COMMISSARIAT GENERAL DU PLAN

Club « Energie, prospective et débats »

Penser l'avenir pour agir aujourd'hui

Rapport d'activité 1999 ***Mars 2000***

COMMISSARIAT GENERAL DU PLAN

Club « Energie, prospective et débats »

Penser l'avenir pour agir aujourd'hui

Président

Benjamin Dessus

Juin 2000

Sommaire

PENSER L'AVENIR POUR AGIR AUJOURD'HUI 13

1. Introduction 13

1.1 Pourquoi un club « Energie, prospective et débats » au Commissariat général du Plan 13

1.2 Le choix des thèmes de travail 14

1.3 La méthode et l'organisation du travail 17

2. Synthèse des premiers travaux, enseignements et questions émergentes 18

2.1 Les premiers enseignements 18

2.2 Des pistes de travail nouvelles pour l'an 2000 20

3. L'activité des différents groupes de travail en 1999 22

3.1 Groupe n° 1 « Prospective de la demande d'énergie » 22

3.2 Groupe n° 2 « Energie, territoires, infrastructures » 28

3.3 Groupe n° 3 « Valeur normative des risques d'environnement global » 34

3.4 Groupe n° 4 « Evaluation et gestion des risques associés à l'énergie » 40

3.5 Groupe n° 5 « Les énergies nouvelles et renouvelables » 49

3.6 Groupe n° 6 « Energie et eau » 52

RAPPORTS D'ETUDE SUR DES POINTS SPECIFIQUES 61

ETUDE 1 – Le concept de « valeur de carbone » Evaluations et applications dans les politiques de luttes contre le changement climatique 63

1. La valeur du carbone : de l'analyse coûts-avantages à l'analyse coûts-efficacité..... 64

1.1 Définitions de la valeur du carbone 64

1.2 Les méthodologies d'évaluation de la valeur du carbone dans l'approche coûts-efficacité..... 73

1.3 Les applications dérivées de la valeur internationale du carbone 80

2. Les évaluations de la valeur du carbone à partir des exercices de modélisations..... 82

2.1 Valeurs nationales du carbone 84

2.2 Valeurs internationales du carbone 87

2.3 Les principaux facteurs explicatifs des différences dans les valeurs du carbone..... 90

2.4 Application : la valeur du carbone des Etats-Unis dans les différents modèles .. 96

2.5 Autres applications possibles de la valeur du carbone 100

ETUDE 2 – La précaution appliquée aux déchets nucléaires à vie longue 109

1. Résumé..... 109

2. Application de la précaution aux déchets nucléaires..... 114

3. Production et gestion des déchets à vie longue..... 117

3.1 Les déchets nucléaires..... 118

3.2 Le cycle du combustible 131

3.3 Les évolutions du cycle et leur impact sur les déchets..... 145

4. Efficacité et coût de la précaution sur les déchets 157

4.1 Les indicateurs de la précaution sur les déchets 158

4.2 Le bilan matières de différents cycles du combustible 167

4.3 Le rapport coût-efficacité des limitations de déchets 176

5. Valorisation de la limitation des flux de déchets..... 186

ETUDE 3 – Energie, alimentation et concurrence d'usage des sols : problématique et principes de prévention..... 197

1. Résumé 197

2. Y aura-t-il suffisamment de sols agricoles pour produire des bio-énergies et des aliments en 2020 et 2050 ?..... 208

2.1 Les énergies issues de la biomasse 208

2.2 Les besoins futurs en sols pour la production agricole 221

2.3 Les régions excédentaires ou déficitaires par rapport à leurs besoins en sols alimentaires et énergétiques..... 225

2.4 Un scénario de gestion durable des sols : Le scénario RIGES de l'IPCC 231

3. Définir une valeur normative des sols pour gérer la concurrence d'usage..... 235

3.1 Comment se forme le prix de la terre dans le cas de l'existence d'un marché ? 236

3.2 Les leçons du programme énergétique brésilien 241

3.3 Quelques réflexions sur la gestion des sols et les politiques foncières dans les pays du Sud..... 247

4. Face aux incertitudes et aux spécificités du sol, estimer la valeur d'évitement des dommages de la concurrence 253

5. Annexe 1 – L'agriculture et l'effet de serre..... 261

6. Annexe 2 – Résultats des scénarios prospectifs..... 265

ETUDE 4 – Les énergies renouvelables 271

1. Le contexte global 271

1.1 Le développement durable 271
1.2 Les transitions du système énergétique 272
1.3 Le cadre réglementaire 274

2. L'énergie éolienne 277

2.1 La ressource et ses potentiels 277
2.2 Les grands acteurs industriels 279
2.3 L'effort français dans le contexte international 281

3. Les biocarburants 282

4. Le bois énergie 285

4.1 La ressource et ses marchés potentiels 285
4.2 Les enjeux technologiques 288
4.3 Etude de cas : la biomasse en Suède/Finlande 289

5. Le photovoltaïque 293

5.1 La ressource et ses marchés potentiels 293
5.2 Les grands acteurs industriels 294
5.3 L'effort français dans le contexte international 296

6. Le solaire thermique 299

7. La géothermie 300

7.1 La ressource et ses marchés potentiels 300
7.2 Les enjeux technologiques 301
7.3 Les grands acteurs industriels 303

8. Les différents systèmes de stimulation des ESR 304

8.1 Les tarifs garantissant un achat à des prix affichés.....304
8.2 Les enchères compétitives avec un organisme régulateur.....305
8.3 Le système hollandais des certificats « verts ».....306

ETUDE 5 – Certification et marché de l'électricité « verte »..... 309

1. Introduction 309

2. Une clarification des concepts 311

2.1 Les systèmes de certificats « verts ».....311
2.2 La tarification « verte » 321
2.3 Le marché de l'électricité « verte » 322

3. Le marché de l'électricité « verte » en Californie..... 323

3.1 L'organisation de l'industrie électrique californienne.....323
3.2 Acteurs et produits du marché de l'électricité verte en Californie 328
3.3 Le marché californien en quelques chiffres.....332
3.4 Un marché qui se structure.....334

4. Les certificats « verts » aux Pays-Bas 338

4.1 Le système électrique néerlandais.....344
4.2 L'aide aux renouvelables : la situation avant 1998 299
4.3 Le système néerlandais de certificats « verts ».....347

5. Quel marché européen pour les certificats « verts » ? 369

5.1 Présentation.....369
5.2 Structure et fonctionnement d'un marché de certificats « verts ».....370
5.3 Le projet de directive de la Commission européenne « Accès au réseau intérieur de la production de l'électricité d'origine renouvelable ».....375
5.4 Les certificats « verts » et les permis d'émissions CO_2 négociables.....377

5.5 Coûts administratifs d'un système de certificats « verts » 379
5.6 Un système européen de certificats et l'emploi 380
5.7 Nécessité d'un consensus politique entre les pays membres de l'Union européenne 382
5.8 Evolution actuelle dans l'Union européenne 384

COMPOSITION DES GROUPES DE TRAVAIL 391

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

PENSER L'AVENIR POUR AGIR AUJOURD'HUI

« Même l'avenir n'est plus ce qu'il était »
Edouard Herriot

1. Introduction

1.1 Pourquoi un club « Energie, prospective et débats » au Commissariat général du Plan ?

Signant l'avant-propos d'« *Energie 2010-2020, les chemins d'une croissance sobre* » qui synthétise les travaux de la commission « Energie 2010-2020 », le Commissaire au Plan Jean-Michel Charpin conclut sur l'importance qu'il accorde à la « prospective concertée » qu'il définit comme l'art de « forger en commun des représentations de l'avenir qui guident les décisions d'aujourd'hui et éclairent les décisions de demain ».

Le choc des rythmes et des espaces, ceux du progrès technique, ceux des institutions, des sociétés et des cultures, de la nature, ceux de la mondialisation, rendent chaque jour plus aléatoires les exercices de prévision qui, il y a une décennie encore, pouvaient servir de trame aux décisions publiques. L'espace et le temps des décisions des pouvoirs publics ne sont plus ce qu'ils étaient.

« *Energie 2010-2020, les chemins d'une croissance sobre* » en prend acte : au cœur de sa réflexion, l'ampleur des incertitudes scientifiques et techniques, l'imbrication des politiques internationales et la portée à très long terme de nos décisions quotidiennes. Le danger inhérent à l'analyse de la complexité réside dans le sentiment d'impuissance auquel il peut conduire, devant l'éventail impressionnant des possibilités, devant la difficulté de compréhension des causes et des effets.

L'originalité profonde du travail de la commission « Energie 2010-2020 » est d'avoir choisi de mettre délibérément l'analyse de cette complexité non pas au service de la prévision mais de l'action. La prospective comme outil de dialogue

et prémisse de l'action, voilà l'ambition qui se dégage de l'exercice auquel s'est livré la commission.

Bien entendu, dans un tel contexte, l'analyse soulève autant de nouvelles questions qu'elle en éclaire. Le très vaste champ qu'embrasse l'énergie, son imbrication étroite avec le développement des sociétés, son importance économique et financière, ses conséquences majeures à long terme pour l'avenir de la planète en font une question centrale du « développement durable ».

C'est dans cette perspective dynamique que se place la création, à l'initiative du Commissariat général du Plan du Club « Energie, prospective et débats » en septembre 1998. Son objectif était d'assurer la continuité des travaux engagés à l'occasion de la commission « Energie 2010-2020 », et de comprendre l'évolution des idées, en mettant sur la place publique les questions clé de prospective à étudier par ses membres, en présentant des synthèses des travaux engagés et éventuellement en formulant des recommandations.

Le Club constitue un point de rencontre et de concertation des différents acteurs économiques et sociaux intéressés par les questions de prospective liées à l'environnement global, en intégrant à la fois les enjeux énergétiques et les différents risques globaux mis en évidence par la commission « Energie 2010-2020 », et par l'atelier « Les défis du long terme » en particulier. Celui-ci, se situant délibérément dans une optique mondiale de très long terme (2050-2100), avait mis clairement en évidence la nécessité d'intégration des risques et des défis globaux, ainsi que l'influence majeure de rythmes caractéristiques de l'activité humaine sur l'intensité de consommation énergétique du développement. Il avait également pointé 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, comme certaines autres issues des autres ateliers du groupe « Energie 2010-2020 » n'ont pu être que partiellement instruites au cours de cette première réflexion stratégique concertée et devaient donc être revisitées.

Le Club s'est assigné notamment :

- à faire circuler l'information sur les développements nationaux et internationaux concernant les défis du long terme en matière d'énergie et d'environnement ;
- à analyser et comparer des scénarios du long terme produits par différents organismes internationaux ;

- à définir des thèmes à mettre en chantier et engager, sous la responsabilité d'un ou plusieurs de ses membres, des travaux pouvant déboucher sur un rapport ou sur l'organisation d'un colloque ;
- à engager et piloter des études spécifiques.

Le présent rapport d'activité présente la synthèse des travaux de la première année d'existence de ce Club.

1.2 Le choix des thèmes de travail

La discussion des premiers thèmes proposés à l'attention du Club au cours de sa première séance de travail, et son enrichissement par de nouvelles propositions a permis de définir cinq thèmes d'études prospectives prises en charge par des groupes de travail spécifiques d'une quinzaine de personnes, animés chacun par un président :

Groupe 1 : ***« Prospective de la demande de services énergétiques et développement »*** (François Moisan)

Groupe 2 : ***« Energie, territoires et infrastructures »*** (Alain Cabanes)

Groupe 3 : ***« Valeur normative des risques d'environnement global »*** (Benjamin Dessus)

Groupe 4 : ***« Evaluation et gestion des risques d'environnement associés à l'énergie »*** (Jacques Lochard)

Groupe 5 : ***« Les énergies nouvelles et renouvelables »*** (Georges Dupont Roc)

Thèmes de travail initialement proposés à l'attention du Club

Déterminants de la demande de services énergétiques aux différentes étapes du développement d'un pays.

Evolution de l'intensité énergétique de la croissance.

Evolution sur longue période des formes d'énergie finale.

Influence des infrastructures sur les consommations énergétiques à long terme.

Approfondissement de la notion de risque d'environnement global et de l'interdépendance des risques correspondants.

Analyse de la valeur économique des risques attachés à un choix énergétique (sur le modèle de la valeur attachée à l'émission d'une tonne de carbone).

Analyse et hiérarchisation des risques que font courir à la santé les systèmes énergétiques.

Arbitrages entre outils réglementaires et diverses formes d'outils économiques dans les différents domaines des politiques d'énergie et d'environnement.

Au cours de l'année l'émergence de préoccupations communes à l'Unesco et au Club Energie prospective et débats ont conduit à la création d'un nouveau groupe, le **Groupe 6** « ***Energie et eau*** » qui se propose d'analyser les relations entre besoins d'eau et besoins d'énergie, présidé par Jean Audouze. Il n'a engagé ses travaux qu'à partir de l'automne.

1.3 La méthode et l'organisation du travail

Principes d'organisation et de fonctionnement

Constitué à partir des organismes et des personnalités diverses qui ont participé aux travaux d'« Energie 2010-2020 », en particulier à l'atelier « Les défis du long terme », il peut accueillir d'autres organismes ou personnalités intéressés par ces sujets prospectifs. Ses membres se réunissent en séance plénière au moins une fois par an sur convocation de son président. Son secrétariat est assuré par le Commissariat général du Plan.

Il peut former des groupes de travail spécialisés sur des questions particulières et s'adjoindre, après accord du Commissariat général du Plan, les compétences et les avis d'organismes, d'entreprises, de bureaux d'études, d'associations, de représentants des pouvoirs publics ou de personnalités diverses.

Sur la base d'un projet établi par le président et le secrétariat, un programme de travail indicatif est proposé à la réunion plénière du Club pour l'année. Au cours de cette réunion, le programme est finalisé et un calendrier des réunions à organiser sur les thèmes choisis en commun est fixé.

L'activité du Club fait l'objet d'un court rapport annuel et de rapports spécifiques en fonction de l'avancement de chacune des thématiques abordées. L'opportunité de la publication de ces rapports est discutée au cas par cas au sein du Club et se fait en accord avec le Commissariat général du Plan.

Le travail du club associe plusieurs modes de fonctionnement concomitants pour tenir compte à la fois :

- de la variété des sujets traités ;
- des capacités de travail propres des groupes ;
- de la nécessité de rendre compte de leurs travaux et d'en rendre discutables les résultats par l'ensemble des membres du Club ;
- de la volonté de création de synergies méthodologiques entre thématiques et d'enrichissement transversal entre groupes ;
- du souci d'ouverture à de nouveaux sujets et à de nouvelles approches des problèmes prospectifs liés à l'énergie.

Depuis sa création fin 1998, le Club, qui comporte une centaine de membres (voir liste en annexe), s'est réuni 7 fois en séance plénière pour définir les orientations principales du travail, faire le point sur l'état d'avancement des

études engagées par les groupes et y apporter des inflexions si nécessaires, entendre les principales conclusions des études terminées, recevoir enfin des personnalités sur des thèmes nouveaux. Au cours de la période, le Club a ainsi eu l'occasion de débattre sur les sujets suivants introduits par l'exposé d'un orateur invité :

- l'étude ExternE de la Commission européenne (DG-XII) concernant l'internalisation des coûts externes des filières électriques (Jacques Lochard, directeur du CEPN) ;
- les scénarios énergétiques du *World Business Council for Sustainable Development* (Ged Davis, département Global environment, Shell International) ;
- l'écologie industrielle (Süren Erkman, directeur de l'Institut pour la communication et l'analyse des sciences et des technologies, (ICAST), Genève).

Quant aux groupes de travail, ils totalisent depuis fin 1998 une trentaine de réunions regroupant généralement 10 à 15 personnes (voire listes en annexe). Chaque groupe a produit un rapport de synthèse de son activité qui est repris plus loin au chapitre III.

2. Synthèse des premiers travaux, enseignements et questions émergentes

On peut regrouper l'ensemble des travaux du Club sous deux rubriques principales :

La première, regroupe les travaux orientés principalement vers l'étude de la demande d'énergie : déterminants de la demande d'énergie et développement des sociétés, aménagement des territoires et besoins d'énergie, liaisons entre la demande d'eau et la demande d'énergie.

La seconde, regroupe ceux qui concernent l'offre d'énergie et ses conséquences en matière de risques : énergies nouvelles et renouvelables, valeurs normatives des risques globaux d'environnement liés à l'énergie, évaluation et gestion des risques d'environnement associés à l'énergie.

2.1 Les premiers enseignements

Un premier constat s'impose, celui de l'importance accordée par le Club à une meilleure appréhension prospective de la demande d'énergie des sociétés, aussi bien développées qu'en développement, et aux conséquences sur l'environnement du développement des systèmes énergétiques mis en place dans chaque société.

Cette démarche consacre une rupture avec l'approche classique de la prospective énergétique, principalement centrée sur les problèmes de production et de première transformation de l'énergie (filières de production, ressources et réserves, substitutions, évolution des marchés internationaux des énergies fossiles, etc.). Sur les 6 groupes de travail en effet, seul l'un d'entre eux s'est délibérément consacré aux perspectives mondiales de la pénétration des énergies renouvelables et à ses conséquences sur le développement et l'environnement. Et même dans ce cas, la nature naturellement dispersée de la ressource a conduit le groupe à porter une attention particulière à la description des besoins auxquels seraient susceptibles de répondre les différentes filières renouvelables en développement.

Le second point qui ressort des travaux engagés concerne la variété des disciplines mises à contribution pour faire progresser les questions traitées. La focalisation sur l'aval de la chaîne énergétique, la demande énergétique, l'appréciation et la gestion des risques environnementaux associés aux systèmes énergétiques, met au cœur de l'analyse les sciences humaines comme l'épidémiologie, la sociologie, les sciences politiques, la géographie ou l'économie.

Le troisième point qui émerge des travaux du Club, intéressé a priori au très long terme et à l'espace géographique mondial, est que ces travaux trouvent des applications à très court terme dans l'actualité décisionnelle des pouvoirs publics français. C'est le cas par exemple de l'analyse de la valeur des risques (carbone et déchets nucléaires) alors que la Mission « effet de serre » élaborait un plan national de lutte contre l'effet de serre proposant des mesures structurantes à long terme. C'est aussi le cas de la Mission « coût des filières électriques » du Premier ministre conduite à fonder son analyse économique sur des scénarios prospectifs diversifiés jusqu'en 2070.

C'est aussi le cas des travaux engagés sur la part potentielle à moyen et long terme des énergies décentralisées par rapport aux énergies de réseaux

(électricité et chaleur) qui se révèlent aujourd'hui très utiles pour alimenter le débat sur la vulnérabilité des réseaux électriques aux aléas climatiques.

En fait, il semble bien que le choix d'un terme lointain, en libérant la réflexion des pesanteurs et des irréversibilités supposées inhérentes au très court terme, permet au débat de quitter le terrain de la simple prolongation des tendances passées et d'envisager la mise en place de solutions beaucoup plus diversifiées que l'on peut sereinement comparer. Il n'est donc pas étonnant que les travaux du Club puissent alors apparaître parfois comme ayant anticipé les événements imprévus auxquels se trouvent confrontées nos sociétés vis-à-vis de l'énergie et de l'environnement.

Le dernier point, qui est clairement apparu au cours de la première année de fonctionnement du Club, est la richesse de la confrontation des méthodologies d'approche de problèmes connexes mais traités traditionnellement par des communautés différentes.

Deux exemples viennent illustrer ce propos :

- celui des quatre études consacrées à la valeur des risques globaux. L'analyse croisée des études a permis de préciser les interdépendances, de mettre en évidence les analogies et les différences, non seulement dans leur définition et leur appréciation, mais peut-être surtout dans les méthodes d'évaluation et d'action, de précaution comme de prévention (confiance dans le progrès technique, divergences dans la prise en compte du temps long, dans la prise en compte des problèmes d'actualisation, leur traitement économique, etc.) ;

- celui des approches « ExternE » et « Ecologie industrielle ». La première approche, comme celle des Analyses du cycle de vie des produits (ACV), privilégie une analyse qui concentre l'ensemble des effets externes négatifs attribuables à une filière énergétique sur un produit ou un vecteur énergétique déterminé. C'est à partir du produit final, considéré isolément, que se construit l'ensemble de l'analyse. La seconde, par analogie avec la méthode de l'écologie scientifique, privilégie au contraire une analyse des liens entre différentes activités industrielles et bouleverse la conception des « externalités » dans la mesure où les déchets d'une activité ont vocation (tout au moins théorique) à être recyclés par une autre activité industrielle dont ils deviennent un intrant (énergétique ou matériel). Les deux approches s'appuient sur des champs spatiaux et temporels très différents et conduisent à des résultats très divergents.

2.2 Des pistes de travail nouvelles pour l'an 2000

C'est bien souvent au carrefour des préoccupations de différents groupes de travail ou à partir des questions soulevées par plusieurs études que se sont dégagées de nouvelles pistes de travail pour le Club en 2000.

C'est ainsi par exemple qu'une étude sur l'évolution des concepts d'indépendance, de sécurité et de vulnérabilité énergétique est apparue très utile pour éclairer les débats engagés au sein du Club, aussi bien :

- dans le groupe « Aménagement du territoire et demande d'énergie » pour éclairer le débat énergies décentralisées versus énergie centralisée (sécurité, vulnérabilité) ;

- dans le groupe « Valeur des risques d'environnement global » pour instrumenter le débat sur les réserves fossiles et fissiles (indépendance énergétique) ;

- dans le groupe « Demande d'énergie et développement » pour mieux saisir les implications de la maîtrise de l'énergie sur l'indépendance et la sécurité énergétique ;

- dans le groupe « Energies renouvelables » pour instrumenter le débat sur le rôle des énergies renouvelables dans la recherche d'une sécurité d'approvisionnement, etc.

On trouvera dans les rapports de chacun des groupes de travail un contenu précis des études que ceux-ci se proposent d'engager ou qui sont en cours de réalisation et qui sont rappelées ci- dessous.

Première liste des études proposées ou engagées par le Club pour l'année 2000

- Contenu en carbone des filières non conventionnelles de mise à disposition de carburants ou de combustibles à partir des combustibles fossiles

- Evolution des concepts d'indépendance, de sécurité et de vulnérabilité énergétique

- Etude de la possibilité et des conditions de mise en place d'un engagement international de limitation des déchets nucléaires à haute activité et longue durée de vie (un « Kyoto des déchets »)

- Alimentation mondiale et consommation d'énergie *(engagée fin 1999)*
- Concepts et nomenclatures pour les études énergétiques sur longue période *(engagée fin 1999)*
- Influence de la densité d'occupation de l'espace sur les consommations d'énergie en France, hors déplacements *(engagée fin 1999)*
- Estimation de la part potentielle de la production d'énergie décentralisée par rapport à l'ensemble de la production *(engagée fin 1999)*
- Analyse du contenu des schémas régionaux de service énergie
- Politiques régionales et effet de serre
- Reconstruction du réseau électrique et production décentralisée
- Implication des acteurs dans l'évaluation et la gestion du risque : le cas du diesel *(engagée fin 1999*)
- Opportunités et contraintes résultant de la directive européenne sur les ENR
- Conséquences à court terme de la Convention Climat sur le développement des ENR
- Impact des évolutions techniques sur l'emploi des énergies renouvelables dans les bâtiments (secteurs résidentiel et tertiaire)
- Etude bibliographique de la matrice « eau-énergie »

3. L'activité des différents groupes de travail en 1999

3.1 Groupe n° 1 : « Prospective de la demande d'énergie »

Le groupe 1 ***« Prospective de la demande d'énergie »*** constitué d'une quinzaine de personnes dont on trouvera la liste en annexe, s'est réuni 5 fois au cours de l'année 1999. Son cahier des charges initial, résumé sous forme d'une fiche de programme et discuté en groupe plénier le 30 septembre 1998 est rappelé ci-dessous :

« Prospective de la demande d'énergie »

Le lien entre le développement 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.

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). 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.

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 ?

Pour progresser sur ces questions, il paraît nécessaire de mieux appréhender l'évolution des principaux besoins associés aux différentes étapes du développement des sociétés (alimentation, santé, logement, loisirs, culture, éducation, etc.), de donner des éléments de description des moyens nécessaires à leur satisfaction (industrie, tertiaire, transports), de les traduire en services énergétiques, et enfin, de les traduire en besoins d'énergie primaire à travers les technologies de transformation.

L'objectif du groupe de travail est de bâtir un cadre de cohérence explicatif des consommations d'énergie permettant de procéder à des analyses prospectives à long et très long terme de la demande d'énergie dans un contexte mondial. Les exercices de prospective sur très longue période (au-delà de trente ans) déjà réalisés reposent sur une représentation de la demande d'énergie qui n'est pas cohérente avec ces horizons et l'ambition du groupe est de définir les axes de recherche permettant d'identifier un cadre conceptuel approprié pour ces exercices de prospective.

L'enjeu final résidant dans la capacité à représenter de façon quantitative les consommations d'énergie au niveau mondial sous différentes hypothèses de développement à un horizon de 2050 ou 2100, ce cadre conceptuel doit être adapté aux différents contextes, pays développés et pays en développement, prenant en compte les phénomènes de rattrapage économique ou de différenciation des modes de développement.

La problématique

La prospective de la demande d'énergie repose habituellement sur la définition d'une relation entre cette demande, au niveau global ou à des niveaux détaillés, et une ou plusieurs variables que l'on projette à l'horizon de la prospective : la demande globale d'énergie d'un pays a pu ainsi être reliée à l'évolution du produit intérieur brut ; les consommations finales à un niveau détaillé ont pu être corrélées aux prix des énergies rendues aux utilisateurs ou caractérisées par des consommations unitaires dont l'évolution est liée au progrès technique et à sa diffusion.

Les différentes méthodes utilisables sont spécifiques de l'horizon temporel de la prospective. Ainsi les modèles économétriques, reliant les consommations d'énergie aux prix peuvent permettre des projections à des horizons de quelques années dans la mesure où l'on dispose de séries historiques suffisamment longues des prix et des consommations pour valider les élasticités qui relient ces variables. Les modèles technico-économiques pour leur part représentent les consommations d'énergie au travers de consommations unitaires et des niveaux d'activité pour chacun des usages ; la prospective conduit alors à estimer les évolutions des consommations unitaires à partir d'hypothèses exogènes portant sur le progrès technique et sa diffusion dans les usages de l'énergie, les niveaux d'activité étant projetés à partir de modèles macro-économiques ou sectoriels. Ces derniers modèles sont adaptés à des prospectives de 10 ou 20 ans.

A plus long terme on se heurte à plusieurs difficultés : la première porte sur la prospective technologique proprement dite : quelles seront les technologies disponibles commercialement dans cinquante ou cent ans ? La seconde porte sur les usages de l'énergie : quels seront les usages (ou les besoins) à cet horizon ? La première question, relative à la technologie, peut être introduite de façon exogène, chacune des options technologiques permettant de paramétrer le modèle et d'apprécier, pour un niveau de besoin donné, les variations d'amplitude de la demande. La problématique des usages est autrement plus

complexe puisqu'il s'agit d'identifier une structure de ces usages suffisamment robuste pour représenter la demande à un horizon lointain.

Dans les modèles de prospective de l'énergie communément utilisés, les usages sont structurés au travers d'une nomenclature sectorielle : industrie, résidentiel, tertiaire, transport, etc., eux-mêmes éventuellement décomposés en sous secteurs « représentatifs » des usages. Mais cette décomposition des consommations pose des problèmes difficilement solubles dès que l'on s'adresse au long terme : certaines consommations initialement intégrées au secteur industriel, se retrouvent après plusieurs décades dans les consommations du secteur tertiaire parce que les activités correspondantes ont été externalisées des entreprises manufacturières vers les entreprises de service ; de la même façon des consommations initialement domestiques résultant de la préparation et de la cuisson des aliments « migrent » vers des consommations industrielles des entreprises de l'agro-alimentaire au fur et à mesure de l'industrialisation de l'alimentation (plats surgelés ou plats préparés). Il est évident que l'évolution technologique façonne l'évolution des « besoins sociaux », tant dans leur expression que dans leur intensité. L'usage que l'on fait aujourd'hui de la voiture répond à des besoins de mobilité dont une partie serait tout simplement inexistante sans elle. Ce rôle essentiel de la technologie dans la formation des besoins sociaux pose un problème particulier dès lors que l'on se situe sur un horizon où le paradigme technologique peut changer fondamentalement, et où des technologies fondées sur des connaissances scientifiques aujourd'hui inexistantes ou fragmentaires pourraient devenir des standards universels. On comprend bien dès lors que cette structure des usages n'est pas opérationnelle pour construire des images des usages futurs de l'énergie qui répondraient à de grandes options concernant les modes de vie.

Cette problématique recouvre l'essentiel de la démarche engagée au sein du groupe.

Les travaux du groupe en 1999

Les travaux se sont initialement focalisés autour de deux approches :

- une réflexion sur la structure représentative des consommations d'énergie sur le long terme au travers des déterminants de ces consommations ;
- l'analyse de travaux de recherche déjà réalisés, visant à évaluer les consommations d'énergie associées à de grandes « fonctions » de consommation supposées pérennes dans leur finalité.

La réflexion sur les déterminants de la demande d'énergie sur le long terme a conduit à aborder deux concepts : celui de « besoins fondamentaux » et celui des budgets temps. Le concept des « besoins fondamentaux » a déjà été exploré par différents chercheurs (B. Sorensen, P. Radanne, J. Goldemberg) et repose sur le principe que les activités humaines se résoudraient à la satisfaction d'un certain nombre de besoins fondamentaux ou fonctions de base : fonction « alimentation », fonction « tanière », fonction « accomplissement de soi », fonction « production ». L'objectif est alors de rapporter l'ensemble des consommations d'énergie à ces fonctions de base et à évaluer comment ces consommations évoluent sur longue période. Le concept des budgets temps, présenté par B. Chateau (Enerdata), conduit à analyser le temps passé par les hommes pour satisfaire ces différents besoins fondamentaux afin d'identifier des tendances stables sur longue période et de pouvoir corréler les temps passés aux consommations d'énergie. L'idée est que le temps passé à la fonction alimentation par exemple décroît tendanciellement au cours du développement au bénéfice de la fonction « production », puis la fonction « production » au bénéfice de la fonction « accomplissement de soi ».

Ces différents concepts et ébauches d'approches nouvelles ont été discutés dans le cadre du groupe. L'analyse des usages de transport, des temps passés et des besoins auxquels répondent les déplacements pose le problème de savoir dans quelle mesure les déplacements peuvent être « réduits » à des besoins fondamentaux et aux grandes catégories de fonctions de base. Au-delà des discussions conceptuelles, le développement de ces approches, pour qu'elles deviennent opérationnelles, suppose de disposer de données qui ne sont pas immédiatement disponibles (temps passé pour les différentes fonctions de base au cours des décennies passées, bilans énergétiques permettant de rapporter les consommations aux fonctions de base, etc.).

Des travaux visant à reconstruire le bilan énergétique français dans une nomenclature de six besoins fondamentaux (alimentation, logement, équipement de la personne, santé, éducation, culture et loisirs) à partir du bilan traditionnel par secteur ont été présentés par Carine Barbier (ECODEV). Ce travail, réalisé pour l'année 1980, a permis de lier 60 % de la consommation nationale d'énergie aux besoins fondamentaux identifiés. Par ailleurs, les résultats portant sur le contenu énergétique de la « fonction » logement ont été analysés.

L'objectif de ces travaux visait à estimer les consommations d'énergie imputables au logement en intégrant, l'énergie consommée au stade de la

construction du bâtiment, celle résultant de l'occupation du logement, enfin celle nécessaire à son « élimination » en fin de vie (traitement des déchets).

Deux démarches ont été présentées, empruntées respectivement à ECODEV (CNRS) et à INESTENE. ECODEV procède à une ventilation des consommations des branches d'activité concernées (BTP, fabrication de ciment, d'acier, etc.) au prorata des valeurs ajoutées des activités et du nombre de logements. INESTENE (Nicolas Houdan) évalue une consommation moyenne en produits intermédiaires et retient des consommations énergétiques unitaires représentatives de chaque produit. L'approche « top down » d'ECODEV (C. Barbier) conduit à 11 tonnes équivalent pétrole pour la construction d'un logement moyen, celle d'INESTENE calcule 8 Tep avec l'approche « bottom up ». L'objectif, de procéder à des comparaisons inter-temporelles afin d'apprécier l'évolution du bilan énergétique global d'un logement au cours des décennies passées, se heurte au manque de disponibilité des données ce qui ne permet pas de procéder aux mêmes estimations pour des années antérieures à 1980.

Trois axes de recherche ont été identifiés afin de structurer les activités ultérieures du groupe :

- *analyse de la demande énergétique mondiale* : définition d'une nomenclature et d'indicateurs physiques déterminants. L'approche proposée est de définir une nomenclature de la demande d'énergie qui soit l'expression de l'évolution des besoins des populations et de leur mode de satisfaction au cours du développement et qui puisse s'appliquer aux pays industrialisés pour les décennies passées, ainsi qu'aux nouveaux pays industrialisés et autres pays en développement pour les décennies plus récentes. La définition des besoins s'appuierait sur les travaux existants et discutés au sein du groupe (alimentation, logement, santé, etc.). Les niveaux d'activité des besoins de base peuvent être définis pour chaque région ou pays en fonction des niveaux de développement (cf. travaux de J. Goldemberg). La consommation d'énergie de chaque poste correspondant à un besoin est caractérisée par plusieurs indicateurs physiques et les efficacités énergétiques correspondantes ;

- *alimentation mondiale et consommation d'énergie*. L'alimentation semble en effet continuer de mobiliser une partie importante de la consommation d'énergie des pays industrialisés, si l'on tient compte des consommations d'énergie indirectes (engrais, agro-alimentaire, transport…). Ce poste représente une part relative encore plus importante dans les pays en

développement alors que 20 à 40 % de la population ont un apport alimentaire insuffisant. Compte tenu de la croissance démographique mondiale, la satisfaction des besoins alimentaires est un enjeu majeur du développement. Par là même elle continuera de constituer un pan important de la demande énergétique mondiale. L'objet de la recherche est, dans un premier temps, d'évaluer les consommations d'énergie directes et indirectes nécessaires à l'alimentation dans les différentes régions du monde et, dans un second temps d'évaluer l'évolution de cette demande énergétique pour la satisfaction du besoin alimentaire à partir de scénarios de demande de production alimentaire mondiaux (scénarios de la FAO, de la Banque mondiale, de l'IFRI) ;

- *consommation des ménages, taux d'équipements et niveaux de développement*. L'objectif est de mieux comprendre l'évolution de la structure des dépenses des ménages au cours du développement et ses conséquences sur la demande énergétique. En 2050, la population des pays en développement représentera 88 % de la population mondiale et la demande d'énergie sera déterminée par deux facteurs essentiels : le niveau de vie qui détermine en grande partie les taux d'équipements en biens durables, en biens de consommation courante, en dépenses pour les loisirs et l'efficacité énergétique de la production et de l'usage de ces biens et services. L'évolution du budget des ménages sera analysée dans le temps et pour les principales régions du monde ; les conséquences sur la demande d'énergie seront étudiées à partir de ratios énergétiques correspondant aux différents types de dépenses.

Ces orientations se sont traduites par deux projets de recherche engagés à l'automne 1999 :

- une étude préalable au premier axe de recherche identifié plus haut et portant sur une étude bibliographique visant à identifier et rassembler les concepts et nomenclatures utilisés dans différentes disciplines au niveau des chercheurs, des organisations internationales ou des ONG et qui pourraient avoir une utilité pour les analyses énergétiques tout en restituant les débats existants autour de ces notions. Deux axes seront privilégiés : la description des comportements et des structures de consommation en biens et services qui en découlent d'une part, la description des « espaces » géographiques concernés d'autre part ;

- un projet de recherche engagé avec le CIRAD et le CIRED portant sur la prospective alimentaire et les impacts sur la demande d'énergie, correspondant au second axe de recherche identifié.

Le bilan de l'activité du groupe montre que si la problématique et les réflexions sont très riches et mobilisent l'attention des experts et des « décideurs », la formulation des questions et des pistes de travail en véritables projets de recherche est très difficile. Les concepts mis en avant sont en effet par nature très pluridisciplinaires et débordent largement l'expertise du champ de l'énergie. Par ailleurs la « demande de recherches » identifiée au sein du groupe ne rencontre pas aisément une offre de la part d'équipes, dont les compétences sont appropriées à la nature des travaux, mais qui sont déjà engagées sur d'autres travaux et qui ne disposent pas de chercheurs confirmés disponibles pour s'engager sur de nouvelles orientations.

De nouvelles pistes de travail pour l'activité du groupe dans les mois à venir ont été identifiées :

- l'une porte sur les nouvelles technologies de l'information et de la communication et leur lien avec les consommations d'énergie au travers de la mobilité. Il s'agit dans un premier temps de faire un bilan des recherches et prospectives récemment réalisées, notamment dans le cadre d'autres travaux du Commissariat général du Plan et d'identifier celles qui pourraient déboucher sur des thématiques concernant la demande d'énergie ;
- une autre porte plus spécifiquement sur l'impact potentiel d'Internet sur la dématérialisation de la croissance, l'objectif à terme étant d'évaluer son impact sur le transport de personnes d'une part et sur celui des marchandises d'autre part ;
- une dernière piste de réflexion consisterait à explorer l'horizon 2050 à partir de niveaux normatifs de consommation d'énergie. Par exemple, une tonne équivalent pétrole par habitant et par an : quelle signification en terme d'usages de l'énergie compte tenu de différentes options technologiques ?

3.2 Groupe n° 2 : « Energie, territoires, infrastructures »

Le groupe composé d'une vingtaine de personnes, complété en cours d'année par des élus ou techniciens territoriaux apportant une expérience et des réflexions issues de cette expérience, s'est réuni 5 fois en 1999. Son cahier des charges initial, discuté en groupe plénier le 30 septembre 1998 et résumé sous la forme d'une fiche de programme est rappelé ci-dessous.

Territoires et infrastructures

Les travaux de l'atelier « Les défis du long terme » de la commission « Energie 2010-2020 » ont montré l'importance des infrastructures dans la constitution de la demande énergétique finale associée à chacun des grands services requérant de l'énergie.

En effet le progrès technique intervient sur des produits qui remplissent des fonctions, elles-même » largement déterminées par des infrastructures de très grande durée de vie, venant relativiser l'influence de ce progrès sur les consommations d'énergie.

Mais d'un autre côté il est probable qu'un certain nombre de progrès technologiques sur des « produits » aient des conséquences majeures sur les infrastructures dont certaines pourraient dans l'avenir se révéler inutiles. On pense aux infrastructures fixes de téléphone par exemple, le téléphone mobile risquant de s'imposer directement dans des pays aujourd'hui à peine équipés de réseaux téléphoniques à fil. On pense aussi à la concurrence des infrastructures de transport du gaz et de l'électricité si la pile à combustible permet l'accès local à l'électricité. On peut penser aussi à l'allongement des distances de transport de l'électricité que pourrait permettre la supraconductivité.

Au total, pour certains secteurs, les gains technologiques et les choix d'infrastructures auront des effets qui compensent la croissance prévisible de l'activité et les consommations sur certains postes devraient décroître.

Pour d'autres, les gains d'efficacité énergétique devraient pour le moins compenser la progression de l'activité, et les consommations énergétiques globales stagner.

Pour le secteur des transports, les gains technologiques pourraient être au contraire plus que compensés par l'augmentation de la demande en service.

La poursuite de ce travail devrait permettre de faire prendre une plus grande conscience aux décideurs publics et privés des conséquences sur le long terme de leurs décisions d'aménagement du territoire, d'urbanisme et d'organisation industrielle, prises la plupart du temps au nom de considérations très éloignées de la consommation énergétique (en quantité et en qualité).

Problématique

Les premières réunions du groupe ont permis d'affiner la problématique et la méthode de travail.

Le système énergétique centralisé que nous connaissons depuis 50 ans, a été construit par l'Etat et les grands opérateurs nationaux, sans que la composante territoriale joue un rôle particulier. Le pouvoir local ou régional a été presque absent de la politique énergétique. Dans le futur, le système énergétique devra prendre pleinement en compte les territoires pour trois raisons principales.

- *Une part croissante de la consommation d'énergie est déterminée par le type d'occupation de l'espace urbain*

Selon que la ville s'étale dans l'espace ou se construit de façon compacte, les consommations énergétiques sont très différentes, en premier lieu en raison de la longueur des déplacements quotidiens, mais aussi par le biais des besoins de chauffage et de l'activité des services urbains.

Au-delà de ce constat général, nous ne connaissons que très peu ce phénomène, ses mécanismes, son processus de développement. Une recherche commune aux domaines des transports, du génie urbain, et de la sociologie est nécessaire pour accroître notre savoir. La fuite des centres villes, la pression foncière, la recherche de la maison au silence et dans la verdure pour les jeunes ménages, tout le processus de formation de la ville éclatée a été étudié, mais ses conséquences sur la consommation énergétique sont peu connues et mal mesurées. Le rôle de la construction de nouvelles infrastructures de transports est à préciser : elles permettent d'accroître les distances tout en maintenant un temps de déplacement remarquablement stable. Sont-elles génératrices de déplacements plus nombreux et plus lointains ?

Il reste ensuite à chercher comment on peut tenter de maîtriser ce phénomène.

L'objectif d'une ville permettant des courtes distances peut-il se traduire dans des politiques ?
La liberté de chacun d'habiter où bon lui semble est-elle un phénomène dont il est impossible de maîtriser les effets ?
Un blocage des investissements de transport routier en milieu urbain suffirait-il à inverser la tendance ?
L'expérience hollandaise de liaison entre les densités autorisées et la proximité des réseaux de transport public doit être étudiée attentivement.

- *Les productions énergétiques décentralisées vont prendre une place nouvell*e

Le système de production-distribution de l'énergie s'est organisé dans notre pays sur le principe de la recherche d'économies d'échelle. On a donc construit

de très grands équipements de production d'électricité et de gaz centralisés qui alimentent un réseau de transport et de distribution sur tout le territoire. La production locale n'a pas été intégrée, ni les possibilités d'utilisation importante des énergies renouvelables. Or, les évolutions techniques et économiques rendent de plus en plus intéressantes les solutions de production décentralisée.

En quoi la cogénération, l'électricité photovoltaïque, l'utilisation massive de l'énergie issue du bois, des déchets, du biogaz, peuvent-ils être de nature à modifier ce modèle ? Ou ces énergies resteront-elles cantonnées dans un rôle très marginal ?

Une partie des énergies renouvelables est exploitée localement et n'est pas transportable. Leur utilisation peut s'intégrer dans des logiques de développement local, sous l'impulsion des collectivités territoriales ou d'entreprises régionales. En quoi la prise en compte d'une logique territoriale dans la production et la distribution d'énergie peut-elle modifier le modèle actuel, ses optimisations économique et sociale ?

- *Tous les équipements lourds de production et de transport d'énergie doivent trouver une localisation*

Leur implantation suscite de plus en plus des oppositions fortes de la population, que ce soit les centrales de production, les sites de stockage des déchets, les lignes de transport d'électricité. Après une période où les équipements lourds étaient recherchés pour des raisons économiques et fiscales, la nouvelle période est plutôt celle du rejet. Un équipement énergétique nouveau a besoin d'une acceptation sociale. Comment cette situation nouvelle va-t-elle peser sur les systèmes énergétiques ?

Travail du groupe en 1999

Le groupe a dans un premier temps tenté de préciser la situation actuelle.

1 – L'aménagement de l'espace et le choix de systèmes de transports constituent un facteur essentiel des consommations énergétiques de l'avenir.

La question de la densité de l'occupation de l'espace a demandé au groupe un travail de mise en commun des cultures entre les familiers de la question, issus du secteur des transports et de l'urbanisme, et les énergéticiens.

La légitimité de la question a été mise en cause par certains au nom de la liberté individuelle. Il a été convenu que la collectivité publique doit se poser des questions au nom, entre autres, de la maîtrise des consommations d'énergie et de celle des pollutions.

Une revue rapide des travaux menés sur la question des déplacements a permis de constater que la question a déjà donné lieu à de nombreuses recherches, et que le groupe, au départ, n'apporterait rien de plus.

En revanche, le groupe a découvert l'absence quasi totale d'études sur le lien entre la densité d'occupation du sol et les consommations énergétiques de l'habitat et des services. Si la ville dense consomme moins que la ville étalée, c'est parce que les déplacements y sont plus courts, mais aussi parce que le chauffage des logements et le fonctionnement des services demandent moins d'énergie, toutes choses égales par ailleurs.

Pour compléter les connaissances à ce sujet, le groupe a commandé une étude confiée par le Commissariat général du Plan au bureau d'études CEREN, étude presque terminée en début d'année 2000.

2 – Les nouveaux moyens de production décentralisée s'inscrivent dans le développement local.

L'accord est général sur l'émergence des moyens de production décentralisée, mais on manque d'estimations quantitatives.

La production décentralisée peut-elle assurer 10 % ou 50 % (ou plus) de la production totale d'énergie ? Le groupe s'est interrogé sur cette question, non seulement à propos de l'électricité, mais aussi de la chaleur.

Le groupe a élaboré le cahier des charges d'une étude que le Commissariat général du Plan a confié au bureau d'études Explicit.

Un des intérêts de la production décentralisée est la diminution de la taille des réseaux de distribution. La question est venue au devant de la scène avec la tempête de fin décembre et une question : un réseau plus décentralisé aurait-il été moins vulnérable ? Il serait souhaitable d'organiser une réflexion sur cette question, pour pouvoir orienter l'effort de reconstruction du réseau électrique sinistré.

Le groupe n'a pas abordé le 3e point de son programme initial sur l'acceptation sociale des équipements énergétiques, mais il s'est interrogé sur deux questions institutionnelles qui lui ont été suggérées par l'actualité : l'ouverture des réseaux à la concurrence ainsi que la mise en place des schémas de services collectifs.

3 – L'influence de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz sur les pouvoirs locaux

Le groupe a auditionné un expert du sujet qui dispose d'un observatoire européen.

Si elles sont toutes concernées par l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, les municipalités européennes connaissent des situations de départ très différentes selon les pays. On peut identifier deux modèles :

- dans les pays à tradition et culture fédérale, les autorités locales jouent un rôle très important dans l'approvisionnement énergétique : des réseaux multi-énergie avec beaucoup de cogénération, l'utilisation de ressources locales, des entreprises municipales fortes, une coordination effective avec la politique d'environnement, une activité de conseil des consommateurs pour maîtriser leur demande énergétique. C'est peu ou prou le modèle de l'Europe du Nord ;

- dans les pays à tradition centralisée, l'énergie est une activité dont les centres de décision sont de l'ordre de l'Etat. De ce fait, on a longtemps considéré que la dimension locale n'était pas adéquate pour aborder la politique énergétique. La commune est d'abord un consommateur client des compagnies énergétiques, les ressources locales sont peu exploitées, la cogénération est peu présente, il n'y a pas d'approche multi-énergie. C'est notre cas français, mais aussi celui des pays d'Europe du Sud et de la Grande-Bretagne.

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz va bouleverser sérieusement le modèle fédéral, mais aussi le modèle centralisé. Quelles observations peut-on faire après quelques mois d'ouverture des marchés dans certains pays ?

La municipalité est une forte consommatrice d'énergie en de nombreux points et n'a pas toujours la possibilité de se faire reconnaître comme un gros client unique pour l'ensemble de sa consommation. Les villes travaillent par appels

d'offres, et ont parfois pu imposer un code de bonne conduite aux fournisseurs. Mais le temps de retour de leurs actions d'économie d'énergie n'est plus attractif aujourd'hui, et le changement de fournisseur au gré des appels d'offres ne favorise pas des relations de confiance.

L'avenir des compagnies municipales de production et distribution est très incertain.

Le système est très fragile Si les quelques gros consommateurs de la ville changent de fournisseur, c'est tout l'équilibre de l'édifice qui peut s'écrouler. Une construction minutieuse d'un édifice d'économie locale et de développement durable risque d'être mis en danger.

On observe partout des ouvertures de capital, des concentrations, ou même des ventes.

Le Danemark a décidé de taxer à 100 % les ventes de capital des entreprises municipales.

La municipalité incite à mieux consommer. La baisse des prix et la prédominance du critère économique risquent de rendre plus difficile une action de sensibilisation des habitants. Mais on assiste aussi à des initiatives intéressantes, dont les meilleures viennent des villes anglaises qui entreprennent les actions nécessaires à la réduction de 20 % des consommations énergétiques de l'ensemble des logements de la ville, publics et privés. Les villes ont dans ce cadre mis au point un ensemble de méthodes de suivi et d'analyse, ainsi que des groupements de consommateurs, afin de permettre à leurs citoyens de devenir des consommateurs d'énergie avertis. Certaines les aident même à faire des appels d'offres collectifs pour l'électricité et le gaz.

Le groupe souhaite suivre de près l'évolution de cette situation en Europe. Il s'interrogera sur la capacité des villes françaises a jouer un rôle de régulation à travers leur pouvoir d'autorité concédante.

4 - Les schémas de service énergie donnent un nouveau cadre à l'action territoriale.

La récente loi sur l'aménagement du territoire a introduit une nouveauté, les schémas de service énergie. Il s'agit d'engager une concertation Etat - région, pour repérer les potentiels d'économies d'énergie et d'exploitation d'énergies

locales et renouvelables. Ces schémas pourront aussi être élaborés au niveau des villes.

Le groupe a consacré une séance à l'examen de la méthode employée et à l'étude du schéma de la région Nord-Pas-de-Calais.

Perspectives pour 2000

Le groupe consacrera ses premières réunions de l'année 2000 à s'informer des résultats des travaux engagés :

- résultats des deux études engagées ;
- recensement du contenu des schémas de service énergie régionaux et réflexion sur l'intérêt de la procédure ;
- point régulier des conséquences de l'ouverture des marchés sur les pouvoirs locaux.

Il tentera de développer une réflexion sur deux questions d'actualité :

- quel mode de reconstruction du réseau électrique endommagé par la tempête : faut-il reconstruire à l'identique ou profiter de l'occasion pour aménager plus de moyens de production décentralisés ? Dans ce cas, peut-on construire des réseaux de capacité diminuée ?
- comment les politiques des régions, des pays, des agglomérations urbaines peuvent-elles contribuer au plan de lutte contre l'effet de serre ?

Il abordera enfin une réflexion de synthèse en élaborant un document d'orientation : comment développer la composante énergétique des politiques territoriales et la composante territoriale de la politique énergétique ?

3.3 Groupe n° 3 « Valeur normative des risques d'environnement global »

Le groupe n° 3 du Club « Energie, prospective et débats », constitué d'une quinzaine de personnes dont on trouvera la liste en annexe, s'est réuni 5 fois au cours de l'année 1999. Son cahier des charges initial, discuté en groupe plénier le 30 septembre 1998 est résumé sous forme d'une fiche de programme.

Valeur normative des risques globaux attachés à un choix énergétique

Les travaux de la commission du Plan ont fait émerger la proposition, à propos de l'analyse du risque climatique et des moyens d'y faire face, « d'un signal prix universel du carbone assez bas pour être accepté mais progressant à un rythme annuel donné ». Cette idée reparaît dans le chapitre consacré à la maîtrise de la demande d'énergie où le groupe propose de fixer dès maintenant « une valeur internationale du carbone » (p. 228 du rapport de l'atelier A4).

Il s'agit dans l'esprit des auteurs de tenter de fixer de façon normative une « valeur du carbone », en attendant que le marché éventuel des permis négociables de carbone aboutisse à un signal-prix international homogène du carbone qui s'impose pour l'ensemble de l'activité économique. Donc en quelque sorte donner une valeur quantifiée, au besoin évolutive dans le temps au « principe de précaution ».

Cette valeur normative, dans le même esprit que celui qui a présidé à la définition d'un taux d'actualisation (qui fixe l'intensité de la préférence pour le présent par rapport à l'avenir) fixerait la valeur qu'on accorde à l'utilité d'économiser une tonne de carbone pour se prémunir contre les éventuels conséquences d'un changement climatique engendré par les émissions de carbone. Cette valeur n'est pas directement liée aux coûts des dégâts potentiels d'un réchauffement potentiel du climat mais plutôt à l'importance qu'on accorde à ne pas voir les émissions mondiales évoluer trop vite. Cette valeur normative serait utilisée pour comparer différents projets d'investissement de la même manière qu'on le fait avec le taux d'actualisation.

L'approche proposée se justifie en particulier parce qu'il s'agit d'un problème d'environnement global.

Cette question mérite sans aucun doute d'être approfondie, en particulier pour en évaluer la pertinence et les modalités d'application au regard de l'objectif de réduction des émissions souhaité et donc des risques de réchauffement climatique.

Mais envisager la définition d'une telle valeur carbone sans envisager en même temps un travail d'identification des moyens de quantifier d'autres valeurs de risques de nature globale serait tout à fait contraire à l'esprit qui a présidé au travail de la commission.

En effet, en ce qui concerne les risques globaux liés au développement des systèmes énergétiques, le groupe « Energie 2010-2020 » a mis en évidence quatre risques globaux, qui lui apparaissaient comme majeurs : la raréfaction des ressources fossiles, le risque climatique, les risques nucléaires et en particulier les problèmes de stockage des déchets, les problèmes de concurrence d'usage des sols potentiellement engendrés par un usage extensif des énergies renouvelables.

L'atelier « Les défis du long terme » a mis en avant l'interdépendance de ces risques globaux. Dans ces conditions, il paraît indispensable de développer des méthodes de quantification utilisables pour ces quatre risques pour éviter de focaliser les politiques économiques sur la prévention d'un risque en évacuant les autres de la sphère économique.

La méthode de travail retenue par le groupe a consisté :

- à définir le cahier des charges de quatre études portant chacune sur l'un des risques identifiés ;
- à confier à des bureaux d'études ou organismes de recherche chacune des études ;
- à discuter tous les deux mois environ de l'état d'avancement de chacune des études, en précisant les orientations, en apportant des informations et des commentaires, en comparant les méthodologies employées dans les différents cas.

Les quatre études, dont les trois premières ont été financées par le Commissariat général du Plan et la dernière par le programme Ecodev du CNRS ont été confiées aux personnalités et organismes suivants :

1 – « ***Le concept de valeur du carbone*** » : évaluations et applications dans les politiques de lutte contre le changement climatique. Etude confiée à Odile Blanchard et Patrick Criqui, Institut d'économie et de politique de l'énergie (IEPE) du CNRS.

2 – « ***La valeur normative de la raréfaction des sources d'énergie fossile*** ». Etude confiée à Jacques Percebois et Jean-Christophe Poudou, Centre de recherche et économie et droit de l'énergie, (CREDEN), faculté des sciences économiques, université de Montpellier.

3 – « ***Le problème des déchets nucléaires à vie longue : éléments de réflexion sur le calcul d'une valeur d'évitement*** ». Etude confiée à Yves Marignac, Groupe d'histoire et de diffusion des sciences d'Orsay, université de Paris-sud XI, Orsay.

4 – « ***Comment les politiques de long terme peuvent-elles prévenir une concurrence entre les cultures énergétiques et les cultures alimentaires pour l'utilisation des sols agricoles ?*** ». Etude confiée à Claire Monot, Association Solagral, Montpellier.

Les méthodes employées, les analyses réalisées, la bibliographie recueillie, ainsi que les principales conclusions et perspectives de chacune des études sont rassemblées dans quatre rapports mis en annexe à ce rapport d'activité

Nous n'y reviendrons donc pas dans cette synthèse où nous allons tenter de tirer des conclusions globales de l'analyse croisée des méthodologies retenues, des

résultats obtenus, et de tracer quelques pistes de réflexion nouvelles à l'issue de ces premières études.

La richesse d'analyses parallèles et concomitantes des risques globaux

L'intérêt d'études parallèles sur les quatre risques s'est révélé particulièrement pertinent sur plusieurs plans. Donnons en trois exemples :

1 - Epuisement des ressources fossiles et valeur du carbone

L'analyse du risque de raréfaction des ressources fossiles a conduit les auteurs du rapport à conclure qu'il n'était pas pertinent d'attribuer une valeur normative significative au risque d'épuisement des ressources fossiles. Il s'établit en effet un nouveau consensus sur l'idée que le progrès technique devrait permettre d'assurer [1] :

- une continuité technique et économique entre les ressources dites « conventionnelles » et les ressources « non conventionnelles » (pétroles très profonds, pétroles lourds, asphaltes, etc.) ;

- une très grande substituabilité entre ressources fossiles pour l'obtention d'énergies finales déterminées (carburants, combustibles, etc.).

Dans ces conditions, les auteurs du rapport et les membres du groupe n'estiment pas nécessaire de définir une valeur normative d'épuisabilité des ressources fossiles, tout au moins dans une optique collective et internationale. Des considérations d'indépendance nationale ou régionale, pourraient cependant faire évoluer ce discours et amener les pouvoirs publics à donner une valeur normative à la sécurité d'approvisionnement en énergie fossile.

Néanmoins, il est très probable que le recours à des ressources plus difficiles à extraire ou à transformer en produits finis, ou la substitution de ressources fossiles les unes par les autres, s'accompagnera de dépenses énergétiques nouvelles et donc d'un renforcement des émissions de gaz à effet de serre pour la mise à disposition finale d'un produit ou d'un vecteur énergétique déterminé (par exemple d'un carburant de qualité déterminée). La valeur du carbone mise en évidence par l'étude qui y est spécifiquement consacrée va donc intervenir indirectement et de façon non linéaire dans l'application du principe de précaution vis-à-vis du risque d'épuisement des énergies fossiles. En effet si, à

(1) Contrairement à l'idée fréquemment développée dans les années 1980.

chaque unité d'énergie fossile finale dépensée aujourd'hui ou dans un proche avenir, on peut attribuer une quantité physique d'émission de GES, le recours dans l'avenir à des nouvelles sources fossiles ou à des substitutions d'énergie fossile va très probablement conduire au renforcement des valeurs unitaires d'émission par unité d'énergie finale.

2 – Principe de précaution, émissions de CO_2 et déchets nucléaires à haute activité et à durée de vie élevée

Les études engagées montrent une grande dissymétrie dans les approches retenues pour se protéger contre chacun des risques.

Dans le cas de l'effet de serre que fait-on ?

La méthode retenue au niveau international est fondée sur plusieurs principes qu'on peut résumer rapidement ainsi. On admet que, si l'on est raisonnablement certain que le renforcement de la concentration des GES dans l'atmosphère est porteur d'une augmentation importante de divers risques pour l'humanité, il existe cependant encore des incertitudes importantes sur la nature, l'importance, la distribution géographique et l'échéancier des dégâts potentiels d'un réchauffement climatique. Dans ces conditions, on renonce provisoirement à décrire et chiffrer les dégâts potentiels. Néanmoins la situation apparaît suffisamment préoccupante à la communauté internationale pour qu'elle décide à titre de mesure de précaution conservatoire de s'engager sur la voie d'un contrôle, voire d'une réduction des émissions de GES.

La méthode retenue relève donc d'un concept de « coût-efficacité » qui vise à minimiser le coût des mesures à adopter pour atteindre un objectif donné de réduction des émissions. Dans ce cas il n'est plus nécessaire de nommer les dégâts, leur ampleur et le coût de leur réparation. On s'intéresse par contre aux causes, aux responsables (les différents gaz à effet de serre et leurs émetteurs) et l'on cherche à minimiser les coûts de réduction des émissions pour un objectif donné. La valeur du carbone obtenue correspond alors au coût marginal de dépollution (ici de réduction des émissions) et n'est plus liée à celui des dommages.

Bien entendu et en parallèle, la communauté internationale entreprend des efforts importants, d'une part pour mieux cerner les risques encourus, et d'autre part pour développer des filières de production moins émettrices de GES et/ou pour développer des moyens de stockage à long terme de ces GES.

La méthode de pensée sous-jacente aux stratégies développées en ce qui concerne l'élimination des déchets nucléaires à haute activité et à très longue durée de vie (actinides et produits de fission) est très différente. D'une part, ces déchets nucléaires à vie longue sont actuellement entreposés et, par conséquent, ne donnent pas lieu à une émission immédiate. D'autre part, on fait le pari implicite qu'on saura trouver, à condition de développer suffisamment de recherches et d'expériences, une méthode de stockage à très long terme ou d'élimination de ces déchets totalement satisfaisante. Tout se passe donc comme si (au contraire des GES) la diminution ou le contrôle du flux et du stock de déchets à moyen terme et long terme n'avait qu'une importance mineure, puisqu'une solution définitive serait mise en place à un horizon prévisible et raisonnable (avant la fin du siècle prochain).

Nonobstant la différence liée au caractère immédiat ou différé des émissions, la dissymétrie des modes de pensée est patente. Dans le premier cas, avec une incertitude à la fois sur les dommages éventuels et les modes potentiels de stockage des émissions, on choisit d'appliquer un principe de précaution fondé sur la limitation volontaire des causes du risque envisagé. Dans le second cas, avec le même type d'incertitude à la fois sur les dommages éventuels et sur les modes de stockage des déchets on ne fait pas appel au principe de précaution sous la forme d'une limitation volontaire des causes du risque potentiel envisagé.

C'est cette dissymétrie qui nous a conduit à tenter de développer une analyse de l'application du principe de précaution aux déchets nucléaires en suivant une démarche analogue à celle retenue pour les GES.

Au cours de ce début d'analyse, en cherchant à mieux définir les enjeux du retraitement vis-à-vis du principe de précaution, est réapparue la question de la valeur de précaution vis-à-vis de l'épuisement des réserves fissiles. En effet le plutonium issu du retraitement constitue une réserve de combustible nucléaire pour l'avenir. La question de la valeur normative de la réserve ainsi constituée rejoint celle qui se pose pour les réserves fossiles. La question qui se pose alors, si l'on donne une valeur à cette réserve, est de justifier cette valeur dans un contexte où l'on attribuerait une valeur négligeable ou nulle à celle des ressources fossiles.

3 – Sécurité d'approvisionnement et indépendance énergétique

Dans les deux études concernant les ressources fossiles et les déchets nucléaires, les notions de sécurité nationale d'approvisionnement ou d'indépendance

énergétique sont venues nuancer le raisonnement global conduisant à marginaliser l'intérêt d'une valorisation économique du risque d'épuisement [1].

Là encore la comparaison des deux études se révèle féconde pour aborder la question de l'indépendance énergétique et de la valeur à lui accorder dans une stratégie de moyen et long terme en fonction de considérations nationales ou régionales.

- ***De nouvelles pistes de travail***

L'analyse croisée des études réalisées permet également de tracer de nouvelles pistes qui pourraient constituer la base du travail du groupe 3 en 2000.

- ***Le concept « d'indépendance énergétique »***

Ce concept a historiquement revêtu une importance majeure dans la justification des politiques publiques françaises dans le domaine de l'énergie. Ce concept commence à être repris au niveau de la Commission européenne.

Deux éléments justifient une actualisation et un approfondissement de ce concept :

- la prise en compte des résultats des travaux du groupe conduisant à minimiser fortement la valeur accordée à la protection collective (au sens international du terme), vis-à-vis de la raréfaction des ressources fossiles et fissiles ;
- la prise en compte de l'internationalisation des échanges énergétiques, aussi bien intra-européen que extra-européen, non seulement pour les combustibles et carburants mais plus récemment pour l'électricité.

Il nous paraît donc justifié d'engager une étude spécifique sur ce sujet en 2000.

- ***« Le contenu carbone des ressources non conventionnelles »***

L'étude de J. Percebois a montré, d'une part, la très forte substituabilité potentielle entre énergies fossiles et, d'autre part, les très grands espoirs

(1) Dans le cas des énergies fossiles du fait du progrès technique et de la reconstitution des réserves sous l'influence des lois du marché, dans le second à cause de l'abondance d'uranium à coût faible qui conduit EDF à accorder au plutonium et à l'uranium de retraitement des valeurs nulles dans ses comptes tant qu'ils ne sont pas recyclés.

d'accessibilité aux ressources non conventionnelles. Mais elle met aussi en évidence la nécessité d'une analyse prospective des conséquences de la mise à disposition de ces nouvelles ressources en termes d'émission de gaz à effet de serre.

On propose pour 2000 une étude prospective « du contenu en carbone de la mise à disposition des ressources énergétiques non conventionnelles et des substitutions entre énergies fossiles ».

- ***« Valeur carbone et politiques publiques »***

L'étude « valeur du carbone » a montré à la fois la diversité des « valeurs de carbone » des différentes régions du monde pour un objectif donné, mais aussi la diversité sectorielle de ces valeurs pour un pays donné. Dans ces conditions, les problèmes de conflit efficacité-équité relevés dans la négociation internationale entre pays, se retrouvent à l'échelle nationale entre secteurs d'activité.

Il serait donc intéressant d'engager une étude plus précise sur l'intérêt et les limites de l'utilisation d'une valeur carbone comme concept intégrateur, à la fois à l'échelle internationale et au niveau intersectoriel national.

- ***« L'application du principe de précaution aux déchets nucléaires à haute activité et à longue durée de vie »***

L'étude engagée sur les déchets nucléaires à mis en évidence l'intérêt potentiel d'une limitation volontariste des quantités de déchets nucléaires à haute activité et longue durée de vie, comme application du principe de précaution vis-à-vis des conséquences négatives du développement à moyen et long terme des filières nucléaires.

On propose d'engager en 2000 une étude plus précise sur les concepts, les méthodes et les conditions à appliquer au niveau national et international pour limiter l'augmentation du stock de ces déchets, en développant l'analogie avec les émissions de GES.

3.4 Groupe n° 4 « Evaluation et gestion des risques associés à l'énergie

Le groupe de travail n° 4 est constitué d'une vingtaine de personnes qui représentent un large éventail de disciplines, d'institutions d'expertise, d'administrations et de secteurs industriels (voir liste en annexe). Son cahier des charges a été défini dans la continuité des travaux du sous-groupe spécialisé « Energie, santé, environnement » qui avait participé à la préparation du rapport « *Energie 2010-2020* » du Commissariat général du Plan. 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 en effet été recensés par le sous-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.

Au cours de l'année 1999, le groupe de travail n° 4 a tenu 6 réunions.

1 - Le questionnement initial

Les premières discussions au sein du groupe de travail ont permis d'identifier une série de questions et d'enjeux à partir de l'expérience concrète de chacun de ses membres dans des contextes très divers d'intervention en matière d'évaluation et de gestion des risques en relation avec l'énergie.

Tout d'abord il apparaît important de se donner les moyens d'améliorer les connaissances dans les domaines pour lesquels demeurent de nombreuses incertitudes rendant difficiles la prise de décision (la question des faibles niveaux d'exposition aux polluants en particulier). De plus, il convient de traduire ces connaissances scientifiques dans un cadre qui permette qu'elles soient prises en compte de façon efficace à la fois dans les processus réglementaires et dans les processus d'évaluation dans lesquels les diverses parties prenantes sont susceptibles d'intervenir, comme par exemple les études d'impact ou les plans de surveillance de la pollution à l'échelle locale.

Si les procédures d'évaluation des risques paraissent devoir être séparées institutionnellement de celles relatives à la gestion des risques, il est indispensable d'établir des passerelles entre les deux. Les expériences les plus

récentes dans le domaine de la « santé environnementale » montrent l'importance d'intégrer toutes les parties prenantes dès l'enquête épidémiologique. Les difficultés essentielles dans ce domaine résident dans le fait que l'exposition est souvent caractérisée par de faibles doses, ce qui rend, dans certaines circonstances, l'approche épidémiologique inopérante pour des raisons de statistique.

Dans le contexte d'incertitudes et de controverses scientifiques qui caractérise la plupart des domaines touchant à l'évaluation et à la gestion des risques, l'expertise « classique » devient de plus en plus difficile. En effet, l'expert se retrouve dans une position inconfortable car on lui demande de résoudre des problèmes pour lesquels il n'est pas en mesure de donner des réponses scientifiques indiscutables. Il est sollicité par les décideurs dès qu'un risque est soupçonné alors qu'il n'a pas encore les informations scientifiques qui lui permettraient de fonder son expertise.

Le principal enjeu dans les domaines pour lesquels il n'existe pas de seuils d'innocuité consiste, sur le plan de la gestion des risques, à passer de l'objectif du « risque nul » poursuivi au nom du principe de précaution, à une prise de risque organisée avec le consentement des parties prenantes. Cependant l'expérience montre que la prise de risque n'a de sens que dans le cadre d'activités qui sont justifiées sur le plan individuel ou social.

Dans plusieurs domaines concernant les risques pour l'environnement, l'évaluation économique des dommages est présentée comme un moyen d'intégrer ces derniers dans le cadre des mécanismes du marché. Qu'il s'agisse des droits à polluer, de l'internalisation des effets externes ou plus généralement des différentes formes d'analyse coût-bénéfice, le calcul économique se heurte systématiquement aux difficultés de la monétarisation des dommages. En pratique, seules les approches de type coût-efficacité semblent en mesure d'apporter des éclairages utiles quant à l'allocation des ressources de protection.

Ces premières considérations ont conduit le groupe à reformuler les trois axes retenus sous la forme des questions suivantes :

Quelle place donner à l'expertise scientifique dans les procédures d'évaluation et de gestion des risques ? Quel est en particulier son rôle aujourd'hui 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 les gérer efficacement ?
Dans quelle mesure l'analyse économique peut-elle contribuer à mieux évaluer et gérer les risques ?

2 - La méthode de travail

Pour mener sa réflexion, le groupe de travail a privilégié 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. Le groupe a examiné successivement :

La problématique de la pollution des sols par des substances chimiques et radioactives

Trois séances ont été consacrées à ce thème sur la base des exposés suivants :

- « *Les activités du ministère de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement en matière de pollution des sols* » par Bruno Sauvalle, du Bureau de la pollution des sols et de l'énergie de la Direction de la prévention des pollutions et des risques.

- « *Les fondements scientifiques des normes en matière de pollution des sols : l'expérience étrangère* » par Frédéric Dor, de l'ADEME.

- « *Un exemple d'étude épidémiologique concernant la pollution des sols : le cas des mines de Salsigne dans l'Aude* » par Michel Jouan, de l'Unité santé environnement de l'Institut de veille sanitaire.

- « *Le guide méthodologique pour la gestion des sites industriels anciens contaminés par des substances radioactives* » par André Oudiz, de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire.

L'expérience du groupe radio-écologie Nord-Cotentin relative à l'évaluation du risque de leucémie dans la région de La Hague

Une séance de travail a été consacrée à cette expérience sur la base d'un exposé de Jacques Lochard du Centre d'étude sur l'évaluation de la protection dans le domaine nucléaire intitulé : « Le groupe radio-écologie Nord-Cotentin : une expérience originale d'expertise pluraliste ».

L'évaluation et la gestion des risques associés à la pollution atmosphérique

Une séance de travail a porté sur ce thème autour de trois exposés :

- « *Le contrôle des émissions dans le domaine de l'automobile* » par Alain Henriet, de la Direction des études et recherches du Groupe Peugeot SA.

- « *L'action du ministère de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement en matière de pollution atmosphérique* » par Philippe Geiger, du ministère.

- « *Le rôle de l'épidémiologie dans la gestion des risques associés à la pollution atmosphérique* » par Michel Jouan, de l'Unité santé environnement de l'Institut de veille sanitaire.

Le projet européen TRUSTNET (1997-1999) sur la gouvernance des activités à risques

Une séance de travail a été consacrée à la présentation de ce projet par Gilles Hériard Dubreuil du Cabinet MUTADIS qui en est le coordinateur et à la discussion de ses principaux résultats.

Par ailleurs, le groupe a participé à la définition du cahier des charges pour une étude spécifique ayant pour objectif d'engager une réflexion sur l'utilisation du diesel dans le cadre d'une conférence de consensus réunissant des groupes d'experts et des non-spécialistes afin d'aider les pouvoirs publics à formuler des décisions dans ce domaine. Cette étude s'inscrit dans la réflexion du groupe de travail sur les démarches d'implication des acteurs dans l'évaluation et la gestion des risques. Après consultation, l'étude a été confiée à l'Association « Oser la controverse ».

3 - La pollution des sols

En ce qui concerne la démarche d'évaluation et de gestion du risque dans ce domaine, les divers exposés ont montré que le devoir d'inventaire et d'information constitue la première étape indispensable. Les moyens modernes

d'archivage et de diffusion des informations permettent déjà de rendre accessibles les données collectées en ce qui concerne les risques chimiques et radioactifs. Ce devoir d'inventaire s'inscrit dans la perspective d'une approche patrimoniale de l'environnement et de gestion durable de sa qualité.

L'étape de l'évaluation quantitative des risques passe par la séquence classique de caractérisation des sources, d'analyse des voies de transfert dans l'environnement, d'identification des populations exposées et d'utilisation de modèles exposition-risque avec ou sans seuil de toxicité en fonction des différents types de polluants. On retrouve, dans le domaine des polluants des sols, tous les problèmes d'incertitudes caractérisant la démarche d'évaluation des dommages sanitaires et environnementaux en particulier l'incertitude concernant l'existence ou non de seuils d'innocuité. Cette dernière conduit au recours quasi systématique au principe de précaution, qu'il s'agisse des toxiques chimiques ou de la radioactivité. Dans ces deux domaines, il faut aussi mentionner que l'évaluation des risques est abordée de façon graduelle (analyse simplifiée ou plus ou moins détaillée) afin de s'adapter à l'ampleur du problème.

