d'eau de connaître les capacités en termes de volume et de débit, et, les qualités respectives des ressources. Qualitativement, on observe que pour les eaux souterraines généralement de bonne qualité (notamment du point de vue de la charge biochimique), l'opération d'exhaure représente le post le plus consommateur en énergie, alors que pour la production à partir d'eau de surface ce sont plutôt les opérations de traitement.

Figure 18
Ordres de grandeur de la consommation d'énergie par étape
de la production d'eau en fonction de la ressource



Consommation d'énergie dans la production d'eau potable

Il s'agit dans ce chapitre de mettre en évidence la variabilité de la consommation d'énergie pour la production et l'acheminement au consommateur d'un m³ d'eau potable. La nécessité de réaliser certaines étapes de cette production dépend de la qualité de la ressource.

- Etude 8 -

Pour les caractéristiques des ressources nous retiendrons les hypothèses suivantes :

- eau de surface, 10 à 20 m de hauteur de relevage, contient des matières en suspension et des micro-organismes qui nécessitent la mise en œuvre de moyens de traitement plus ou moins poussé (ozonation, ultrafiltration...) ;
- eau souterraine, 30 à 100 m de profondeur, pas de micro-organisme, pas de matières en suspension ;
- eau de mer, 10 m de profondeur, pas de matières en suspension, salinité (concentration 32 000 ppm).

La production d'eau potable à partir d'eau continentale

La production d'un m³ d'eau potable rendu au consommateur final passe par un certain nombre d'étapes parmi les suivantes (Bonneau, 1998) :

- exhaure, on suppose que le rendement des pompes est de 75 % ;
- filtration 20 Wh/m³ ;
- pompes désinfection 30 Wh/m³ ;
- ozonation 60 Wh/m³ (traitement d'air compris) ;
- ultrafiltration 518 Wh/m³ ;
- mise en pression pour distribution (70 m) 250 Wh/m³ ;
- la distribution en réseau : la perte en eau peut varier de 20 à 40 %, parfois bien davantage, suivant la taille et la vétusté des réseaux (Grenet et al., 1991).

Tableau 16
Consommation d'énergie pour la production d'eau potable
à partir d'eau douce

	Eau souterraine			Eau de surface		
	Eau en m3	Energie en kWh		Eau en m3	Energie en kWh	
		Max	Min		Max	Min
Exhaure	1,3	0,468	0,1404	1,3	0,0936	0,0468
Filtration	1,3	0,026		1,3	0,026	0,026
Désinfection	1,3	0,0039	0,0039	1,3	0,0039	0,0039
Ozonation	1,3	0,0286		1,3	0,0286	0,078
Ultra filtration				1,3	0,6734	
Distribution mise en pression	1,3	0,328	0,328	1,3	0,328	0,328
Distribution pertes en eau	30%			30%		
1 m3 d'eau potable rendu au consommateur	1	0,854	0,472	1	1,153	0,482

La production d'eau potable à partir d'eau de mer

Dans certains pays en particulier au Moyen Orient, les faibles ressources internes en eau douce doivent être complétées par de l'eau de mer dessalinisée. Les opérations de dessalement sont très consommatrices en énergie (de 5 kWh en osmose inverse à plus de 45 kWh th pour la distillation). Les deux principes utilisés pour le dessalement sont l'osmose inverse et la distillation.

La distillation est une méthode utilisée depuis l'antiquité pour fabriquer de l'eau douce à partir d'eau de mer. Cette technique est basée sur l'évaporation et la condensation de la vapeur d'eau. Les méthodes actuelles sont composées de plusieurs éléments sous des pressions croissantes (hydroplus, mars 2000).

Le principe de l'osmose est basé sur l'égalisation des concentrations en sel de par et d'autre d'une membrane poreuse. Si l'on souhaite modifier ces concentrations il faut appliquer une pression qui inverse le phénomène d'égalisation des concentrations. Ainsi pour dessaliniser de l'eau de mer dont la concentration en sel est de 32 000 ppm, la pression à appliquer est de 70 kg/cm².

Les usines de dessalement de grande capacité sont pour la plupart directement couplées avec des centrales thermiques. Ces usines utilisent une part importante de l'énergie électrique et thermique produite. Lorsque l'énergie thermique est

- Etude 8 -

directement utilisée pour la distillation, on observe une diminution du rendement électrique de la centrale qui rend l'efficacité de ce type de cogénération contestable (Maheshwari et Al., 1994). Cette dégradation du rendement est liée à des températures trop élevées des condenseurs.

Tableau 17
Consommation en énergie primaire des usines de dessalement
suivant les configurations envisagées (Mesa et Al., 1996)

Dessalinisation d'un m3	kWh elec	kW thermique	Rendement électrique	Rendement thermique	Consommation d'énergie primaire kWh
Osmose inverse	5,6	0	31,5%	85%	17,8
Distillation 1	1,3	48,5	31,5%	85%	61,2
Distillation 2	8,5	13,2	31,5%	85%	42,5
Cogénération osmose inverse + distillation			rendement global 85%		13,2
Cycle combiné et distillation			Cycle combiné de 190 MW		11,7
Osmose inverse autonome			Unité de 12MW		14,2

3.2.3. La restitution de l'eau au milieu naturel

Certaines des dégradations que subit l'eau au cours de son utilisation rendent son rejet dans le milieu naturel incompatible avec le bon fonctionnement de l'écosystème aquatique et présentent des risques sanitaires pour les populations. Le traitement des eaux usées doit donc être considéré comme une partie incontournable de la chaîne de mobilisation de l'eau. Les étapes du traitement des eaux usées sont également consommatrices d'énergie. Le traitement des eaux usées est composé de deux séries d'étapes. La première série porte sur la collecte et le traitement des eaux usées, et la deuxième partie porte sur la désactivation ou la valorisation des boues d'épuration.

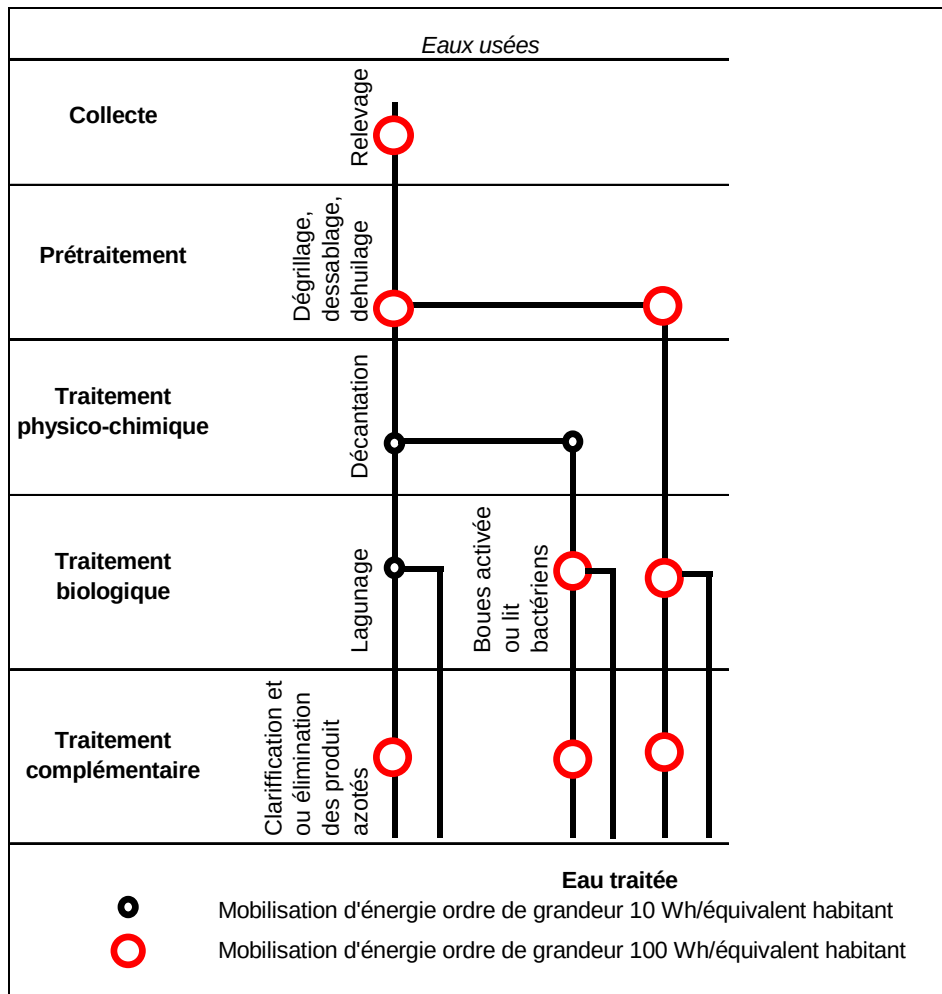
Le traitement des eaux usées

L'objectif principal des étapes du traitement pour les effluents du secteur résidentiel tertiaire est la diminution de la demande biologique (DBO) et chimique (DCO) en oxygène occasionné par les proportions importantes de matières en suspension d'origine essentiellement organique. La demande chimique en oxygène englobe la demande biologique en oxygène. La DBO de l'eau usée pour un équivalent habitant est en moyenne de 60 g pour une DCO de 120g pour 150 l de rejet par jour.

Les étapes du traitement des eaux usées (figure 19) sont les suivantes :

- la collecte des eaux usées, on estime qu'en France 87 % de la population est reliée à un réseau de collecte et que 62 % des eaux collectées sont effectivement acheminées jusqu'à une station d'épuration ;
- le prétraitement consiste en une série d'opérations physiques (dégrillage, tamisage, dessablage, déshuilage) visant à la séparation des eaux usées des plus gros déchets et des matières grasses ;
- le traitement physico-chimique est une décantation simple d'environ deux heures, il permet l'élimination de 70 % des matières en suspension. Ce rendement peut être amélioré par adjonction de réactifs chimiques visant à favoriser la coagulation et la formation de floccs ;
- le traitement biologique consiste en une dégradation des micro-organismes dissous par l'action de bactéries aérobies ;
- les traitements complémentaires comme l'élimination des agents responsables des phénomènes d'eutrophisation (azote et phosphore), la clarification et la désodorisation sont des étapes qui ne sont mises en œuvre que dans des conditions bien particulières liées à la qualité des eaux usées, à la proximité d'habitations etc...

Figure 19
Principales étapes du traitement des eaux usées, options envisageables
et ordres de grandeur de l'énergie consommée suivant ces options

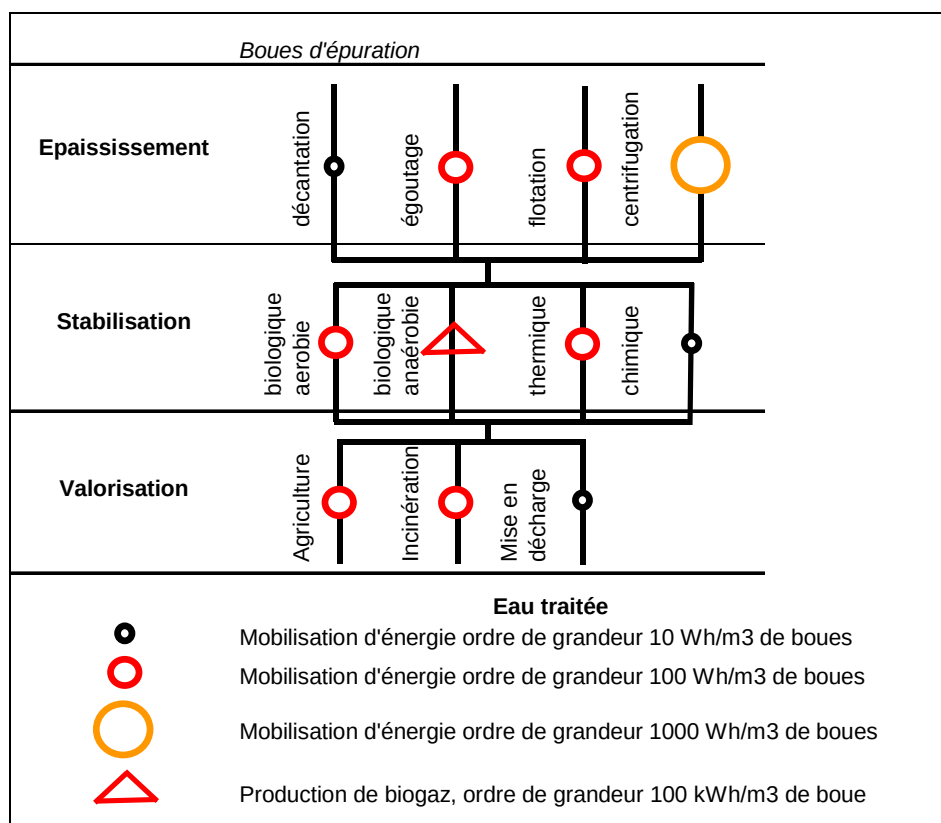


Le traitement ou la valorisation des boues peuvent également suivant les choix techniques s'avérer très gourmands en énergie, ces possibilités sont présentées dans la figure 20. Le traitement comprend trois étapes de préparation physique et chimique et une phase de désactivation pour écarter tout risque de nuisance bactériologique.

Tableau 18
Consommation d'énergie des différentes étapes
du traitement des eaux usées

Type d'opération		
Prétraitement	0,2 - 0,4	kWh/m ³ .j entrant
Aération	1,4 - 1,8	kWh/kg DBO ₅
Traitement des boues	0,1 - 0,4	kWh/kg DBO ₅
	15 - 60	kWh/ t Mat sèche
Désodorisation	0,1 - 0,4	kWh/kg DBO ₅

Figure 20
Etapes du traitement des boues d'épuration et ordre de grandeur
des consommations d'énergie suivant les options envisagées



- Etude 8 -

3.3. Conclusion de l'analyse par filières

Mobilisation d'eau pour la mise en œuvre d'énergie

Suivant le **choix des filières**, les prélèvements en eau pour un kilowattheure électrique **varient de 1 à 20**, avec les facteurs suivants :

- choix de l'énergie primaire : 1 à 2 ;
- système de refroidissement (circuit fermé, circuit ouvert) : 1 à 10.

Les consommations nettes sont, elles, moins éloignées entre les circuits ouverts et fermés. Le choix entre ces deux solutions tient compte des disponibilités : en particulier, si la contrainte en volume est forte, le choix s'oriente vers un refroidissement par circuit fermé qui conduit à minimiser les prélèvements pour des consommations nettes plus élevées.

L'influence des **choix à la consommation** d'énergie apparaît sensible : l'impact sur l'eau, en fonction de l'efficacité des équipements utilisés pour un même service rendu, peut **varier de 1 à 3,5**. Cet écart incite à considérer avec un nouvel intérêt les solutions sobres en énergie dans les cas de rareté de l'eau.

Mobilisation d'énergie pour la mise en œuvre de l'eau

Suivant l'accessibilité et la qualité des ressources, les consommations d'énergie pour le prélèvement et le traitement de l'eau varient de 1 à 3 (hors dessalement). Cet écart est également important mais il reste très lié à la nature des ressources locales et les marges de manœuvre techniques sont plus restreintes.

4. Problématiques identifiées et perspectives

4.1. Eléments de discussion

4.1.1. *Situation par grands agrégats*

- Pays développés

Dans les pays développés, le couplage eau-énergie apparaît surtout dans l'eau mobilisée pour la production d'énergie, en particulier dans la production

thermique d'électricité, ce que les statistiques usuelles traduisent généralement mais avec un certain nombre de difficultés et de précautions à prendre. L'extraction des ressources fossiles, même dans les pays dont la production est importante apparaît de moindre importance actuellement. Les situations apparaissent très similaires pour les deux pays examinés et semblent à priori très répandues parmi les pays développés. Si les pays situés en zone tempérée ne semblent pas rencontrer de contrainte majeure dans cette interaction, il n'en demeure pas moins que des arbitrages sont souvent nécessaires entre les usages (production électrique et agriculture notamment).

L'énergie mise en œuvre pour la mobilisation de l'eau ne représente pas une fraction importante des bilans énergétiques nationaux, mais elle n'est pas négligeable (4 à 6 % de la production d'électricité). La part des services aux collectivités compte pour approximativement 1/3 de cette consommation électrique. Cet usage de l'électricité ne se place pas parmi les premiers postes au plan national. Il compte cependant suffisamment dans les charges d'exploitation des municipalités et des sociétés de service aux collectivités pour préoccuper, à cette échelle, les gestionnaires et les techniciens : la seule optimisation des installations et des contrats d'électricité représente des gains énergétiques et financiers pouvant dépasser largement 10% des dépenses (Efremov, 1999 ; Pochat 1999). Compte tenu de taux d'épuration actuels et du renforcement des normes de potabilité, cet usage pourrait continuer à augmenter, peut-être jusqu'à doubler dans une situation moyenne, mais sans changer fortement les ordres de grandeur. La prise en compte du critère énergétique dans les procédés de traitement de l'eau et dans les systèmes de production - distribution et épuration se justifierait ainsi, au moins à l'échelle des exploitations. L'énergie électrique liée au seul prélèvement d'eau pour le refroidissement des centrales électriques occupe un poste important avec près de 1% de la production électrique des centrales.

Ce bilan ne tient toutefois pas compte, faute de disponibilité statistique, de couplages eau - énergie masqués : les couplages à la consommation. Ces derniers sont évoqués dans les perspectives d'études plus détaillées. Ils montrent notamment l'intérêt d'une analyse plus complète sur la base des principaux process industriels et des opérations unitaires en industrie.

- Pays en développement

On note un fort couplage au niveau de la consommation d'énergie pour l'approvisionnement en eau : Inde, 30 % de la consommation d'électricité et 4,2 % de l'énergie finale ; Arabie Saoudite 3,7 % de l'énergie primaire. Ce fort

- Etude 8 -

couplage est essentiellement lié au développement d'usages prioritaires pour le développement, qui sont :

- l'approvisionnement alimentaire avec le poste irrigation ;
- l'approvisionnement et la distribution d'eau potable.

La distribution d'eau pour le secteur domestique représente un poste de consommation d'énergie relativement important. Cependant la qualité de l'eau distribuée est le plus souvent insuffisante pour garantir une utilisation sécurisée. Ceci se traduit notamment par un état de santé générale des populations plus que médiocre et des taux de mortalité infantile anormalement élevés.

Pour l'Inde, par exemple, ce poste devra voir sa consommation d'électricité tripler avant de proposer un service équivalent en qualité d'eau aux pays européens. Cette remarque est renforcée par la quasi absence actuelle de traitement des rejets des eaux usées du secteur domestique, rencontrée dans de nombreuses situations (Inde, Maroc, etc...). Actuellement en l'absence de traitement des eaux usées dans ces régions, le pouvoir naturel d'épuration des fleuves est fortement sollicité. Cependant la demande croissante notamment de l'irrigation, diminue sensiblement le débit des fleuves. Les concentrations en eaux usées sont donc amenées à augmenter conjointement avec d'une part l'augmentation de la population et de ses rejets et d'autre part avec la demande en eau de l'irrigation. Les conditions sanitaires déjà plus que préoccupantes dans ces régions risquent de s'aggraver encore si des infrastructures de traitement en amont et en aval des usages ne sont pas mises en place. Ces démarches indispensables au développement devraient se traduire par un renforcement de la part relative des usages couplés de l'eau et de l'énergie.

Parallèlement aux démarches à prévoir sur l'approvisionnement en eau de qualité, il apparaît important d'envisager, notamment dans les zones où la contrainte sur la ressource en eau est forte, des opérations de maîtrise de la demande conjointement dans le domaine de l'eau et de l'énergie. Un intérêt particulier devrait être porté aux alternatives pour le développement de services publics en réseau (unités décentralisées, systèmes intégrés, etc...).

4.1.2. *Eléments de discussion : problématiques à portée générale*

Lors de la synthèse des apports du travail à la problématique des interactions eau - énergie, plusieurs aspects sont à discuter :

- dans l'étude de la matrice des couplages, certaines situations régionales remarquables ont une portée générale (Pdev, PED) : ordres de grandeur, structure des couplages ;
- les apports de l'analyse par filière éclairent sur plusieurs aspects qui doivent former la base d'une réflexion plus poussée : contenu en eau des filières énergie, contenu en énergie des filières eau, écarts entre filières. Les impacts possibles dans l'avenir sont à discuter avec deux filtres : soit les évolutions conduisent à renforcer les couplages (linéairement ou par effets de seuil), soit des gains possibles par choix des filières les plus efficaces ;
- tendances apparentes, influence de quelques hypothèses de développement sur les couplages ;
- recherche de problématiques générales : situation des enjeux, illustrations.

Dans la pratique, il est difficile de faire ressortir, au terme de l'analyse préliminaire proposée, un jeu complet de problématiques à portée très générale, pour plusieurs raisons :

- **certaines situations sont particulières** et d'une extrapolation délicate : par exemple, la situation d'un pays peut illustrer un couplage fort mais n'être pas généralisable car liée à une conjonction de facteurs très spécifiques. Un autre exemple, celui du traitement de la consommation nette d'eau liée aux retenues, montre bien que cet aspect est difficile à généraliser mais peut dans certaines situations être très significatif ;
- **les effets d'échelle sont importants**. En effet, les problèmes de ressource en eau ont en premier lieu une portée locale ou régionale : d'une part, les échanges interbassins, quoique leurs volumes vont croissant, sont mineurs aux échelles régionale ou globale, et d'autre part, les impacts de la dégradation de la qualité de l'eau et les besoins induits en traitement sont des phénomènes d'ampleur locale, voire régionale. Les problèmes énergétiques, quant à eux, sont davantage considérés comme devant être abordés à l'échelle globale, même si les impacts locaux directs sont souvent significatifs. Au delà des impacts globaux de la consommation énergétique qui sont une préoccupation croissante, l'essentiel des productions d'énergies commerciales s'échange sur les marchés mondiaux et les contraintes sur les ressources régionales sont tempérées par les échanges commerciaux – lorsque la demande est solvable, ce qui est le cas des pays développés. L'eau, en revanche, est un bien qui s'échange moins : d'une part les flux commerciaux à grande échelle sont négligeables, et d'autre part la part de la production par les consommateurs (agriculture, industries, thermoélectricité) est globalement dominante ;
- la **focalisation sur les flux physiques et les ressources naturelles** présente l'avantage de décrire les éléments de base de l'évaluation des contraintes à

l'exploitation. Il est cependant difficile dans certains cas d'évaluer ces contraintes par la seule approche physique, d'autant qu'elles sont souvent la résultante d'aspects divers à des échelles régionale ou locale. Des solutions curatives ou alternatives existent souvent, mais leur mise en œuvre est **déterminée par une capacité économique**. Cette dernière, quand les considérations sur les ressources seules ne permettent pas de traduire les plus fortes contraintes, est alors un élément essentiel pour rendre compte de l'acuité d'un problème ;

- la **prise en compte des aspects économiques** doit comprendre, au moins, les aspects technico-économiques de base (critères de rentabilité des projets) des différentes filières de mobilisation de l'eau et de l'énergie. Plus globalement, des éléments importants pour la faisabilité et l'arbitrage des alternatives sont les capacités d'investissement des états et des acteurs économiques, les traductions économiques et fiscales des orientations de politique de l'eau et de l'énergie, les interactions entre le développement et les utilisations d'eau et d'énergie ;
- enfin, surtout pour l'eau, la **question de l'arbitrage entre les usages et les projets concurrents** est essentielle dans cet exercice – comme dans d'autres exercices prospectifs. Il s'agit notamment d'arbitrages économiques, mais il ne faut pas oublier l'arbitrage selon les priorités vitales liées à l'eau mais également de plus en plus à l'énergie dès qu'il est question de production à grande échelle. Il sera ainsi utile de définir le rôle que doit occuper le critère économique et plus précisément celui de la rentabilité directe dans l'arbitrage des choix suivant la nature des décisions à prendre et leurs imbrications dans les processus de développement des nations.

4.1.3. Exemples de problématiques : premières évaluations

Les problématiques importantes peuvent concerner l'un ou l'autre des aspects eau-énergie, mais il faut s'attendre à ce que les problèmes identifiés s'imbriquent assez fortement. De façon séparée ou non, il s'agit d'identifier les lieux de fortes contraintes, actuelles ou potentielles.

(i) L'eau comme contrainte dans la production énergétique : dans quels cas le couplage eau-énergie permet-il d'identifier des zones de tensions possibles ou prévisibles ?

a) dans une perspective de moyen-long terme, pour la production de ressources fossiles difficiles, ou pour la production d'électricité thermique ;

b) par comparaison des filières énergétiques alternatives : filières sobres en eau, identification des cas où l'eau peut être un critère de premier plan.

(ii) L'énergie comme contrainte dans la mobilisation de l'eau : compte tenu des ordres de grandeur actuels, des évolutions possibles, quelles situations de contraintes seraient à anticiper ? Des quantités d'énergie significatives existent : a) quand des volumes d'eau importants sont mis en jeu (refroidissement des centrales thermiques, irrigation), b) quand des traitements poussés sont nécessaires (fortes différences de composition entre la ressource et l'usage, épuration).

(iii) Prise en compte conjointe des deux aspects.

Une approche simple peut éclairer sur les enjeux et les difficultés liés à une problématique définie. Premièrement, quelle importance peut-on donner à certaines questions d'après la connaissance de quelques grands chiffres globaux ou régionaux ? Deuxièmement, dans quelle mesure l'étude de cas particuliers peut-elle éclairer sur la force des couplages et sur leurs éventuelles implications ?

Cette approche simple est présentée sur deux problématiques posées :

1. Quelle peuvent être les contraintes liées à l'eau pour la récupération de ressources fossiles difficiles, conventionnelles (e.g. récupération assistée du pétrole) ou non conventionnelles (e.g. schistes bitumineux). Cet aspect est abordé dans l'encadré 6.

2. Les implications pour les besoins en eau de refroidissement d'un accroissement de la demande en énergie électrique dans les pays du sud (encadré 7).

Encadré 6 – Impacts sur l'eau de l'exploitation de ressources fossiles difficiles

A la fin des années 90, les réserves prouvées de brut dans le monde représentent environ 130 Gtep, soit quelques 45 ans de la consommation annuelle actuelle. S'il est bien connu que, depuis 40 ans, du fait de la découverte de nouveaux gisements le monde a toujours eu 40 ans de consommation de pétrole en réserves prouvées, il est cependant indéniable que les ressources sont d'extension finie et que l'exploitation du pétrole devrait être fortement affectée par ces limitations sur les ressources au cours du siècle présent. Les contraintes sur les ressources sont d'autant plus fortement perçues lorsqu'on sait qu'environ deux tiers des réserves récupérables sont situées dans 5 pays du Moyen-Orient, lesquels détiennent en outre la très grande majorité des réserves exploitables à moins de 4 \$/bbl (Champlon 1990). On remarque aisément le rôle particulier que cette région peut jouer, encore plus qu'aujourd'hui, dans la donne énergétique des décennies à venir. D'autres types de ressources, mieux réparties, suscitent ainsi l'intérêt des pays consommateurs :

- le pétrole récupérable, à des conditions économiques d'exploitation moins favorables, sur des gisements conventionnels situés dans des régions plus diversifiées du globe (Amérique latine, Afrique, Amérique du Nord, etc...),
- les ressources non conventionnelles, de contenu énergétique relativement médiocre mais assez largement répandues sur la planète.

Ces aspects sont abordés par des données globales, quand elles sont disponibles, et par des études de cas locales. Le cas des combustibles fossiles solides, dans lequel les impacts de premier ordre sur l'eau sont vraisemblablement moins forts, n'est pas détaillé ici. Il convient de rappeler, dans tous les cas que les ressources fossiles difficiles, encore plus dans des perspectives de moyen et long terme, posent les mêmes problèmes que les ressources fossiles conventionnelles à l'égard de la problématique de l'accroissement de l'effet de serre.

Récupération avancée des ressources conventionnelles (gisements de pétrole)

La récupération directe du pétrole brut (*l'huile*) dans les gisements pétroliers est en général très incomplète, typiquement de 10 % à 30 % de l'huile en place dans la roche-réservoir en *récupération primaire*. Pour récupérer une fraction plus importante, une large gamme de techniques de récupération assistée existe, parmi lesquelles on peut citer (Burger et al., 1984) :

- l'injection d'eau, la technique la plus ancienne : l'eau introduite par un puits d'injection augmente la pression dans le réservoir et accroît l'écoulement de l'huile vers un puits d'extraction,
- l'injection de vapeur ou de gaz (CO₂ par exemple) : la vapeur peut notamment réduire la viscosité de l'huile et favoriser la récupération,
- l'injection de polymères.