L'expérience montre que la fixation des objectifs de dépollution résulte d'une part, de considérations sur les niveaux de risques résiduels après dépollution (démarche facilitée quant il existe des valeurs guides pour les niveaux d'exposition) et, d'autre part, de considérations sur les usages futurs des sites faisant l'objet d'une réhabilitation, sur l'horizon temporel considéré ainsi que sur les perspectives de bénéfices futurs issus de la réhabilitation du site.

L'implication des acteurs concernés dans les processus d'évaluation et de gestion des risques apparaît explicitement dans le guide méthodologique récemment développé par l'Institut de protection et de sûreté nucléaire pour le compte des ministères de l'Environnement et de la Santé en ce qui concerne les sites pollués par des substances radioactives. L'implication des acteurs se retrouve également dans les approches épidémiologiques mises en place par l'Institut de veille sanitaire pour surveiller l'état de santé à long terme des populations résidant sur des zones ou des territoires contaminés du fait d'activités industrielles passées. Ce type de surveillance permet, avec la participation active des populations locales, d'identifier des facteurs de risque et de définir, en relation avec les pouvoirs publics, des recommandations pour contrôler le risque.

L'analyse des pratiques de protection en matière de pollution des sols a montré l'étroite imbrication entre l'évaluation et la gestion des risques. Certains

évaluateurs préconisent une expertise ignorant les buts poursuivis par les décideurs, de manière à développer des évaluations indépendantes de toute influence politique. En réalité, dans la plupart des cas, l'évaluation ne peut pas être séparée de la gestion des risques car l'évaluation dépend des finalités retenues par les parties prenantes. Enfin, la discussion a mis en évidence l'intérêt de constituer une capacité d'expertise ayant trait non seulement à l'évaluation des risques mais aussi à l'évaluation des conséquences potentielles des actions de prévention susceptibles d'être adoptées. Aujourd'hui, c'est une étape qui fait encore défaut aux processus de décision. Elle a d'ailleurs été recommandée dans le rapport Kourilsky-Viney sur le principe de précaution, remis au gouvernement en novembre dernier.

Dans une perspective plus générale, l'expérience en matière de protection contre les risques des sols pollués souligne la nécessité, au niveau de l'évaluation des risques :

- d'approfondir le traitement de l'incertitude ;
- de disposer d'une base scientifique sérieuse permettant la comparaison des risques entre les diverses activités industrielles (décloisonnement et consolidation des connaissances scientifiques) ;
- de replacer les situations à risques dans leur contexte.

Cette expérience montre également l'intérêt d'une approche pragmatique du principe de précaution en vue de gérer de façon prudente des activités pour lesquelles on souhaite néanmoins pouvoir tirer des bénéfices sur le plan social. Ce dernier aspect renvoie à la question de la justification des activités à risques. Cette dernière a conduit le groupe a s'interroger sur l'apparition de ce principe dans certains textes réglementaires récents. Par exemple, dans l'article 2 du projet de loi sur la transparence dans l'industrie nucléaire, il est stipulé « qu'une activité nucléaire ne peut être menée que si elle est justifiée par rapport aux risques qu'elle fait courir aux personnes, aux biens, et à l'environnement ». Ce principe de justification se distingue donc du principe de précaution, qui positionne la gestion du risque par rapport aux limites du savoir scientifique et du principe de proportionnalité, qui introduit des raisonnements économiques du type analyse coût-bénéfice pour la fixation des niveaux de risques socialement acceptables. Par ailleurs, le principe de justification soulève la question de son articulation avec la liberté d'entreprendre. Il s'agit d'un point qui mérite certainement une réflexion ultérieure.

4 - Le groupe radio-écologie Nord-Cotentin

La principale originalité de l'expérience du groupe radio-écologie Nord-Cotentin [1] réside dans le fait qu'elle est la première expertise pluraliste réalisée en France dans le domaine très sensible de l'évaluation des impacts de la radioactivité sur la santé. Née d'une controverse scientifique classique qui a opposé les experts de sensibilité écologique et ceux proches des opérateurs, cette expérience a permis pendant deux années, à des experts d'instituts français et étrangers, de mouvements associatifs et de l'industrie nucléaire, de construire en commun une méthodologie, de rassembler une masse impressionnante de données jusque-là éparpillées, et de confronter leurs points de vue sur la façon d'évaluer le risque pour les populations concernées.

Cette expérience permet de s'interroger sur les mécanismes de construction de la confiance sociale entre des acteurs impliqués dans un processus d'évaluation et de gestion du risque.

Tout d'abord, il apparaît que la traçabilité des activités du groupe radio-écologie Nord-Cotentin et la disponibilité d'une base de données construite en commun constituaient une des garanties premières pour assurer un débat transparent entre les membres du groupe et pour assurer la crédibilité des résultats obtenus au fur et à mesure de la démarche. De plus, la possibilité, pour chacun des membres du groupe, de pouvoir communiquer sur l'état d'avancement des travaux et des réflexions en cours à condition de ne pas anticiper sur les conclusions non encore validées sur le plan scientifique, a permis au groupe d'établir des contacts réguliers avec les organisations locales concernées par ses travaux et ainsi de prendre en compte leurs interrogations. Cette interaction entre l'expertise scientifique et l'expertise de terrain apparaît rétrospectivement comme un facteur ayant contribué de façon significative à la qualité des travaux et à leur crédibilité.

Dans une perspective plus générale, l'implication des acteurs dans le processus d'évaluation et de gestion des risques semble devenir un outil de coordination sociale indispensable pour construire les décisions dans les contextes de fortes incertitudes et de controverses et d'organiser la prise de risques dans un cadre de confiance mutuelle et de responsabilisation des acteurs.

---

(1) Groupe radi-oécologie Nord-Cotentin : « Estimation des niveaux d'exposition aux rayonnements ionisants et des risques de leucémies associés de populations du Nord-Cotentin », rapport de synthèse, juillet 1999 (www.ipsn.fr/nord-Cotentin).

5 - La pollution atmosphérique

Les exposés ont mis en évidence que le problème principal des études concernant les conséquences sanitaires de la pollution atmosphérique reste l'estimation des effets associés aux très faibles niveaux d'exposition à la pollution qui engendrent un risque individuel faible mais un risque collectif qui peut devenir significatif du fait de l'importance des populations exposées. Il s'agit là d'une caractéristique que l'on retrouve dans d'autres domaines comme en particulier celui des effets des rayonnements ionisants. En fait, les progrès des connaissances dans le domaine de l'épidémiologie montrent que, pour un nombre croissant de substances toxiques, les effets sanitaires présentent une double caractéristique : déterministe pour les forts niveaux d'exposition avec généralement des effets de seuils et, stochastique pour les faibles, voire les très faibles niveaux d'exposition.

Sur le plan de la gestion du risque, les études qui sont actuellement menées ont pour but de mieux éclairer les décideurs, à la fois pour la mise en œuvre d'actions d'urgence en cas d'épisode de pollution et pour l'élaboration des normes de protection. On constate cependant sur ce dernier point une difficulté croissante pour fixer des niveaux de référence ayant une portée générale. La reconnaissance des incertitudes aux faibles niveaux d'exposition tend en effet à faire jouer un rôle croissant au principe de précaution qui se traduit dans la pratique par l'adoption de relations exposition-risque sans seuil. Dans un tel contexte, la rationalité des normes ne relève plus de considérations strictement sanitaires mais de l'acceptabilité des niveaux de risque résiduels. Ce type de situation soulève d'une part, la question de la légitimité des processus de fixation de niveaux considérés comme acceptables et, d'autre part, ouvre un espace de controverses dans lequel les diverses parties prenantes mobilisent des expertises contradictoires compte tenu de leurs enjeux respectifs. Il en résulte généralement une perte de confiance générale dans les mécanismes de régulation et de contrôle du risque mis en place par les pouvoirs publics dont il n'est possible de sortir, en l'absence de mécanismes de concertation des parties prenantes, qu'en renforçant les niveaux de protection par des normes plus sévères. Ce mouvement de renforcement est interprété a posteriori comme une légitimation des revendications initiales et ne fait que repousser pour un temps la tendance à réduire toujours plus les niveaux de risque, tendance qui met en danger l'existence même des activités génératrices du risque. Pour débloquer ce type de situations, il semble nécessaire d'impliquer les parties prenantes dans le processus d'élaboration de connaissances scientifiques (par exemple dans les travaux associés à la surveillance épidémiologique) ainsi que dans les processus visant à la fixation de niveaux de risque acceptables.

Les exposés ont également permis de constater que si l'on veut progresser dans le domaine de l'évaluation et de la gestion des risques associés à la pollution atmosphérique, il apparaît nécessaire :

- de mieux mesurer les effets chroniques de la pollution ambiante ;
- de mieux renseigner les co-facteurs afin de déterminer quelle est la part du risque attribuable à chaque polluant ;
- de mieux apprécier la contribution des différentes activités humaines aux niveaux de pollution constatés dans différents contextes ;
- de progresser dans la communication des résultats concernant les niveaux d'exposition et de risque en particulier en essayant d'introduire des notions relatives aux incertitudes ;
- de développer la transparence et la diffusion de l'information ;
- et enfin, d'évaluer le coût et l'efficacité du réseau de surveillance de la pollution de l'air mis en place en France au cours des dernières années. Celui-ci s'appuie largement sur l'implication des acteurs locaux dans une perspective de comparaison avec les approches plus traditionnelles fondées sur le strict respect de normes génériques.

6 - Le projet européen TRUSTNET

Ce projet [1] qui avait pour objectif de recenser les problèmes rencontrés dans la gestion des risques naturels, industriels, sanitaires et environnementaux en Europe et d'identifier les facteurs de crédibilité, d'efficacité et de légitimité du cadre réglementaire des activités à risques, a permis, à partir de l'analyse d'une dizaine d'études de cas, de mettre en évidence les situations dans lesquelles les modalités et les procédures habituelles de gestion collective des risques sont mises en difficultés. Ces difficultés apparaissent en particulier lorsque :

- le bénéfice de l'activité proposée n'apparaît pas clairement à la population, ou encore que la distribution des bénéfices de cette activité est perçue comme inéquitable ;
- les incertitudes scientifiques nourrissent des controverses sur les risques (notamment dans le cas des effets associés aux faibles doses) ;
- les activités à risques sont porteuses de potentialités de catastrophes (par exemple dans le cas des OGM ou de l'ESB) ;

(1) Séminaire européen TRUSTNET : « Une nouvelle perspective sur la gouvernance des activités à risques : propositions et conclusions du séminaire européen TRUSTNET », MUTADIS, janvier 2000 (mutadis@wanadoo.fr).

- les décisions centralisées de gestion des risques sont contestées dans des contextes locaux parce qu'elles prennent mal en compte les priorités locales ;
- les mécanismes de gestion du risque ne respectent pas l'autonomie individuelle et la liberté individuelle ainsi que le droit de chacun à participer aux choix qui le concernent.

Les conclusions du projet mettent bien en évidence les conséquences auxquelles peuvent conduire les dysfonctionnements au niveau de la gouvernance des activités à risques. Ces dysfonctionnements peuvent notamment :

- contribuer à créer un climat de défiance sociale vis-à-vis des autorités, des institutions et des processus d'expertise ;
- affecter la légitimité des mécanismes de décision et des systèmes de régulation ;
- créer des situations de blocage décisionnel avec des conséquences économiques et sociales importantes ;
- conduire, dans certains cas, au rejet pur et simple de certaines activités sans que soient raisonnablement évaluées les opportunités associées à ces activités pour la société actuelle et future.

A terme, de tels dysfonctionnements peuvent aller jusqu'à menacer la démocratie et rendre la société incapable de construire une prise de risque qu'elle juge raisonnable. Il est alors possible d'assister à l'émergence de risques qui sont subis par la société et dont les conséquences peuvent être inacceptables.

L'analyse des études de cas à également permis de distinguer deux grands paradigmes de gouvernance des activités à risques que l'on peut observer dans la plupart des contextes locaux, nationaux et internationaux de gestion des risques : le paradigme « d'autorité » et le paradigme de « confiance mutuelle ».

Dans le premier paradigme, les autorités publiques jouent un rôle dominant dans le processus d'évaluation et de gestion des risques. Dépositaires de « l'intérêt général », les autorités publiques élaborent de façon centralisée des réglementations prescriptives spécifiques pour chaque type de risque dans chaque contexte. Les autorités demandent aux experts de leur fournir des solutions optimales en matière de gestion des risques, dont la légitimité repose sur le savoir scientifique.

Dans le paradigme de la confiance mutuelle, les autorités s'appuient sur des réglementations procédurales qui définissent un cadre de concertation pour les acteurs concernés. Ces procédures mettent en avant le rôle des « porteurs

d'enjeux » dans des processus de décision décentralisés autant que possible au niveau local, ces acteurs participant alors de façon aussi large que possible à l'évaluation et à la gestion des risques. Dans ce contexte décisionnel, la science n'est plus présentée comme le principal facteur de décision et l'expertise devient pluraliste.

Pour résoudre les difficultés observées dans de nombreux domaines, le projet TRUSTNET suggère de développer une nouvelle perspective sur la gouvernance des activité à risques fondée sur une articulation entre les deux paradigmes présentés ci-dessus. Cette perspective ouvre la possibilité d'élaborer un processus de décision collective basé sur la confiance mutuelle et le dialogue social dans des situations caractérisées par la complexité tout en conservant, dans des situations plus conventionnelles, la possibilité d'un traitement traditionnel à caractère d'autorité susceptible de retrouver alors ses qualités d'efficacité. Finalement le projet TRUSTNET montre qu'un bon système de gouvernance des activités à risques doit forcément répondre, entre autres, aux objectifs suivants non nécessairement convergents :

- procurer un niveau de protection reconnu comme acceptable par l'ensemble de la société ;
- rejeter les activités qui sont l'objet de fortes préoccupations sociales et qui n'apparaissent pas justifiées à la société dans son ensemble ;
- promouvoir la responsabilité et l'autonomie des acteurs concernés dans le processus de prise de décision ;
- assurer qu'aucun groupe d'individus n'est exposé au risque de manière inéquitable ;
- garantir que les ressources de protection soient allouées de manière efficace ;
- permettre un développement durable ;
- assurer l'efficacité des processus de décision en termes de coûts et de délais ;
- contribuer à créer un climat de confiance sociale et un sentiment de sécurité dans la population.

7 - Le programme envisagé pour l'année 2000

Dans l'avenir, le groupe de travail prévoit d'orienter davantage sa réflexion sur le rôle des outils économiques dans l'évaluation et la gestion des risques, tout en continuant à approfondir les divers aspects relatifs à la gouvernance des activités à risques et à l'implication des acteurs. Deux domaines ont été identifiés qui pourraient servir de support pour cette réflexion : l'évaluation des coûts externes de la production d'énergie et l'utilisation des études coût-

efficacité et coût-avantage pour la fixation de niveaux de risque acceptables. Au cours de l'année 2000, le groupe envisage d'aborder les thèmes suivants :

- la gestion des risques de marées noires ;
- l'évaluation des externalités associées aux énergies renouvelables ;
- la gestion des risques associés à l'utilisation du diesel.

Ce dernier thème sera étudié dans le cadre du suivi de l'étude sur le diesel réalisée par l'Association « Oser la controverse » en vue de rassembler les éléments qui pourraient servir à l'organisation d'une éventuelle conférence de citoyens sur ce thème.

Enfin, le groupe de travail envisage d'engager une réflexion sur le coût social de l'implication des acteurs dans les processus d'évaluation et de gestion des risques. L'objectif est de rassembler des éléments quantitatifs pour pouvoir apprécier l'efficacité globale des expériences dans ce domaine. Le groupe propose de définir un cahier des charges pour une première étude concernant le coût de la gestion du réseau de surveillance de la qualité de l'air.

3.5 Groupe n° 5 « Les énergies nouvelles et renouvelables »

Le groupe n° 5 du Club « Energie, prospective et débats », constitué d'une vingtaine de personnes dont on trouvera la liste en annexe, s'est réuni 7 fois au cours de l'année 1999. Son cahier des charges initial, discuté en groupe plénier le 28 janvier 1999 et résumé sous forme d'une fiche de programme est rappelé ci-dessous :

Comment faire émerger un pôle de compétences pour les énergies nouvelles et renouvelables

Les travaux de la commission « Energie 2010-2020 » ont montré l'importance de la mobilisation des énergies renouvelables aussi bien dans les pays industrialisés que dans les pays en développement au cours du vingt et unième siècle pour satisfaire une partie des besoins d'énergie de l'humanité et contribuer à retarder les risques globaux d'épuisement des énergies fossiles, les risques associés au nucléaire et ceux du réchauffement climatique. Les travaux de l'atelier A4 « Les défis du long terme » de la commission « Energie 2010-2020 » ont montré que le potentiel des énergies renouvelables mobilisables à moyen terme était élevé (3 à 4 Gtep/an). La question qui se pose est donc bien celle de l'élargissement de marchés, se présentant encore souvent comme des marchés « niches », par la réduction des coûts, un apprentissage industriel, le développement des marchés et l'intégration dans la vie locale.

Dans ce contexte le groupe se fixe pour objectifs d'analyser pour chacune des filières d'énergie renouvelable les points suivants :

- potentiel et positionnement de la ressource ENR considérée en relation avec la politique du pays considéré ;
- utilisation actuelle de la ressource par segments de marchés ;
- état de l'offre locale et de l'exportation potentielle d'équipements ;
- système de stimulation des marchés et des différentes étapes de la chaîne de développement ;
- analyse des barrières à la diffusion de la filière considérée.

Ces diverses analyses seront résumées sous forme de « fiches » par filière renouvelable.

La première partie de l'année a été consacrée au recueil des informations, à l'élaboration et à la discussion en groupe de fiches pour les filières suivantes :

• énergie éolienne ;
• biocarburants ;
• bois-énergie ;
• photovoltaïque ;
• solaire thermique ;
• géothermie.

Dans chacune des fiches sont discutés les points suivants :

• la ressource et les marchés potentiels ;
• les enjeux technologiques ;
• les grands acteurs industriels ;
• l'effort français dans le contexte international.

Sur la base de cette analyse factuelle le groupe « Energies renouvelables » a consacré la seconde partie de l'année à l'étude des moyens de stimulation des marchés et en particulier à celle de la certification de l'origine de l'électricité expérimentée aux Pays-Bas et en Californie. Une étude spécifique portant sur les « *certificats verts* » a été confiée à « Observer » sur la base d'un cahier des charges réalisé par le groupe. Ses résultats ont été présentés au groupe et le rapport correspondant est présenté en annexe.

Le principe du certificat « vert » consiste à valoriser un « électron de source renouvelable » à sa « valeur d'électron » sur le marché électrique, à laquelle s'ajoute une prime pour sa valeur renouvelable, déterminée sur le marché des

certificats « verts ». La valeur du certificat « vert » trouve son origine soit dans la fixation d'un objectif contractuel entre une autorité de régulation et des distributeurs d'électricité, soit d'une obligation au niveau des consommateurs. Au cours des débats qui ont suivi cette présentation, de nombreuses questions concernant l'application de ce principe au niveau européen sont apparues : définition de quotas d'énergie renouvelable, mécanismes de certification et de sanction, positionnement de la contrainte (au niveau du distributeur ou du consommateur), relations avec les permis négociables d'émission de CO_2, etc.

Au cours des dernières séances de l'année le groupe a finalisé son rapport d'activité 1999 sous forme d'un document « Les énergies renouvelables » (voir annexe) qui contient une analyse résumée du contexte énergétique global, de la structure du marché électrique en Europe et des mécanismes de stimulation du marché tels que les certificats « verts » ainsi que les fiches correspondantes à chacune des filières renouvelables citées plus haut.

De nouvelles pistes de travail

Pour l'année 2000 le groupe a mis en évidence l'intérêt de se pencher sur 4 questions principales :

- Quelles sont les opportunités et les contraintes qui résultent de la directive européenne de l'énergie sur la diffusion des énergies renouvelables ? Quelle est la position de la France vis-à-vis de cette directive ?

- Quelle place pour les énergies renouvelables dans le bilan énergétique mondial à moyen et long terme (> 2030) ?

- Quelles peuvent être les conséquences à court terme des négociations climat et plus particulièrement du protocole de Kyoto sur le développement des marchés d'énergies renouvelables ?

- Quel peut être l'impact des évolutions technologiques prévisibles sur la construction des bâtiments sur l'usage des énergies renouvelables ?

3.6 Groupe n° 6 « Energie et eau »

Le groupe de travail n° 6, qui n'a vu le jour qu'au deuxième semestre 1999 est actuellement constitué d'une vingtaine de membres issus des communautés de

l'eau et de l'énergie : des intervenants locaux, notamment les agences de l'eau, des intervenants nationaux, entreprises gestionnaires de services des eaux en délégation comme la Générale des eaux, la Lyonnaise des eaux, etc., des grands producteurs d'énergie comme EDF, des universitaires, des bureaux d'études, etc., le MATE et la DGEMP, des représentants d'instances internationales, le Conseil mondial de l'eau et l'Office international de l'eau, etc.

La problématique

La réflexion du groupe est principalement centrée sur les interrelations entre l'eau et l'énergie, c'est-à-dire sur l'analyse et la quantification des quantités d'eau impliquées dans la production des différentes unités énergétiques et inversement les dépenses énergétiques liées à l'extraction, à la dessalinisation, à la purification et au transport de l'eau.

L'eau intervient dans la production énergétique soit, par exemple :

- directement (hydraulique, marémotrice) ;
- comme réfrigérant (nucléaire) ;
- dans l'exploitation de certains gisements d'hydrocarbures ;
- dans la préparation de certains combustibles.

Parallèlement, il faut de l'énergie pour :

- le pompage et le transport de l'eau ;
- la récupération et l'épuration des eaux usées (lavage des filtres, retraitement,
- désinfection, ozonification) ;
- la digestion des boues d'épuration ;
- le transport des différentes formes d'eau (industrielle, domestique, thermale, etc.) ;
- la dessalinisation de l'eau de mer.

L'objectif du groupe est, dans un premier temps, d'évaluer les ordres de grandeur reliés aux différents termes croisés de cette matrice « *eau-énergie* » et d'identifier les disparités flagrantes entre les différentes régions de notre pays. Dans un second temps, le groupe s'attachera à définir des zones géographiques, à travers le monde, dans lesquelles ces différents croisements prennent des valeurs significatives (on pense notamment aux zones subsahariennes et au Sahel, aux zones amazoniennes, à l'Inde, à la Chine, etc.).

Etat d'avancement des travaux

Compte tenu des origines très diverses et du caractère très spécialisé sur l'un ou l'autre des deux sujets (eau et énergie) des membres du groupe, nous avons organisé une première phase de travail consistant à établir une base de réflexion commune aux membres du groupe. Cette phase d'initiation, constituée d'exposés mutuels à la fois sur l'eau et sur l'énergie se poursuivra au moins jusqu'au mois d'avril. Nous espérons qu'à l'issue de cette phase, le groupe aura accumulé suffisamment d'éléments sur l'un et l'autre des sujets pour enfin pouvoir mener à bien une réflexion pertinente sur les difficiles mais essentiels termes croisés de cette matrice « *eau-énergie* ».

Une étude, intitulée « *Matrice eau-énergie* » a été confiée à l'université de Bordeaux, sous la responsabilité de J.-F. Bonnet. Ses résultats sont attendus à la fin du premier semestre.

Perspectives pour 2000

Vu la récente constitution du groupe, la discussion du programme de l'année 2000 se poursuivra au début du premier trimestre 2000 et ne sera arrêté qu'au mois de mai. La première partie de l'année sera d'autre part consacrée à un échange approfondi des informations et des méthodes d'approche des deux communautés réunies au sein du groupe, les experts de l'eau et les experts de l'énergie. L'étude « *Matrice eau-énergie* » engagée devrait contribuer à cet échange.

Etude 1

LE CONCEPT DE « VALEUR DU CARBONE » EVALUATIONS ET APPLICATIONS DANS LES POLITIQUES DE LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

Odile Blanchard
Patrick Criqui

CNRS-IEPE Grenoble

La présente étude s'inscrit dans le cadre des réflexions entreprises à la suite du rapport du Commissariat général du Plan « Energie 2010-2020 – Les chemins d'une croissance sobre » (La Documentation française, 1998) sur l'état des connaissances et sur les modalités possibles de gestion des principaux risques de long terme associés au développement énergétique, dont celui de changement climatique.

La limitation des émissions de gaz à effet de serre, et en particulier du CO_2, est une nécessité qui a été reconnue par la communauté internationale, dans un premier temps dans la Convention cadre sur le changement climatique, puis plus récemment et de façon plus contraignante dans le Protocole de Kyoto (UNFCCC, 1997). Malgré les incertitudes scientifiques liées aux conséquences de l'effet de serre, cet engagement découle de l'application d'une politique de précaution face au risque global à long terme que constitue le changement climatique d'origine anthropique.

En partant des analyses du rapport « Energie 2010-2020 » qui montraient l'intérêt d'afficher une « valeur du carbone » pour parvenir au respect des engagements internationaux (p. 219), il s'agit de préciser ici les définitions des principaux concepts et d'identifier les évaluations disponibles qui permettraient de donner en France une valeur quantifiée au principe de précaution en matière climatique. Cette valeur pourrait en particulier aider à orienter les choix d'investissements vers des projets économes en émissions de gaz à effet de serre.

L'étude présente donc dans un premier temps les aspects méthodologiques permettant de définir le concept de valeur du carbone, puis dans un second temps, elle analyse et compare les valeurs du carbone obtenues dans différents exercices de modélisation.

1. La valeur du carbone : de l'analyse coûts-avantages à l'analyse coûts-efficacité

Les principaux axes de l'approche méthodologique concernent les définitions, les méthodes d'évaluation de la valeur du carbone et les applications dérivées possibles.

1.1 Définitions de la valeur du carbone

Les mesures d'atténuation du changement climatique consistent principalement à réduire les émissions de gaz à effet de serre ou à capter ces émissions dans des puits. On retiendra comme première définition que la valeur du carbone correspond au coût des actions visant à l'atténuation de l'effet de serre et permettant de ne pas émettre dans l'atmosphère une tonne de carbone ou encore de la faire absorber par des puits. Cette valeur du carbone peut avoir une signification à la fois au plan national et au plan international, et son utilisation concomitante à ces deux niveaux peut éventuellement être source de tensions.

Avant d'engager des actions d'atténuation du changement climatique, l'économiste dispose de plusieurs méthodes d'évaluation : l'analyse coûts-avantages permet de savoir dans quelle mesure les actions entreprises améliorent le bien-être collectif ; l'analyse coûts-efficacité vise à minimiser les coûts des mesures permettant d'atteindre un objectif donné de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La valeur du carbone obtenue dépendra évidemment du type d'approche méthodologique retenue.

La valeur du carbone dans les analyses coûts-avantages

De manière générale, l'analyse coûts-avantages a pour but de recenser tous les effets (négatifs et positifs) d'une action ou d'un projet sur le bien-être des hommes puis de les évaluer en termes monétaires. Un coût réduit le bien-être d'un individu, tandis qu'un avantage l'augmente. Dans la mesure où les actions ou les projets envisagés s'étendent généralement sur plusieurs années, les coûts et les avantages liés au projet considéré sont actualisés pour faire apparaître une valeur actuelle nette de ce projet.

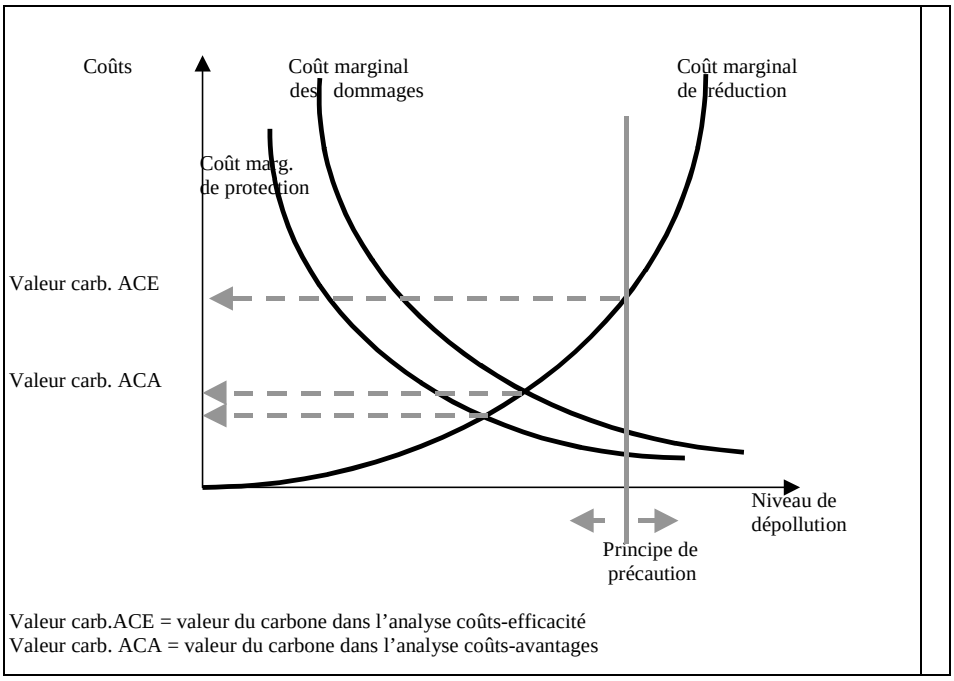
Par comparaison des valeurs actuelles nettes dégagées, l'analyse coûs-avantages permet de classer différents projets. Ou encore, pour un projet donné, l'optimum est déterminé par la maximisation du bénéfice net actualisé, ou, ce qui revient au même, par l'égalisation du coût marginal actualisé et du gain marginal actualisé.

Dans le contexte du changement climatique, l'objectif des actions de dépollution est de maximiser le bénéfice net tiré des actions engagées. La valeur du carbone évité est définie par l'optimum de dépollution, soit encore le point assurant l'égalité entre le coût marginal et le gain marginal de réduction des émissions, lequel correspond au coût marginal des dommages évités (figure 1) (Nordhaus, 1991).

La valeur du carbone dans les analyses coûts-efficacité

Dans l'approche coûts-efficacité, il s'agit de minimiser les coûts, pour un niveau donné de dépollution ou de réduction des émissions. La valeur du carbone correspond alors au coût marginal de dépollution et n'est pas liée au coût des dommages (figure 1). S'inscrivant dans la logique du principe de précaution (Hourcade, *in* Godard, 1997), elle traduit l'effort que la société est prête à consentir pour ne pas dépasser un niveau d'émission permettant de limiter les impacts potentiels de la concentration croissante des gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Figure 1
De l'optimum de pollution à l'application du principe de précaution



Dans le contexte du changement climatique, les approches mentionnées (analyse coûts-avantages, analyse coûts-efficacité) présentent des limites plus ou moins fortes du point de vue des conditions de leur mise en œuvre pratique.

Les limites de l'analyse coûts-avantages pour l'évaluation des politiques d'atténuation du changement climatique

Par définition, l'analyse coûts-avantages implique que tous les coûts et les avantages tirés de mesures d'atténuation soient évalués en termes monétaires. Les coûts des mesures d'atténuation du changement climatique peuvent être identifiés et valorisés en termes monétaires de façon relativement précise (quoique les méthodes soient souvent très différentes), car ils sont engagés le plus souvent dans la sphère marchande. En revanche, il n'en est pas de même pour tous les avantages, qui proviennent des dommages nets évités grâce aux mesures d'atténuation et des avantages secondaires liés à ces mesures [1]. De

(1) Les dommages « nets » correspondent aux dommages engendrés par le changement climatique diminués des effets bénéfiques potentiels du changement climatique (y

plus, le taux d'actualisation conditionne largement les résultats obtenus par l'analyse coûts-avantages. Mais le choix de ce taux est source de polémiques dans le cadre du changement climatique. Nous aborderons tour à tour ces deux points.

- Les difficultés d'une évaluation monétaire des dommages

L'évaluation des dommages s'avère délicate, voire hautement conjecturale, en raison d'une part des incertitudes liées au changement climatique et, d'autre part, à l'absence de méthode homogène éthiquement acceptable pour exprimer les impacts non marchands du changement climatique en termes monétaires.

Tout d'abord, le recensement des dommages physiques dus au changement climatique comporte de nombreuses incertitudes scientifiques. Celles-ci portent notamment sur :

- l'ampleur des liens de causalité : volume d'émissions → concentration atmosphérique des gaz à effet de serre → augmentation globale de la température de la terre ;
- la nature, l'horizon temporel et la localisation des changements climatiques attendus du fait du réchauffement de la terre ; les impacts régionaux du changement global sont particulièrement difficiles à apprécier ;
- l'adaptation potentielle de certaines espèces au changement climatique susceptible de diminuer la valeur des dommages.

Ensuite, l'évaluation monétaire de ces dommages présente de nombreuses difficultés. D'une part, bien que les impacts marchands sur certains secteurs économiques soient valorisables puisque créés dans la sphère marchande, leur valeur dépend de leur mesure physique, qui elle-même renvoie aux incertitudes scientifiques signalées précédemment. D'autre part, les incidences non marchandes du changement climatique (dégradation de la santé, risque accru de mortalité, détérioration des écosystèmes, disparition de territoires et déplacements de populations, etc.) sont délicates à valoriser monétairement, tant au plan méthodologique qu'au plan éthique. Pourtant, dans les études disponibles, elles constituent une part importante du coût social du changement climatique.

---

compris l'adaptation au changement climatique). Les avantages secondaires incluent par exemple les réductions d'émissions d'autres gaz polluants (tels que le SO2) qui résultent de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

- Les méthodes d'évaluation des dommages

De façon générale, dans une démarche coûts-avantages, la valorisation d'effets non marchands peut être menée soit par évaluation contingente, soit par l'analyse de marchés de substitution.

L'évaluation contingente consiste à interroger les individus d'un échantillon représentatif pour qu'ils révèlent la somme qu'ils consentent à payer afin de ne pas subir les conséquences du changement climatique, ou combien ils consentent à recevoir pour en accepter les effets. L'analyse des marchés de substitution consiste à étudier le comportement des consommateurs sur les marchés de biens « connexes » qui dépendent au moins pour partie des impacts du phénomène considéré [1].

Cependant, outre les limites générales reconnues de l'une ou l'autre de ces méthodes (P.-E. Martin, 1999), il existe des limites spécifiques à la problématique du changement climatique. La plus importante a trait au caractère global du changement climatique. Plusieurs études estiment les impacts du changement climatique aux Etats-Unis ou dans d'autres pays de l'OCDE (Cline, 1992 ; CRU/ERL, 1992 ; Fankhauser, 1995 ; Nordhaus, 1991 ; Tol, 1995), en utilisant des évaluations contingentes ou des marchés de substitution pour les impacts non marchands. Mais l'extension de ces études au niveau mondial entraîne des hypothèses spéculatives et/ou controversées (IPCC, 1996, p. 205).

En particulier, une des conséquences possibles du changement climatique serait des taux de morbidité et de mortalité accrus dans certaines régions. La valorisation économique de cet impact s'effectue par le calcul de la valeur économique des maladies et des décès supplémentaires dus au changement climatique. Outre l'incertitude déjà mentionnée sur l'ampleur de l'impact, se pose alors la question centrale de la valeur à attribuer à la vie humaine.

L'approche descriptive met en évidence combien les individus sont prêts à payer pour éviter le risque de décès à cause du changement climatique ou combien ils sont prêts à recevoir pour accepter ce risque. Elle se base soit sur la valeur du capital humain, soit sur la valeur du consentement à payer. L'évaluation par le capital humain consiste à estimer la perte de production due au décès d'un agent économique, moins la valeur des biens qu'aurait

(1) Par exemple, en observant les dépenses engagées préventivement pour lutter contre le paludisme, il est possible d'en déduire le consentement à payer des populations pour éviter le risque de recrudescence du paludisme dû à l'effet de serre.

consommés cet agent. Le consentement à payer reflète la valeur qu'un individu accorde à la réduction du risque de décès. Il peut être estimé par évaluation contingente ou par le montant des dépenses consacrées par les individus pour la prévention de certaines maladies. Quelle que soit la méthode d'évaluation adoptée, la valeur obtenue par l'approche descriptive s'avère corrélée au niveau de revenu par habitant. Il en résulte que, selon cette approche, la valeur statistique de la vie humaine dans un pays industrialisé est mesurée comme supérieure à la valeur statistique de la vie dans un pays en développement (IPCC, 1996, p.196-197).

Selon l'approche normative, la valeur statistique de la vie humaine repose sur des considérations éthiques ou politiques : toutes les vies épargnées grâce à l'atténuation du changement climatique doivent avoir la même valeur statistique, quel que soit le pays. Selon certains auteurs, celle-ci doit se baser sur l'estimation d'une vie statistique dans les pays industrialisés, puisque ce sont les pays industrialisés qui sont responsables de l'effet de serre.

La valeur statistique obtenue pour une vie humaine n'est donc pas la même selon l'approche retenue ; l'évaluation des dommages qui en découle diffère largement. La valeur statistique de la vie dans un pays en développement est bien supérieure dans une approche normative, à celle résultant de l'approche descriptive. Il en est donc de même pour les dommages dus à une augmentation du taux de mortalité. La question méthodologique du choix de l'approche est aussi une question éthique fondamentale : peut-on accepter que la vie d'un habitant des Etats-Unis ait une valeur statistique supérieure à celle d'un Indien ?

Une vive polémique au sein des experts du GIEC, puis au-delà, est née de la publication, dans le deuxième rapport du GIEC, d'estimations des dommages dus au changement climatique, à partir d'études incluant des valeurs statistiques de la vie humaine basées sur l'approche descriptive (Hourcade 1996, p. 66-67 ; Portney, 1998, p. 122 ; Mendelsohn, 1998, p. 225-226). Il en est résulté que le résumé officiel de ce rapport et le résumé à l'intention des décideurs sont très succincts sur cette partie et passent sous silence toute estimation chiffrée des dommages (GIEC, 1996 a et b).

De la même manière, on pourrait montrer les difficultés à valoriser économiquement la diminution éventuelle de la biodiversité terrestre ou le risque de disparition de territoires entiers dus au changement climatique.

Quoi qu'il en soit et compte tenu des incertitudes soulignées, les évaluations récentes des dommages établissent à quelques points de pourcentage de PIB le

coût annuel des dommages globaux dus à un doublement de la concentration de l'atmosphère en équivalent CO_2. Mais le coût est proportionnellement beaucoup plus élevé pour les pays en développement (jusqu'à près de 9 %) que pour les pays industrialisés (de l'ordre de 1 à 3 %) (IPCC, 1996, p. 205). Il le serait encore plus dans une perspective normative de la valeur statistique de la vie humaine, ce qui modifierait probablement profondément les résultats.

Quant aux coûts marginaux des dommages associés aux émissions de CO_2, ils sont estimés entre 5 et 125 $ de 1990 par tonne de carbone. Mais « le GIEC n'endosse aucune des fourchettes de valeurs publiées » (GIEC, 1996a, p. 82), tant ces chiffres sont issus de modèles simplistes et d'hypothèses différentes, en particulier sur le taux d'actualisation.

- Le choix du taux d'actualisation

L'utilisation de l'analyse coûts-avantages dans le cadre du changement climatique est rendue délicate également par l'horizon temporel. Alors que les projets habituellement évalués par l'analyse coûts-avantages s'étalent fréquemment sur 20 - 30 ans, le changement climatique annoncé s'étendrait sur plusieurs siècles, du fait que les gaz à effet de serre sont des « polluants stocks » dont la durée de vie dans l'atmosphère est très longue. Ainsi, alors que les coûts liés aux mesures d'atténuation du changement climatique seraient engagés dans un futur proche, les bénéfices tirés de cette mesure pourraient être enregistrés des décennies, voire des siècles plus tard.

Le choix du taux d'actualisation est primordial dans ce contexte intertemporel, car la valeur actuelle de 1 euro dans cent ans et le flux cumulé sur cent ans de recettes ou de coûts sont respectivement de :

1 euro	et	100 euros	avec un taux d'actualisation de	0 %
0,37 euro		64 euros		1 %
0,05 euro		33 euros		3 %
0,0005 euro		13 euros		8 %

Par conséquent, si le taux est élevé (8 % ou plus), la valeur actuelle nette des bénéfices des générations futures est très faible et celle des coûts d'atténuation engagés par la génération présente est comparativement importante : à la limite, l'inaction est la décision à préconiser dans ce cas. Et inversement : avec un taux d'actualisation très faible, les bénéfices cumulés sur plusieurs générations, qui proviendraient des actions d'atténuation de l'effet de serre entreprises par la

génération actuelle, dépasseraient probablement très largement les coûts engagés et imposeraient des actions immédiates de grande ampleur.

Deux grandes catégories conceptuelles différentes permettent de fonder la détermination du taux d'actualisation de projets d'investissements publics. La première s'attache au rendement des investissements privés et fait apparaître un coût d'opportunité du capital. En effet, dans la mesure où des investissements privés pourraient permettre d'obtenir un niveau de bien-être des générations futures au moins égal à celui tiré d'actions de réduction de l'effet de serre, le taux d'actualisation devrait être égal au taux de profit de l'investissement privé. Cependant, le rendement des investissements privés comporte une prime pour les risques encourus. Par conséquent, le coût d'opportunité des mesures de limitation de l'effet de serre doit être ajusté à la baisse pour ne pas inclure cette prime de risque (Arrow, 1995, p. 636).

La deuxième catégorie s'appuie plutôt sur des considérations éthiques et définit un taux en fonction de la valorisation de l'avenir (Arrow, 1995). Ce taux se décompose lui-même en une somme de deux termes : un « effet richesse » et un effet de « préférence pure pour le présent ». L'effet richesse traduit la nécessité d'accorder une valeur moindre à la consommation d'une unité supplémentaire de bien dans le futur, dès lors qu'on suppose que l'augmentation du bien-être des populations (approché par le niveau de consommation par habitant) se poursuivra [1]. L'effet de préférence pure pour le présent indique que les individus accordent plus de valeur à la consommation présente qu'à la consommation future (inconnue donc risquée).

Les niveaux des taux qui sont associés à ces deux approches conceptuelles divergent sensiblement : élevés dans le premier cas (8 à 10 %) (Birdsall et al., 1993), ils sont plus faibles dans le second (1 à 5 %) (Nordhaus, 1990 ; Arrow, 1995 ; Cline, 1992). Mais, selon les termes même du GIEC « la meilleure façon de choisir un taux d'actualisation est et restera sans doute une question insoluble » (GIEC, 1996a, p. 79).

A toutes ces considérations sur l'analyse coûts-avantages, vient s'ajouter la divergence potentielle entre des valeurs nationales et une valeur internationale du carbone, car les dommages dus au changement climatique et donc les avantages engendrés par des actions de dépollution ne seront pas du tout de même nature selon les pays.

---

(1) Cet effet richesse résulte lui-même du produit du taux de croissance de la consommation par habitant, par l'élasticité de l'utilité marginale par rapport au revenu.

Les limites de l'analyse coûts-efficacité pour l'évaluation des politiques d'atténuation du changement climatique

Dans l'approche coûts-efficacité, la valeur du carbone dépend en premier lieu du niveau de dépollution considéré. Mais le niveau de dépollution qui respecte le principe de précaution est l'objet de polémiques au sein de la communauté scientifique. En d'autres termes, quelle concentration atmosphérique des gaz à effet de serre doit-on retenir dans une perspective d'application du principe de précaution ? L'article 2 de la Convention-cadre sur le changement climatique parle de « stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique », mais il ne fixe pas ce niveau. Les travaux du GIEC mettent en évidence les niveaux d'émissions des différents gaz à effet de serre qu'il faudrait respecter pour atteindre des niveaux donnés de concentration de ces gaz dans l'atmosphère dans les siècles à venir. Mais ils se refusent à formuler des recommandations sur un niveau de stabilisation de la concentration des gaz à effet de serre (GIEC, 1996b, p.102-106).

De plus, même si un objectif global de dépollution est fixé, se pose encore la question de la répartition de l'effort de dépollution entre les différents pays. Une répartition efficace économiquement supposerait l'égalisation des coûts marginaux de réduction des différents pays mais ne répond pas à un souci d'équité, si ce n'est au principe de justice basé sur l'égalité utilitariste. Par ailleurs, définir une répartition équitable de l'effort entre les pays s'avère impossible compte tenu des multiples principes d'équité qui peuvent être invoqués par les pays et qui conduisent à des règles divergentes de différenciation des objectifs. Tout au plus pourrait être élaborée une répartition acceptable aux yeux des pays, qui risque cependant de ne pas être la plus efficace économiquement (Blanchard et al., 1999).

Il apparaît donc que l'approche coûts-avantages pose des problèmes importants de mise en œuvre pratique et qu'elle permet avant tout d'informer la négociation internationale en amont, par l'analyse des stratégies de contrôle du changement climatique sur le très long terme. En revanche l'approche coûts-efficacité peut être appliquée en aval de la fixation des objectifs au plan international : à un objectif de dépollution fixé au plan de la décision politique peut être associée une valeur du carbone. Nous avons choisi dans cette étude de privilégier cette approche, en étudiant en particulier la valeur du carbone découlant des objectifs d'émissions associés aux accords de Kyoto.

1.2 Les méthodologies d'évaluation de la valeur du carbone dans l'approche coûts-efficacité

Approches descendantes (top down), ascendantes (bottom up), intermédiaires

Différentes méthodes permettent d'analyser les coûts de réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'approche descendante (« top down ») s'appuie sur des modèles macro-économiques, le plus souvent d'équilibre général. L'approche ascendante (« bottom up ») relève d'une « approche d'ingénieur » ou est menée avec des modèles d'optimisation et de simulation du système énergétique. Toutes deux permettent de calculer des coûts de réduction exprimés soit en termes de perte de PIB, soit en termes de coût sectoriel, pour différents niveaux de réduction, et de construire des courbes de potentiels de réduction d'émissions pour différents niveaux de coût marginal.

Cependant, compte tenu des différences d'architecture et d'objectifs de ces deux familles de modèles (descendants/ascendants), les valeurs du carbone calculées à partir de ces modèles ne reflètent pas les mêmes coûts. Dans les modèles descendants, le coût marginal de réduction des émissions est un coût macro-économique : il correspond au coût marginal des ressources de l'ensemble de l'économie, qui doivent être engagées pour diminuer les émissions d'une tonne de carbone supplémentaire. Dans les modèles énergétiques, le coût marginal de réduction est le coût sectoriel (fréquemment appelé « coût direct » ou « coût brut »).

Quel que soit le type de modèles considéré, il s'avère que les modèles basés sur l'approche coûts-efficacité procèdent de façon similaire pour évaluer la valeur du carbone. La méthode est présentée à partir des travaux menés avec le modèle POLES de l'IEPE. Ce modèle procède d'une démarche intermédiaire entre modèles descendants et ascendants : il réalise une modélisation complète du système énergétique mondial et des émissions de CO_2 qui en découlent. C'est un modèle de simulation récursive de la demande, de l'offre et des prix de l'énergie à l'horizon 2030. Il offre une description détaillée des systèmes énergétiques de 26 pays ou régions du monde, ainsi que des marchés et des prix internationaux de l'énergie.

Valeur du carbone, coût marginal et coût total de réduction

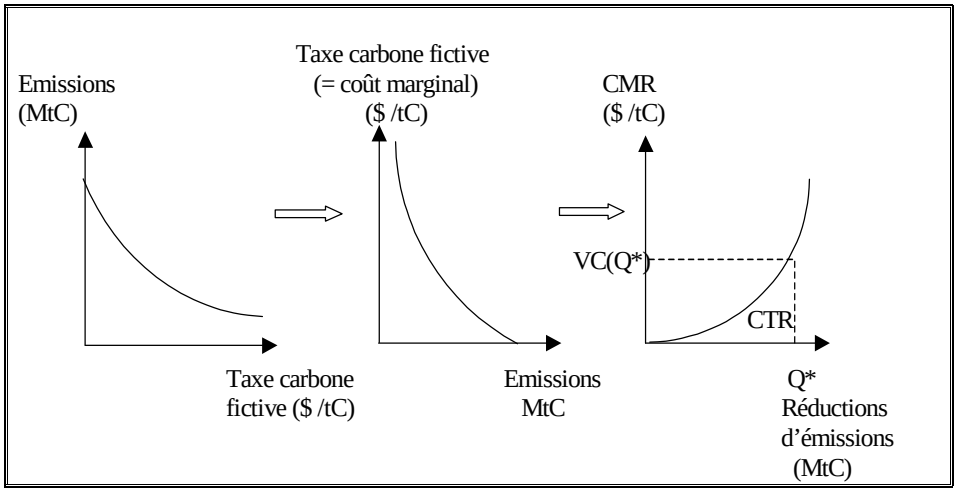
Dans le modèles POLES, l'évaluation des coûts de réduction est menée à partir de l'introduction d'une « taxe carbone fictive » (valeur du carbone) dans l'ensemble des modules de consommation-transformation de l'énergie.

- De la taxe carbone fictive au coût marginal de réduction

Cette taxe carbone fictive entraîne alors dans le modèle des ajustements de la demande d'énergie finale, par des changements technologiques ou de comportements implicites, ainsi que des substitutions dans les systèmes de conversion d'énergie, pour lesquels les technologies sont explicitées. A partir d'une projection de référence dans laquelle la taxe carbone fictive est considérée égale à zéro, il est ensuite possible de calculer, par simulations successives, les niveaux d'émission associés à une taxe fictive (valeur du carbone) variant pas à pas, de 0 à 300 $/tC par exemple.

Il est ainsi possible de tracer des courbes d'émissions en fonction de la valeur du carbone, ou, par inversion des axes, des courbes de coûts marginaux en fonction du niveau des émissions. On en déduit directement des courbes de coûts marginaux de réduction (CMR) en fonction des réductions d'émissions effectuées par rapport à la référence (Criqui et al., 1997). Pour un objectif de réduction déterminé Q*, la valeur du carbone VC(Q*) est le coût marginal de réduction correspondant. Le coût total de réduction (CTR) des émissions est déterminé par l'aire (l'intégrale) sous la courbe de coût marginal de réduction jusqu'à Q* (figure 2).

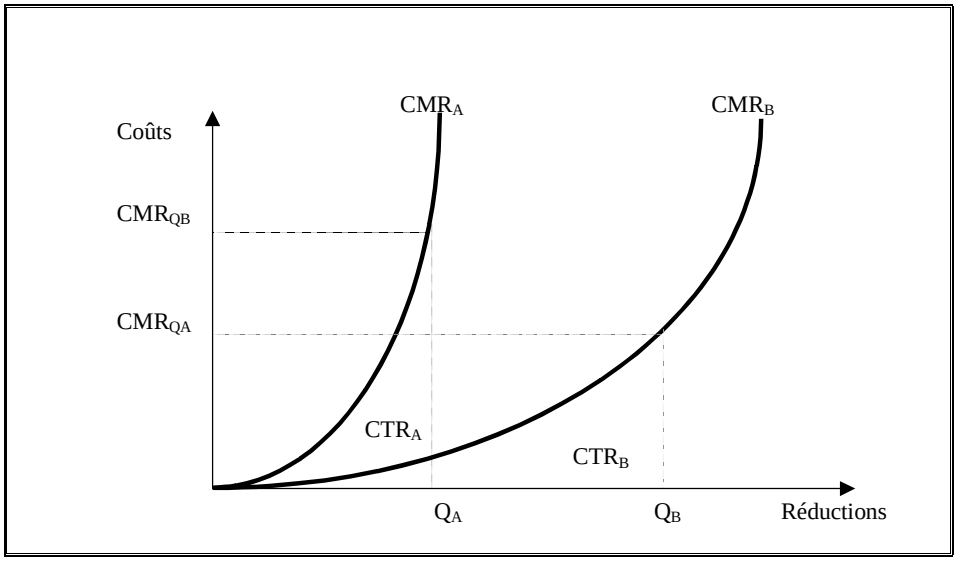
Figure 2
Construction de la courbe de coût marginal de réduction



- Le lien entre coût marginal et coût total de réduction

La distinction entre coût marginal de réduction et coût total de réduction est fondamentale. En particulier, pour deux pays A et B présentant des courbes de coûts marginaux différentes CMR_A et CMR_B, un même niveau de coût marginal correspond à des coûts totaux de réduction très différents, car les volumes de réduction associés au même coût marginal sont très différents. Et inversement, pour des volumes de réduction donnés Q_A et Q_B, les coûts marginaux associés peuvent être différents mais les coûts totaux sont équivalents (figure 3). Il convient donc de ne pas conclure systématiquement à un coût total faible dès lors que le coût marginal est faible ou inversement, à un coût total élevé du fait d'un coût marginal élevé : tout dépend du volume des réductions et de la forme de la courbe de coût marginal.

Figure 3
Lien entre coût marginal et coût total de réduction



- La différence entre coût marginal et coût moyen de réduction

Par définition, le coût moyen de réduction est le coût total des réductions rapporté au volume des réductions effectuées. Pour un niveau de réduction donné, le coût marginal de réduction correspond au coût de réduction de la dernière unité de réduction : il est plus élevé que le coût moyen.

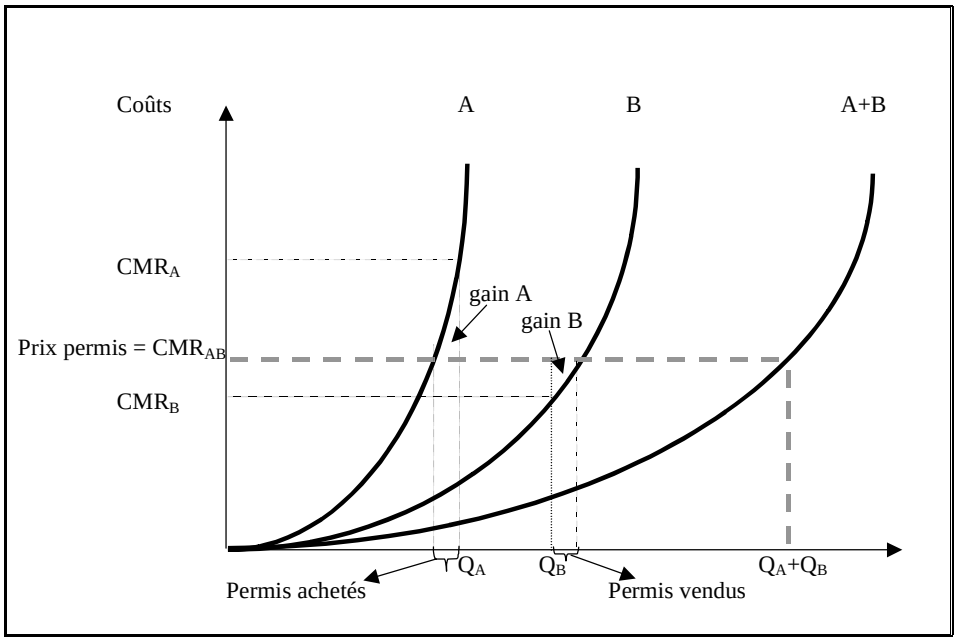
Les courbes présentées précédemment sont, par construction, des courbes de coûts marginaux de réduction et non des courbes de coûts moyens. La taxe carbone fictive est introduite dans le modèle de façon itérative : elle prend d'abord pour valeur 0 $, puis 10 $, 20 $, 30 $ et ainsi de suite, par pas de 10 $ jusqu'à 300 $. A chaque valeur de cette taxe correspond un niveau d'émissions et donc aussi, par rapport à la projection de référence, un niveau de réduction d'émissions. Ainsi, à chaque pas de 10 $ supplémentaires de taxe carbone fictive, il est possible d'associer les réductions d'émissions supplémentaires effectuées. Et inversement ensuite, pour des réductions d'émissions réalisées pas à pas, on en déduit la taxe carbone fictive supplémentaire nécessaire ou encore le coût supplémentaire à chaque pas. Par conséquent, c'est bien un coût marginal de réduction qu'on mesure pour chaque niveau de réduction supplémentaire.

Les courbes de coûts marginaux de réduction obtenues sont croissantes et légèrement convexes. Elles sont souvent proches d'une droite passant par l'origine. On peut donc considérer en première approximation que, pour un niveau donné de réduction, le coût moyen est légèrement inférieur à la moitié du coût marginal.

Egalisation des coûts marginaux et simulation de configurations de bulles ou de marchés

Ces courbes peuvent être étudiées pour chaque région prise isolément, mais aussi pour une région consolidée (ou une « bulle ») : le principe de base est alors que, pour une valeur du carbone donnée, les réductions d'émission d'une région A et d'une région B sont additives pour calculer les réductions de la région consolidée A + B. Consécutivement les courbes de coût marginal de réduction le sont aussi.

Figure 4
Echanges de permis d'émission et valeur internationale du carbone



Cette propriété ouvre la voie à l'analyse de bulles ou de marchés, au sein desquels il y aurait une égalisation des coûts marginaux de réduction, et donc minimisation du coût total, par échange de permis d'émission notamment. La figure 4 décrit le mécanisme d'échange de droits d'émission entre deux pays A et B soumis à des contraintes d'émission respectives Q_A et Q_B (par exemple, deux pays de l'annexe B du protocole de Kyoto, hors pays en transition).

Le coût marginal de réduction pour la zone consolidée CMR_{AB} (qui correspond à la fois à la valeur internationale du carbone et à la valeur des permis d'émission) s'établit à un niveau intermédiaire entre les coûts marginaux des deux pays pris séparément, CMR_A et CMR_B. Le volume des échanges de permis découle des écarts entre les coûts marginaux de réduction nationaux et le coût marginal de réduction de la bulle (qui détermine le prix du permis). La valeur des échanges est constituée par le produit du nombre de permis par le prix unitaire des permis (achats pour A, ventes pour B). Les gains de chaque partenaire dans l'échange sont constitués par la différence entre le coût total sans permis et le coût des réductions internes plus les achats (pays A) ou moins les ventes de permis (pays B).

Cette représentation permet également d'étudier la situation des échanges entre un pays contraint A et un pays présentant un excédent de droits d'émission (de l'« air chaud » dans le langage de la négociation pour caractériser la situation des pays en transition) : l'objectif de réduction consolidé serait alors dans les faits réduit de la quantité d'air chaud, avec même la possibilité d'un respect formel des objectifs sans réduction effective si l'air chaud est supérieur à la réduction imposée au pays A.

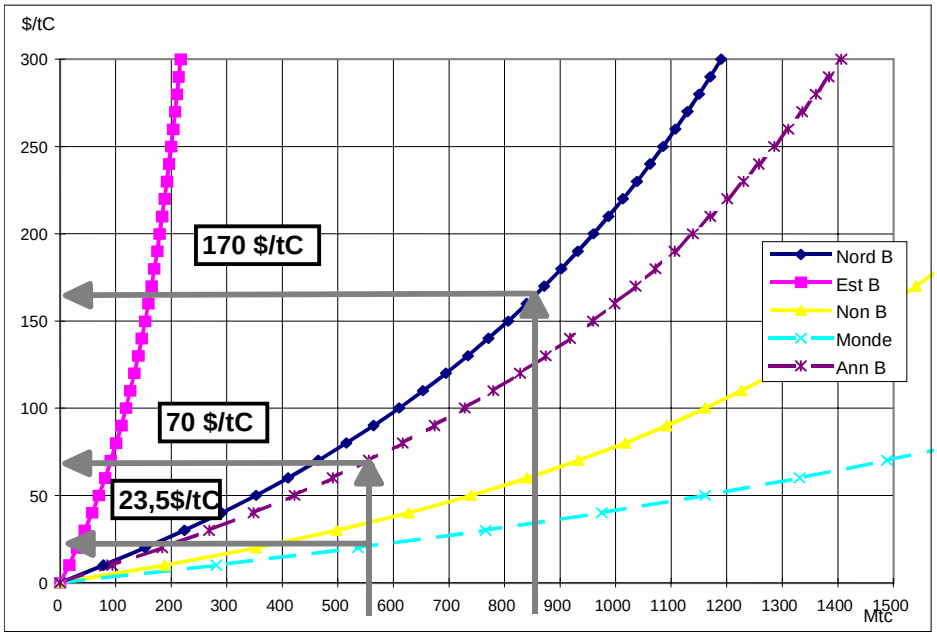
Enfin, il est aussi possible de décrire l'échange entre un pays contraint et un pays dont les droits d'émission seraient égaux à la situation de référence. Ce dernier cas correspond potentiellement à celui des pays en développement, dont les émissions ne sont pas contraintes dans le Protocole de Kyoto et pour lesquels les travaux de modélisation (POLES, EPPA, SGM, MRT) retiennent le plus souvent une allocation de droits d'émission correspondant à leur projection de référence (Blanchard et al., 1998 ; Ellerman et al., 1998 ; Edmonds et al., 1998 ; Bernstein et al., 1999). Ils pourraient alors vendre les réductions effectuées par rapport à cette « dotation carbone », ou encore les faire valider dans le cadre du « mécanisme de développement propre » proposé à Kyoto : le prix du permis correspondrait alors au coût marginal de réduction de la bulle pour la quantité de réduction initiale des pays Annexe B, puisqu'aucune réduction n'est imposée *a priori* aux pays non Annexe B.

- Un exemple de simulation de trois hypothèses sur la structure des dispositifs de flexibilité

Dans cette perspective, et pour le respect des engagements de réduction d'émissions souscrits par les pays à Kyoto, les résultats actuels du modèle POLES (novembre 1998) font apparaître diverses valeurs internationales du carbone, en fonction des configurations d'échange retenues (figure 5).

Si le marché des permis d'émission est limité aux pays de l'annexe B du Protocole de Kyoto (pays de l'OCDE et pays en transition, ayant accepté des engagements contraignants), le coût marginal de réduction consolidé, qui correspond à la valeur internationale du carbone (et donc au prix du permis) serait de 70 $.

Figure 5
Le respect de Kyoto en 2010 : trois configurations d'échange pour trois grandes régions mondiales



Source : modèle POLES novembre 1998

Si seuls les pays du Nord de l'Annexe B ont accès aux permis d'émission (ceci exclut les pays en transition), la valeur du carbone s'établit à 170 $: cette valeur très supérieure à la précédente provient du fait que les pays qui participent à l'échange ne peuvent plus bénéficier de « l'air chaud » des économies en transition et doivent donc procéder en totalité à de réelles réductions d'émissions. A l'inverse, la valeur du carbone (ou encore le prix du permis) diminue beaucoup (23,5 $) si tous les pays du monde participent à l'échange, en raison d'une offre de permis abondante, correspondant à la mobilisation de potentiels de réduction importants dans les pays en développement.

- Les incertitudes sur la valeur internationale du carbone

Les résultats présentés ci-dessus sont largement théoriques dans la mesure où le marché des permis d'émission est supposé fonctionner parfaitement, être parfaitement régulé et ne pas comporter de coûts de transaction. La valeur du carbone ainsi calculée doit donc être considérée comme une valeur minimale, et le volume des échanges comme un niveau maximal.

Par ailleurs, diverses incertitudes peuvent entacher les résultats obtenus. Ceux-ci dépendent en particulier des courbes de coûts marginaux construites, de l'articulation des dispositifs de flexibilité prévus dans le Protocole de Kyoto et du degré de réalisation des potentiels de flexibilité. Dans la troisième configuration envisagée précédemment (marché mondial des permis d'émission), vient s'ajouter un autre élément déterminant pour les résultats : l'hypothèse concernant l'attribution des droits des pays en développement en 2010. Celle-ci est pour l'heure une conjecture, mais elle devra dans tous les cas s'inscrire dans une perspective d'équité.

A plus longue échéance, au-delà de la période 2008-2012 couverte par le Protocole de Kyoto, la répartition des droits d'émission entre tous les pays est une autre incertitude attachée à la valeur internationale du carbone. Le dilemme équité-efficacité sera à nouveau au centre des négociations.

1.3 Les applications dérivées de la valeur internationale du carbone

Le signal-prix tiré de la valeur internationale du carbone

La valeur du carbone peut être utilisée en tant que signal-prix pour la réduction des émissions de carbone, en étant associée à différents types d'instruments, de dispositifs ou de règles :

- si elle dérive d'un niveau de dépollution de précaution, elle peut servir de base pour l'instauration d'une taxe internationale sur le carbone ; c'est l'application, dans la réalité, de la « taxe carbone fictive » à partir de laquelle est estimée la valeur du carbone dans les modèles ;

- pour des pays ne respectant pas leurs engagements quantitatifs de dépollution, elle peut constituer la pénalité infligée par tonne de carbone excédentaire émise (approche « charge and standards », Cropper et al., 1992) ;

- sur un marché de permis d'émissions avec des contraintes sur les quotas échangés, elle peut constituer un prix plancher du permis d'émission ; en effet, si un plafond aux échanges est fixé, les pays sont contraints de réaliser une proportion donnée de leurs réductions d'émissions en interne ; de ce fait, la demande internationale de permis diminue et entraîne une

diminution du prix du permis ; donc fixer un prix plancher de la valeur du permis constitue une alternative à l'instauration d'un plafond quantitatif (Lipietz, 1999) ;

- a posteriori, la valeur internationale du carbone peut aussi se dégager comme le prix des transactions des réductions d'émissions, dans le cadre des mécanismes de flexibilité définis dans le Protocole de Kyoto (application conjointe au niveau de projets micro-économiques, mécanisme de développement propre dans une perspective méso-économique, échange de permis d'émission à l'échelle macro-économique).

L'articulation valeur nationale du carbone-valeur internationale du carbone

Des réflexions similaires à celles portant sur la valeur internationale du carbone peuvent être menées sur la valeur nationale du carbone. En l'absence de dispositifs de flexibilité, la valeur nationale du carbone représente en théorie le coût marginal du respect des objectifs nationaux (voir supra 1.2.2). Mais elle doit aussi être articulée avec les objectifs sectoriels de réduction des émissions, et se trouve alors au centre du débat entre efficacité et équité, à l'instar de la valeur internationale du carbone qui dépend de la répartition des objectifs de réduction entre Etats. En effet, les politiques nationales de réduction des émissions sont confrontées aux choix et arbitrages suivants :

- si l'on privilégie l'efficacité, il convient de viser à l'égalisation des coûts marginaux de réduction entre les secteurs ; mais alors, les taux de réduction seraient a priori très différents entre les secteurs : en France par exemple, le taux des réductions opérées dans le secteur industriel serait supérieur à celui du résidentiel-tertiaire, lui-même supérieur à celui des transports ;

- si l'on privilégie au contraire des considérations d'équité ou du moins d'équilibre entre les secteurs, les objectifs de réduction pourraient par exemple être proportionnels aux émissions de référence ; les coûts marginaux de réduction seraient alors a priori nettement différents d'un secteur à l'autre et révèleraient une situation non efficace.

Dans l'hypothèse où les dispositifs de flexibilité prévus dans le Protocole de Kyoto fonctionnent parfaitement, la valeur nationale du carbone est identique à la valeur internationale du carbone, puisqu'il y a égalisation des coûts marginaux de réduction des différents pays participant à l'échange (valeurs nationales du carbone) au niveau du prix du permis, soit encore au niveau de la valeur internationale du carbone.

En revanche, l'introduction de plafonds aux échanges entraîne la dissociation des valeurs nationales et de la valeur internationale du carbone : d'un côté, du fait de réductions à opérer en interne supérieures à celles qui résulteraient de l'existence d'un marché parfait, le coût marginal des réductions à opérer en interne est supérieur à celui qui découlerait d'un marché parfait ; de l'autre, la valeur internationale du carbone diminue (voir supra 1.3.1).

Quant aux applications dérivées de la valeur nationale du carbone, elles sont similaires à celles relatives à la valeur internationale du carbone. En tant que signal-prix des réductions d'émissions nationales, la valeur nationale du carbone peut constituer a priori :

- la base d'une taxe nationale sur les émissions ;
- la base de la pénalité imposée aux secteurs/acteurs ne respectant pas leurs engagements ;
- la base du « calibrage » des normes d'émission, pour que celles-ci n'entraînent pas des coûts trop divergents entre secteurs/acteurs ;
- a posteriori cette valeur nationale du carbone pourrait aussi être révélée par les transactions sur un marché intérieur des droits d'émission.

2. Les évaluations de la valeur du carbone à partir des exercices de modélisation

De nombreux modèles permettent de projeter les émissions de gaz à effet de serre à divers horizons temporels. A partir de ces émissions, ils déterminent généralement des valeurs du carbone en fonction du montant des réductions à effectuer.

Les modèles que nous avons étudiés peuvent être classés en deux catégories principales, selon qu'il s'agit de modèles macro-économiques ou énergétiques. Les modèles macro-économiques représentent l'économie dans son ensemble et ont de ce fait une approche relativement agrégée du secteur énergétique. Les consommations d'énergie tout comme les technologies énergétiques sont moins détaillées que dans les modèles énergétiques. A l'inverse, ces derniers comportent une description fine du secteur énergétique, mais font peu apparaître (ou pas du tout) les interactions entre le secteur énergétique et les autres secteurs de l'économie.

Toutefois la frontière entre les deux approches est aujourd'hui moins nette qu'à l'origine, car dans chaque catégorie les modèles ont désormais tendance à apporter plus de détails sur les points initialement peu développés.

Parmi les modèles macro-économiques, il convient de distinguer ceux d'inspiration néo-keynésienne et ceux d'équilibre général appliqué (appelés aussi modèles d'équilibre général calculable). Les premiers, adaptés avant tout pour des analyses de court-moyen terme, utilisent des relations économétriques entre les variables et ne supposent pas l'existence d'une économie en équilibre.

Les modèles d'équilibre général appliqué (MEGA) sont construits à partir de fonctions d'optimisation (maximisation d'utilité, minimisation de coût) et parviennent à l'égalisation de l'offre et de la demande sur chaque marché par la recherche du prix d'équilibre. Leur horizon temporel peut être plus éloigné que celui des modèles néo-keynésiens, car ils ne dépendent pas systématiquement de relations économétriques établies à partir de comportements passés. Des équations peuvent être calibrées (« benchmarked »), de manière à tenir compte par exemple de percées technologiques futures (IPCC, 1996, p. 282-289).

Parmi les modèles énergétiques, une distinction nette existe entre les modèles de simulation ou d'équilibre sectoriel et les modèles d'optimisation énergétique. Dans les premiers, les choix technologiques découlent de fonctions représentant le comportement d'investissement des agents en information imparfaite. A l'inverse, dans les modèles d'optimisation, le choix des technologies de réduction des émissions s'opère en fonction du coût minimal de réduction, dans une hypothèse d'information parfaite.

Dans notre étude, les modèles macro-économiques analysés sont des MEGA. Il s'agit de :

- MRT (Multi Regional Trade model) du CRA (Charles River Associates) ;
- MERGE (Model for Evaluating Regional and Global Effects) de l'EPRI (Electric Power Research Institute) ;
- WEFA (Wharton Econometric Forecasting Associates) ;
- EPPA (Emissions Prediction and Policy Analysis) du MIT (Massachusetts Institute of Technology), dérivé du modèle GREEN (General Equilibrium Environmental Model) développé par l'OCDE ;
- SGM (Second Generation Model) utilisé par PNNL (Pacific Northwest National Laboratory) et pour l'étude AEA (Administration Economic Analysis) de l'Administration américaine (AEA, 1998). Cette dernière étude montre qu'avec les mécanismes de flexibilité prévus dans le Protocole

et des politiques environnementales nationales « saines », le coût pour atteindre l'objectif de Kyoto est relativement modeste pour les Etats-Unis ;
- GEMINI-E3 (General Equilibrium Model of International National Interaction for Economy-Energy-Environment) du CEA (Centre d'études atomiques) et du ministère de l'Equipement ;
- DRI (Data Resources Inc.) utilisé par l'EIA (Energy Information Administration).

Les modèles énergétiques d'équilibre sectoriel intégrés dans notre étude sont :

- NEMS (National Energy Modeling System) utilisé par l'EIA ;
- POLES (Prospective Outlook on Long term Energy Strategy) de l'IEPE.

Le troisième modèle énergétique pris en compte s'apparente quant à lui aux modèles d'optimisation des technologies. Il s'agit de :

- MARKAL utilisé par ECN (Netherlands Energy Research Foundation).

La comparaison des valeurs du carbone de ces modèles a été menée à partir de trois sources principales d'informations : une étude de l'EIA [1], des publications des équipes de recherche [2] et l'échange direct avec certains auteurs. Les comparaisons effectuées portent successivement sur les valeurs nationales, puis sur les valeurs internationales du carbone mises à jour dans les diverses études.

Il convient de rappeler que les valeurs du carbone calculées à partir de ces modèles ne reflètent pas les mêmes coûts : les coûts obtenus par les modèles macro-économiques sont des coûts globaux ou « coûts nets » alors que dans les modèles énergétiques, il s'agit de coûts uniquement sectoriels, ou « coûts bruts ».

2.1 Valeurs nationales du carbone

La valeur nationale du carbone correspond au coût marginal de réduction qui est associé à un volume donné de réduction d'émissions d'un pays, lorsque la

(1) Energy Information Administration (EIA), « Comparing Cost Estimates for the Kyoto Protocol », chapitre 7, in « Impacts of the Kyoto Protocol on U.S. Energy Markets and Economic Activity, Washington DC, octobre 1998.
(2) MIT (1998) ; EIA (1998), chapitre 6 ; Bernard (A.) et al. (1998) ; Edmonds (J.A.) et al. (1998) ; AEA (1998) ; Bernstein (P.) et al. (1999) ; Gielen et al. (1998 a).

totalité des réductions d'émissions doit s'opérer à l'intérieur dudit pays, sans qu'il y ait possibilité d'échange de permis avec d'autres pays.

Le tableau 1 présente les valeurs du carbone obtenues par les différents modèles pour quelques pays, en 2010. Les objectifs de réduction d'émissions, pris en compte dans les modèles pour 2010, sont ceux fixés à l'horizon 2008-2012 dans le Protocole de Kyoto, à savoir : - 7 % pour les Etats-Unis, - 6 % pour le Japon, - 8 % pour l'Union européenne et 0 % pour la France [1], par rapport aux émissions de l'année de base (1990 ou 1995 selon les gaz [2]). Dans un souci de comparabilité, les valeurs du carbone affichées sont toutes exprimées en dollars de 1990 par tonne de carbone. Certaines ont ainsi été l'objet d'une conversion préalable qui explique la différence par rapport à la source initiale d'où elles ont été tirées [3].

Ce tableau permet de souligner l'importance des écarts dans les valeurs du carbone selon les études. Pour les Etats-Unis, les valeurs du carbone varient dans un rapport de 1 à 2 :

- dans cinq études, la valeur du carbone est comprise entre 150 et 200 $;
- elle est entre 220 et 240 $ dans quatre autres études ;
- enfin, une étude aboutit à une valeur proche de 300 $.

Pour le Japon, le rapport entre la valeur la plus faible et celle la plus élevée des modèles est de 3,5 (194 $-700 $). Pour l'Union européenne, il est de 1 à 2 (160 $-327 $). Enfin, pour la France, les deux études disponibles obtiennent des valeurs voisines (212 $-226 $).

Cinq études donnent des valeurs du carbone à la fois pour les Etats-Unis, le Japon et l'Union européenne. Pour chacune de ces études, le Japon affiche la valeur du carbone la plus élevée. En revanche, l'ordre de classement des Etats-Unis et de l'Union européenne diffère selon les études : trois études obtiennent la valeur du carbone la plus faible pour les Etats-Unis et deux pour l'Union européenne. De plus, l'écart entre la valeur du Japon et celle des Etats-Unis est

(1) La répartition de l'effort de réduction au sein des pays membres de l'Union européenne a été décidée par les membres de l'Union, quelque six mois après la Conférence de Kyoto.
(2) 1990 pour le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'oxyde nitreux (N_2O) ; 1995 pour les hydrofluorocarbones(HFC), hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6).
(3) Déflateur du PIB utilisé (indice 100 en 1987) : 1985 : 94,52 ; 1990 : 113,31 ; 1992 : 120,92 ; 1995 : 129,6 ; 1996 : 132,19 ; source : Enerdata.

d'un facteur de plus de 3 dans les modèles EPPA et GEMINI, tandis qu'il est seulement de 1,3 dans POLES.

Dans tous les cas donc, le respect de l'objectif de réduction défini dans le Protocole de Kyoto fait apparaître le coût marginal de réduction le plus élevé au Japon. Mais, comme on l'a déjà souligné par ailleurs, cela ne signifie pas forcément que le coût total du respect des objectifs de Kyoto soit plus élevé pour le Japon que pour les Etats-Unis (ou l'Union européenne). Dans POLES, en l'occurrence, le coût total est estimé à 1 697 M $ 1990 pour le Japon et à 32 181 M $ 1990 pour les Etats-Unis, soit des « taux d'effort » respectifs de 0,16 % et de 0,37 % du PIB, pour des coûts marginaux de réduction respectifs de 194 $ et de 149 $.

Tableau 1
Valeurs nationales du carbone, en $ 1990/tC, objectif Kyoto 2010

Modèle	Laboratoire ou Etude	USA	Japon	Union européenne	France	Remarques
Modèles d'équilibre général appliqué						
MRT	CRA	240	409	183		
MERGE	EPRI	240				
WEFA	WEFA	227				
EPPA	MIT	223	700	327		UE12 (avant 1992)
SGM	PNNL (1998a)*	189				
SGM	AEA	167				6 GES
SGM	PNNL (1998b)*	157	429	122 135		6 GES-nouvelles capas de prod nucl en UE 6 GES-pas de nouvelles capas nucl en UE
GEMINI-E3	CEA/Min équipement	147	492	324	212	UE11 (UE 1992 sans France)
Modèles énergétiques						
NEMS	EIA	298				
POLES	IEPE	149	194	193	226	UE15
MARKAL	ECN			160 51		CO2 seul – UE12 (sans Irl., Autr., Lux.) 6 GES, UE12 (sans Irl., Autr., Lux.)

***** *PNNL (1998a) : étude présentée dans EIA (1998) ; PNNL (1998b) : étude présentée dans Edmonds et al. (1998)*

2.2 Valeurs internationales du carbone

Comme on l'a vu précédemment, la valeur internationale du carbone peut exister dès lors qu'il y a possibilité d'échange de permis d'émission entre des pays. Elle est déterminée par l'égalisation des coûts marginaux de réduction de tous les pays participant à l'échange. Elle correspond au prix du permis d'émission tel qu'il résulterait de l'instauration d'un marché parfait.

Le tableau 2 présente les valeurs internationales du carbone obtenues par les différents modèles, en fonction de diverses configurations de marché (ou « bulles »), c'est-à-dire en fonction des pays participant au marché. Les valeurs sont à nouveau toutes exprimées en $ de 1990.

La lecture verticale du tableau (comparaison des valeurs du carbone obtenues par les différents modèles, pour une configuration de marché donnée) révèle que «l'Annexe B » est la bulle la plus fréquemment explorée par les modèles. Celle-ci comprend tous les pays référencés précisément à l'Annexe B du Protocole de Kyoto. Ces pays ont accepté un objectif contraignant de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2008-2012 et peuvent échanger entre eux des unités de réduction d'émissions [1]. A quelques rares exceptions près, ce sont les pays membres de l'OCDE de 1992 et les pays en transition vers une économie de marché.

Malgré les nombreux obstacles pratiques à sa mise en place immédiate, ce marché réduit aux pays de l'Annexe B est a priori celui qui fonctionnerait le premier (avant un marché étendu à certains pays en développement, et à terme peut-être un marché mondial), si l'option de flexibilité était acceptée au plan international. Ceci explique l'intérêt porté à la bulle « Annexe B » dans les modèles.

Dans la configuration de marché « Annexe B », les modèles aboutissent à une valeur internationale du carbone comprise entre 70 $ et 150 $, lorsque les réductions d'émissions concernent le seul CO_2. Les études qui incluent les six gaz à effet de serre font apparaître un prix du permis inférieur (47 $-68 $).

Pour un marché limité à l'Union européenne, la valeur du carbone est de 160 $ pour le modèle MARKAL contre 193 $ pour POLES, quand les réductions d'émissions ne portent que sur le CO_2. Si les six gaz à effet de serre sont inclus, la valeur du carbone est réduite à 51 $ pour MARKAL.

---

(1) Article 6 du Protocole (UNFCCC, 1997).

Tableau 2
Valeurs internationales du carbone, en $ 1990/tC, objectif Kyoto 2010

		Configurations de marché							
Modèle	Laboratoire ou étude	Union europ. (1)	France + reste UE (2) + USA + Japon	AnnB hors EuroEst	AnnB	AnnB sans UE	AnnB sans UE + PED « clés »	AnnB + PED « clés » (3)	Marché mondial
Modèles d'équilibre général appliqué									
GEMINI-E3	CEA/Min équipt		215						
EPPA	MIT				150				29
MERGE	EPRI				98				
DRI	EIA				94				
MRT	CRA				79				27
SGM	PNNL(1998a) (C02) PNNL(1998b) (6 GES)				86 68	60			24
SGM	AEA (6 GES)				47	25	12	20	
Modèles énergétiques									
POLES	IEPE	193	164	170	70	50	19	29	23,5
MARKAL	ECN (C02) (6 GES)	160 51							

PNNL (1998a) : étude présentée dans EIA (1998) ; PNNL (1998b) : étude présentée dans Edmonds et al. (1998)
Union européenne à 15 pour POLES, à 12 (sans Autr., Irl., Lux.) pour MARKAL
Reste Europe = UE 12 (1992) moins France pour Gemini, UE 15 moins France pour POLES
PED « clés » = Inde, Chine, Corée du Sud, Mexique

Dans l'hypothèse où un marché mondial serait créé, ou au moins un marché comprenant les pays industrialisés (Annexe B) et les pays en développement « clés » [1], le prix du permis se situerait entre 20 et 29 $.

La lecture horizontale du tableau 2 (comparaison de la valeur du carbone pour un même modèle en fonction des diverses configurations de marché) montre

(1) Pour les pays actuellement non contraints dans le Protocole de Kyoto, les modèles supposent que les réductions d'émissions comptabilisées en 2010 sont celles qui seraient effectuées par rapport au scénario de référence (« business as usual ») de 2010, dans l'hypothèse où une taxe carbone fictive serait introduite. Plus la taxe carbone est élevée, plus les réductions le sont.

que l'élargissement du marché, de l'Annexe B à un marché mondial, mène dans tous les modèles à une baisse importante de la valeur du carbone : celle-ci serait divisée d'un facteur 3 à 5. Ceci est dû à l'existence d'importants potentiels de réduction des émissions à coût marginal faible ou modéré dans les pays en développement.

Les pays en transition ont eux aussi des potentiels de réduction de leurs émissions à bas coût ou à coût nul. En particulier, « l'air chaud », dégagé essentiellement par la Fédération de Russie et l'Ukraine, a un impact considérable sur la valeur internationale du carbone. En effet, dans le Protocole de Kyoto, ces deux pays se sont engagés, pour 2008-2012, à stabiliser leurs émissions à leur niveau de l'année de référence ; mais, du fait d'une situation économique défavorable, les émissions projetées dans le scénario de référence des différents modèles sont inférieures en 2010, voire très inférieures à celles dégagées pendant l'année de référence. Par conséquent, la Fédération de Russie et l'Ukraine réduiraient leurs émissions dans une proportion plus grande que l'objectif qui leur est assigné dans le Protocole, sans avoir engagé d'actions de réduction. Le coût des réductions est nul mais, jusqu'à concurrence de la stabilité de leurs émissions par rapport à l'année de référence, les pays disposent de volumes de réduction qu'ils peuvent échanger avec d'autres pays.

Ainsi, quand on réduit le marché Annexe B à des bulles sans les pays en transition, la valeur internationale du carbone en 2010 est beaucoup plus élevée que dans l'hypothèse de la bulle « Annexe B ». Dans le tableau 2, le modèle POLES produit des valeurs comprises entre 190 et 160 $ pour les trois configurations de marché concernées (Union européenne ; France + reste Union européenne + Etats-Unis + Japon ; Annexe B hors Europe de l'Est), à comparer à la valeur du carbone de 70 $ pour un marché « Annexe B ».

A l'inverse, dès lors que les pays en transition et/ou les pays en développement font partie de la bulle et que l'on exclut des pays à coût marginal élevé (tels que ceux de l'Union européenne), la valeur du carbone décroît : c'est le cas des bulles « Annexe B sans Union européenne » et « Annexe B sans Union européenne + PED clés » du tableau 2.

En tout cas, quel que soit le modèle considéré, l'instauration d'un marché de permis d'émission, même circonscrit aux pays de l'Annexe B, présente un intérêt manifeste pour certains pays comme les Etats-Unis, le Japon ou la France. En effet, dans chaque modèle, les valeurs nationales respectives du carbone (sans marché) sont bien supérieures à la valeur internationale du carbone au sein de la bulle « Annexe B ».

A titre d'exemple, les modèles annonçant une valeur nationale du carbone entre 149 et 240 $ pour les Etats-Unis affichent une valeur internationale du carbone entre 47 et 150 $ pour un marché « Annexe B ». Dans ces conditions, et cela est le cas de tout pays acheteur de permis, les Etats-Unis réduiront leurs émissions sur leur sol jusqu'au point où le coût marginal de réduction sera égal au prix international du permis. Pour les réductions dont le coût marginal dépasse la valeur internationale du carbone, ils achèteront des permis à d'autres pays, où le coût marginal de réduction est au plus égal au prix du permis.

De façon plus générale, il a été montré par ailleurs que tous les pays, acheteurs ou vendeurs, gagnent à l'échange sur un marché de permis d'émission, par rapport à une situation sans échange. En outre, plus le marché est étendu, plus le gain global est important ; mais la répartition de ce gain entre les pays peut évoluer en fonction des bulles considérées (Blanchard et al., 1998 ; Ellerman et al. 1998).

Le bien-fondé d'un marché de permis d'émission est clair d'un point de vue coûts-efficacité. Cependant, les chiffres bruts exposés ci-dessus pour les valeurs nationales et internationales du carbone attestent d'écarts importants dans les résultats des divers modèles. Les évaluations des coûts totaux de réduction des émissions sont par conséquent elles aussi disparates. Compte tenu des enjeux économiques qui ressortent des résultats des modèles, il est nécessaire de comprendre l'origine des écarts.

2.3 Les principaux facteurs explicatifs des différences dans les valeurs du carbone

De nombreux facteurs affectent la détermination des coûts de réduction des émissions, et donc la valeur du carbone, dans les modèles. Il s'agit ici de mettre l'accent sur ceux qui sont susceptibles d'expliquer les écarts constatés précédemment.

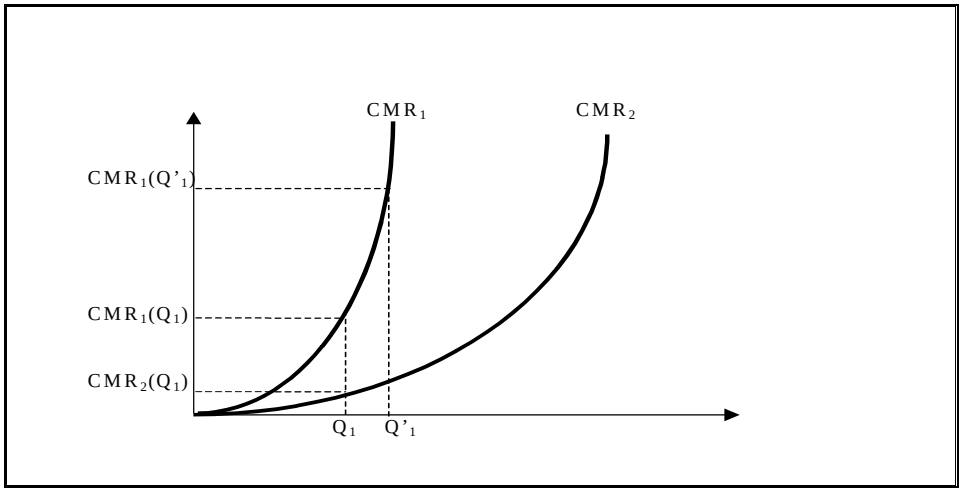
Dans les modèles étudiés, les réductions d'émissions à réaliser pour atteindre l'objectif de Kyoto sont déterminées à partir d'un scénario de référence qui donne les projections d'émissions en 2010, si aucune action n'est engagée pour réduire les émissions (« business as usual » ou « baseline »). Plus le scénario de référence fait apparaître une croissance forte des émissions en 2010, plus le volume de réductions à opérer est élevé par rapport aux émissions de l'année de base (1990 ou 1995 selon les gaz), pour un objectif donné en pourcentage de

réduction par rapport à l'année de base. Le coût marginal de réduction en est alors d'autant plus élevé.

De plus, en fonction de leurs spécifications, les modèles étudiés aboutissent à des courbes de coûts marginaux de réduction différentes, en termes de sensibilité des émissions à la valeur du carbone.

Ainsi, de façon générale, pour un objectif de réduction donné en pourcentage par rapport à une année de base, la valeur du carbone dépend d'une part du niveau des émissions dans le scénario de référence, et d'autre part de la pente de la courbe de coût marginal de réduction (figure 6).

Figure 6 – Valeur du carbone, niveau de référence, sensibilité à la valeur du carbone



CMR_1 et CMR_2 représentent deux courbes de coût marginal établies par deux modèles différents, pour un pays donné. Pour une courbe de coût marginal de réduction donnée (CMR_1 par exemple), le coût marginal de réduction à l'objectif (soit encore la valeur du carbone) dépend du volume de réductions à effectuer (Q_1 ou Q'_1), donc du niveau des émissions du scénario de référence en 2010. Par ailleurs, pour un volume de réductions d'émissions donné (par exemple Q_1), le coût marginal de réduction est d'autant plus élevé que la pente de la courbe de coût marginal de réduction est forte (CMR_1 en l'occurrence, en comparaison avec CMR_2).

Les principaux facteurs déterminant le niveau des émissions du scénario de référence sont :

- les gaz à effet de serre considérés ;
- la prise en compte ou non des puits de carbone ;
- les hypothèses du scénario de référence.

La pente des courbes de coûts marginaux de réduction dépend pour sa part essentiellement :

- des caractéristiques du modèle et notamment du type de coût calculé ;
- du délai d'ajustement au Protocole de Kyoto ou du degré d'anticipation des contraintes d'émission ;
- du degré de connaissance du futur ;
- de la représentation du capital et des technologies ;
- des élasticités de la demande et de substitution inter-énergétique ;
- de la durée de vie des équipements, en particulier des grands équipements de production d'électricité (centrales nucléaires et centrales thermiques au charbon).

L'analyse qui suit examine tour à tour ces facteurs. Les incidences notées sur les coûts de réduction s'entendent systématiquement « toutes choses égales par ailleurs ».

Facteurs déterminant le niveau des émissions de référence

- Les gaz à effet de serre considérés

La seule prise en compte du CO_2 surestime généralement les réductions à réaliser par rapport à la prise en compte des six gaz à effet de serre prévus dans le Protocole de Kyoto. Par exemple, dans l'Union européenne, les émissions de méthane (CH4) et d'oxyde nitreux (N2O) représentent la plupart des émissions des gaz à effet de serre inclus dans le Protocole de Kyoto, autres que le CO_2. Or, selon une étude d'ECN (Gielen, 1998 b), il est prévu que les émissions de ces deux gaz diminuent de façon autonome d'ici 2010, notamment grâce à des changements dans l'utilisation des engrais agricoles ou dans la nourriture des ruminants, à la nette diminution de l'exploitation des mines de charbon (en Allemagne et en Angleterre) et à la diminution des décharges d'ordures.

Cependant, comme il existe une incertitude beaucoup plus grande sur le volume des émissions des gaz à effet de serre autres que le CO_2, par rapport à celle sur

le CO_2 [1], il conviendrait de pouvoir qualifier précisément les hypothèses retenues par les modèles incluant les six gaz à effet de serre.

- Les puits sont-ils inclus ?

La prise en compte des puits de carbone peut diminuer les réductions d'émissions à effectuer. A titre d'exemple, le Département d'Etat américain a estimé que l'objectif de réduction des émissions de 7 % conclu à Kyoto n'est plus que de 3 % des émissions, une fois les puits de CO_2 inclus (EIA, 1998, p.120).

- Les hypothèses du scénario de référence

Il est donc indispensable de connaître les hypothèses qui déterminent le niveau des émissions en 2010 dans le scénario de référence. Et en particulier :

- le taux de croissance du PIB : un taux de croissance comparativement plus élevé dans le scénario de référence d'une étude par rapport à une autre conduit à un niveau d'émissions de gaz à effet de serre plus élevé ; le coût marginal de réduction (ou encore la valeur du carbone) est alors évidemment plus élevé ;

- le niveau des prix des énergies : des prix relativement plus faibles dans le scénario de référence mènent à des consommations d'énergie plus élevées et donc à des émissions de CO_2 plus élevées ; là encore, le volume de réduction et donc le coût marginal de réduction sont plus élevés que dans une projection où les prix des énergies sont plus élevés ;

- le « fuel mix » : le scénario de référence fait apparaître des émissions de CO_2 d'autant plus élevées que la part du charbon, et dans une moindre mesure celle du pétrole, sont élevées dans les consommations d'énergie. Le coût de réduction des émissions est alors plus élevé que dans un modèle où le scénario de référence inclut une part du nucléaire ou des énergies renouvelables élevée.

---

(1) Selon ECN, l'incertitude sur les quantités de CO_2 émises est de 2 à 5 %, pour le CH_4, elle est de 25 % ; mais pour le N_2O, il faut compter avec un facteur 2, les PFC un facteur 3 à 4 et le SF_6 un facteur 2 à 5. Compte tenu de la répartition des gaz dans les émissions totales de GES, l'incertitude sur le volume émis hors CO_2 est de l'ordre de 1,5 à 2 pour l'Union européenne ; source : Gielen et al. 1998 b.

Facteurs déterminant la pente des courbes de coûts marginaux de réduction

- Les caractéristiques du modèle

Un modèle agrégé au niveau des technologies et des produits énergétiques peut contribuer à surestimer les coûts de réduction. En effet, ce type de modèle peut ne pas prendre en compte des variables clés qui déterminent l'efficacité énergétique ou les changements structurels qui sont dus aux efforts de réduction.

Un modèle d'optimisation des technologies peut surestimer les coûts de réduction car, par construction, les options sans regrets (à coût de réduction nul) sont incluses dans le scénario de référence, alors que dans un modèle sans optimisation, ces options feront partie du scénario de réduction des émissions (Kram et al., 1996).

La couverture géographique du modèle influe également sur le niveau des coûts de réduction, dès lors qu'il existe un marché de permis d'émissions : un modèle comportant par exemple quatre pays ou régions de l'OCDE + une région « reste du monde » pour représenter l'ensemble des pays du monde ne peut pas prendre en compte les échanges de permis avec les pays en transition (ni avec les pays en développement) et auront un prix du permis plus élevé.

- Le délai d'ajustement au Protocole de Kyoto

Un ajustement tardif (peu avant 2010) contribue à gonfler les émissions et donc les coûts de réduction en fin de période (en 2010) pour deux raisons. D'une part, jusqu'à l'année de départ de l'ajustement, les émissions sont celles du scénario de référence. Donc, plus tard commence l'ajustement, plus élevé est le niveau des émissions qu'il faut réduire ensuite pour respecter l'objectif de Kyoto. D'autre part, dans un modèle à ajustement tardif, même si le volume d'émissions à réduire était semblable à celui d'un modèle à ajustement précoce, la totalité des réductions doit être réalisée dans un délai plus court que si l'ajustement a lieu dès 1997 ou 2000. Le coût de réduction en 2010 est forcément plus élevé.

- La connaissance des prix, des niveaux de demande d'énergie, des politiques futures est-elle parfaite ?

Dès lors qu'il y a myopie ou connaissance imparfaite vis-à-vis du futur, les coûts de réduction sont plus élevés que dans un modèle à anticipations

rationnelles. L'hypothèse d'ajustement tardif au Protocole de Kyoto est d'ailleurs une des expressions concrètes de cette myopie.

- La représentation des facteurs de production et des technologies

Les hypothèses portant sur la substituabilité des facteurs de production constituent aussi une source possible d'explication des écarts dans la valeur du carbone obtenue par les modèles. Les modèles « putty-clay » considèrent que les proportions de facteurs de production et l'efficacité technique du stock de capital en place sont gelées pendant toute la durée de vie du capital. A l'inverse, dans les modèles « putty-putty », les proportions de facteurs et l'efficacité technique du stock de capital peuvent s'ajuster à toute variation de prix ou à toute nouvelle technologie. Par conséquent, les modèles « putty-clay » font apparaître des coûts de réduction plus élevés que ceux des modèles « putty-putty » [1].

Par ailleurs, certains MEGA introduisent un coefficient d'amélioration autonome de l'efficacité énergétique (Autonomous Energy Efficiency Improvement, AEEI) qui correspond à la réduction de la consommation d'énergie par unité produite en dehors de toute influence de variations de prix. Il vise à refléter la progression de l'efficacité énergétique constatée statistiquement sur longue période. L'introduction de ce coefficient dans certains modèles conduit à diminuer les émissions et donc les coûts de réduction par rapport aux modèles qui ne le prennent pas en compte. De surcroît, un coefficient comparativement plus élevé mène à des réductions d'émissions et donc des coûts comparativement plus faibles.

Enfin, une pénétration rapide des technologies à faible contenu en carbone diminue les réductions d'émissions à effectuer et donc les coûts de réduction, par rapport aux modèles où la pénétration est lente.

- Les élasticités-prix de la demande et les élasticités de substitution inter-énergétique

Des élasticités élevées entraînent une adaptation rapide à une variation de prix et contribuent à diminuer les coûts de réduction en fin de période.

---

(1) Les modèles « clay-clay », où aucune substituabilité des facteurs n'est possible, ex-ante et ex-post, sont des modèles de court terme. Comme les modèles étudiés ici sont des modèles de long terme, ils ne peuvent pas comporter d'hypothèse « clay-clay ».

- La durée de vie des équipements

L'allongement de la durée de vie ou la remise à neuf des centrales nucléaires existantes au-delà de leur durée de vie normale peuvent permettre d'éviter la mise en fonctionnement de centrales thermiques pour les remplacer. Dans ce cas, les émissions sont réduites, tout comme les coûts de réduction.

Inversement, si les centrales au charbon sont maintenues en service durablement, les émissions, et donc les coûts de réduction, seront plus importants que dans une hypothèse où les centrales sont converties rapidement au gaz naturel.

2.4 Application : la valeur du carbone des Etats-Unis dans les différents modèles

Le tableau 3 décrit comment sont appréhendés les principaux éléments déterminants pour la valeur du carbone, dans les modèles étudiés. Les cellules du tableau non renseignées correspondent à une absence d'information. A titre illustratif, nous nous appuierons sur les différentes valeurs du carbone obtenues par les modèles pour les Etats-Unis. Comme le modèle MARKAL s'applique aux pays de l'Union européenne, il ne figure pas dans le tableau 3.

Tout d'abord, il est clair que, malgré des valeurs du carbone relativement convergentes entre certains modèles, les facteurs explicatifs des niveaux atteints ne sont pas forcément identiques. Ainsi en est-il pour le groupe de modèles affichant des valeurs du carbone comprises entre 220 et 240 $. Pour MRT, l'hypothèse de fort taux de croissance du PIB contribue largement à une valeur du carbone élevée. Comparativement à MRT, c'est sans doute les hypothèses concernant le « fuel mix », le prix des énergies et la valeur du coefficient d'amélioration autonome de l'efficacité énergétique (AEEI) qui entraînent une valeur élevée du carbone dans MERGE. Pour EPPA et WEFA, l'ajustement tardif au Protocole de Kyoto et la myopie consécutive vis-à-vis du futur concourent à la valeur haute du carbone.

Par ailleurs, la prise en compte du seul CO_2 contribue à majorer la valeur du carbone par rapport à des exercices de modélisation incluant les six gaz à effet de serre du Protocole. C'est le cas pour SGM avec l'étude PNNL de 1998 (CO_2 seul, valeur du carbone : 189 $) et celle du même laboratoire en 1999 (6 gaz à effet de serre, valeur du carbone : 157 $). Les hypothèses adoptées dans les deux études sont strictement les mêmes, à l'exception de la substituabilité des

facteurs : contrairement à l'étude de 1998 où l'élasticité de substitution des facteurs est une élasticité de long terme assez faible, l'étude la plus récente (1999) introduit une distinction entre une élasticité de substitution de court terme assez élevée et une élasticité de long terme plutôt basse. Certes, ce changement d'hypothèse concourt à la diminution de la valeur du carbone dans l'étude de 1999 par rapport à celle de 1998 mais l'origine majeure de l'écart entre les deux études réside dans la nature des gaz considérés [1].

(1) Source : courriers électroniques échangés avec Chris Mac Cracken.

Tableau 3 : facteurs explicatifs de la valeur du carbone des Etats-Unis

MODELE (LABORATOIRE ou ETUDE)	Type de modèle et couverture géographique	Valeur du carbone aux Etats Unis en 2010 ($90/tC)	GES	Puits inclus ?	Tx croiss moy PIB US scén. de réf ---> 2010	Début ajust pr atteindre objfs Kyoto	Parfaite connaiss prix futurs	Substituab. facteurs de prod	Technos explicitées	AEEI US ---> 2010
MRT (CRA)	MEGA Mondial	240	CO2	non	2,60%	2000	oui	putty-semi putty	non	0,93%
MERGE (EPRI)	MEGA Mondial	240	CO2	oui	2,10%	1990	oui	putty-clay	non	oui mais valeur ?
WEFA	MEGA US	227	CO2	non	2,10%	tardif	non			
EPPA (MIT)	MEGA Mondial	223	CO2	non	2,40%	2005	non	putty-clay	partiellement ("backstop")	0,75%
SGM (PNNL 1998a)	MEGA Mondial	189	CO2	non	2,20%	2000	oui	putty-clay	non	équiv à 0,40%
SGM (AEA)	MEGA Mondial	167	6 GES	non	2,10%				non	0,96%
SGM (PNNL 1998b)	MEGA Mondial	157	6 GES	non	2,20%	2000	oui	putty-semi-putty	non	équiv.à 0,40%
GEMINI-E3 (CEA/Min équipt)	MEGA Mondial	147	CO2	non	2,30%	1997	non	putty-semi putty	non	1,60%
NEMS (EIA)	Energétique US	298	CO2	non	2,20%	2005	partielle	sans objet	oui	0,90%
POLES (IEPE)	Energétique Mondial	149	CO2	non	2,50%	2000	oui	sans objet	oui	équiv à 1,26% (calcul)

PNNL (1998a) : étude présentée dans EIA (1998) ; PNNL (1998b) : étude présentée dans Edmonds et al. (1998)

Un autre constat ressort du tableau 3 : la distinction entre les MEGA et les modèles sectoriels ne permet pas d'expliquer les différences dans les valeurs du carbone obtenues. Par exemple, le MEGA Gemini parvient à une valeur du carbone proche de celle du modèle énergétique POLES. Par ailleurs, la valeur la plus élevée du tableau 3 provient d'un modèle énergétique (NEMS), tout comme la valeur quasiment la plus basse (POLES).

La faible valeur du carbone dans Gemini trouve son origine au moins pour partie dans la précocité de l'ajustement au Protocole de Kyoto et dans le niveau élevé du coefficient d'amélioration autonome de l'efficacité énergétique (AEEI). Cependant, d'autres éléments tels le « fuel mix » et les prix des énergies entrent assurément en compte pour les Etats-Unis. En effet, les valeurs du carbone affichées par Gemini pour d'autres régions (Japon, Union européenne) sont élevées comparativement à d'autres modèles avec des hypothèses pourtant similaires à celles adoptées pour les Etats-Unis.

L'écart de 100 $ sur la valeur du carbone entre NEMS (EIA) et POLES (IEPE) provient à la fois de la date du début d'ajustement pour respecter l'objectif de Kyoto, du coefficient d'amélioration autonome de l'efficacité énergétique et du type de centrales électriques en fonctionnement en 2010 [1].

En effet, si les producteurs d'énergie ont un comportement d'anticipations dans NEMS et commencent à intégrer l'objectif de Kyoto dans leurs décisions dès 1999, l'ajustement des consommateurs finaux est à l'inverse très tardif dans ce modèle, du fait de l'introduction d'une taxe carbone sur les prix finaux des énergies seulement en 2005. Dans POLES, cette même taxe est introduite dès 2000. En ce qui concerne l'efficacité énergétique, elle progresse de façon autonome de 0,9 % par an dans NEMS contre 1,26 % dans POLES [2]. Enfin, pour l'EIA, les centrales thermiques au charbon en fonctionnement aujourd'hui seront toujours en service en 2010 ; la cogénération, les énergies renouvelables et les nouvelles technologies auront peu pénétré le marché de la production d'électricité, du fait de leur faible compétitivité en termes de coût [3]. Dans la projection POLES, la production d'électricité en 2010 aux Etats-Unis sera assurée pour plus du quart par la cogénération et les nouvelles technologies.

---

(1) Le taux de croissance du PIB, supérieur dans POLES, joue dans le sens contraire.
(2) Aucun coefficient d'amélioration autonome de l'efficacité énergétique n'est introduit dans POLES. Il a été calculé en maintenant les prix des énergies constants, dans le seul but de le comparer avec celui d'autres modèles.
(3) Source : réponse de Mary Hutzler à Joseph Romm, par courrier électronique du 3/11/98.

En conclusion, le tableau 3 apporte des éléments de réponse permettant de justifier les écarts des valeurs du carbone des différents modèles. Mais il conviendrait de disposer de toutes les hypothèses relatives à chaque modèle pour éclaircir encore plus précisément l'origine des écarts. Ou encore, en fixant à chaque équipe de modélisation des hypothèses identiques sur les variables exogènes, les explications des écarts obtenus seraient à rechercher dans la structuration et la nature des paramètres comportementaux des modèles.

2.5 Autres applications possibles de la valeur du carbone

Les études présentées précédemment ouvrent la voie à des développements sur la valeur du carbone, au moins dans deux directions. Au niveau international, il s'agit de relâcher l'hypothèse de marché de permis d'émission en concurrence parfaite et d'analyser les conséquences de marchés imparfaits sur la valeur internationale du carbone. Au niveau d'un pays, la mise à jour de valeurs sectorielles du carbone à partir de la valeur nationale du carbone permet d'analyser les stratégies possibles pour les pouvoirs publics pour réduire les émissions, en fonction de préoccupations d'équité intersectorielle et/ou d'efficacité économique.

Valeur internationale du carbone et marchés de permis imparfaits

Les valeurs internationales du carbone révélées précédemment dans les différents modèles s'appuient sur l'hypothèse d'un fonctionnement parfait du marché des permis d'émission au sein de la bulle considérée. Cela signifie en particulier qu'il n'existe aucune contrainte aux échanges, aucun coût de transaction et aucun comportement de collusion, voire de monopole. Les valeurs du carbone obtenues sont donc des valeurs minimales. Cependant, dans le contexte actuel des négociations internationales, plusieurs entraves à la mise en œuvre d'un marché parfait se dessinent, et en particulier celles mentionnées ci-dessus. C'est pourquoi les réflexions actuelles des équipes de modélisation s'orientent vers l'analyse de diverses hypothèses de marché imparfait (IEPE, Ellerman et al., 1998 ; Bernstein et al., 1999 ; Edmonds et al., 1998).

Les contraintes aux échanges peuvent s'appliquer soit aux offreurs de permis, soit aux demandeurs. Du côté de l'offre, des scénarii envisagent l'interdiction pour les pays d'Europe de l'Est et la Russie de vendre des permis d'émissions qui correspondent à de l'air chaud. L'existence de coûts de transaction, par exemple dans les projets relevant de l'application conjointe ou du mécanisme de développement propre, peut être aussi source d'une limitation de l'offre par

rapport à une situation parfaitement concurrentielle. Du côté de la demande, les plafonds, préconisés par certains pays de l'Union européenne sous le nom de « concrete ceilings », consistent à restreindre l'accès des pays au marché de permis d'émissions, en obligeant les pays à effectuer une proportion minimale donnée (10 %, 30 %, 50 %, 75 %…) de leurs réductions d'émissions à l'intérieur de leurs frontières.

La situation de monopole de la région « pays d'Europe de l'Est + Russie » pour la vente de permis au sein de la bulle « Annexe B » est également analysée dans plusieurs papiers. Le pouvoir de monopole conduit cette région à augmenter le prix du permis et à réduire l'offre.

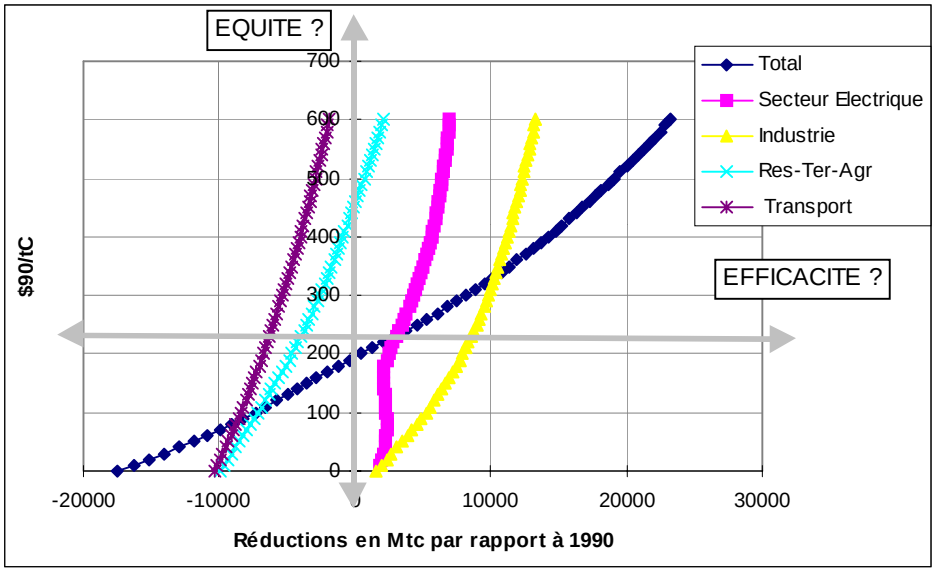
En conséquence, dans toutes ces situations, l'efficacité économique n'est plus assurée comme dans le cadre d'un marché parfait : le coût global des réductions d'émissions au sein de la bulle considérée est supérieur.

Valeurs sectorielles du carbone

A l'image de la réflexion sur la valeur internationale du carbone et les coûts marginaux de réduction des différents pays, la valeur nationale du carbone d'un pays est la résultante des coûts marginaux des divers secteurs de l'économie considérée, pour un niveau donné de réduction d'émissions.

Grâce à la désagrégation sectorielle fine du modèle POLES, il est possible de calculer des coûts marginaux de réduction pour les secteurs transports (TRANSP), résidentiel-tertiaire-agricole (RTA), électricité (ELEC) et industrie (figure 7). L'axe des abscisses représente les réductions d'émissions effectuées en 2010 par rapport aux émissions de 1990 : les chiffres négatifs indiquent donc une augmentation des émissions. L'axe des ordonnées correspond au montant de la taxe carbone fictive. Ainsi, l'intersection des courbes de coûts marginaux avec l'axe des abscisses fait apparaître les réductions (ou augmentations) des émissions en 2010, par rapport à 1990, telles qu'elles sont calculées dans le scénario de référence (« business as usual ») : aucune taxe carbone fictive ne contraint les émissions.

Figure 7 : De la valeur nationale aux valeurs sectorielles du carbone (France 2010)



Les courbes de coûts marginaux des secteurs transports et résidentiel-tertiaire-agricole attestent de la difficulté à effectuer des réductions d'émissions à bas coûts dans ces secteurs. A l'inverse, en 2010, le secteur électrique et l'industrie peuvent effectuer des réductions à coût marginal beaucoup plus faible, voire nul.

Il en résulte que dans une perspective d'efficacité (égalisation des coûts marginaux de réduction), seuls les secteurs électrique et industriel réaliseraient les réductions nécessaires pour respecter l'objectif de Kyoto sans échange de permis. En effet, la barre horizontale de la figure 7 indiquant le niveau uniforme du coût marginal de réduction qu'impose la valeur nationale du carbone (226 $), les réductions correspondantes sont d'environ 8 MtC pour l'industrie, 3 MtC pour l'électricité, mais – 4 MtC pour RTA et –7 MtC pour les transports.

Inversement, dans une perspective d'équité, ou plutôt d'objectifs sectoriels identiques, perspective qui serait basée sur un taux uniforme de réduction des émissions (0 %), la stabilisation des émissions au niveau de 1990 mènerait à un coût marginal de réduction très important dans les transports et à un coût nul pour les secteurs électrique et industriel.

Cette analyse s'avère intéressante à plusieurs titres : elle permet de comprendre les positions adoptées par les acteurs des différents secteurs vis-à-vis de la négociation sur le changement climatique ; elle contribue à informer les pouvoirs publics, pour que ceux-ci puissent ensuite définir les mesures susceptibles de respecter l'objectif de stabilisation des émissions à l'horizon 2010.

Conclusion d'étape

La valeur du carbone peut être analysée et évaluée selon plusieurs approches. Dans l'analyse coûts-avantages, elle correspond théoriquement au point d'égalisation entre le coût marginal et le bénéfice marginal de réduction des émissions. Mais la détermination du bénéfice marginal est très incertaine, du fait non seulement des incertitudes scientifiques concernant les impacts du changement climatique mais aussi des difficultés d'estimation de ces impacts en termes monétaires. Les quelques études disponibles donnent une fourchette de 5 à 125 $ de 1990 pour le coût marginal des dommages (en d'autres termes, le bénéfice marginal de réduction des émissions), en cas de doublement de la concentration de l'atmosphère en équivalent CO_2. Mais ces résultats sont entachés d'une extrême incertitude quant à leur validité.

Dans l'analyse coûts-efficacité, la valeur du carbone est le coût marginal de réduction des émissions, pour un objectif de réduction donné. Les exercices de modélisation se livrant à des calculs de valeurs nationales et/ou internationales du carbone sont beaucoup plus nombreux que dans l'approche coûts-avantages. Les résultats obtenus diffèrent là encore d'une étude à l'autre, mais les écarts entre les valeurs du carbone révélées par différents modèles ne sont pas de même ampleur. Pour les modèles étudiés, en respectant les objectifs du Protocole de Kyoto, c'est la valeur nationale du Japon qui présente l'écart le plus important : il est d'un facteur 3,5 entre la valeur la plus basse et la valeur la plus élevée.

De plus, dans l'analyse coûts-efficacité, une valeur du carbone peut être déterminée dès lors qu'un objectif de réduction des émissions est fixé. Par l'information qu'elle fournit sur les coûts marginaux de réduction, elle constitue donc un outil d'aide à la décision pour les Etats, tant au niveau des négociations internationales qu'au niveau des stratégies internes à mener. En France, par exemple, cette information peut nourrir d'une part, les réflexions sur l'arbitrage entre les efforts de réductions à fournir en interne et le degré de recours au

marché de permis, et d'autre part les réflexions sur la répartition intersectorielle des réductions à effectuer en interne.

Sur ce dernier point, pour un objectif en 2010 de stabilisation des émissions à leur niveau de 1990 [1], la solution efficace d'égalisation des coûts marginaux de réduction (au niveau de la valeur nationale du carbone) contraindrait les secteurs électriques et industriels à effectuer des réductions d'émissions considérables, tandis que les émissions des secteurs transports et résidentiel-tertiaire-agricole continueraient d'augmenter. Et inversement, dans l'hypothèse d'une stabilisation uniforme des réductions dans tous les secteurs, les coûts marginaux de réduction seraient très élevés dans les secteurs transports et résidentiel-tertiaire-agricole, alors qu'ils seraient nuls dans les secteurs électrique et industriel.

L'enjeu politique est alors de mettre en place des procédures décisionnelles ou des instruments économiques ou réglementaires susceptibles de conduire à un arbitrage acceptable par les acteurs des différents secteurs, entre efficacité économique et équité dans la répartition des charges imposées.

Enfin, l'analyse coûts-efficacité se situe essentiellement dans un horizon temporel relativement proche (rarement au-delà de 2030). Certes, les incertitudes sur d'éventuelles percées technologiques dans les trois décennies à venir pèsent sur la validité des résultats mais elles ne sont pas de l'ampleur de celles inhérentes aux analyses coûts-avantages à portée beaucoup plus lointaine (2100 et au-delà).

L'utilité manifeste des analyses coûts-efficacité conduit à ce que soient poursuivies et approfondies les recherches en cours sur les incidences de marchés imparfaits sur la valeur du carbone et celles sur les valeurs sectorielles du carbone.

(1) Ceci est l'objectif fixé au sein de la bulle « Union européenne » pour le respect global de l'engagement pris à Kyoto.

Références bibliographiques

Administration Economic Analysis (AEA), *The Kyoto Protocol and the President's policies to address climate change*, juillet 1998.

Arrow (J. K.), « Effet de serre et actualisation », *Revue de l'Energie*, 471, octobre 1995, p. 631-636.

Bernard (A.), Vielle (M.), *Appraisal of the Kyoto Protocol on CO_2 Abatement in Industrialized Countries : Is It Efficient ? Is It Fair ?*, communication aux journées de l'AFSE « Economie de l'environnement et des ressources naturelles », Toulouse 1998 ?

Bernstein (P.), Montgomery (W.), Rutherford (T.), Yang (G.F.), *Effects of Restrictions on International Permit Trading : the MS-MRT Model*, draft paper, 1999.

Birdsall (N.), Steer (A.), « Act Now on Global Warming ; But Don't Cook the Books », *Finance and Developement*, 30 (1) 1993, p. 6-8.

Blanchard (O.), Criqui (P.), Trommetter M., Viguier (L.), « Les enjeux de la différenciation et de la flexibilité dans la lutte contre le changement climatique : une approche en termes d'équité et d'efficacité » 1999, *Economie et Prévision*, à paraître.

Cline (W.R.), *The Economics of Global Warming*, Institute for International Economics Wahington, DC, 1992.

Commissariat général du Plan, *Energie 2010-2020, les chemins d'une croissance sobre*, La Documentation française, Paris, septembre 1998.

Criqui (P.), Kouvaritakis (N.), « Les coûts pour le secteur énergétique de la réduction des émissions de CO_2 : une évaluation internationale avec le modèle POLES », *Cahier de Recherche n°13 de l'IEPE*, Grenoble, 23 p., 1997.

Cropper (M.L.), Oates (W.E.), « Environmental Economics : a Survey », *Journal of Economic Literature*, XXX (2), juin 1992, p. 675-740.

CRU/ERL, *Development of a Framework for the Evaluation of Policy Options to Deal with the Greenhouse Effect : Economic Evaluation of Impacts and Adaptative Measures in the European Community*, rapport de la Commission

des Communautés européennes, Climate Research Unit (CRU), University of East Anglia, and Environmental Resources Limited (ERL), Londres, 1992.

Edmonds (J.), MacCracken (C.), Sands (R.), Kim (S.), *Unfinished Business ; The Economics of the Kyoto Protocol*, Pacific Northwest National Laboratory, rapport PNNL-12021, septembre 1998.

Ellerman (D.), Jacoby (H.), Decaux (A.), *The Effects on Developing Countries of the Kyoto Protocol and CO_2 Emissions Trading*, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global change, rapport n° 41, Cambridge (Massachusetts), novembre 1998.

Energy Information Administration (EIA), *Impacts of the Kyoto Protocol on U.S. Energy Markets and Economic Activity*, Washington DC, octobre 1998.

Fankhauser (S.), *Valuing Climate Change. The Economics of the Greenhouse*, Earthscan, Londres 1995.

Gielen (D.J.), Koutstaal (P.R.), Kram (T.), van Rooijen (S.N.M.), *Post-Kyoto ; Effects on the Climate Policy of the European Union*, ECN-C-98-040, Petten, juin 1998 a.

Gielen (D.J.), Kram (T.), « The Role of Non CO_2 Greenhouse Gases in Meeting Kyoto Targets », ECN, Petten, paper prepared for the workshop *Climate Change and Economic Modelling : background Analysis for the Kyoto Protocol*, OECD headquarters, 17-18 septembre b.

GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), groupe de travail III, « Aspects socio-économiques de l'évolution du climat : résumé à l'intention des décideurs », *Les Cahiers de Global Chance*, n° 7, juillet 1996 a, p. 73-91.

GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), groupe de travail III, « Aspects socio-économiques de l'évolution du climat : résumé officiel », *Les Cahiers de Global Chance*, n° 7, juillet 1996 b, p. 93-115.

Hourcade (J. C.), « Précaution et approche séquentielle de la décision face aux risques climatiques de l'effet de serre », in *Le principe de précaution dans la conduite des affaires humaines*, sous la dir. de O. Godard, Editions de la Maison des sciences de l'homme, Paris, INRA 1997.

Hourcade (J. C.), « L'expertise IPCC - Aspects socio-économiques : consensus inespéré ou artefact rhétorique ? », *Les Cahiers de Global Chance*, n° 7, juillet 1996, p.63-72.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), *Climate Change 1995 - Economic and Social Dimensions of Climate Change*, Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, 1996.

Kram (T.), Hill (D.) (1996), « A Multinational Model for CO_2 Reduction : Defining Boundaries of Future CO_2 Emissions in Nine Countries », *Energy Policy*, 24 (1) 1996, p. 39-51.

Lipietz (A.), *Qu'est-ce que l'écologie politique ? La grande transformation du XXI siècle*, La Découverte, Paris 1999.

Martin (P. E.), *L'internalisation des coûts environnementaux de la production d'électricité*, thèse de doctorat en sciences économiques, université Pierre Mendès France, Grenoble, 1999.

Mendelsohn (R.), « Climate Change Damages », in *Economics and Policy Issues in Climate Change*, W.D. Nordhaus (ed.), Resources for the Future, Washington DC 1998,, p. 219-236.

Nordhaus (W.D.), « To Slow or Not to Slow : the Economics of the Greenhouse Effect », *Economic Journal*, 101 (407) 1991, p. 920-937.

Portney (P.R.), « Applicability of Cost-Benefit Analysis to Climate Change », in *Economics and Policy Issues in Climate Change*, W.D. Nordhaus (ed.), Resources for the Future, Washington DC 1998, p. 111-127.

Tol (R.S.J.), « The Damage costs of Climate Change : Towards More Comprehensive Calculations », *Environmental and Resource Economics*, 5 1995, p. 353-374.

United Nations Framework Convention on Climate Change, *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1997.*

Sommaire

Etude 1 LE CONCEPT DE « VALEUR DU CARBONE » ÉVALUATIONS ET APPLICATIONS DANS LES POLITIQUES DE LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE..... 63

1. La valeur du carbone : de l'analyse coûts-avantages à l'analyse coûts-efficacité..... 64

1.1 Définitions de la valeur du carbone 64

1.2 Les méthodologies d'évaluation de la valeur du carbone dans l'approche coûts-efficacité.....73

1.3 Les applications dérivées de la valeur internationale du carbone 80

2. Les évaluations de la valeur du carbone à partir des exercices de modélisation 82

2.1 Valeurs nationales du carbone 84

2.2 Valeurs internationales du carbone 87

2.3 Les principaux facteurs explicatifs des différences dans les valeurs du carbone 90

2.4 Application : la valeur du carbone des Etats-Unis dans les différents modèles 96

2.5 Autres applications possibles de la valeur du carbone 100

Etude 2

LA PRÉCAUTION APPLIQUÉE AUX DÉCHETS NUCLÉAIRES À VIE LONGUE

Yves Marignac

GHDSO
Centre scientifique d'Orsay

1. Résumé

Parmi les problèmes liés au développement des systèmes énergétiques, un certain nombre de risques revêtent, par leur dimension géographique ou leur permanence sur le très long terme, un caractère global. Ces risques touchent essentiellement à la gestion des ressources (épuisement des ressources fossiles et des ressources fissiles, concurrence d'usage des sols), à la sécurité (accidents majeurs, prolifération nucléaire) et à l'accumulation de sous-produits (gaz à effet de serre, déchets nucléaires).

Le niveau de connaissance et de maîtrise technique de ces risques est variable. La diversité de traitement qui en découle est pour partie irréductible. La responsabilité de l'humanité est cependant de porter à chacun de ces risques le même niveau d'attention : les principes de précaution ou de prévention peuvent faire l'objet de développements sectoriels, mais ils ne se conçoivent que dans une approche globale.

On observe pourtant des décalages très nets. Le problème des déchets à vie longue produits par l'industrie nucléaire, par exemple, est aujourd'hui pris très au sérieux sous son angle technique par les différents pays producteurs. Mais il est loin, sur le plan international, de faire l'objet d'une réflexion comparable à celle développée depuis quelques années sur le réchauffement climatique. Les négociations sur le climat ont abouti à des accords internationaux sur une limitation des émissions de gaz à effet de serre, avec une réflexion sur des mécanismes ad hoc, incluant la mise en place de permis d'émissions, qui conduit à la détermination d'une valeur normative pour l'évitement d'une tonne de carbone.

Dès lors, la question se pose de savoir si une réflexion semblable peut être menée sur une limitation des stocks de déchets radioactifs à vie longue. Deux arguments au moins plaident pour une telle tentative : d'abord, les phénomènes présentent un certain nombre de similitudes : leur aspect cumulatif, le transfert de risque sur les générations futures. Ensuite, les performances du nucléaire en rejets de gaz à effet de serre en font un outil potentiel des politiques de réduction des émissions. Sans un mécanisme équivalent aux quotas d'émissions, la substitution possible de l'énergie nucléaire aux énergies fossiles ferait craindre une explosion incontrôlée des volumes de déchets, y compris des déchets à vie longue.

C'est donc à une véritable évaluation des enjeux liés au développement des stocks de déchets à vie longue, et des stratégies possibles de limitation de ces stocks qu'il faut procéder. Tâche ardue et complexe dont nous ne posons ici que les premiers jalons.

Deux approches étaient possibles : soit la multiplication des obstacles liés à l'analyse des enjeux sur un sujet controversé nous conduisait à la recherche d'un consensus sur les choix méthodologiques en préalable à toute évaluation. Soit la volonté de tester la validité de la démarche proposée nous poussait au contraire à tenter d'abord cette évaluation pour examiner ensuite les problèmes de méthode. Nous avons privilégié cette approche exploratoire en menant à son terme le calcul d'une valeur de précaution sur les déchets à vie longue, au prix de choix méthodologiques parfois simplificateurs sur lesquels nous souhaitons justement porter la discussion.

L'examen général du problème des déchets à vie longue tel qu'il se pose aujourd'hui en France et dans le monde (caractérisation des déchets et du parc de production électronucléaire, etc.) est un préliminaire indispensable. L'étude établit ainsi la liste des déchets concernés en fonction des stratégies adoptées, en

particulier dans les options de stockage direct et de retraitement des combustibles usés. Il apparaît que la mise en œuvre d'un multi-recyclage total du combustible nucléaire ne peut être qu'éloignée dans le temps, et que sa réussite n'est pas assurée. Ce constat nous conduit naturellement à considérer dans tous les cas une partie au moins du combustible usé comme déchet. Ce point est fondamental : cette position marque en effet une rupture avec la plupart des études produites par l'industrie et les instances de contrôle françaises, qui considèrent implicitement que tout le combustible est retraité et ne prennent en compte que les déchets produits par le retraitement (en particulier les déchets dits « vitrifiés »).

La réflexion procède ensuite par étapes. Le premier point délicat est la définition d'un indicateur pour la mesure de la production de déchets nucléaires à vie longue qui rende compte de la notion de risque correspondante. Il ne s'agit pas tant d'analyser le risque lui-même – celui-ci dépend des caractéristiques du stockage et soulève des questions très difficiles qui font l'objet de discussions scientifiques – que de le mesurer à l'aune des précautions nécessaires pour la gestion des déchets. L'étude montre la difficulté à définir un indicateur qui intègre les principaux paramètres jouant sur les conditions de stockage (dont l'activité, la radiotoxicité, le dégagement thermique), qui évolue différemment dans le temps en fonction des matières incorporées aux déchets.

La construction d'un indicateur global satisfaisant, si elle est possible, ne pouvait être réglée dans le cadre de cette étude. Nous proposons donc, dans l'attente d'une définition plus fine, d'utiliser un critère simple décrivant les quantités de matériaux hautement radioactifs à vie longue présents dans les déchets. Il s'agit de produits générés lors de l'irradiation du combustible en réacteur, qu'on peut répartir en trois catégories : les actinides mineurs (AM), les produits de fission à vie longue (PFVL) et le plutonium (Pu). Ce dernier n'est classiquement pas inclus au recensement des déchets à vie longue produits en France, où il est considéré comme matière énergétique valorisable : la stratégie française de gestion des déchets à vie longue est en principe construite sur la base du refus d'y abandonner des quantités importantes de plutonium. Notre étude, après examen des potentialités du cycle nucléaire actuel, met en doute la faisabilité de cette option à un terme raisonnable. C'est pourquoi nous utilisons, pour la suite de l'évaluation, la masse totale d'actinides mineurs plus produits de fission à vie longue plus plutonium (Pu + AM + PFVL) comme grandeur mesurable associée aux flux et aux stocks de déchets à vie longue.

Malgré son caractère réducteur, la définition d'un critère permet de mesurer l'efficacité de stratégies de prévention. Auparavant, il est nécessaire d'identifier

ces stratégies. Une large part de l'étude est donc consacrée à l'analyse des diverses stratégies industrielles existantes ou envisageables à différents termes pour la gestion du cycle du combustible. Elle s'attache en particulier à comparer les stratégies de stockage direct et de retraitement-recyclage plus ou moins poussé pour discuter la pertinence des différents avantages prêtés à la seconde. L'analyse de l'impact de cette stratégie relativement à ses objectifs initiaux montre que la volonté de limitation des flux de matières hautement radioactives dans les déchets à vie longue constitue aujourd'hui le principal, voire l'unique ressort du retraitement-recyclage.

Cette conclusion ouvre la voie à un calcul de coût-efficacité : il suffit pour cela en principe de mettre en rapport la réduction des flux opérée par le retraitement-recyclage avec le surcoût correspondant à sa mise en œuvre. Nous avons d'abord procédé à la mesure de l'impact de différentes stratégies sur les flux en calculant le « bilan matières » à production électrique et durée égales de huit modes de gestion du combustible. Ceux-ci correspondent à différents rendements dans les deux options stockage direct et retraitement avec mono-recyclage sur un parc de réacteurs à eau sous pression (les réacteurs standards du parc EDF actuel). Il ressort de la comparaison que si l'augmentation des rendements (les taux de combustion) améliore dans les deux options le bilan final Pu + AM + PFVL, ce bilan est toujours inférieur dans l'option retraitement-recyclage. Les résultats indiquent également que la diminution du bilan se heurte dans chaque option à une limite : par rapport au bilan d'un cycle de référence, le gain maximum est de 20 % environ dans l'option stockage direct, et de 30 à 40 % dans l'option retraitement-recyclage. Cette limite peut être abaissée, mais non supprimée, si l'on pratique un multi-recyclage ou si l'on introduit dans le parc des réacteurs nouveaux permettant d'augmenter le rendement énergétique ou le taux de recyclage (réacteurs haute température, réacteurs à neutrons rapides, etc.). Cependant, nous avons jugé les données disponibles sur de tels parcs mixtes trop disparates pour nous permettre de chiffrer leur impact sur le bilan Pu + AM + PFVL.

Nous avons ensuite cherché à calculer le coût de la stratégie de retraitement par rapport au stockage direct. Nous nous sommes pour cela appuyés sur une comparaison des coûts menée par l'AEN, que nos observations nous ont conduit à compléter : notre évaluation intègre en particulier un certain nombre de facteurs qui n'étaient pas pris en compte dans l'option retraitement, comme les coûts liés à la gestion des combustibles usés non retraités.

L'étude parvient ainsi à estimer le surcoût d'une prévention mise en œuvre sur les flux de déchets radioactifs à vie longue et à quantifier son impact. On en

déduit une valeur économique relative à cette limitation des flux proche de 1 milliard de francs par tonne dans le bilan Pu + AM + PFVL, correspondant à 1 centime par kWh produit. Par comparaison, la valeur moyenne obtenue en utilisant directement l'évaluation économique de l'AEN n'est que de 65 millions de francs. Cet écart indique bien quels efforts restent à accomplir pour parvenir à une évaluation moins sommaire.

Bien que de nombreuses difficultés méthodologiques subsistent, la démonstration de la possibilité d'une telle évaluation est le principal résultat de cette étude. Elle confirme l'intérêt d'une réflexion sur des accords internationaux de limitation des flux, voire à terme des stocks de déchets nucléaires à vie longue.

Elle souligne en particulier l'utilité de tels accords pour inciter ou contraindre l'industrie nucléaire au développement des techniques nécessaires à la mise en place de nouvelles stratégies. La démarche suivie met en effet au jour le besoin crucial de stratégies à la fois plus efficaces et plus acceptables de limitation des déchets :

- d'une part, les bilans des cycles en stockage direct ou retraitement avec mono-recyclage du combustible mettent en évidence une valeur limite assez faible du gain maximal envisageable. Le recours à des solutions augmentant le taux de recyclage (notamment le multi-recyclage) ou le rendement est nécessaire pour la dépasser ;

- d'autre part, la comparaison du stockage direct avec la stratégie de retraitement montre que celle-ci n'est pas exactement une mesure « sans regret » : le retraitement et le recyclage du combustible usé peuvent augmenter les problèmes à court ou moyen terme d'exposition à la radioactivité, de sûreté, de prolifération et de rejets dans l'environnement. Des progrès doivent être accomplis pour éviter que des stratégies plus avancées de précaution pour le long terme via une limitation des déchets ne conduisent en réalité à un accroissement du risque à plus court terme.

En ce sens, les possibilités de développement au cours du prochain siècle de stratégies plus efficaces, à risque de court terme constant ou inférieur – ainsi que le coût des technologies correspondantes – constituent le point central d'une réflexion plus avancée sur la logique de limitation du risque lié aux déchets hautement radioactifs à vie longue.

1. Application de la précaution aux déchets nucléaires

La consommation d'énergie, activité indispensable aux autres activités humaines, n'est comme l'ensemble d'entre elles pas exempte de risques. Ceux-ci peuvent être très divers : situations accidentelles (rupture de barrage, explosion dans les mines, accident nucléaire), pollutions de l'air et des eaux, perturbation de l'équilibre naturel (effet de serre) ou accumulation de matières dangereuses (déchets radioactifs). Un certain nombre de ces risques peuvent être identifiés, pour des raisons différentes – leur dimension géographique, leur caractère intergénérationnel, etc. –, comme des risques globaux et de long terme.

L'interdépendance des risques et l'équilibre des précautions

L'atelier « Long terme », qui avait étudié ces risques dans le cadre du rapport *Energie 2010-2020* du Commissariat général du Plan [1], en avait retenu quatre comme étant les principaux :

- le risque de réchauffement climatique lié aux augmentations d'émissions de gaz à effet de serre ;
- le risque d'environnement global lié à l'industrie nucléaire, notamment à la sûreté de ses installations et à ses déchets hautement radioactifs à vie longue [2] ;
- le risque d'épuisement des ressources fossiles ;
- le risque lié à la concurrence d'usage des sols.

La prise de conscience des publics, de la communauté scientifique et des autorités n'est pas la même pour chacun de ces risques, entraînant des différences sensibles dans leur prise en charge et dans le niveau, l'approche et le degré d'intégration de leur gestion. Ces risques sont pourtant interdépendants, notamment par le biais des substitutions possibles entre les différentes sources

(1) Commissariat général du Plan, « Energie 2010-2020 », rapport final de l'atelier « Les défis du long terme », octobre 1997.

(2) On peut noter que cette prise en compte du nucléaire comme un enjeu d'environnement global, bien qu'elle s'appuie sur des arguments déjà anciens, est tout à fait nouvelle : les risques d'accident majeur – type Tchernobyl – ou les problèmes de stockage des déchets nucléaires n'ont longtemps été considérés officiellement que comme des phénomènes locaux ou régionaux. L'émergence de la dimension globale de leur impact a été analysée par l'auteur dans un rapport pour le Fonds français pour l'environnement mondial (FFEM), « Nucléaire et environnement global », avril 1997.

d'énergie qui conduisent à des variations de l'intensité des risques correspondants.

Un transfert de risque est en particulier possible au niveau de la répartition de la production d'électricité entre les ressources fossiles et les ressources fissiles [1] : en effet, les émissions de gaz à effet de serre du nucléaire, sans être nulles, apparaissent suffisamment faibles au regard de celles de l'électricité produite au charbon ou au gaz pour qu'on établisse a priori la correspondance entre le choix de la source (énergie fossile ou fissile) et celui de l'impact (risque de réchauffement climatique ou risque nucléaire). Bien sûr, la réalité est plus complexe : les systèmes de production, de distribution et de consommation de l'énergie sont tels que les effets directs de toute modification de leur équilibre s'accompagnent inévitablement d'effets indirects qui, dans certains cas, les compensent ou les dépassent [2]. Toutefois, il apparaît bien que le nucléaire est présenté par différents acteurs comme l'unique recours contre l'effet de serre.

De plus, la mise en place de mécanismes économiques en application des accords internationaux sur la lutte contre le réchauffement climatique – tels que les permis d'émissions – conduisent à la constitution de surcoûts pour les énergies fossiles associés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans la lutte serrée pour la compétitivité entre les différentes filières énergétiques, une valeur élevée de ces surcoûts pourrait s'avérer un handicap suffisant pour donner l'avantage au nucléaire, qui se trouve aujourd'hui fortement concurrencé par le gaz.

Dans ce contexte de réflexion sur les risques globaux liés à la politique énergétique, et sur leur prise en compte économique via la valorisation des coûts de précaution qui peuvent y être associés, le nucléaire ne doit pas être laissé à l'écart : l'avantage revendiqué de cette filière en termes d'effet de serre ne vaut, dans les comparaisons et dans la compétition économiques, que si le risque de long terme spécifique aux déchets nucléaires à vie longue est également – et équitablement – intégré.

Ainsi, à l'heure où apparaissent des coûts d'évitement de la tonne de carbone, applicables aux énergies fossiles, la même problématique peut-elle s'appliquer au nucléaire ? Que peut signifier un coût d'évitement de déchets radioactifs à

---

(1) L'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) a par exemple publié en avril 1998 une courte étude montrant que « des scénarios de développement nucléaire (…) pourraient largement contribuer à atténuer les risques liés au changement climatique ».
(2) Cette question est examinée en détail dans un rapport du World Wild Fund for Nature (WWF), « Climate Change and Nuclear Power », avril 2000.

vie longue, et comment l'évaluer ? La nécessité d'effectuer des choix énergétiques rationnels du point de vue économique et du point de vue de l'environnement impose que les filières énergétiques restent sur ces plans comparables : faute d'avancée sur ces questions complexes, le nucléaire ne rentrerait plus dans ce cadre.

Une approche nouvelle des efforts de limitation des déchets

Or, force est de constater que la réflexion sur ce thème reste aujourd'hui très limitée. Il est bien établi que les déchets radioactifs à vie longue, en particulier les plus actifs d'entre eux, constituent classiquement l'un des problèmes majeurs, avec le risque de prolifération et les questions de sûreté, auquel est confrontée l'industrie nucléaire. Mais l'analyse des problèmes associés à leur gestion est trop rarement abordée dans une perspective de préservation de l'environnement global. Cette dimension doit pourtant être prise en compte, dans la mesure où les effets du stockage concernent potentiellement chacun d'entre nous et non uniquement des populations locales.

D'une part, la description des risques de contamination liés au stockage des déchets, caractérisés comme des risques locaux ou régionaux, s'appuie toujours sur l'hypothèse d'un site déjà existant. Or, les sites qui serviront au stockage définitif des déchets radioactifs à vie longue ne sont pas encore aujourd'hui déterminés, et leur « délocalisation » par rapport au lieu de leur production est possible [1]. A ce titre, chacun peut se sentir concerné par l'implantation future d'un site.

D'autre part, la permanence des matières dangereuses à stocker sur le très long terme fait jouer l'effet intergénérationnel : les décisions que nous prendrons sur la fin de cycle des matières nucléaires auront des conséquences pour les générations futures, y compris très lointaines. Or, à l'échelle de plusieurs générations, chacun de nous a potentiellement suffisamment de descendants et une incertitude suffisante sur leur localisation pour considérer que l'implantation d'un stockage le concerne à travers sa descendance.

Le principe de confinement des déchets radioactifs à vie longue ne constitue donc pas en soi un obstacle au développement d'une approche réellement

(1) La difficulté à implanter des sites de stockage dans certaines régions – soit, comme par exemple à Taiwan, par manque d'espace, soit plus généralement face aux oppositions des populations locales – conduit aujourd'hui à l'hypothèse de solutions transnationales. C'est ainsi notamment que la Russie développe actuellement un projet de site international de retraitement et de stockage du combustible irradié.

internationale. On peut dès lors envisager un parallèle avec l'approche retenue sur le problème du réchauffement climatique : il s'agit de classer les politiques de réduction du volume total de déchets selon leur efficacité, tout en évaluant leur coût. Ces résultats doivent permettre une première approximation d'une valeur normative associée au coût acceptable de précaution face à l'accumulation de déchets à vie longue.

Malheureusement l'analyse du problème de gestion des déchets radioactifs à vie longue, focalisée sur un débat technico-politique sur les solutions envisageables et acceptables, néglige trop souvent certains aspects fondamentaux comme la question des coûts associés au risque. En particulier, si des estimations plus ou moins grossières des coûts sont prises en compte dans la comparaison des différentes filières « d'élimination » des déchets, la question de l'évaluation économique d'une réduction des quantités à gérer, donc du risque, n'est que rarement posée.

L'évaluation d'un éventuel coût « d'évitement » [1] de déchets à vie longue se heurte à différents obstacles. Le premier est la nécessité de caractériser le risque de long terme associé aux déchets radioactifs : comment le définir et selon quels critères le mesurer, et quelle évaluation peut-on en faire dans la situation actuelle ? Le deuxième est l'identification des possibilités offertes pour la réduction du risque, et les problèmes liés à l'estimation de leur rapport coût/efficacité. Enfin, l'intégration de ces estimations aux calculs économiques sur le nucléaire et les autres filières doit être discutée.

1. Production et gestion des déchets à vie longue

La gestion des déchets nucléaires n'est pas aujourd'hui un problème résolu. Ce problème, inhérent à l'activité de production électronucléaire, fait l'objet de nombreuses recherches et réflexions techniques, économiques ou réglementaires. Si des filières de traitement et de stockage des déchets ont été mises en place pour certains d'entre eux, les efforts n'ont jusqu'ici pas permis d'aboutir à une solution globale. Notamment, les solutions pour les déchets hautement radioactifs à vie longue issus du combustible nucléaire usé, dont la gestion est la plus problématique, sont à l'étude, mais nul pays ne les a encore mises en application.

(1) Au sens où l'on parle de « l'évitement » d'émissions de gaz à effet de serre. Ce terme n'est toutefois pas approprié à la gestion des déchets à vie longue dans la mesure où toute production électronucléaire s'accompagne de déchets de ce type, ce n'est pas leur « évitement » qui est possible, mais la limitation du rythme de leur accumulation.

Une solution industrielle de stockage n'a été mise en place que pour une partie des déchets, qui bien qu'essentielle en volume, ne constitue pas, en termes d'activité et de durée de vie, la catégorie la plus difficile à gérer. La recherche de solutions pour la gestion des catégories les plus radioactives pose, outre des problèmes complexes d'évaluation et de maîtrise du risque, des difficultés économiques –le calcul et l'intégration des coûts– et surtout politiques, d'acceptabilité sociale des propositions techniques.

1.0 Les déchets nucléaires

L'industrie nucléaire produit une très grande variété de déchets radioactifs, de caractéristiques très différentes et dans des proportions très diverses. La même doctrine de gestion –concentration, confinement, stockage– s'applique cependant en théorie à toutes les catégories. Dans la pratique, la mise en œuvre de solutions conformes aux critères de sûreté et d'acceptabilité reste aujourd'hui limitée à quelques catégories parmi les moins problématiques.

Les principes de gestion des déchets

La fin des années 1960 marque pour la gestion des déchets nucléaires un tournant : la « gestion » très sommaire des déchets de la période pionnière de l'industrie nucléaire – la pratique de référence au plan international était alors l'immersion des déchets radioactifs – fait place à un mode de gestion plus élaboré de stockage terrestre dans des sites spécialement aménagés. Ainsi, le principe de dilution dans l'environnement est abandonné pour un principe contraire de concentration dans un espace contrôlé des résidus radioactifs. L'industrie nucléaire, en acceptant l'important surcoût associé à cette nouvelle stratégie, cherchait à gagner en acceptabilité en assumant sa responsabilité de producteur de déchets et en démontrant une maîtrise du risque associé à cette production.

Dans le débat entre dilution et concentration, l'arbitrage en faveur de la seconde apparaît donc comme un premier pas vers l'application du principe de précaution et du principe de responsabilité du pollueur dans la gestion des déchets radioactifs.

Depuis, les principes n'ont guère changé, l'exigence de plus en plus forte de maîtrise du risque se traduisant simplement par le renforcement des normes de stockage. Ils constituent une doctrine appliquée internationalement :

rationalisation du volume et de la répartition du stockage, et surtout confinement des matières radioactives pendant le temps nécessaire à la décroissance de leur radioactivité jusqu'à un niveau comparable à la radioactivité naturelle. D'où la difficulté à dégager des solutions acceptées pour les déchets hautement radioactifs à vie longue, où cette durée se compte en centaines, voire milliers ou centaines de milliers d'années [1].