Ces techniques sont souvent coûteuses et, de ce fait, leur mise en œuvre est fortement dépendante des cours mondiaux du baril de brut. Il s'agit toutefois davantage de contraintes économiques que de contraintes techniques fortes. Des cours de 30 à 40

\$/bbl atteints durablement marqueraient des valeurs seuil au delà desquelles les techniques de récupération assistée deviendraient globalement rentables. La contrainte de la fraction d'huile en place récupérable est à distinguer d'une contrainte supplémentaire, celle de l'accessibilité à la ressource (e.g. gisements off-shore profonds) qui joue elle aussi sur le coût de production.

Seule est présentée ici la récupération par injection d'eau, par quelques situations locales. Une étude plus exhaustive des techniques, mais aussi de l'état actuel et prospectif de leur mise en œuvre dans différentes régions pourrait faire l'objet d'un travail ultérieur. En considérant le rapport eau injectée/brut récupéré, l'injection d'eau peut mobiliser de 1 à 100 fois le débit récupéré, avec des rendements rapidement décroissants. On pourrait chercher à approcher l'ordre de grandeur des prélèvements susceptibles d'être mis en œuvre d'après la production annuelle de brut dans le monde, hors Moyen Orient, soit environ 2,4 Gtep/an, ou encore d'après la somme des réserves correspondantes. Cependant, cette première approche n'a pas permis d'attribuer la fraction des productions actuelles à l'une ou l'autre des techniques de récupération avancée. L'injection d'eau, pour sa part, représente historiquement la première des techniques mises en œuvre, mais elle n'est pas la plus efficace.

Tableau 19
Données indicatives des débits d'eau mis en œuvre, et part de la ressource en place récupérée totale et due à l'injection d'eau

Débit d'eau / débit d'huile	Récupération totale R (fraction de la ressource en place)	Récupération due à l'injection d'eau (fraction de la ressource en place)
1	33%	23%
5	42%	32%
25	49%	39%
100	52%	42%

Exploitation de ressources non conventionnelles (schistes bitumineux)

Les ressources fossiles non conventionnelles comprennent, pour les seuls hydrocarbures, essentiellement les schistes bitumineux et les **sables bitumineux**. On s'intéresse ici au cas des schistes bitumineux, pour lesquels des formes d'exploitation en vraie grandeur existent depuis plusieurs décennies - en Chine, en Russie et en Estonie. La présentation, n'ayant pas la portée d'une synthèse exhaustive, vise seulement à rappeler sommairement les notions, les éventuels avantages et difficultés pour ensuite situer les ordres de grandeur du couplage eau-énergie. Deux traits expliquent l'intérêt porté à ces ressources dans des perspectives de long terme. (i) Leur ampleur est considérable : selon les estimations conservatoires récentes (Jaber et al., 1999), l'équivalent de 3000 Gtep d'huile serait récupérable dans le monde avec la technologie existante, dont un quart environ serait facilement récupérable. (ii) Leur répartition géographique est différente de celle du pétrole brut et nombre de pays démunis de

- Etude 8 -

réserve pétrolières (par exemple, l'Espagne, la Jordanie, l'Australie, le Maroc, etc...), en disposent en relative abondance.

Il s'agit d'une ressource comportant une fraction importante de matière minérale incombustible (typiquement 50 % - 80 %) et une part de matière organique, le *kérogène*. Le kérogène, soumis à des conditions de pression et de température élevées dans les temps géologiques, est à l'origine de la formation des réserves actuelles d'hydrocarbures commercialement exploitées (pétrole, gaz naturel). L'exploitation des schistes bitumineux passe par l'extraction de la matière première, et par la séparation du kérogène éventuellement. La forme d'énergie secondaire produite est alors, soit de l'huile obtenue conjointement à d'éventuels hydrocarbures gazeux, par un traitement thermique poussé (distillation), soit de la chaleur (distribuée en réseau de chaleur) ou de l'électricité obtenue par combustion directe du kérogène.

Les techniques actuelles d'exploitation des schistes bitumineux présentent des difficultés majeures et non résolues à ce jour, liées en particulier aux impacts environnementaux et aux risques sanitaires (Jaber et Probert, 1999) :

- la production d'huile par distillation génère des dégagements gazeux d'hydrocarbures aromatiques et des volumes considérables de déchets solides dont la gestion pose des problèmes liés à la contamination des ressources en eau. Une autre technique potentielle, l'extraction par de l'eau ou un autre fluide à l'état supercritique, semble quant à elle ne pas dépasser le champ du laboratoire ;
- les centrales à combustion directe de la matière première pulvérisée présente de faibles rendements de combustion (généralement moins de 30 %) et des taux de disponibilité médiocres (moins de 50 %), ce qui limite leur étendue à quelques situations très particulières dans le monde ;

Une alternative moderne serait, entre autres la combustion en lit fluidisé, technologie bien adaptée aux combustibles solides à faible pouvoir calorifique (goudrons, déchets, charbons pauvres, schistes bitumineux) mais ne résolvant pas la totalité des problèmes posés.

Enfin, ces ressources difficiles se situent relativement mal par rapport à la problématique des émissions de gaz à effet de serre. C'est généralement le cas pour les combustibles fossiles à faible contenu énergétique rapporté à la masse de carbone.

Etude de cas : bilan d'une centrale à combustible pulvérisé (Estonie)

L'Estonie produit 93 % de son électricité, ainsi que de la chaleur en réseaux urbains, à partir de l'exploitation de schistes bitumineux. Les installations, héritées du collectivisme, présentent de médiocres rendements (la moitié d'entre elles ont été construites dans les années 60) et génèrent un impact environnemental significatif (Lund et al., 2000). La puissance installée représente 3 GWe, pour une population de 1,5 Mhab. Les prélèvements en eau liés à l'exploitation des schistes bitumineux (exhaure des mines) totalisent 0,3 Km³/an en Estonie (Talve et Riipulk, 2001) : rapportée à la population, cette valeur est sensiblement comparable à celle des prélèvements d'eau douce pour la thermoélectricité en France ; l'étude de Talve et Riipulk (2001) renseigne

sur les principaux flux mis en œuvre alimenter une centrale thermique de petite taille (25 MWe), produisant également de la chaleur en réseau urbain.

Tableau 20
Principales données sur une mine couplée à une centrale thermique en Estonie

Centrale thermique à schistes bitumineux (SB) : flux d'eau et d'énergie sur un mois (nov. 1997)				
	Désignation	Flux/mois	Unité	Commentaire
Mine	1 Production de SB (minéral)	98 000	t	dont une fraction pour d'autres centrales
	2 Production de SB (chaleur de combustion)	238 000	MWh	
	3 Exhaure de la mine	1 500 000	m ³	rejet aux cours d'eau après bassins de sédim. récupérée sur (3)
	4 Utilisation d'eau pour l'enrichissement	50 000	m ³	
	Exhaure par tonne de minéral	15,3	m ³ /t	
	Exhaure par unité d'énergie	6,3	m ³ /MWh	
Centrale	5 Energie mise en œuvre (SB)	42 000	t	
	6 Energie mise en œuvre (SB)	102 000	MWh	
	7 Production électrique	11 800	MWhe	turbine vapeur ; générateur 25 Mwe
	8 Autoconsommation électrique	3 400	MWhe	
	9 Production de chaleur	56 500	MWh	réseau de chaleur urbain (pas de cogénération)
	10 Autoconsommation de chaleur	4 800	MWh	
	11 Production totale d'énergie	68 300	MWh	
	12 Alimentation en eau de la centrale	115 700	m ³	prél. en ressource naturelle ; décarbonatée ; alimente également aéroréfrigérant
	13 Rejet d'eau usée	42 600	m ³	
	Consommation nette d'eau	33 000	m ³	décantation et séparation de l'huile
	Utilisation d'eau par unité énergétique produite	1,7	m ³ /MWh	estimation base 2,8 m ³ /MWh
	Consommation par unité d'électricité produite	2,8	m ³ /MWhe	eau décarbonatée par échange d'ions (12) référence pour centrales thermiques

données : Talve et Riipulk (2001)

Le couplage de la production d'énergie primaire avec les ressources en eau est notable (volumes d'exhaure), sans que cette situation ne semble avoir d'autre impact que très localement (la nappe de surface est rabattue très localement par l'exhaure, la composition de l'effluent émis ne semble pas menacer le milieu environnant). Le besoin en eau traitée pour la production d'énergie secondaire est significatif, d'autant que l'eau d'exhaure n'est pas valorisée. Le pays n'étant pas marqué par le manque d'eau, les aspects environnementaux liés à l'eau ne semblent pas nécessairement les plus importants, à comparer aux cendres volantes, aux autres déchets solides et aux dégagements gazeux. La production énergétique des anciennes économies collectivistes traduisant souvent un faible niveau de préoccupation environnementale, il est vraisemblable que les installations actuelles présentent des impacts et des risques pour l'ensemble des ces aspects.

Etude de cas : projet de centrale à tri-génération (Jordanie)

Un projet de centrale à tri-génération est proposé par Jaber et Probert (1999). La ressource est une mine à ciel ouvert. Il s'agit de produire 8000 bbl/j d'huile et de l'électricité (400 MWe installés). L'idée est de combiner des techniques énergétiquement efficaces et de minimiser les déchets produits par le système : gazéification et turbines à gaz en cycle combiné, distillation et récupération de l'huile, combustion en lit fluidisé, récupération de la chaleur non utilisée directement, traitement des cendres pour maîtriser les rejets.

La région concernée, au centre de la Jordanie, est aride et se situe à environ 800 m au-dessus du niveau de la mer. Les techniques requérant de l'eau, majoritairement de

- Etude 8 -

qualité moyenne, sont (en négligeant les usages conventionnels d'un site employant du personnel) :

- le process
- le refroidissement
- le refroidissement des cendres
- le contrôle des poussières par aspersion d'eau

Si les refroidissements sont sans eau, l'utilisation pour les process étant évaluée à 5000 m³/j, l'eau de forages « peu profonds » devrait suffire (le niveau de la nappe est voisin dans ces zones de 70 m à 100 m). Toutefois, un accroissement des besoins en eau imposerait de prélever en nappe profonde avec 400 m de charge. Ainsi, le recours au refroidissement par évaporation devrait nécessiter de 15000 à 25000 m³/j, tandis qu'un refroidissement en circuit ouvert réclamerait approximativement 50000 m³ par heure (ces valeurs proposées par les auteurs sont cohérentes avec celles utilisées dans le présent travail). Ces contraintes semblent devoir imposer un refroidissement à air, dont la faisabilité économique n'est pas acquise compte tenu des puissances mises en jeu : la surface d'échange à prévoir correspond à des échangeurs hors normes.

Le système proposé ne résout pas certaines difficultés majeures inhérentes à l'exploitation de ce type de ressources, en particulier la gestion des grandes quantités de déchets solides : la production de cendres prévue est de 600 à 700 t/h. L'entreposage et l'enfouissement de ces dernières avec la fin d'exploitation de la mine présente notamment des risques de contamination de l'eau souterraine par les métaux et les métaux lourds (chrome, nickel, uranium, etc...). La combinaison des techniques permettrait de porter le rendement énergétique global de l'usine à 75 %, à comparer à celui de la combustion directe (30 %-40 %) ou à celui de l'extraction d'huile par distillation (50 %-65 %). Cette amélioration pour une même production énergétique réduit le volume de schistes bitumineux dans un rapport pouvant atteindre 1,5 - ce qui réduit d'autant les volumes de déchets et de pollutions éventuelles. Malgré ces gains, qui sont associés à une réduction sensible des pertes thermiques globales, il demeure des contraintes fortes sur le refroidissement, dont on peut penser qu'elles risquent d'handicaper la faisabilité de l'usine.

Enfin, les auteurs insistent sur la rareté de l'eau en Jordanie (le territoire dispose de très peu d'accès à la mer) et sur les besoins urgents pour ce pays d'une étude complète concernant les ressources en eau douce (eau de surface, eau souterraine profonde ou intermédiaire), et les mesures de protection à adopter lors de l'exploitation commerciale éventuelle des schistes bitumineux pour s'assurer que cette dernière ne provoquera pas de sérieux problèmes environnementaux. La situation de la Jordanie peut apparaître particulière, en ce que ce pays est pauvre aussi bien en ressources énergétiques conventionnelles qu'en eau. Mais le faible contenu énergétique des ressources difficiles, outre les problèmes de transformation, se traduit par des contraintes fortes sur le transport (d'autres combustibles sont également concernés). Les contraintes qui apparaissent sur l'exploitation de ce type de ressources, à travers l'exemple d'un pays aride, ne sont par conséquent vraisemblablement pas exceptionnelles.

Encadré 7
Accroissement de la demande en énergie électrique dans les pays du sud :
implications pour les besoins en eau de refroidissement

La production thermique d'électricité, à partir de combustibles carbonés ou nucléaires, se fait dans le cas général avec de médiocres rendements thermodynamiques. Les rendements vont d'environ 30 % (nucléaire REP) à 57 % (cycle combiné gaz, avec récupération d'une partie de la chaleur perdue par les autres systèmes pour produire davantage d'électricité), les rendements typiques des centrales à combustible fossile classique pouvant varier entre 30 % et 40 % selon le type, la modernité des installations et le niveau de la maintenance.

Tableau 21
Puissance des tranches de centrale thermoélectrique, débit au condenseur
et échauffement résultant de l'eau en circuit ouvert

	puissance nominale des tranches	débit traversant le condenseur	échauffement de l'eau	volume prélevé
	MWe	m ³ /s	°C	l/kWh
classique	125	5,5	7	158
classique	250	10	7	144
classique	600	24	7	144
REP	900	41	10,8	164
REP	1300	45	13,8	130

données : Ginocchio (1980)

Les centrales classiques (de l'ordre de 10 MWe à 1 GWe) font appel à des turbines à vapeur (à l'exception des turbines à gaz), avec le cycle évaporation – entraînement de la turbine à vapeur – condensation. Dans la gamme de 100 MWe à 1 GWe, le débit d'eau à fournir au condenseur est sensiblement proportionnel à la puissance nominale. On remarque cependant les centrales nucléaires REP les plus puissantes (1300 MWe), pour lesquelles le débit est, en relatif, plus faible, et l'échauffement, plus fort. Il faut remarquer que les installations de refroidissement, dans ces gammes de puissance, sont considérables, et que leur dimensionnement appelle des arbitrages entre l'impact sur le milieu (échauffement de l'eau) et le coût énergétique du refroidissement, qui n'est pas négligeable.