(1) Aux Etats-Unis, par exemple, les obstacles rencontrés pour l'ouverture du site de stockage de combustible irradié de Yucca Mountain sont en partie liés à l'impossibilité dans laquelle se trouvent aujourd'hui les experts de démontrer la sûreté de leur concept selon des critères d'exposition extrêmement stricts qu'ils ont eux mêmes fixés au départ. Cet aspect a été bien analysé dans le numéro consacré à ce dossier de la revue « Energie et Sécurité » de l'Institute for Energy and Environmental Research (IEER), n° 9, 1999.

L'isolement des déchets par les barrières de confinement

Si les normes de stockage – c'est-à-dire le niveau exigé de maîtrise du risque – ont depuis les années 1960 été renforcées, le principe de gestion des déchets par concentration est fondamentalement resté le même. La « doctrine » établie inclut ainsi quelques règles simples destinées à appliquer ce principe : les déchets doivent être entreposés, puis stockés à l'état solide dans des conteneurs étanches, les volumes de déchets doivent être minimisés, et les déchets être classés et triés pour une gestion plus rationnelle, notamment en termes d'espace. Cette doctrine, appliquée en France, constitue aujourd'hui la règle au niveau international.

D'une manière générale, le principe de sûreté qui guide aujourd'hui la gestion des déchets radioactifs consiste à isoler les matières de l'environnement pendant le temps nécessaire à la décroissance de la radioactivité jusqu'à un niveau comparable à la radioactivité naturelle. Dans la pratique, il s'agit d'assurer un confinement qui réalise non pas un isolement parfait, mais suffisamment strict pour que les expositions de la population à la radioactivité des matières stockées soient inférieures à des normes acceptées comme suffisamment faibles pendant toute la durée du stockage.

Pour répondre à ce principe, on entoure les déchets de plusieurs barrières de confinement successives : le colis et son conditionnement, l'ouvrage de stockage, et éventuellement l'environnement géologique du site. Le stockage peut avoir lieu en surface, en subsurface ou en profondeur. C'est dans ce dernier cas que l'environnement géologique peut, s'il présente des garanties de stabilité et d'étanchéité suffisantes, constituer une barrière supplémentaire pour le confinement des déchets. En réalité, cette barrière joue à une échelle de temps très différente des deux autres : on considère que les barrières du colis et de l'ouvrage ne sont efficaces que pendant quelques centaines d'années, durée suffisante pour le stockage de déchets à vie courte, mais négligeable devant les dizaines de milliers d'années de stockage des déchets à vie longue.

La barrière géologique apparaît donc, dans la conception actuelle du stockage, comme superflue dans le premier cas – on réalisera alors un stockage en surface assorti d'une simple « couverture » de terre – et primordiale dans le second.

La classification des déchets radioactifs

Deux critères principaux sont pris en compte pour la classification des déchets en vue de leur gestion :

- d'une part leur durée de vie, calculée à partir de la période (ou demi-vie) des produits radioactifs que contient le colis, qui permet de définir la durée

de la nuisance potentielle des déchets. Les déchets sont en général classés à vie courte ou à vie longue selon que leur période est inférieure ou supérieure à 30 années [1] ;

- d'autre part leur niveau d'activité, c'est-à-dire l'intensité du rayonnement produit par le colis. C'est ce facteur qui détermine l'importance des protections nécessaires dans la définition du stockage. On distingue en fonction de seuils pour leur activité (alpha d'une part, bêta et gamma d'autre part) des déchets de très faible activité (ou TFA), de faible, de moyenne et de haute activité.

Ces deux critères sont déterminants pour définir à la fois la qualité des protections nécessaires –les barrières de confinement–, et la durée de confinement et de surveillance requise. En considérant par exemple que 10 périodes réduisent d'un facteur 1 000 la radioactivité des déchets [2], on établit un seuil entre une surveillance « courte », inférieure en ordre de grandeur à trois siècles, et une surveillance plus longue.

Cependant, la conception du stockage adapté aux différentes catégories de déchets doit tenir compte de bien d'autres facteurs, liés en particulier aux caractéristiques physico-chimiques des déchets. Le dégagement de radioactivité s'accompagne notamment d'un dégagement thermique qui doit être pris en compte dans tous les concepts de stockage [3].

---

(1) L'existence d'une telle « période » est liée à une propriété fondamentale de la décroissance de la radioactivité : la période des déchets désigne le temps nécessaire à la diminution de moitié de leur radioactivité. Elle dépend des radionucléides présents dans le colis de déchets : chacun d'entre eux possède une période, ou durée de vie, caractéristique et fixe, pendant laquelle sa quantité, quelle qu'elle soit, diminue de moitié. La période des radionucléides peut varier d'un temps inférieur à la seconde à des durées supérieures au milliard d'années.

(2) Après 10 périodes, la radioactivité est réduite de 2 à la puissance 10, soit exactement 1 024 fois.

(3) Au point que la « densité de dégagement thermique », c'est-à-dire la chaleur dégagée par une unité de volume des déchets, constitue pour les futurs exploitants des éventuels sites de stockage profond – comme l'ANDRA, Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs, en France –, le critère déterminant pour la sûreté et le dimensionnement.

Les principales catégories de déchets radioactifs

Les déchets nucléaires sont classés selon leurs caractéristiques, et regroupés en catégories selon deux critères essentiels : leur durée de vie, inférieure ou supérieure à 30 ans, et leur niveau d'activité. On obtient en croisant ces deux critères huit catégories, dont les principales – celles qui correspondent aux quantités les plus importantes de déchets produits par l'industrie nucléaire – sont, après regroupement :

- les résidus miniers. Il s'agit des matériaux produits en grandes quantités par l'extraction du minerai d'uranium ;

- les déchets TFA. Ils proviennent essentiellement du démantèlement des installations nucléaires. Il s'agit notamment des matériaux de construction utilisés dans les zones potentiellement contaminées dans la phase active de l'installation (ferrailles, gravats…). Leur radioactivité n'est que de l'ordre de quelques becquerels par gramme, mais ils posent un problème de stockage spécifique du fait de leurs très importants volumes ;

- les déchets de faible et de moyenne activité à vie courte (déchets A). Ils se caractérisent par une activité due principalement à des rayonnements bêta et gamma. Les réacteurs nucléaires, les usines de traitement de combustibles irradiés, les centres de recherche nucléaire notamment produisent en exploitation des déchets de cette catégorie : il s'agit essentiellement de déchets de fabrication, d'équipements et de matériaux usagés, et également de produits résultant du traitement des effluents liquides et gazeux des installations nucléaires ;

- les déchets de moyenne activité à vie longue (déchets B). Ils contiennent notamment en quantité importante des émetteurs de rayonnements alpha. Ils proviennent principalement de l'entretien et du fonctionnement des installations de retraitement. Ces déchets, du fait de leur durée de vie très importante, nécessitent la mise en œuvre de solutions de stockage à très long terme ;

- les déchets de haute activité à vie courte ou à vie longue (déchets C). Ils contiennent, comme les précédents, des émetteurs de rayonnements alpha en grandes quantités. On y trouve généralement un mélange d'éléments radioactifs à période courte hautement radioactifs et des éléments peu ou moyennement radioactifs à période longue. Il s'agit essentiellement des déchets contenant les produits de fission et d'activation (plutonium et actinides mineurs) contenus dans les combustibles irradiés – produits qui sont éventuellement récupérés au cours des opérations de retraitement de ces combustibles. La gestion de ces déchets pose également des problèmes de durée de stockage, et fait l'objet en même temps que la catégorie précédente de recherches encadrées par la loi sur la gestion des déchets du 30 décembre 1991.

La mise en œuvre de solutions de gestion industrielles

Les catégories principales de déchets identifiées ci-dessus posent des problèmes très différents en matière de traitement, de conditionnement et de stockage, et réclament donc des gestions séparées, par « filières ». Alors que l'industrie nucléaire produit depuis ses débuts, en quantités de plus en plus importantes, des déchets classés dans toutes les catégories, la plupart ne font pas l'objet, quelque quatre décennies plus tard, d'une gestion industrielle faisant figure de solution définitive.

A l'heure actuelle, en France (comme dans de nombreux pays), seuls les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (déchets A) sont dirigés vers un centre de stockage définitif, en surface. Les résidus miniers, les déchets TFA (très faible activité), dont les volumes à gérer sont très importants, ne connaissent qu'un entreposage provisoire, dans l'attente de la création des centres de stockage définitif en surface destinés à les recevoir. De plus, le stockage d'une partie des déchets de faible et moyenne activité à vie courte (par exemple les déchets tritiés), et de l'ensemble des déchets de faible activité à vie longue (déchets radifères, déchets de graphite…) n'est encore qu'à l'étude. Bien que sur certains de ces points des projets relativement avancés existent déjà, l'un des problèmes est l'absence de cadre légal fixant les délais de mise en place de solutions définitives [1].

Mais le plus inquiétant aujourd'hui est peut-être qu'aucune solution n'a été arrêtée pour les déchets potentiellement les plus dangereux, les déchets de moyenne activité à vie longue (déchets B) et les déchets de haute activité à vie courte ou longue (déchets C), même si une loi de 1991 a fixé le cadre des recherches et une échéance, l'année 2006, pour la décision finale sur le devenir de ces déchets. En matière d'environnement global, ce sont pourtant ces deux catégories, par leur radioactivité et leur permanence sur le long, voire très long terme, qui posent les problèmes les plus aigus. Le tableau ci-dessous résume l'état d'avancement des réflexions ou des solutions sur la gestion des déchets de différentes catégories en France.

(1) Cette situation a été largement analysée et critiquée dans un rapport présenté en février 2000 par Michèle Rivasi au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST).

Tableau 1. ***Situation des différentes filières de gestion des déchets radioactifs en France*** [1]

	Durée de vie courte	***Durée de vie longue***
Très faible activité	**Déchets TFA** Stockage dédié à l'étude Filières de recyclage à l'étude	**Résidus miniers** Conversion en stockage des entreposages actuels
Faible activité	**Déchets A** Stockage en surface (Centre de l'Aube)	**Déchets radifères** **Déchets de graphite** Stockage(s) dédié(s) à l'étude
Moyenne activité	**Déchets tritiés** Stockage dédié déchets tritiés à l'étude	**Déchets B** Filières à l'étude (loi 1991)
Haute activité	**Déchets C** Filières à l'étude (loi 1991)	

Gestion des déchets TFA et des déchets A : la situation française

La principale décision prise à ce jour concernant le mode de gestion des *déchets TFA* est le refus d'instaurer un seuil d'exemption – un niveau de radioactivité (proche de la radioactivité naturelle) en dessous duquel ces déchets seraient exemptés des principes généraux de gestion des déchets radioactifs et remis dans le domaine public.

L'intérêt d'un tel seuil, en termes de réduction du volume de déchets à stocker, est évident. L'argumentation en faveur de son instauration repose sur l'idée qu'il est absurde de traiter comme matière radioactive des gravats ou autres produits issus de la démolition des installations qui présentent une radioactivité inférieure à la radioactivité naturelle, et parfois même inférieure au seuil de détection des appareils de contrôle de la radioactivité dans les installations nucléaires. Les problèmes évoqués pour justifier le refus du principe d'exemption portent sur les difficultés de traçabilité et l'impossibilité d'un contrôle systématique de l'ensemble des déchets ainsi libérés.

Ainsi, c'est parce que l'on ne peut pas garantir totalement le caractère sans danger d'une réutilisation dans le domaine public des déchets d'activité inférieure à un seuil donné que l'on refuse ce recyclage. On retrouve là les termes du débat plus large entre dilution et concentration des déchets. Le refus de seuils d'exemption vient confirmer et renforcer la préférence accordée au principe de concentration, mais également au principe de précaution et à celui de responsabilité du producteur des déchets.

(1) Bilan établi à partir de la synthèse produite par la Direction de la sûreté des installations nucléaires (DSIN) dans son rapport annuel « La sûreté nucléaire en France en 1999 », avril 2000.

La solution vers laquelle on s'oriente donc aujourd'hui est celle d'un stockage en surface sur site spécifique – proche dans son concept de certains stockages de déchets industriels spéciaux – afin de ne pas saturer les sites prévus pour le stockage de déchets A. Un projet d'implantation d'un site dédié aux déchets TFA à côté du Centre de l'Aube qui reçoit les déchets A est actuellement étudié. Son ouverture pourrait intervenir dès 2002 ou 2003 si la procédure d'autorisation et la construction ne rencontrent aucun obstacle particulier.

La « doctrine » en vigueur aujourd'hui s'applique idéalement à une catégorie de déchets, ni trop actifs ni pas assez, et qui ne nécessitent pas un stockage supérieur à quelques centaines d'années, soit à l'échelle des constructions humaines : les déchets de faible et moyenne activité à vie courte, ou *déchets A*. Cette catégorie de déchets est la première – et la seule pour le moment – à bénéficier d'une solution industrielle de gestion. Il est d'ailleurs remarquable de constater que cette situation se retrouve à peu près dans l'ensemble des grands pays producteurs d'électricité nucléaire.

La solution technique retenue pour gérer ces déchets consiste simplement à profiter de leur décroissance radioactive en les confinant dans un stockage en surface pendant les quelques dizaines ou centaines d'années nécessaires à réduire leur nocivité résiduelle à un niveau négligeable.

En France, 525 000 m3 de ces déchets ont été reçus à partir de 1969 par le Centre de stockage de la Manche (CSM), fermé depuis 1994. Depuis 1992, le Centre de stockage de l'Aube a pris le relais. D'une capacité de 1 000 000 m3, il pourra recevoir les déchets radioactifs à vie courte produits en France durant environ 50 ans. Les déchets qui y sont stockés sont conditionnés sous forme solide (fûts métalliques, coques en béton, caissons en béton contenant des fûts métalliques compacts, caissons métalliques pour les déchets les plus volumineux).

La question spécifique des déchets hautement actifs à vie longue (HAVL)

Concernant la gestion des déchets hautement actifs à vie longue (ou déchets HAVL), sur lesquels est centrée notre étude, et des déchets moyennement actifs à vie longue (les déchets B dont le sort est lié à celui des déchets C par la loi de 1991), aucune décision ne doit être prise avant, au plus tôt, l'échéance fixée par la loi pour l'examen par le Parlement des bilans des recherches entreprises, en 2006.

Toutefois, la France a en réalité, comme on le verra plus loin, déjà pris une décision très importante pour la gestion de ces déchets, en se dotant des capacités de retraitement du combustible irradié les plus importantes au monde. Ainsi, le combustible irradié, qui dans d'autres pays dont les Etats-Unis est directement et intégralement géré comme un déchet est en France retraité, c'est-à-dire qu'on procède à la séparation de certains de ses composants : une partie

des matières ainsi récupérées est valorisable – les actinides majeurs, uranium et plutonium –, si bien que seule la partie restante – les actinides mineurs et les produits de fission – est considérée comme déchet.

Aussi, l'uranium et le plutonium, jugés recyclables, sont entreposés en attendant une éventuelle réutilisation (dans la fabrication de nouveau combustible) et n'entrent pas dans les schémas de gestion des déchets. Les autres matières, actinides mineurs et produits de fission en solution (à l'issue du retraitement) sont conditionnées par vitrification. Le verre assure ensuite pour le colis une matrice stable.

Dans l'attente d'une solution définitive, ces déchets, qui sont principalement liés aux combustibles nucléaires irradiés, sont entreposés à titre provisoire dans des installations, en piscine ou à sec, souvent prévues sur les lieux même de leur production. Pour la définition de leur gestion à très long terme, des recherches sont en cours, conduites dans le cadre établi par la loi de décembre 1991 qui fixait trois voies de recherche en vue de :

- réduire la nocivité des déchets. Cette voie repose sur l'espoir de mettre au point des systèmes réacteurs capables, dans certaines configurations, de décomposer ou de dégrader les produits de fission et d'activation du combustible irradié en produits moins radioactifs, voire stables, par « incinération » ou « transmutation [1]. La solution technologique, aujourd'hui parfaitement hypothétique [2], à ces problèmes pourrait provenir soit des réacteurs à neutrons rapides, soit des systèmes hybrides, couplant un réacteur sous-critique avec un accélérateur de particules. Ces recherches s'inscrivent dans un effort de recherche plus général pour déterminer les technologies et les stratégies futures du cycle du combustible ;

---

(1) Un tel processus implique une étape préalable lourde et délicate de séparation, essentiellement par voie chimique, des radionucléides à vie longue. On cherche ensuite à les transformer en atomes stables, opération qui peut être réalisée par fission (c'est dans ce cas qu'on parle « d'incinération ») soit par capture (on utilise alors plutôt le terme de « transmutation »).

(2) Le député Christian Bataille, « père » de la loi de 1991, rappelait dans un rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques consacré à « L'évolution de la recherche sur la gestion des déchets nucléaires à haute activité » (Mars 1996), que « il est impossible de savoir si la séparation-transmutation qui fera appel à des techniques particulièrement complexes pourra un jour déboucher sur des réalisations techniques ». Quant à savoir si celle-ci pourrait rendre inutile le stockage souterrain, il juge que « pour la grande majorité des experts français et étrangers, cette possibilité apparaît dans l'état actuel de nos connaissances assez utopique ».

- améliorer leur conditionnement pour permettre un entreposage de plus longue durée en surface. Cette voie est peu avancée. L'entreposage en surface du combustible irradié est déjà pratiqué pour son « refroidissement », mais en général pour des périodes assez courtes, de l'ordre de quelques années. Les durées d'entreposage nécessaires pour le combustible irradié dans le cadre plus large de la gestion des déchets sont largement supérieures, de l'ordre de cinquante ans ou plus. On peut donc se demander si les technologies actuelles, qu'il s'agisse d'entreposage en piscine ou d'entreposage à sec, présentent sur cette durée les garanties de sûreté et de réversibilité nécessaires. Aussi, de nombreux problèmes restent à résoudre pour garantir un conditionnement et un entreposage sûrs à long terme pour le combustible irradié ;

- étudier la possibilité de leur stockage définitif dans des couches géologiques profondes. Cette voie repose sur l'étude in situ du comportement des structures de stockage (barrière ouvragée et formation géologique) grâce à la création de deux laboratoires souterrains dans des terrains argileux d'une part et granitiques d'autre part. Longtemps retardée, la décision d'implanter un premier laboratoire, dans la Meuse (en site argileux), a été prise par le Gouvernement au cours de l'été 1999, tandis qu'une mission était nommée pour définir l'emplacement d'un second site, granitique celui-là.

La solution du stockage en profondeur, qui a la préférence des industriels et de nombreux experts [1], est cependant la plus difficile à mettre en œuvre car c'est aussi celle qui soulève les oppositions les plus fortes dans l'opinion. L'acceptabilité de cette solution repose, en l'état actuel des débats, sur deux conditions au moins, toutes deux liées à l'hypothèse d'apparition de nouvelles solutions techniques :

- d'une part, que le stockage présente des garanties de réversibilité, afin que les déchets entreposés puissent être récupérés si le besoin s'en fait sentir. On peut en effet souhaiter reprendre les matière radioactives entreposées pour différentes raisons : pour faire face à une situation de risque en cas de problème de confinement (situation accidentelle, erreur de conception…),

(1) Ne serait-ce que parce qu'ils jugent cette solution inévitable : la Commission nationale d'évaluation (CNE) chargée du suivi des recherches menées dans le cadre de la loi de 1991 considérait ainsi dans son premier rapport, publié en juin 1995 que « l'évacuation définitive de déchets ultimes, sous forme de stockage géologique, paraît (…) inéluctable ».

pour traiter ces déchets grâce à d'éventuelles nouvelles solutions techniques (incinération, transmutation), enfin pour réutiliser des matières devenues ou redevenues, pour des raisons économiques ou techniques, valorisables comme matières énergétiques (notamment si l'on a directement stocké du combustible usé) ;

- d'autre part, que le stockage ne soit décidé que lorsque la démonstration aura été faite qu'il n'existe pas dans un avenir proche de solution plus satisfaisante sur le plan du bilan des déchets, et que tous les moyens techniques raisonnables (*best available technologies*) sont mis en œuvre pour minimiser la nocivité des déchets qui y seront placés.

Le poids des déchets à vie longue

Le bilan de la production de déchets nucléaires en France montre l'importance relative, en termes de gestion du risque et en termes de volumes à stocker, des différentes catégories de déchets. D'une manière générale, les déchets produits en plus grandes quantités sont ceux dont la radioactivité par volume est la plus faible. En revanche, il n'existe pas un lien de même type entre les quantités générées et la durée de vie des différentes catégories.

Pour la France, l'ANDRA a établi, sur la base des flux actuels de déchets et d'hypothèses sur leur évolution, les prévisions suivantes sur les volumes et l'activité des déchets produits jusqu'en 2020.

Tableau 2. ***Prévisions de l'ANDRA sur les flux et stocks de déchets radioactifs en France*** [1]

	Flux annuels estimés (m^3/an)	***Volumes attendus en 2020 (m^3/an)***	***Activité totale cumulée en 2020 (TBq)***	
			alpha	***bêta-gamma***
Très faible activité	10 000 à 50 000	250 000	3	
Faible et moyenne activité à vie courte	20 000	500 000	250	30 000
Moyenne activité à vie longue	1 600	50 000	500 000	20 000 000
Haute activité (déchets vitrifiés)	100	5 000	5 000 000	1 000 000 000

Le résultat est extrêmement frappant : les déchets TFA et A représentent dans ce bilan plus de 90 % du volume mais moins de 1 % de la radioactivité, tandis que les déchets B et C, à vie longue, concentrent plus de 99 % de la radioactivité dans moins de 10 % du volume.

Toutefois, ce tableau est fondé sur un certain nombre d'hypothèses qui appellent un commentaire. En premier lieu, il est calculé sur un parc théorique qui correspond à une utilisation idéalisée du parc nucléaire français actuel, où le retraitement-recyclage trouve un équilibre industriel qui n'est aujourd'hui ni atteint ni en voie de l'être. Ensuite, il s'appuie sur des projections de volumes annuels de déchets qui dépendent d'un certain nombre de facteurs soumis à incertitude : par exemple les décisions sur la nature et les échéances du démantèlement des différentes installations pour les déchets TFA [2] ou

(1) Bilan établi par la DSIN dans son rapport annuel « La sûreté nucléaire en France en 1999 », avril 2000. Ce bilan est basé sur des prévisions de l'ANDRA et de l'IPSN sur l'hypothèse, non réalisée aujourd'hui, d'un parc de 58 REP dont 28 recevant du MOX, et du retraitement de 800 t de combustible UOX par an. Ces estimations s'appuient de plus sur l'hypothèse selon laquelle le parc nucléaire français, compte tenu de l'âge des centrales, de leur durée de vie aujourd'hui évaluée à 40 ans et de l'absence pour le moment de commande de nouvelles unités, devrait rester sensiblement stable d'ici à cette échéance.

(2) La part des déchets TFA, dont le volume total est très difficile à estimer, reste en réalité très faible aujourd'hui : la majeure partie de ces déchets proviendra du démantèlement des installations nucléaires, en particulier du parc de réacteurs d'EDF et de l'usine de retraitement de La Hague. La part des déchets TFA sera beaucoup plus importante lorsque ces installations seront démantelées, ce qui pourrait, dans les scénarios d'EDF, prendre un siècle dans le cas des réacteurs.

l'amélioration des performances des divers procédés visant à minimiser ou à compacter les déchets.

Il est vrai que la tendance observée depuis quelques années est à la diminution des flux annuels de déchets, et ce dans l'ensemble des catégories. Le bilan affiché par l'ANDRA prend ainsi en compte une production annuelle de déchets à vie courte s'établissant à 20 000 m^3 environ, c'est-à-dire en diminution de près d'un tiers par rapport à la production il y a dix ans. Mais rien ne garantit que cette tendance, même si elle s'inscrit dans les objectifs des exploitants, puisse être poursuivie.

La production annuelle de déchets de moyenne activité à vie longue est actuellement de 2 800 m^3, mais l'objectif à court terme est une réduction à 1 600 m^3. Leur volume a déjà été considérablement réduit : en dix ans, on est passé de plusieurs m^3 par tonne d'uranium à 1 m^3 aujourd'hui, et prochainement à 0,3 m^3. Quant aux déchets de haute activité, constitués des actinides et produits de fission issus du combustible irradié et vitrifiés, ils représentent actuellement une production de 200 m^3 environ par an, avec un objectif de division par deux de ce volume pour arriver à 100 m^3 par an. Ainsi, l'ANDRA utilise pour les déchets B et C non pas les valeurs actuelles mais celles, sensiblement plus basses, visées par les exploitants.

Les divers ajustements possibles ne bouleverseraient cependant en rien les ordres de grandeur : en termes de risque, et surtout de risque de long terme, la part des déchets à vie longue, qu'ils soient de haute ou de moyenne activité, est écrasante. Encore faut-il ajouter que ce tableau n'intègre pas du tout les actinides majeurs, l'uranium et le plutonium : comme on l'analysera plus loin, de telles prévisions reflèteraient donc une situation idéale de recyclage indéfini des matières énergétiques valorisables, qui n'entreraient jamais dans les déchets du cycle. Cet objectif semble pourtant, dans les conditions actuelles de maîtrise technologique et de rationalité économique, totalement hors d'atteinte.

Pour prendre la réalité industrielle en compte, il faudrait donc inclure à ce tableau une prévision sur un stock de combustible usé non retraité. En réalité, les délais d'entreposage du combustible irradié imposés par son refroidissement avant stockage direct (plusieurs dizaines d'années) permettent de considérer qu'en 2020 celui-ci sera toujours entreposé « provisoirement » dans l'attente d'une solution définitive, et de ne pas l'intégrer encore au bilan des déchets à cette échéance. Toutefois, la projection de l'ANDRA ne peut guère être prolongée au-delà sans ajouter dans le bilan les combustibles non retraités, ce qui renforcerait considérablement le poids de la dernière catégorie.

Le problème de l'évitement de production de déchets nucléaires comme principe de précaution à long terme ne s'applique donc, grosso modo, qu'aux déchets de catégorie B et C, pour lesquels des solutions sont aujourd'hui encore recherchées. Cependant, la gestion de l'ensemble des déchets nucléaires ne peut être dissociée, et la mise en place d'une gestion séparée des différentes catégories de déchets, qui a un coût, participe d'une volonté sinon de diminution au moins de simplification de la gestion des déchets les plus contraignants.

La focalisation de la problématique du coût d'évitement de déchets sur les seuls déchets à vie longue, justifiée sur le plan quantitatif, contient donc une simplification du problème sur le plan qualitatif. On peut cependant, dans le cadre restreint de notre étude, centrer la réflexion sur les seules catégories des déchets de moyenne et de haute activité à vie longue, et même essentiellement des déchets combustibles, qui constituent bien l'essentiel du problème des déchets dans une problématique de long terme.

L'analyse des problèmes d'évitement par rapport à ces déchets HAVL en particulier est indissociable d'une étude approfondie de l'ensemble du cycle du combustible. L'interaction de ces deux enjeux majeurs est très importante : le bilan final des déchets du cycle du combustible dépend évidemment de l'organisation du cycle du combustible (et des flux de matières qu'elle implique) ; inversement, la solution au problème des déchets issus des combustibles constitue aujourd'hui un problème vital pour l'industrie nucléaire, au centre de sa politique générale de gestion du cycle.

C'est pourquoi il est nécessaire, pour la compréhension des mécanismes permettant la maîtrise ou la réduction du risque de long terme associé aux déchets nucléaires, de porter son attention sur la gestion du combustible par l'industrie nucléaire, c'est-à-dire l'organisation du cycle du combustible.

1.0 Le cycle du combustible

La France s'est peu à peu dotée d'un dispositif industriel dans le domaine nucléaire parmi les premiers au monde en nombre d'installations, et certainement le plus complet de tous au regard de la gestion du cycle du combustible. Elle mène dans ce domaine une politique à peu près unique au plan international, non dans sa conception mais dans son degré de mise en œuvre et d'intégration. En particulier, elle possède aujourd'hui les plus grosses installations pour le recyclage des matières combustibles, l'uranium et le

plutonium contenus dans le combustible usé, que l'on sépare dans les opérations de retraitement du combustible pour pouvoir les recycler ensuite.

La notion de cycle dans l'industrie nucléaire

L'industrie nucléaire s'organise, d'une manière générale, autour de la gestion des matières nécessaires à la fabrication de son combustible, en une succession d'opérations que l'on désigne globalement comme « cycle du combustible ». On distingue l'amont et l'aval du cycle, c'est-à-dire l'ensemble des transformations de l'extraction du minerai d'uranium à son passage en réacteur nucléaire dans un assemblage combustible d'une part et l'ensemble des opérations qui interviennent après ce passage en réacteur d'autre part.

Le cycle du combustible désigne communément, bien que ce processus ne soit jamais cyclique, l'ensemble des opérations industrielles situées en amont et en aval de la production d'électricité par utilisation du combustible nucléaire. Les variantes dans les techniques de fabrication du combustible ou les filières de production électrique sont nombreuses [1], mais on distingue essentiellement deux types de cycles du combustible, en fonction des choix fondamentaux opérés concernant l'aval du cycle, qui peut être selon la voie choisie dit « ouvert » ou « fermé ».

Le cycle « ouvert » est le plus simple : il consiste à récupérer, après son irradiation dans le cœur, le combustible usé, directement considéré comme un déchet qui après entreposage le temps de son refroidissement est stocké « tel quel » (il ne fait pas l'objet d'un traitement mais d'un simple conditionnement).

Le cycle « fermé », qui repose sur les mêmes principes en amont, introduit une gestion plus complexe en aval : le combustible usé n'est pas dans cette stratégie considéré comme un déchet ultime, mais au contraire « valorisé ».

Les principaux matériaux qui le composent sont dans ce cas séparés en vue de leur recyclage - lorsque celui-ci est possible – l'ensemble de ces opérations désignant le retraitement. Ceci s'applique en particulier au plutonium créé (par capture de neutrons à partir de l'uranium) dans le combustible usé, qui entre à son tour dans la composition de nouveaux combustibles, moyennant certaines

(1) Contrairement à la gestion des déchets qui fait l'objet de normes internationales, on est vraiment loin aujourd'hui d'une « doctrine » universelle pour la gestion du cycle combustible, et même au niveau national, parmi les acteurs industriels ou institutionnels plusieurs points de vue coexistent sur les choix stratégiques pour l'aval du cycle nucléaire.

adaptations de l'amont du cycle notamment au stade de la fabrication. Les matières non réutilisables en l'état actuel des techniques sont traitées comme des déchets – qui contiennent, en particulier, l'ensemble des actinides mineurs et les produits de fission – conditionnés sous forme vitrifiée.

L'option choisie par la France et le contexte international

La grande majorité des pays engagés dans la production électronucléaire ont étudié l'option retraitement, mais la plupart ont, en fait, choisi le stockage direct qu'aucun d'entre eux n'a cependant encore mis en œuvre. La France a seule poussé à ce point la logique d'un cycle fermé, au nom de son indépendance énergétique érigée en principe, pensant en choisissant cette stratégie réduire le risque lié à une pénurie de matières fissiles ou à une difficulté d'approvisionnement.

L'idée du retraitement était en effet issue, d'une certaine manière, d'un principe de précaution face au risque de pénurie de matière première : en effet, les filières classiques, à l'uranium naturel autrefois, enrichi aujourd'hui, n'utilisent en l'absence de retraitement qu'une faible part du potentiel énergétique de l'uranium naturel, consommant cette ressource en quantités qui ont fait craindre, aux débuts de l'industrie électronucléaire – les années 1960 et 1970 –, un épuisement prématuré des réserves connues. Ensuite, le développement du nucléaire n'a pas été celui qu'on envisageait à l'époque, et de nouvelles réserves ont été identifiées, repoussant un risque d'épuisement éventuel au long terme.

L'objectif principal de ce programme était, à l'origine (les années 1970), d'accompagner le développement à grande échelle de la filière des réacteurs à neutrons rapides. Cette stratégie a depuis été abandonnée, avec la décision de mise à l'arrêt définitif du surgénérateur Superphénix, en 1998.

Les ressources en uranium restent cependant un enjeu dans la gestion du cycle du combustible pour un pays comme la France qui doit importer l'uranium nécessaire à sa production électronucléaire. Dans ce contexte, l'option retraitement peut donc encore être évaluée à l'aune du principe d'indépendance énergétique, fondement de la politique énergétique française depuis quelques décennies [1].

(1) Il convient toutefois de préciser ici que la notion d'indépendance énergétique ne peut plus, compte tenu des évolutions géopolitiques, des progrès sur la connaissance des réserves en ressources fossiles et fissiles, et du mouvement général d'ouverture des marchés, notamment de l'énergie, être pensée comme elle l'était sous le coup des chocs pétroliers.

Au-delà de cet atout, le retraitement apporte, du point de vue de ses promoteurs, un double avantage : d'une part, il facilite la gestion des déchets nucléaires en opérant une réduction de volume et surtout en éliminant des déchets le plutonium, qui par sa longévité, son activité et sa très forte radiotoxicité, pèse très lourdement sur la gestion de la fin de cycle. D'autre part, il réduit selon eux les coûts grâce au recyclage des matières premières.

Le retraitement-recyclage : situation internationale

Hors installations militaire ou strictement liées aux programmes de surgénérateurs, seuls cinq pays au monde exploitent aujourd'hui des usines de retraitement du combustible nucléaire.

La **France** est leader dans ce domaine avec trois usines à La Hague : UP2-400, UP2-800 et UP3, totalisant une capacité annuelle de retraitement de 2 000 tonnes de combustible issu des réacteurs à eau légère (REL). Le **Royaume-Uni** compte deux usines à Sellafield : B-205 pour le combustible des réacteurs britanniques Magnox, avec une capacité de 1 500 t/an ; Thorp pour le combustible issu des REL (900 t/an). La **Russie** possède à Cheliabinsk une capacité de retraitement de 200 à 400 t/an pour le combustible issu des REL (VVER-440). L'**Inde** possède deux usines de 125 t/an de capacité environ, mais n'exploite que la plus récente (Kalpakkam). Enfin, le **Japon** exploite une usine de démonstration (100 t/an), principalement destinée au combustible issu des REL.

Plusieurs usines ont été arrêtées : une aux Etats-Unis, une usine expérimentale en Allemagne ; l'usine Eurochemic en Belgique et enfin UP1, à Marcoule, en France. Deux usines achevées ou presque n'ont pas été mises en service aux Etats-Unis, et une en Allemagne.

Deux projets d'usines commerciales existent (à Krasnoyarsk en Russie et à Rokkasho Mura au Japon), mais leur achèvement n'est pas certain. Par ailleurs, la Chine s'apprête à mettre en service une usine de démonstration, d'une capacité de 50 t environ.

Aujourd'hui, hormis les pays participant à cette industrie, seuls quelques autres producteurs nucléaires ont recours au retraitement à l'étranger de leur combustible usé : les plus importants sont l'**Allemagne**, la **Belgique** et la **Suisse**. Mais ces trois pays sont aujourd'hui engagés dans des politiques d'arrêt du retraitement qui devraient prendre effet après l'achèvement des contrats en cours. Les **Pays-Bas**, qui n'ont plus qu'un réacteur en exploitation, font également retraiter leur combustible. Quelques pays supplémentaires (la **Suède**, l'**Italie**, l'**Espagne**…) ont, dans les années 1970 et 1980, fait retraiter une partie de leur combustible, puis ont abandonné cette voie. Le Japon, enfin, retraite une part importante de son combustible dans les usines française et

britannique. En **France**, EDF est d'ores et déjà engagée dans une politique duale de gestion de l'aval du cycle. En **Grande-Bretagne**, l'exploitant British Energy a annoncé en mars 2000 sa volonté d'arrêter progressivement le retraitement de son combustible.

Bien qu'une minorité de pays producteurs d'électricité nucléaire choisisse aujourd'hui la voie du retraitement, les capacités industrielles de retraitement actuelles et programmées, sont insuffisantes pour gérer l'ensemble du combustible de ces pays. Ainsi, aucun d'entre eux ne parvient aujourd'hui à retraiter la totalité de son combustible irradié.

Malgré cela, ces pays n'assurent pas la réutilisation complète des matières énergétiques issues du retraitement. Ainsi, l'uranium de retraitement n'est réutilisé que très partiellement, sans programme industriel global et le plutonium n'est recyclé sous forme de MOX qu'en faibles quantités au regard des stocks constitués.

Seuls, quatre pays disposent d'usines de fabrication de MOX pour les réacteurs à eau légère : la France (le CFCA à Cadarache, 15 t/an, et Melox à Marcoule, 120 t/an autorisées mais environ 200 t/an de capacité réelle), la Belgique (Dessel, 35 t/an), le Japon (Rokkasho-Mura, 40 t/an) et le Royaume-Uni (Sellafield, 8 t/an).

Le Japon et la Russie ont des projets d'usines commerciales tandis qu'à Sellafield , l'exploitant BNFL dispose d'une usine de 120 t/an dont la mise en service est compromise par les difficultés nombreuses rencontrées depuis plusieurs mois par cette compagnie.

Au total, un peu plus de 30 réacteurs sont « moxés » en Europe, (Allemagne, Belgique et Suisse et pour plus de la moitié en France). Le Royaume-Uni ne réutilise pas son plutonium séparé. Hors Europe, les rares programmes MOX restent expérimentaux. La Russie envisage un programme MOX, mais essentiellement dans le but de recycler du plutonium militaire. Au Japon, un ambitieux programme existe, mais il connaît quelques difficultés et aucun réacteur n'est actuellement chargé en MOX.

Ces points sont cependant contestés par les partisans du stockage direct. Ils insistent au contraire sur la complexité supérieure du cycle dans l'option retraitement, qui se traduit par une multiplication des manipulations, donc des doses reçues par les opérateurs et des risques d'accident, et par une diversification des déchets à vie longue qui complique leur gestion. Ils s'interrogent de plus sur l'économie réelle du retraitement, qui reste aujourd'hui faute de chiffres publics précis relativement incertaine. Enfin, une controverse existe sur la relation entre le retraitement, qui induit la manipulation de plutonium séparé, et le risque de prolifération nucléaire.

Aussi, on ne peut pas parler aujourd'hui d'une « doctrine » concernant la gestion du cycle combustible, au sens où il en existe une sur la gestion des déchets nucléaires. C'est évident au plan international, où les deux principaux producteurs d'électricité nucléaire, les Etats-Unis et la France, sont les « champions » de stratégies opposées, celle du stockage direct du combustible irradié pour les Américains contre celle du retraitement dans notre pays. C'est également vrai au plan national : la logique de retraitement poussé du combustible usé ne s'accompagne pas, comme on le verra plus loin, d'une politique aussi poussée de valorisation des matières énergétiques ainsi récupérées, notamment du plutonium. Par cet écart, la France se place dans une situation paradoxale où les stocks de plutonium séparé [1] augmentent, le retraitement contribuant alors non plus à résoudre mais à compliquer le problème essentiel de gestion de déchets contenant du plutonium.

Le cycle du combustible en France aujourd'hui

La France représente parmi les pays producteurs d'électricité nucléaire un cas unique : c'est le seul pays où l'industrie nucléaire ait développé les moyens nécessaires à la maîtrise de l'ensemble du cycle « fermé » du combustible à l'exception notable d'un site de stockage définitif des déchets de haute activité, dont aucun pays n'est cependant doté actuellement.

La concentration de cette industrie (un constructeur, Framatome, un producteur d'électricité, EDF, et un opérateur pour l'aval du cycle, COGEMA), qui a pour corollaire la standardisation des équipements, notamment des réacteurs, a sans doute joué un rôle important pour permettre ce développement. Le contrôle très fort de l'Etat sur les décisions industrielles relatives à cette filière, à travers le contrôle direct des opérateurs industriels ou le poids de l'outil de recherche et d'appui technique que constituent pour eux l'organisme public CEA, a constitué un second facteur déterminant.

(1) On désigne ici par plutonium « séparé » le plutonium issu du combustible usé retraité qui n'a pas été effectivement recyclé, c'est-à-dire réintroduit en réacteur : ainsi il ne s'agit pas seulement du plutonium existant à un instant donné sous forme séparée mais aussi du plutonium contenu dans des produits divers non utilisés : par exemple en France les rebuts de la fabrication de combustible MOX ou les recharges non utilisées de combustible pour Superphénix.

Les étapes du cycle du combustible

Le schéma du cycle du combustible s'établit classiquement selon une succession d'étapes décrites ci-dessous. Les premières étapes, extraction, concentration, conversion, enrichissement et fabrication du combustible constituent l'amont du cycle. Le combustible est ensuite irradié en réacteur pour produire de l'énergie, puis déchargé. Son sort dépend alors de la stratégie d'aval du cycle : soit il est entreposé pour le laisser « refroidir » avant un stockage définitif direct, soit il est retraité afin de séparer les matières énergétiques récupérables, qui retournent dans l'amont du cycle, et les matières non valorisables qui sont conditionnées sous forme de déchets vitrifiés.

• La première étape est bien sûr l'extraction de la matière première, qui est aujourd'hui pour l'ensemble des réacteurs industriels développés dans le monde le minerai d'uranium, puis son broyage.

• Le minerai d'uranium est ensuite traité pour être purifié. A l'issue de cette étape de concentration il se présente sous la forme d'une pâte jaune – le « yellow cake » – d'oxyde d'uranium U3O8.

• La phase suivante est la conversion de l'oxyde d'uranium en hexafluoride d'uranium UF6, un composé solide à température ambiante mais gazeux au-delà de 57 °C particulièrement adapté à l'étape suivante, l'enrichissement.

• L'uranium se présente à l'état naturel dans des compositions isotopiques défavorables : la part de l'isotope intéressant la production électronucléaire, l'uranium 235, fissile, y est très faible (environ 0,7 %). L'industrie nucléaire a d'abord développé des filières utilisant l'uranium dans sa composition naturelle – en France la filière dite « uranium naturel-graphite-gaz » –, mais très vite on a cherché à augmenter le rendement des réacteurs en utilisant un uranium plus riche en isotope fissile : c'est le principe d'enrichissement de l'uranium. La France n'utilise plus aujourd'hui pratiquement que de l'uranium enrichi. L'opération d'enrichissement isotopique nécessite une séparation des différents isotopes de l'uranium, réalisée par diffusion gazeuse de l'UF6 à travers une membrane poreuse. Cette technique connaît actuellement une alternative industrielle, la centrifugation.

• On obtient à l'issue des opérations d'enrichissement d'une part un uranium appauvri, très faiblement radioactif, que l'on entrepose, d'autre part un uranium enrichi sous forme d'UF6 qui est converti en oxyde d'uranium UOX, qui se présente sous une forme plus adaptée pour la fabrication des assemblages combustibles : il s'agit d'une poudre noire dont on fabrique des pastilles. Celles-ci sont ensuite rangées dans des tubes très fins en alliage de zyrconium – les « crayons » combustibles » –, assemblés à leur tour pour former un assemblage combustible prêt à l'utilisation.

• Ce n'est qu'au terme de cette série d'opérations, dont certaines complexes, que l'on arrive à l'étape de combustion dans le réacteur. Un assemblage combustible reste en moyenne chargé dans les réacteurs REP d'EDF (comme dans les réacteurs d'autres filières développées dans d'autres pays) pendant quatre années d'exploitation normale avant d'être remplacé : le réacteur est en fait arrêté périodiquement pendant quelques

semaines pour permettre le déchargement de ces assemblages combustibles usés et le chargement d'assemblages combustibles neufs, un quart à un tiers du combustible étant renouvelé chaque fois.

• Les combustibles irradiés ainsi déchargés restent extrêmement radioactifs, et les produits de fission dégagent une chaleur telle qu'un entreposage de ces combustibles est nécessaire pendant quelques années, pour permettre leur refroidissement, avant d'envisager l'étape suivante. Cet entreposage est réalisé en piscine, généralement sur site, c'est-à-dire auprès de chaque réacteur.

• Les opérations décrites jusqu'ici sont communes à un cycle « ouvert » ou « fermé ». C'est à ce stade qu'ils divergent. Dans le cycle ouvert, appelé « once through cycle » par les anglo-saxons, les matériaux combustibles ne sont utilisés qu'une fois, et le combustible irradié est donc destiné au stockage final dès lors qu'une solution aura été trouvée pour celui-ci. Compte tenu de la chaleur qu'il continue à dégager, le combustible usé doit de toutes façons être entreposé pendant de longues années supplémentaires – quelques dizaines –, soit en piscine soit à sec, avant d'entrer dans un site de stockage.

• Dans le cycle « fermé », au contraire, le combustible irradié est transporté sur le site de l'usine de retraitement, où il est placé en entreposage en attendant d'être traité. Les assemblages combustible sont alors démontés, les coques et embouts sont récupérés en vue d'un stockage comme déchets. Les pastilles combustibles sont dissoutes, et par différents procédés complexes de purification, l'uranium d'une part, le plutonium d'autre part sont isolés des produits de fission et des actinides mineurs qui sont ensuite conditionnés sous forme de déchets vitrifiés. Les taux de purification sont très élevés, puisque plus de 99,9 % du plutonium est récupéré, tandis qu'un dix millionième seulement des actinides mineurs et produits de fission subsiste dans l'uranium et le plutonium séparés. Une fois les matières énergétiques récupérées sous forme d'oxyde d'uranium et d'oxyde de plutonium, il reste à procéder à leur valorisation en les réutilisant comme combustible nucléaire.

• L'uranium retraité est soit entreposé, soit utilisé pour la fabrication de combustible à l'uranium appelé URE, qui peut remplacer l'UOX. Il est dans ce cas envoyé en Russie pour y être enrichi avant de revenir dans les installations françaises, seule entorse au principe selon lequel la France maîtrise l'ensemble du cycle : la raison pour laquelle cette opération n'a pas lieu sur notre territoire et qu'elle aurait lieu dans l'usine Eurodif, laquelle serait contaminée par les traces de plutonium présentes dans l'uranium retraité.

• Quant au plutonium, plusieurs solutions sont théoriquement possibles, mais les technologies actuelles offrent essentiellement deux possibilités : l'utilisation de réacteurs à neutrons rapides ou l'utilisation d'un combustible mixte d'oxyde d'uranium et de plutonium (combustible MOX) dans les réacteurs classiques, par exemple les réacteurs à eau sous pression. La première voie est, après la mise à l'arrêt définitif de Superphénix, abandonnée par la France. La gestion du plutonium séparé se concentre donc aujourd'hui sur l'utilisation de MOX. Le plutonium est alors réinjecté sous forme

• L'ensemble de ces opérations constitue donc une chaîne avec retour partiel sur elle-même. On considère, par un abus de langage, que cette boucle de retour de l'aval vers l'amont du cycle du combustible clôt celui-ci. En réalité le cycle n'est pas « fermé » pour autant : d'une part, il subsiste toujours, même dans l'option retraitement, des produits de fission dont le stockage est inévitable dans l'état actuel des technologies disponibles. D'autre part, la fermeture du cycle nécessiterait que le bouclage soit itératif, c'est-à-dire que l'uranium et le plutonium puissent être indéfiniment retraités, ce qui est techniquement impossible avec les réacteurs actuels : inévitablement, une partie de ces matières devra donc à terme être stockée comme déchets.

EDF exploite un parc de 58 réacteurs de la même filière – réacteurs à eau sous pression (REP) – répartis en 4 paliers standardisés [1]. Totalisant une puissance de 63 GWe environ, ce parc assure une production annuelle comprise entre 350 et 400 TWh (378 TWh en 1999). Compte tenu de l'âge moyen du parc (les premiers réacteurs ont plus de 20 ans – le premier a été mis en service en 1977 à Fessenheim – alors que les derniers n'ont pas encore franchi l'étape de la mise en service industrielle, ou MSI) et d'une durée de vie estimée des centrales de 40 années, cette production semble relativement stabilisée pour les 20, voire 30 années à venir. Ensuite, son évolution dépendra des choix de remplacement ou de renouvellement des centrales nucléaires.

Après l'abandon de la filière des réacteurs à neutrons rapides (RNR), qui devaient consommer le plutonium issu du retraitement, la poursuite de la stratégie de recyclage du plutonium impliquait la mise en œuvre d'une solution alternative pour l'utilisation du plutonium dans le parc existant, c'est-à-dire dans les REP. La solution finalement retenue [2] consiste à remplacer le combustible à l'uranium enrichi classique – le combustible UOX – par un combustible mixte à l'uranium naturel ou appauvri et au plutonium, le MOX.

L'objectif poursuivi par EDF est actuellement, vis-à-vis du retraitement, d'assurer le principe de l'égalité des flux, selon lequel les quantités de plutonium séparées via le retraitement de combustibles usés EDF doivent être égales aux quantités de plutonium introduites dans les réacteurs EDF via le combustible MOX.

---

(1) Soit dans l'ordre chronologique : 6 réacteurs CP0, REP d'une puissance de 900 MWe, 28 réacteurs CP1-CP2, REP de 900 MWe, 20 réacteurs P4-P'4, REP de 1 300 MWe, et 4 réacteurs N4, REP de 1 450 MWe.

(2) Il est bon de rappeler que cette stratégie n'a été décidée que tardivement, en 1985. La possibilité d'introduire du plutonium dans le combustible des REP pour recycler sans recourir aux RNR avait pourtant été étudiée très tôt – dès les années 1970, pour être très vite écartée : elle avait été jugée alors trop coûteuse et peu efficace.

EDF décharge environ 1 200 tonnes de combustible usé par an de ses réacteurs. Cette quantité est excédentaire par rapport aux quantités de plutonium que les autorisations actuelles du parc lui permettent de gérer. Aussi, il s'agit pour EDF de ne retraiter que les combustibles dont le plutonium peut être recyclé à court terme, en entreposant à La Hague le combustible usé excédentaire. En particulier, EDF retraite en priorité le combustible à l'oxyde d'uranium usé et ne souhaite pas aujourd'hui retraiter, dans le court ou le moyen terme, les combustibles usés MOX [1] ou les combustibles usés déjà fabriqués à partir d'uranium issu du retraitement.

L'utilisation de MOX implique une complexité accrue du cycle du combustible par addition d'étapes industrielles supplémentaires – notamment la fabrication du combustible MOX qui est réalisée dans des usines spécifiques, distinctes des usines de fabrication d'UOX – et pose des problèmes de sûreté plus importants, de par l'introduction dans la partie amont du cycle de plutonium [2]. Mais la principale difficulté dans la gestion du MOX en relation avec le recyclage du plutonium par retraitement du combustible usé est liée à la dégradation assez rapide de la « qualité » du plutonium utilisé :

- d'une part, le plutonium subit une dégradation spontanée par transformation de son isotope Pu241, fissile, en Am241 (américium), non fissile. Cette évolution est telle qu'après 3 ou 4 années d'entreposage il est nécessaire, pour réutiliser le plutonium dans les conditions souhaitées, de le traiter pour en extraire l'américium, opération qui s'apparente à un nouveau retraitement ;
- d'autre part, la composition isotopique du plutonium, et notamment la répartition entre ses isotopes impairs, fissiles, et ses isotopes pairs qui ne le sont pas varie au cours de l'irradiation, la part des isotopes pairs

(1) L'exploitant a fait sur ce point des déclarations très claires lors d'une audition à la CNE, dont la Commission fait le compte rendu dans son rapport n° 5 paru en juin 1999. Selon la CNE, EDF « s'est placée jusqu'en 2070 dans le cadre (…) d'une politique de mono-recyclage du plutonium sous forme de combustibles MOX », qui « exclut explicitement toute option de multi-recyclage du plutonium ».

(2) Par rapport à l'uranium qui est dans un cycle ouvert la seule matière fissile présente dans l'amont du cycle, le plutonium impose des conditions d'exploitation plus strictes en termes de radioprotection (sa radiotoxicité est beaucoup plus importante), de sûreté (notamment à cause des problèmes de criticité) et de sécurité (sa présence expose davantage au risque de prolifération). Ces aspects, rarement examinés en détail, ont été étudiés notamment dans le rapport final publié en novembre 1997 par le Citizen's Nuclear Information Center (CNIC) dans le cadre de son projet IMA (International MOX Assessment).

augmentant : un cycle d'utilisation du combustible dégrade le plutonium, si bien que le retraitement du combustible MOX fournirait un plutonium de deuxième génération de moins bonne qualité que le plutonium de première génération issu du retraitement du combustible UOX.

Plus généralement, l'évolution de la composition isotopique du plutonium au cours du cycle (pendant son irradiation et pendant son entreposage avant son éventuelle réutilisation) rend extrêmement complexe toute réalisation industrielle de recyclages successifs (un équilibre du bilan en plutonium grâce à son multi-recyclage perpétuel), en tous cas avec les réacteurs du parc actuel [1]. Le multi-recyclage n'a jamais dépassé le stade expérimental, ni en France ni dans aucun autre pays [2].

Le bilan en plutonium du cycle

Le retraitement-recyclage influence le bilan matières du cycle en termes de flux comme de stocks. S'il introduit par rapport au stockage direct une légère variation des bilans obtenus pour les matières reconnues non valorisables (actinides mineurs et produits de fission), c'est surtout au niveau des matières énergétiques, uranium et plutonium, qu'il a une influence forte.

Le retraitement et le recyclage ont en particulier des effets, sur un parc donné, sur les besoins en ressources naturelles, les « volants » de matières énergétiques utilisés dans le parc, et les quantités de matières énergétiques abandonnées dans les déchets. En particulier, il conduit par rapport au cycle ouvert à :

- une économie d'uranium naturel et de travail d'enrichissement de cet uranium ;
- une diminution des quantités de plutonium destinées au stockage final ;
- mais aussi une augmentation des quantités de plutonium présentes en permanence dans l'ensemble du parc industriel nucléaire (réacteurs, usines et sites d'entreposage intermédiaire).

---

(1) Un rapport de la Direction des études et recherches d'EDF de « Synthèse des études » de multi-recyclage du plutonium à la fin 1997 (avril 1998) affirme bien qu'il est « physiquement possible de gérer le niveau du stock de Pu dans le parc électronucléaire à l'aide des seuls REP », mais la démonstration met au jour tant de difficultés de mise en œuvre que la maîtrise industrielle de cette gestion paraît très difficile, surtout si l'on prend en compte la question de son coût ».
(2) Ainsi seulement quelques assemblages de combustible MOX irradié ont été retraités à l'usine de La Hague : en tout, 4,7 tonnes en 1992 et 4,9 tonnes en 1998 selon les informations fournies par COGEMA (brochure « Reprocess to Recycle », juin 1999).

Le principe fondamental sur lequel repose la gestion actuelle de l'aval du cycle est celui de l'extraction maximale du plutonium dans le combustible usé pour minimiser sa présence résiduelle dans les stockages finaux. Ce principe a guidé dans les années 1970 la conception de l'usine de retraitement de La Hague, qui sépare le plutonium des actinides mineurs et produits de fission à un taux très élevé.

Le plutonium occupe donc une place centrale dans la stratégie de retraitement. C'est pourquoi le bilan en plutonium est l'élément déterminant pour l'évaluation de cette option : il dépend de la capacité des opérateurs à gérer leur parc industriel de manière à réduire le bilan final du plutonium (les quantités présentes dans les déchets à la fin de vie du parc) tout en maîtrisant le « volant » de plutonium nécessaire (les quantités présentes dans le parc aux différentes étapes du cycle). En particulier, le danger de constitution de réserves inutiles de plutonium séparé entreposé en l'état « sur étagère » est régulièrement pointé par les opposants à cette solution.

Le « bon usage » de la stratégie du retraitement est donc conditionné par la réalisation et le maintien d'un équilibre dans le cycle, entre les quantités de matières énergétiques recyclées et les quantités récupérées dans les opérations de retraitement. Il faut pour cela qu'un ratio adéquat existe entre le nombre de réacteurs brûlant du combustible de première génération (combustible à l'uranium, UOX) et le nombre de réacteurs brûlant du combustible incorporant, en particulier, le plutonium recyclé, le combustible MOX, à l'uranium et au plutonium. Ce ratio dépend de nombreux facteurs, dont les principaux sont la proportion de MOX dans les réacteurs qui en consomment et la taille des réacteurs.

Les capacités de production respectives des installations françaises du cycle du combustible sont calibrées pour être de ce point de vue cohérentes entre elles. En particulier, le dimensionnement actuel de la chaîne de retraitement et de recyclage des combustibles irradiés est conçu, selon son exploitant la COGEMA, pour un fonctionnement avec 28 tranches « moxées ».

Ainsi, du point de vue de la COGEMA, *« le dimensionnement de l'usine UP2-800 correspond à une capacité de retraitement de 850 à 1 100 t/an. Le tonnage de plutonium récupéré est alors de l'ordre de 8,5 à 11 tonnes par an. Ceci permet à l'usine Mélox de fabriquer 110 à 135 tonnes de combustible MOX par an. Ce qui correspond aux besoins de 28 tranches autorisées à fonctionner avec*

du MOX » [1]. UP2-800 est l'usine de La Hague utilisée pour le retraitement du combustible EDF (une autre usine, UP3, retraitant le combustible étranger) ; Mélox l'usine de fabrication de combustible MOX à Marcoule.

Dans la pratique, cet équilibre théorique est loin d'être établi. D'une part, les autorisations de production des usines du cycle ne sont pas aussi élevées que la COGEMA (qui a donné à ces installations un dimensionnement supérieur) le souhaiterait :

- l'usine UP2-800 est actuellement autorisée à produire 800 tonnes - sa capacité nominale -, avec une marge de dépassement tolérée d'environ 50 tonnes. Une demande d'autorisation de la COGEMA pour augmenter cette limite à 1 000 tonnes est en cours d'instruction [2] ;
- quant à l'usine Mélox, elle est aujourd'hui équipée de deux chaînes de fabrication représentant une capacité de l'ordre de 165 tonnes – à la première, capable de fournir 115 tonnes de MOX par an pour EDF, l'exploitant en a ajoutée une deuxième pour la production destinée à l'étranger. Mais le décret paru en juillet 1999 pour autoriser l'utilisation de cette seconde ligne n'a pas augmenté l'autorisation de production, maintenue à 115 tonnes par an.

D'autre part, les autorisations du parc de réacteurs ne permettent pas non plus d'absorber de tels flux. Compte tenu de la limitation à 30 % de MOX dans les réacteurs autorisés à en consommer, c'est effectivement 28 tranches (de 900 MWe) qu'il faudrait « moxer », ce qui correspond exactement au nombre de réacteurs équipés (notamment du point de vue de la sûreté) pour recevoir du combustible MOX : tous les REP-900 du palier CP1-CP2. Mais 20 seulement d'entre eux sont actuellement autorisés à le faire : EDF n'a jamais demandé l'autorisation spécifique nécessaire pour les 8 autres, qui ne peuvent donc recevoir, d'un point de vue réglementaire, que du combustible à l'uranium.
Ainsi, EDF conduit une politique industrielle qui en réalité est mixte : *« l'aval du cycle nucléaire est désormais dual en France. Une partie du combustible est retraitée et une autre, un tiers, ne l'est pas »* [3]. EDF pratique en effet aujourd'hui une politique de retraitement « rapide » sur 850 tonnes environ des

(1) Cette vision est notamment rapportée par Christian Bataille et Robert Galley dans un rapport de 1998 sur l'aval du cycle pour l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.
(2) Selon la demande déposée par la COGEMA, il s'agirait de passer les autorisations d'UP2-800 comme d'UP3 de 800 à 1 000 tonnes chacune, tout en restant dans une autorisation globale de 1 700 tonnes.
(3) Rapport de MM. Bataille et Galley, 1998, op. cit.

1 200 tonnes annuelles de combustible irradié. 350 tonnes, soit l'ensemble du MOX irradié et environ 20 % de l'UOX sont ainsi entreposées dans l'attente d'un « retraitement différé » ou, le moment venu, d'un stockage définitif.

Cette stratégie duale est justifiée par le principe, avancé par EDF, d'égalité des flux de plutonium, qui implique que le recyclage du plutonium soit à la hauteur des quantités de plutonium retraité : autrement dit, EDF entend ne pas retraiter davantage qu'il est possible de recycler. L'exploitant est toutefois tenu par son contrat avec la COGEMA à retraiter de l'ordre de 850 tonnes de combustible chaque année. Or, étant donné l'ensemble des limitations techniques et/ou réglementaires (nombre de réacteurs « moxés », composition du MOX, dégradation du plutonium, taux de combustion…), EDF est placé en grande difficulté pour respecter ce principe directeur : à l'heure actuelle, le combustible MOX n'utilise qu'une partie du plutonium séparé, et l'égalité des flux de plutonium n'est pas assurée.

Le stock de plutonium issu du retraitement non recyclé en réacteur n'a cessé d'augmenter depuis que les combustibles irradiés sont retraités, pour atteindre aujourd'hui un niveau supérieur à 40 tonnes [1], le double du « stock de gestion » jugé nécessaire par EDF, fixé à 20 tonnes. Le tableau ci-dessous illustre le déséquilibre du bilan en plutonium du cycle pour les cinq dernières années, tout en indiquant une amélioration sensible liée à la montée en puissance du programme MOX : l'augmentation progressive des quantités de MOX chargées dans le parc EDF, en même temps que de leur taux moyen en plutonium (passé de 5,3 % à 7 %) explique cette amélioration.

(1) La dernière déclaration de la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) à l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), mise à jour en novembre 1999, fait état d'un stock de plutonium français séparé et non (re)irradié de 40,3 tonnes au 31 décembre 1998.

Tableau 3. ***Bilan en plutonium du parc français (1995-1999)*** [1]

	1995	1996	1997	1998	1999	Cumul
UOX retraité (t)	750	860	850	800	850	4 110
Pu séparé (t)	7,3	8,3	8,3	7,8	8,3	39,9
MOX chargé (t)	26	33	80	105	105	355
Pu recyclé (t)	1,3	1,8	4,3	6,2	7,4	21,0
Bilan Pu (t)	**+6,0**	**+6,5**	**+4,0**	**+1,6**	**+0,8**	**+18,9**

Cette gestion pose un autre problème : l'entreposage supplémentaire, chaque année, de 350 tonnes de combustible usé – la totalité du MOX irradié plus une partie de l'UOX irradié – sur le site de La Hague dans l'attente de leur éventuel « retraitement différé » pourrait conduire à un blocage de l'ensemble du cycle par saturation des capacités d'entreposage des combustibles irradiés (4 000 t sur les sites des centrales, dont 2 900 t occupées, et 14 000 sur le site de La Hague) vers 2018. Ce blocage pourrait même intervenir plus tôt si EDF change sa stratégie et retraite moins de combustible [2].

1.0 Les évolutions du cycle et leur impact sur les déchets

L'impact de la stratégie du retraitement-recyclage sur le bilan des déchets semble donc fortement limité par la constitution de stocks de combustible MOX non retraité, et intrinsèquement dépendant de la qualité de l'équilibre réalisé au niveau du parc industriel pour le recyclage du plutonium. La réalisation de réductions supplémentaires passe, pour les tenants de cette option, par l'amélioration à court terme de l'efficacité de cette stratégie, et par la mise en place à plus long terme de stratégies plus poussées.

Différents leviers existent pour faire évoluer le cycle du combustible vers un état stabilisé idéal où les flux, de plutonium notamment, s'équilibrent réellement au niveau du parc. Les différents scénarios possibles reposent d'une part sur les éventuelles décisions, d'ordre réglementaire, politique ou industriel qui seront prises dans les prochaines années concernant la stratégie de gestion

(1) Estimation basée sur divers documents la COGEMA et d'EDF (Direction du combustible).
(2) Le contrat actuel sur le retraitement entre EDF et la COGEMA, qui établit le volume de combustible irradié retraité par EDF chaque année entre 800 et 850 tonnes, arrive à expiration à la fin de l'année 2000.

du cycle, d'autre part sur les résultats des différentes recherches pour innover ou améliorer différentes technologies.

Les décisions politiques ou industrielles à court et moyen terme

Sans préjuger des résultats des recherches en cours ou à venir, un certain nombre d'orientations sont d'ores et déjà envisageables dans le cadre existant du cycle du combustible. Différentes stratégies industrielles sont possibles, qui reposent essentiellement sur les choix suivants, qui sont ou seront discutés entre les industriels et l'autorité de sûreté pour le Gouvernement et soumis, pour certains, à l'avis du Parlement.

Le premier concerne les décisions qui seront prises pour la gestion des déchets hautement radioactifs à vie longue. En effet, si la solution du stockage en profondeur a aujourd'hui la préférence des industriels et de la tutelle gouvernementale, le processus de décision n'aboutira pas dans le meilleur des cas avant 2006, date limite fixée pour un vote du Parlement, si les recherches ont suffisamment avancé. Dans le cas où ce vote déciderait de la création d'un site de stockage en profondeur, celui-ci devrait encore franchir le cap d'une procédure d'autorisation. Aussi, il est aventureux aujourd'hui de considérer comme certaine l'implantation d'un site de stockage souterrain pour les déchets haute activité en France à l'échéance 2020.

Cette hypothèse constitue toutefois le cadre actuel de l'ensemble des réflexions sur l'aval du cycle. Reste que, même en admettant que la France se dotera à terme d'un site pour l'enfouissement des déchets nucléaires, une décision importante devra être prise sur la réversibilité ou non de ce stockage, c'est-à-dire la possibilité qu'on se donnera ou pas d'aller un jour rechercher les déchets. Cette question fait l'objet de débats très vifs, qui s'articulent autour de deux arguments opposés : d'une part, il est absurde de rechercher un moyen de stockage le mieux confiné et le moins exposé aux intrusions possible à très long terme et de vouloir en même temps préserver un accès simple à son contenu et la réversibilité représente, pour cette raison, un surcoût considérable. D'autre part, la prise en compte des intérêts des générations futures impose, sur un plan éthique, de ne pas créer en stockant les déchets une situation irréversible.

Le deuxième point sur lequel différentes orientations peuvent être prises dès aujourd'hui est la gestion du combustible dans le parc. Bien que les possibilités restent limitées dans un parc homogène, de nombreuses évolutions, plus ou moins probables en fonction de la situation actuelle, sont possibles dans les

réacteurs EDF, avec des effets non négligeables sur le bilan en plutonium, en uranium, et en déchets vitrifiés de l'ensemble retraitement-recyclage.

Ces évolutions concernent d'abord les choix sur les différents combustibles utilisés : comment la gestion des combustibles puise dans les différents matériaux utilisables que sont l'uranium naturel, enrichi, appauvri, et recyclé et le plutonium recyclé. Il s'agit en premier lieu du pourcentage de MOX utilisé dans les réacteurs, qui dépend à la fois du nombre de réacteurs « moxés » – EDF pourrait étendre le « moxage » ou bien au contraire y renoncer à terme – et du taux de MOX introduit dans ces réacteurs (actuellement fixé à 30 %). Le même type de question se pose à propos du combustible URE, combustible à base d'uranium retraité, dont EDF peut étendre, stabiliser ou arrêter l'utilisation.

Mais l'évolution la plus importante envisageable est l'augmentation des taux de combustion, c'est-à-dire de l'énergie tirée d'un assemblage combustible. Il s'agit là d'une tendance régulière, aussi bien pour l'UOX que pour le MOX. Toutefois, le MOX pose, par sa composition plus riche en plutonium, des problèmes de sûreté plus complexes que l'UOX, alors qu'il offre un retour d'expérience bien moindre. Aussi, il existe depuis l'introduction du MOX dans le parc un retard constant dans les taux de combustion de celui-ci par rapport à l'UOX. Cette situation contraint l'exploitant à une gestion « hybride », plus lourde, des réacteurs « moxés », où le temps de passage d'un assemblage MOX en réacteur est inférieur à celui d'un assemblage UOX. C'est pourquoi un des objectifs prioritaires d'EDF [1] aujourd'hui est de parvenir rapidement à la « parité MOX », c'est-à-dire à un taux de combustion équivalent pour les deux combustibles.

La gestion des combustibles dans le parc EDF

La gestion des combustibles, déterminante pour le bilan en matières du cycle, doit tenir compte de nombreux impératifs, dont les conditions économiques d'exploitation et les règles de sûreté. Cette gestion est extrêmement complexe : elle intègre de nombreux paramètres liés aux teneurs des combustibles en matières fissiles et fertiles, aux temps de passage en réacteur – la durée des cycles et le nombre de cycles effectués par un assemblage combustible –, au taux éventuel de recyclage des matières, etc.

Le combustible à l'oxyde d'uranium classiquement utilisé dans les REP contient environ 3,5 % d'uranium fissile (l'isotope U235) et 96,5 % d'uranium fertile (l'isotope U238), susceptible de produire sous l'effet de l'irradiation une autre matière fissile, le

(1) Le plan d'EDF pour parvenir à cet équilibre a été par exemple détaillé lors de l'audition de son directeur du combustible par la CNE en janvier 1999.

plutonium. En capturant un neutron thermique, l'U238 donne l'isotope Pu239, qui peut à son tour par une nouvelle capture former d'autres isotopes du plutonium (Pu240, Pu241, Pu242). D'autres matières sont produites à partir de ces isotopes par dégradation spontanée ou par nouvelle capture de neutrons des différentes matières déjà produites : il s'agit d'actinides mineurs, américium, neptunium et curium. On trouve d'autre part dans le combustible usé les produits de fission, c'est-à-dire les isotopes radioactifs issus des réactions de fission.

Une partie des matières énergétiques de départ n'est pas consommée lors de la combustion dans un réacteur nucléaire. On retrouve ainsi dans le combustible déchargé des réacteurs, pour 1 tonne de combustible à l'oxyde d'uranium au départ, 8 kg d'U235 sur 35 kg à l'origine, et 941 kg d'U238 sur les 965 kg du début. Dans le même temps, environ 9 kg environ de plutonium et 42 kg de produits de fission et d'actinides mineurs se sont formés. Ces produits de fission et actinides mineurs se composent grossièrement de 38,5 kg de radionucléides stables ou à vie courte et de seulement 3,5 kg de radionucléides à vie longue, dont un tiers d'actinides mineurs et deux tiers de produits de fission. Ces chiffres peuvent varier en fonction du degré d'enrichissement initial de l'uranium et du taux de combustion final du combustible (celui-ci augmentant avec la durée d'irradiation dans le cœur), mais restent dans les mêmes ordres de grandeur.

C'est pourquoi le retraitement permet, en récupérant ces matières énergétiques non consommées, de les utiliser pour la fabrication de nouveaux combustibles : EDF utilise ainsi actuellement d'une part du combustible URE, à l'uranium, fabriqué à partir de l'uranium de retraitement (URT), d'autre part du combustible MOX, à l'uranium et au plutonium, fabriqué à partir d'uranium naturel ou appauvri et du plutonium séparé. Concernant l'uranium, EDF a introduit à partir de 1994 du combustible URE. Il utilise de l'URT réenrichi en U235, de moins bonne qualité isotopique que l'uranium naturel enrichi (il contient des isotopes de l'uranium non présents à l'état naturel, formés lors de la première irradiation). L'autorité de sûreté, la DSIN, a accordé fin 1998 l'autorisation à EDF d'utiliser du combustible URE initialement enrichi à 4,1 % pour arriver à une équivalence énergétique avec le combustible UOX classique enrichi à 3,7 %. Cette gestion particulière concerne actuellement seulement 3 REP 900.

Le combustible MOX peut être fabriqué soit à partir d'uranium naturel dont la teneur en U235 est d'environ 0,7 % ou bien d'uranium appauvri (produit en aval des usines d'enrichissement), dont la teneur en U235 descend à 0,2 % environ. L'abaissement de la teneur en uranium fissile présente un intérêt direct pour la gestion du plutonium : il permet en effet d'augmenter sa concentration dans le combustible, donc d'en recycler davantage. Il existe cependant, pour des raisons de sûreté des réacteurs, une limite à la teneur en plutonium du combustible MOX : celle-ci s'établit à un pourcentage maximal admissible de plutonium par rapport à l'uranium de 12 %. EDF a d'abord utilisé du MOX à 5,3 % de teneur en plutonium (ce chiffre indiquant une moyenne sur un assemblage combustible, dont les crayons peuvent être de teneur en plutonium variable). Cette valeur de 5,3 % était en fait une limite établie par la DSIN, l'autorité de sûreté nucléaire, qui a porté fin 1998 cette limite à 7,08 % pour conserver une équivalence énergétique entre combustible MOX et combustible à l'oxyde d'uranium (compte tenu de l'augmentation progressive de son taux de combustion).

Globalement, il existe une tendance continue à l'augmentation des taux de combustion : pour le combustible UOX, on est passé de taux de 33 GWj/t à des taux moyens supérieurs à 45 GWj/t aujourd'hui. L'autorité de sûreté, la DSIN, a porté au premier trimestre 1999 la limite de taux de combustion pour l'UOX de 47 GWj/t à 52 GWj/t. La progression a été parallèle pour le MOX, dont le taux de combustion reste cependant inférieur en raison des conditions de sûreté plus strictes qui lui sont imposées, et qui s'établit aujourd'hui, en autorisation, à 38 GWj/t. L'accroissement des taux de combustion n'est pas sans incidence sur le cycle du combustible : d'une part, il nécessite l'utilisation de combustibles plus « performants », donc avec un uranium plus enrichi s'agissant du combustible UOX et un taux de plutonium plus important s'agissant du combustible MOX. D'autre part, il implique une dégradation plus importante des matières énergétiques récupérables au cours de l'irradiation, donc une perte sur le rendement du recyclage après retraitement du combustible usé.