Quelques questions se posent plus précisément dans la perspective du développement de la production électrique, notamment dans les pays chauds et secs :

- ces pays peuvent-ils être amenés à rencontrer des contraintes fortes pour la production thermoélectrique ? D'après les données techniques des installations, il est clair que la

- Etude 8 -

disponibilité en eau est une contrainte majeure sur la production d'électricité thermique, d'origine fossile ou nucléaire. En particulier pour l'énergie nucléaire, toujours produite en centrales de très forte puissance, la contrainte est encore plus importante. Toutefois, cette contrainte n'est opérante que lorsque l'accès à la mer n'est pas possible. Il est possible de conclure que les contraintes de refroidissement sont majeures quand l'implantation de la centrale ne peut être choisie, et qu'elle se situe loin du littoral. Cela peut, dans certains cas, introduire des distances de transport de l'électricité élevées et pénalisantes en termes de rendement du réseau. Dans les pays secs disposant d'un accès à la mer, une partie importante de la population est située près des côtes.

- la recherche de sources plus froides pour le refroidissement aurait-elle une influence sensible sur les rendements de l'installation ?

Une rapide analyse sur la base des rendements thermodynamiques montre que les écarts de rendement, pour une large gamme de variation de la température froide (de 0°C à + 25°C) ne dépasseraient pas 7 % en valeur relative. Dans les conditions réelles, la recherche d'une source plus froide ne jouerait vraisemblablement que sur quelques degrés et son influence serait sans doute négligeable, devant d'autres facteurs influençant les rendements (choix de la technologie, maintenance, etc...).

En résumé, les pays du sud qui connaissent ou qui anticipent des difficultés liées aux ressources naturelles en eau rencontreront certainement des contraintes pour la production thermoélectrique, ne serait-ce que pour le choix de l'emplacement des installations. Cela ne constituerait pas nécessairement une limitation stricte, car des marges de manœuvre peuvent être trouvées.

Les centrales de faible puissance, de l'ordre de 100 kW à 1 MW, sont susceptibles de fonctionner avec un refroidissement à air (par aérothermes). Au-delà, les médiocres conditions d'échange avec l'air imposeraient des surfaces d'échange considérables, et donc des installations importantes en volumes et probablement difficiles, peu acceptables économiquement. Par ailleurs, les installations de cogénération, produisant de l'électricité et récupérant une grande partie de la chaleur dégagée pour des applications thermiques (chauffage collectif, process), sont davantage susceptibles de fonctionner avec peu de refroidissement.

Encadré 8 - Prise en compte de la dimension économique

Les évaluations proposées dans ce travail concernent les flux physiques d'eau et d'énergie. Afin de confronter ces derniers et de prendre en compte une dimension importante dans la force des couplages existants, les aspects économiques devraient être intégrés dans des études ultérieures, et éventuellement être étudiés en tant que tels. En effet, certains couplages peuvent être réduits par des solutions techniques moins accessibles économiquement (par exemple, les alternatives au refroidissement de machines thermiques en circuit ouvert sont généralement plus coûteuses). D'autres couplages sont en revanche plus stricts : par exemple, l'eau d'irrigation, au-delà des

limites physiques d'une ressource correctement accessible, devrait être difficilement complétée par des ressources plus contraintes (ressources plus lointaines, de moins bonne qualité, etc...) dès lors que les coûts énergétiques du transport ou du traitement s'écartent fortement de la valeur économique des productions agricoles.

Les éléments à prendre en compte en priorité sont les coûts d'approvisionnement (extraction, transformation, transport, etc...) et les critères économiques d'arbitrage entre différentes filières. Le poids des investissements devrait compter fortement dans ces derniers. Dans une liste non exhaustive, un certain nombre d'aspects semblent en outre devoir être pris en considération, bien qu'ils puissent engendrer de nombreuses difficultés d'évaluation.

(1) Le caractère « échangeable » ou marchand.

La plus grande part des volumes d'eau sont utilisés hors de circuits marchands : seule l'eau de ville (moins de 10 % des volumes dans le monde), et une partie de l'eau d'irrigation, font l'objet de transactions entre un producteur et un consommateur. Le prix correspond aux différents services de l'eau, y compris l'assainissement, mais les tarifs subventionnés et les règles de péréquation sont assez répandus dans le monde. Compte tenu du caractère local des ressources, l'eau est peu échangeable à grande échelle : les contraintes locales sont prépondérantes dans les coûts d'exploitation et dans les couplages avec l'énergie. Il existe de forts écarts, en terme de coût, entre l'eau brute mise en oeuvre en grande quantité par le consommateur lui-même (eau d'irrigation, eau de refroidissement) et l'eau traitée et distribuée.

La production d'énergie primaire, quant à elle, correspond dans le monde en grande majorité à des formes d'énergie commerciales. Les flux s'échangent à grande échelle et les prix sont fixés par des équilibres mondiaux sur lesquels de nombreux paramètres ont une influence. Le couplage avec l'eau intervient en premier lieu un comme élément des coûts de production. Si les ressources en eau locales ne semblent pas constituer fréquemment une limitation physique à la production énergétique, il est cependant vraisemblable que dans certaines situations, elles pourraient à l'avenir être à l'origine de coûts de production prohibitifs.

(2) Le rôle dans le développement économique, en particulier celui des pays du sud.

L'eau intervient de façon sensible sur le développement lié à l'agriculture (Afrique du Nord, Moyen Orient, Asie, etc...), que ce soit pour la production alimentaire de base ou pour des productions à plus forte valeur marchande. Elle influence moins directement les secteurs de l'industrie et du résidentiel-tertiaire ; en revanche le développement rapide de ces secteurs est à l'origine de dégradations importantes des ressources. L'énergie, en revanche, joue un rôle important dans l'essor d'une production industrielle, dans les infrastructures et les transports, et bien entendu dans la capacité à mobiliser des ressources en eau nouvelles. Le niveau de développement joue ainsi un rôle indirect dans le couplage entre les utilisations de l'eau et de l'énergie : à un niveau de développement correspond souvent un niveau de maîtrise sur l'eau et sur l'énergie,

de sorte que la force des couplages est une valeur relative qui peut varier avec une évolution du niveau de développement.

(3) Les évaluations en coût global, leur intérêt et leurs difficultés de prise en compte.

Le poids des critères économiques s'exprime en particulier par le temps de retour sur investissement, qui peut handicaper des solutions avantageuses au delà du court terme. Ces critères intègrent difficilement les impacts plus larges sur la société (aspects sanitaires, impacts environnementaux). Pour l'énergie, la taxe sur le carbone est un bon exemple d'un système d'intégration des coûts environnementaux à grande échelle, dont la mise en place est loin d'être aisée. Pour l'eau, la prise en compte des aspects environnementaux est plus répandue, à l'échelle des pays ou des grands bassins versants : le modèle français (« le prix de l'eau reflète son coût ») de gestion par grands bassins hydrographiques en est une illustration.

5. Conclusion et perspectives

Conclusion

Ce travail a permis d'identifier les principaux lieux des couplages eau- énergie, et d'évaluer les ordres de grandeur impliqués. Pour une approche dynamique de ces couplages, un certain nombre d'outils de base sont proposés :

- l'étude comparative du contenu en eau (resp. en énergie) des filières de mobilisation de l'énergie (resp. de l'eau) ;
- la discussion des éléments dont la prise en compte ne peut pas être systématique : évaporation des retenues, refroidissement à l'eau de mer.

Dans une préoccupation de prospective, il conviendrait :

- de mettre en oeuvre quelques hypothèses simples pour situer les impacts forts mais aussi les marges apparentes ;
- de renforcer certaines études de base : étude des filières technologiques selon les aspects eau-énergie, étude des procédés industriels avec couplages, études de cas très détaillées et documentées ;
- de faire apparaître la dimension économique (encadré 8).

Résumé des perspectives d'étude et de recherche

1. Pour certaines questions relativement précises formulées ici, ou pour d'autres analogues, il existe un **besoin d'études ciblées plus exhaustives**, sous forme de monographies synthétiques, à base de compilation de données, d'états de l'art

technologiques et d'exercices prospectifs. En particulier, ressortent dans une liste non définitive :

- l'impact sur les ressources en eau de la ***récupération assistée de ressources fossiles*** ;
- l'impact sur l'eau de la mobilisation de ***ressources fossiles non conventionnelles***. Ces deux aspects sont évoqués par ailleurs (encadré 6) ;
- les ***enjeux et les impacts du développement de l'assainissement dans les pays en développement*** : cette étude pourrait dans un premier temps dresser, par régions, l'état des lieux et les enjeux sanitaires, environnementaux et économiques, puis envisager différents scénarios d'aménagement. Les résultats de ce travail devraient intéresser certaines institutions internationales intervenant dans le développement et l'environnement, les états, certaines municipalités, sans oublier les groupes de service aux collectivités présents à l'international ;
- l'impact ***des systèmes décentralisés et intégrés*** : il s'agirait d'une analyse à forte base technologique ou technico-économique de systèmes de production d'énergie et d'eau décentralisées, et de systèmes intégrés eau-énergie. On peut citer pour la ***production d'électricité décentralisée*** les solutions hors réseau, mais aussi les unités décentralisées connectées au réseau (les unités de cogénération sont performantes en termes énergétiques et économiques, les systèmes à base de pile à combustible sont encore peu avancés commercialement), ainsi que les solutions à base d'énergies nouvelles et renouvelables (ENR), en particulier l'éolien, voire la biomasse. Faisant maintenant un parallèle avec l'eau, il s'agirait davantage de focaliser l'attention sur ***l'eau distribuée en réseau***, c'est-à-dire l'eau de ville ainsi que les systèmes d'assainissement. Connaissant les rendements des réseaux de distribution ou d'assainissement (20 % - 90 %, typiquement 30 %), il peut être intéressant d'identifier les cas où les conditions de potabilisation ou d'épuration sont telles que des solutions à très petite échelle deviennent intéressantes. Par exemple, la distribution en réseau d'une eau ayant pour origine le dessalement d'eau de mer conduit peut être, dans certains cas, à une piètre efficacité énergétique. Enfin des ***systèmes intégrés*** pourraient combiner une production d'énergie et d'eau à petite échelle. Il existe, comme illustration, des projets de potabilisation, au Proche-Orient, d'une eau distribuée à l'état non potable et traitée par des unités d'osmose inverse adaptées au logement individuel, ou en petit collectif et alimentées, par exemple, en solaire photovoltaïque. Dans ce cas, l'intérêt est de réduire aux seuls besoins réels les volumes potabilisés, ce qui abaisse de toutes façons fortement le besoin global en énergie primaire et peut réduire la consommation d'énergie commerciale par passage au photovoltaïque, source adaptée aux faibles puissances décentralisées et aux

utilisations à forte valeur ajoutée. Il est possible **de comparer les systèmes dans l'absolu** (entre eux et par rapport à des solutions centralisées), mais **aussi par rapport à plusieurs hypothèses d'aménagement**, ce qui pourrait permettre d'identifier les situations dans lesquelles ce type de système serait aisément applicable. Cette problématique, par ses enjeux sur la réduction des énergies primaires mises en œuvre, semble d'un grand intérêt pour les pays en développement, dont certains ont à faire face à un développement rapide d'infrastructures, énergétiques ou autres. Elle apparaît également pertinente pour les économies en transition, qui doivent réformer leur système énergétique, mais aussi pour des économies développées (Lund et al., 2000) ;

- enjeux de l'offre des services aux collectivités dans les pays développés : services publics en réseau, hors réseau, offre intégrée multifluide, investissements ;
- les **couplages eau-énergie à la consommation** plutôt qu'à la production demeurent, comme il est évoqué en 6.1, un élément d'interaction non décrit, faute de disponibilité dans les statistiques générales. Ces interactions peuvent être fortes dans certains secteurs d'activité (Résidentiel, Industrie). L'eau chaude sanitaire compte typiquement pour 30 % des utilisations domestiques de l'eau, et représente un des premiers postes, parfois le premier, de consommation d'énergie finale dans un foyer. En industrie l'eau de refroidissement est généralement déjà indiquée par les statistiques de prélèvement, mais certains couplages supplémentaires ne sont pas décrits, ou en tous cas requièrent un travail de compilation important : il s'agit en particulier de la production d'eau chaude et de vapeur, mais aussi de l'épuration, notamment quand cette dernière intervient lors des recyclages d'un process. Quelques exemples abordés ponctuellement montrent que ces couplages peuvent être significatifs : dans l'industrie papetière par exemple, la réduction des rejets polluants passe par une épuration, mais aussi par des recyclages dans le process. Un exemple d'usine de pâte à papier recyclé aux Etats-Unis montre une consommation électrique (recyclage de l'eau par traitement à boues activées), rapportée à l'eau entrant dans l'usine, de 1,3 kWh/m³ (54 kWh/tonne de papier). Cette situation dénote toutefois une surconsommation : la mise en place d'équipements mieux dimensionnés permet d'économiser deux tiers de l'énergie consommée. Les utilisations peuvent varier dans le même sens (eau chaude sanitaire ou industrielle, vapeur) : alors toute maîtrise d'un des flux impacte favorablement l'autre. Elles peuvent au contraire être concurrentes (refroidissement, épuration) : alors l'amélioration pour un fluide sera défavorable à l'autre ;
- recherche d'une analyse exhaustive « toutes eaux, toutes énergies » sur la base d'une étude de cas bien délimitée géographiquement (cf. 2.).

2. Le **besoin d'un cadre méthodologique de réflexion plus formalisé**, ou plutôt d'une formulation adaptée à la problématique eau-énergie, semble fort : il s'agit de contribuer à poser les problèmes en tenant compte :

- des effets d'échelle distincts entre problèmes d'eau et d'énergie ;
- des concurrences d'usages, pour l'eau ;
- d'une gradation représentative des contraintes.

Dans cette approche, il s'agirait en premier lieu d'analyser les flux et les bilans physiques aux différentes échelles, puis leurs relations (lieux, ampleur), en insistant sur les relations entre les échelles.

3. Ce travail pourrait idéalement donner lieu, du point de vue des facteurs pris en compte, à un **traitement complet de la problématique eau-énergie (approche toutes eaux, toutes énergies)**. Il semble en effet que les approches poussées mais parcellaires de la problématique, telles que celles qui sont proposées au 1., laisseront toujours un certain nombre de questionnements liés en particulier :

- à l'arbitrage entre les usages ;
- à la rationalité énergétique de l'aménagement, particulièrement dans les pays en développement où le besoin d'infrastructures est fort, où les dynamiques d'évolution sont rapides, et où le manque de capitaux peut renforcer le besoin en solutions nouvelles, à contenu technologique adapté ;
- à l'existence ou non de contraintes strictes dictées par les ressources.