Le retard constant des taux de combustion du MOX sur ceux de l'UOX est en partie dû à une nette différence de retour d'expérience : l'UOX est utilisé sur l'ensemble du parc depuis 1977, tandis que le MOX n'est utilisé sur une partie (très faible les premières années) du parc que depuis 1987. Aussi, pour des raisons de sûreté, on considère à l'heure actuelle qu'une recharge de combustible MOX ne peut pas rester aussi longtemps dans le réacteur qu'une recharge de combustible UOX. Il s'agit là d'un problème très important pour l'exploitant : les taux de combustion dépendent en particulier de la durée d'irradiation du combustible dans le cœur, qui elle-même est fonction de la durée du cycle du réacteur – le délai entre deux arrêts pour rechargement – et de la part de combustible renouvelée à chaque cycle (on ne remplace à chaque rechargement que d'utiliser un quart ou un tiers du combustible). Ainsi, EDF est aujourd'hui contraint dans ses réacteurs « moxés » une « gestion hybride » : les combustibles MOX font 3 cycles de 12 mois chacun, et les combustibles UOX font 4 cycles de 12 mois également, c'est-à-dire que le réacteur est arrêté chaque année pour recharger 1/3 du MOX et 1/4 de l'UOX. C'est pourquoi EDF s'est fixé l'objectif d'atteindre en 2002 la « parité MOX », c'est-à-dire une gestion à 4 cycles pour chaque combustible. Cette solution, qui nécessite une teneur plus élevée de plutonium dans le MOX que la limite actuelle (8,65 % au lieu de 7,08 %) est envisagée par EDF pour la fin de l'année 2002.

Le combustible MOX irradié contient davantage de plutonium et d'actinides mineurs que le combustible UOX irradié. De plus, le plutonium est dégradé du point de vue énergétique par la variation de sa composition isotopique (il contient moins d'isotopes fissiles). Le MOX irradié peut toutefois être retraité selon les mêmes procédés que le combustible UOX. Mais pour envisager un recyclage, ou même un multi-recyclage, rentable il est nécessaire d'augmenter le rendement énergétique du combustible MOX en modifiant sa composition pour y augmenter la part de matières énergétiques. Ceci peut se faire de deux façons : la première, l'augmentation de la teneur en plutonium, est celle suivie aujourd'hui. La seconde consiste à augmenter au contraire la teneur du MOX en uranium fissile, en le fabricant non plus à l'uranium naturel ou appauvri mais à l'uranium enrichi.

L'évolution du parc de réacteurs lui-même doit également être envisagée. Sans prendre en compte des systèmes dont la conception est trop peu avancée (comme les réacteurs hybrides), plusieurs solutions se présentent. La première, peu probable à court ou moyen terme après l'abandon de Superphénix, mais toujours envisagée par certains à plus long terme est le développement d'un parc de réacteurs à neutrons rapides, susceptibles de fonctionner selon leur configuration pour produire ou consommer du plutonium.

La deuxième, plus sérieuse et qui pourrait être engagée dans les prochaines années, est le lancement de l'EPR (*European Pressurized Water Reactor*), le projet de réacteur à eau sous pression de nouvelle génération conçu en commun par Framatome et Siemens. Le projet est très avancé et approuvé aujourd'hui par les autorités de sûreté. L'EPR est un projet de réacteur à sûreté passive, de puissance supérieure à celle des REP actuels, qui peut fonctionner avec de 0 à 100 % de combustible MOX.

Les décisions sur l'EPR n'ont pas encore fait l'objet d'un arbitrage gouvernemental [1]. Si elles aboutissent à la construction de réacteurs, ceux-ci pourront s'ils sont « moxés » (EDF envisage actuellement d'y brûler 15 % de MOX) augmenter les débouchés aujourd'hui limités pour les matières recyclées après retraitement. La capacité de l'EPR à consommer le stock de plutonium (c'est-à-dire à en brûler plus qu'on lui en fournit) est présentée par certains défenseurs du projet comme la clé de l'avenir du cycle du combustible. En fait, l'EPR aurait effectivement, « moxé » à 50 ou 100 %, une consommation nette de plutonium, mais au prix d'une production accrue d'actinides mineurs (américium, neptunium et curium).

La troisième possibilité offerte pour le renouvellement de réacteurs est l'introduction de réacteurs à haut rendement, ou RHR, qui présentent des rendements énergétiques de l'ordre de 1,5 fois ceux des REP. Ces réacteurs, de puissance unitaire environ 3 fois plus faible, sont à l'étude, notamment dans le cadre d'un projet international dont l'industriel français Framatome est partenaire. Le recours à ces réacteurs pourrait intervenir dans deux stratégies

(1) Le secrétaire d'Etat à l'Industrie, Christian Pierret, avait pourtant, lors du débat du 21 janvier 1999 à l'Assemblée nationale sur la politique énergétique de la France, annoncé une décision du Gouvernement sur la question de l'EPR dans l'année. Mais EDF, dont le parc nucléaire est déjà surcapacitaire, comme en témoigne son facteur de charge moyen – 71 % en 1999 – semble aujourd'hui redouter l'effet économique d'une anticipation de la construction de l'EPR. De plus, le projet, en principe franco-allemand, souffre également de l'évolution actuelle de l'Allemagne qui a annoncé en 1999 sa volonté de sortir du nucléaire.

opposées : d'une part, un parc homogène de RHR permettrait, dans un cycle ouvert, de réaliser par rapport au cycle ouvert des REP un gain à la fois sur les ressources naturelles et sur les quantités de combustibles irradiés à stocker, simplement par l'effet du rendement énergétique supérieur. D'autre part, l'adjonction de réacteurs RHR au parc principal de REP pourrait, en faisant fonctionner ces RHR comme « brûleurs » pour le plutonium, favoriser la réduction du bilan en plutonium du parc.

Le dernier gros dossier sur lequel des changements peuvent intervenir est celui du retraitement en lui-même. On estime aujourd'hui que les installations de retraitement de La Hague devront être arrêtées aux alentours de 2020. La question de leur remplacement se posera alors, avec en toile de fonds une décision à prendre sur la règle structurante de l'aval du cycle : le principe d'extraction maximum du plutonium des déchets à stocker. L'échéance de 2020 offrira l'occasion de remettre ce principe en question, différents choix s'offrant alors : outre le statu quo, on pourra décider par exemple d'accepter un pourcentage non négligeable (de l'ordre de 2 à 3 %) de plutonium dans les déchets de retraitement afin d'alléger cette opération, ou bien au contraire de pratiquer un retraitement plus poussé encore, notamment en séparant les actinides mineurs des produits de fission (actuellement mélangés dans les déchets vitrifiés) pour recycler les uns ou les autres. Enfin, il ne faut pas écarter l'option d'un arrêt partiel ou total du retraitement, même si celle-ci n'est pas officiellement envisagée pour l'instant.

La question du retraitement porte en elle celle du stockage final de combustibles irradiés. Le retraitement ne permet pas, en soi, le recyclage indéfini des matières nucléaires (dont la faisabilité est loin d'être démontrée). Mais sa simple évocation offre aux décideurs le moyen d'écarter à bon compte le principe de stockage définitif de combustible irradié : bien que le retraitement du MOX ne soit pas envisagé aujourd'hui, il est toujours possible de prévoir son « retraitement différé » pour éviter de l'inscrire au bilan comme déchet et le même raisonnement s'applique, dans la situation actuelle, à l'UOX irradié non retraité. La reconnaissance officielle d'un abandon, même partiel, du retraitement reviendrait à l'acceptation du stockage direct de combustible irradié, et marquerait une rupture très profonde avec la position actuelle.

Les orientations de recherche pour le moyen et le long terme

A moins d'une rupture technologique à laquelle personne ne semble croire, la stratégie du cycle du combustible et du stockage des déchets devra donc évoluer fortement sur cette question du statut et du devenir du plutonium dans les

prochaines années et décennies. Cette évolution reposera notamment sur les avancées dans différentes technologies qui font aujourd'hui l'objet de recherches plus ou moins poussées. En particulier, les décisions sur le retraitement pourront être conditionnées par les résultats obtenus sur les techniques de séparation et de transmutation, qui visent à séparer les différents actinides mineurs et les différents produits de fission au lieu de les conditionner ensemble dans les déchets vitrifiés puis à essayer de les transformer en éléments dont le stockage est moins problématique. Elles dépendront également de progrès liés aux technologies de gestion des déchets, en particulier au niveau de l'entreposage et du conditionnement.

Le combustible irradié contient, en plus de l'uranium et du plutonium, différents éléments regroupés en actinides mineurs d'une part et en produits de fission d'autre part. Aucune solution n'existe aujourd'hui pour valoriser ces éléments, qui constituent donc des déchets ultimes et doivent être stockés définitivement comme tels. Or certains ont une durée de vie très longue, du millier au milliard d'années. La séparation (ou retraitement poussé) décrit l'ensemble des procédés chimiques destinés à séparer ou extraire ces différents éléments ; la transmutation – et l'incinération – désignent l'emploi de procédés physiques pour les détruire ou les transformer en éléments à vie plus courte.

Les recherches sur la séparation-transmutation, regroupées en France dans le programme SPIN, ont pour objectif à long terme de séparer et détruire ces éléments à vie longue. Mais elles poursuivent aussi des objectifs plus immédiats de réduction des déchets et d'amélioration du conditionnement des déchets vitrifiés. Elles portent également sur la réduction des déchets B, que le retraitement produit en quantités très importantes (déchets secondaires, comme les coques et embouts, les éléments des assemblages et déchets technologiques, comme les boues de traitement et les filtres). C'est pourquoi *« cet aspect du programme n'est pas secondaire (…). Il ne servirait à rien de se lancer dans des techniques très ambitieuses de réduction des déchets C si leur mise en œuvre devait conduire à une augmentation corrélative des déchets B »* [1].

La faisabilité économique d'une telle voie est aussi incertaine que sa faisabilité technique. De plus, la transmutation est beaucoup plus difficile, car d'un rendement plus faible, dans les réacteurs à eau sous pression, même dans la configuration prévue dans le projet EPR (dans lequel cette question a été prise

(1) Rapport parlementaire de Christian Bataille, mars 1996, op. cit. Cet aspect avait également été pointé, dès son premier rapport paru en juin 1995, par la Commission nationale d'évaluation (CNE) des recherches menées sur la gestion des déchets à vie longue.

en compte), que dans les réacteurs à neutrons rapides, aujourd'hui abandonnés par la France. Un autre programme, complémentaire, dit CAPRA pour consommation accrue de plutonium dans les rapides, qui étudie l'incinération de plutonium dans les réacteurs à neutrons rapides, a dû être considérablement ralenti après la fermeture de Superphénix et l'arrêt de Phénix.

Aujourd'hui, les solutions futures pour l'incinération reposent sur les nouveaux concepts de réacteurs dits hybrides, qui devraient fonctionner en régime sous-critique, la réaction de fission étant alimentée par le faisceau d'énergie d'un accélérateur de particules. Ce concept, dont il existe différentes variantes, n'en est qu'au stade de la conception – aucune installation expérimentale n'a encore été construite –, et les experts sont très partagés sur les chances de voir cette idée aboutir à une technologie réalisable à l'échelle industrielle.

La plupart des experts considèrent de plus que les stratégies de séparation-transmutation et les systèmes utilisant les accélérateurs ne permettront jamais d'éliminer totalement les déchets nucléaires. D'une part, il semble hautement improbable de parvenir un jour à une séparation et une transmutation totale de l'ensemble des actinides et des produits de fission des combustibles irradiés. D'autre part, ces techniques engendrent inévitablement des déchets secondaires, notamment des déchets de moyenne activité à vie longue.

Les recherches sur la séparation-transmutation

Le programme de recherche français sur la séparation-transmutation, SPIN, se décompose actuellement en trois sous-programmes principaux :

• PURETEX porte sur l'optimisation du traitement des déchets B (moyenne activité à vie longue) par réduction des volumes (incinération, compostage, fusion…) et diminution de leur activité (décontamination et tri des radioéléments) et par amélioration des matrices de verre.

• ACTINEX-séparation est consacré au retraitement poussé, c'est-à-dire la séparation et l'extraction, par des techniques semblables à celles actuellement mises en œuvre par la COGEMA à La Hague, des actinides mineurs et des produits de fission. Certains comme le neptunium sont déjà considérés comme séparables, d'autres comme l'américium – qui représente dans les déchets vitrifiés, avec sa chaîne de décomposition, environ 83 % de la radiotoxicité totale – ou le curium posent des problèmes plus complexes. La séparation des produits de fission est encore moins avancée.

• ACTINEX-transmutation concerne la suite logique du précédent (la séparation n'a pas de sens si elle ne permet pas la réduction de la nocivité des éléments séparés), la transmutation, appelée aussi incinération, des actinides mineurs et produits de fission à vie longue. Il s'agit de provoquer, soit par capture de neutron soit par fission, la transformation d'éléments radioactifs à vie longue en éléments radioactifs à vie courte, ou mieux en éléments stables. De telles réactions impliquent de soumettre les éléments à un flux intense de neutrons, qui peut théoriquement être obtenu soit dans un REP classique, soit dans un réacteur à neutrons rapides, soit grâce à un accélérateur de particules (en consommant donc de l'énergie au lieu d'en produire). La maîtrise du bilan de ces réactions est très délicate, car à côté de la réaction voulue s'en produisent d'autres qui ne le sont pas, et l'incinération recherchée s'accompagne de la recréation de radioéléments à vie longue. Aussi, la transmutation ne pourrait être atteinte qu'en multipliant les passages en réacteur, avec entre chaque cycle un retraitement poussé.

Outre la séparation-transmutation, le deuxième volet important de recherches concerne le conditionnement des déchets destinés au stockage définitif, qui ne peut être défini qu'en relation avec le bilan et l'organisation du cycle du combustible. Or de nombreuses incertitudes subsistent dans ce domaine. Paradoxalement, en effet, la réflexion sur le concept de site de stockage souterrain est bien plus avancée que celle sur son contenu, en termes non seulement quantitatifs mais surtout qualitatifs. Or on ne stocke pas exactement dans les mêmes structures des types de déchets différents. En particulier, si le conditionnement des déchets C, sous forme de déchets vitrifiés, est bien étudié et celui des déchets B, qui pourraient également faire l'objet d'un stockage souterrain, est à l'étude, aucune définition sérieuse n'a pour le moment été

donnée au conditionnement de combustibles irradiés. La perspective du stockage définitif d'une partie au moins des combustibles usés est pourtant, pour des raisons économiques mais plus encore techniques, à peu près certaine à moyen ou long terme. De plus, un stockage réversible implique, en plus du conteneur de déchets, l'utilisation de surconteneurs dont l'étude n'est pas aujourd'hui très avancée.

Toujours dans le domaine du conditionnement, une autre piste est poursuivie qui pourrait modifier l'organisation du cycle : certaines études de conditionnement du plutonium séparé dans des matrices en céramique (le verre n'étant pas suffisant), menées notamment aux Etats-Unis, ont ainsi fourni des premiers résultats encourageants sur le plan de l'efficacité et de la sûreté. Une telle avancée aurait sans aucun doute des conséquences sur l'attitude des industriels vis-à-vis du plutonium, matière combustible ou déchet.

Enfin, compte tenu des orientations actuelles des différents acteurs du cycle du combustible, et notamment EDF qui entend ne retraiter immédiatement que 850 tonnes des 1 200 tonnes environ de combustible irradié déchargées chaque année de ses réacteurs, il faut envisager que les 350 tonnes restantes, promises à un « retraitement différé » qui n'est pas fixé dans le temps, puissent en réalité ne jamais être retraitées. Des recherches sur l'entreposage à long terme semblent donc nécessaires. Il s'agit d'ailleurs d'une voie prévue par la loi sur les recherches sur la gestion des déchets radioactifs de décembre 1991, mais qui a été quelque peu négligée jusqu'ici. Si l'entreposage en piscine des combustibles usés est bien connu et peut être envisagé aujourd'hui pour des durées de quelques dizaines d'années, les concepts d'entreposage à sec en surface, nécessaires pour des durées plus longues, méritent d'être davantage étudiés.

Un dernier mot doit être dit sur une innovation, déjà existante celle-là et dans sa phase de mise au point industrielle, qui concerne l'amont du cycle mais n'est pas sans interaction avec l'aval : il s'agit de l'enrichissement de l'uranium par séparation isotopique, destiné à remplacer l'enrichissement par diffusion gazeuse. Le procédé, baptisé SILVA, est annoncé comme plus efficace. Il permettrait notamment d'enrichir l'uranium de retraitement, opération actuellement confiée à la Russie.

Les contraintes et les options ouvertes pour le long terme

Les évolutions de la stratégie industrielle relèvent en premier lieu des décisions sur la gestion des déchets hautement radioactifs. L'incertitude sur l'aboutissement des efforts visant à la création d'un site de stockage en

profondeur, et sur les caractéristiques des déchets qui y seront admis, est aujourd'hui un frein à la réflexion sur l'orientation du cycle du combustible, d'autant plus important que des alternatives, si elles sont techniquement envisageables, sont pour l'heure moins bien préparées.

En attendant des avancées sur ce point, de nombreuses adaptations du cycle sont toutefois possibles à travers les modifications du parc de réacteurs et des combustibles qu'il utilise. On peut en particulier jouer sur la proportion de combustible MOX dans les réacteurs, avec des effets importants sur le bilan en plutonium du cycle. De même, on peut jouer sur le bilan en uranium selon qu'on utilise plus ou moins de combustible URE (c'est-à-dire de combustible UOX fabriqué avec de l'uranium issu du retraitement). Au-delà, on peut même imaginer un passage partiel au multi-recyclage, en choisissant de procéder au retraitement des combustibles MOX irradiés.

Une autre évolution possible est la modification du bilan en matières du cycle par l'augmentation des taux de combustion dans les réacteurs pour arriver à des taux de combustion sensiblement plus élevés, approchant les 70 GWj/t, de l'ordre du double du taux de combustion classiquement retenu comme référence pour l'UOX en REP, soit 33 GWj/t. Toutefois, ceci revient à augmenter à la fois leur teneur en matières fissiles mais aussi leur temps de passage en réacteur, avec comme conséquence une dégradation plus importante des matières énergétiques récupérables, rendant plus délicate la pratique du recyclage. Les américains, qui ne retraitent pas leur combustible irradié, ont depuis plusieurs années suivi cette voie, et parviennent aujourd'hui à des taux de combustion de l'ordre de 66 GWj/t. On parle parfois pour décrire cette stratégie de réalisation de « MOX in situ » : en poussant le taux de combustion de l'UOX on utilise en effet son uranium fissile mais aussi une grande quantité de plutonium formé à partir de l'uranium fertile.

Des innovations pourraient également venir des combustibles utilisés, notamment dans deux directions : soit le remplacement du combustible MOX par un combustible au seul plutonium sur matrice inerte (le CEA étudie un concept de combustible de ce type, dénommé APA), soit l'utilisation du thorium, autre ressource fissile, en lieu et place de l'uranium.

Les choix parmi ces stratégies possibles dépendront, en grande partie, des orientations prises sur un point crucial : le refus du stockage à long terme du plutonium, élément extrêmement radiotoxique, qui constitue aujourd'hui le principe de base de la stratégie poursuivie par l'industrie. En effet, ce principe, contourné actuellement par l'accumulation de stocks de plutonium séparé qui,

avec le temps, perdent leur intérêt énergétique mais que l'on considère toujours comme valorisables, ne peut être durablement mis en œuvre sans évolutions significatives vers un cycle fermé « à l'équilibre ». A contrario, l'évolution vers une ouverture partielle, voire à plus long terme totale du cycle, avec stockage direct de combustibles usés, remettrait ouvertement en cause ce principe.

Pour aller plus loin, une rupture réelle avec cette situation ne pourra provenir que d'évolutions technologiques importantes dans les domaines du traitement et du conditionnement des déchets ou, plus hypothétiquement, des systèmes réacteurs nucléaires.

En conclusion, on voit bien que les efforts consentis pour parvenir à un équilibre du cycle du combustible sont importants, et les possibilités d'évolution nombreuses. Toutefois, une prise en compte réaliste des difficultés techniques, économiques ou politiques montre que seul un équilibre partiel est possible, et seulement à moyen terme.

D'une part, il est hautement improbable que l'ensemble des techniques nécessaires à un cycle totalement fermé du nucléaire puissent être un jour maîtrisées, et encore moins réalisées à échelle industrielle. La possibilité même de boucler rigoureusement le cycle n'est pas garantie sur le plan théorique. D'autre part, trouver un équilibre, même partiel, du cycle nucléaire ne peut se faire que sur le moyen terme, compte tenu des délais à prendre en compte : il s'agit bien sûr ici des délais de mise en œuvre industrielle de décisions lourdes (mise au point de procédés, construction d'installations), qui ne sont pas propres à l'industrie nucléaire.

Mais à ceux-ci s'ajoutent une difficulté spécifique : il existe en effet un retard inhérent au cycle du combustible, dû à la durée du cycle de fabrication, combustion, retraitement et recyclage d'un combustible nucléaire, allongée en particulier par la période d'entreposage du combustible irradié pour son « refroidissement ». Ainsi, environ 15 ans peuvent s'écouler entre la fabrication d'un assemblage combustible d'un réacteur d'EDF et la fabrication d'un assemblage de combustible MOX issu du retraitement du premier.

1. Efficacité et coût de la précaution sur les déchets

L'analyse du cycle du combustible, des déchets qu'il produit et des évolutions possibles des différents paramètres montre que, sauf improbable rupture technologique, la fermeture totale du cycle du combustible – et donc la fin des

déchets hautement radioactifs à vie longue – n'est pas réalisable, et encore moins maîtrisable à l'échelle industrielle. Toutefois, les possibilités existent de modifier le bilan de matières, et le bilan de déchets, d'un cycle du combustible.

Les efforts consentis pour limiter, voire réduire les quantités de déchets peuvent donc, à condition d'être correctement identifiés, être évalués, et leur coût estimé. Il semble ainsi possible de se livrer à une approximation des coûts d'évitement des déchets, basée sur une logique de calcul coût/efficacité. Toutefois, si les efforts de précaution sur la production de déchets sont réels, l'évaluation économique des coûts qui peuvent leur être associés reste très difficile. En premier lieu, cette approche implique de déterminer les critères adaptés pour caractériser la diminution, ou l'évitement de déchets. Il s'agit ensuite de regarder, dans différents scénarios d'évolution du cycle du combustible, les diminutions ou augmentations correspondantes des déchets (selon les critères retenus). Enfin, il faut affecter un coût aux éventuelles diminutions en fonction des scénarios.

1.0 Les indicateurs de la précaution sur les déchets

Les stratégies mises en œuvre dans l'organisation du cycle du combustible et de la gestion des déchets nucléaires sont sous-tendues par différentes préoccupations relatives aux quantités et à la nature des déchets à stocker. On peut notamment identifier des principes de concentration, de confinement et de limitation des déchets, qui entrent en compte non seulement dans les procédés utilisés pour la gestion des déchets, mais aussi en amont de cette gestion dans les techniques qui produisent ces déchets.

Cependant, la gestion du cycle du combustible n'est évidemment pas guidée par la seule préoccupation de minimisation des déchets. Avant toute évaluation du coût et de l'impact des efforts d'évitement de déchets, il convient de mieux définir cette notion, de dégager ses principales caractéristiques et de discuter la part qu'elle occupe dans les stratégies industrielles actuelles ou à venir du secteur nucléaire.

La notion d'évitement de déchets

La production de déchets nucléaires pose un problème technique : la solution retenue peut être évaluée selon le risque qui lui est associé, son coût économique et son acceptabilité sociale. La notion d'évitement de déchets mêle intimement ces différents aspects : elle désigne à la fois la réduction des

quantités de déchets et la diminution du risque associé à leur gestion, compris comme risque environnemental ou sanitaire bien sûr mais également comme contrainte économique et sociale. Aussi, une pratique tendant à diminuer les quantités de déchets, autrement dit à éviter la production d'une partie de ces quantités, peut être motivée par un ou plusieurs des avantages qu'elle peut procurer sur le plan de l'impact potentiel sur l'environnement et la santé, du poids économique et de l'acceptation sociale du stockage.

La précaution appliquée aux déchets nucléaires à vie longue se traduit bien en termes de « réduction », de « minimisation » ou « d'évitement » de déchets, auxquels il faut cependant donner un sens précis :

- d'une part, il n'existe pas aujourd'hui de stratégies sans précaution dans ce domaine. S'il est vrai que *« à ses débuts, l'industrie nucléaire n'avait pas fait une priorité des déchets qu'elle allait générer »* [1] et que, par la suite, cette industrie a pu recourir parfois à des pollutions sauvages pour éliminer certains de ces déchets, la doctrine – tri, minimisation, confinement – et la pratique sont à l'heure actuelle inscrites dans le cadre de la précaution ;
- d'autre part, il est impossible de définir une référence absolue, un « minimum » maximal, qui constituerait la quantité irréductible de déchets produits par l'industrie nucléaire [2]. Il semble toujours possible, par rapport à un bilan en déchets donné, de jouer sur différents paramètres pour l'améliorer : cette réduction du bilan se fait cependant aux prix d'efforts d'autant plus grands que le bilan est déjà minimisé.

L'évitement de déchets se définit donc non pas comme un absolu mais comme la réduction du bilan des déchets par rapport à une pratique de référence. L'évaluation des stratégies d'évitement et leur comparaison passe par une analyse de leur coût en même temps que de leur efficacité.

Les critères quantitatifs pour la réduction du bilan déchets

Il est important de déterminer quels critères quantitatifs sur les déchets sont pertinents vis-à-vis de cette notion d'évitement, puis d'étudier l'influence de ces critères sur l'efficacité de l'évitement. En particulier, il s'agit de savoir comment la diminution des quantités de déchets selon différents critères

(1) Christian Bataille, rapport OPECST, mars 1996, op. cit.
(2) Sauf à poser comme absolu le « zéro déchets » réalisable à travers une stratégie sans nucléaire. Encore faut-il préciser que ceci ne s'applique pas même à une sortie du nucléaire, qui génère des déchets de différentes catégories en quantités variables selon la voie suivie.

influence le risque, le coût ou l'acceptation sociale des stratégies mises en œuvre. Or l'analyse des stratégies du cycle et de la gestion de ses déchets montre que différents paramètres entrent en ligne de compte : le volume, bien sûr, est le plus couramment invoqué, mais les décisions qui orientent aujourd'hui le cycle et les recherches sur son évolution tiennent aussi largement compte, par exemple, de leur radiotoxicité potentielle. Il semble impossible de définir précisément un critère, ou un rapport entre un certain nombre d'entre eux, qui puisse être utilisé pour quantifier globalement l'évitement de déchets. Au contraire, il est nécessaire de prendre en compte un ensemble de critères, liés soit à la quantité soit à la nocivité des déchets, qui jouent parfois de façon complémentaire mais parfois aussi de façon contradictoire.

Le tonnage est apparemment le critère le plus direct et le plus simple pour la quantification des déchets, et il est pour ces raisons très utilisé. On mesure par exemple directement les tonnages de déchets produits par les différentes opérations du cycle, notamment le retraitement, que l'on peut comparer avec les tonnages de combustible irradié qu'il faudrait gérer comme déchets dans une stratégie de stockage direct. Cependant, ce critère n'est pas pertinent pour la quantification des capacités de stockage nécessaires : pour déterminer la taille du ou des sites de stockage, ce n'est pas le poids des déchets qui compte mais leur volume.

Le volume des déchets rend donc mieux compte d'une quantification des structures destinées à les stocker, à condition toutefois que ce volume corresponde au volume réel du conditionnement : l'indicateur pertinent est en effet dans ce cas non pas le volume du déchet nu, mais celui du colis de déchet obtenu après conditionnement de celui-ci en vue de son stockage. Cette distinction n'est pas anecdotique : le rapport volumique entre le déchet nu et le colis final peut varier de un à dix selon le type de déchet et la technique de conditionnement.

Quantifier les déchets, si l'on veut mesurer le risque, implique de quantifier également leur nocivité. Ce facteur dépend de différents critères. Le premier est bien sûr la radioactivité du déchet. Celle-ci est fonction des éléments qui le composent et peut être de type alpha, bêta ou gamma, chacune présentant un danger différent, et d'intensité plus ou moins grande. De plus, en fonction des radioéléments présents dans le déchet et de leur période radioactive, on peut mesurer la durée de vie du colis, qui indique le temps au bout duquel la radioactivité des éléments qu'il contient aura décru jusqu'à un niveau proche de la radioactivité naturelle.

Ces deux éléments, radioactivité et durée de vie, sont ceux qui sont classiquement utilisés pour la classification des déchets radioactifs. Ces critères sont pertinents pour définir les différents types de stockage (le concept de leur confinement et leur durée d'efficacité). Toutefois, un critère plus précis doit être pris en compte pour l'évaluation du risque associé : il s'agit de la radiotoxicité, qui mesure spécifiquement l'effet sur la santé des différents radioéléments. Celle-ci dépend en particulier, en plus de leur radioactivité, de la période effective [1] de ces éléments.

Mais, même par rapport au risque, la radiotoxicité n'est pas le seul élément en cause : les propriétés physico-chimiques des différents éléments doivent également être prises en compte. Ainsi, les produits de fission, émetteurs bêta et gamma, sont généralement moins radiotoxiques que les actinides mineurs, mais leur sensibilité à la lixiviation dans les eaux de ruissellement – principal problème du stockage – est supérieure, si bien que le risque lié à leur stockage est potentiellement plus important.

Enfin, il ne faut pas oublier un facteur souvent négligé, mais qui est lié à la radioactivité des déchets et à leur composition, en particulier à leur teneur en produits de fission : c'est le dégagement thermique du colis. Celui-ci joue en effet sur les conditions de stockage, en particulier sur le volume de la structure recevant les colis, les déchets devant être d'autant plus espacés dans le stockage que leur dégagement thermique est élevé.

Les variations et les effets de seuil

L'évitement, ou la réduction des déchets au sens où on l'a défini plus haut, peut se caractériser par des gains selon un ou plusieurs des critères ci-dessus. Souvent, la réduction par rapport à un critère entraîne également une diminution vis-à-vis d'autres critères. Mais, parfois, le gain est plus compliqué à établir, lorsque la réduction selon un critère s'accompagne d'une augmentation selon un autre. Différents effets quantitatifs ou qualitatifs, notamment des effets de seuil, peuvent ainsi être identifiés :

- La réversibilité : le principe de réversibilité du stockage, qui est aujourd'hui envisagé pour des raisons de responsabilité vis-à-vis des générations

(1) La période effective Te d'un élément est le temps au bout duquel son activité dans l'organisme a diminué de moitié. Elle dépend de la période radioactive Tr de l'élément (le temps au bout duquel il n'en subsiste que la moitié) et de sa période biologique Tb (le temps nécessaire à l'organisme pour éliminer la moitié de la quantité absorbée). Les périodes sont liées par la formule : Te = Tr . Tb / (Tr + Tb).

futures, est en pratique contradictoire avec le concept même du stockage par enfouissement en profondeur des déchets à vie longue. L'impératif de réversibilité, s'il est imposé au concept de stockage final, présente donc des difficultés techniques (il faut par exemple définir des surconteneurs manipulables à un terme plus long) et correspond à un surcoût important par rapport à un concept de stockage direct non réversible.

- La nature des déchets produits par le cycle du combustible, et notamment par sa partie aval : un effet de seuil très important réside dans le nombre de catégories différentes de déchets à gérer, leur multiplication tendant à rendre plus complexe le problème du stockage. Actuellement, les déchets à vie longue pris en compte comprennent les déchets B (de moyenne activité) et les déchets C (déchets vitrifiés de haute activité). On sait de plus qu'il faudra très probablement considérer une partie des combustibles irradiés comme déchets. Dans un cycle du combustible fermé par le recyclage indéfini de l'uranium et du plutonium, on éviterait de gérer les déchets formés des assemblages combustibles irradiés. Dans l'hypothèse d'une séparation-transmutation poussée, les plus optimistes envisagent même, en théorie, de supprimer à long terme les déchets C – mais cet objectif semble aujourd'hui hors d'atteinte.

- Le type de stockage : le stockage en profondeur est beaucoup plus coûteux que l'entreposage en surface ou en subsurface. Aussi, même si l'on ne parvient pas à éliminer l'une des catégories de déchets en cause (B, C et combustibles usés), on peut jouer sur les choix de gestion pour simplifier celle-ci et limiter les coûts. On peut par exemple, comme cela est fortement envisagé aujourd'hui, se limiter à un entreposage à sec, en surface ou subsurface des combustibles usés, avec l'espoir que les siècles qui viennent apportent une solution plus appropriée pour leur gestion (dans le cas contraire, on pourrait toujours les enfouir à cette échéance). Il est difficile de mesurer l'acceptabilité des différentes options.

- La radiotoxicité des déchets, ainsi que leur durée de vie : réduire la radiotoxicité des déchets à stocker diminue fortement les risques associés à ce stockage donc son coût, tout en augmentant son acceptation. La radiotoxicité des différents éléments qui composent les déchets, donc des déchets eux-mêmes, varie au cours du temps. Ainsi, le plutonium est globalement le principal responsable de la radiotoxicité du combustible usé,

mais son importance varie dans la durée [1]. Aussi, le retraitement-recyclage, s'il parvient à recycler et à consommer l'ensemble du plutonium produit par le cycle (on a vu que ce n'est pas le cas aujourd'hui puisqu'au contraire le stock de plutonium séparé augmente), produit un effet de seuil considérable au niveau de la radiotoxicité. De même, dans les déchets vitrifiés, ou déchets C, la présence d'américium est actuellement responsable de 83 % de la radiotoxicité d'un colis de déchets (cette forte radiotoxicité est due au fait que l'américium, présent en quantité importante, se dégrade peu à peu en neptunium, extrêmement radiotoxique). La seule séparation et incinération de ce radioélément (indépendamment du fait de parvenir à une séparation-transmutation complète) représenterait donc un gain très important de ce point de vue.

- Le volume de déchets à stocker (compris comme leur volume une fois conditionnés) : il détermine le dimensionnement du site de stockage, voire la nécessité d'en créer plusieurs. Il est clair que plus le volume est important, plus le stockage est cher. En revanche, il est difficile d'affirmer que deux sites représentent un coût double d'un seul site (une part importante du coûteux travail préparatoire à la création du site est générique et ne dépend pas du nombre final de sites). Pour la France, la stratégie actuelle ne semble pas prévoir de recourir à plusieurs sites de stockage en profondeur, mais ce principe se base sur un calcul de la capacité du site par rapport aux volumes de déchetscC générés par le cycle. La nécessité, à terme, de stocker les combustibles usés peut donc produire un effet de seuil important si elle implique la création d'un second site de stockage, ce qui induirait une augmentation sensible des coûts et surtout poserait de très difficiles problèmes d'acceptation. L'évitement de déchets intervient donc sur le coût de deux façons : d'une part, il apporte une réduction très importante dès lors qu'il est suffisant pour éviter la création d'un site de stockage supplémentaire (avec un gain très significatif également en termes d'acceptation), ensuite il induit une réduction à peu près proportionnelle des coûts dans le ou les sites restants.

- Enfin, le problème du dégagement thermique : quelque peu négligé dans les présentations générales de la gestion des déchets, il peut avoir des effets

(1) On peut distinguer trois phases : au déchargement, les produits de fission représentent 40 % de la radiotoxicité, mais leur part décroît rapidement pour devenir négligeable après 200 ans environ ; ensuite, de 100 à 50 000 ans environ le plutonium représente 90 à 95 % de la radiotoxicité ; enfin au-delà de 50 000 ans la part du plutonium décroît (jusqu'à 50 % environ après un million d'années) tandis que celles de l'uranium et des actinides mineurs augmentent.

qualitatifs et quantitatifs significatifs. Il dépend en particulier de la teneur des déchets issus du cycle du combustible en produits de fission, laquelle est fonction du type de déchet mais aussi de la composition du combustible dont il est issu. Les déchets de retraitement – les déchets vitrifiés – ont ainsi un fort dégagement thermique, qui impose par exemple des contraintes sur l'espacement entre les colis au stockage, donc sur le volume général de l'ouvrage. Mais le problème se pose aussi pour les déchets sans retraitement (les combustibles irradiés) : les compositions très différentes des combustibles UOX et MOX irradiés se traduisent notamment par une différence très nette de dégagement thermique. Ainsi, selon EDF, le dégagement thermique du MOX est environ 3 fois supérieur à celui de l'UOX [1]. Ainsi, les réflexions sur le conditionnement de combustibles irradiés en vue de leur entreposage à long terme voire de leur stockage direct étudient le même conteneur pour les combustibles UOX et MOX, mais il existerait alors entre les deux une différence importante : d'une part, les délais de refroidissement seraient systématiquement beaucoup plus longs pour le MOX, d'autre part les volumes nécessaires au stockage des combustibles usés ne seraient pas les mêmes : on peut estimer que le MOX nécessite un volume environ quatre à cinq fois supérieur à l'UOX. Réduire le dégagement thermique en diminuant l'inventaire des produits de fission dans les déchets (notamment si l'on augmente le rendement énergétique des équipements) peut apporter des diminutions des délais et des capacités d'entreposage et de stockage non négligeables en termes de coûts [2].

---

(1) Selon les indications fournies par EDF lors d'une audition par la CNE en janvier 2000, les ordres de grandeur sont les suivants : le dégagement thermique après quelques années d'entreposage est trois à quatre fois supérieur pour le MOX que pour l'UOX ; de plus, il faut attendre au moins cent ans pour que le dégagement thermique du MOX descende à un niveau équivalent à celui de l'UOX après quelques années. Les rapports plus précis entre ces grandeurs dépendent notamment des taux de combustion respectifs de l'UOX et du MOX irradiés.

(2) Dans une étude publiée en 1999, Brian Chow et Gregory Jones estiment que le mono-recyclage sous forme de MOX peut produire jusqu'à 10 % d'augmentation du dégagement thermique global des déchets hautement radioactifs et des combustibles stockés par rapport au stockage direct de tout l'UOX. Cette augmentation peut atteindre 44 % dans des cycles au plutonium plus complexes. Ces augmentations, ainsi que les volumes plus importants de déchets moyennement radioactifs (90 % à 150 % de plus que dans un cycle ouvert) conduisent les auteurs à la conclusion que « le coût total de la gestion des déchets dans un cycle au plutonium est augmenté de 20 % à 25 % par rapport au cycle ouvert à l'uranium ».

Les transferts de risques entre options de gestion du cycle

Les stratégies proposées pour la gestion des combustibles se concentrent en trois grandes options, chacune pouvant présenter des variantes : le stockage direct, le retraitement-recyclage et le retraitement poussé. Les deux premières, le non-retraitement du combustible et son retraitement limité à la valorisation des matières énergétiques (uranium et plutonium), sont déjà mises en œuvre dans les pays dotés d'une industrie électronucléaire. Aucun pays n'a toutefois achevé la réalisation de l'une ou l'autre option : le stockage définitif des déchets à vie longue issus du cycle du combustible n'est opérationnel nulle part, ni pour le combustible usé conditionné ni pour les déchets vitrifiés.

La troisième option désigne la séparation des matières du combustible usé au-delà de l'uranium et surtout du plutonium. Elle peut viser à isoler des éléments (produits de fission et surtout actinides mineurs) pour réaliser leur transmutation, ou plus simplement à préparer le conditionnement séparé et adapté des différents radionucléides, ou une stratégie mixte. Mais elle ne restera qu'une option théorique tant que les nombreuses incertitudes techniques et économiques qui pèsent sur sa faisabilité à l'échelle industrielle ne seront résolues.

Ces trois options, et en particulier les deux premières peuvent être comparées en termes d'évitement de déchets en établissant pour chaque option le bilan complet de ses déchets, et plus largement des risques qu'elle induit au niveau de la gestion à long terme des matières radioactives : on peut sur la base d'un indicateur du bilan de déchets mesurer les efficacités relatives de chacune des stratégies. Toutefois, la question des déchets hautement radioactifs à vie longue n'est pas, dans une perspective globale, la seule à prendre en compte : d'autres problèmes et d'autres risques existent, sur lesquels le choix de stratégie du cycle combustible n'est pas sans influence.

A ce titre, différents points importants doivent être gardés en mémoire pour établir ces bilans et comparer, au-delà de leur seule efficacité sur la question des déchets HAVL, les avantages respectifs des différentes stratégies envisagées.

D'abord, il s'agit en termes de déchets produits de comparer les éléments aux deux niveaux pertinents du volume de stockage et de la nocivité. La nocivité implique de prendre en compte, pour les différents types de déchets produits et les solutions de stockage proposées, la radiotoxicité du déchet et le risque d'une contamination. Concernant le volume de stockage, le stockage souterrain, en particulier, relève d'installations très complexes, donc coûteuses, dont la

capacité totale est déterminante sur le plan économique. Ce n'est donc pas le tonnage de déchets avant conditionnement (30 kg de déchets C contre une tonne de déchets combustibles) qu'il faut prendre en compte pour mener une évaluation précise, mais les volumes des différents déchets (B, C ou combustibles usés) une fois conditionnés et même les volumes utiles qu'ils occupent dans un stockage en fonction de leurs dégagements thermiques très différents.

Ensuite, il faut faire le bilan de l'ensemble des déchets produits, en considérant bien sûr l'ensemble des déchets à vie longue mais aussi les autres catégories de déchets : les effets de transfert de déchets d'une catégorie à l'autre sont possibles et doivent être évalués. Les stratégies de retraitement, par rapport au stockage direct, d'une part n'éliminent pas certains déchets secondaires (les coques, embouts, éléments des assemblages combustibles), d'autre part génèrent inévitablement des déchets technologiques (boues de traitement, filtres liés aux opérations de séparation). Ces déchets sont en général de moyenne activité, mais contiennent des éléments à vie longue. Les programmes théoriques d'élimination des déchets C, via la séparation-transmutation, conduiraient selon les hypothèses en cours à une augmentation corrélative très importante des déchets B.

De plus, il faut prendre en compte, même si ce n'est pas l'objet de cette étude, l'ensemble des risques environnementaux et sanitaires associés au cycle du combustible, au-delà des effets directement liés à la gestion des déchets : en particulier, il faut tenir compte de l'influence des différentes stratégies sur l'impact radiologique global de l'industrie nucléaire au niveau de l'environnement et des populations. Par exemple, le retraitement représente actuellement une augmentation significative des rejets d'effluents radioactifs dans l'atmosphère ou dans les eaux par l'industrie nucléaire, par rapport à une gestion sans retraitement. De plus, les opérations et les manipulations induites par le retraitement, poussé ou non, peuvent se solder globalement par un accroissement des doses collectives et du nombre de personnes exposées [1].

---

(1) Par rapport à la stratégie de stockage direct, le retraitement modifie la répartition de l'impact radiologique à deux niveaux : il entraîne une réduction des doses reçues par les travailleurs de l'amont du cycle, notamment dans la phase d'extraction (grâce à une diminution des ressources nécessaires en uranium) mais il implique une augmentation des expositions en aval du cycle, à la fois aux travailleurs (dans les usines de retraitement et celles de fabrication du combustible au plutonium) et aux populations (du fait des importants rejets d'effluents liés au processus chimique de retraitement). Pour les opposants au retraitement, le second facteur l'emporte, et le retraitement se solde par une augmentation de l'exposition. Une étude de l'AEN à

Enfin, d'autres risques sont à considérer. Ils sont d'une autre nature, et leurs avantages doivent être pris en compte séparément, leur recherche pouvant coïncider mais aussi entrer en concurrence avec la recherche d'un avantage en termes de déchets. Ces risques, ou ces avantages, concernent essentiellement le problème de la prolifération d'une part, et la sécurisation des approvisionnements énergétiques d'autre part.

1.0 Le bilan matières de différents cycles du combustible

Bien qu'il faille garder l'ensemble des éléments exposés plus haut à l'esprit pour une évaluation complète de l'évitement de déchets, la comparaison quantitative des différentes gestions du cycle du combustible doit reposer sur un critère le plus simple possible. Comme nous l'avons vu, les différents critères liés au dégagement thermique, au volume des déchets conditionnés, ou à la radiotoxicité sont à la fois complexes à traiter, incomplets si on les considère séparément, et pas nécessairement discriminants pour les différents cycles envisageables.

Le choix d'un indicateur

Les déchets sont essentiellement caractérisés par leur volume et leur nocivité. Deux approches apparaissent en fait possibles : la première repose sur l'évaluation du risque potentiel, et privilégie la notion de nocivité. La seconde se concentre sur les mesures induites par une élimination sûre des déchets, en particulier leur conditionnement et la configuration et le dimensionnement du ou des stockages : elle s'appuie davantage sur le volume utile, lié notamment au dégagement thermique.

A ce stade, les deux critères paraissent malheureusement liés par des lois trop complexes pour qu'on puisse développer un indicateur intégrant parfaitement ces deux approches par le risque ou par la protection contre ce risque. Il n'est d'ailleurs pas certain que les deux approches, traitées séparément, conduiraient à des conclusions identiques sur l'efficacité relative des différentes stratégies d'aval du cycle.

---

paraître confirme cette différence, estimant par exemple la dose collective aux personnes du public à 2,6 hommeSv/GWa dans l'option retraitement contre 1,6 hommeSv/GWa dans le cycle ouvert. Elle conclut toutefois que : « la différence entre les incidences radiologiques des deux cycles du combustible (…) ne constitue pas un facteur déterminant en faveur de l'une ou l'autre option ».

De plus, les caractéristiques des déchets, en termes de radiotoxicité comme de dégagement thermique, évoluent dans le temps : selon la durée qu'on se fixe pour mesurer l'impact, les résultats d'une évaluation du bilan des déchets et de sa réduction peuvent donc être différents.

La réflexion doit progresser sur ces questions, à partir d'évaluations simples, voire simplistes, qui apportent une première estimation des ordres de grandeur et une idée plus précise des mécanismes à l'œuvre. Aussi, l'utilisation d'un indicateur multi-critères paraît prématurée. On privilégie donc ici, pour caractériser le plus directement possible le bilan en termes de déchets à vie longue des cycles que nous étudierons, le plus basique des critères : les quantités de produits radioactifs à vie longue (c'est-à-dire, conventionnellement, de période supérieure à 30 ans) produits ou rejetés par le cycle.

On déterminera donc pour différents cycles du combustible les quantités d'actinides majeurs (uranium et plutonium), d'actinides mineurs (neptunium, américium et curium) et de produits de fission à vie longue présents dans les matières non recyclées et/ou dans les déchets. A partir de ces bilans, on propose de comparer l'efficacité des différentes stratégies en mesurant la masse totale de produits radioactifs à vie longue finalement destinés à l'élimination par stockage définitif. Plus précisément, on prend en compte :

- le plutonium (Pu). Celui-ci joue évidemment, dans la comparaison des deux cycles, ouvert et avec retraitement, un rôle fondamental. La question de son statut, « ressource énergétique potentielle » ou bien « déchet ultime », est au cœur du choix entre les deux options [1]. Il a de plus une grande importance de par sa très forte participation à la radiotoxicité globale des matières présentes dans le combustible irradié ;

- les actinides mineurs (AM). Ces matières, générées par activation de l'uranium et du plutonium dans le combustible irradié, composent une part importante des déchets, et ont une très longue durée de vie. Les stratégies actuelles ne visent pas à une réduction effective de leur inventaire dans les déchets, qui ne pourrait intervenir que dans une option retraitement poussé. Toutefois, le choix du stockage direct ou du recyclage du plutonium a une

(1) La doctrine des industriels comme des autorités françaises a de longue date été le refus de la présence de plutonium dans les déchets ultimes, à cause de sa forte radiotoxicité et surtout au titre de son potentiel énergétique. Mais, ainsi que le notait Christian Bataille dès 1996 dans un rapport de l'OPECST (déjà cité), la stratégie de retraitement partiel poursuivie aujourd'hui par EDF bat ce principe en brèche et démontre « la relativité de la notion de déchets nucléaires ».

influence sur leur inventaire, l'irradiation du MOX produisant comparativement des quantités supérieures d'actinides mineurs que l'irradiation de l'UOX ;

- l'ensemble des produits de fission à vie longue (PFVL). Ils entrent également dans le bilan des déchets à vie longue, et même si leur radiotoxicité ne joue pas un rôle essentiel à très long terme, ils jouent un rôle déterminant du point de vue du dégagement thermique. Leur inventaire pourrait diminuer dans des stratégies complexes de transmutation, mais il ne dépend pas en revanche du choix sur la réutilisation du plutonium : le bilan en produits de fission dépend essentiellement de l'énergie extraite du combustible, et très peu de sa composition. Aussi, le bilan en produits de fission du cycle dépend en premier lieu du rendement des réacteurs [1].

On retient donc comme indicateur de l'efficacité des différentes stratégies au regard des déchets à vie longue le tonnage total Pu + AM + PFVL, somme des quantités de plutonium, d'actinides mineurs et de produits de fission à vie longue abandonnés dans les déchets ultimes. Il est à noter que cet indicateur ne prend pas en compte l'uranium : celui-ci, bien que constituant principal du combustible et contenant des isotopes radioactifs à vie longue, joue un rôle mineur. En particulier, le bilan en uranium n'apparaît pas, par rapport à la préoccupation sur les déchets HAVL, discriminant pour les stratégies basées sur un cycle à l'uranium ou à l'uranium-plutonium.

La méthode d'évaluation

Il reste à déterminer une méthode pour comparer les différents cycles. Plusieurs possibilités existent (normaliser les cycles à la tonne de combustible, au kWh, etc.). Nous avons choisi de comparer les cycles du combustible correspondant à différentes gestions sur la base d'une production électrique normalisée de 400 TWh (soit, en ordre de grandeur, la production française annuelle). On a donc établi le bilan de différents cycles considérés sur une année, en calculant les quantités de combustibles nécessaires, compte tenu des taux de combustion, à la production de 400 TWh électriques.

---

(1) La réaction en chaîne entretenue dans le combustible génère un nombre important de produits de fission. Certains isotopes produits par la fission sont stables, mais beaucoup (iode 219, césium 135…) sont radioactifs, avec des durées de vie se comptant parfois en centaines de milliers ou millions d'années. Les spectres des produits de fission issus de l'uranium ou du plutonium sont très proches, c'est pourquoi l'inventaire des PFVL ne dépend pas, ou très peu, de l'option choisie pour le cycle.

Tableau 4. ***Composition en plutonium, actinides mineurs et produits de fission à vie longue de différents combustibles neufs et irradiés***

	Tc	Entrée		Sortie (déchargement)		
		U 235	Pu	Pu	AM	PFVL
Comb. UOX						
	33 GWj/t	3,10 %	–	0,97 %	0,07 %	0,23 %
	43 GWj/t	3,70 %	–	1,09 %	0,09 %	0,30 %
	49 GWj/t	4,00 %	–	1,16 %	0,10 %	0,34 %
	55 GWj/t	4,50 %	–	1,24 %	0,11 %	0,38 %
Comb. MOX (1)						
(UOX 33 GW.j/t)	33 GWj/t	–	5,10 %	3,90 %	0,36 %	0,24 %
(UOX 43 GW.j/t)	36 GWj/t	–	7,00 %	5,00 %	0,48 %	0,26 %
(UOX 49 GW.j/t)	43 GWj/t	–	9,50 %	7,10 %	0,64 %	0,30 %
(UOX 55 GW.j/t)	43 GWj/t	–	11,00 %	8,00 %	0,70 %	0,30 %

(1) Pour le MOX, les teneurs sont basées sur l'hypothèse d'un recyclage à partir de plutonium issu d'UOX au taux d'irradiation indiqué entre parenthèse

Ensuite, on a utilisé les teneurs d'entrée et de sortie rassemblées dans le tableau ci-dessus pour connaître la composition en plutonium, actinides mineurs et produits de fission à vie longue des différents combustibles retraités ou stockés pris en compte en fonction de leur type (UOX ou MOX) et de leur taux de combustion (Tc). On a retenu pour effectuer la comparaison neuf cycles différents, que l'on peut répartir en trois catégories :

- Les cycles ouverts, ou de stockage direct, utilisant uniquement du combustible UOX, avec un cycle de référence établi au taux de combustion de 33 GWj/t (cycle **A**) et les variations obtenues en augmentant ce taux à 43 GWj/t (**B**), ce qui correspond à peu près au taux moyen actuel, puis 49 GWj/t (**C**), un taux qu'approchent les taux maximum pratiqués aujourd'hui par EDF, et enfin 55 GWj/t (**D**), un taux qu'atteignent régulièrement les exploitants de centrales nucléaires américains par exemple.

- Un cycle dit « mono-recyclage ouvert » (**E**) correspondant, grosso modo, à la gestion actuelle du cycle en France, duale, avec en particulier un parc de REP « moxé » à 25 % environ, et le retraitement non pas de l'ensemble du combustible UOX irradié mais de 850 t de ce combustible. Les taux de combustion moyens de l'UOX et du MOX sont respectivement de 43 et 36 GWj/t. La particularité de ce cycle est de produire du plutonium séparé, la quantité de plutonium récupérée dans les 850 t d'UOX usé étant supérieure à la quantité recyclée dans le combustible MOX neuf.

- Des cycles de mono-recyclage « à l'équilibre », dans lesquels la partition du parc entre réacteurs « moxés » ou non est telle que le combustible UOX irradié, intégralement retraité, produit exactement autant de plutonium qu'il en entre dans la fabrication du combustible MOX. On a considéré de tels cycles avec un taux de combustion de référence de 33 GWj/t (**F**), puis avec des taux supérieurs : 43 GWj/t en moyenne pour l'UOX et 36 GWj/t pour le MOX (**G**), puis 49 GWj/t pour l'UOX et 43 GWj/t pour le MOX (**H**), et enfin 55 GWj/t pour l'UOX et 43 GWj/t pour le MOX (**I**). Dans tous ces cycles à mono-recyclage, le combustible UOX produit donc du plutonium de première génération qui est intégralement recyclé dans le MOX, et le combustible MOX du plutonium de deuxième génération qui est intégralement entreposé ou stocké avec les déchets.

Cet ensemble de cycles a pour but de mesurer l'impact du retraitement-recyclage sur le bilan déchets par rapport au stockage direct, sans oublier de mesurer l'écart entre la stratégie actuellement menée en France et la réalisation d'un parc à l'équilibre. L'ensemble ainsi construit permet également de mesurer l'effet d'un autre paramètre très important : l'augmentation des taux de combustion. On a en effet appliqué aux deux séries A à D (cycles ouverts) et F à I la même logique de progression des taux de combustion : on passe dans les deux cas de taux bas qui constituent la référence à des taux caractéristiques de parcs équivalents au parc actuel, puis à des taux avancés et enfin à des parcs sur lesquels les taux sont poussés au maximum.

Chacun de ces neuf cycles doit être considéré comme un modèle vers lequel la réalité peut tendre. Toutefois, dans la pratique, on n'est jamais dans la situation d'un parc parfaitement standardisé avec une gestion parfaitement homogène. Il est important de préciser, en particulier, que les cycles « équilibrés » en théorie ne pourraient pas être mis en œuvre dans des délais courts : il est extrêmement délicat de parvenir, depuis une situation de déséquilibre du cycle telle que nous la connaissons aujourd'hui, à une situation équilibrée ; une telle évolution peut demander, en tout état de cause, plus d'une dizaine d'années. De ce point de vue, la méthode idéale consiste à évaluer non pas une année de fonctionnement du parc (c'est la durée qui correspond, pour le parc français, à une production de 400 TWh) mais à analyser le bilan d'un parc sur l'ensemble de sa durée de vie. Le calcul, nécessitant une itération et des hypothèses sur l'évolution des nombreux paramètres réglant la gestion du parc, est alors beaucoup plus complexe.

On a calculé, en fonction des bilans matières des différents combustibles irradiés (considérés, dans l'ensemble des calculs, au déchargement), les bilans généraux des neuf cycles pour une production normalisée, équivalente à un an de fonctionnement à plein du parc français actuel. En particulier, on a évalué d'une part les produits à vie longue présents dans les combustibles usés entreposés (c'est-à-dire non retraités), d'autre part les produits résultant du retraitement de combustibles usés (plutonium séparé, actinides mineurs et produits de fission capturés dans les déchets vitrifiés).

Les évaluations présentées dans le tableau 5 ci-après fournissent des ordres de grandeur intéressants pour les bilans des neuf cycles considérés. Elles ne doivent cependant pas être prises pour autre chose que des indications : compte tenu des incertitudes (compilation de données de sources bibliographiques distinctes, utilisation de séries incomplètes, etc.) qui pèsent sur les teneurs que nous avons pu établir pour les différents combustibles à différents taux de combustion (notamment les hypothèses rassemblées dans le tableau 4), les résultats rassemblés dans ce tableau ne constituent pas un bilan précis. Ils fournissent cependant une bonne approximation des ordres de grandeur à prendre en compte pour la comparaison des différentes stratégies.

Le nombre important de cycles étudiés ne signifie pas que la comparaison couvre un spectre de stratégies très large : au contraire, le tableau ne regroupe que les options actuelles : le cycle ouvert, le cycle « dual » mis en œuvre en France et le mono-recyclage à l'équilibre du plutonium. Les options envisageables à moyen ou long terme n'ont pas été retenues dans cette comparaison car elles n'auraient pas été calculables avec une précision suffisante. Ceci s'applique aux stratégies encore théoriques (transmutation grâce à des réacteurs hybrides, etc.), mais aussi aux évolutions potentiellement plus rapides, telle que l'introduction de réacteurs consommateurs de plutonium dans le parc (par exemple des RNR, réacteurs à neutrons rapides), ou de réacteurs à meilleur rendement (par exemple les RHR, réacteurs haute température, dont le rendement pourrait être 50 % supérieur à celui des REP). Mais il est difficile de trouver des bilans fiables sur les matières en entrée et sortie de tels parcs.

Tableau 5 – ***Comparaison de cycles du combustible (production électrique normalisée à 400 TWh/an)***

	Ouvert				Mixte	Mono recyclage équilibré			
	A Référence	**B** ~ Actuel	**C** Avancé	**D** Poussé	**E** Actuel	**F** Référence	**G** ~ Actuel	**H** Avancé	**I** Poussé
Parc (1)									
REP UOX	100 %	100 %	100 %	100 %	75 %	47 %	62 %	68 %	73 %
REP UOX-MOX	–	–	–	–	25 %	53 %	38 %	32 %	27 %
Combustible									
UOX : U 235	3,1 %	3,7 %	4,0 %	4,5 %	3,7 %	3,1 %	3,7 %	4,0 %	4,5 %
MOX : Pu	–	–	–	–	7,0 %	5,1 %	7,0 %	9,5 %	11,0 %
Taux comb.									
UOX GWj/t	33	43	49	55	43	33	43	49	55
MOX GWj/t	–	–	–	–	36	33	36	43	43
Production									
Prod.élec/an TWh	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Besoin comb.									
UOX	1 530 t	1 175 t	1 031 t	918 t	1 054 t	1 286 t	1 039 t	931 t	844 t
MOX (2)	–	–	–	–	102 t	244 t	162 t	114 t	95 t
Matières (3)									
Uranium nat.	8 877 t	8 222 t	7 833 t	7 897 t	8 084 t	7 459 t	7 272 t	7 072 t	7 258 t
Enrich.(UTS)	7,03 M	6,98 M	6,84 M	7,16 M	5,58 M	5,91 M	6,18 M	6,17 M	6,58 M
Plutonium	–	–	–	–	7,1 t	12,4 t	11,3 t	10,8 t	10,5 t
Comb.retraité									
UOX	–	–	–	–	865 t	1 286 t	1 039 t	931 t	844 t
Plutonium (4)	–	–	–	–	9,3 t	12,4 t	11,3 t	10,8 t	10,5 t
Déchets HA									
Act. Min.	–	–	–	–	0,8 t	0,9 t	0,9 t	0,9 t	0,9 t
PFVL	–	–	–	–	2,6 t	2,9 t	3,1 t	3,2 t	3,2 t
Comb.stocké									
UOX	1 530 t	1 175 t	1 031 t	918 t	204 t	–	–	–	–
Plutonium	14,8 t	12,8 t	12,0 t	11,4 t	2,2 t	–	–	–	–
Act. min.	1,1 t	1,1 t	1,0 t	1,0 t	0,2 t	–	–	–	–
PFVL	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	0,6 t	–	–	–	–
MOX	–	–	–	–	102 t	244 t	162 t	114 t	95 t
Plutonium	–	–	–	–	5,1 t	9,5 t	8,1 t	8,1 t	7,6 t
Act. min.	–	–	–	–	0,5 t	0,9 t	0,8 t	0,7 t	0,7 t
PFVL	–	–	–	–	0,3 t	0,6 t	0,4 t	0,3 t	0,3 t
Bilan (5)									
Plutonium	14,8 t	12,8 t	12,0 t	11,4 t	9,5 t	9,5 t	8,1 t	8,1 t	7,6 t
Act. min.	1,1 t	1,1 t	1,0 t	1,0 t	3,5 t	1,8 t	1,9 t	1,8 t	1,5 t
PFVL	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t
Pu+AM+PFVL	**19,4 t**	**17,4 t**	**16,5 t**	**15,9 t**	**14,6 t**	**14,8 t**	**13,5 t**	**13,4 t**	**12,6 t**
Gain/cycle A	**–**	**10 %**	**15 %**	**18 %**	**25 %**	**24 %**	**30 %**	**31 %**	**35 %**

(1) Les REP UOX-MOX désignent des réacteurs chargés à 30 % en combustible MOX
(2) Le combustible MOX est supposé utiliser de l'uranium appauvri. Par ailleurs, on considère que les rebuts du procédé de fabrication du MOX sont suffisamment faibles (moins de 8 %) pour être directement recyclés dans l'usine Mélox, c'est-à-dire qu'aucun rebut MOX n'entre dans le bilan des déchets

(3) Les besoins en matière premières sont calculés dans tous les cycles en supposant une teneur en U235 de l'uranium naturel égale à 0,7 %, et une teneur de rejet de l'uranium appauvri de 0,2 %
(4) Le plutonium indiqué à cette ligne correspond au Pu séparé par retraitement. On le suppose intégralement réutilisé, sauf dans le cycle E. On suppose par ailleurs qu'on ne recycle pas l'uranium de retraitement (URT)
(5) Le bilan des matières considérées dans les déchets est donné au moment du déchargement du combustible. Ce bilan peut évoluer dans le temps (notamment la répartition entre Pu et AM du fait de l'américiation du plutonium)

L'impact des différentes stratégies sur le bilan déchets

Malgré les réserves émises sur la qualité des indications du tableau, les ordres de grandeur trouvés permettent de tirer quelques enseignements précieux :

- tout d'abord, les résultats confirment que le cycle ouvert à 33 GWj/t, ou cycle A, constitue bien une référence [1] pour évaluer l'efficacité des différents cycles, au sens où il présente le bilan en plutonium et le bilan Pu + AM + PFVL le plus élevé des neuf cycles ;
- ensuite, la stratégie du cycle ouvert, lorsqu'elle est poussée vers son maximum (55 GWj/t) comme au cycle D, donne lieu à une réduction non négligeable (23 %) du bilan en plutonium et même du bilan total plutonium plus actinides mineurs plus produits de fission à vie longue (18 %) par rapport à la référence A. Le taux de combustion élevé de l'UOX revient en fait à fabriquer plus de plutonium dans l'UOX, c'est-à-dire, d'une certaine manière, à faire du MOX « in situ » ;
- le mono-recyclage ouvert actuel (E) présente un bilan plus encourageant que le cycle ouvert actuel équivalent (B), mais sensiblement moins bon que le cycle en mono-recyclage équilibré équivalent (G) ;
- le mono-recyclage équilibré permet, quels que soient les taux de combustion, une diminution substantielle, de l'ordre de 30 %, 40 % ou davantage, des quantités de plutonium résultantes. Mais elle s'accompagne d'une hausse significative (de 50 à 75 %) du bilan en actinides mineurs. Ces deux effets conduisent à une réduction du total Pu + AM + PFVL bornée, dans le cycle où les taux de combustion sont les plus poussés, à 35 % par rapport à A ;

(1) Ce cycle est également utilisé ici comme point de référence pour les efforts de limitation des déchets parce qu'il correspond au point de rupture stratégique pour la France : c'est à peu près ce taux que réalisaient les REP à l'UOX en cycle ouvert lorsque la décision a été prise, en 1985, d'engager durablement l'industrie nucléaire française dans la voie du retraitement avec la construction d'une nouvelle usine à La Hague et d'une usine de fabrication de MOX à Mélox.

- la comparaison cycle par cycle des deux séries (A à D et F à I) montre que, à taux de combustion sensiblement équivalents, le gain sur le bilan total calculé reste compris entre 20 et 25 % (il est par exemple de 22 % entre les deux cycles équivalents au cycle actuel, B et G).

On peut constater, d'une manière générale, que pour un type de cycle du combustible donné, l'augmentation des taux de combustion – qui accroît par ailleurs les contraintes de sûreté – tend à réduire le bilan final en éléments à vie longue de ce cycle (toujours, bien entendu, à production électrique annuelle égale), notamment grâce à la réduction des quantités de combustible neuf nécessaires.

On peut conclure de cette évaluation que le retraitement-recyclage dans des REP, sous forme de MOX, est pour l'inventaire des déchets HAVL une stratégie à l'efficacité certaine mais limitée : cette gestion du cycle ne peut apporter, par rapport à une stratégie de stockage direct, qu'une réduction d'un ordre de grandeur de 35 % du bilan global en plutonium, actinides mineurs et produits de fission à vie longue présents dans les matières non recyclées (déchets du retraitement et combustible usé). Cette baisse non négligeable mais bornée se fait de plus au prix d'une complication de la gestion et d'une augmentation très nette des manipulations de matières radioactives (donc des doses collectives liées à l'aval du cycle).

L'introduction de RNR en complément du parc semble nécessaire pour aller au bout de la logique du retraitement-recyclage dans le MOX. On obtient alors, au prix d'une gestion encore plus complexe et coûteuse, un bilan plus intéressant, puisqu'il indique, en théorie, une valeur nulle pour le plutonium. Toutefois, pour maintenir cet équilibre du recyclage du plutonium les quantités de plutonium manipulées (présentes en permanence dans le parc) sont multipliées par 3 ou 4, d'où là encore une augmentation des doses collectives. De plus, cette stratégie ne règle pas totalement le problème des déchets à vie longue, puisqu'elle génère des déchets haute activité en quantités importantes. Les stratégies s'appuyant sur la combinaison de réacteurs REP « moxés » ou non et de RNR ou d'autres réacteurs susceptibles de réguler les flux de plutonium donneraient toutes un résultat comparable : elles ne permettent pas de régler le problème des actinides mineurs et des produits de fission, qu'au contraire elles augmentent comme conséquence de l'équilibrage du plutonium.

En conclusion, la réalisation de cycles du combustible produisant des bilans sensiblement plus faibles en radionucléides à vie longue que ceux présentés dans le tableau précédent n'est pas possible dans les conditions technologiques

actuelles (c'est-à-dire en utilisant la filière REP à l'UOX et au MOX, et en réactivant éventuellement la filière abandonnée RNR) : l'achèvement de tels résultats implique des sauts beaucoup plus importants dans les technologies employées au niveau des réacteurs, des combustibles ou encore des techniques de séparation.

Les solutions envisageables n'existent pour l'heure essentiellement que sur le papier. Parmi les stratégies étudiées par différents experts, et notamment évoquées au sein de la CNE, on peut citer le recours à des combustibles innovants (par exemple le combustible APA, au plutonium sur matière inerte, étudié par le CEA), ou le passage à un cycle au thorium plutôt qu'à l'uranium (sa combustion génère sensiblement moins de produits d'activation à vie longue que celle de l'uranium). Ces solutions sont théoriquement praticables dans un parc de REP comme celui dont dispose aujourd'hui EDF. Le remplacement de ce parc par des réacteurs d'une filière différente, par exemple des RHR (réacteurs à haute température, dont le rendement est supérieur) est également étudié. Au-delà, les solutions font appel à des procédés de séparation puis de transmutation des actinides mineurs, voire des produits de fission.

1.0 Le rapport coût/efficacité des limitations de déchets

On peut à partir des résultats précédents identifier des stratégies de réduction des déchets à vie longue, quantifier leur efficacité et évaluer leur coût.

La définition du coût associé à la limitation des déchets

Dans l'état actuel des technologies et des stratégies possibles, trois solutions distinctes se présentent pour l'organisation du cycle du combustible, qui privilégient clairement, par rapport à l'impact global de la gestion de l'aval du cycle, trois horizons temporels différents :

- le cycle ouvert, ou stockage direct des combustibles irradiés, donne une prime au court et moyen terme, au sens des quelques siècles à venir : en évitant non pas des déchets mais des installations et des manipulations liées à la gestion des matières radioactives (puisqu'il fait l'économie du retraitement), il minimise par rapport à des gestions plus complexes les risques d'exposition des populations et de contamination de l'environnement pendant la période d'exploitation du cycle, soit quelques dizaines ou centaines d'années ;
- le retraitement-recyclage actuel (séparation des seuls uranium et plutonium), en cherchant à réduire les déchets ultimes et à favoriser leur

gestion, s'attache avant tout à réduire le risque pendant la période de long terme située entre l'oubli du stockage (après quelques centaines d'années) et une échéance de 20 000 à 50 000 ans. Pendant cette période, où la barrière géologique du stockage est censée jouer son rôle de confinement, le risque est étroitement lié, en termes de radiotoxicité potentielle, à la quantité de plutonium présente dans les déchets, facteur que cherche justement à réduire le retraitement. Cette réduction se fait cependant au prix d'une augmentation de l'impact, ou en tous cas de la difficulté de gestion sûre, du cycle du combustible à plus court terme : cette option s'accompagne notamment de rejets des usines de retraitement, d'un accroissement des risques (exposition accidentelle, prolifération) liés à la manipulation du plutonium, et d'une augmentation des quantités de déchets A (liés à l'exploitation des installations supplémentaires du site), TFA (liés à leur démantèlement), et surtout B (liés aux procédés, notamment au processus de retraitement) ;

- et le retraitement poussé, ou la séparation des actinides mineurs et des produits de fission (aux fins d'entreposage en conditionnements séparés puis d'incinération des éléments à vie longue, suspendue à la mise au point des techniques nécessaires) présente un intérêt pour le très long terme, à l'échelle de centaines de milliers d'années. Pour cette période au-delà de 50 000 ans environ, qui est celle où il est difficile de garantir même l'efficacité de la barrière géologique, le risque principal est la remontée de certains radioéléments vers la biosphère, qui ne concerne que les quelques radioéléments à vie très longue que la séparation-transmutation tente justement d'éliminer dans les déchets. Toutefois, les gestions du cycle du combustible correspondant à ces stratégies ont toutes les chances de se traduire par des effets comparables à ceux du retraitement simple – et même de les amplifier – d'augmentation de l'impact à court et moyen terme par des transferts de risque. La stratégie de séparation-transmutation pourrait malgré tout apporter un gain sur l'impact à court terme si elle parvenait à réellement réduire l'inventaire des produits de fission. Mais pour l'heure, la seule voie pour agir sur cet inventaire est l'augmentation des rendements énergétiques de la filière.

Il est clair cependant que la stratégie du retraitement-recyclage n'a pas pour seule justification la réduction des déchets. Ce mode de gestion du cycle peut également présenter des avantages en termes d'économie des ressources premières et, par ricochet, d'indépendance énergétique. Cet aspect a d'ailleurs été prépondérant dans le développement de cette stratégie, qui devait s'accompagner d'un programme complémentaire d'équipement en réacteurs à neutrons rapides. Les avantages pour la gestion des déchets n'étaient alors pas

la justification du retraitement. Cette préoccupation est apparue lorsque le programme de RNR a été abandonné (les craintes sur le coût de l'uranium et sur le risque d'épuisement de cette ressource au niveau mondial s'étant estompées) : elle a été concrétisée par le développement de la stratégie de recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX.

Ainsi s'est construit un discours sur l'avantage secondaire du retraitement, qui *« en poursuivant un but de valorisation énergétique, (…) atteint aussi un but potentiellement écologique »* [1]. Aujourd'hui, la perspective semble s'être inversée : la gestion des déchets est la justification principale du retraitement ; le gain énergétique est relégué au second plan. Cet argument est même abandonné aujourd'hui par le premier intéressé, l'exploitant EDF, qui *« ne justifie pas la politique du mono-recyclage du plutonium sous l'angle énergétique mais la présente davantage comme un mode de gestion de l'aval du cycle par la concentration du plutonium »* [2].