Plus précisément, il s'agit d'intégrer :

- l'ensemble des formes d'eau mobilisée, c'est-à-dire adjoindre aux « eaux bleues » (prélèvements actifs sur l'écoulement continental) la prise en compte des « eaux vertes » (flux naturels non contrôlés, fournissant l'essentiel de l'évapotranspiration des végétaux exploités ou non) ;
- l'ensemble des formes d'énergie mobilisées, c'est-à-dire d'ajouter aux énergies commerciales les énergies non commerciales (biomasse traditionnelle, importante dans les pays en développement), mais aussi l'énergie alimentaire, dont on a pu estimer qu'elle représentait une récolte correspondant à environ 2,5 Gtep/an pour fournir une énergie vitale de 0,6 Gtep/an dans le monde (Bonnet, 1998).

Ce travail, s'il ne fournit pas une panoplie de réponses opérationnelles à court terme, devrait permettre de mieux analyser les contraintes et les couplages dans

- Etude 8 -

les usages de l'eau et de l'énergie, et notamment de proposer des éléments de discussion des critères d'arbitrage.

Références

- Abu Rizaiza O. S., Al-Osaimy M.H., 1996 – A statistical approach for estimating irrigation water usage in western Saudi Arabia, *Agricultural Water Management* 29, pp.175-185
- Alajlan S.A., SMIAI M.S., Elani U. A., 1998 – Effective tools toward electrical energy conservation in Saudi Arabia, *PII :S0196-8904*, pp.1337-1349
- Al-Mutaz I., 1996 – A comparative study of RO and MSF desalination plants, *Desalination* 106, pp. 99-106
- Al-Sulaiman F.A., Zubair S.M., 1996 – A survey of energy consumption and failure patterns of residential air-conditioning units in eastern Saudi Arabia, *Energy*, vol. 21, pp. 967-975
- AQUASTAT, Série de Monographies sur les ressources en eau et leur gestion, réalisée par la FAO (www.fao.org)
- ATEE, 1998 - Cogénération : Quelques instantanés technologiques, *Energie plus* N° 217, décembre 1998
- ATEE, 1999 - Les modules de cogénération arrivent en France, *Energie plus* N° 237, décembre 1999
- Banerjee N., 1998 – Load management in the indian power sector using US experience, *Energy Vol* 23, No 11 pp. 961-972
- Banerjee N., Taplin R., 1998 – climate change, electricity generation and environmental sustainability: India and the Ganges region, *Energy Policy*, vol 26, N°13, pp. 989-1000
- Blois J., 2001 - Etude de cas de l'Inde : caractéristiques hydrologiques générales, usages, application à la matrice des interactions eau-énergie, rapport de Maîtrise de Géosciences appliquées, Université Bordeaux 1
- Bonneau P, 1998 – L'électricité dans les services d'eau et d'assainissement, Département systèmes énergétiques, EDF, 48 p
- Bonnet J.-F., 1998 - Les apports solaires implicites dans les activités humaines. Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Talence, 395 p.
- Bose R.K., Shukla M., 1999 – Elasticities of electricity demand in India, *Energy policy* 27 (1999), pp. 137-146
- Bouvard M., 1999 – Economie et techniques essentielles des aménagements hydrauliques, dimensionnement tarification, Collection de la division recherche et développement d'électricité de France, 358p
- Burger J., Souriau P., Combarnous M., 1984 - Récupération assistée du pétrole : les méthodes thermiques, Editions Technip, Paris
- CEA, 2000 – Informations utiles, ressources, consommation et coûts énergétiques, CEA, Paris, 34 p
- Champlon D., 1990 - Impact of technological progress on oil supply, *Earth newsletter* n°5, 2 p

- Charpin JM, Dessus B, Pellat R, 2000 – Etude économique prospective de la filière nucléaire, Commissariat Général du Plan, 285 p
- Cologni J. M., 1996 – Fonctionnement du circuit secondaire d'une tranche de REP 900 MW CP1, Etude d'un outil d'aide à la recherche des causes de baisse de production, rapport de stage, DESS Energétique, Université Bordeaux 1
- Corti A., Carnevale E., 1998 – Environmental impact from wet plumes in combined-cycle power plants, *Applied Thermal Engineering* 18, pp.1049-1057,
- Dagoneau M., 2000 – Etude de la matrice des interactions eau-énergie, rapport d'étape au groupe 6.
- Darwish M.A, Al-Najem N., 2000 – Energy consumption by multi-stage flash and reverse osmosis desalters, *Applied Thermal Engineering* 20, pp. 399-416
- Dessus B, 1994, Atlas des énergies pour un monde vivable. Syros, Paris, 141 p
- Dessus B., Devin B., Pharabod F., 1992 – Le potentiel mondial des énergies renouvelables. *La Houille Blanche*, N° 1-1992, pp. 21-70
- EDF, 1982 – Aménagement hydroélectrique des bassins du Lot et de la Truyère. Electricité de France, Service de la production hydraulique, 35 p
- EDF, 1987 – Les centrales nucléaires : rejets et environnement, EDF Direction de l'équipement, 23 p
- Efremov A., 1999 - Audit énergétique des installations Lyonnaise des Eaux Midi-Pyrénées-Béarn, rapport de stage de DESS Energétique, Université Bordeaux 1
- EIA, 2000 – Saudi Arabia, (internet), <http://WWW.eia.doe.gov/cabs/saudi2.html>, 10 p
- EIA, 2000 –Saudi Arabia, (internet), <http://WWW.eia.doe.gov/emeu/cabs/saudenv.html>, 7 p
- FAO, 1996 – Production alimentaire : Le rôle déterminant de l'eau dans la production alimentaire, Sommet mondial de l'alimentation, (internet) <http://www.fao.org/wfs/final/f/volume2/t07b-f.htm>
- Ginocchio R., 1980 – Energie électrique et environnement, collection de la direction des études et recherches d'électricité de France, Eyrolles, Paris
- Gleick P.H., 1994 – Water and energy, *Annu. Rev. Energy Environ.* pp. 267-299
- Goossens X., 2000 – Impact des projets d'irrigation en terme de consommation énergétique et d'émission de gaz à effet de serre, Fonds Français pour l'Environnement Mondial, Université Bordeaux1, 60 p plus annexes
- Grenet B., Boschet AF., Verdelhan P., 1991 – Distribution d'eau potable dans les villes du bassin de Seine Normandie, in AGHTM Colloque sur le rendement des réseaux d'eau, 79-95
- Gueraud S., 1999 – L'essentiel sur les station d'épuration urbaines, notions de fonctionnement et opportunités pour EDF, EDF – Division R&D, Accessibilité restreinte, 27 p
- Hamed O.A., Al sofi M.A.K., Imam M. , Mustafa G.M., Mardouf K.B., Al-Washmi H., 2000 – Thermal performance of multi-stage flash distillation plants in Saudi Arabia, *Desalination* 128, pp. 281-292
- Hu H., Zhang J., Guo S., Chen G., 1999 - Extraction of Huadian oil shale with water in sub- and supercritical states, *Fuel* 78, pp. 645–651
- Hussain G., Al-Saati A. J., 1999 – Wastewater quality and its reuse in agriculture in Saudi Arabia, *Desalination* 123, pp. 241-251

- Etude 8 -

- Jaber J.O., Probert S.D., 1999 – Environmental-impact assessment for the proposed oil-shale integrated tri-generation plant, *Applied Energy* 62 169-209
- Jaber J.O., Probert S.D., Williams P.T., 1999 - Evaluation of oil yield from Jordanian oil shales, *Energy* 24, pp. 761-781
- Kulshreshtha M, Parikh JK (1999) – Modeling demand for coal in India: vector autoregressive models with cointegrated variables, *Energy* 25, pp. 149-168
- Latil M., 1975 - Cours de production : récupération assistée, Editions Technip, Paris
- Lund H., Hvelplund F., Ingermann K., Kask U., 2000 - Estonian energy system. Proposals for the implementation of a cogeneration strategy, *Energy Policy* 28, pp. 729-736
- Maheshwari G.P., Al-Ramadhan M., Al-Abdulhadi M., 1995 – Energy requirement of water production in dual purpose plants, desalination, 101, pp. 133-144
- Margat J., 2000 – Combien utilise-t-on et use-t-on d'eau ? Pour quoi faire ?, *La Houille Blanche* N° 2 - 2000, pp. 12-28
- Mesa A.A., Gomez C.M., Azpitarte R. U., 1996 – Energy saving and desalination of water, *Desalination* 108, pp. 43-50
- Mudaiheem R. I. S., Al Yousef S. O. A., Sharif T., Amirul Islam A. K. M., 1998 – Performance evaluation of ten years operation experience of brackish water RO desalination in Manfouha plants, Riyadh, *Desalination* 120, pp. 115-120
- Nagaraj N., 1999 – Institutional management regimes for pricing of irrigation water: the French model – lessons for India, *Agricultural Systems* 61 pp. 191-205
- Najjar Y. S. H., 1999 – Comparison of performance of the integrated gas and steam cycle (IGSC) with the combined cycle (CC), *Applied Thermal Engineering* 19, pp. 75-87
- Najjar Y.S.H, 2000 – Efficient use of energy by utilising gas turbine combined systems, *Applied Thermal engineering* 21, pp. 407–438
- Observatoire de l'énergie, 2000 – L'énergie : chiffres clés (édition 1999/2000), DGEMP - Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, 186 p
- OCDE, 1999 – Les subventions relatives à l'eau et l'environnement, OCDE/GD(97)220, 48 p
- OCDE, 1999 – Tarification de l'eau à usage agricole dans les pays de l'ocde, ENV/EPOC/GEEI(98)11/FINAL, 64 p
- OCDE, 1999 – Tarification de l'eau à usage industriel dans les pays de l'ocde, ENV/EPOC/GEEI(98)11/FINAL, 226 p
- Pochat D., 1999 - Economies d'énergie : état des lieux sur le rendement des installations de production d'eau potable de la Communauté urbaine de Bordeaux, rapport de stage de DESS Energétique, Université Bordeaux 1
- Polezhaev J., 1997 – The transpiration cooling for blades of high temperatures gas turbine, *Energy convers.* Vol 38, n° 10-13, pp. 1123-1133
- Rangarajan R., Athavale R.N. (2000) – Annual replenishable ground water potential of India – an estimate based on tritium studies, *Journal of Hydrology* 234, pp. 38-53
- Rijsberman F.R. (Ed.), 2000 - World water scenarios : analyses. World Water Vision working draft, 25 feb. 2000, 396 p.
- Saudi Electricity Company Western Region, 2000 – Annual report 1999, (internet), <http://www.scecowest.com.sa/english/compro/annualrep/sewr19/sewr19p04.htm>, 2 p

- Sidler O., 1998 – Etude expérimentale des appareils électroménagers à haute efficacité énergétique placés en situation réelle, Programme SAVE, Projet Ecodrome, 203 p
- Solley W.B., Pierce R.R., Perlman H. A., 1998 – Estimated use of water in the united states in 1995, U.S. Geological Survey circular 1200, (internet) <http://water.usgs.gov/watuse/>
- Solley W.B., Pierce R.R., Perlman H.A., 1998 - Estimated use of water in the United States in 1995. USGS Circular 1200, USGS, Denver, CO
- Suleimani ZA, Nair VR, 2000 - Desalination by solar-powered reverse osmosis in a remote area of the Sultanate of Oman, Applied Energy 65, pp. 367-380
- Talve S., Riipulk V., 2001 - An inventory analysis of oil shale energy produced on a small thermal power plant, Journal of Cleaner Production 9, pp. 233–242
- Tiwari P. (1999) – An analysis of sectoral energy intensity in India, Energy policy 28, p 771-778
- U.S. Department of Energy, 1995 – Energy efficient wastewater treatment in a pulp and paper plant, National Awards Program for Energy Efficiency and renewable Energy, project description, (Internet), <http://www.caddettee.org/register/dataee/CCE02190.HTM>
- U.S. Saudi Arabian Business Council, 2000 – The agricultural sector in Saudi Arabia, (internet), <http://www.us-saudi-business.org/agri2000.htm>, 19 p
- U.S. Saudi Arabian Business Council, 2000 – The Saudi Arabian Economy, (internet), <http://www.us-saudi-business.org/economy.htm>, 19 p
- U.S. Saudi Arabian Business Council, 2000 – The Saudi Arabian Electricity sector, (internet), <http://www.us-saudi-business.org/electricity2000.htm>, 19 p
- Wade J.C., 1986 - Efficiency and optimisation in irrigation analysis, in Energy and water management in western irrigated agriculture, Whittlesey N.K. (Ed.), Westview press, Boulder, 73-100
- WRI, 1998 - .Facts and figures : Environmental data tables, World Resources 1998-99, World Resources Institute, page d'accueil www.wri.org

Acronymes

AESN - Agence de l'eau Seine Normandie
WRI - World Resources Institute
USGS - US Geological Survey
USDA - US Department of Agriculture
ERS (USDA) - Economic Research Service
FAO - Food and Agriculture Organisation
EIA - (US) Energy Information Agency
EDF - Electricité de France
CEA - Commissariat à l'énergie atomique
OCDE- Organisation de Coopération et de Développement Economiques

- Etude 8 -

Unités et équivalences

tep - tonne équivalent pétrole (1 tep $\approx$ 42 GJ)

kWh - kilowattheure (1 kWh = 3,6 MJ)

kWhe : kilowattheure d'électricité

kWh th : kilowattheure thermique

kWhf : kilowattheure d'énergie finale

kWhp : kilowattheure d'énergie primaire

km³ - 1 km³ = 10⁹ m³

multiples : kilo k (10³) ; méga M (10⁶) ; Giga G (10⁹) ; Tera T (10¹²)

Base de données consultées

FAOSTAT, disponible à partir de la page d'accueil de la FAO : www.fao.org

Aquastat, synthèses par pays des ressources en eau et données concernant l'irrigation.

Accessible à partir de la page d'accueil de la FAO : www.fao.org

Données relatives à l'énergie et à l'électricité disponible sur le site WWW.indianinfoonline.com

Ministère indien de l'eau, données disponibles sur le site www.wrmin.nic.in

Unicef, www.unicef.org

6. Annexes

Annexe 1

Ressources en eau et maîtrise des flux

Ressources en eau et nécessité de la gestion des débits

Les eaux continentales de surface ou souterraines proviennent des précipitations qui tombent sur les différents bassins versants. En moyenne 65% du volume des précipitations retourne vers l'atmosphère par évaporation du sol et évapotranspiration du couvert végétal. La part d'eau restituée à l'atmosphère dépend en fait de la nature des sols et de la végétation qui recouvre la surface des bassins versants.

La dynamique des débits des cours d'eau est conditionnée pour sa part par la pluviométrie, les périodes de gel et de dégel et la nature des sols et sous-sol. Suivant les régions du monde les cours d'eau présentent des débits plus ou moins stables sur une année.

Besoins fixes, besoins saisonniers et notion de seuil

Les besoins en eaux pour les activités humaines peuvent être classés en deux catégories. Les besoins fixes sont destinés à satisfaire des usages répartis de façon homogène sur toute l'année ce sont l'eau à usage domestique et industriel. Les besoins saisonniers sont liés à l'activité agricole pour satisfaire les besoins en eau des cultures, et à la production hydroélectrique pour les périodes de pointe.

Lorsque les besoins en eau augmentent sur l'unité géographique d'un bassin versant, soit pour des raisons démographiques soit parce que les activités développées deviennent plus gourmandes en eau, le flux d'eau disponible peut s'avérer insuffisant pendant une partie de l'année. On parle alors de période critique et trois voies peuvent être envisagées pour adapter l'offre et la demande :

- maîtriser la demande en eau en volume et en fonction du temps par des opérations analogues à celles du délestage dans le domaine de la maîtrise de la demande d'électricité ;
- solliciter de nouvelles ressources qui seront souvent plus coûteuses du point de vue économique et du point de vue énergétique ;

- Etude 8 -

- mettre en œuvre des organes de stockage qui permettront de valoriser l'eau inutilisée en dehors de la période critique.

La maîtrise de la demande en eau se base sur l'amélioration de l'efficience en eau des processus consommateurs d'eau. Cette amélioration repose sur des évolutions technologiques et sur une meilleure compréhension du rôle de l'eau dans les processus considérés. En irrigation par exemple il est souvent possible de diviser par deux les prélèvements par la substitution des méthodes traditionnelles (irrigation gravitaire) par des méthodes modernes (irrigation par aspersion, irrigation localisée). Une bonne connaissance des besoins en eau des cultures peut également être utilisée pour optimiser le volume des apports. Il existe des démarches analogues dans le secteur industriel et le secteur domestique. Lorsque le débit de la ressource est insuffisant pour répondre simultanément à la demande de toutes les activités dans un même temps, il est possible de mettre en place des tours d'eau. Cette pratique ne convient pas à tous les usages de l'eau.

Parmi les ressources qui peuvent être envisagées lorsqu'une ressource est épuisée ou insuffisante on peut citer les nappes profondes, le dessalement de l'eau de mer, la récupération de l'eau de pluie, la réutilisation des eaux usées après traitement ou encore dans certains aménagements, le prélèvement et le transport d'une partie de l'eau d'un bassin versant voisin.

Le caractère saisonnier très prononcé de la demande en eau due à l'utilisation de l'eau pour l'irrigation conduit à considérer la gestion des débits des fleuves par le stockage comme une solution avantageuse. Les avantages des retenues sont liés au volume d'eau supplémentaire qu'elle permettent de valoriser et à une augmentation de la sécurité par rapport aux crues et aux sécheresses.

La partie suivante est consacrée à la gestion du débit des rivières par la mise en œuvre de retenues.

Stockage de l'eau

La construction et le fonctionnement des ouvrages hydrauliques sont intégrés de façon complexe à la problématique des couplages eau - énergie. La complexité de cette intégration résulte des aspects liés à la diversité des fonctionnalités des retenues et aux contraintes de la régulation des flux d'eau dans le temps. On peut considérer que les fonctionnalités d'une retenue sur un cours d'eau sont :

- (i) le maintien d'un débit d'étiage minimum défini par rapport aux contraintes environnementales et à la navigation,
- (ii) la prévention contre les crues importantes par un effet de lissage du débit, la régulation des débits pour l'irrigation dont une part peut être intégrée au débit minimum,
- (iii) la production d'électricité à partir de la différence d'énergie potentielle mécanique de l'eau.

Les ouvrages sont conçus de façon à répondre à ces fonctions suivant des priorités définies par rapport aux activités humaines des zones concernées. En fait, il est fréquent que les barrages jouent simultanément les quatre rôles évoqués ci dessus, et c'est davantage sur les parts de volumes d'eau attribuées à la production d'énergie et à l'irrigation que se feront les arbitrages.

D'autre part, le différentiel entre la surface du cours d'eau, avec et sans retenue, induit une augmentation de l'évaporation. Il y a donc consommation nette. Cependant, dans la mesure où le même m³ d'eau pourra être mis en valeur par plusieurs utilisations, l'attribution de ces consommations à un usage en particulier n'est pas immédiate. Il convient donc plutôt de parler de bilan des volumes d'eau valorisés et de considérer l'impact de l'évaporation de la retenue sur ce bilan.

Différents cas de figures pour la régulation des débits

Le débit minimum d'étiage à maintenir dans un cours d'eau est généralement établi sur une base visant à satisfaire la demande de l'écosystème et l'accessibilité des voies navigables. On peut également intégrer une notion de débit minimum qui couvre l'ensemble des besoins constants en aval d'une retenue. Une approche plus fine doit être envisagée pour la question de la répartition des volumes stockés entre les besoins de l'irrigation et les besoins de la production hydroélectrique. En effet, ces besoins n'interviennent pas forcément aux mêmes périodes suivant les zones considérées et suivant la place réservée à l'hydroélectricité dans la courbe de charge.

Afin de mettre en évidence les modes de gestion du stock suivant les priorités entre les usages, on adopte une représentation schématique présentée (figure 21). Dans ce schéma les principaux flux à l'échelle d'un bassin versant sont représentés avec les notations suivantes :

- $Q_m(t)$, débit amont au système de retenue ;

- Etude 8 -

- $Q_e(t)$, bilan évaporation et pluviométrie direct de la retenue, quelques valeurs de l'évaporation des retenues pour différents climats sont proposées (tableau 22) ;
- $S(t)$, volume stocké, $dS(t)/dt$, variation du stock ;
- $Q_v(t)$, débit en aval du système de retenue ;
- $Q_I(t)$, débit prélevé pour l'irrigation ;
- $BI(t)$, besoin en eau des cultures ;
- $PI(t)$, apport pluvial sur les cultures ;
- $EI(t)$, Evapotranspiration des cultures ;
- $Q_{min}(t)$, débit minimum (environnement + navigation + usages à besoins fixes + débit irrigation de complément sur une base décennale).

Figure 21
Représentation schématique des flux d'eau à l'échelle d'un bassin versant

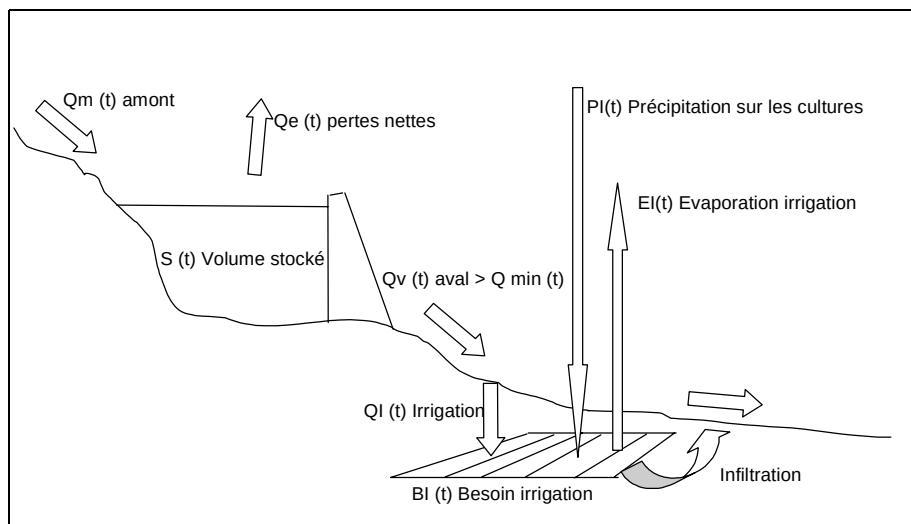


Tableau 22
Résultats comparés d'une étude sur la modélisation de l'évaporation
de différents types de lacs (Mihail, Varadas, 1994)

Type de climat	Latitude	Altitude (m)	Evaporation observée en mm/jour	Résultats du modèle Penman en mm/jour	Evaporation annuelle en mm/an
Alpin	36°5'	1200	2,96 +/- 0,44	2,59	945,35
Tempéré	34°20'	300	3,00 +/- 0,45	2,99	1091,35
Méditerranéen	31°55'	150	3,70 +/- 0,56	3,48	1270,2
Tropical					
Semi -Aride	12°50'	45	5,08 +/-	5,4	1971

Hydroélectricité au fil de l'eau

Il existe sur les cours d'eau certains sites pour lesquels il est possible d'envisager la construction de barrages de hauteur relativement faible et ne présentant pas d'intérêt pour constituer une réserve suffisante. Ces barrages sont exclusivement dédiés à la production hydroélectrique et ne jouent pratiquement aucun rôle dans la régulation du débit des cours d'eau. De plus leur impact sur la surface du cours d'eau et donc sur l'évaporation est faible. Dans ce cas, le débit amont est égal au débit aval de la retenue : $Q_m(t) = Q_v(t)$. La production d'électricité est donc directement liée au débit amont.

Les barrages destinés à la production hydroélectrique avec stockage de l'eau

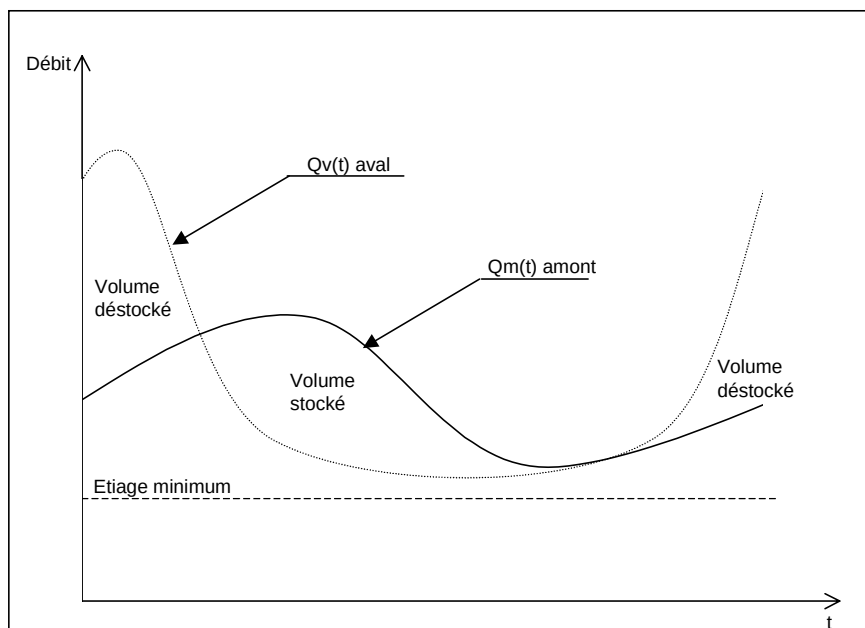
Les barrages hydroélectriques avec retenue sont construits en montagne ou dans des vallées encaissées. Ils sont caractérisés par des capacités de stockage importantes (de quelques millions de m³ à plusieurs dizaines de km³). Lorsque l'eau stockée est destinée à être utilisée pour la production d'énergie, elle est turbinée pendant la période de pointe de la demande en électricité. Cette pointe de demande en énergie se produit en hiver pour les pays du Nord. Ceci se traduit par un stockage important au printemps et en automne (figure 22).

Dans le cas de ces barrages le besoin pour une irrigation de complément est intégré dans les prévisions du débit minimum en aval du barrage. Cependant, **lors des années de sécheresse**, ce débit minimum peut s'avérer insuffisant pour satisfaire les besoins des cultures. Le producteur d'électricité lorsqu'il est propriétaire des barrages revend l'eau stockée au prorata du manque à gagner entre une production d'électricité en période estivale et une production d'électricité en période de pointe. C'est peut être à ce niveau que l'on peut

- Etude 8 -

situer le débat sur les consommations induites par les différentiels de surfaces des retenues. L'eau consommée par les retenues pendant ces périodes de sécheresse pourrait en effet être utilisée pour l'irrigation.

Figure 22
Modèle simplifié des débits en amont et en aval d'une retenue,
avec un stockage destiné à la production d'électricité en période de pointe.
Sur une année moyenne, pour les pays du Nord
où la demande d'électricité est plus forte en hiver



De façon générale, en période estivale, le propriétaire des retenues s'engage à maintenir le débit minimum basé sur des accords qui définissent les modalités de l'exploitation des cours d'eau. Ce débit satisfait les besoins pour l'irrigation de complément et l'ensemble des besoins correspondants aux différents prélèvements pour les activités des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel et les besoins environnementaux. Plusieurs cas de figures sont envisageables pour la régulation du débit :

- (i) Dans le cas où **le débit amont est inférieur au débit minimum** pour satisfaire les besoins en aval, le producteur est contraint d'utiliser une partie du stock pour maintenir le débit minimum convenu. Il peut également être amené à vendre une partie du volume stocké pour

subvenir à un besoin extraordinaire de l'agriculture irriguée en période de sécheresse.

- (ii) Si le **débit amont est supérieur au débit minimum**, la différence sera valorisée au mieux en fonction des besoins en aval et de la capacité de stockage restante. A priori, on peut admettre que les utilisateurs en aval sont prioritaires sur le débit naturel du cours d'eau. En effet la fonction de la retenue à vocation énergétique est de stocker et de valoriser sous forme énergétique et en période de pointe, des volumes d'eau qui n'auraient pu être valorisés par d'autres secteurs d'activité à l'instant de leur stockage. Ainsi, si la demande en aval de la retenue est supérieure ou égale au débit en amont de la retenue, il apparaît que l'intégralité du débit amont doit être restituée en aval. Le volume stocké diminue alors d'une valeur égale à l'évaporation de la retenue.