Le coût estimé de l'évitement de déchets réalisé à travers le retraitement-recyclage doit donc prendre en compte le coût de cette industrie (c'est-à-dire les industries du retraitement et de la fabrication de MOX), incluant les coûts passés de recherche-développement et les investissements spécifiques au développement de cette filière, plus ses coûts d'exploitation, en soustrayant le bénéfice retiré du recyclage, c'est-à-dire l'avantage économique éventuellement lié à l'utilisation de matières énergétiques recyclées par rapport à des matières nouvellement extraites.

Quant au coût estimé d'une stratégie plus poussée de séparation-transmutation, il devrait de la même manière inclure l'ensemble des coûts de R & D engagés sur ces techniques, extrêmement difficile à estimer puisque cette R & D reste pour l'essentiel à faire, et le coût de l'industrie de traitement nécessaire à la mise en place de cette stratégie, encore plus difficile à évaluer : tout juste peut-on par exemple imaginer que, *« en raison des protections à prendre contre les rayonnements, le coût de la séparation risque d'être élevé, aussi bien en investissements qu'en fonctionnement »* [3]. Ces coûts, ainsi que les difficultés de mise en œuvre de cette voie, sont aujourd'hui considérés par certains comme trop importants pour qu'elle mérite d'être poursuivie [4].

---

(1) Rapport de MM. Bataille et Galley pour l'OPECST, juin 1998, op. cit.
(2) Compte rendu de l'audition du 6 janvier 1999 d'EDF devant la CNE, rapport d'évaluation n° 5 de la CNE, juin 1999, op. cit.
(3) Rapport de MM. Bataille et Galley pour l'OPECST, juin 1998, op. cit.
(4) Un comité du National Research Council américain, chargé d'évaluer les technologies pour la séparation-transmutation, a ainsi rendu des conclusions

Enfin, s'agissant de stratégies alternatives, telles que le basculement vers d'autres filières (par exemple au thorium), toute estimation s'avèrerait encore plus hypothétique.

On se limitera donc ici, pour arriver à une première évaluation de la valeur accordée à l'évitement de déchets, à évaluer le surcoût imputable dans la stratégie de retraitement-recyclage à la réduction des quantités de radioéléments à vie longue dans les déchets, en y incluant, ainsi que nous l'avons vu plus haut, les quantités issues du retraitement et les quantités présentes dans le combustible MOX usé non retraité.

Les obstacles à l'évaluation économique du coût du retraitement

L'évaluation économique du surcoût du retraitement pour l'évitement de déchets s'avère très difficile pour plusieurs raisons liées aux méthodologies classiques [1] de calcul des coûts de la production électronucléaire. On peut en isoler quatre principales :

- le fait que ces évaluations ne ventilent pas les frais de R & D sur les différents postes liés à la production nucléaire (exploitation, cycle du combustible, démantèlement, etc.) sauf pour l'enfouissement des déchets en calculant à part le coût des laboratoires souterrains. Or, le poste « recherche et développement », dans son enveloppe globale, est augmenté par la mise au point d'une stratégie retraitement-recyclage ;
- le caractère incomplet des évaluations des frais associés à la gestion des déchets dans le cas du retraitement-recyclage. En effet, si le calcul se fait, pour le cycle ouvert, sur le stockage (l'enfouissement dans les évaluations classiques) de l'ensemble des combustibles irradiés, il ne prend en compte, pour le cycle dit « fermé », que les déchets HAVL issus du retraitement ; pour les combustibles MOX irradiés, pourtant non retraités, seul un

---

extrêmement sévères, ainsi que l'ont rapporté deux de ses membres, N.C. Rasmussen et T.H. Pigford, dans une contribution intitulée « Transmutation of Radioactive Waste : Effect on the Nuclear Fuel Cycle », à un colloque de l'AIEA à Vienne en juin 1997 : le comité a estimé que, bien que cette voie paraisse techniquement réalisable, le retraitement et la transmutation ne semblaient pas en mesure d'apporter suffisamment d'avantages pour justifier l'abandon du cycle ouvert et l'abandon du projet de site de stockage profond aux Etats-Unis.

(1) On se réfère ici, au niveau français, aux coûts de référence de la production électrique établis par la DIGEC (dernière édition : 1997), et au niveau international à une étude de 1994 de l'AEN sur « Les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire », qui n'a pas trouvé son équivalent depuis.

entreposage (qui couvre quelques dizaines d'années) est éventuellement intégré au calcul et pas leur stockage définitif ;

- les évaluations classiques accordent, au titre de leur potentiel énergétique, un crédit à l'uranium et au plutonium séparés par le retraitement. Toutefois, leur crédit ne doit être effectivement inclus au calcul que si ces matières sont effectivement recyclées, ce qui n'est pas le cas actuellement de l'uranium. Surtout, bien que le plutonium de première génération soit intégralement recyclé dans les cycles de mono-recyclage équilibré, ce n'est pas le cas du plutonium de deuxième génération, qui est au contraire intégralement stocké. On peut y ajouter que pour EDF, la valeur du plutonium, *« compte tenu des incertitudes relatives à [son] utilisation future, n'est plus déduite, depuis 1992, de la provision pour retraitement »* [1], c'est-à-dire que le plutonium a aujourd'hui un crédit nul ;
- enfin, une évaluation complète devrait prendre en compte la différence de coût de fabrication qui peut exister entre le combustible UOX et le combustible MOX que l'on introduit dans la stratégie de retraitement-recyclage. Cette comparaison des coûts des combustibles est difficile et controversée, et dépend notamment de la valeur accordée au plutonium et du cours de l'uranium. Nous retiendrons pour cette étude l'hypothèse, probablement favorable au retraitement-recyclage [2], selon laquelle les coûts de l'UOX et du MOX sont équivalents.

Pour les études de référence, notamment celle de l'AEN, *« la différence de coût est minime entre le cycle avec retraitement rapide et le cycle avec stockage à*

(1) Cette règle comptable est exposée pour la première fois dans le rapport annuel EDF pour l'année 1995. M. Esteve, Directeur du combustible à EDF, est allé encore plus loin dans un récent colloque en déclarant, à propos des stocks importants de plutonium séparé issu du retraitement en Grande-Bretagne : « il n'existe pas de prix du marché pour ce produit, mais s'il y en avait un, il serait plutôt négatif » (colloque organisé par la SFEN, Paris, avril 2000, propos rapportés par « Nuclear Fuel », édition du 1er mai 2000).

(2) L'économiste Dominique Finon affirmait ainsi dès 1994 que « à prix nul du plutonium, le bilan économique du recyclage du plutonium est négatif », car la différence de coût de fabrication entre l'UOX et le MOX (qu'il évalue à 1 600 F/kg contre 5 000 à 6 000 F/kg) n'est pas compensée par les économies d'uranium et d'enrichissement. Le « point mort », ou point d'équivalence entre les deux combustibles, s'établirait selon lui à un coût de fabrication du MOX 20 % à 30 % inférieur, aux alentours de 4 000 F/kg (cité par Christian Bataille, rapport OPECST de mars 1996, op. cit.).

long terme puis évacuation directe » [1]. L'étude note pourtant que *« en valeur absolue, la composante retraitement (compte non tenu des crédits associés à l'uranium et au plutonium) revient près de deux fois plus cher que la composante évacuation directe »*, mais la part de l'amont du cycle, inchangé selon la stratégie adoptée, est prépondérante : *« une fois rapporté au coût global du cycle du combustible, le cycle à passage unique revient environ 10 % moins cher que le cycle avec retraitement »*.

Nous proposons, pour tenir compte des remarques ci-dessus sans reprendre l'ensemble des calculs économiques sur l'aval du cycle, de rechercher une évaluation plus juste et plus complète en intégrant aux résultats de l'étude AEN les termes correctifs correspondants. Le tableau 6 ci-dessous donne, dans ses deux premières colonnes, le récapitulatif de l'évaluation menée par l'AEN pour le cycle ouvert et pour le retraitement-recyclage [2]. On a apporté, dans une troisième colonne, les correctifs proposés à l'évaluation du cycle avec retraitement fournie par l'AEN.

(1) L'étude sur « Les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire » publiée par l'AEN en 1994 évalue ainsi à 5,46 millièmes de $/kWh (avec une fourchette de 4,28 à 6,30 m$/kWh) le coût du cycle ouvert, contre 6,23 m$/kWh (et une fourchette de 5,17 à 7,06 m$/kWh) pour le coût du mono-recyclage à l'équilibre.
(2) On utilise ici, par commodité, une version en francs de cette évaluation fournie par MM. Bataille et Galley dans leur rapport pour l'OPECST en février 1999, plutôt que l'évaluation d'origine exprimée en dollars.

Tableau 6. ***Evaluation du coût de la fin de cycle du combustible (en centimes par kWh)***

	Stockage direct AEN	**Retraitement-recyclage AEN**	**Retraitement-recyclage AEN complété**
Transport du combustible usé	0,10	0,10	0,10
Entreposage du combustible usé	0,31	–	0,05
Retraitement (et vitrification déchets HA)	–	1,20	1,20
Stockage des déchets	0,69 (combustible UOX usé)	0,11 (déchets HA)	0,69 (déchets HA + comb. MOX usé)
Sous-total fin de cycle	**1,10**	**1,41**	**2,04**
Crédit uranium	–	- 0,18	0
Crédit plutonium	–	- 0,07	0
Sous-total crédit	**–**	**- 0,25**	**0**
Surcoût de R & D			0,10
COÛT TOTAL	**1,10**	**1,16**	**2,14**

L'évaluation corrigée, ou « AEN complétée », tient compte des modifications suivantes sur les différents postes :

- transport du combustible usé : l'évaluation AEN ne fait pas de distinction de coût sur ce poste entre les deux options. Le coût de transport du MOX – neuf ou irradié –, compte tenu de précautions supérieures liées à la concentration supérieure de plutonium, est pourtant plus élevé que celui du transport de l'UOX. On considère ici que cette différence reste faible par rapport aux différences sur les autres postes, et l'on conserve donc l'estimation AEN ;

- entreposage du combustible usé : l'AEN comptabilise l'entreposage du combustible irradié UOX dans l'option stockage direct, mais aucun entreposage dans l'option retraitement. Or dans cette option, un entreposage avant stockage est nécessaire à la fois pour les déchets vitrifiés issus du retraitement et pour les combustibles MOX usés, qui ne sont pas retraités. On retient ici l'hypothèse, favorable à l'option retraitement, que l'entreposage des combustibles MOX se fait à un coût équivalent à celui de l'UOX, et on prend en comte le ratio d'UOX et de MOX usé entreposé dans les deux options (environ 5 pour 1) pour arriver à un coût total de l'entreposage de combustible usé de 0,05 c/kWh dans l'option retraitement

contre 0,31 c/kWh dans l'option stockage direct [1]. On ne tient pas compte dans la correction de l'entreposage des déchets vitrifiés ;

- retraitement (et vitrification des déchets haute activité) : on conserve dans l'évaluation corrigée l'estimation fournie par l'AEN, cohérente avec le chiffre avancé en 1997 par la DIGEC, qui donne un coût du retraitement compris entre 1 et 1,2 c/kWh ;

- stockage des déchets : l'évaluation de l'AEN indique un coût de stockage des combustibles irradiés très élevé par rapport au coût de stockage des déchets vitrifiés : 0,69 c/kWh contre 0,11 c/kWh. D'une part, cet écart paraît excessif au vu des contraintes différentes associées à ces deux types de colis : le dégagement thermique des déchets vitrifiés est tel que leur volume utile de stockage est en réalité comparable, en ordre de grandeur, à celui du combustible UOX irradié équivalent. D'autre part, l'option retraitement avec mono-recyclage implique le stockage du combustible MOX irradié, qui n'est pas pris en compte par l'étude AEN. Or, le stockage du combustible MOX se fait, là encore à cause d'un dégagement thermique plus important, à un coût supérieur à celui du combustible UOX. Enfin, l'option retraitement implique un surcroît significatif de déchets moyennement actifs à vie longue – donc destinés au même stockage que les déchets vitrifiés – que l'étude AEN ne semble pas prendre en compte. Pour toutes ces raisons, on retient comme facteur correctif une équivalence du coût global de stockage des déchets ultimes (combustibles UOX dans le cycle ouvert, déchets vitrifiés, surcroît de déchets B et combustibles MOX dans l'option retraitement), soit un coût de 0,69 c/kWh dans les deux cas ;

- crédit uranium et plutonium : contrairement à l'évaluation AEN qui utilise dans l'option mono-recyclage un crédit pour l'uranium et le plutonium issus du retraitement [2], on n'affecte aucun crédit aux matières énergétiques récupérables. Ce correctif est lié aux conditions actuelles du marché de l'uranium naturel et de la fabrication des combustibles UOX et MOX. L'uranium n'est en effet pas recyclé aujourd'hui, ou très peu, notamment parce que son utilisation implique un léger surenrichissement qui grève le

(1) En réalité, le dégagement thermique supérieur du MOX imposera probablement un délai d'entreposage avant évacuation deux à trois fois supérieur aux quelques dizaines d'années qui sont l'hypothèse retenue aujourd'hui pour le combustible UOX. Dans ce cas, le coût d'entreposage du MOX pourrait donc être deux à trois fois plus élevé.
(2) L'étude AEN de 1994 prend en compte un crédit associé à l'uranium égal à 70 % du coût de l'uranium neuf avec enrichissement, et un crédit associé au plutonium égal à 5 $/g Puf (gramme de plutonium fissile), ce qui correspond compte tenu des teneurs en isotopes fissiles du plutonium dans l'UOX irradié (entre 60 et 70 %) à un crédit de 3 $ par gramme de plutonium.

coût du combustible correspondant URE par rapport au coût de l'UOX. L'uranium de retraitement (URT) est donc stocké, mais le coût de ce stockage n'est pas pris en compte. Le plutonium est quant à lui recyclé, mais sans gain économique : l'utilisation du plutonium de première génération (issu de l'UOX retraité) pour la fabrication de MOX représente aujourd'hui au contraire un surcoût. Enfin, le plutonium de deuxième génération, piégé dans le combustible MOX non retraité, n'est pas recyclé dans les conditions d'un mono-recyclage à l'équilibre ;

- surcoût de R & D : ce poste n'apparaît pas dans l'étude AEN, qui ne différencie donc pas la R & D nécessaire aux deux options stockage direct et retraitement. Or la mise en place des industries de retraitement et de fabrication de MOX s'ajoute dans la seconde à l'ensemble de la R & D effectuée sur le cycle de l'uranium. Il en va de même pour le conditionnement, l'entreposage et le stockage des déchets, qui nécessitent des recherches sur des catégories plus nombreuses. Le surcoût de R & D lié au développement de la filière retraitement-recyclage n'est pas facile à évaluer car les détails du financement et de la ventilation de la R & D ne sont pas bien connus. Les frais de R & D s'élèvent pour la DIGEC à 0,36 c/kWh, sans compter la R & D financée par l'Etat. D'autre part, les bilans de R & D fournis par le CEA montrent que les efforts spécifiques au développement du retraitement-recyclage (en particulier la R & D sur le retraitement, sur le MOX et sur le conditionnement et le stockage des déchets HA) représente, en ordre de grandeur, au moins un quart du total de la R & D. Aussi, on affecte 0,1 c/kWh à la R & D sur cette stratégie.

Le surcoût du retraitement-recyclage imputable à l'évitement de déchets est donc très différent selon qu'on utilise l'estimation de l'AEN – qui n'établit qu'une différence de 0,06 c/kWh entre cette stratégie et le stockage direct – ou bien qu'on y intègre les corrections ci-dessus, qui conduisent à un surcoût beaucoup plus important de 1,04 c/kWh produit.

Ce surcoût revient, pour l'ensemble du parc normalisé à 400 TWh de production annuelle, à 0,24 milliard de francs dans la première estimation (AEN) contre 4,16 milliards dans la seconde (AEN corrigé).

Sur un tel parc, le tableau 5 montre que la stratégie de retraitement-recyclage apporte à taux de combustion équivalent une réduction comprise, en ordre de grandeur, entre 3 t et 5 t sur le bilan plutonium + actinides mineurs + produits de fission à vie longue : à taux de combustion équivalents, la différence s'établit à un minimum de 3,1 t (entre C et H), et à un maximum de 4,6 t (entre A et F).

On obtient ainsi un coût à la tonne de métal lourd de radioéléments hautement radioactifs à vie longue évitée compris :

- entre 50 et 80 millions de franc/tonne de matière HAVL pour l'évaluation « classique » (AEN) ;
- et de 0,90 à 1,34 milliard de franc/tonne de matière HAVL pour l'évaluation corrigée (AEN complétée).

La différence de coût entre les stratégies de cycle ouvert et de fermeture partielle du cycle par retraitement semble donc largement sous-estimée dans les évaluations classiques, pour deux raisons majeures : d'abord, ces évaluations valorisent positivement, contre la réalité économique actuelle, le gain énergétique réalisé par le retraitement-recyclage. Le coût de la réutilisation de l'uranium et du plutonium issu du combustible usé dépend en premier lieu du prix de la ressource énergétique nucléaire de base, l'uranium naturel, qui semble devoir rester stable à des cours assez bas, et à un degré moindre de la différence de coût de fabrication des combustibles UOX et MOX, qui est aujourd'hui trop forte. La seconde cause de sous-évaluation du coût de la stratégie de cycle « fermé » est l'utilisation pour le calcul économique de bilans matières incomplets, ignorant par exemple la prise en charge des combustibles issus du premier recyclage (MOX) qui ne sont pas retraités.

La correction de ces deux facteurs aboutit à un surcoût estimé d'un ordre de grandeur 20 fois supérieur : environ 4,16 GF par an contre 0,24 GF dans l'évaluation AEN pour un parc de la taille du parc français, produisant environ 400 TWh par an. Le surcoût corrigé représente une dépense non négligeable de l'ordre de 1 c/kWh, soit une élévation de 5 % du coût total de production de l'électricité nucléaire, évalué par l'AEN ou la DIGEC aux alentours de 20 c/kWh.

Le surcoût ainsi obtenu fournit un ordre de grandeur pour la valorisation de « l'évitement » de déchets à vie longue : par rapport au cycle ouvert, la stratégie de retraitement-recyclage équilibré revient, selon les critères que nous avons adopté, à un relèvement de 5 % du coût global du nucléaire, ou encore à une dépense moyenne de l'ordre de 1 milliard de francs pour la réduction d'1 tonne du bilan Pu + AM + PFVL.

1. Valorisation de la limitation des flux de déchets

L'évaluation du bilan matière dans différents cycles du combustible et des coûts relatifs de ces cycles conduit donc à une estimation économique de la valeur accordée à la réduction de la production de déchets à vie longue associés à l'électricité nucléaire.

Cet exercice démontre qu'une valorisation de l'évitement des déchets nucléaires à vie longue est possible, et propose un premier ordre de grandeur à la réflexion de l'ensemble des acteurs. Cet ordre de grandeur – 1 GF/t de matières hautement radioactives à vie longue – est obtenu par une méthode de calcul simple et directe : la valeur proposée n'est qu'une approximation de ce « coût d'évitement ». Une estimation plus fine de cette grandeur passe par le développement d'une analyse plus détaillée des bilans et des coûts de différents cycles du combustible, ainsi que par la conduite d'études de sensibilité.

Les difficultés de l'évaluation économique

En premier lieu, la méthodologie doit être renforcée – un certain nombre de choix méthodologiques méritent d'être mieux justifiés – en même temps qu'affinée. Le calcul proposé donne au moins consistance à l'idée que ce coût, calculable, doit être pris en compte car il est loin d'être négligeable. Il est en revanche difficile d'accorder à cette valeur une signification économique très précise, faute d'une précision suffisante de la méthode, notamment au niveau du calcul économique.

L'analyse des stratégies industrielles montre bien que le principal objet du retraitement aujourd'hui, compte tenu du faible intérêt économique de son gain énergétique, réside dans la réduction du bilan de matières hautement radioactives à vie longue qu'il réalise, avec un coût supérieur à une stratégie de cycle ouvert. L'évaluation précise de ce surcoût du retraitement reste toutefois à faire : les valeurs proposées par les études « de référence », basées sur un calcul économique extrêmement détaillé, paraissent clairement sous-estimer ce surcoût en négligeant certains facteurs essentiels dans leurs hypothèses. Mais les termes correctifs que nous proposons pour intégrer ces facteurs sont, en comparaison, grossiers : ils permettent par exemple de prendre en compte la gestion du combustible MOX irradié, « oublié » par les comparaisons classiques du cycle ouvert et du mono-recyclage, mais n'indiquent qu'un ordre de grandeur pour le coût de son entreposage puis de son stockage définitif.

Il nous apparaît aujourd'hui nécessaire de progresser dans l'évaluation économique de la stratégie du retraitement en considérant de manière réaliste l'ensemble des facteurs à prendre en compte et en affinant les estimations des coûts correspondants. Cette évaluation est d'autant plus difficile que la politique industrielle du retraitement avec mono-recyclage n'est aboutie dans aucun pays : en effet les pays, dont la France, qui entendent mettre en œuvre cette stratégie entretiennent la confusion en ne retraitant souvent que partiellement leur combustible de première génération et en repoussant la décision de stocker le combustible de deuxième génération non retraité. De même, si le recyclage du plutonium fait l'objet d'une voie industrielle à travers le MOX, l'uranium de retraitement est dans son immense majorité, contrairement à la théorie du retraitement-recyclage, stocké sans réutilisation.

L'évaluation de l'effort économique associé aux différentes stratégies est encore plus difficile lorsque ces stratégies n'existent, comme le multi-recyclage ou surtout la séparation-transmutation, que sur le papier. Les incertitudes pesant sur les coûts des différentes opérations nécessaires à de tels cycles empêchent toute prévision sérieuse sur leur coût global. Si ces incertitudes sont un jour levées, l'évaluation économique de ces stratégies devra, pour ne pas tomber dans les travers de l'évaluation du retraitement-mono-recyclage, prendre en compte les bilans matière complets de l'ensemble du cycle et le devenir de l'ensemble des déchets à vie longue.

L'application d'un calcul coût/efficacité aux stratégies avancées de minimisation des déchets à vie longue requiert de plus, au-delà de la quantification du surcoût associé aux différentes stratégies qui est le premier terme, l'évaluation de leur efficacité : là aussi, les incertitudes sont grandes. Comme pour l'évaluation économique, il faut progresser dans l'estimation des bilans matières en veillant à ne pas dessiner des schémas de cycle idéaux impossibles à réaliser dans des conditions industrielles.

L'influence du choix d'indicateur de « l'évitement »

On a pu, à travers l'analyse des stratégies de fermeture plus ou moins poussée du cycle du combustible, identifier la préoccupation d'évitement, ou de réduction de la production de déchets de haute activité à vie longue (HAVL), et valoriser dans un cas simple – le mono-recyclage du plutonium – les efforts industriels correspondants en mesurant l'efficacité de cet « évitement ».

Cette mesure s'appuie sur un critère précis : les quantités finales dans les déchets de l'ensemble des matières hautement radioactives à vie longue, c'est-à-

dire le plutonium, les actinides mineurs (américium, neptunium, curium) et les produits de fission à vie longue. Or celui-ci n'est ni unique ni exclusif :

- d'une part, on peut imaginer d'autres critères basés sur le même principe fondamental de mesure du tonnage final. Il peut s'agir par exemple de prendre en compte davantage de matières (notamment l'uranium, qui entre dans les matières radioactives mais est crédité d'une radiotoxicité extrêmement faible au regard des autres actinides) ou moins. On peut également chercher à affiner la mesure des quantités en fonction de critères de radiotoxicité ou de durée : ainsi, on pourrait ne pas considérer indifféremment les matières (Pu, AM et PFVL) mais leur attribuer des « facteurs de mérite », comme on le fait pour les gaz à effet de serre, en fonction de leur nocivité ou de leur influence sur le bilan à diverses échelles de temps (on sait par exemple que les PFVL jouent un rôle dans les premiers siècles essentiellement) ;
- d'autre part, on peut fonder la mesure d'efficacité sur un critère très différent de la masse, qui peut être par exemple le volume final des déchets une fois conditionné ou leur radiotoxicité globale. Mais la rupture la plus importante viendrait du choix d'un critère lié au dégagement thermique des déchets (soit leur dégagement thermique total, soit leur densité de dégagement thermique une fois conditionnés). Là encore, une différentiation selon les périodes de temps considérées pourrait intervenir.

La question du critère est évidemment fondamentale pour le calcul de l'efficacité des différentes stratégies. Pour l'explication de la méthode comme pour la clarté des résultats obtenus, nous avons privilégié dans cette première étape, exploratoire, un critère simple. Au terme de l'évaluation, la question peut se poser du choix d'un critère plus élaboré.

Auparavant, il nous paraît essentiel de s'interroger sur la sensibilité du résultat obtenu au choix de l'indicateur d'évitement des déchets HAVL. En effet, le problème essentiel n'est pas tant le choix d'un critère que celui de la cohérence entre les différents critères possibles. Il est important de vérifier, avant de mener éventuellement des évaluations plus précises, qu'un calcul d'efficacité mené à partir d'un critère de volume, de radiotoxicité ou de dégagement thermique des déchets aboutirait à des résultats similaires.

Deux problèmes essentiels doivent être examinés. Le premier est celui de la sensibilité du calcul d'efficacité à une mesure plus complexe, liée à un critère plus élaboré – différenciant notamment les radioéléments – mais toujours basé sur le tonnage. Le second, plus fondamental, est celui de la cohérence entre les

résultats obtenus à partir de critères très différents : en particulier, la question reste posée de savoir si une approche par la notion de dégagement thermique des déchets conduit à des conclusions identiques sur l'intérêt des stratégies de bouclage partiel du cycle pour la réduction des déchets HAVL.

Les variations de la relation coût/efficacité

Au-delà des progrès qui restent à accomplir dans l'évaluation des coûts des stratégies du cycle d'une part, de leur efficacité par rapport à une référence donnée d'autre part, la réflexion doit porter sur la relation entre ces deux termes : en effet, le rapport coût/efficacité est non seulement différent selon les stratégies, mais il peut varier au sein d'une même stratégie en fonction de son degré d'avancement.

La valeur estimée de l'évitement des déchets HAVL constitue un coût moyen, calculé sur la base du rapport global coût/efficacité de la stratégie de mono-recyclage actuellement poursuivie. Or, comme dans d'autres phénomènes, dont les émissions de carbone constituent l'exemple type, le coût d'un évitement supplémentaire peut varier fortement selon l'évitement déjà réalisé. Ainsi, il est fort probable, dans la configuration que nous avons étudiée, que le coût d'évitement de la première tonne de plutonium soit beaucoup moins élevé que le coût d'évitement de la dernière tonne de produits de fission : le premier est assuré par une stratégie simple de retraitement avec réutilisation du seul plutonium, tandis que le dernier nécessite la mise en œuvre réussie d'une stratégie de retraitement poussé avec séparation-transmutation de l'ensemble des éléments hautements radioactifs à vie longue.

Les stratégies de fermeture d'une partie plus ou moins grande du cycle ont, comme l'a montré l'analyse des bilans comparés du stockage direct et du mono-recyclage, une efficacité bornée. Elles peuvent réduire le bilan jusqu'à un certain seuil, qui même si il est très bas (pour des stratégies poussées) demeure indépassable sans un nouveau saut vers une stratégie encore plus poussée.

Ce phénomène de seuil a une importance fondamentale pour le choix des stratégies à mettre en œuvre : le coût peut varier énormément en fonction de la situation du cycle du combustible, du parc et de la stratégie poursuivie au moment de l'évaluation. A priori, le coût d'évitement, dans des stratégies plus efficaces, risque d'être plus élevé : celles-ci nécessitent l'introduction de nouvelles technologies, dont certaines ne sont même pas encore au point, et peuvent représenter un surcoût proportionnellement plus important que leur surcroît d'efficacité dans la réduction des déchets. Mais inversement,

l'efficacité limitée des stratégies moins coûteuses pose la question de leur utilité : chaque saut d'une technologie à l'autre représentant un surcoût spécifique, la rationalité économique commande de minimiser le nombre de sauts, donc d'étapes pour parvenir à une stratégie conforme aux objectifs de réduction qu'on s'est fixés.

Ainsi, si l'on vise à terme une réduction poussée des déchets HAVL, la rationalité du recours à des solutions assez peu efficaces telles que le retraitement avec mono-recyclage actuel apparaît plus forte si elles sont un passage obligé vers des stratégies plus avancées. Au-delà de la limite qu'elle peut atteindre, l'efficacité d'une stratégie devient nulle et rend le coût d'un évitement supplémentaire très élevé, puisqu'il implique de basculer vers une autre stratégie. En termes économiques, il paraît préférable, si on recherche une grande efficacité, de se tourner directement vers des stratégies plus coûteuses que de ne le faire qu'après avoir épuisé une stratégie intermédiaire.

D'autres effets viennent compliquer encore cette relation entre coût et efficacité. Le premier touche à la difficulté d'assurer l'efficacité des stratégies de bouclage du cycle : l'utilité du surcoût consenti dépend très fortement de la qualité de la gestion de l'outil industriel correspondant. On le constate avec la stratégie de mono-recyclage qui peut avoir, lorsque l'équilibre des flux – de plutonium notamment – n'est pas atteint sur le parc considéré, des résultats très faibles, voire contraires aux objectifs visés pour des coûts sensiblement égaux à ceux d'un équilibre. Cette situation est celle de la France aujourd'hui, qui mène une politique duale – retraitement et non retraitement – malgré un parc industriel dimensionné pour réaliser le mono-recyclage sur l'ensemble de son cycle du combustible.

Le second effet est plus troublant. Il est démontré, dans l'analyse des cycles du combustible menée dans cette étude, par l'efficacité non négligeable de la simple augmentation des taux de combustion : par rapport au cycle ouvert de référence à un taux de combustion de 33 GWj/t (cycle A), l'augmentation des taux de combustion jusqu'à 55 GWj/t (cycle D) réalise un évitement de déchets HAVL (moins 18 %) égal aux trois quarts de l'évitement réalisé par le mono-recyclage à l'équilibre sans augmentation des taux de combustion (cycle F, moins 24 %). A taux de combustion équivalents, le rapport entre les bilans des cycles ouvert et avec mono-recyclage ne dépasse pas la limite d'un gain de 25 %. Si le gain maximal par rapport au cycle ouvert de référence (cycle A) atteint 35 % (cycle I), c'est en combinant les effets du mono-recyclage à l'équilibre et de l'augmentation des taux de combustion (respectivement responsables de gains de 20 % et 15 % environ).

La réduction, à production électrique égale, des flux sortants de matières hautement actives à vie longue du cycle du combustible peut en fait être obtenue de deux manières :

- le « bouclage » du cycle, c'est-à-dire la reprise, puis la réutilisation (le recyclage des matières énergétiques, uranium et surtout plutonium), ou l'élimination (la séparation et la transmutation ou incinération) d'une partie de son flux sortant ;
- ou la réduction, par amélioration des rendements énergétiques par unité de masse, des flux entrants.

Les deux voies ne s'excluent pas et peuvent être poursuivies simultanément, sans que leurs effets soient toutefois parfaitement cumulables : l'augmentation des rendements tend à épuiser davantage le contenu énergétique des matières nucléaires, donc à réduire le gain apporté par leur recyclage ; a contrario le recyclage des matières pose des problèmes supérieurs de sûreté qui rendent plus complexe l'augmentation des rendements. Dans le cas des stratégies les plus simples, on constate que par rapport au cycle ouvert de base, la voie du recyclage apporte un gain sur le bilan Pu + AM + PFVL de 25 % environ, et la progression des taux de combustion un gain de 20 % environ, tandis que leur combinaison réalise un gain de 35 % seulement.

Le problème que pose cette comparaison des deux voies est dans leur rapport économique : alors que le « bouclage » tend à représenter un surcoût (le gain énergétique ne suffisant pas à compenser le coût technologique), l'augmentation des rendements tend au contraire à se traduire par un gain économique. L'élévation, dans le parc de réacteurs actuel, des taux de combustion réduit les besoins en matières premières tout en augmentant la disponibilité des réacteurs (par l'allongement des cycles), donc leur productivité.

Les problèmes de transfert de risque

Au-delà de l'efficacité des différentes stratégies, il est nécessaire de procéder à l'évaluation globale de leurs différents avantages et inconvénients. En se focalisant sur la question des seuls déchets hautement actifs à vie longue on risque en effet de perdre de vue l'impact des gestions du cycle proposées sur d'autres points du bilan. On peut en particulier s'intéresser au risque radiologique global associé aux différents cycles du combustible, à la production d'autres catégories de déchets, à la sûreté des installations ou à des enjeux tels que la prolifération ou la sécurité d'approvisionnement énergétique.

La stratégie de retraitement-recyclage est parfois présentée par ses promoteurs comme une stratégie « win-win », doublement gagnante sur le plan de l'économie des ressources énergétiques et de la gestion des déchets. Cette gestion du cycle combustible réalise effectivement des gains sur le besoin en uranium naturel (même si ce gain énergétique ne se traduit pas actuellement par un gain économique) et sur les quantités de matière abandonnées dans les déchets à vie longue (même si ce gain est limité à une proportion d'un tiers environ). D'un point de vue plus global, le retraitement présente cependant un certain nombre d'inconvénients majeurs : les usines de retraitement dégagent des rejets plus importants que toute autre installation nucléaire. La séparation puis l'entreposage, le transport et la manipulation de plutonium renforcent les risques de prolifération et l'impact radiologique (en fonctionnement normal mais plus encore en situation accidentelle). Enfin, le retraitement se traduit par une augmentation significative de toutes les catégories de déchets autres que HAVL, à commencer par les déchets B, moyennement actifs à vie longue.

L'importance qu'il convient d'accorder à ces avantages et inconvénients respectifs est extrêmement discutée. Mais l'évaluation globale du retraitement, quel que soit le bilan qu'on en tire, doit tenir compte de ces effets qui apparaissent comme un renforcement des risques de court terme. La mise en œuvre de stratégies de précaution vis-à-vis d'un risque identifié de long terme – la réduction des flux de déchets HAVL – est-elle acceptable et souhaitable si elle se traduit par un transfert de risque sur le court ou le moyen terme ? La réponse à cette question, d'autant plus fondamentale que les effets décrits ci-dessus augmentent avec des stratégies de retraitement plus poussées, passe par une évaluation précise, et non plus qualitative mais quantitative, de l'ensemble des impacts de la précaution mise en œuvre.

La réflexion sur les objectifs et les stratégies

Les nombreuses questions, notamment méthodologiques, en suspens renvoient à une interrogation plus globale sur la définition des objectifs à atteindre et des meilleurs moyens pour y parvenir. En particulier, la stratégie de retraitement-recyclage pose un certain nombre de problèmes : d'une part, elle apparaît limitée dans sa capacité à réduire les quantités finales de déchets à vie longue. D'autre part, elle pose un problème de transfert de risque vers le court terme. De plus, des stratégies plus faciles à mettre en œuvre et plus économiques, comme l'augmentation des rendements énergétiques, semblent en mesure d'obtenir des résultats presque aussi importants. Enfin, le retraitement, dans sa forme actuelle, ne constitue pas nécessairement une étape obligée vers des stratégies plus

efficaces mises en œuvre par la suite : le retraitement immédiat des combustibles irradiés aux fins de séparation de ses constituants n'est pas nécessaire s'il ne trouve pas de justification économique à court terme ; il peut être différé à l'échéance où la réutilisation ou l'élimination des matières séparées est envisagée.

La réflexion sur les objectifs quantitatifs de la précaution sur les déchets hautement radioactifs à vie longue conditionne le choix des stratégies appropriées : celles-ci varieront en fonction des critères de réduction des flux utilisés, des contraintes de limitation retenues, et des échéances fixées pour y parvenir. Ces questions méritent de faire l'objet de discussions approfondies au niveau national et international.

La définition d'une valeur normative associée à cette précaution, dont ce rapport propose une première approximation, constituerait un instrument important pour le développement d'une réflexion - voire à plus long terme d'une négociation internationale –, à l'image des accords développés sur la lutte contre l'effet de serre. Toutefois, si des points communs existent entre les problèmes de l'effet de serre et des déchets nucléaires (problème de long terme, effet cumulatif, incertitude sur le risque mais certitude sur son augmentation si les émissions augmentent, etc.), des différences fondamentales interviennent : en particulier, la production est externalisée, par diffusion globale dans l'atmosphère, dans un cas, alors qu'elle ne l'est pas dans l'autre, où l'on pratique au contraire le confinement strict des déchets. De la même façon, le coût de gestion de l'impact – ou de la maîtrise du risque –, totalement externalisé au départ dans le cas de l'effet de serre, est en grande partie interne pour les déchets nucléaires. Enfin, le confinement implique que l'on a affaire à un risque connu, évitable, qu'il s'agit de maîtriser, et non comme pour l'effet de serre à un impact incertain, non maîtrisable, qu'il s'agit d'éviter.

Aussi, la question qui doit se poser est celle des objectifs globaux à définir pour l'évitement de déchets. En particulier, faut-il se contenter de limiter les flux annuels de déchets, en imposant par exemple une diminution progressive de ce flux, ou bien fixer, dès le départ, un seuil maximal acceptable de déchets, en fixant à terme une limite sur le stock cumulé de déchets ? Enfin, faut-il laisser aux industriels le choix des moyens pour respecter ces limites, avec le risque qu'ils se détournent des stratégies les plus efficaces, car leur rapport coût/efficacité est moins important au début, ou faut-il les inciter, voire les contraindre à développer aussi vite que possible des stratégies en rupture avec les stratégies actuelles pour rechercher l'efficacité la plus grande ?

Les décisions sur ces questions, qui concernent les acteurs de l'industrie nucléaire et la société dans son ensemble, ne peuvent être trop longtemps repoussées. La réflexion doit aujourd'hui s'engager sur ces pistes, l'industrie nucléaire ne pouvant rester plus longtemps à l'écart d'un mouvement qui, à travers l'effet de serre et les énergies fossiles, concerne aujourd'hui l'ensemble du secteur énergétique. La prise en compte économique du principe de précaution face aux grands risques d'environnement global et de long terme concerne aujourd'hui toutes les activités. L'industrie nucléaire, avec sa spécificité, les déchets hautement radioactifs à vie longue, ne peut rester plus longtemps isolée dans ce domaine.

REFERENCES

OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), *Les incidences radiologiques des options de gestion du combustible nucléaire usé : Une étude comparative*, à paraître.

DSIN (Direction de la sûreté des installations nucléaires), *La sûreté nucléaire en France en 1999*, rapport annuel, avril 2000.

SCHNEIDER (M.), *Climate Change and Nuclear Power*, WWF, avril 2000.

RIVASI (M.), *Les conséquences des installations de stockage des déchets nucléaires sur la santé publique et l'environnement*, rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, février 2000.

LABBÉ (M.-H.), *Le nucléaire à la croisée des chemins*, IFRI - La Documentation française, janvier 2000.

DOE (Department of Energy), *A Roadmap for Developing Accelerator Transmutation of Waste (ATW) Technology*, rapport au Congrès, octobre 1999.

CONSEIL SUISSE DE LA SCIENCE, *Systèmes nucléaires avancés – un risque maîtrisé ou une sécurité feinte*, 1999.

CNE (Commission nationale d'évaluation), *Rapport d'évaluation n° 5*, juin 1999.

CHOW (B. G.) et JONES (G. S.), *Managing Wastes With and Without Plutonium Separation*, RAND, mars 1999.

BATAILLE (C.) et GALLEY (R.), *L'aval du cycle nucléaire - Tome II : Les coûts de production de l'électricité*, rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, février 1999.

BATAILLE (C.) et GALLEY (R.), *L'aval du cycle nucléaire - Tome I : Etude générale*, rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, juin 1998.

BARBRAULT (P.), TETART (Ph.) et VERGNES (J.), *Synthèse des études de multi-recyclage du plutonium à la fin de 1997*, rapport EDF-Direction des études et recherches, avril 1998.

OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), *L'énergie nucléaire et le changement climatique*, avril 1998.

FRITSCHE (U.) et LIM (S. S.), *Comparison of Greenhouse-Gas Emission and Abatement Cost of Nuclear and Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective*, CNIC Conference on Nuclear Energy and Greenhouse-Gas Emissions, Tokyo, novembre 1997.

TAKAGI (J.), SCHNEIDER (M.) et al., *Comprehensive Social Impact Assessment of MOX Use in Light Water Reactors*, rapport final du Projet IMA (International MOX Assessment), CNIC, novembre 1997.

COMMISSARIAT GENERAL DU PLAN, *Energie 2010-2020,* rapport final de l'Atelier *« Les défis du long terme »*, octobre 1997.

AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique), *Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategy : Adjusting to New Realities*, colloque international, Vienne, juin 1997.

MARIGNAC (Y.), *Electronucléaire et environnement global - Eligibilité de projets touchant au nucléaire au Fonds français pour l'environnement mondial*, rapport pour le FFEM, mai 1997.

DIGEC (Direction du gaz, de l'électricité et du charbon), *Les « coûts de référence » de la production électrique*, ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie – secrétariat à l'Industrie, 1997.

BATAILLE (C.), *L'évolution de la recherche sur la gestion des déchets nucléaires à haute activité - Tome I : Les déchets civils*, rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, mars 1996.

CNE (Commission nationale d'évaluation), *Rapport d'évaluation n° 1*, juin 1995.

OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), *Les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire*, 1994.

Etude 3

ENERGIE, ALIMENTATION ET CONCURRENCE D'USAGE DES SOLS : PROBLEMATIQUE ET PRINCIPES DE PREVENTION

Claire Monot

Solagral

1. Résumé

Quelles politiques peuvent prévenir une concurrence d'usage des sols agricoles entre l'énergie et l'alimentation ?

A long terme, le développement des énergies issues de la biomasse pourrait aggraver les risques de concurrence d'usage des sols. D'une part l'extension des cultures énergétiques sur des sols fertiles limitera les surfaces destinées à l'alimentation, et d'autre part des cultures énergétiques intensives risqueront de dégrader les sols (érosion, pollution). L'ampleur de ce risque dépend de facteurs géographiques, sociaux, économiques et politiques, à l'échelle locale ou globale. Les politiques énergétiques doivent dès maintenant chercher à préserver les ressources en énergies fossiles, à limiter l'effet de serre et la prolifération des déchets nucléaires, mais aussi à gérer les ressources en sols pour produire les bioénergies.

Cette étude, menée au sein du « Groupe de réflexion sur les valeurs normatives des risques énergétiques » pour le Commissariat général du Plan, tente d'éclaircir les questions suivantes :

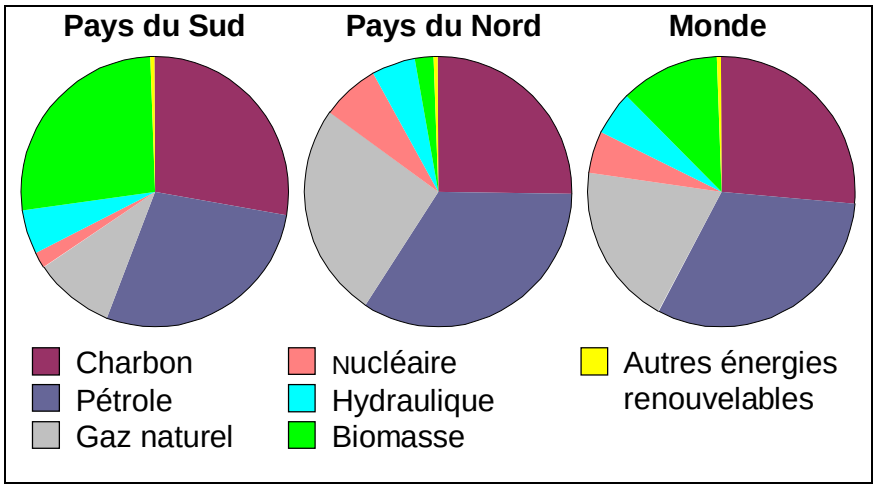
- Y aura-t-il assez de terres pour produire des bioénergies en substitution aux énergies fossiles et alimenter l'humanité ?
- Quelle politique participerait à une bonne gestion des sols, en terme d'allocation des surfaces fertiles et d'intensité d'exploitation, afin de préserver le potentiel alimentaire ?

Quelles surfaces pour produire des bioénergies et des aliments jusqu'en 2050 ?

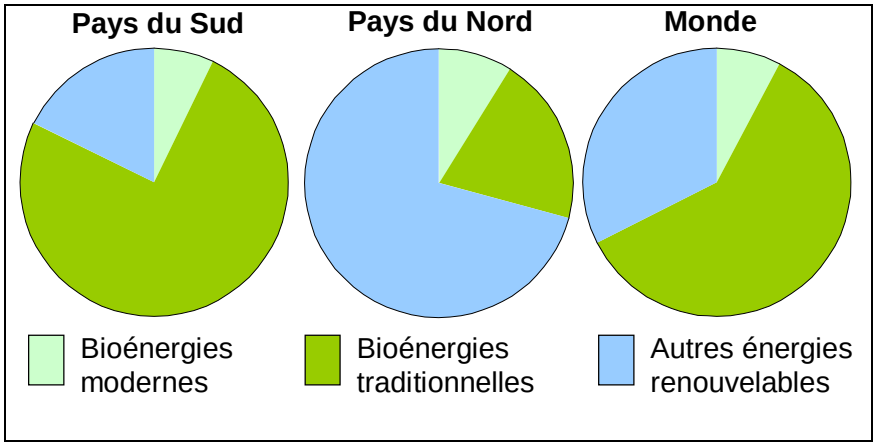
Les bioénergies aujourd'hui

On distingue deux grands types d'énergies issues de la biomasse : les bioénergies « traditionnelles » (bois de feu et charbon domestiques, déchets agricoles), utilisées surtout dans les pays en développement à petite échelle ; les bioénergies « modernes » utilisées à grande échelle en substitution aux énergies conventionnelles (déchets agricoles, biocarburants, biogaz). Les bioénergies traditionnelles étant peu commercialisées, leur évaluation est difficile. Voici les estimations du Conseil Mmondial de l'énergie (CME).

Encadré 1 – Approvisionnement en énergie primaire



Encadré 2 : Approvisionnement en énergies renouvelables



Les bioénergies et les besoins alimentaires de demain

Nous avons combiné et extrapolé les principaux modèles prospectifs énergétiques pour les grandes régions du monde jusqu'en 2050. Ces modèles nous ont d'abord fourni des scénarios d'évolution des consommations d'énergie

primaire et des énergies renouvelables (IIASA [1]), et des scénarios d'évolution de la part des bioénergies traditionnelles et modernes au sein des énergies renouvelables (CME). Ils reposent sur des hypothèses d'évolution de la démographie, la croissance économique, de l'efficacité énergétique, de l'intensité énergétique, et de la commercialisation des énergies. Nous avons sélectionné les trois scénarios suivants :

	Croissance économique	**Intensité énergétique**	**Energies renouvelables**	**Autres**
Scénario A3	Forte	Réduction significative	Part importante	
Scénario B	Moyenne	Faible		
Scénario C1	Moyenne	Fortement réduite	Politique écologique favorable	Rééquilibrage Nord/Sud

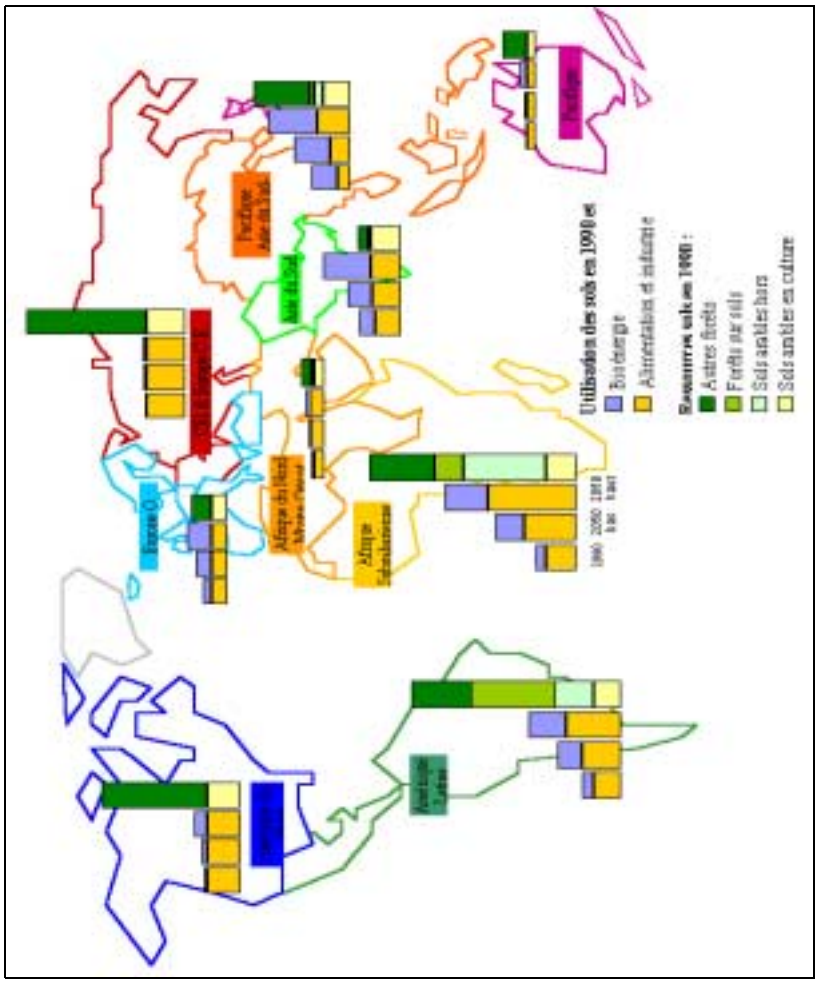
Ces scénarios énergétiques aboutissent à des évaluations haute et basse des sols nécessaires à la production de bioénergies. Nous avons associé ces derniers à des scénarios « haut » et « bas » des besoins en surfaces pour l'alimentation en 2050, élaborés à partir d'extrapolations des estimations de la FAO et de l'IPCC.

Les scénarios ainsi construits utilisent des extrapolations audacieuses, et ne sont donc pas les résultats de modélisations complètes. Ils ne constituent aucunement des prévisions de l'évolution probable jusqu'en 2050, ce qui serait très hasardeux. Mais ces scénarios nous permettent de tester la durabilité ou non des évolutions actuelles et anticipées en terme d'expansion des terres cultivées et de l'éventuelle nécessité de les infléchir aussi tôt que possible.

Le schéma suivant est la cartographie des besoins et des ressources actuels et futurs en sols. L'estimation des besoins est issue des scénarios décrits précédemment. Celle des ressources combinent des statistiques mondiales et des investigations de la FAO, concernant les ressources en terres arables dans une grande part des pays en développement (PED). L'interprétation des situations régionales, de déficit ou d'excédent en sols, doit être faite avec prudence, en raison du manque d'information et d'homogénéité des estimations rassemblées. Cette carte nous donne cependant des indicateurs de la gravité et de l'imminence des risques de concurrence d'usage des sols.

(1) International Institut of Applied System Analysis.

Les bioénergies et le risque de concurrence d'usage des sols à long terme



Le risque de raréfaction globale des ressources en terres arables est donc réel. La répartition mondiale de ce risque est très inégale : les terres arables seront rapidement déficitaires en Asie du Sud, Pacifique et Asie de l'Est, Afrique du Nord et Moyen-Orient ; elles seront excédentaires en Amérique latine, Afrique subsaharienne. Les terres arables présenteront à moyen terme un intérêt croissant à l'échelle internationale pour la production de bioénergie, mettant en péril la production alimentaire. Une telle concurrence d'usage pourrait aussi faire apparaître un commerce mondial des terres et des bioénergies, et accroître les tensions sur le commerce mondial alimentaire. Les politiques en faveur des

bioénergies devront participer à la gestion des sols et à la préservation du potentiel alimentaire. Il est donc nécessaire de connaître le rôle, la valeur, et la gestion des sols au niveau local, national et international.

Comment définir une valeur normative des sols ?

La théorie économique, et au-delà

Certaines théories économiques ont décrit les principes de formation du prix de la terre. Selon elles, l'offre de terres en économie marchande dépend du calcul économique des propriétaires, qui comparent la rentabilité de la location ou du faire valoir direct à la rentabilité du placement financier de la vente des terres. Si le propriétaire exploite lui-même ses terres, la rentabilité dépend du produit de la terre, sinon elle dépend du fermage. De nombreux autres facteurs influencent l'offre et la demande de terre et la formation du prix :

- la fertilité des terres ; les aménagements productifs (drainage, irrigation, bâtiments, etc.) ; le progrès technique ; la localisation (proximité des villes) ;
- les prix et les politiques agricoles ; le marché foncier (crédits, information, structures) ;
- le contexte monétaire et financier global (inflations, placements) ; la démographie (exode, « faim de terre ») ; l'urbanisation ; le tourisme ;
- le temps (influence du passé, anticipations ou retard d'adaptation des acteurs).

Mais la terre est souvent un patrimoine familial, dont la gestion dépend largement de facteurs non strictement économiques. L'analyse de la tenure foncière définie comme « les termes et les conditions suivant lesquels les ressources naturelles sont détenues et utilisées » (Bruce), nécessite des connaissances géographiques, historiques, sociologiques, agronomiques, politiques et économiques sur les régions étudiées. L'étude des systèmes fonciers, notamment au Sud, montre la variabilité de la valeur, des systèmes d'appropriation, de gestion et d'échange de la terre en fonction des contraintes environnementales, de la vocation des terres (vivrière ou de rente), de la cohésion sociale et familiale, de l'économie globale (agriculture d'exportation), de l'histoire (colonisations), des relations de pouvoir.

L'influence de cette tenure foncière sur les effets d'une politique en faveur des bioénergies a pu être clairement observée dans le cas du Brésil, où fut lancé dans les années 1980 un programme de soutien à la production d'alcool

carburant à partir de canne à sucre. Dans certaines régions du Brésil, cette politique a profité à une oligarchie de grands producteurs de canne à sucre, mettant en péril les petites exploitations vivrières familiales.

La valeur normative : un outil des politiques de gestion des sols

Signalons d'abord que contrairement aux autres énergies présentées dans le Club « Energie, prospective et débats », le sol est une ressource renouvelable. Il ne s'agit donc pas de gérer l'épuisement de cette ressource mais d'arbitrer entre des utilisations alternatives et potentiellement concurrentes de cette ressource. Ces utilisations alternatives, ici l'alimentation et l'énergie, sont aussi vitales l'une que l'autre et sont mutuellement indispensables. Nous savons cependant que le sol n'est renouvelable que dans des conditions d'exploitation durable, qui consiste à restituer au cours des cycles de production, les qualités de fertilité de ce sol, au lieu de quoi il peut s'épuiser de façon irréversible. A la suite de notre étude et des discussions menées au sein du Club nous conclurons sur les points suivants :

1 - L'évaluation des ressources en sols et de leur potentiel de production varie selon :

- les effets du progrès technique sur les rendements agricoles et énergétiques, qui accroissent au cours du temps le potentiel productif d'une même parcelle de terre ;
- le rythme d'épuisement des autres ressources indispensables à la production agricole, qui peut poser une limite à l'utilisation du facteur terre, même s'il est encore disponible (eau, produits fertilisant et phytosanitaires, main d'œuvre) ;
- la dégradation des terres actuellement cultivées (pollutions, salinisation, érosion), due à des techniques trop intensives ou inadaptées ou à des phénomènes climatiques régionaux (désertification). Ces phénomènes peuvent diminuer les ressources de façon irréversible ou entraîner des surcoûts de remise en exploitation (dépollution, restauration des sols).

Dans une vision optimiste, on peut penser que le progrès technique (OGM, intensification, biocarburants modernes, amélioration de l'efficacité énergétique) fera disparaître de lui-même le risque de concurrence d'usage des sols et qu'il est inutile dans ces conditions de se préoccuper aujourd'hui de préserver cette ressource en lui définissant une valeur. Cette attitude rejoint le cas des énergies fossiles, pour lesquelles on peut penser que des carburants de

substitution (non conventionnels) viendront repousser constamment l'épuisabilité de la ressource.

Concernant les progrès des rendements agricoles et énergétiques, leur appropriation, notamment par les pays en développement, semble beaucoup plus hasardeuse étant donné l'ensemble des entraves socio-économiques à la diffusion et l'adoption de ces nouvelles techniques dans les agricultures familiales. Il est donc difficile d'avoir la même confiance en la technologie dans le domaine agricole où les structures de production sont dispersées et très inégales, tandis que le domaine pétrolier montre une hyper concentration de la production, ainsi qu'une forte recherche de l'efficacité et de la compétitivité.

Ajoutons qu'il n'est pas non plus socialement souhaitable de rechercher à répandre rapidement le modèle d'agriculture occidental mécanisé, intensif en intrants et extensif en travail. Ce modèle mettrait en péril le rôle de l'agriculture dans l'emploi, la fixation des populations rurales et l'entretien des terres. Dans une perspective environnementale, l'intérêt d'une telle intensification est aussi discutable étant donné le bilan carbone fortement positif des cultures intensives (l'émission de carbone par le sol et la plante dépasse largement la fixation par la plante), leur faible participation au stockage de carbone dans les sols et le coût énergétique de fabrication des intrants.

2 - La fixation d'une valeur au sol se heurte à plusieurs problèmes majeurs, qui différencie le sol des autres ressources étudiées dans le cadre du Club.

D'abord le sol ne faisant pas partout l'objet d'un commerce chiffrable en valeur et en quantité, il n'a pas la même fluidité de circulation que les autres ressources énergétiques. Ce commerce, quant il existe fait rarement l'objet de transactions internationales. Cela constitue des obstacles à la fois à une évaluation régionale de la valeur du sol, et d'autant plus à une valeur internationale.

Le prix du sol ne constituant pas une base d'étude de la valeur et ni d'anticipation des effets d'une augmentation de cette valeur, on doit se reposer sur des évaluations indirectes, comme les bénéfices de l'exploitation de cette ressource. Là se pose encore un autre obstacle : contrairement aux autres ressources énergétiques étudiées, le sol n'est pas exclusivement utilisé pour la production d'énergie mais il entre en concurrence avec de multiples autres utilisations, dont les valeurs ne sont représentatives que dans un contexte local et non pas dans des comparaisons internationales.

On ne peut pas donner en effet une valeur aux cultures vivrières produites par de petits agriculteurs seulement sur la base de leur prix d'achat ou de leur coût de production. La comparaison internationale des coûts de production conduirait à des absurdités quant à la notion de valeur.

Mais comment prendre en compte la valeur « morale » que l'on donne à la sécurité alimentaire des populations ? De même, quelle valeur relative donne un pays à la satisfaction de ses besoins énergétiques et à son indépendance d'approvisionnement ? Comme dans le cas de la valeur carbone et des dommages dus à l'effet de serre, il devient donc ici très subjectif et discutable d'évaluer les bienfaits (les contreparties) du choix d'exploiter les terres en cultures alimentaires ou énergétiques.

Ajoutons que d'autres concurrences entrent en jeu comme l'exploitation des forêts pour le bois de construction, l'utilisation des sols pour l'urbanisation, l'industrie, les infrastructure, les loisirs, le patrimoine naturel.

La seule façon d'évaluer la valeur du sol sans faire intervenir des valeurs subjectives et pour parvenir à une certaine unanimité et comparabilité internationale, est donc d'évaluer les coûts de politiques énergétiques et alimentaires qui n'aggravent pas, voire qui allègent la relation de concurrence entre les cultures alimentaires et les cultures énergétiques.

Il s'agit alors de choisir le meilleur équilibre entre le coût d'une politique donnée et sa contribution à atteindre ces deux objectifs.

Donnons comme exemple de politiques : la restauration progressive de terres dégradées à l'aide de cultures énergétiques durables ; l'utilisation des déchets de l'agriculture et de l'élevage pour la production d'énergie ; la pratique de cultures associées et d'agro-foresterie ; l'implantation des cultures énergétiques chez les producteurs de cultures vivrières afin leur faire profiter des gains et d'engager une synergie de développement de ces cultures ; la préférence de cultures ayant à la fois des débouchées énergétiques et alimentaires et de préférence pour des utilisations intérieures, voir domestiques.

3 - Concernant notre méthode d'estimation de la concurrence future entre alimentation et bioénergie, il faut aussi préciser que les prospectives de la FAO pour l'alimentation se fondent sur l'observation de l'évolution actuelle de l'expansion des terres agricoles, de la croissance démographique et économique, du développement du commerce et de l'état probable de la demande solvable future.

Cette prospective n'estime pas les sols nécessaires à nourrir toute la planète, autrement dit, elle ne garantit pas la sécurité alimentaire pour tous. L'expansion des terres dépendra aussi des objectifs régionaux d'indépendance alimentaire et du développement du commerce alimentaire.

Notons que la sécurité alimentaire n'est atteinte pour la population d'une région que lorsque le bilan des disponibilités alimentaires est supérieur aux besoins, étant donné l'ampleur des pertes et l'inégalité de la répartition sociale des aliments. De même, pour atteindre son indépendance alimentaire, une région doit disposer d'un surplus de terres agricoles par rapport à ses besoins, afin de garantir une certaine marge de sécurité face aux aléas de la production ou du commerce. L'estimation des surfaces nécessaires à assurer la sécurité alimentaire n'est donc pas strictement définie.

4 - Pour finir, la question vitale de l'usage durable et équitable des sols fait déjà l'objet de débats et d'accords internationaux. L'impact d'un accroissement de la demande de terre pour la production de bioénergie semble de plus en plus pris au sérieux pour les décennies avenirs (séminaire prévu des économistes agricoles européens en 2000 à Wageningen).

Il nous paraît discutable et difficile de tenter de définir une valeur normative qui fasse l'unanimité internationale et puisse constituer la base de négociations internationales. Cependant, l'idée de prendre des mesures de précaution dans le but de préserver le patrimoine alimentaire nous semble pertinente, étant donnée l'incertitude qui règne sur les évolutions et les tensions à venir.

Les moyens de gérer les sols de façon à éviter des situations de concurrence ou à encourager des synergies entre les productions alimentaire et bioénergétique sont à étudier localement. L'évaluation du coût de ces politiques constituerait la valeur consentie pour améliorer l'indépendance énergétique tout en préservant la sécurité alimentaire.

Ces dernières décennies, le développement des systèmes énergétiques a fait apparaître des menaces globales sur les ressources naturelles. Le Commissariat général du Plan dans son rapport « Energie 2010-2020 » a relevé quatre risques majeurs à moyens ou long terme :

- la raréfaction voire l'épuisement des sources d'énergie fossile (pétrole, gaz naturel, charbon) et fissile ;
- le risque climatique dû à l'effet de serre ;

- les risques du développement de l'industrie nucléaire énergétique civile (accidents, prolifération, stockage des déchets ultimes) ;
- les risques d'une dégradation et d'une concurrence d'usage des sols liés à la production d'énergie de la biomasse.

Le quatrième risque n'a pas encore été considéré comme très préoccupant à moyen terme lors des différentes négociations internationales sur l'environnement. Nous tenterons de montrer ici pourquoi il devrait constituer une contrainte majeure à plus long terme. Le développement des énergies de la biomasse peut aggraver les risques de tension sur l'utilisation des ressources en sols pour deux raisons :

- l'extension de cultures énergétiques sur des sols fertiles limite les surfaces destinées à l'alimentation ;
- les cultures énergétiques, si elles sont cultivées et exploitées de façon intensive, risquent de dégrader irréversiblement les sols (érosion, pollution par les intrants, perte de biodiversité).

La concurrence d'usage des sols dépend de nombreux facteurs agissant à l'échelle locale, régionale ou mondiale :

- des facteurs géographiques et humains (taux de croissance démographique, densité des populations urbaines et rurales) ;
- des facteurs environnementaux (climat, fertilité des sols, hydrographie) ;
- des facteurs économiques et politiques (développement de l'économie globale) ;
- de l'organisation des secteurs agricole, alimentaire et énergétique, des échanges commerciaux.

Les politiques énergétiques cherchent aujourd'hui à préserver les ressources en énergies fossile et fissile, et à limiter l'effet de serre comme la prolifération des déchets nucléaires. Demain, elles devront aussi gérer la répartition des ressources en sols et leur intensité d'exploitation pour la production d'énergie de la biomasse. Cette étude, menée au sein du « Groupe de réflexion sur les valeurs normatives des risques énergétiques » pour le Commissariat général du Plan, tente d'éclaircir les questions suivantes :

« Y aura-t-il assez de terres pour tout à la fois produire des quantités significatives de biomasses substituables à des produits d'origine fossile et satisfaire les besoins de base de l'humanité en aliments ? » [1].

Quelle politique préventive permettrait de gérer l'allocation des ressources en sols, en terme de surface et de fertilité, afin de préserver les ressources alimentaires de populations en forte croissance ?

2. Y aura-t-il suffisamment de sols agricoles pour produire des bioénergies et des aliments en 2020 et 2050 ?

Cette première étape de notre étude consiste à évaluer les risques, actuels et à long terme, d'une concurrence d'usage des ressources en sols agricoles liée à l'expansion des cultures énergétiques. Nous présenterons d'abord les types d'énergies de la biomasse, leur part actuelle dans la consommation énergétique des grandes régions du monde ainsi que quelques scénarios prospectifs concernant leur développement. Nous présenterons ensuite les prospectives concernant l'expansion des sols pour la production de denrées alimentaires en 2010. Nous tenterons alors d'extrapoler ces tendances d'évolution pour l'horizon 2020 et 2050.

La comparaison de ces prospectives dans le secteur énergétique et alimentaire nous donnera une première idée des risques de pénurie de sols et de concurrence entre leurs usages, dans les grandes régions du monde.

2.1 Les énergies issues de la biomasse

De multiples formes de bioénergies

Les énergies issues de la biomasse font partie des sources d'énergies dites « renouvelables ». Les énergies renouvelables concernent un grand nombre de technologies et peuvent être divisées en deux catégories.

(1) Riedacker (A.), « Les contraintes spatiales et environnementales relatives aux productions de biomasses », in « Energie 2010-2020 » – rapport final de l'Atelier « Les défis du long terme », sous la présidence de Benjamin Dessus, Commissariat général du Plan, octobre 1997, p.297-310.

Les énergies renouvelables « traditionnelles » regroupent le bois de feu et les grandes infrastructures hydrauliques. Elles utilisent des technologies déjà anciennement développées.

Les énergies « nouvelles » renouvelables regroupent les bioénergies « modernes », le solaire, l'éolien, la géothermie, la « petite » hydraulique, et l'énergie marémotrice. Toutes utilisent des technologies modernes (les énergies au stade expérimental sont exclues de notre évaluation).
Les bioénergies sont dites renouvelables parce qu'elles utilisent le processus biologique de synthèse de biomasse à partir de l'énergie solaire. Ce caractère renouvelable dépend cependant aussi des conditions d'utilisation des ressources en sols et en eau.

Les énergies de la biomasse peuvent être commercialisées ou non, ou encore utiliser des circuits commerciaux « informels ». Il est par conséquent parfois difficile d'estimer leurs consommations respectives, notamment dans le cas du bois de feu ou des résidus des cultures dans les pays en développement. Les politiques énergétiques nationales et internationales [1] cherchent actuellement à développer cette source d'énergie, notamment parce qu'elle permet de recycler le carbone atmosphérique et de freiner l'effet de serre, et que l'accès à cette ressource peut être plus facile aux populations en développement. Donnons quelques ordres de grandeur concernant les bioénergies.

Les grands flux de biomasse

Selon le Conseil mondial de l'énergie : le flux terrestre de biomasse représente un contenu énergétique d'environ 71 Gtep/an. Sur ce total, les prélèvements humains actuels pour l'alimentation sont de l'ordre de 2,1 Gtep. Les prélèvements pour les matériaux (bois, papier) sont d'environ 0,4 Gtep et pour la biomasse-énergie d'environ 1,3 Gtep (dont plus de 1,1 Gtep dans les pays en développement, principalement sous forme de bois de feu).

Au total, l'homme prélève l'équivalent de 3,8 Gtep sur les 71 Gtep de production annuelle de biomasse, soit moins de 6 %.

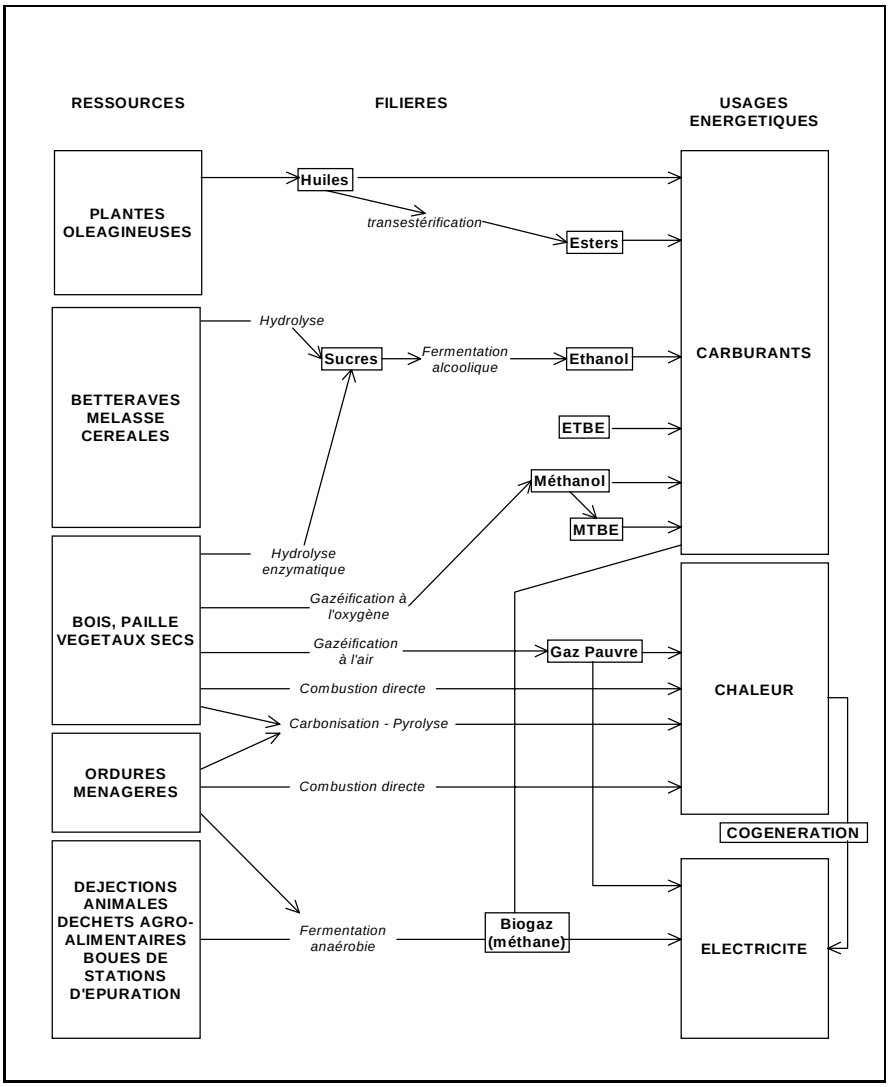
Dans les scénarios les plus volontaristes d'utilisation à grande échelle de la biomasse à long terme pour les besoins énergétiques, tel le scénario de la Conférence des Nations Unies de Rio pour l'environnement et le développement présenté en 1992 pour l'horizon 2050, l'objectif de la contribution énergétique de la biomasse est de 4,9 Gtep,

(1) Reddy (A.), Williams (R.), Hohansson (T.), « L'énergie après Rio et défi », PNUD - International Energy Initiative - Energy 21 - Stockholm Environment Institute - Commission des Nations Unies pour le développement durable.

soit moins de 7 % de la production annuelle de biomasse continentale. En supposant un triplement des prélèvements pour la nourriture et un quadruplement de ceux pour les matériaux sur la même période, les prélèvements humains sur la production de biomasse continentale seraient alors de 12,8 Gtep, soit 18 % de la ressource annuelle disponible.

Les technologies traditionnelles et modernes de transformation de la biomasse en énergie finale sont très variées. Le schéma qui suit résume les différentes voies d'utilisation de l'énergie contenue dans la biomasse :

Valorisation énergétique de la biomasse *(source ADEME)*



De même que pour l'ensemble des énergies renouvelables, le CME distingue différents types de bioénergies en fonction de l'efficacité des techniques de valorisation énergétique utilisées :

Les bioénergies « traditionnelles » concernent surtout les pays en développement (PED), et regroupent à peu près tous les usages à petite échelle.

Elles transitent souvent hors des circuits de classiques commercialisation. Il s'agit :

- du bois de feu et du charbon de bois pour les usages domestiques ;
- des déchets de l'agriculture et autres déchets végétaux ;
- des déchets animaux.

Les bioénergies « modernes » concernent les utilisations à grande échelle dont l'objectif est de se substituer aux énergie conventionnelles (principalement les énergies fossiles solides, liquides ou gazeuses). Ce sont des énergies commercialisées. Il s'agit :

- des résidus de l'agriculture et de la sylviculture en utilisations industrielles ;
- des énergies issues des déchets urbains ;
- des biocarburants liquides (éthanol, ETBE) et du biogaz issus de la transformation des plantations spécifiquement énergétiques.