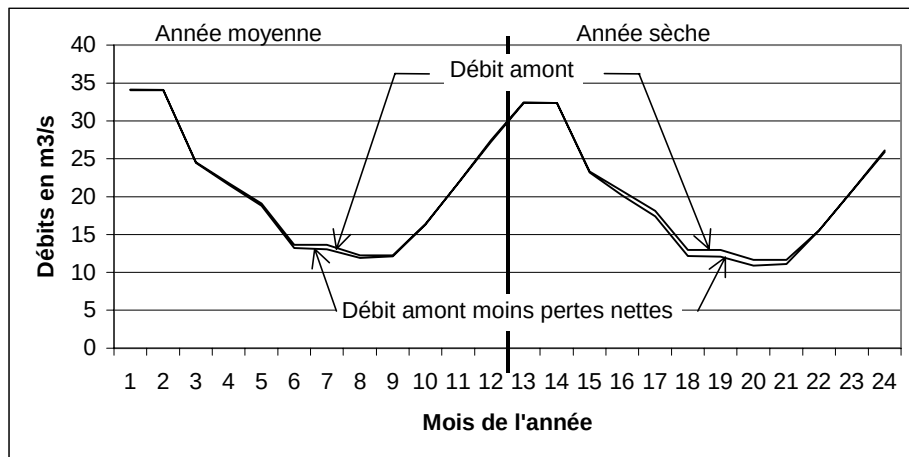
Dans la pratique on observe en France que la priorité est donnée de façon quasi systématique à l'irrigation qui semble présenter une valorisation économique du m³ d'eau plus intéressante que la valorisation énergétique (Bouvard, 1999). La loi de 1919 contraint d'ailleurs les industriels de l'hydroélectricité à réserver un débit imposé à l'agriculture. Cet effet d'écart économique entre la valorisation agricole et électrique est accentué dans les zones arides.

Encadré 9

Estimation de l'évaporation du barrage de Grandval sur la Truyère (régime pluvio-nival, massif central) pour une année moyenne et une année sèche

Pour réaliser cette estimation on utilise le profil schématique du débit des cours d'eau pour la région du massif central (Bouvard, 1999) que l'on applique au volume d'eau capté par le bassin versant en amont de la retenue. Pour l'évaporation on utilise les profils de l'évapotranspiration pour une ville proche et les valeurs d'évaporation annuelles d'une retenue donnée par l'étude de Mihail et Varada en 1994. Enfin pour avoir une estimation plus précise et plus juste des pertes on rajoute les précipitations directes sur la surface de la retenue. Pour l'année sèche on fait les hypothèses suivantes : le débit est réduit de 5 % pendant toute l'année, les précipitations sont nulles d'avril à septembre, l'évaporation augmente de 20 % pendant la même période. A partir de des hypothèses on peut tracer les courbes de débits avant et après les pertes dues à la retenue pour une année moyenne et une année sèche (figure 23).

**Figure 23 – Estimation des débits avant et après pertes par évaporations
(en tenant compte des précipitations) pour la retenue de Grandval sur la Truyère**



La somme des pertes par évaporations pendant la période estivale en année sèche s'élève à environ 8 millions de m³ soit 4 % de la capacité de stockage de la retenue (200 M.m³). Si l'ensemble de ces pertes correspondait à un besoin agricole, elles représenteraient la possibilité d'irriguer plus de 4 000 ha, pour une production plus de 32 000 tonnes de céréales soit un équivalent énergétique de plus de 10 000 tep que l'on peut comparer avec les 3 100 tep de carburant qu'il faudrait pour produire les 12,2 GWh électriques que pourraient produire ces volumes en période de pointe pour le barrage considéré.

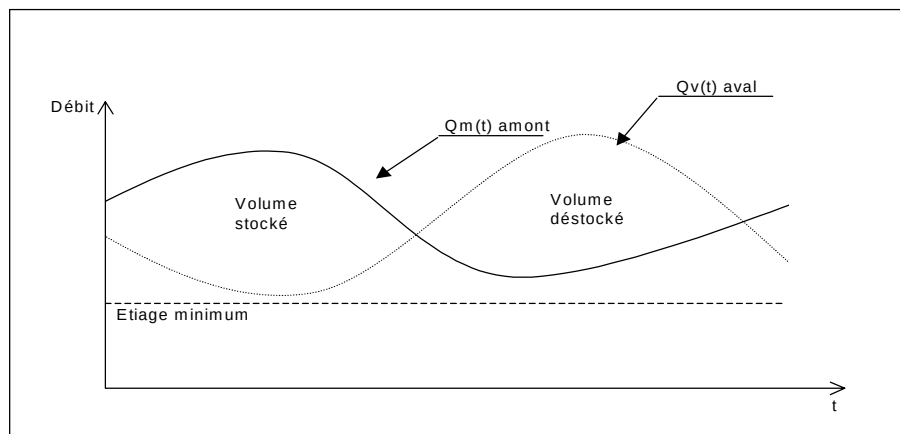
Les barrages destinés à l'irrigation

Dans certaines régions les précipitations sont réparties sur une durée relativement courte. En Inde par exemple, près de 80% des précipitations sont concentrées sur une période de quatre mois. Pour répondre aux besoins alimentaires d'une population croissante, ces régions sont amenées à développer une agriculture de plus en plus efficace. L'irrigation constitue un des passages obligés pour le développement de la production agricole.

La valorisation des débits d'eau des fleuves passe donc par le stockage, ces volumes sont ensuite restitués pendant les périodes de plus forts besoins des cultures. Cette utilisation de l'eau n'est pas exclusive, elle peut en effet être turbinée pendant sa restitution pour produire de l'électricité. Les flux d'eau étant régulés par rapport à la demande agricole, la production hydroélectrique ne pourra alors pas être utilisée pour compléter la courbe de charge ou comme une énergie dédiée à la production en pointe. Le rôle de production de pointe cependant pourra être réalisé dans le cas où la demande en électricité et la demande agricole sont en phase.

Figure 24

Modèle simplifié des débits en amont et en aval d'une retenue dont le stock est destiné à l'irrigation. Décalage dans le temps entre la période de précipitations et la période de demande agricole



A l'exception du cas particulier des retenues autophages, le bilan des volumes d'eau valorisés par les retenues est largement positif. Cependant le potentiel d'économie d'eau évaporée peut être considérable, notamment dans les zones

arides. Le barrage d'Assouan par exemple, avec une capacité de stockage totale de 170 km^3 et un flux annuel net d'eau pour l'Egypte de 55 km^3 présente une consommation nette par évaporation d'environ 10 km^3 . Ces pertes pourraient être réduites de moitié en diminuant le volume d'eau stocké et en modifiant la répartition dans le temps de l'utilisation de l'eau (par exemple en augmentant la surface irriguée) (Comm pers J. Margat).

Synthèse et éléments de réflexion sur l'utilisation des volumes d'eau stockés

Qu'ils soient destinés à la production d'électricité ou à celle de biomasse, les volumes d'eau stockés dans les barrages gardent une vocation liée à la production de formes d'énergie élaborées. Le choix de l'une ou de l'autre s'établira sur les bases de la demande exprimée dans la région considérée. Cette demande est conditionnée par le climat, le niveau de développement de la région (efficience en eau des systèmes d'irrigation, importance relative de l'énergie pour l'alimentation par rapport à l'énergie électrique) et les contraintes sur la courbe de charge de demande d'électricité. Lors de la prospection et de la prévision de la construction de nouvelles retenues les travaux actuels tendent à optimiser l'énergie totale (électricité + biomasse) qu'il est possible de produire (Ramachandra et al. 1999). Cette démarche d'optimisation de la valorisation de l'eau suivant l'énergie produite peut également être menée du point de vue économique. L'évaluation économique permet alors d'intégrer plus quantitativement des facteurs locaux comme ceux liés aux demandes respectives des deux formes d'énergie.

On peut considérer les barrages comme des ouvrages qui génèrent une ressource supplémentaire mobilisable pendant toute l'année avec des rendements qui varient généralement entre 80 et 95 % du volume régulé. L'évaporation qui conditionne ces pertes de rendement ne peut être assimilée à une consommation nette et comptabilisée que dans des conditions bien particulières. En fait on parlera de consommation due aux barrages dans le cas d'une concurrence d'usage sur la ressource par rapport au débit du cours d'eau sans barrage et pour une période donnée. Le déphasage entre la période de meilleure rentabilité de l'électricité produite par les installations hydroélectriques et la période de demande en eau pour l'irrigation peut être à l'origine de cette concurrence d'usage. Ces considérations relèvent de cas particuliers et ne peuvent donner lieu à des conclusions chiffrées qu'après des études de cas intégrant les facteurs liés au barrage, au climat et à la demande exprimée pour les différents usages.

Annexe 2

Prix de l'énergie par secteur d'activité

Prix de l'énergie par secteur d'activité

Prix en US\$ par tep (1995)				
secteur : résidentiel				
	Fioul	Gaz naturel	Charbon	Electricité
Australie	nd	353,2	nd	nd
Autriche	487,3	510,8	593,8	2228,7
Belgique	273,5	541,2	734,7	2360,7
Canada	306,7	180,2	nd	nd
Republique Tchèque	319,6	139,4	89,6	433,7
Danemark	810,7	768,3	639,6	2425,6
Finlande	368,1	197,7	nd	1265
France	472,3	556,1	702,1	1937,4
Allemagne	326,4	529,8	nd	2361,3
Grèce	556	nd	nd	1323
Hongrie	nd	152,5	136,1	679,9
Irlande	447	526,2	nd	1535,5
Italie	938,7	741,4	nd	1968
Japon	532	1567,5	nd	3132,5
Corée	409,8	nd	nd	1281,3
Luxembourg	300,2	331,1	604,5	1698,9
Mexique	nd	nd	nd	520,8
Pays-Bas	388,9	451,3	nd	1569,2
Nlle Zélande	nd	403,8	nd	879
Norvège	590	nd	nd	912
Pologne	386,9	231,9	166,9	720,2
Portugal	nd	nd	nd	2101,4
Espagne	363,6	677,3	nd	2268,2
Suède	605,7	nd	nd	1098,6
Suisse	260,2	597,6	nd	1922,2
Turquie	566,8	234	136,6	882,6
Royaume Uni	254,2	365,3	349,4	1478,2
Etats-Unis	276,8	271,5	nd	nd
Europe OCDE	433,4	494,2	214,9	1747,3
Total OCDE	405,1	403,5	214,9	2020
Brésil	nd	nd	nd	1162,8
Chine	nd	nd	51,2	348,8
Taipei	nd	473,2	nd	1113
Inde	94,4	nd	nd	365,8
Indonésie	150,4	nd	nd	811
Kazakhstan	nd	nd	nd	375,8
Roumanie	nd	21,9	40,5	248,4
Russie	nd	nd	nd	nd
République Slovaque	186,3	9nd,4	199,4	365,3
Afrique du Sud	nd	nd	27,2	581,9
Thaïlande	423,2	nd	nd	979,9
Venezuela	nd	41,5	nd	358,4

nd : résultat non disponible

données : Observatoire de l'Energie

- Etude 8 -

Prix en US\$ par tep (1995) secteur : industrie							
	Fioul lourd HTS	Fioul lourd BTS	Fioul	Gaz naturel	Charbon vapeur	Charbon à coke	Electricité
Australie	nd	nd	nd	147,1	nd	nd	nd
Autriche	141,3	260,8	248,8	191	121,6	nd	942,7
Belgique	160,2	150,2	227	157,3	nd	82,2	790,6
Canada	117	nd	170,1	77,6	nd	nd	nd
Republique Tchèque	98,8	nd	331,2	175	45,3	92,7	705,4
Danemark	nd	159	324,7	nd	121,3	nd	805,1
Finlande	nd	215,1	301,7	162,1	133,8	114,7	699,5
France	148,8	168,9	320,9	178,9	151,2	70,6	699,4
Allemagne	nd	151	283,8	230,1	nd	90,5	1161,2
Grèce	nd	202,1	471,2	nd	nd	nd	11
Hongrie	101,9	116,6	590,3	117,3	nd	nd	523,6
Irlande	180,6	nd	304,7	353,6	nd	nd	762,1
Italie	181,5	174,6	788,8	193	81,8	86,7	1077,8
Japon	189	293	311,1	544,9	86,1	78,4	2152,6
Corée	155,2	nd	nd	nd	80,1	nd	842,8
Luxembourg	nd	155,2	268	0	nd	nd	nd
Mexique	54,5	nd	161,1	68,4	nd	nd	314
Pays-Bas	197,7	nd	nd	176,4	nd	nd	867,2
Nlle Zélande	222,9	nd	259	225,5	nd	nd	445,6
Norvège	nd	374,3	429,6	nd	nd	122,9	nd
Pologne	100,7	nd	295,2	144,2	74	85,8	460,3
Portugal	179,9	202,8	nd	nd	nd	62,7	1416
Espagne	186	186,5	313,4	176,7	nd	nd	941,4
Suède	nd	192,6	235,1	nd	nd	nd	458
Suisse	nd	165,2	202,2	329,9	101,5	nd	1455
Turquie	181,9	nd	nd	175,1	84,3	80,1	887
Royaume Uni	142,7	nd	207,1	141,3	93,5	nd	796
Etats-Unis	114,4	nd	151,3	112	56,7	73,6	nd
Europe OCDE	165	179,7	334,2	185,2	81,6	85,5	893,2
Total OCDE	145,9	208,9	259,9	144,6	73,9	80,4	1184,1
Brésil	193,7	nd	nd	158,8	87,9	nd	662,8
Chine	nd	nd	nd	nd	55,1	nd	325,3
Taipei	nd	163,1	233,7	324,2	140,3	nd	878,3
Inde	168,9	nd	225,1	nd	36,9	28,9	880,3
Indonésie	110,7	nd	124,2	nd	nd	nd	748,7
Kazakhstan	82,6	nd	nd	nd	14,4	45,8	nd
Roumanie	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Russie	72,5	nd	nd	54,6	nd	88,5	359,1
République Slovaque	80,2	nd	176	141,9	nd	nd	564,9
Afrique du Sud	200,3	nd	nd	158,4	29,5	nd	333,4
Thaïlande	182,9	nd	nd	nd	nd	nd	793,2
Venezuela	nd	nd	20,6	8,9	43	nd	703,6

nd : résultat non disponible
données : Observatoire de l'Energie

Prix en US\$ par tep (1995)			
secteur : production d'électricité			
	Fioul lourd HTS	Gaz naturel	Charbon
Australie	nd	nd	nd
Autriche	nd	nd	nd
Belgique	160,2	121,9	81,8
Canada	nd	nd	nd
Republique Tchèque	97,1	175	38,6
Danemark	nd	nd	nd
Finlande	215,1	162,1	133,8
France	nd	nd	76
Allemagne	143,8	194	258,9
Grèce	202,1	nd	nd
Hongrie	83,7	97,6	nd
Irlande	129,3	132,3	78,6
Italie	140,2	144,7	93,2
Japon	219,5	175	130,6
Corée	nd	nd	nd
Luxembourg	nd	nd	nd
Mexique	54,5	68,4	47,8
Pays-Bas	nd	160,3	nd
Nlle Zélande	nd	nd	nd
Norvège	nd	nd	nd
Pologne	100,7	nd	62,2
Portugal	103,3	nd	77,1
Espagne	186	185,5	nd
Suède	nd	nd	nd
Suisse	nd	nd	nd
Turquie	181,9	180,1	89,5
Royaume Uni :	132,1	131,1	98
Etats-Unis	108,9	85,4	54,2
Europe OCDE	143,4	155,3	110,9
Total OCDE	142,4	116	70,3
Brésil	193,8	nd	87,9
Chine	nd	nd	nd
Taipei	163,1	289	188,5
Inde	168,9	nd	20,3
Indonésie	nd	nd	nd
Kazakhstan	nd	nd	nd
Roumanie	nd	nd	nd
Russie	72,5	nd	46
République Slovaque	80,2	141,9	nd
Afrique du Sud	nd	nd	18,4
Thaïlande	nd	nd	nd