La participation actuelle des bioénergies à la consommation énergétique dans les grandes régions du monde

Les estimations des quantités et de la nature des biomasses utilisées à travers le monde sont peu fiables pour plusieurs raisons :

- les statistiques sur les récoltes de bois ou de résidus des cultures sont incomplètes ou inexistantes, d'autant plus qu'une grande part des bioénergies est non commerciale et se localise dans les PED ;
- les quantités produites et utilisées pour l'énergie subissent à la fois les variations saisonnières et locales, mais aussi les interactions complexes avec les autres secteurs (agriculture, forêt, production de déchet) ;
- selon les sources d'information, les méthodes d'évaluation de la production et de la consommation des bioénergies varient, ce qui rend leur comparaison délicate. Le problème est le même pour l'évaluation des réserves de biomasse disponibles.

Le Conseil mondial de l'énergie (CME) constitue une référence en matière d'estimations et d'analyses dans le secteur énergétique. Il évalue ainsi les sources d'énergie primaire.

Tableau 1
Structure des approvisionnements en énergie primaire en 1990 (%)

	Combustibles fossiles			Energie nucléaire	Energies renouvelables			Total (Mtep*)
	Charbon	Pétrole	Gaz naturel		Hydraulique	Traditionnelles	Nouvelles	
Amérique du Nord	24	37	23	7	6	2	2	2 158
Amérique latine	4	38	14	1	14	22	9	578
Europe occidentale	23	39	17	12	7	1	1	1 462
Europe centrale et orientale	53	17	22	4	2	1	1	293
CEI	25	26	39	3	3	2	1	1 446
Moyen-Orient et Afrique du Nord	2	53	37	0	2	7	0	318
Afrique subsaharienne	25	14	1	0	3	53	2	267
Pacifique	40	26	6	3	4	19	2	1 843
dont ACP	61	11	1	0	3	23	1	949
Asie du Sud	28	13	6	0	4	46	2	446
Monde	**26**	**31**	**19**	**5**	**5**	**11**	**2**	**8 811**

Source : CME, « Energie pour le monde de demain » (annuaire de statistiques énergétiques ONU, CME), 1993
***** million de tonnes équivalent pétrole

Toujours selon le CME, les parts des bioénergies modernes et traditionnelles dans les énergies renouvelables, par région, sont les suivantes :

Tableau 2
Contribution des bioénergies dans l'offre d'énergie (en %) - 1990

	Bioénergies modernes	**Bioénergies traditionnelles**	**Bioénergies totales**
	(en % des énergies renouvelables)		(en % de l'énergie primaire)
Amérique du Nord	10	19	2,6
Amérique latine	18	49	29,6
Europe occidentale	7	14	2,1
Europe centrale et orientale, CEI	10	30	2,3
Moyen-Orient et Afrique du Nord	0	78	6,6
Afrique subsaharienne	3	90	54,7
Pacifique et Chine	5	77	20,3
Asie du Sud	3	87	47,5
Total Monde	**8**	**60**	11,9

Sources : WEC « New renewable energy resources, a guide to the future », Kogan Page Ltd, 1994 – CME « Energie pour le monde de demain », 1993

Les bioénergies dans les scénarios prospectifs de long terme

Présentons maintenant les principaux scénarios prospectifs énergétiques. Les hypothèses de construction et de calcul de ces scénarios sont autant de facteurs déterminants dans l'expansion des énergies de la biomasse. Les résultats prospectifs de ces scénarios définissent un intervalle où se situera probablement la production future de bioénergies. Les ressources en sol nécessaires à cette production dépendront notamment de l'évolution des rendements des cultures. Les scénarios retenus sont ceux du CME [1] préparés par l'Institut international d'analyse appliquée des systèmes (IIASA), et du CNRS.

Les scénarios de l'IIASA et du CME

Selon Pierre Radanne [2], la prospective élaborée par l'IIASA pour le CME en 1995 est très classique dans sa construction méthodologique de type « top-down ». Elle repose sur :

(1) Conseil mondial de l'énergie ou World Energy Council (WEC)
(2) Radanne (P.), « La demande d'énergie en 2050 », in « Energie 2010-2020 », rapport final de l'Atelier « Les défis du long terme », dir. Benjamin Dessus, Commissariat général du Plan, octobre 1997, p.183-243.

- une décomposition des bilans par source d'énergie et l'intégration des énergies non commerciales (bois, énergies renouvelables) ;
- une analyse de la consommation d'énergie constatée dans la période passée par secteur ;
- une analyse des croissances passées du PIB et de la consommation d'énergie, d'où est tiré un taux d'élasticité ;
- une analyse, à partir de ce taux d'élasticité, pour déterminer l'évolution de l'amélioration de l'efficacité de l'usage de l'énergie ;
- une analyse de la croissance démographique attendue par grande région du monde (commune à tous les scénarios) ;
- une analyse de la croissance de l'activité économique par grande région du monde et par secteur (valeurs ajoutées exprimées en parité de pouvoir d'achat et en parité de taux de change).

L'IIASA définit six scénarios pour les horizons 2020 et 2050, qui décrivent différentes évolutions socio-économiques et politiques, au niveau mondial et régional.

- Les scénarios de type A, à forte croissance économique, font l'hypothèse d'une réduction significative de l'intensité énergétique. Les variantes A1, A2 et A3 diffèrent par les parts de marché de chaque source d'énergie.
- Le scénario B, à croissance moyenne, représente le cas d'une faible réduction de l'intensité énergétique.
- Les scénarios de type C supposent l'application d'une politique de priorité écologique. La croissance moyenne est identique au scénario B, l'intensité énergétique est fortement réduite et on assiste à un rééquilibrage Nord/Sud. Les variantes C1 et C2 diffèrent par les parts de marché des sources d'énergies.

Nous retiendrons ici les scénarios A3, B et C1 car ils forment un intervalle où pourraient se situer à long terme les approvisionnements en énergies renouvelables. Le scénario B correspond au minimum de cet intervalle, A3 au maximum, et C1 est le scénario en faveur des bioénergies. Les parts ainsi prévues des énergies renouvelables par région du monde sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 3 – Part des énergies renouvelables* dans l'énergie primaire (%) selon les scénarios A3, B, C1 de l'IIASA

	1990	2020			2050		
		A3	B	C1	A3	B	C1
Amérique du Nord	10	16	10	15	22	11	33
Europe occidentale	10	15	8	12	27	17	33
Europe centrale et orientale	6	9	5	6	23	11	26
CEI	6	13	8	8	14	9	15
OCDE Pacifique	7	15	13	15	39	31	48
Pays industrialisés	***9 %***	***15 %***	***9 %***	***12 %***	***22 %***	***14 %***	***29 %***
Amérique latine	43	34	25	37	47	34	47
Moyen-Orient et Afrique du Nord	8	6	7	6	6	5	9
Afrique subsaharienne	54	57	44	38	49	40	51
Etats d'Asie à planification centrale et Chine	26	20	18	20	29	25	48
Autres Asie et Pacifique	39	33	25	34	40	35	52
Asie du Sud	52	43	40	44	50	32	58
Pays en développement	***36 %***	***29 %***	***25 %***	***29 %***	***36 %***	***28 %***	***45 %***
Total Monde	**18**	**22**	**17**	**21**	**30**	**22**	**40**

Source : WEC, IIASA, « 1955 Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond »
** comprend les bioénergies, les déchets, la géothermie, l'hydraulique et le solaire*

Dans une autre étude, le CME envisage des scénarios d'évolution de la composition des énergies renouvelables, notamment de la part des bioénergies nouvelles et traditionnelles [1]. Le CME propose deux cas de figures pour l'horizon 2020 :

- un scénario « tendanciel » (CP) [2] qui poursuit la politique énergétique de 1990 ;
- un scénario « écologique » (ED) [3] qui soutient les objectifs écologiques.

(1) WEC, « New Renewable Energy Resources, a Guide to the Futur »e, Kogan Page Ltd, 1994.
(2) CP : Current Policy.
(3) ED : Ecologically Driven.

Tableau 4 – la part des bioénergie dans l'offre d'énergie renouvelable (%) selon scénarios « tendanciel » et « écologique » du CME pour 2020

	2020 – « Tendanciel »			**2020 – « Ecologique »**		
	Bioénergies modernes	**Bioénergies tradition-nelles**	**Energies renouve-lables**	**Bioénergies modernes**	**Bioénergies tradition-nelles**	**Energies renouve-lables**
	% des énergies renouvelables		% de l'énergie primaire	% des énergies renouvelables		% de l'énergie primaire
Amérique du Nord	20	16	10	25	13	15
Europe occidentale	15	12	9	19	8	12
Europe centrale et orientale et CEI	18	28	8	51	39	36
Pacifique OCDE	25	6	13	25	62	6
Pays industrialisés	***16***	***16***	***9***	***25***	***62***	***6***
Amérique latine	25	62	25	24	17	8
Moyen-Orient et Afrique du Nord	0	69	7	25	62	6
Afrique subsaharienne	4	102	44	19	95	38
Pacifique & Asie du Sud-Est	7	67	20	18	54	24
Asie du Sud	5	77	40	20	59	44
Pays en développement	*8*	*74*	*25*	*24*	*58*	*28*
Monde	**11**	**58**	**17**	**24**	**45**	**21**

WEC « New Renewable Energy Resources, a Guide to the Future », Kogan Page Ltd, 1994
CME « Energie pour le monde de demain », 1993

Le scénario « écologique » correspond à un plus fort développement des bioénergies modernes et à une réduction des bioénergies traditionnelles, tandis que le scénario « tendanciel » poursuit les évolutions actuelles. Si nous croisons les scénarios de l'IIASA, concernant les énergies renouvelables et l'énergie primaire, avec les scénarios du CME, concernant la part des bioénergies dans les énergies renouvelables, et si nous supposons ensuite un rendement moyen de **3 tep/ha** [1] pour les pays industrialisés et de **2 tep/ha** [2] pour les pays en développement, les besoins en sols seraient alors les suivants :

(1) Dessus (B.) et al., « Energie 2010-2020 » : rapport final de l'Atelier « Les défis du long terme », Commissariat général du Plan, 1997.
(2) Source CME.

Tableau 5
scénarios des besoins en surfaces pour les bioénergies (10^6ha)

	1990	2020			2050		
		A3	B	C1	A3	B	C1
Amérique du Nord	19	59	34	35	98	44	51
Europe occidentale	57	114	84	51	176	113	172
Europe centrale et orientale et CEI	9	26	15	16	32	17	20
OCDE Pacifique	13	45	20	40	58	23	24
Pays industrialisés	***85***	***199***	***132***	***102***	***305***	***173***	***243***
Amérique latine	85	171	125	77	263	169	258
Moyen-Orient et Afrique du Nord	11	19	19	19	33	24	15
Afrique subsaharienne	73	208	155	144	302	202	190
Pacifique et Asie du S.-E.	183	318	228	236	346	248	278
Asie du Sud	108	175	155	156	336	177	227
Pays en développement	***459***	***890***	***683***	***632***	***1 280***	***820***	***969***
Monde	**544**	**1 090**	**815**	**734**	**1 585**	**994**	**1 211**

Sources : nos calculs à partir de projections des scénarios de l'IIASA et du CME

Le scénario A3, basé sur une forte croissance économique et sur l'absence d'une politique de prévention de la raréfaction des énergies fossiles et du changement climatique, se traduit par une augmentation non maîtrisée de la demande de sols pour la production de bioénergie.

Ces résultats cachent cependant de nombreuses incertitudes et disparités dues aux différences régionales des rendements et des évolutions techniques. Les risques de concurrence d'usage des sols seront donc extrêmement variables régionalement et localement. Le CME estime le rendement moyen en biomasse en Afrique du Nord et au Moyen-Orient à 2 t/ha/an tandis que celui des autres régions en développement serait selon lui de 5t/ha/an. De telles hypothèses sur les rendements accentuent le risque de concurrence d'usage des sols, particulièrement si les régions à faible rendement doivent produire elles-mêmes cette énergie.

Nos scénarios supposent une stagnation des rendements énergétiques des sols à l'horizon 2050 (issus de la combinaison de rendements en biomasse et de la conversion énergétique). L'estimation des évolutions régionales de ces

rendements nécessiterait des recherches approfondies qui dépassent les capacités de notre étude.

Le scénario NOE (nouvelles options énergétiques) du CNRS

Ce scénario construit par le CNRS propose un développement par « la sobriété énergétique », tenant compte des risques liés à l'effet de serre mais aussi à la prolifération des déchets nucléaires. Il est à rapprocher du scénario C1 de l'IIASA. Il consiste donc :

- à limiter les émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- à arrêter toute production d'énergie nucléaire fissile au plus tard en 2100.

Ces objectifs imposent de maîtriser l'évolution de la demande (grâce par exemple à une amélioration de l'efficacité énergétique) et de recourir aux énergies renouvelables, dont le commerce international est rendu possible. Le scénario NOE repose sur les mêmes hypothèses de croissance démographique que l'IIASA et affiche une croissance mondiale comparable à celle des scénarios B et C de l'IIASA. Cependant NOE choisit de rééquilibrer cette croissance au profit des pays en développement ou en transition. Le scénario NOE donne la contribution suivante des énergies de la biomasse (y compris déchets) dans l'approvisionnement en énergie primaire :

Tableau 6 – La part des bioénergies et des déchets dans l'énergie primaire (en %) selon le scénario NOE du CNRS

	1985	**NOE 2020**	**NOE 2060**	**NOE 2100**
Amérique du Nord	3	5	12	29
Europe	1	6	17	28
Japon, Australie, Nouvelle-Zélande	1	2	10	14
CEI, Europe centrale	1	3	16	29
Amérique latine	20	35	39	40
Afrique du Nord, Moyen-Orient	1	1	3	7
Afrique	73	50	44	39
Inde	33	15	13	20
Chine	9	10	14	16
Asie, Océanie	32	28	26	33
Total Monde	**7**	**13**	**21**	**27**

Source : B. Dessus, F. Pharabod, « Jérémie et NOE : deux scénarios énergétiques mondiaux à long terme », in « Revue de l'Energie » n° 421, 1990

Avec un rendement énergétique de 3 tep/ha, les ressources en sols nécessaires mondialement à la production annuelle d'énergie de la biomasse sont les suivantes :

Tableau 7 : Les besoins en sols pour les bioénergies (10^6 ha) selon le scénario NOE du CNRS

	1985	NOE 2020	NOE 2060	NOE 2100
Amérique du Nord	17	27	37	67
Europe	6	22	40	57
Japon, Australie, Nouvelle-Zélande	2	3	13	17
CEI, Europe centrale	8	18	60	93
Amérique latine	31	117	183	200
Afrique du Nord, Moyen-Orient	1	2	10	27
Afrique subsaharienne	42	83	160	200
Inde	25	28	50	100
Chine	19	43	83	100
Asie, Océanie	40	110	163	207
Total Monde	**190**	**453**	**800**	**1 067**

Les prévisions plus modestes de besoins en sols sont notamment dues à l'utilisation d'un rendement moyen mondial des sols de 3 tep/ha/an.

2.2 Les besoins futurs en sols pour la production agricole

Dans ce chapitre nous tenterons d'évaluer les besoins futurs en sols pour la production de denrées alimentaires. Nous pourrons ainsi déceler des pénuries de sols dans certaines régions du monde. Nous reprendrons ici les résultats d'un modèle de la FAO « Agriculture : horizon 2010 » [1] concernant l'évolution probable des réserves de terres cultivables, de l'utilisation des terres et des rendements par région du monde. Nous tenterons d'extrapoler ces résultats pour des prospectives à plus long terme. Nous envisagerons ensuite un scénario de plus forte expansion des terres pour l'alimentation, en reprenant les hypothèses de l'IPCC.

Les grandes tendances agricoles pour 2010

Dans les ***pays développés***, un ralentissement de la croissance agricole est attendu à l'horizon 2010 pour plusieurs raisons :

(1) Alexandratos (N.), « Agriculture mondiale Horizon 2010 », FAO, 1995.

- la faible croissance de la population, et la satisfaction quasi totale des besoins alimentaires ;
- l'épuisement des débouchés à l'exportation vers les pays en développement en raison de leur faible solvabilité, de même pour les pays en transition ;
- l'instauration des accords du GATT limitant l'aide à l'exportation ou à la substitution des produits d'importation.

Les pays développés exportateurs de produits agricoles ont fait face à une augmentation des surplus agricoles importants ainsi qu'à des nuisances environnementales croissantes dues à des cultures trop intensives. Les politiques mises en place visent :

- à retirer de la production alimentaire une certaine part des terres (par l'obligation et l'incitation à la mise en jachères et par l'extension de plantations forestières) ;
- à diminuer le soutien aux prix agricoles afin de freiner la surproduction ;
- à soutenir les cultures industrielles (dont la bioénergie).

On n'assiste donc pas pour l'instant à une pénurie de sols pour la production agricole, même si pour certains de ces pays, la surface agricole utile a quasiment atteint son maximum.

Concernant les ***pays en développement (PED),*** étant donnée la progression du niveau de satisfaction des besoins de certaines populations et le ralentissement relatif de la croissance démographique, la croissance agricole devrait également subir une baisse à l'horizon 2010. L'Est asiatique, le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord suivent cette évolution. Pour ces deux dernières zones, le ralentissement de la croissance et des échanges commerciaux constitue aussi une contrainte à la croissance agricole. Ces deux régions ont les plus forts taux de croissance de la demande, malgré une baisse relative de leurs niveaux. En Asie du Sud et en Amérique latine, les taux de croissance de la demande alimentaire par habitant et de la production sont stables et occupent une position intermédiaire. L'Afrique subsaharienne est la seule région qui verrait une amélioration de ces taux par rapport au passé, ou plus exactement un arrêt de leurs chutes.

Extrapolation à long terme des besoins en sols pour l'alimentation

Considérant ici les besoins des PED, pour lesquels une expansion des terres cultivées est envisageable, et où la concurrence d'usage des sols risque d'être une contrainte majeure du siècle prochain, nous reprendrons les prospectives de

la FAO pour 2010. Notons que la Chine n'est pas comprise dans cette étude, que ce soit pour l'estimation des réserves de sols aptes aux cultures ou pour celle de l'expansion des terres cultivées. La FAO base ses prospectives d'expansion des terres agricoles non pas sur les tendances statistiques (étant donné leurs faiblesses) mais sur un modèle ayant à la fois une base économétrique solide et utilisant des avis d'experts. Le World Food Model (WFM) se base sur des informations concernant :

- le développement économique, social et démographique de ces régions, ainsi que l'impact du commerce alimentaire international (décrit précédemment) ;
- des estimations de 1989/1990 sur l'utilisation des terres (surfaces en production, intensité, surfaces récoltées suivant les types de terres et la présence de systèmes d'irrigation) ;
- des prospectives concernant la production de chaque culture ;
- des prévisions sur les augmentations de rendement des cultures selon les catégories de terres ;
- des estimations de l'expansion future des terres irriguées et de l'intensification des cultures (surface annuellement récoltée) ;
- un bilan des terres, défini comme la surface de terres à potentiel agricole mais non utilisée pour l'agriculture.

Faute de disposer de prospectives aussi complètes au-delà de 2010, nous avons choisi d'extrapoler, jusqu'à 2020 et 2050, les taux d'expansion qui résultent du WFM de la FAO. Notons que si ce scénario d'expansion de la demande solvable mondiale est pessimiste à moyen terme, il convient bien à une extrapolation de long terme car il correspond à une stabilisation de la croissance démographique et de la demande alimentaire. Notons aussi que, comme dans le secteur énergétique, les scénarios prospectifs que nous présentons ici n'envisagent pas les effets de « sauts » technologiques (effets des cultures transgéniques sur les rendements). Le résultat de notre extrapolation de l'expansion des terres cultivées pour l'alimentation est le suivant pour les pays en développement :

Tableau 8 – Scénario « bas » de l'expansion des terres alimentaires

	Croissance annuelle estimée FAO	Etendue des terres alimentaires (10^6 ha)			
	1990-2010	**1990**	**2010**	**2020**	**2050**
Amérique latine et Caraïbes	0,6 %	189	213	226	271
Moyen-Orient, Afrique du Nord	0,2 %	77	80	82	87
Afrique subsaharienne	0,9 %	212	254	277	363
Pacifique et Asie du Sud-Est*	0,8 %	88	103	112	142
Asie du Sud	0,1 %	190	194	196	202
Total PED	**0,6 %**	**567**	**639**	**678**	**812**

Source : nos calculs à partir des résultats du WFM de la FAO pour 2010
** Chine exclue*

Fautes d'estimations pour les pays développés, nous ferons l'hypothèse par la suite d'une stagnation de leurs surfaces en cultures principalement alimentaires.

Nous avons envisagé un deuxième scénario d'expansion des terres pour l'alimentation, en utilisant les objectifs de l'IPCC [1], qui supposent que le taux d'expansion des terres alimentaires jusqu'en 2010 pour les PED est le double de celui estimé par la FAO. Nous avons poursuivi ce scénario jusqu'en 2050. Ce scénario peut représenter diverses évolutions possibles : une forte croissance agricole et un règlement plus rapide des déficits alimentaires des PED, une difficulté à intensifier les cultures ou le résultat de dégradations irréversibles des sols à cause de pratiques agricoles non durables ou de changements climatiques. Les résultats pour les PED sont les suivants :

(1) International Panel on Climate Change.

Tableau 9 : Scénario « haut » de l'expansion des terres alimentaires

	Croissance annuelle estimée par l'IPCC	Etendue des terres alimentaires (10^6 ha)			
	1990-2010	**1990**	**2010**	**2020**	**2050**
Amérique latine et Caraïbes	1,2 %	189	240	270	387
Moyen-Orient, Afrique du Nord	0,4 %	77	83	87	98
Afrique subsaharienne	1,8 %	212	303	362	618
Pacifique et Asie du Sud-Est*	1,6 %	88	121	142	228
Asie du Sud	0,2 %	190	198	202	214
Total PED	1,2 %	567	720	811	1 160

2.3 Les régions excédentaires ou déficitaires par rapport à leurs besoins en sols alimentaires et énergétiques

Nous allons confronter maintenant les demandes en sols pour l'alimentation et l'énergie avec l'état actuel des ressources en sols.

Du côté des **ressources actuelles en sols**, nous nous basons sur les statistiques de la FAO et sur les résultats de ses investigations sur la valeur agronomique des sols inexploités dans les pays en développement. Nous décomposons les ressources (carte n°1) selon les catégories suivantes :

- ***Les sols cultivés*** : issue des données statistiques FAO, cette catégorie comprend les surfaces plantées en cultures permanentes ou temporaires, les prairies temporaires, les jardins de consommation domestique ou destinés à la commercialisation. Les cultures permanentes ne comprennent pas les arbres cultivés pour le bois de feu ou de construction. Ces cultures sont destinées à l'alimentation ou à l'industrie.

- ***Les sols non cultivés et aptes aux cultures*** : ces surfaces sont estimées par la FAO pour 1990 et seulement dans les PED. Nous rappellerons la méthode et l'étendue des estimations de la FAO. Cette catégorie est elle-même répartie entre des surfaces actuellement recouvertes ou non recouvertes par des forêts.

- ***Autres forêts*** : pour les PED, il s'agit des forêts identifiées comme non aptes aux cultures (selon la méthode d'estimation de la FAO) ; pour les pays

développées (qui n'ont pas fait l'objet d'une estimation par la FAO), il s'agit de toutes les forêts.

Du côté des ***besoins en sols pour les utilisations alimentaires et énergétiques***, nous comparons la situation en 1990 à celle de deux scénarios en 2050. La carte n°1 représente les estimations suivantes.

- ***Les sols principalement alimentaires*** (comprend aussi le coton textile et le caoutchouc) en 1990 et en 2050. Notons qu'en 1990, ces données peuvent être inférieures aux « sols cultivés » de la catégorie précédente des ressources actuelles. En effet, la prospective sur les utilisations des sols se base sur l'étude de la FAO sur l'expansion des terres agricoles, laquelle ne prend en compte que les principales cultures alimentaires et industrielles mondiales. Nos prospectives pour 2050 comprennent les deux scénarios exposés précédemment : 1) le scénario « bas » inspiré des résultats de la FAO ; 2) le scénario « haut » inspiré des taux de l'IPCC.

- ***Les sols destinés à la production de bioénergies modernes et traditionnelles*** en 1990 et en 2050 selon nos deux scénarios exposés précédemment : 1) le scénario « 2050 haut » reprend les hypothèses des scénarios A3 (IIASA) et CP (CME) ; 2) le scénario « 2050 bas » reprend les hypothèses des scénarios B (IIASA) et CP (CME).

Ces estimations doivent être comparées avec précaution pour les raisons suivantes :

- les ressources actuelles en « sols cultivés » proviennent des statistiques de la FAO (moyenne triennale 1992-1994). Elles rassemblent des statistiques sur 107 PED, dont certaines sont peu fiables. Par ailleurs, les cultures pratiquées sur ces sols ne sont pas exclusivement destinées à l'alimentation, mais peuvent aussi être utilisées comme matière première industrielle (textiles, caoutchouc, chimie) et énergétique (oléagineux, cannes et betteraves à sucre), même si ce dernier débouché des cultures arables est encore négligeable en surface régionale actuellement ;

- par contre, le modèle de la FAO se base sur 93 pays en développement (la Chine n'a pas pu être comprise dans l'étude) avec la période 1988/1990 pour référence. L'estimation des taux d'expansion des terres cultivées se base sur l'étude de 26 produits végétaux (dont 4 produits destinés à l'industrie) et 6 produits animaux. Quant à l'estimation des terres aptes aux cultures et actuellement occupées par des forêts, elle utilise des

informations disponibles pour 69 PED (Chine toujours exclue) représentant 95 % de la réserve de terres. Nous avons ôté de ces surfaces, la part occupée par des zones d'installations humaines ;

- nous avons converti la totalité des consommations de bioénergies modernes et traditionnelles régionales en sols exploités. Or nous savons qu'une partie des bioénergies est issue des déchets de l'agriculture ou de la sylviculture et éventuellement des déchets urbains. Cette part des bioénergies ne se traduit donc pas par une exploitation supplémentaire de sols agricoles ou de forêts. L'évaluation de l'impact des déchets sur « l'économie de sols » nécessite d'avantage d'information sur les ressources et la prospective ;

- l'estimation des sols aptes aux cultures prend en compte 21 cultures arables (voir paragraphe suivant). Or le bois de feu est la principale bioénergie. Il serait nécessaire de faire un inventaire des terres non aptes aux cultures mais qui peuvent être plantées en forêts ou taillis à rotation courte, et des niveaux d'exploitation possibles et durables des forêts à l'horizon 2050 ;

- pour finir, les prospectives de la FAO concernant l'expansion des sols agricoles se focalisent sur les PED. Nous avons considéré que les sols arables pour les cultures des pays développés resteront stables, ce qui peut paraître réaliste à court ou moyen terme. L'évolution des politiques agricoles (et notamment la jachère, ou les politiques de reboisement sur les terres agricoles marginales) auront cependant un impact important sur les surplus exportables de denrées alimentaires et sur l'offre de sols pour les plantations énergétiques.

Pour estimer les terres aptes aux cultures dans les PED, la FAO a évalué l'aptitude des sols à produire 21 cultures sans irrigation, avec 3 niveaux de techniques (faible, intermédiaire, élevé). Cette évaluation consiste d'abord à associer des données géoréférencées de l'inventaire des sols et des régimes climatiques, pour construire des unités agro-écologiques. L'aptitude de ces unités à produire une des 21 cultures selon un des trois niveaux de technicité est testée sur ordinateur. Une terre est dite apte aux cultures si au moins une des cultures conduite selon une des techniques donne un rendement simulé supérieur à 20 % du rendement maximum libre de contraintes (pédologique et topographique) obtenu avec la même technique. Cependant, on observe que des terres classées inaptes selon cette étude sont actuellement cultivées sans irrigation dans certains pays, par exemple sur des terrasses dans des terrains très accidentés ou lorsque des rendements inférieurs à 20 % du rendement maximum

libre de contraintes sont acceptables dans les conditions économiques et sociales locales.

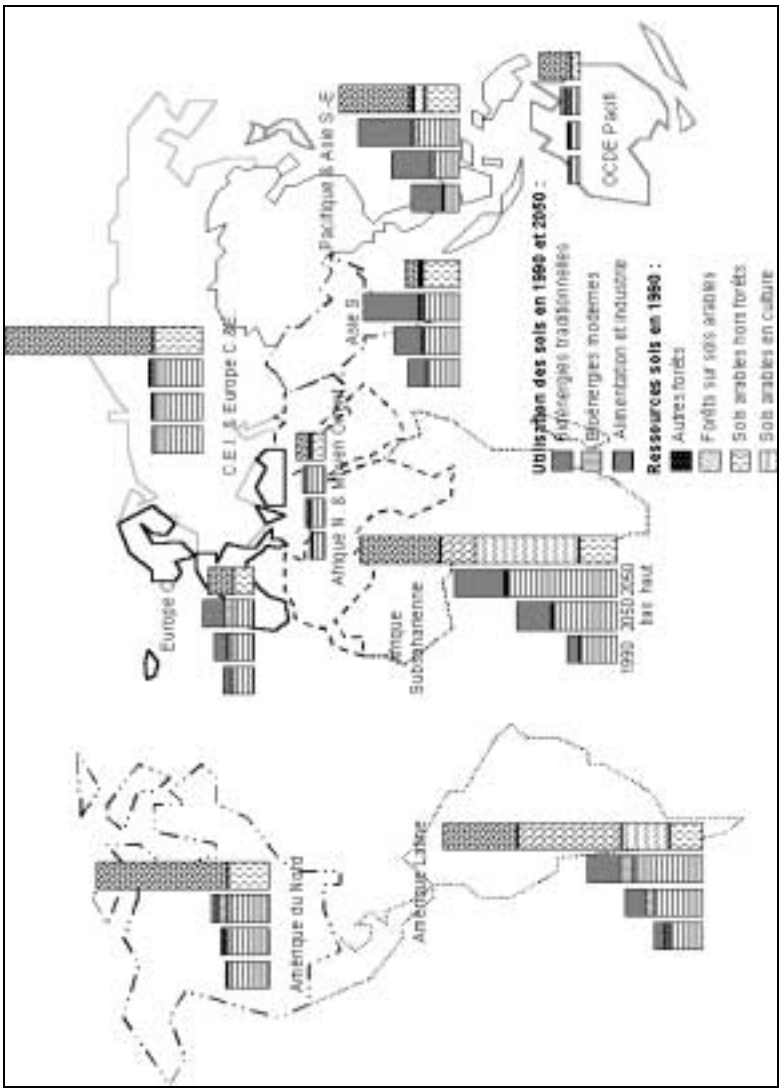
Les prospectives de la FAO concernant les taux d'expansion des sols agricoles jusqu'en 2010 se fondent sur l'évolution passée des terres agricoles, sur l'estimation de la croissance démographique, sur des hypothèses de développement économique, technique et commercial, afin d'évaluer la demande solvable et les capacités productives futures. Cette prospective n'estime pas, dans une optique normative, les sols nécessaires à garantir la sécurité alimentaire à un certain horizon de temps. Dans l'hypothèse d'une poursuite jusqu'en 2050 de ces taux d'expansion des terres agricoles, le niveau de satisfaction des besoins alimentaires dépendra de l'évolution des rendements, des styles alimentaires, de l'efficacité et de l'équité de la répartition des ressources alimentaires. Rappelons que la sécurité alimentaire d'une région nécessite des disponibilités alimentaires supérieures aux besoins, étant donné l'ampleur des pertes et l'inégalité de la répartition sociale des aliments. Quant à l'indépendance alimentaire d'une région, elle implique un surplus de terres agricoles palliant les aléas de la production ou du commerce. Par conséquent, le surplus nécessaire de terres en cultures dépendra de l'efficacité du système agro-alimentaire, du niveau d'indépendance alimentaire recherché, et des aléas « naturels » de la production alimentaire régionale et des risques de variabilité du marché mondial.

La carte n°1 représente les usages alimentaires et énergétiques et la structure des ressources en sols de chaque région du monde. Malgré toutes les réserves que nous venons de présenter, cette comparaison confirme et quantifie les déséquilibres entre besoins et ressources en sols dans deux scénarios extrêmes. Les besoins en terres dépasseraient rapidement les disponibilités dans les régions de l'Asie, du Pacifique, du Moyen-Orient, et de l'Afrique du Nord. Rappelons qu'il s'agit de scénarios établis sur la base de prospectives alimentaires de moyen terme et sur les effets envisageables de politiques énergétiques de plus long terme. Nous n'avons pas prétendu prévoir la situation en 2050, mais nous tentons d'évaluer la viabilité des évolutions attendues et des politiques, dans la mesure des moyens de l'étude.

Notons que la demande de terres liée aux autres utilisations, particulièrement les installations humaines, aggravera cette pression sur les ressources. La croissance des besoins en sols pour l'alimentation et l'énergie peut se traduire : par une intensification de l'exploitation des sols ; par une substitution des débouchés de l'agriculture ou de la sylviculture, par une déforestation (concernant les forêts exploitées ou non) suivie ou non d'une mise en culture

des terres ; par une expansion des forêts exploitées au dépend des forêts naturelles, par une mise en culture de terres non forestières (notamment des prairies, pâturages, zones naturelles) ; par des productions alimentaires et énergétiques supérieures aux besoins régionaux afin d'approvisionner le marché mondial ; et enfin par une mobilisation des déchets et produits secondaires de l'agriculture et de la sylviculture éventuellement au dépend d'autres utilisations (industrie, alimentation animale, fertilisation des sols).

Carte 1 - Ressources mondiales actuelles en sols et prospective d'évolution des utilisations en 2050



Le développement des énergies de la biomasse étant une certitude pour le siècle prochain, il est nécessaire qu'il soit maîtrisé et organisé à l'échelle mondiale pour éviter des déséquilibres environnementaux irréversibles et préserver les ressources alimentaires. La répartition des réserves de sols arables et des niveaux techniques étant inégale, certaines régions pourraient tirer profit de

leurs ressources excédentaires en exportant des bioénergies modernes vers les régions déficitaires.

Sachant que la production de bioénergie s'industrialise, on pourrait voir des entreprises multinationales exploiter les ressources en sols là où elles sont abondantes et bon marché, notamment dans les PED. Un tel développement des bioénergies ferait peser un risque sur les populations locales dont les besoins alimentaires sont en pleine croissance. C'est pourquoi, il est nécessaire de mettre en place une politique de prévention.

Pour illustrer cette idée, complétons cette revue de scénarios par la présentation du scénario énergétique Riges, qui vise les objectifs environnementaux et sociaux de l'IPCC au moyen d'un programme de développement équilibré des bioénergies dans le monde. Ce scénario veut montrer que malgré l'existence de tensions sur les ressources et d'obstacles au développement, il est techniquement possible de fournir suffisamment de bioénergies à partir des sols disponibles.

2.4 Un scénario de gestion durable des sols : le scénario Riges de l'IPCC

Nous avons confronté divers scénarios énergétiques mondiaux avec les prospectives agricoles, afin d'évaluer le risque d'une concurrence d'usage des sols agricoles. Le scénario Riges, proposé par l'IPCC, décrit les modalités d'une gestion durable des ressources en sols dans les grandes régions du monde. Il pose l'hypothèse d'un développement des énergies modernes de la biomasse, d'une efficacité des structures de production et de la possibilité d'un marché international des bioénergies. Nous présenterons brièvement ce scénario « idéal » pour ensuite poser les obstacles à une telle évolution. Le scénario Riges pose les conditions pratiques d'un développement équilibré des cultures énergétiques.

- Les cultures énergétiques doivent en priorité servir à restaurer les terres dégradées : en reconstituant la couverture végétale de ces terres, les cultures énergétiques peuvent rétablir la fertilité des sols et éviter l'érosion. Des surfaces de terres dégradées sont disponibles en Amérique latine et en Afrique subsaharienne, qui ne sont pas utilisables pour la production alimentaire. L'établissement de plantations sur ces sols exige les efforts simultanés des agriculteurs, des compagnies pétrolières, du gouvernement et d'autres groupes.

- De grandes quantités de biomasse étant nécessaires pour produire des carburants liquides pour le transport, de grosses compagnies pétrolières peuvent s'impliquer dans la production des biocarburants. Elles y auront intérêt d'une part en raison des incitations économiques à produire des carburants moins polluants, et d'autre part parce que les biocarburants sont une des alternatives face à la diminution des ressources fossiles dans la plupart des régions (sauf le Moyen-Orient).

- Les connaissances et les technologies agricoles doivent être mobilisées. Il faut développer des technologies agricoles adaptées et des marchés pour assurer les débouchés (soutenir l'industrie de la transformation). Cet effort sera plus coûteux dans les régions retardées dans leur développement.

- Les unités de transformation de la biomasse doivent être plutôt déconcentrées et de petites tailles, localisées près des centres de production afin d'éviter des coûts de transport élevés.

- Les agriculteurs pourraient travailler dans des *joint ventures* avec les compagnies d'énergie. Les soutiens financiers des politiques devraient aussi se diriger en priorité sur des « micro-projets », lesquels sont plus aptes à initier un développement équitable et durable.

- Dans le cas des pays industrialisés, notamment de l'Union européenne et des Etats-Unis, les plantations peuvent d'abord valoriser les terres en excès (du fait de l'augmentation des rendements des cultures alimentaires et de la mise en réserve de terres pour maîtriser les prix). En Suède, un programme de reforestation par des saules a été mis en place, avec une compensation pour les agriculteurs qui reconvertissent leurs terres.

- Dans les pays en développement, l'intérêt international pour la reforestation des terres tropicales dégradées devrait soutenir les plantations énergétiques : la Déclaration de Noordwijk de 1989 a fixé comme objectif une reforestation nette globale de 12 millions d'hectares par an en 2000.

- Les potentiels de production de biocarburants en Amérique latine et en Afrique subsaharienne sont largement suffisants pour approvisionner de vastes marchés à l'exportation. Les industries devraient être politiquement et économiquement incitées à préserver les sols. D'autant plus que seule une gestion durable peut assurer la stabilité d'approvisionnement nécessaire

aux industries de transformation. Les prospectives de Riges sont présentées dans l'encadré.

Dans le cas décrit par le scénario Riges, d'une gestion durable de la production de bioénergie, la disponibilité mondiale en terres est suffisante pour répondre aux besoins. Il existe cependant de nombreux obstacles à leur exploitation. Une attention particulière doit donc être portée aux conditions techniques, socio-économiques, politiques et culturelles des pays en développement : une infrastructure de transport est nécessaire ; les agriculteurs doivent disposer d'une capacité d'investissement suffisante et durable (sur 5 à 8 ans pour les taillis à courte rotation), ce qui n'est pas le cas des petits agriculteurs ; les systèmes locaux d'agriculture et d'élevage, notamment les structures foncières ne sont pas toujours adaptées à de tels objectifs.

Les politiques pour les bioénergies doivent donc être coordonnées avec les politiques agricoles et forestières et s'articuler dans des programmes globaux de développement rural. Ceci implique la collaboration des compagnies pétrolières locales et internationales, des agriculteurs locaux, des organisations internationales et locales.

Un problème majeur de l'articulation des politiques agricole et énergétique est l'équilibre de l'allocation des terres entre les cultures alimentaires et les cultures énergétiques. En effet, sans rééquilibrage vers les cultures alimentaires, une politique de soutien aux cultures énergétiques peut fortement modifier l'allocation des terres par les agriculteurs. En fonction des caractéristiques des cultures énergétiques et de leur filière de transformation, des productions alimentaires locales, de la structure des systèmes de production agricole locaux et du rôle plus global de l'agriculture dans l'économie du pays, les effets d'une telle politique seront différents. Pour décider d'une telle politique et des accompagnements nécessaires, il faut donc connaître le rôle, la valeur, la répartition et la gestion des sols au niveau local, national et les interventions internationales éventuelles sur la gestion de cette ressource. Nous nous intéresserons particulièrement aux pays en développement, qui constituent la principale ressource de terres cultivables et pour lesquels la gestion de la terre semble plus problématique.

Principaux résultats du scénario RIGES

Utilisation future des sols pour la plantation de biomasse dans les régions en développement (en millions d'hectares)

Régions	Terres actuellement cultivées [a]	Potentiel de terres cultivables [b]	Terres dégradées reforestables [c]	Terre consacrées à la plantation de biomasse dans le scénario RIGES [d]	
				2025	2050
Afrique	179	753	101 (+148)	95	106
Amérique Latine	179	890	156 (+32)	161	165
Asie (Chine excl.)	348	413	169 (+150) [e]	-	-

Source : JOHANSSON, KELLY, REDDY, WILLIAMS, (1993), Renewable fuels and electricity for a growing world economy.

a. Cultures arables et surfaces en cultures permanentes en 1984. L'IPCC a projeté que la surface en culture dans les pays en développement augmentera de 1,2% par an jusqu'en 2025, ce qui résultera en une augmentation de 50% par rapport à la surface actuelle. [IPCC, 1991, Climate change : The IPCC response strategies, Island Press, Washington DC].

b. Terres caractérisées par la FAO comme des terres à potentiel agricole [FAO, 1991, Land and water inventory, Bruinsma, Rome], distribuées par catégorie de pluviométrie de la façon suivante :

Classes de pluviométrie	% des terres cultivables
Faibles précipitations	8
Précipitations incertaines	11
Bonnes précipitations	19
Terres difficiles	47
Terres naturellement inondables	13
Terres désertiques	1

c. Alan GRAINGER de "Ressources pour le Future" à Washington DC a estimé par région, le montant de terres tropicales dégradées propres à la reforestation parmi les catégories des forêts exploitées des zones tropicales humides, des forêts de friches (en usage intermittent pour les cultures itinérantes), les bassins hydrographiques déforestés, et les terres arides désertifiées. Il a estimé que presque toutes les terres des trois premières de ces catégories pourraient être reforestées, plus environ un cinquième des terres arides désertifiées (cette dernière estimation étant présentées ici entre parenthèse). [GRAINGER, A, 1988, Estimating areas of degraded tropical lands requiring replenishment of forest cover, International Treecrops Journal 5:31-6].

d. Les objectifs de terres en plantation pour l'année 2050 s'élèvent à 13 pour cent du total des terres dégradées en Afrique et 18 en Amérique Latine.

e. Les estimations de GRAINGER des terres pour la reforestation concernent toute l'Asie, à l'exclusion de la Chine

Une idée avancée par le « Groupe de réflexion sur les risques énergétiques » au sein du Commissariat général du Plan est d'introduire une valeur normative du sol, qui intégrerait la complexité de la valeur et du statut du sol, afin d'orienter les décisions concernant son allocation et préserver la sécurité alimentaire et l'équilibre du développement agricole. Une première façon d'appréhender la

valeur normative du sol est de connaître le prix du sol et d'analyser les conditions de formation de ce prix et les acteurs déterminants dans l'évolution du marché de la terre.

Dans la deuxième partie de notre étude, nous chercherons donc à définir une valeur de préservation du sol « alimentaire ». Cette valeur normative fonctionnerait comme un taux d'actualisation, et représenterait une « préférence » du décideur politique en faveur du sol à vocation alimentaire. Cette valeur serait une mesure de précaution face aux incertitudes et aux risques pesant sur l'utilisation des sols. Elle permettrait de transiger lors de projets d'investissement, en fonction de l'impact sur la ressource alimentaire. Cette valeur des sols sera conçue comme une grandeur à multiples dimensions qui intègre des éléments agronomiques, économiques, sociaux. Nous verrons aussi comment s'explique la formation du prix de la terre, les causes et les effets de sa variation.

3. Définir une valeur normative des sols pour gérer la concurrence d'usage

Nous avons tenté d'évaluer les risques de concurrence d'usage des sols agricoles, actuellement et en 2020 et 2050, entre les cultures alimentaires et énergétiques. Dans ce but, nous avons comparé les scénarios de croissance des secteurs alimentaire et énergétique d'une part, avec les réserves de sols agricoles à travers le monde. Cette deuxième partie rassemble des éléments théoriques et des études de terrains, afin d'élaborer une valeur normative du sol.

Nous ne prétendons ni être exhaustifs ni parvenir à une valeur qui solutionnerait le problème de l'utilisation équitable, efficace et prudente des ressources en sols. La valeur du sol présente de nombreuses dimensions, dues à sa nature locale, et à ses multiples rapports avec l'économie, la société, la politique et les équilibres naturels. Nous présenterons d'abord la vision de l'économiste concernant la formation du prix des sols agricoles, ses relations avec l'offre et la demande. Nous verrons le caractère très imparfait du marché de la terre, voire son inexistence, conduisant à des contradictions entre la théorie et les faits historiques. Nous illustrons ensuite le problème de la gestion des sols : le programme Proalcool, mis en place au Brésil dans les années 1980, est un exemple de politique aggravant la forte concurrence d'usage des sols entre la production de cultures alimentaires locales et d'une culture d'exportation, la canne à sucre. Cet exemple nous amène à poser de façon plus générale la question des structures et des systèmes fonciers. En dehors d'une analyse

purement économique du revenu de la terre et de sa répartition, la connaissance du statut particulier de la terre et de ses conditions structurelles et sociales d'exploitation et d'échange est indispensable pour prévoir les effets d'une politique ou d'une évolution économique plus ou moins rapide en faveur des plantations énergétiques. Après avoir regroupé différents exemples de structures et d'évolutions foncières dans les pays en développement, nous exposons quelques courants de pensée et des propositions concernant les règles qui fondent ou devraient fonder les politiques foncières actuelles.

3.1 Comment se forme le prix de la terre dans le cas de l'existence d'un marché ?

Nous reprenons ici les idées développées notamment par les économistes ruraux français Boinon et Cavailhes [1], à une période où le problème foncier occupait une place importante dans les débats des économistes, en raison de l'évolution de l'agriculture française. Jusque dans les années 1960, selon la théorie ricardienne, marxiste et néoclassique, le prix de la terre s'explique par la capitalisation du fermage, du revenu ou du produit de la terre. La prédominance d'un de ces trois facteurs dans le prix de la terre dépend notamment du type de structure foncière.

La différenciation des revenus de la terre et son impact sur le prix de la terre

Dans les économies marchandes, l'offre de terre va en partie dépendre du calcul économique des propriétaires et notamment de la comparaison entre la rentabilité de la location ou du faire-valoir direct et la rentabilité du placement financier de la vente des terres, de sorte que les variations du taux d'intérêt sur le marché financier règle à la fois le prix de la terre, celui des fermages et le mouvement de l'offre. Dans la théorie néoclassique, le calcul économique relie l'offre de terre au « revenu des services qu'elle rend », ce qui explique comme pour tout autre facteur de production, que sa rémunération (c'est-à-dire son prix) soit égale à sa productivité marginale dans des conditions, bien rarement satisfaites, de concurrence pure et parfaite.

Dans le cas d'une agriculture où les principaux acteurs économiques du marché foncier sont des propriétaires non producteurs (les bailleurs), alors la valeur

(1) Boinon (J.P.), Cavailhes (J.), Comment expliquer l'évolution du prix des terres ? in « Synthèses, Notes et débats » n°4, INRA ESR, Dijon 1987, 16 3p.

vénale [1] de la terre est la capitalisation de la valeur locative (le fermage), au taux d'intérêt des valeurs mobilières. Dans ce cas, l'offre de terre à louer augmente et l'offre de terre à vendre diminue lorsque le fermage augmente et réciproquement lorsqu'il diminue. Quand le propriétaire est en même temps exploitant, ce qui est souvent le cas de l'économie paysanne, le calcul économique influence plutôt la demande de terre que l'offre, elle-même principalement déterminée par des facteurs démographiques. Le facteur déterminant dans la formation du prix de la terre n'est plus le fermage mais la valeur ajoutée brute (VAB). Une baisse de la valeur ajoutée entraîne notamment une baisse de la demande de terre. Si la terre est majoritairement acquise par les agriculteurs, le prix de la terre baisse à son tour, ainsi que la valeur locative, à taux de capitalisation constant.

Analysons maintenant deux facteurs qui font varier la VAB et le prix de la terre : la productivité marginale de la terre (Vaylet, 1965) et le niveau des prix agricoles.

Les différences de productivité marginale des terres

Que nous dit la théorie économique au sujet de la différenciation de la productivité marginale des terres ?

Ricardo définit une **« *rente différentielle de fertilité* »**. Selon lui, les agriculteurs mettent en culture des terres de moins en moins fertiles. L'agriculteur installé sur les terres les plus fertiles a donc un avantage de productivité qui constitue une rente. La poursuite du processus de mise en culture des terres, vers des terres de moins en moins fertiles, augmente la rente différentielle.

Selon Von Thünen, la rente est aussi liée à la ***localisation*** des terres de l'exploitation et aux économies d'échelle externes. Il replace ainsi l'exploitation dans son environnement géographique et économique. L'exploitation peut être avantagée par le développement d'infrastructures routières, par la proximité de villes et de marchés. Notons que la structure de l'exploitation, et notamment sa taille ou la répartition de ses activités, peut aussi améliorer sa productivité, sa rentabilité ou sa stabilité.

Pour Marshall, la terre n'est pas seulement un don de la nature mais aussi le produit du ***travail*** des hommes. Cette idée est reprise par Gigou : « *Les qualités*

(1) Prix d'achat.

originelles du sol sont constamment améliorées par le travail des hommes, le drainage, la fertilisation, l'amélioration de l'accessibilité. (…) La terre serait ainsi une production comme une autre. (…) En passant des purs dons de la nature aux plus durables améliorations du sol, (…) puis aux bâtiments ruraux et industriels, machines, et enfin aux instruments les plus rapidement créés, nous rencontrons une série continue ». Cela conduit à la notion de « quasi-rente » à côté de la rente foncière traditionnelle.

Menger conteste en partie la conception de Marshall. Il fonde la valeur et la quasi-rente non pas sur la quantité de capital et de travail « historiquement » accumulés pour améliorer la terre, mais sur le temps de travail socialement nécessaire à la « production » d'un nouvel hectare de productivité équivalente. Dans ce cadre, la baisse du prix des terres ne s'analyse pas comme une décapitalisation des valeurs incorporées au foncier, mais comme une baisse du coût de production d'un hectare de terre.

L'impact des prix des produits agricoles

Dans la thèse néoclassique, le prix des produits agricoles explique le prix des terres. Si les prix des produits agricoles baissent ou si les prix des biens intermédiaires augmentent, alors le prix des terres baisse. Dans la thèse marxiste, la situation générale du marché et ses imperfections, telle qu'une situation de monopole, permet à la propriété foncière de faire monter les prix des produits agricoles au-dessus de leur coût de production. Cette situation générale du marché est définie par les capitaux additionnels investis dans les terres, la concurrence entre producteurs, l'ouverture du marché, les besoins et la solvabilité des consommateurs.

Remarquons que l'alliance du progrès technique et du soutien des prix suffit à provoquer la tendance à la hausse de la rente foncière, sans pour autant que les revenus nets par unité de surface s'accroissent.

D'autres facteurs explicatifs

Nous passerons ici en revue d'autres facteurs explicatifs du prix de la terre qui complètent et compliquent les théories précédentes.

Le système de crédit

- Le volume des réalisations et les taux pratiqués, les prêts fonciers bonifiés.
- Une restriction des prêts fonciers bonifiés peut entraîner une baisse du prix des terres.

- Un taux d'intérêt des crédits fonciers inférieur au taux d'inflation peut entraîner une forte hausse de prix des terres, du fait de la limitation du volume des crédits.

Le contexte monétaire

- L'hypothèse d'un taux de capitalisation constant est très restrictive.
- La résistance des divers placements à l'érosion monétaire est un élément décisif dans le placement de l'épargne et du patrimoine.
- Dans un contexte inflationniste, la terre est perçue comme une valeur refuge pour l'épargne.
- Le rapport entre les placements mobiliers et fonciers.

Le contexte démographique

- La composante démographique de l'offre et de la demande de terres (libération de terres, installations, « faim de terre ») : la densité de population et son accroissement.
- La tension sur la demande est difficilement mesurable : elle est déterminée par l'économie et la sociologie (emplois non agricoles, taux de chômage, solde migratoire), plutôt que par la composition démographique (part de jeunes agriculteurs).
- L'offre de terre est plus facilement mesurable (départs d'agriculteurs âgés) : en France, l'indemnité viagère de départ a accéléré l'offre.

Les développements hors du secteur agricole

La demande pour des usages non agricoles influence également le prix de la terre. Selon Brun (1973), « *les usages non agricoles de la terre s'accroissent du fait de l'urbanisation, du développement des moyens de communication et du tourisme. En l'absence de plan ou de zonage impératif, l'ensemble des terrains susceptibles de satisfaire ces besoins sera par anticipation, affecté à cette demande potentielle. Ainsi, vendeurs comme acheteurs, dans de très larges périmètres, tiennent compte des valorisations potentielles futures.* »

Le marché foncier

- La composition des divers acteurs du marché foncier (part des propriétaires non agriculteurs, des agriculteurs, des SAFER, des crédits agricoles).
- Les imperfections du marché (information).
- Les interventions des politiques foncières dans la régulation du marché.

Le facteur temps

- Le décalage entre les variations des revenus et celles du prix des terres est expliqué par un délai d'adaptation du comportement des acteurs aux nouvelles données.
- Les comportements d'anticipation de plus-values ou de moins-values foncières.
- Le poids du passé : la prise en compte des prix des années antérieures dans l'anticipation des revenus.

Ces facteurs peuvent déclencher des effets multiplicateurs : le système bancaire est réticent à prêter quand le cautionnement est aléatoire à cause d'un affaiblissement de la valeur du patrimoine ; l'offre de terre peut s'accroître (on brade dans la hantise d'un effondrement des prix) face à une demande attentiste (rien ne sert de se presser si les prix doivent baisser encore).

Concluons avec cette phrase de Gigou (1983) : « *Les théories néoclassiques et néo-marxistes ont une portée limitée en matière foncière et ne proposent des schémas d'explication satisfaisants que dans des espaces soumis à une très forte spéculation et où il est possible de considérer le sol comme un espace économique banal (…). Il nous paraît opportun de tenter de renouveler l'approche des problèmes fonciers de trois façons : en retenant la famille comme niveau privilégié d'analyse ; en effectuant une analyse en terme de patrimoine et non seulement en terme de flux et d'échange ; en considérant que les familles, pour la gestion de leur patrimoine foncier, n'obéissent pas qu'à des motivations économiques rationnelles mais se déterminent en fonction de règles, de croyances, de mythes et de symboles dont la connaissance relève de l'anthropologie structurale* ».

Après avoir tenté d'évaluer la terre par des facteurs économiques liés au marché de la terre, étudions les relations complexes qui organisent l'utilisation et la répartition des sols au sein du système agricole. La structure du secteur agricole et du système foncier construit une autre valeur du sol qui régit l'utilisation de cette ressource, au même titre, voire d'avantage que son prix de marché. Pour illustrer l'importance de ces facteurs structurels, sociologiques, historiques et géographiques, nous présenterons dans le chapitre suivant le cas du programme de soutien à la production d'alcool de canne à sucre pour l'énergie, dans les années 1980 au Brésil. Nous montrerons par quels mécanismes ce programme a parfois aggravé la concurrence d'utilisation des sols et l'insécurité alimentaire pour les populations rurales modestes.

3.2 Les leçons du programme énergétique brésilien [1]

Au sein du secteur agricole, les cultures énergétiques et les cultures alimentaires peuvent *a priori* entretenir deux types de rapport :

- Les cultures énergétiques peuvent être **complémentaires** des cultures alimentaires en créant une dynamique de développement des marchés, des techniques, des structures de production agricole et de l'ensemble de la filière agro-industrielle.

- Les cultures énergétiques peuvent **concurrencer** les cultures alimentaires du fait de l'utilisation des mêmes facteurs de production : il se crée une compétition pour l'accès aux ressources limitées (terres, crédits, main-d'œuvre, technologie).

Le soutien aux cultures énergétiques peut accélérer le développement agricole et alimentaire ou bien il risque de créer ou d'aggraver les déséquilibres agricoles et de mettre en péril l'alimentation des populations locales modestes. L'évaluation d'un programme de soutien aux cultures énergétiques doit ainsi prendre en compte l'ensemble des coûts directs et indirects, économiques, sociaux, alimentaires et énergétiques, écologiques. Une analyse préliminaire du secteur agricole et de l'économie générale et locale est nécessaire pour prévoir les adaptations des agriculteurs aux changements de l'environnement économique et les coûts supplémentaires éventuels créés par un déséquilibre. Quels seraient donc les principes pour évaluer les impacts d'une telle politique énergétique dans le secteur agricole ? L'objectif final de cette évaluation sera d'envisager la possibilité d'imputer les surcoûts économiques et sociaux au prix de la terre agricole, c'est-à-dire de construire une nouvelle valeur, un coût de rééquilibrage de l'utilisation des sols qui inciterait à plus de prudence.

Prenons donc le cas du programme brésilien en faveur de la plantation de canne à sucre et de la distillation d'alcool pour l'utilisation comme carburant moteur. Nous tirerons ensuite les leçons de cet exemple.

Une concurrence d'usage des sols exacerbée par le programme énergétique brésilien : le cas de la région Parabaïa

---

(1) Henin (I.), « Cultures alimentaires et cultures énergétiques : impact du programme Proalcool dans le domaine agricole de la Parabaïa », thèse de doctorat ENSA Montpellier 1987, 400 p.

L'un des héritages de la colonisation dans la région est une agriculture duale (à deux vitesses), caractérisée par une forte inégalité de développement des exploitations : d'un côté une oligarchie de grands propriétaires pratiquent une agriculture de rente (la monoculture de canne à sucre et autres produits principalement destinés à l'exportation), de l'autre des petits agriculteurs souvent non propriétaires produisent des cultures alimentaires (moins lucratives) pour l'auto-consommation et le marché local. Ces derniers sont relégués sur des terres marginales, utilisent des techniques rudimentaires et sont à la merci de l'augmentation des rentes foncières par les grands propriétaires sucriers. Les cultures alimentaires sont ainsi subordonnées aux cultures d'exportation, et elles furent par conséquent subordonnées à la culture de canne à sucre pour l'énergie, lors de la mise en place du programme national Proalcool, dans les années 1980.

Ce programme consistait à soutenir la culture de la canne en sucre en développant un débouché alternatif, celui de la production d'alcool pour l'utilisation énergétique à partir du sucre. Ce programme visait également à obtenir une certaine indépendance énergétique vis-à-vis des importations ou à préserver les réserves d'énergies fossiles en période de crise énergétique. Cette politique consistait à soutenir les prix de la canne à sucre, à soutenir techniquement et financièrement les plantations de canne à sucre et à construire des raffineries.

Dans cette région, la concurrence entre cultures énergétiques et cultures alimentaires se joua pour l'accès à plusieurs ressources, notamment pour les sols. La programme de soutien à la canne à sucre pour l'alcool ayant entraîné l'augmentation de la rentabilité de la terre, les gros propriétaires décidèrent d'étendre leurs activités. Dans ce but, ils imposèrent des fermages élevés aux paysans locataires de leurs terres, les obligeant à cesser leurs activités ou bien ils les expulsèrent purement et simplement de leurs terres. Ils s'approprièrent ainsi les meilleures terres pour y produire des cultures énergétiques devenues plus lucratives. Dans le cas de la Parabaïa, cette première phase de substitution des cultures énergétiques aux cultures alimentaires fut suivie d'une expansion nette des surfaces plantées en canne à sucre. En conséquence, les petits producteurs de cultures alimentaires furent repoussés vers des terres marginales et les disponibilités alimentaires locales diminuèrent, accentuant la dépendance alimentaire de la région. Dans le même temps, l'expansion de la monoculture de canne à sucre a accru la fragilité de l'agriculture et de l'économie locales.

Cette politique influença les structures d'exploitation pour une autre raison : la transformation à l'échelle industrielle de la canne à sucre en alcool et son

utilisation comme carburant de substitution exigent une régularité d'approvisionnement en canne. De ce fait, la concentration du capital de l'usine a favorisé une concentration foncière. Parfois même, les usines se lancèrent elles-mêmes dans la production de canne à sucre et s'assurèrent une rente supplémentaire.

Une autre conséquence de ce lien entre l'usine et le producteur est le contingentement de la production : une forme de rente institutionnelle s'est formée et les producteurs les plus compétitifs se sont « réservé » le marché des distilleries. D'autre part, dans le cas de la région de la Parabaïa, les distilleries se sont installées dans les régions voisines, ce qui a entraîné l'exportation de la valeur ajoutée potentielle.

Une autre ressource commune aux cultures énergétiques et aux cultures alimentaires est la main-d'œuvre. Les emplois créés par les usines et par l'expansion de la production de canne constituèrent à la fois une complémentarité et une concurrence pour les petites exploitations familiales : le petit agriculteur qui travaille dans les distilleries ou les grandes exploitations en tant que salarié assure un revenu complémentaire pour la survie de son exploitation familiale. Cependant les usines et les grandes exploitations ont souvent monopolisé la main-d'œuvre et imposé un niveau de rémunération salariale que ne pouvaient pas assurer les petits agriculteurs, leur barrant ainsi l'accès à la main-d'œuvre surtout en période de surcroît de travail. Par ailleurs, la double activité des petits agriculteurs, chef d'exploitation et salarié, entretient la dépendance des petites fermes vis-à-vis des grosses exploitations et limite les possibilités d'évolution en accaparant le temps de travail familial. La main-d'œuvre n'est le plus souvent que temporaire, ce qui précarise la situation de la population rurale.

Enfin, les ressources financières et technologiques sont également des causes de concurrence. Proalcool a été un soutien indirect et une opportunité de modernisation pour le secteur agro-exportateur. Il a profité d'avantage aux exploitations performantes, ayant une avance technologique, c'est-à-dire aux grands propriétaires producteurs de cultures de rente pour l'exportation. Ce programme a donc accéléré le dualisme de l'agriculture en intensifiant la production d'un petit nombre d'unités déjà performantes et marginalisant les petits producteurs, qui n'avaient accès ni aux capitaux ni aux technologies nécessaires pour être compétitifs et profiter du soutien à la canne à sucre.

Proalcool a finalement joué en faveur d'une stabilisation du marché du sucre, qui subissait des baisses de prix en-dessous des coûts de production. Son rôle

dans l'indépendance énergétique du pays n'est que secondaire, et la rentabilité de ce programme sur le plan énergétique varie selon les rapports de prix entre le sucre, l'alcool et les carburants traditionnels. Par ailleurs, si la production d'alcool a entraîné la création d'un flux monétaire important, la taxe prélevée par l'État a été détournée du secteur agricole, freinant la dynamique de développement et maintenant l'inégalité de répartition des aides selon les exploitations

Quels indicateurs pour prévoir les risques de concurrence d'usage ?

Tirons de cet exemple quelques facteurs qui déterminent les impacts d'une telle politique sur l'utilisation des sols. Ces facteurs constituent de nouvelles dimensions pour élaborer une valeur normative du sol, fondée sur l'évaluation des impacts d'un changement brusque dans ses débouchés et sa rentabilité et dans l'organisation de ses usagers. Nous proposerons ici des axes d'étude du secteur agricole qui permettent d'évaluer l'ampleur des changements causés par une politique des bioénergies, de réévaluer la valeur du sol et de mettre en place des politiques d'accompagnement. Ceci nous conduira, dans le chapitre suivant, à décrire plus particulièrement la complexité des systèmes fonciers dans les pays en développement. En effet, toute politique intervenant sur le coût ou sur la rentabilité des sols devrait être encadrée par une politique foncière organisant la répartition équitable et dynamique des sols entre ses utilisateurs, et rétablissant les éventuels déséquilibres d'une politique énergétique. Voici donc quelques pistes d'analyse :

Identification des types d'exploitation agricole, en les caractérisant par :

- l'équilibre de la répartition des ressources foncières : en surface et en fertilité ;
- les niveaux d'intensité de production : les quantités d'inputs et de facteurs de production par hectare cultivé ; les techniques et les pratiques culturales (monoculture, polycultures, rotations, associations) ;
- le mode de production : agriculture familiale plus ou moins intégrée dans l'économie marchande ; agriculture capitaliste ; nature de la main-d'œuvre (familiale, salariée, saisonnière, permanente, niveau de rémunération) ;
- le système foncier : propriété privée, propriété collective et modalités de transmission, d'échange de la terre ; statut du fermage ; existence d'un marché, facteurs de variation des prix de cession et de location de la terre ; les acteurs du marché.

La structure de la filière agricole : les relations entre les unités de production et avec les activités en aval (secteur agro-industriel, de distribution,

transformation, commercialisation) et amont (agro-fourniture, soutien technique, banques) et leurs impacts sur la distribution des gains de la croissance et la flexibilité du système.

L'économie agricole et alimentaire :

- la répartition des productions agricoles selon les structures d'exploitation ;
- le poids des cultures d'exportation dans la balance commerciale ; la structure des marchés agricoles ;
- la part des aliments produits pour l'auto-consommation, pour le marché local ou national, pour l'exportation ; la part et la nature des importations alimentaires ;
- la satisfaction ou non des besoins nutritionnels selon les groupes sociaux ; l'évolution de ces besoins en fonction de la démographie.

Les utilisations alternatives de la terre (urbanisation, transports, industrialisation) et les facteurs spatiaux qui influencent la valeur des terres agricoles (infrastructures, proximité de zones urbaines).

Lors de l'évaluation d'une politique pour les cultures énergétiques, le coût des terres utilisées pour ces cultures devrait être rehaussé par la prise en compte des déséquilibres indirectement causés aux cultures alimentaires par le soutien aux cultures énergétiques. L'évaluation de ces surcoûts peut être estimée notamment grâce aux facteurs économiques et sociaux que nous avons énumérés. Il s'agit donc de construire un coût normatif de la terre à partir de l'analyse précédente du secteur agricole et de l'évaluation de la répartition des dommages subis par tous les acteurs de la filière alimentaire, du producteur au consommateur.

Dans le cas de Parabaïa, la structure de la production et du marché agricole a les caractéristiques et les conséquences suivantes. Les monocultures destinées à la commercialisation et à l'exportation sont très dépendantes de l'évolution des prix de marché. Seules les grandes exploitations capitalistes peuvent résister à ces fluctuations et à une détérioration temporaire de leur marge. Les petites exploitations familiales doivent produire pour leur auto-consommation et pour dégager un revenu minimum, grâce à la vente sur le marché local. Elles produisent donc des cultures alimentaires moins lucratives mais dont le prix est moins aléatoire. Elles préfèrent aussi pratiquer la polyculture, car les complémentarités des différentes activités assurent une meilleure stabilité à l'ensemble de l'exploitation.

Appliquons les principes précédents pour évaluer le programme Proalcool en comptabilisant autant que possible les surcoûts de la baisse des disponibilités

alimentaires. Cette baisse peut être compensée par l'importation ou par un soutien aux producteurs, ou aux produits alimentaires locaux. Dans le cas d'une baisse compensée par l'importation, la diminution des volumes produits localement doit être évaluée comparativement aux coûts de l'importation. Le choix d'importer peut entraîner d'autres conséquences d'ordre social :

- des prix d'importation élevés tendront à baisser le pouvoir d'achat et la satisfaction des besoins alimentaires des couches sociales modestes, et d'autant plus pour les populations rurales qui ont moins accès aux produits importés ;
- les familles ayant abandonné l'agriculture du fait de la concurrence exacerbée se trouvent dans une situation précaire et doivent trouver un emploi dans le secteur agricole ou non, ce qui peut aggraver l'exode ;
- la hausse de la part des importations alimentaires aggrave la dépendance du pays ou de la région vis-à-vis du marché extérieur et des fluctuations des prix mondiaux.

Si le pays choisit de compenser le déficit alimentaire par des cultures produites localement, il faut estimer les coûts de soutien des cultures alimentaires et/ou les agriculteurs touchés par la concurrence. Le soutien aux petits agriculteurs implique de soutenir des cultures sur des terres moins fertiles, d'améliorer des techniques non performantes, et de financer la modernisation à des taux préférentiels. L'idée est donc de prélever ces coûts sur les cultures énergétiques et de les reverser sous forme d'aides aux petites exploitations ou aux prix des produits agricoles alimentaires. La difficulté de cette évaluation réside dans la relation de complémentarité/compétitivité entre les cultures alimentaires et énergétiques : la raréfaction des cultures alimentaires peut d'elle-même causer une hausse des prix, qui attirera de nouveau les producteurs ; les grandes exploitations utilisent une main-d'œuvre issue des petites exploitations familiales et permettent leur survie.

Pour préserver les cultures alimentaires et rééquilibrer l'équité de la politique agricole, il faut un soutien aux prix des cultures alimentaires et aux structures agricoles (crédit, modernisation) mais aussi une organisation et une régularisation flexible et équitable de la propriété foncière (redistribution des terres, contrôle des rentes foncières).

C'est à cette dimension de la gestion des ressources en sols que nous nous intéresserons maintenant. En effet, la prévision des surcoûts d'une politique pour les plantations énergétiques va fortement dépendre des modes de gestion du sol. A partir d'expériences diverses dans les pays en développement, nous soulignons la complexité du système foncier et la prudence que doivent adopter

les politiques d'intervention dans le cadre de la coopération internationale. La décision de l'allocation des sols ne peut par être régulée par le seul paramètre de la valeur du sol. La question foncière est une des clefs de l'organisation sociale des pays du Sud et de leur capacité à se développer durablement.

3.3 Quelques réflexions sur la gestion des sols et les politiques foncières dans les pays du Sud

L'analyse de la tenure foncière est définie par Bruce (1986) comme « les termes et les conditions suivant lesquels les ressources naturelles sont détenues et utilisées ». Elle associe des connaissances géographiques, historiques, sociologiques, agronomiques, politiques et économiques sur les régions étudiées. A partir d'études significatives de l'ORSTOM sur la question foncière [1], nous montrerons l'imbrication de toutes ces dimensions dans la mise en place et l'évolution des systèmes fonciers locaux. Nous présenterons aussi les leçons tirées des interventions internationales dans les systèmes fonciers des pays du Sud dans le cadre de la coopération. Ce chapitre rejoint aussi les analyses du « Courrier de la Planète » sur le thème de la question foncière à travers le monde [2].

Quelques exemples de structures et d'évolution foncières

La double utilité des boisements d'eucalyptus à Madagascar [3]

Dans la région montagneuse de l'Imerina, la pression démographique se traduit par une faim de terres agricoles, perceptible dans le paysage par l'exploitation maximale de tout espace disponible. Malgré l'exiguïté de leurs terres, les ruraux laissent les eucalyptus progresser et recouvrir le terrain. Il faut chercher les raisons de cet apparent paradoxe dans l'usage paysan du ligneux.

- L'eucalyptus est une ressource pour les ménages : il est essentiel à la vie des ménages (combustible de cuisson, manches d'outils agraires, piquets de

(1) Blanc-Pamard (C.), Cambrezy (L.) et al., « Terre, terroir, territoire : les tensions foncières », Collection Dynamique des systèmes agraires, Colloques et Séminaires, ORSTOM 1995, 472 p.
(2) « Le foncier : une question internationale », in « Courrier de la Planète », n°47, septembre/octobre 1998.
(3) Ramiarantsoa (H.R.), « Les boisements d'eucalyptus dans l'est de l'Imerina » (Madagascar), in « Terre, terroir, territoire », 1995, op. cit.

clôtures, haies, construction), et a une valeur commerciale (vente sur pied, produits du sciage, production de stères, charbon pour les zones urbaines).

- L'eucalyptus est aussi une preuve de l'appropriation des terres : les paysans s'approprient des terres au moyen de la plantation d'eucalyptus. La présence de l'arbre est essentielle dans la confirmation du droit de propriété d'une terre.

La dimension foncière et l'intérêt économique se conjuguent et expliquent pourquoi l'eucalyptus s'est imposé à l'est de l'Imerina. Par ailleurs, l'exploitation des forêts entraîne l'entretien de pistes de circulation, lesquelles permettent le désenclavement des campagnes.

L'enchevêtrement de systèmes fonciers en mutations au Togo [1]

Deux terroirs sont comparés. Sur le premier, toute l'étendue du territoire est appropriée de façon individuelle, depuis plus de deux générations et des certificats de propriété existent. Il existe une longue pratique de transactions foncières marchandes : achat et vente, prise et mise en gage, prêts à bail et emprunts. La terre est un outil de production. Sur un deuxième terroir, proche du premier, règne une économie duale entre cultures vivrières et divers types de plantations :

- les cultures vivrières sont dominées par la propriété collective ;
- les plantations caféières villageoises sont organisées sous forme de propriétés individuelles non mercantiles où il est difficile de déterminer si la propriété porte sur le sol ou sur les arbres et où certaines plantations sont mises en gage ;
- dans les caféières périphériques, on rencontre le faire-valoir direct et une sorte de métayage.