nd : résultat non disponible

données : Observatoire de l'Energie

Annexe 3
Prix de l'eau à usage domestique dans les pays de l'OCDE

		Prix moyen total		Approvisionnement en EP		Assainissement et épuration	
		US\$/m ³	part fixe (%)	US\$/m ³	part fixe (%)	US\$/m ³	part fixe (%)
Allemagne	1997	1,69		1,69	9%	nd	nd
Australie	1996-97	1,64	69%	0,76	36%	0,88	96%
Autriche	1997	1,05	nd	nd	nd	nd	nd
Belgique :							
• Flandre	1997	2,06	10%	1,46	16%	0,60	0%
• Bruxelles	1997	2,36	9%	1,91	11%	0,45	0%
• Wallonie	1997	2,14	10%	1,69	13%	0,45	0%
Canada	1994	0,7	44%				
Corée	1996	0,34		0,23		0,11	
Danemark	1995	3,18	12%	1,34	29%	1,84	0%
Espagne	1994	1,07		0,71		0,36	
Etats-Unis	1997	1,25		0,58		0,67	
Finlande	1998	2,76	16%	1,24	24%	1,52	10%
France	1996	3,11	15%	1,58	20%	1,53	6%
Grèce	1995	1,14	22%	0,81	22%	0,33	22%
Hongrie	1997	0,82	0%	0,48	0%	0,34	0%
Italie	1996	0,84	2%	0,51	4%	0,33	0%
Japon	1996	2,1		1,20	49%	0,90	
Luxembourg	1994	1,01					
Pays-Bas	1998	3,16	65%	1,41	22%	1,75	1%
Republique Tchèque	1997	0,68	0%	0,38	0%	0,30	0%
Royaume Uni :							
• Angl/PdeG	1998-99	3,11		1,43		1,68	
• Ecosse	1997-98	1,44		0,83		0,59	
Suède	1998	2,6	32%	1,04	32%	1,56	32%
Suisse	1996	1,29					
Turquie	1998	1,51		1,01	0%	0,50	50%

Données : OCDE (1999)

Composition des groupes de travail

CLUB « ENERGIE, PROSPECTIVE ET DEBATS »

Président

Benjamin Dessus
ECODEV – CNRS

Membres du club

Jean Audouze
Institut d’astrophysique de Paris – CNRS

Denis Babusiaux
Institut français du pétrole (IFP)

Thierry Balard
Délégation à la stratégie et à la gestion – GDF

Bertrand Barré
COGEMA

Jean-François Baschet
Ministère de l’Agriculture, de la Pêche et de l’Alimentation

Jean-Jacques Becker
Mission interministérielle de l’effet de serre

Paul Baudry
Prospectives-Evaluation-Méthode – EDF

Marie-Christine Blandin
Conseil régional du Nord-Pas-de-Calais

Michel Bleitrach
Sté ELYO

Jean-Claude Boncorps
DALKIA

- Composition des groupes de travail -

Pierre Boisson
Mission collégiale de concertation « Granite »

Didier Bosseboeuf
ADEME

Gérard Brun
Ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement

Alain Cabanes
AMORCE

Jean-Yves Caneill
« Application-Electricité-Environnement » EDF/DER

Philippe Chartier
Syndicat énergie renouvelable (SER)

Bertrand Chateau
Enerdata S.A.

Maurice Claverie
Ministère de l'Éducation nationale, de la Recherche et de la Technologie

Jean Coiffard
Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (CEREN)

Michel Colombier
International Conseil Energie (ICE)

Michel Combarnous
Université de Bordeaux-I « Sciences et Technologies »

Patrick Criqui
Institut d'économie et de politique de l'énergie (IEPE)-CNRS

Claude Derarue
Recherche/Environnement – Centre technique Renault

Gilles Dubreuil-Hériard
MUTADIS-Consultant

Georges Dupont-Roc
Direction stratégie planning TOTAL

Pascal Dupuis
DGEMP, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

Jean-Romain Frisch
Conseil mondial de l'énergie

Françoise Bambini
Direction de la stratégie – SNCF

- Composition des groupes de travail -

Sylviane Gastaldo

Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Claude Girard

Institut français du pétrole (IFP)

Maurice Girault

Ministère de l'Équipement et des Transports

Jean-Louis Guigou

DATAR

Denis Hairy

Ministère de l'Agriculture, de la Pêche et de l'Alimentation

Michel Hoes

Association technique Energie-environnement (ATEE)

Nicole Jestin-Fleury

Commissariat général du Plan

Philippe Julienne

ELYO-SOVEN

Nina Kousnetzoff

CEPII

Bernard Laponche

International Conseil Energie (ICE)

Philippe Le Lourd

Commissariat général du Plan

Robert Lion

Energy 21

Jacques Lochard

CEPN

Jean-Loup Martin

Adjoint au maire de la commune Le Mesnil-Le-Roi

Michel Matheu

Commissariat général du Plan

Philippe Menanteau

Institut d'économie et de politique de l'énergie (IEPE)

François Moisan

ADEME

Jean-Eudes Moncomble

EDF

- Composition des groupes de travail -

Michel Mousel
Mission interministérielle de l'effet de serre

Jean-Pierre Orfeuil
Institut urbanisme de Paris

Jean Orselli
Conseil général des Ponts et Chaussées

François Pharabod
ECODEV

Pierre Radanne
ADEME

Georges Ripka
Association Pugwash

Pierre Sachse
Agence régionale de l'énergie Nord-Pas-de-Calais (ARE NPC)

Rémy Souchon
Les 3 Suisses

Bernard Tinturier
EDF

Jean-Claude Tourneur
« Enjeux »

Laurence Tubiana
Cabinet Premier ministre – Mission développement

Michel Valais
ELF

Pierre Valette
Direction générale-XII – CEE

Marc Vedele
MATE/SAI

Bertrand Vieillard-Baron
FRAMATOM

- Composition des groupes de travail -

GROUPE 1

« PROSPECTIVE DE LA DEMANDE DE SERVICES ENERGETIQUES ET DEVELOPPEMENT »

Animateur

François Moisan
ADEME

Membres du groupe

Alain Ayong Le Kama
Commissariat général du Plan

Carine Barbier
ECODEV – CNRS

Jean-Jacques Becker
Mission interministérielle de l'effet de serre

Pierre Boisson
Mission collégiale de concertation « Granite »

Bertrand Chateau
Enerdata S.A.

Maurice Claverie
Ministère de l'Education nationale, de la Recherche et de la Technologie

Jean Coiffard
CEREN

Claude Girard
Institut français du pétrole (IFP)

Maurice Girault
Ministère de l'Equipement et des Transports

Nicolas Houdan
INESTENE

Nina Kousnetzoff
CEPII

Sylvia Pariente-David
Hagler Bailly Consulting

- Composition des groupes de travail -

Rémy Souchon
Les 3 Suisses

Kenya Tillerson
ICE

Bob Van der Zwaan
Vrije Universiteit Amsterdam

- Composition des groupes de travail -

GROUPE 2

« TERRITOIRES ET INFRASTRUCTURES »

Animateur

Alain Cabanes
AMORCE

Membres du groupe

Robert Angioletti
ADEME

Thierry Balard
GDF

Jean-Claude Boncorps
DALKIA

Pierre Calame
Fondation pour le progrès de l'Homme

Henri Catz
CEA

Bertrand Chateau
Enerdata S.A.

Michel Cohen de Lara
CEREVE

Pascal Dupuis
DGEMP

Maurice Girault
Ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement

Daniel Halloo
Communauté urbaine de Dunkerque

Nicole Jestin-Fleury
Commissariat général du Plan

Philippe Julienne
ELYO-SOVEN

Bertrand Lafolie
Agence régionale de l'énergie – Lille

- Composition des groupes de travail -

Danièle Leymarie
ADEME

Robert Lion
Energy 21

Jean-Loup Martin
Adjoint au maire de la commune Le-Mesnil-Le-Roi

Jean Orselli
Ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement

Pierre Palat
Mission interministérielle de l'effet de serre

Bruno Ploix
ATEE

Philippe Stohr
Ministère de l'Éducation nationale, de la Recherche et de la Technologie

- Composition des groupes de travail -

GROUPE 3

« VALEUR NORMATIVE DES RISQUES D’ENVIRONNEMENT GLOBAL »

Animateur

Benjamin Dessus
ECODEV – CNRS

Membres du groupe

Alain Ayong Le Kama
Commissariat général du Plan

Denis Babusiaux
IFP

Odile Blanchard
IEPE

Bertrand Barré
COGEMA

Jean-Claude Boncorps
DALKIA

Pierre Boisson
Mission collégiale de concertation « Granite »

Jean-Yves Caneill
EDF/DER

Maurice Claverie
Ministère de l’Education nationale, de la Recherche et de la Technologie

Patrick Criqui
IEPE – CNRS

Stéphane Grit
Ministère de l’Industrie

Nicole Jestin-Fleury
Commissariat général du Plan

Yves Marignac
WISE-Paris

Claire Monot
Institut agronomique méditerranéen

- Composition des groupes de travail -

Jacques Percebois
CREDEN

Jean-Christophe Poudou
CREDEN

Georges Ripka
Association Pugwash

Bertrand Vieillard-Baron
FRAMATOME

Claire Weill
Mission interministérielle de l'effet de serre

- Composition des groupes de travail -

GROUPE 4

« EVALUATION ET GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENT ET SANTE ASSOCIES A L'ENERGIE »

Animateur

Jacques Lochard
CEPN

Secrétariat

Aude Le Dars
CEPN

Membres du groupe

Thierry Balard
GDF

Bertrand Barré
COGEMA

Hubert Berthet
FRAMATOME

Pierre Boisson
Mission collégiale de concertation « Granite »

Michel Boury
Elf-Atochem

Philippe Chartier
ADEME

Anne Chene
ADEME

Catherine Courvalin
AMTE-SRAE-DGAD

William Dab
Service des études médicales EDF-GDF

Frédéric Dor
ADEME

- Composition des groupes de travail -

Olivier Godard
Laboratoire d'économétrie de l'Ecole polytechnique

Alain Henriot
PSA

Gilles Hériard-Dubreuil
MUTADIS

Michel Jouan
Institut de Veille Sanitaire

Philippe Le loup
Commissariat général du Plan

Jean-Loup Martin
Adjoint au maire de la commune Le-Mesnil-Le-Roi

Laurent Moche
MATE/DPPR/SEI

François Moisan
ADEME

André Oudiz
IPSN/DIR

Theirry Peltier
GDF

Alain Sanglerat
GDF

Christophe Sibieude
SIBENSON Environnement

Philippe Stohr
MENRT

Bernard Tinturier
EDF

Bertrand Villeneuve
IDEI-Université de Toulouse

- Composition des groupes de travail -

GROUPE 5

« COMMENT FAIRE EMERGER UN POLE DE COMPETENCES POUR LES ENERGIES NOUVELLES ET RENEUVELABLES »

Animateur

Philippe Chartier
Syndicat énergie renouvelable (SER)

Membres du groupe

Jean-Marc Agator
CEA

Corinne Apostolidis-Thill
Consultante

Boris Bailly
ADEME

Jean-Louis Bal
ADEME

Michel Benard
EDF

Philippe Beutin
ADEME

Antoine Bonduelle
Inestene

Patrice Bres
Total-Fina-ELF

Alain Cabanes
AMORCE

Bernard Chabot
ADEME

Nicolas Chauvet
CRE

Pascal Dupuis
DGEMP

- Composition des groupes de travail -

Bernard Equer
Ministère de l'Éducation nationale, de la Recherche et de la Technologie

Madeleine Grancher
Ministère de l'Équipement - CGPC

Erik Guignard
Syndicat énergie renouvelable (SER)

Nicole Jestin-Fleury
Commissariat général du Plan

Philippe Julienne
ELYO-SOVEN

Marie-Laure Lamy
ADEME

Gérard Magnin
ENERGIE-CITES

Jean-Pierre Trillet
CLER

- Composition des groupes de travail -

GROUPE 6

« EAU – ENERGIE »

Animateur

Jean Audouze
Palais de la Découverte – CNRS

Membres du groupe

Alain Ayong Le Kama
Commissariat général du Plan

Thierry Chambolle
Suez-Lyonnaise des Eaux

Philippe Chartier
Syndicat énergies renouvelables (SER)

Bertrand Chateau
Enerdata S.A.

Monique Chotard
Centre d'information sur l'eau

René Coulomb
Sté hydrotechnique de France

Alain Dangeard
Matières premières – Eau-Environnement (déchets)-Développement

Lorraine Dangeard
Matières premières – Eau-Environnement (déchets)-Développement

Michel Desmars
FNCCR

Benjamin Dessus
ECODEV – CNRS

Jean-François Donzier
Office international de l'eau

Jean Dunglas
Particulier

Georges Dupont-Roc
TOTAL

- Composition des groupes de travail -

Jean-Romain Frisch
Conseil français de l'énergie

Nöel Godard
Ministère de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement

Nicole Jestin-Fleury
Commissariat général du Plan

François Kaisin
Suez-Lyonnaise des Eaux

Richard Lavergne
Ministère de l'Industrie – DGEMP

Philippe Le lourd
Commissariat général du Plan

Sami Louati
Ministère de l'Industrie – DGEMP

Jean Margat
Bureau de recherche géologie et minière

Jean-Loup Martin
Adjoint au maire de la commune Le-Mesnil-Le-Roi

Jacques Masson
EDF

Jean-Eudes Moncomble
EDF

François Perrin
Suez-Lyonnaise des Eaux

Georges Ripka
Association Pugwash

Pierre-Alain Roche
Agence de l'Eau Seine-Normandie

Pierre Roussel
Ministère de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement

Philippe Temple
Ministère de l'Environnement

Jean-Claude Vial
Agence de l'Eau Seine-Normandie

Marc Vielle
Université des sciences sociales