Par ailleurs, le pâturage sur des terres est possible contre le paiement d'un loyer. Cet assemblage de pratiques nous montre l'interpénétration de la logique marchande et vivrière.

Inégalité de répartition des terres et tentative d'organisation du foncier en Argentine [2]

---

(1) Antheaume (B.), éL'utilisation du sol, les mutations foncières et la culture des paradoxes en zone de plantation du Togo », in « Terre, terroir, territoire » 1995, *op. cit.*
(2) Albaladejo (C.), « La question foncière dans l'évolution et les perspectives de la petite agriculture en Argentine », in « Terre, terroir, territoire » 1995, *op. cit.*

En Argentine, le marché foncier n'existe pas officiellement car les terres appartiennent à l'État. Les modalités d'installation sont diverses et ne passent généralement pas par l'achat préalable de la terre, mais par l'achat de droits d'occupation dans un marché foncier informel. En Argentine, après l'installation des premiers occupants sur les meilleures terres, la forte demande a entraîné l'avancée de la frontière agraire et la spéculation : les occupants déboisent et cultivent les terres pour les revendre rapidement à un prix qui est fonction du travail de déboisement et de culture, de la qualité des forêts restantes et de la localisation. Les transactions ne sont pas toujours monétaires (échanges de lots, paiement en cheptel) et s'effectuent sans l'intervention de l'organisme de gestion des terres publiques. Les occupants qui exploitent les terres se trouvent ainsi souvent en conflits avec de grands propriétaires officiels ou avec l'État et leurs possibilités d'accès à la propriété sont compliquées et coûteuses.

La propriété des terres est fortement concentrée, et les tentatives de l'État de freiner cette inégalité ont avorté (impôt proportionnel à la valeur de la terre, impôt sur la « rente normale potentielle des terres »). La diminution plus récente du nombre de grands propriétaires et de la superficie de leurs propriétés cache une stratégie de concentration (en condominium, sociétés, groupes de sociétés), car la subdivision cadastrale des terres permet de réduire les impôts.

Des leçons à tirer des politiques foncières passées

Rappelons que l'idée d'un marché de la terre implique l'existence de titres de propriétés et d'une valeur vénale des terres. Ce modèle étant celui des pays développés, certains soutiennent que le processus de privatisation est un passage obligé pour se développer. L'ancien président de la Banque mondiale, R. McNamara, déclarait au forum de Tokyo de mai 1991 : « Il faut renforcer la protection du régime foncier pour mieux assurer la propriété, en encourageant ainsi les investissements pour la mise en valeur des terres. Il existe de nombreuses indications que l'agriculteur africain, comme partout ailleurs, répondra à ces mesures d'encouragement. L'accroissement de la production (…) est largement imputable à des réformes visant à la rentabilité de l'agriculture privée et du secteur agro-industriel, dans un cadre macro-économique propice ».

Le parti pris de l'instauration de la propriété privée de la terre en Côte-d'Ivoire [1]

Une opinion consiste à dire que l'introduction de la propriété privée [2] est une condition nécessaire à la transformation agricole. C'est l'idée des réformes telles le Plan foncier rural en Côte-d'Ivoire et d'autres tentatives de réforme foncière en Afrique. Cette théorie prend la forme d'un modèle à trois stades : « traditionnel, transitionnel et moderne ». La transition s'opère à partir des systèmes de droits fonciers indigènes « communautaires », vers des possessions privées « individuelles ». La propriété communautaire y est considérée comme une contrainte dans la croissance agricole pour les raisons suivantes : (1) des exploitants ambitieux en dehors d'un groupe social ne peuvent pas obtenir suffisamment de terres pour agrandir leurs exploitations ; (2) les banques ne veulent pas accorder de crédits à des paysans qui ne possèdent pas de titre de propriété ; (3) sans la garantie des titres de propriété, les paysans sont peu disposés à adopter les innovations agricoles et à aménager leurs terres de façon durable ; (4) sans motivation individuelle pour investir dans les terres cultivées, une dégradation de l'environnement s'ensuit qui réduit la production. Le stade « transitionnel » est celui où se trouvent la plupart des sociétés africaines actuellement : le contrôle communautaire sur les terres s'affaiblit, les droits fonciers individuels se renforcent et les droits fonciers sont incertains. Cette théorie voit la solution dans l'individualisation des droits fonciers (qui peuvent aller des baux tenus par l'État jusqu'à la propriété définitive).

Dans cet esprit, la Banque mondiale a mis en place une grande campagne de cartographie des parcelles et de leur propriété en Côte-d'Ivoire. Cette cartographie fait mine d'ignorer la complexité de l'utilisation multiple et complexe des terres et prend ainsi le parti de la privatisation de la terre au profit des acteurs économiques dominants, ce qui constitue une intervention fortement partiale dans la gestion des ressources et leur accès aux différents usagers locaux et allochtones.

(1) Basett (T.J.), « L'introduction de la propriété de la terre :lLa cartographie et la Banque mondiale en Côte-d'Ivoire », in « Terre, terroir, territoire » 1995*, op. cit.*
(2) La propriété est souvent décomposée en trois : l'usus (droit d'user de son bien) ; le fructus (le droit de profiter de son bien) ; l'abusus (le droit de disposer de son bien pour le vendre et le transmettre).

Des théories foncières et des précautions pour l'avenir [1]

A la suite de ce court exemple de la Côte-d'Ivoire, nous regroupons les différentes écoles de pensée en matière de tenure foncière et du lien entre la tenure et la gestion durable ou non des ressources.

La tragédie des communs : c'est la théorie la plus influente retenue par un grand nombre de décideurs de l'Afrique d'aujourd'hui. Selon cette théorie, quand les ressources sont communes, autrement dit qu'elles appartiennent à tout le monde et à personne, personne n'a d'incitation économique à gérer la ressource durablement. La ressource est donc dégradée. La privatisation des ressources devient nécessaire, et doit être imposée de l'extérieur.

L'école des droits de propriété : cette école de pensée affirme que la raréfaction des ressources (causée par la pression démographique) entraîne une surveillance progressivement accrue des ressources car les coûts liés à la surveillance des ressources sont moindres que les bénéfices dérivés. Ainsi les individus qui exploitent la ressource sont capables de mettre au point leurs propres institutions de gestion.

L'approche du problème d'assurance : elle considère que si les communautés n'ont que des revenus faibles et précaires, et qu'elles dépendent de façon cruciale des ressources naturelles, les formes communales de propriété deviennent plus efficaces. Les institutions agissent alors pour coordonner les actions de soutien volontaire, de réciprocité et pour permettre la stratégie écologique de la mobilité.

L'Afrique se dirige actuellement vers une privatisation toujours plus poussée de ses ressources. Cependant les résultats en Afrique suggèrent qu'il est difficile d'établir une corrélation directe entre le titre individuel de propriété et des niveaux accrus de production, comme le fait la tragédie des communs. Une attention accrue devrait être accordée aux caractéristiques physiques des ressources et à leurs liens avec les systèmes fonciers. Il est de plus en plus reconnu que la collusion d'intérêts entre différents groupes dans l'utilisation des ressources (entre différents systèmes de production et au sein d'un même système) est une question qui entre dans la création de systèmes fonciers équitables et efficaces.

---

(1) Moorehead (R.), Lane (C.), « Nouvelles orientations en matière de politique et de tenure foncières des ressources pastorales », in « *Terre, terroir, territoire* » 1995, *op. cit.*

L'organisation et les choix dans le domaine foncier sont donc liés aux formes d'organisation de la société (système familial, succession et héritage, système de production, etc.) mais sont indissociables du pouvoir politique, des formes de contrôle social et d'administration du territoire et de l'idéologie. La gestion du problème foncier par l'État est cruciale pour sa légitimité et sa stabilité, car la politique foncière doit répondre à des aspirations de classes sociales diverses et doit assurer la sécurité alimentaire des populations. Voici certaines alternatives à étudier lors de la mise au point d'un régime foncier :

- les droits communs par opposition aux droits privés ;
- les droits historiques par opposition aux droits actuels ;
- les droits de propriété par opposition aux droits de régie ou aux droits d'usufruit ;
- les droits permanents par opposition aux droits provisoires ;
- l'accès à toutes les ressources par opposition à l'accès à des ressources déterminées d'un site donné ;
- l'accès gratuit par opposition à l'accès payant ;
- les droits négociables par opposition aux droits fixes ;
- l'accès saisonnier par opposition à l'occupation tout au long de l'année ;
- l'exclusivité par opposition à l'inclusivité ;
- l'homogénéité par opposition à l'hétérogénéité des utilisateurs des ressources ;
- les droits restreints par opposition aux droits sans condition.

La multiplicité des dimensions en jeu dans le système foncier peut se résumer par « l'équation foncière » [1]. Le foncier (F) est un rapport social (S) ayant la terre ou le territoire (T) comme assise et enjeu et où les variables économiques (E), juridiques (J), et les techniques d'aménagement de la nature (A) sont pondérées par le facteur politique (P) aux différentes échelles locales (l), nationale (n) et internationale (i).

$$\text{Soit :} \quad F = 1/T * S\,(E + J + A)^{P(i,n,l)}$$

(1) Le Bris, Le Roy, Mathieu, « L'appropriation de la terre en Afrique Noire », in « Terre, terroir, territoire » 1995, *op. cit.*

4. Face aux incertitudes et aux spécificités du sol, estimer la valeur d'évitement des dommages de la concurrence

Du fait de la mise en place du marché mondial des droits d'émission du carbone dans l'atmosphère et de la raréfaction des sources d'énergies fossiles à l'horizon 2020 et 2050, la production de biomasse pour la transformer en combustibles modernes semble un marché très porteur. Cette alternative est d'autant plus intéressante que les ressources en biomasse sont largement réparties à travers le monde et peuvent constituer un nouveau débouché de développement dans les régions rurales. Mais les politiques de permis d'émission du carbone ou de taxes à l'énergie nucléaire ne risquent-elles pas de surévaluer l'intérêt des bioénergies, d'accélérer leur développement et de déséquilibrer l'utilisation de la ressource en sol, qui devra également fournir l'alimentation de 10 milliards d'habitants en 2050 ?

Nous avons d'abord montré que ce risque de concurrence d'usage des sols existe, même si son ampleur est encore variable dans les évaluations et que les incertitudes sur les ressources et les besoins à venir demandent des analyses plus poussées au niveau régional. La question du Groupe de travail sur les « risques énergétiques » est donc pertinente et permet de modérer un certain enthousiasme vis-à-vis de la « solution » des bioénergies, même si un développement harmonieux des bioénergies est techniquement possible. L'évaluation des besoins alimentaires et énergétiques, des progrès des rendements agricoles et énergétiques, des ressources en terres permettrait de mieux cerner le problème de l'utilisation des sols et ses issues possibles.

Une des propositions pour mieux gérer les sols et protéger la sécurité alimentaire est d'imputer un coût supplémentaire aux sols utilisés pour les bioénergies. Ce coût évaluerait les risques de court et long terme d'une limitation des ressources alimentaires. Cette valeur pourrait s'appliquer de différentes façon au capital foncier, à son exploitation ou aux produits de son exploitation. Dans cet objectif, nous avons d'abord expliqué les composantes qui participent à la formation du prix de la terre, et les évolutions de l'offre, de la demande et du prix de la terre en fonction de facteurs économiques et sociaux. Puis nous avons montré les limites du lien entre le prix de la terre et sa valeur, étant donnée la grande spécificité de cette ressource et du marché qui lui est associé, si seulement il existe. Les systèmes fonciers sont effectivement surdéterminés par des facteurs sociaux, historiques, géographiques, politiques et économiques qui peut faire douter de l'efficacité du seul facteur du prix. Malgré cette réserve, tirons quelques conclusions quant aux modalités d'application d'une valeur normative du sol, afin de mettre en cohérence les différents

dispositifs de précaution contre les risques énergétiques (notamment la valeur normative du carbone).

Est-il nécessaire de prendre des mesures de précaution pour préserver les ressources en sols alimentaires ?

Les évaluations des ressources en sols alimentaires et du risque futur de concurrence d'usage des sols dépendent de l'évolution du potentiel de production des terres. Ce potentiel peut lui-même varier selon :

- les effets du progrès technique sur les rendements agricoles et énergétiques, qui accroissent au cours du temps le potentiel productif d'une même parcelle de terre ;
- le rythme d'épuisement des autres ressources indispensables à la production agricole, qui peuvent poser une limite à l'utilisation du facteur terre, même s'il est encore disponible (eau, produits fertilisants et phytosanitaires, main-d'œuvre) ;
- la dégradation des terres actuellement cultivées (pollutions, salinisation, érosion), due à l'emploi de techniques trop intensives ou inadaptées ou à des phénomènes climatiques régionaux (désertification). Ces phénomènes peuvent diminuer les ressources de façon irréversible, entraîner des surcoûts de remise en exploitation ou des baisses de rendement (dépollution, restauration des sols). L'urbanisation et le développement d'infrastructures pourraient aussi limiter les ressources en sols fertiles pour l'alimentation, aggravant les difficultés d'approvisionnement des villes.

Dans une vision optimiste, on peut penser que le progrès technique (OGM, intensification, biocarburants modernes, amélioration de l'efficacité énergétique) fera disparaître de lui-même le risque de concurrence d'usage des sols et donc qu'il est inutile de se préoccuper aujourd'hui de préserver cette ressource en lui définissant une valeur. Cette attitude rejoint le cas des énergies fossiles, pour lesquelles on peut penser que des carburants de substitution (non conventionnels) viendront repousser constamment l'épuisabilité de la ressource.

Concernant les progrès des rendements agricoles et énergétiques, leur appropriation, notamment par les pays en développement, semble beaucoup plus hasardeuse étant donnés l'ensemble des entraves socio-économiques à la diffusion et l'adoption de ces nouvelles techniques dans les agricultures familiales. Il est donc difficile d'avoir la même confiance en la technologie dans le domaine agricole où les structures de production sont dispersées et très

inégales, tandis que le domaine pétrolier montre une hyper concentration de la production, ainsi qu'une forte recherche de l'efficacité et de la compétitivité.

Ajoutons qu'il n'est pas non plus socialement souhaitable de rechercher à répandre rapidement le modèle d'agriculture occidental mécanisé, intensif en intrants et extensif en travail. Ce modèle mettrait en péril le rôle de l'agriculture dans l'emploi et la fixation des populations rurales et leur sécurité alimentaire. Dans une perspective environnementale, l'intérêt d'une telle intensification est aussi discutable étant donnés le bilan carbone des cultures intensives (l'émission de carbone par le sol et la plante dépasse la fixation par la plante), leur faible participation au stockage de carbone dans les sols et le coût énergétique de fabrication des intrants (annexe 1). A plus long terme, il est également difficile de prévoir à quel point les techniques et les rendements pourront s'accommoder des changements climatiques dus à l'effet de serre.

L'évaluation des coûts et avantages des cultures énergétiques

Le coût de la terre des plantations énergétiques doit intégrer la compensation des cultures alimentaires auxquelles elles se sont potentiellement substituées. Il s'agit alors d'une évaluation du type « coûts/avantages » de l'alternative bioénergie. Cette compensation dépendra alors du type des cultures concernées : sont-elles annuelles ou pluriannuelles ? sont-elles destinées à l'auto-consommation, au marché intérieur ou à l'exportation ? sont-elles des cultures alimentaires ou non ? quel est leur rôle dans les revenus des familles, des exploitations, de l'État et des autres acteurs de la filière ? les plantations énergétiques sont-elles annuelles ou pluriannuelles ? leur débouché est-il uniquement énergétique ? seront-elles transformées et utilisées sur place ou exportées ? quelles structures se chargeront de leur production, de leur transformation et de leur commercialisation ? La répercussion d'un changement d'usage des terres dépendra ainsi de la structure et de la dynamique locales et régionales dans les domaines alimentaire et énergétique. En fonction de ce contexte, l'application d'une valeur normative des sols pourrait prendre la forme d'une taxe sur le prix des terres, d'un impôt sur le capital foncier, de taxes à la production et à la transformation des cultures énergétiques, de la réservation de terres pour l'alimentation. Pour rééquilibrer les effets d'une substitution des cultures alimentaires, le revenu de ces prélèvements pourrait profiter aux producteurs de cultures alimentaires et les bioénergies pourraient en partie approvisionner la demande agricole et rurale locale.

Mais une telle évaluation de la terre fait intervenir de nombreux critères subjectifs : la volonté politique d'équité sociale d'accès à la terre, à

l'alimentation et à l'énergie, de sécurité et d'indépendance alimentaire et énergétique, de développement économique et commercial, de préservation de l'environnement. Des accords internationaux sont nécessaires pour faire valoir le droit des populations à préserver leurs ressources alimentaires propres mais requiert une acceptation internationale de la notion de la valeur du sol, qui minimise les aspects subjectifs.

L'évaluation du coût d'évitement des dommages

La fixation d'une valeur au sol se heurte à plusieurs problèmes majeurs, qui différencie le sol des autres ressources étudiées dans le cadre du Club Energie, prospective et débats. D'abord le sol ne fait pas partout l'objet d'un commerce chiffrable en valeur et en quantité, il n'a pas la même fluidité de circulation que les autres ressources énergétiques. Ce commerce, quant il existe, fait rarement l'objet de transactions internationales. Cela constitue des obstacles à la fois à une évaluation régionale de la valeur du sol, et d'autant plus à une valeur internationale.

Le prix du sol ne constituant pas une base d'étude de la valeur, ni d'anticipation des effets d'une variation de cette valeur, nous avons tenté de définir des évaluations indirectes, comme des bénéfices et coûts des plantations énergétiques. Mais comment donner une valeur à la nécessité de donner accès à l'alimentation aux populations locales et régionales ? de même, comment évaluer le besoin d'une sécurité et d'une indépendance énergétique locale et régionale ?

Comme dans le cas du risque d'effet de serre, nous constatons qu'il est subjectif et irréaliste d'évaluer les bienfaits ou les dommages des décisions d'exploitation. Cela tient à la multiplicité des usages du sol, à leurs spécificités locales, à leurs déterminants et implications régionales et globales, à l'importance de la dimension sociale des conséquences de ces choix, dont l'évaluation relève plutôt alors du domaine politique. Il devient irréaliste de délimiter et d'évaluer directement l'étendue complète des implications d'une diminution des sols à vocation alimentaire.

Notre seule issue est de supposer que toutes les régions accordent la même importance aux objectifs de sécurité et d'indépendance alimentaire et énergétique. L'évaluation de la valeur du sol consisterait alors à évaluer les coûts de politiques énergétiques et alimentaires qui n'aggravent pas, voire qui allègent la relation de concurrence entre les cultures alimentaires et les cultures énergétiques. Cette valeur normative du sol correspondrait au coût d'évitement

des dommages. Il s'agit ensuite de choisir le meilleur équilibre entre le coût d'une politique donnée et sa contribution à atteindre ces deux objectifs. La plus grande objectivité de cette valeur du sol autoriserait des comparaisons internationales.

Donnons des exemples de telles politiques : la restauration progressive de terres dégradées à l'aide de cultures énergétiques durables ; l'utilisation des déchets inutilisés de l'agriculture, de la sylviculture et de l'élevage pour la production d'énergie ; la pratique de cultures associées et d'agro-foresterie ; l'implantation des cultures énergétiques chez les producteurs de cultures vivrières afin de leur faire profiter des gains et d'engager une synergie de développement de ces cultures ; la préférence de cultures ayant à la fois des débouchés énergétiques et alimentaires et des utilisations intérieures, voir domestiques (fabrications artisanales de combustibles issus de la biomasse).

Pour finir…

Au cours de cette étude, il nous est apparu que l'analyse de la valeur du sol peut finalement se rapprocher de celle de l'eau, qui fait déjà l'objet de négociations internationales pour prévenir sa raréfaction et encourager des utilisations durables et équitables. L'eau est à la fois une ressource renouvelable et un patrimoine, dont les usages sont également multiples et parfois simultanés ou concurrents, et impliquent une gestion complexe. Cette gestion est fortement déterminée par des facteurs sociaux, historiques, politiques et environnementaux. Comme les sols, la ressource en eau n'est renouvelable que dans certaines conditions d'utilisation.

Ces deux ressources sont indispensables à l'agriculture et leurs exploitations nécessitent des consommations d'énergies, mais elles sont aussi toutes deux des sources d'énergie. Notons aussi que l'eau, comme la terre, fait souvent l'objet de tensions et de conflits frontaliers ou d'accords internationaux. Enfin, l'eau joue aussi un rôle fondamental dans l'évolution du changement climatique. L'intérêt environnemental des biocarburants serait d'ailleurs à préciser, de même que le rôle de l'agriculture dans l'effet de serre et le stockage de carbone dans les sols (annexe 1).

L'intérêt des cultures énergétiques pour la préservation de l'environnement, la diminution des émissions de gaz à effet de serre et le stockage de carbone pourraient être mieux évalués et comparés aux usages alternatifs du sol (dont la mise en réserve). Les techniques adoptées par l'ensemble des filières de production des bioénergies et des aliments seront déterminantes dans les bilans

environnementaux (recyclage et stockage du carbone, pollution des sols, ressources en eau, consommation et efficacité énergétiques). Dans cet objectif, une prochaine étude, définie au sein du Commissariat général du Plan, éclairera la relation entre l'alimentation et la consommation d'énergie en vue de prospectives mondiales et régionales.

Bibliographie

Blanc-Pamard (C.), Cambrezy (L.) et al., « *Terre, terroir, territoire : les tensions foncières* », Collection Dynamique des systèmes agraires, Colloques et Séminaires, ORSTOM 1995, 472 p.

Boinon (J. P.) et Cavailhes (J.), « *Comment expliquer l'évolution du prix des terres ?* » in Synthèses, Notes et Débats n° 4, INRA ESR, Dijon 1987, 163 p.

Conseil mondial de l'énergie, *L'énergie pour le monde de demain*, Edition Technip 1993.

Dessus (B.), Colombier (M.), Radanne (P.), Riedacker (A.) et al., *Energie 2010-2020* rapport final de l'Atelier « Les défis de long terme », Commissariat général du Plan.

Dessus (B.) et Pharabod (F.), « Jérémie et Noé : deux scénarios énergétiques mondiaux à long terme », in *Revue de l'énergie*, n° 421, 1990, 19 p.

FAO, *Agriculture mondiale : horizon 2010*, dir. Alexandratos, Polytechnica, Paris 1995.

Henin (I.), *Cultures alimentaires et cultures énergétiques : impact du programme Proalcool dans le domaine agricole de la Parabaïa*, thèse de doctorat ENSA, Montpellier 1987, 400 p.

Husain (S.A.), et Rose (D.W.), *Biomass Electic Power Plants : Land Use Impacts for Forestry and Agriculture*, Center for International and Agricultural Policy, université du Minnesota, 1998, 7 p.

IPCC, résumé pour les décideurs politiques : *Analyses scientifiques et techniques d'impacts, adaptations et réductions du changement climatique*, Groupe de travail n° 2, 1995.

Johansson et al., *Renewable Energy, Sources for Fuels and Electricity*, Island Press, 1993, 1 160 p.

Johansson (T.B.), Reddy (A.K.N.) et Williams (R.H.*), L'Energie après Rio - Perspectives et défis*, synthèse d'une étude thématique, PNUD/International Energy Initiative Energy 21, Stockholm Environment Institute, CNUDD.

Leemans (R.), Van Amstel (A et al., « The Land Cover and Carbon Cycle Consequences of Largescale Utilization of Biomass as an Energy Source », in *Globa Change Scenarios of the 21st Century* (Results from the IMAGE 2.1 Model), édité par Alcamo (J.), Leemans (R.) et Kreileman (E.) 1998, p.235-257.

Lerin (F.), Tubiana (F.) et al., « Le foncier : une question internationale », in *Courrier de la Planèt*e, n° 47, septembre/octobre 1998.

Mounier (A.), *Les théories économiques de la croissance agricole*, INRA, Economica 1996, 427 p.

Requillart (V) et al., *L'énergie, un nouveau marché pour l'agriculture*, INRA, Economica, Collection Bibliothèque des Matières Premières 1989, 264 p.

Riedacker (A.), « Les biomasses et les bioénergies dans les changements climatiques et le développement durable », in *Liaison Energie Francophonie*, n° 37/4e trimestre 1997.

Sanchez-Velez (A.), (1997), « Les bioénergies sont-elles compétitives », in *Liaison Energie Francophonie*, n° 36, 3e trimestre 1997, p.36-48.

Soederbaum (P.), Wolf (E.C.) et Famoriyo (S.), « L'économie, l'environnement et la politique d'utilisation des sols », in *Cérès* (revue de la FAO), n° 115, (vol. 20, n° 1), janvier/février 1987.

Swinehart (S.), *Biomass Scenarios, Present and Future : Evaluation of WEC's and Hall's Projections and Comparison to IEW Poll Responses*, working paper IIASA, WP-94-011, mars 1994, 20 p.

WEC, New *Renewable Energy Resources, a Guide to the Future*, Kogan Page Ltd 1994.

WEC/IIASA, Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond 1995.

5. Annexe 1 - L'agriculture et l'effet de serre

Sources :

Jayet (P.A.), et al. « De l'agriculture et de l'effet de serre : impact de la régulation économique », in « Etudes Economiques » n° 30, décembre 1997, INRA, ESR, Grignon ;
Germon (J.C.), « Le rôle régulateur du sol dans le changement climatique », in Le Courrier de l'environnement, n° 35, INRA, novembre 1998.

Les cultures, prairies et forêts

Même si l'évaluation des émissions de gaz à effets de serre (GES) par l'agriculture doit être approfondie, on sait déjà que l'activité agricole produit à la fois des effets positifs et négatifs sur l'effet de serre, notamment liés aux techniques. D'une manière générale, les pratiques agricoles associées à l'agriculture intensive déterminent des milieux perturbés, enrichis en matière organique facilement biodégradable et en azote, qui seront sources de composés gazeux, dont des GES. Les émissions de ces composés naturels sont accélérées par activités humaines intensives. Les activités agricoles les plus productrices de GES sont l'élevage bovin, les cultures fortement amendées en engrais azoté et les cultures à fort potentiel de stockage de carbone.

Le dioxyde de carbone (CO_2)

Le CO_2 est à la fois émis par les organismes du sol et la respiration des plantes et absorbé par photosynthèse. Le tableau 1 rassemble les niveaux d'émissions de CO_2, pour différentes cultures en climat tempéré (bilan sol + racines).

Tableau 1 - Emissions de CO_2 par les sols en climat tempéré (100gC/m^2/an)

Culture	Emission de CO_2
Blé après été en jachère	23,5 – 25,5
Blé	6,5
Rotation de 6 ans	0,7 – 1,4
Rotation de 8 ans + apport intensif d'engrais	2,0
Forêt d'épicéas	4,9
Forêt mixte	8,5
Forêt mixte caducifoliée	8,4
Forêt de chênes	7,9
Forêt de cèdres	7,4
Forêt marécageuse	7,1

Source : Bouwman (1989)

Selon Bouwman, les valeurs plus élevées pour les sols de forêts sont dues à la présence d'une litière qui s'oxyde. Les valeurs obtenues pour le blé dans différents systèmes peuvent cependant être difficilement extrapolées à d'autres cultures.

D'autre part, l'une des sources importantes de CO_2 est la diminution du stock de carbone organique des sols suite à la mise en culture et aux pratiques intensives. Les estimations actuelles évaluent les émissions annuelles de CO_2 dues à la déforestation et au changement d'usage des sols en zones tropicales à 22,5 % des émissions totales de carbone sous forme de CO_2.

Le méthane (CH_4)

Le CH_4 est produit par des micro-organismes du sol en conditions anaérobies strictes, puis généralement réabsorbé dans le sol par d'autres bactéries, si bien que seule une petite partie du méthane produit atteint l'atmosphère. Les rizières sont une source importante de méthane en agriculture, tandis que les autres sols cultivés absorbent globalement le CH_4.

La production de méthane par les sols et l'agriculture correspond à 55 % des émissions, avec 21 % dues aux zones humides et marécageuses, 11 % aux rizières et 21 % au cheptel. Les sols exondés ont la capacité d'éliminer cette émission (par oxydation microbienne), à condition que les pratiques culturales n'altèrent pas ce mécanisme.

Le N_2O

Les évaluations actuelles sur les émissions de N_2O indiquent que les sols tempérés et tropicaux cultivés ou non, sont responsables de près de 70 % des émissions de ce gaz. Ces émissions sont dues à la nitrification (en sols peu humides), et à la dénitrification (en sols fortement humides). Les études confirment que ces émissions sont fortement dépendantes des apports en fertilisants azotés et varient de façon saisonnière.

Le stockage de carbone dans les sols

Le CO_2 atmosphérique est absorbé par les plantes et réduit en carbone organique par l'intermédiaire de la photosynthèse. Ce carbone est stocké dans la plante et peut se retrouver dans les sols sous différentes formes. Ce stockage peut être de l'ordre du jour, de l'année voire du siècle. Le tableau 2 regroupe les quantités de carbone stockées annuellement à l'échelle du cinquantenaire en fonction de la pratique culturale. Ainsi, une couverture forestière est un bon moyen de stockage, sous réserve que le bois reste sur pied ou soit exporté sans être altéré (utilisation pour la construction par exemple).

Tableau 2 - Stockage annuel de carbone sur 50 ans (t de carbone/ha/an)

	Potentiel de stockage annuel
Référence : culture de céréales avec restitution des résidus de récolte et travail du sol	0
Jachère nue ou urbanisation	- 0,40
Brûlage des résidus de culture	- 0,20
Engrais vert	+ 0,10
Semis sans travail du sol	0 à + 0,15
Prairie temporaire	+ 0,25
Prairie permanente	+ 0,25
Conduite forestière en feuillus	+ 0,35
Conduite forestière en résineux, pH = 4	+ 0,35
Conduite forestière en résineux, pH < 4	+ 0,50

Source : Balesdent (1995)

Des expérimentations nord-américaines montrent que l'augmentation de production de biomasse végétale au cours des dernières décennies, suite au développement de la fertilisation et aux améliorations variétales, a conduit à un restockage de matières organiques, dans cette région. D'autres travaux montrent

que l'on peut restocker du carbone organique dans les sols par des techniques simplifiées de travail du sol, la remise en prairie ou la régénération de la forêt.

L'élevage

Les animaux dégagent directement du CO_2 et du CH_4 par la respiration et par la fermentation entérique, et indirectement par la transformation des lisiers. Les herbivores seraient responsables d'environ 15 % des émissions totales de méthane (Sauvant et al., 1996). La production journalière de gaz par les ruminants dépend de facteurs liés à l'animal (espèce, âge) et à l'alimentation : niveau d'alimentation, nature du fourrage et mode de conditionnement, nature de l'aliment concentré et pourcentage de concentré dans la ration, apport d'additifs tels que les matières grasses. Chez les bovins, les quantités de méthane produites par unité de produit final (lait ou viande) sont plus faibles pour les animaux à haut potentiel de production (Vermorel, 1995).

Aliments simples et aliments composés chez les ruminants

Concernant les aliments simples, le pouvoir méthanogène est très variable et ne s'explique pas seulement par la composition chimique. Les aliments riches en constituants pariétaux et/ou en matières grasses sont moins méthanogènes (Sauvant et al., 1996). Les aliments à forte digestibilité apparente de l'énergie sont plus méthanogènes, de même que les aliments à teneur élevée en matière azotée totale (Blaxter et Clapperton, 1995). Concernant les aliments composés et les rations mixtes, la rapport concentré/fourrage n'a qu'une faible influence sur le méthane dégagé (Sauvant et al., 1996).

Les émissions indirectes de gaz à effet de serre par l'élevage

Les déjections des animaux produisent essentiellement du méthane, dans des quantités liées au mode de gestion de ces déjections. La production de CH_4 est minime quand les déjections sont répandues sur le sol (conditions aérobies) et inversement en condition anaérobie (cas des régions d'élevage intensif) (Martinez et al, 1995). Les déjections de l'ensemble des animaux d'élevage représenteraient 20 % du total des émissions issues des processus entériques des ruminants (IPCC, 1992). Les pratiques de gestion et de traitement des déchets permettent de contrôler et de réduire ces émissions.

Agir sur le fonctionnement des sols pour maîtriser le climat

Les résultats de certaines études indiquent qu'il est possible, avec certaines techniques culturales, d'augmenter les stocks de matière organique des sols. Ce carbone restocké ne représenterait cependant qu'une faible part du carbone libéré dans l'atmosphère. Concernant les émissions de N_2O, même si leurs déterminants doivent être mieux précisés, il apparaît que la meilleure gestion des apports en fertilisants azotés permettrait des diminutions sensibles des gaz émis. Quant au méthane émis par les rizières, une gestion modifiée des phases d'immersion de la culture, et l'introduction de nouveaux cultivars aboutiraient à des réductions d'émissions.

Pour conclure, la possibilité de réduire les différentes émissions de GES en introduisant de nouvelles pratiques agricoles est réelle, même si elle demande encore de nombreux travaux d'évaluation. Mais on sait déjà que le potentiel de réduction que représente cette option restera faible, alors qu'elle exige d'importants changements des comportements agricoles.

6. Annexe 2 – Résultats des scénarios prospectifs

Source : nos calculs à partir des scénarios de l'IIASA, du CME, de la FAO et l'IPCC

Tableau 12 – Consommation future de bioénergies modernes (Mtoe)

		A3	B	C1	A3	B	C1
	1990	**2020**	**2020**	**2020**	**2050**	**2050**	**2050**
North America	19	97	55	69	180	81	113
Western Europe	9	43	24	34	58	31	49
CIS & East Europe	8	52	23	68	76	30	50
Pacific OCDE	7	26	20	18	43	27	34
Industrialized countries	**43**	**185**	**103**	**164**	**350**	**168**	**244**
Latin America	45	98	72	90	155	99	340
Mid East & N. Africa	-	-	-	11	-	-	-
Sub-Saharan Africa	5	16	12	48	24	16	89
Pacific & SE Asia	17	60	43	118	74	53	184
South Asia	11	22	19	78	45	24	199
Developing countries	**78**	**164**	**126**	**420**	**252**	**165**	**791**
Total	**121**	**359**	**248**	**579**	**555**	**333**	**1 036**

Tableau 13 – Surfaces pour les bioénergies modernes (Mha)

		A3	B	C1	A3	B	C1
	1990	2020	2020	2020	2050	2050	2050
North America	6	32	18	23	60	27	38
Western Europe	15	33	24	30	52	33	113
CIS & East Europe	3	14	8	11	19	10	16
Pacific OCDE	3	17	8	23	25	10	17
Industrialized countries	**24**	**80**	**50**	**64**	**131**	**70**	**167**
Latin America	22	49	36	45	77	50	170
Mid East & N. Africa	-	-	-	5	-	-	-
Sub-Saharan Africa	3	8	6	24	12	8	45
Pacific & SE Asia	8	30	21	59	37	26	92
South Asia	6	11	10	39	22	12	99
Developing countries	**39**	**98**	**73**	**172**	**149**	**96**	**406**
Total	**63**	**177**	**123**	**236**	**280**	**166**	**574**

Tableau 14 – Consommation future de bioénergies traditionnelles (Mtoe)

		A3	B	C1	A3	B	C1
	1990	2020	2020	2020	2050	2050	2050
North America	39	80	46	36	113	51	39
Western Europe	18	35	20	15	37	20	11
CIS & East Europe	31	83	36	52	97	39	21
Pacific OCDE	0	6	5	46	8	5	3
Industrialized countries	92	192	106	411	236	114	74
Latin America	125	244	179	64	372	239	175
Mid East & N. Africa	22	37	38	27	65	48	31
Sub-Saharan Africa	140	399	299	239	580	388	291
Pacific & SE Asia	349	577	414	355	617	443	372
South Asia	204	327	291	234	628	331	255
Developing countries	843	1 584	1 216	999	2 207	1 444	1 127
Total	935	1 912	1 322	1 075	2 594	1 558	1 198

Tableau 15 – Surfaces pour les bioénergies traditionnelles (Mha)

		A3	B	C1	A3	B	C1
	1990	2020	2020	2020	2050	2050	2050
North America	13	27	15	12	38	17	13
Western Europe	42	81	60	21	124	80	58
CIS & East Europe	6	12	7	5	12	7	4
Pacific OCDE	10	28	12	17	32	13	7
Industrialized countries	**61**	**120**	**81**	**38**	**174**	**103**	**75**
Latin America	63	122	90	32	186	120	88
Mid East & N. Africa	11	19	19	14	33	24	15
Sub-Saharan Africa	70	200	149	120	290	194	146
Pacific & SE Asia	175	288	207	178	309	221	186
South Asia	102	164	145	117	314	166	128
Developing countries	**420**	**793**	**610**	**460**	**1 131**	**725**	**562**
Total	**481**	**913**	**692**	**498**	**1 305**	**828**	**638**

** rendement moyen nord (NOE) 3 tep/ha*
rendement moyen sud (CME) 2tep/ha

Tableau 16 – Hypothèses de l'IPCC et de la FAO pour les taux de croissance des terres cultivées

	Area in million of ha			Annual growth		
	1988/90	1988/90*	2010 - FAO	1980/91	1988/90* 2010 FAO	1988/90* 2010 IPCC**
Latin America, Caribbean	150	189	217	0.9%	0.6%	1.2%
Near East/North Africa	93	77	80	0.3%	0.2%	0.4%
Sub-Saharan Africa	140	212	255	0.5%	0.9%	1.8%
East Asia (excl. China)	82	88	103	1.0%	0.8%	1.6%
South Asia	204	190	195	0.1%	0.1%	0.2%
Developing countries of the study, excl. China	669	757	850	0.5%	0.6%	1.2%

Alexandratos (N.), « Agriculture mondiale, horizon 2010 », FAO, 1995.
** : Ajustés pour l'étude de la FAO*
*** : Nous avons utilisé l'hypothèse de l'IPCC pour le taux de croissance global des terres cultivées dans les PED, la répartition selon les régions restant celle du scénario de la FAO*

Tableau 17 – Projection des surfaces agricoles (Mha) – scénario « bas »

	1990	2010	2020	2025	2050
Latin America, Caribbean	189	213	226	233	271
Near East/North Africa	77	80	82	83	87
Sub-Saharan Africa	212	254	277	290	363
East Asia (excl. China)	88	103	112	116	142
South Asia	190	194	196	197	202
Developing countries	**567**	**639**	**678**	**699**	**812**

Tableau 18 – Projection des surfaces agricoles (Mha) – scénario « haut »

	1990	2010	2020	2025	2050
Latin America, Caribbean	189	240	270	287	387
Near East/North Africa	77	83	87	89	98
Sub-Saharan Africa	212	303	362	396	618
East Asia (excl. China)	88	121	142	153	228
South Asia	190	198	202	204	214
Developing countries	567	720	811	861	1160

Tableau 19 – Terres occupées par des installations humaines, des forêts et des zones protégées (Mha) en 1988/1990

	land balance*	Human settl.	Forest areas†	Protected areas‡
		As percent* of land balance		
Latin America, Caribbean	869	1.2%	68%	13%
Near East/North Africa	16	10.7%		
Sub-Saharan Africa	797	1.8%	25%	10%
East Asia (excl.China)	97	7.4%	27%	22%
South Asia	38	44.7%	16%	14%
Developing countries (excl.China) - 1990	**1 816**	**2.8%**	**45%**	**12%**

Alexandratos (N.), « Agriculture mondiale, horizon 2010 », FAO, 1995
NB : Les terres occupées par des installations humaines des forêts et des zones protégées peuvent être partiellement confondues
** Bilan des terres : terres ayant un potentiellement arables mais non cultivées*
† pour 69 pays, représentant 1724 millions d'hectares (95 %) sur le bilan total des terres en 1988/1990 (1 816 Mha).
‡ pour 63 pays représentant 1 675 million d'hectares (92 %) sur le bilan total des terres 1988/1990 (1 816 Mha).

Tableau 20 – Statistiques FAO sur l'utilisation des sols en 1992-1994 (Mha)

	Cropland	Permanent pasture	Forest and woodland	Other land
North America	233	267	749	588
Western Europe	117	72	143	103
CIS & East Europe	274	377	844	810
Pacific OCDE	55	430	178	168
Industrialized countries	**669**	**1 216**	**1 904**	**1 672**
Latin America & Caribbean	153	594	1 009	295
Near East & North Africa	74	357	71	790
Sub-Saharan Africa	149	704	657	612
Pacific & SE Asia	193	552	427	459
South Asia	212	49	81	130
Developing countries	**781**	**2 257**	**2 245**	**2 287**

Tableau 21 – Ressources mondiales en sols (Mha)

	sols arables en culture	sols arables hors forêts et inst.hum.	forêts sur sols arables	autres forêts
North America	233			749
Western Europe	117			143
Former Sov.Un., C&E Europe	274			844
Pacific OCDE	55			178
Industrialized countries	**669**			**1 904**
Latin America & Caribbean	189	269	589	420
Near East & North Africa	77	14	-	71
Sub-Saharan Africa	212	582	200	457
Pacific & SE Asia	193	64	26	401
South Asia	212	15	6	75
Developing countries	**883**	**950**	**815**	**1 424**

Sources : Statistiques FAO et Alexandratos (N.), « Agriculture mondiale, horizon 2010 », FAO, 1995

Etude 4

LES ENERGIES RENOUVELABLES

Georges Dupont-Roc

Total

1. Le contexte global

1.1 Le développement durable

En 1986 la Commission Brundtlandt a formalisé le concept du développement durable et l'a défini en ces termes : - « satisfaire les besoins du présent sans hypothéquer la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins ». Ceci nécessite de gérer l'équilibre entre le développement économique, l'équité sociale et la protection de l'environnement, aussi bien dans les pays de l'OCDE, que ceux en transition ou en développement. Parti des pays nordiques et anglo-saxons, le thème du développement durable atteint progressivement les autres pays d'Europe et certains pays d'Amérique latine. Près de 2 000 compagnies ont souscrit au principe du développement durable en signant la Charte pour le développement durable de la Chambre de commerce internationale.

Implicitement, le concept implique une obligation de s'intéresser au développement de nouvelles sources d'énergie et de minimiser les rejets affectant l'environnement. Les combustibles fossiles ont fourni et fourniront

encore pendant de nombreuses années une contribution essentielle au développement économique et au bien-être de l'humanité, mais sont perçus par beaucoup comme une ressource finie et économiquement limitée. En outre, l'usage des combustibles et carburants peut détériorer l'environnement local, et contribuer aux émissions liées à la possibilité d'un changement climatique.

De nombreux travaux de prospective (IIASA, CME, AIE, Shell) ont montré que pour assurer la prospérité économique des huit milliards d'habitants de la planète à l'horizon 2030, il était nécessaire de développer de nouvelles sources d'énergie. A cet horizon, il existe bien sûr une grande incertitude sur la part de marché de chacune des sources existantes et nouvelles et la structure du marché. Pour la génération d'électricité et de chaleur, les énergies renouvelables et les systèmes décentralisés pourraient complémenter les énergies et systèmes traditionnels. En outre de nouvelles chaînes combustibles pourraient émerger. *Un système énergétique durable devra intégrer des sources d'énergies renouvelables et des chaînes combustibles à faibles émissions, accessibles à des coûts acceptables.*

L'histoire a montré que la mise en place de nouvelles infrastructures énergétiques prend plusieurs décennies. La part de marché de nouvelles sources d'énergie primaire s'accroît au mieux de 0,5 % par an. C'est donc dès maintenant qu'il faut s'y intéresser si l'on veut participer à leur décollage. Pour certains il s'agit encore d'une vision floue et lointaine, pour d'autres c'est un domaine accessible, source d'opportunités commerciales. Au cours des dernières années, un certain nombre de grandes compagnies ont décidé de s'impliquer dans la commercialisation de ces nouvelles technologies et des produits associés. Shell, BP, Enron, BG, Alstom, ABB, Siemens, Framatome, Total-Fina-Elf, EDF, GDF ont toutes des activités dans ce domaine.

1.2 Les transitions du système énergétique

Sur de longues périodes, on a observé des changements structurels importants concernant les marchés de l'énergie, le type d'offres proposées aux clients, les infrastructures mises en œuvre et l'origine des ressources.

Au début du siècle, le charbon venait juste de dépasser le bois comme source d'énergie principale avec 55 % du marché et s'affichait comme la ressource dominante de l'avenir. Le pétrole atteignait 2 % de part de marché après 40 ans de développement chaotique et une image d'industrie précaire. Quarante années

plus tard il atteignait 25 %, permettant la mobilité terrestre et aérienne et donc la conquête du globe.

Les Etats-Unis comptaient 8 000 voitures en 1900 et 17 millions en 1925, une croissance annuelle de 30 %. La généralisation de la mobilité individuelle répondit essentiellement à un désir de liberté, satisfait grâce à un vecteur énergétique puissant, facile à mettre en œuvre, et au faible coût de la production des automobiles à la chaîne, aidé par l'accès généralisé au crédit individuel. Le développement de l'ensemble était soutenu par un cercle vertueux de progrès scientifiques et technologiques en mécanique, thermodynamique, métallurgie, et chimie des polymères.

En 1951 aux Etats-Unis, un pilote de 300 kWe prouva le concept de production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire. En 1954, l'Atomic Energy Act encouragea l'industrie privée à développer, construire et opérer des centrales nucléaires. Dans les pays industrialisés, des programmes sponsorisés par les gouvernements permirent de tester de nombreux concepts. La taille des installations passa de 80 MWe à 400 MWe entre le début et la fin des années soixante, puis atteignit 900 MWe vers la mi-1970 et 1 300 MWe mi-1980. *La part du nucléaire, exprimée en énergie primaire, s'est accrue de 4 % à 11 % au cours des vingt dernières années, dans l'OCDE. Aujourd'hui la part des énergies renouvelables émergentes y est de 3,7 %, hydraulique exclue.*

La diversification des sources d'énergie est une caractéristique fondamentale de l'évolution du système énergétique depuis le début de la révolution industrielle. L'offre commerciale d'énergie renouvelable dans de nombreux segments du marché devrait contribuer à augmenter la diversité du système énergétique et donc sa robustesse, élargissant les choix du consommateur, du public et du législateur.

Dans certains états d'Europe et des Etats-Unis, de l'électricité « verte » d'origine renouvelable est proposée aux consommateurs depuis quelques années. En outre, certaines sociétés de petite transformation ou de services s'impliquent et cherchent à s'approvisionner en électricité « verte » pour communiquer sur le thème du développement durable. Avec l'ouverture du marché électrique, cette offre pourrait être couplée avec des systèmes de production décentralisée : co-génération de toute taille, micro-turbines et, à terme, piles à combustibles.

A long terme, il est peu probable que chacune des sources d'énergie renouvelable dépasse 10 % de l'approvisionnement mondial en énergie

primaire, mais leur combinaison pourrait leur permettre d'atteindre 30 à 50 % du marché vers le milieu du siècle prochain.

1.3 Le cadre réglementaire

Dans de nombreux pays de l'OCDE ou en développement, les consommateurs, le public, les politiques et les décideurs ont montré une certaine sensibilité aux avantages que pourraient apporter les énergies renouvelables :

- la création de filières permettant de diversifier l'offre énergétique compte tenu des incertitudes à long terme concernant :
  - le rôle de l'énergie nucléaire et ses gains potentiels en productivité ;
  - le coût et les délais de commercialisation de nouvelles ressources de gaz, de plus en plus éloignées des marchés ; et leur sécurité d'approvisionnement ;
  - la réalité et l'intensité de l'effet de serre liées aux combustibles fossiles ;

- la création de nouvelles industries, présentant un potentiel d'exportation important, avec des effets positifs sur l'emploi, au niveau local et global ;

- des progrès notables de coût et de fiabilité dans certaines technologies clés permettant d'envisager une offre commerciale entre 5 et 10 ans, suivant les équipements et les besoins ; et pour certaines niches dès aujourd'hui ;

- l'apparition de processus techniques et commerciaux permettant de gérer efficacement un système énergétique décentralisé, minimisant ainsi les investissements et permettant de répondre souplement à la croissance de la demande ;

- une réponse partielle à la nécessité économique, sociale et environnementale de progresser en direction de systèmes de développement durable, concernant en particulier la gestion des ressources (énergie, eau, air, forêts, agriculture, etc.), en intégrant des éléments de coûts supplémentaires ou évités.

Depuis 10 à 15 ans, différents systèmes de stimulations ont donc été mis en place, pour tenter de rapprocher les coûts des énergies renouvelables des prix du marché, et créer de nouvelles industries locales, avec un potentiel d'export. De nombreux pays offrent une subvention à l'investissement pouvant atteindre

35 %, voire 50 % pour la R & D ou un projet de démonstration, et un amortissement fiscal accéléré. *En France, l'article 39 a/b du code fiscal permet un amortissement immédiat des installations productrices d'énergie renouvelable.*

Aux Etats-Unis, au Japon, en Allemagne, en Italie, aux Pays-Bas, au Danemark, en Suède, la contribution publique aux budgets de R & D a été maintenue depuis de nombreuses années au niveau annuel d'environ 1 $/habitant. En France il était de 0,1 $/habitant en 1996 et atteignait 0,3 $/habitant en 1999. En Californie et en Allemagne l'effort de R & D a été couplé à un programme de stimulation de marché assez agressif.

Pour être effectifs, les systèmes de stimulation nécessitent un engagement à long terme de la part du public, de ses représentants politiques, des autorités régulatrices, des industriels et des consommateurs. Ils ont pour cadre une aspiration quantifiée : 80 GWe d'éolien aux Etats-Unis en 2020 ou 10 % d'électricité renouvelable au Royaume-Uni en 2010. Parfois l'approche est directive, fixant des taux de progression de part de marché ou des objectifs de volume obligatoire pour une date donnée (Massachusetts, Texas, Pays-Bas).

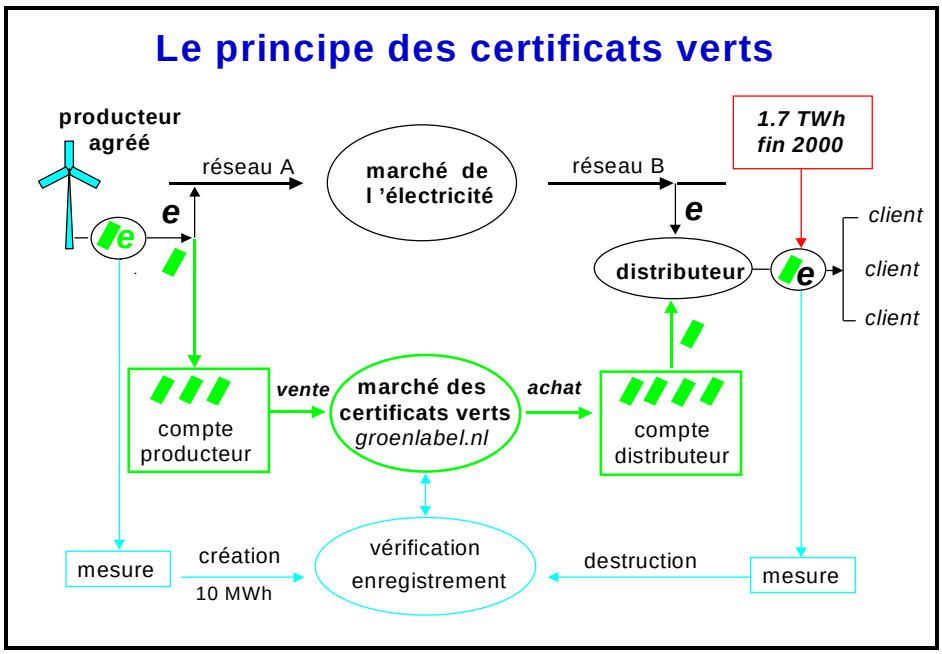
Jusqu'à présent, les deux systèmes utilisés étaient soit une reprise garantie de l'énergie à un prix affiché, soit un processus de sélection par un système d'appel d'offre compétitif lancé par un organisme régulateur ou par l'opérateur national. Ces systèmes sont maintenant incompatibles avec la libéralisation du marché. De nouveaux systèmes, basés sur des mécanismes de marché, sont en cours de démonstration ou d'élaboration. Ils mettent en jeu l'étiquetage de l'origine de l'électricité et un premium accordé à l'électricité « verte », sur une base volontaire ou obligatoire.

En Californie, le consommateur peut panacher son approvisionnement électrique en fonction de la source d'origine : charbon, gaz, nucléaire, grande hydraulique, renouvelables. Il utilise donc sa facture d'électricité pour exprimer des choix concernant l'énergie et l'environnement. Pour les énergies renouvelables choisies, il reçoit de l'Etat un crédit de 15 $/MWh. Un budget de 540 $ millions est prévu sur la période 1998-2001 pour encourager le développement commercial des énergies renouvelables.

En Europe du Nord, un certain nombre de pays (Pays-Bas, Danemark, Belgique, Italie, Royaume-Uni) mettent en place un système de marché des certificats « verts », basé sur l'expérience acquise aux Pays-Bas. Ce système valorise un « électron de source renouvelable » à sa « valeur d'électron » sur le

marché électrique à laquelle s'ajoute une prime pour sa « valeur renouvelable », déterminée sur le marché des certificats « verts ».

La bonne opération du système nécessite la mise en place de dispositifs de certification et des mécanismes de création, transaction et destruction permettant de suivre les certificats au cours de leur cycle de vie. Le système est compatible avec l'application de la directive électricité et permet de gérer la progression de la part de marché des énergies renouvelables, tout en conservant un mécanisme compétitif encourageant l'utilisation des ressources dans un ordre de coûts croissants.



La valeur du certificat « vert »est estimée à 15-25 euros/MWh, soit un premium de 30 à 50 % par rapport au prix de marché au niveau du réseau de distribution 60-100 kVolt. Elle provient d'un objectif contractuel entre une autorité de régulation et les distributeurs ou une obligation au niveau des consommateurs, visant à atteindre un taux annuel de progression de la part de marché des énergies renouvelables, soit une part de marché à une échéance donnée. Cette valeur est influencée par le progrès technologique, la qualité des ressources renouvelables et le taux de pénétration souhaité pour ces énergies. Celui-ci peut être lié à un objectif de diversification des sources d'approvisionnement en énergie ou un désir de limiter les émissions de CO_2.

Un marché de l'électricité « verte », sur une base volontaire, s'est mis en place au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, en Suède, en Allemagne au cours des trois dernières années. EDF, qui propose ce service en Angleterre, envisage de faire un essai en France, dans la région de Dunkerque. En général, les tarifs « verts » comportent un premium de 5 à 15 % et touchent actuellement 1 à 3 % des consommateurs. Les compagnies espèrent atteindre 5 à 10 % au cours des prochaines années. Dans certains pays, c'est un des critères dont tiennent compte les abonnés lorsqu'ils choisissent leur fournisseur. Des études de marché ont montré que 30 % des consommateurs étaient prêts à payer un premium de 5 %, mais seulement 8 % accepteraient un premium de 10 %.

Dans les pays en développement, le cadre réglementaire est souvent défavorable aux énergies renouvelables. Les principales barrières sont la taxation des équipements importés, la lenteur des réformes du marché de l'électricité et de leur mise en œuvre. Des palliatifs possibles sont :

- le développement du micro-crédit, au niveau de villages ou régions, permettant l'acquisition de systèmes décentralisés pour alimenter des équipements productifs ;

- l'assemblage local si la taille du marché le permet.

2. L'énergie éolienne

2.1 La ressource et ses potentiels

La puissance du vent est fonction du cube de sa vitesse : 200 W/m² à 7 m/s et 1 700 W/m² à 14 m/s. Une éolienne moderne peut convertir en électricité jusqu'à 50 % de la puissance traversant la surface balayée par le rotor, le maximum théorique étant 59 %. La vitesse moyenne du vent varie avec la situation géographique régionale (régions côtières, grandes plaines), locale (cluses, crêtes), la rugosité du terrain (mer, forêts) et la distance du sol. Elle peut augmenter de 30 % entre 10 m et 50 m de hauteur, doublant la puissance récupérable.

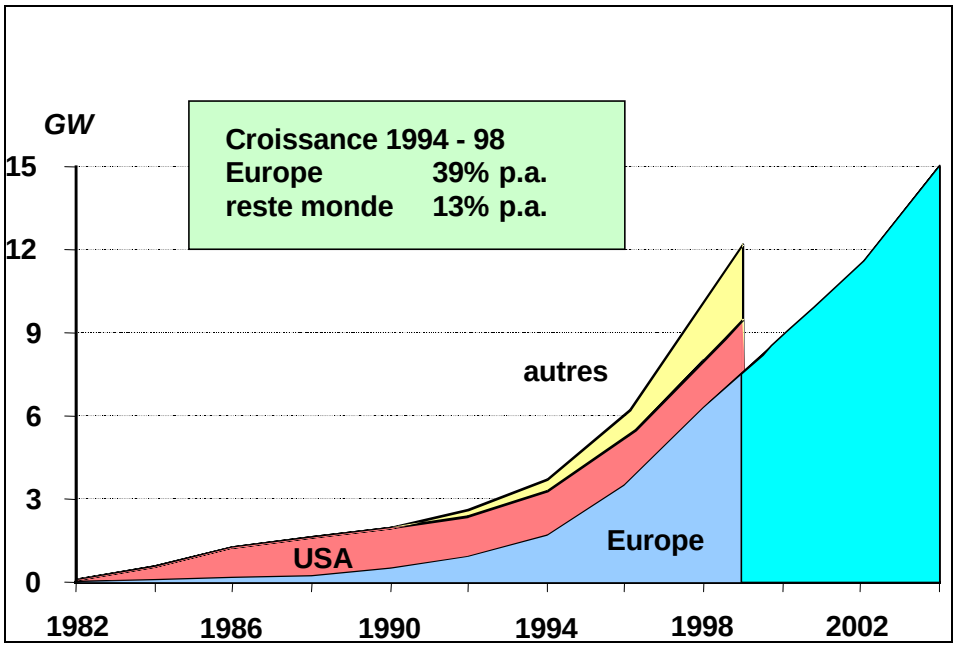
Le potentiel éolien est considérable. Dans l'UE la ressource techniquement récupérable serait de 500 TWh à terre et 2 500 TWh en mer, équivalent à la consommation totale d'électricité. Les meilleures ressources se situent le long

des côtes nord-ouest de l'Europe (Irlande, Royaume-Uni, France, Benelux, Allemagne, Danemark) ainsi qu'en Espagne et dans le sud de la France. A long terme, une part du marché de 15 % est envisageable. Aux Etats-Unis, EPRI (Electric Power Research Institute) estime que 14 % de la production électrique, soit 400 TWh, pourrait être fournie par des systèmes éoliens situés à moins de 15 km des lignes de transmission existantes, à partir de ressources ayant une vitesse moyenne supérieure à 6 m/s (22 km/h).

La capacité mondiale a augmenté de 21 % par an au cours des 10 dernières années et atteint un rythme d'installation de 2,5 GWe/an. Au début 1999, la capacité mondiale cumulée a dépassé 10 GWe. Les deux tiers se trouvent en Europe (Allemagne 2,9 GWe, Danemark 1,5 GWe, Espagne 1 GWe). L'objectif européen de 4 GWe en l'an 2000 a été atteint avec 3 ans d'avance. La puissance installée aux Etats-Unis a atteint 2,5 GWe mi-1999, dont 1 GWe au cours des 12 derniers mois.

L'industrie prévoit une continuation de cette croissance soutenue à un taux de 25 % par an. L'association européenne pour l'énergie éolienne affiche un objectif de 40 GWe en 2010 qui généreraient 90 TWh. Ceci pourrait représenter un investissement de 30 G EUR et des ventes d'environ 5 G EUR/an. En 2020, une capacité de 100 GWe pourrait être installée, générant 260 TWh, soit 8 % de la demande en électricité anticipée. Aux Etats-Unis l'objectif est d'atteindre 80 GWe en 2020, fournissant 5 % de la demande en électricité.

Eolien – capacité mondiale installée



2.2 Les grands acteurs industriels

Développeurs de projets et opérateurs

En 1998, la valeur des ventes mondiales d'électricité éolienne a atteint 1 milliard d'euros. Le plus important développeur/opérateur mondial est ***Seawest*** (USA) qui opère une capacité de 400 MW (2 500 machines). ***Winkra*** est le plus grand développeur allemand avec 200 MWe. De nombreuses compagnies ont développé et opèrent des capacités de 30 à 100 MWe : ***Enron*** (Etats-Unis), Renewable Energy Systems (RES-Royaume-Uni, filiale de Mc Alpine), National Power (Royaume-Uni), IVPC (Italie). Enron est aussi fabricant de machine depuis l'acquisition de Zond (Etats-Unis) et Tacke (Allemagne, après sa faillite), mais chercherait à se séparer de cette activité. Le groupe commercialise des machines de 0,5 à 1,5 MWe.

En raison du faible développement de l'éolien en France, aucun acteur français n'a une expérience comparable. Le programme Eole 2005 vise à combler ce retard, avec l'installation de plus de 300 MWe. Dans ce contexte, la société Eole

Technologie participe à des projets représentant 70 MWe au total. Cegelec, filiale d'Alstom participe à environ 40 MWe.

Fabricants d'éoliennes et de composants

En 1998, la valeur des ventes d'éoliennes a approché 2 milliards d'euros. Les fabricants d'éoliennes subissent une forte pression compétitive, pris en tenaille entre les exigences de prix des développeurs et la position dominante de quelques fournisseurs clés dans le domaine des composants (mâts, rotors, générateurs/convertisseurs). Au cours des dernières années, ce secteur a connu de nombreuses faillites (Kenetech et Flowind aux Etats-Unis, Wind World au Danemark, Windmaster aux Pays-Bas, Tacke en Allemagne) et d'importants mouvements de concentration qui devraient se poursuivre, compte tenu de la faible rentabilité de cette activité. En outre, certains développeurs (Renewable Energy Systems) sont capables de faire assembler des machines directement à partir des fournisseurs de composants.

Les principaux acteurs :

Vestas (Danemark) est le premier fabricant mondial avec 24 % du marché. Depuis 1980, il a installé 6 500 machines, soit 1 600 MWe, dans une trentaine de pays (filiales de fabrication en Espagne, en Inde et en Allemagne). Le groupe commercialise des machines de 0,2 à 1,6 MWe. Il fabrique la majorité des composants, y compris les pales et les systèmes de contrôle.

NEG Micon (Danemark) est le résultat de la fusion de Micon et Nordtank en 1997 et a repris Windworld, portant sa part de marché à 22 %. Le groupe bénéfice de 15 ans d'expérience avec 7 600 machines installées dans une trentaine de pays, et des filiales de fabrication en Amérique du Nord. Il commercialise des machines de 0,2 à 1,5 MWe et a un prototype de 2,5 MWe. La compagnie est en difficulté financière depuis octobre 1999 suite à une croissance trop rapide et des difficultés techniques sur les engrenages des grosses machines.

Bonus (Danemark) a installé 2 800 machines au cours des 15 dernières années. Sa part de marché actuelle est 14 %. Il commercialise des machines de 0,3 à 1 MWe et achète tous les composants à des sous-traitants.

Enercon (Allemagne) a installé 2 200 machines, soit 1 000 MW, au cours des 15 dernières années. Sa part de marché actuelle est de 14 %. Le groupe

commercialise des machines de 0,2 à 1,5 MWe, et une machine de 30 kWe. Il fabrique tous les composants principaux.

Jeumont-Industries (filiale de Framatome) vise à devenir un assembleur en utilisant ses compétences en électro - mécanique pour des machines de grande puissance (0,8-3 MWe). La compagnie a obtenu une commande d'une centaine de machine de 0.8 MWe dans le cadre d'Eole 2005. ***Vergnet*** propose des machines légères de 30 60 kWe et développe un modèle de 200 kWe.

Rotors **:** les plus répandus sont en fibre de verre et résines polyester. ***LM-Glasfiber*** (Danemark) détient environ la moitié du marché et ***Aerpack*** (Pays-Bas) est un fournisseur important. Le Français ***ATV*** propose des pales en fibres de carbone et détient 3 % du marché.

ABB est un important fournisseur de générateurs/convertisseurs et estime ainsi accéder à une part importante de la valeur ajoutée de l'industrie éolienne, sans participer à toute la chaîne.

2.3 L'effort français dans le contexte international

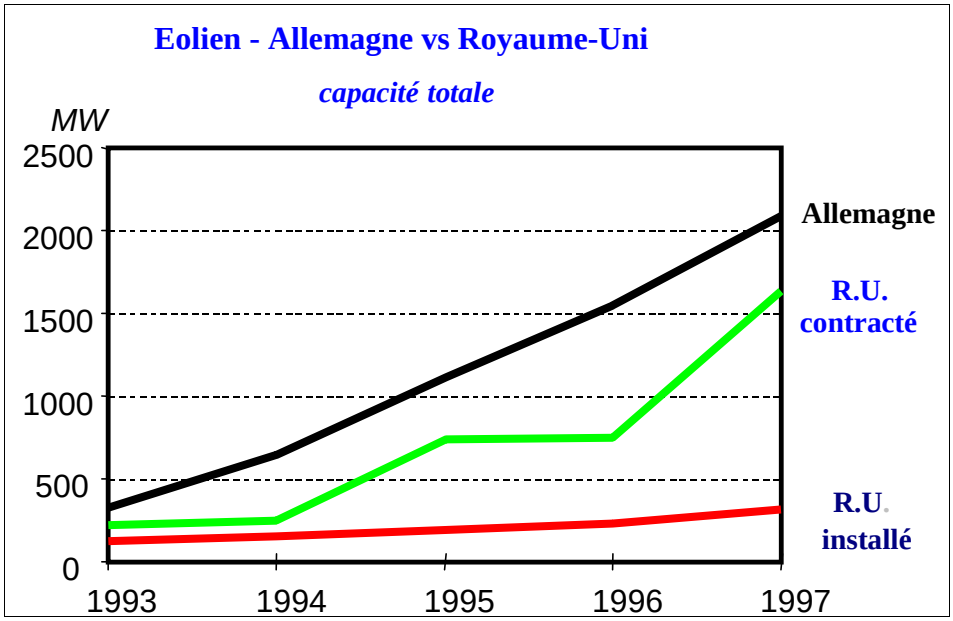
L'industrie éolienne en Europe a maintenant atteint une masse critique avec un chiffre d'affaires supérieur à 1 milliard d'euros et 5 000 personnes directement employées par les fabricants d'éoliennes, auxquelles il faut ajouter plusieurs milliers d'emplois indirects, concernant leur installation et la fabrication des composants.

Le système danois encourage des schémas d'investissements locaux, avec l'implication financière directe de particuliers, facilitant ainsi l'acceptation par la population locale. Conceptuellement, un plan similaire pourrait être envisagé en France métropolitaine pour l'éolien, avec des avantages fiscaux pour les investisseurs individuels.

Les systèmes de prix garanti (Allemagne, Danemark, Espagne) ont donné des résultats bien supérieurs aux systèmes d'appel d'offres (Royaume-Uni, France) en ce qui concerne les puissances installées. Cependant, le coût pour les compagnies de distribution est plus élevé.

En France, le plan Eole 2005 a permis de démarrer les premiers projets. A l'issue des deux premiers appels d'offres, 325 MWe ont été attribués et 20 MWe sont déjà en production à ce jour. Cependant un processus plus

puissant devra être déployé pour permettre d'exploiter le potentiel considérable du pays et peut-être exporter de l'électricité « *verte* ». A l'horizon 2020, la production de 30 TWh à terre et 20 TWh en mer semble possible.



3. Les biocarburants

Etat des lieux

La biomasse est - sous réserve d'une exploitation durable de la ressource - une énergie renouvelable qui fournit des biocombustibles généralement sous forme solide et des biocarburants généralement sous forme liquide. On traite dans la présente fiche des seuls carburants liquides issus habituellement de productions agricoles destinées à la production alimentaire.

Ce type de carburant donne lieu à des productions industrielles aujourd'hui notamment aux Etats-Unis et en France. Des carburants liquides peuvent être également produits à partir de produits lignocellulosiques (bois, paille, tiges de canne ou de maïs, etc.). Cette voie, très prometteuse à terme, compte tenu de l'abondance et du faible coût de la ressource, reste pour le moment au stade de

la recherche. Celle-ci est active notamment aux Etats-Unis, au Canada et en Suède.

Les biocarburants produits aujourd'hui sont essentiellement utilisés en faible mélange dans les carburants traditionnels dans le but d'améliorer leurs caractéristiques (teneur en oxygène de l'essence, effet lubrifiant du gazole). Du simple point de vue énergétique, ils sont aujourd'hui deux à trois fois plus cher que les produits pétroliers qu'ils peuvent remplacer, hors taxes, en sortie de raffineries.

Les marchés ouverts par des décisions publiques, en général via la fiscalité, ont été motivés en priorité par des considérations liées à la régulation des politiques agricoles. En second lieu, des considérations environnementales (teneur en oxygène) ou de développement local (rapport ville-campagne pour les flottes de bus dans les villes moyennes au centre de régions agricoles) peuvent également intervenir.

Ces niches de marché permettent néanmoins de parcourir des courbes d'apprentissage permettant à terme de déboucher sur une éventuelle compétitivité économique si la baisse des coûts (progrès technique et effet de taille) et une remontée des prix du brut devaient se conjuguer.

On notera enfin que l'éventuelle émergence d'un marché important poserait un problème de concurrence au niveau des terres agricoles disponibles avec un contraste marqué entre les pays. La surface agricole utile par habitant est de l'ordre de 2 hectares aux Etats-Unis et en Russie, de 0,5 en France et de moins de 0,1 au Japon.

De la même manière, un appel massif aux ressources forestières peut poser des problèmes du même type avec, certes, des niveaux d'appel à la ressource beaucoup plus élevés.

Enfin, toute pression sur la ressource si elle n'est pas bien maîtrisée peut poser des problèmes environnementaux (réduction de la biodiversité, pollution des sols et des nappes, etc.) qui peuvent connoter négativement des filières énergétiques renouvelables appréciées par ailleurs.

Biocarburants, bioadditifs et biocomposants de formulation

	France EMC	France ETBE	USA Ethanol
Production actuelle (97 ou 98)	280 000 t	210 000 t	5 000 000 t
Matière première	colza-tournesol	blé-betterave	maïs
Utilisation :			
- flottes captives	30 000 t	-	-
- banalisée	250 000 t	210 000 t	5 000 000 t
- fod ou équivalent	-	-	-
- exigence oxygène aujourd'hui	non	non	oui
Teneur en oxygène (% en masse)	11,3 %	15,7 %	- 34,8 %
Potentiel de production	(1) 350.000 t	(3) 800.000 t	(5) 10.000.000 t
Bénéfice majeur sur la qualité de l'air	CO_2/particules/ HAP	benzène/Hyd. Aromatiques	CO/O3
Bénéfice technique majeur	lubrification	additif prooctane	additif prooctane
Coûts :			
- carburant de référence HT	1 F/l	1 F/l	1,1 F/l
- MTBE ou additif équivalent	-	1,1 F/l	(6) 1,1 F/l
- biocarburant	3 F/l	3 F/l	2 F/l
- part de la matière première (voir tableau ci-après)	(colza) 83 %	bett : 72 % blé : 11 %	30 %
Coproduits	aliment.animale	aliment.animale	aliment.animale
Incitations fiscales	2,4 F/l	3,3 F/l	0,7 F/l
Moteur de la décision	polit. agricole	polit. agricole	envir./agric.
Ecoulement des coproduits	(1)	(2)	(3)
Bilan énergétique (out/il)	2,1 à 2,7	(4) 0,8 – 1,1	1,2
Cibles prioritaires R&D	baisse coûts prod. cult.anni.(3F◊2F) valorisa.addiditfs	baisse coûts prod. cult.anni.(3F◊2F) valorisa.addiditfs	(8) matériaux cellulosiques
Création d'emplois	1,8/1000 t (9)	1,3/1000 t (9)	1/1000 t
Principaux industriels impliqués	Diester Ind. ELF TOTAL SHELL	Distilleries ELF/ Nord ETBE Ouest ETBE TOTAL	- - - - -

(1) Les accords de Blair House limitent le marché des co-produits. Cette quantité correspond à l'appel d'offres européen

(2) Pas de problème (aliment protéiné non contingenté)

(3) 2 % d'oxygène dans toutes les essences sans plomb en 2005

(4) 0,73 pour le MTBE avant correction de l'effet teneur en oxygène ; 1,15 à 1,40 pour la seule production d'éthanol

(5) 10 Mt comme additif ; 35 Mts en 2020 supplémentaires comme carburant selon un scénario américain non officiel

(6) Après correction de l'effet teneur en oxygène mais hors coûts de distribution supplémentaires au centre des Etats-Unis
(7) Les accords de Blair House (quota réservé d'exportation vers l'Europe de « Corn gluten feed ») stimule la production
(8) Pour s'affranchir des fluctuations du cours des produits agricoles ou des importations (Suède)
(9) Rapport Lévy (1993)

Blé	= 500 F/t coût total =360 F/hl coût mat. prem. = 144 F/hl – 104 F/hl = 40 F/hl (drèches à 900 F/t) **B/A = 40 / 360 = 11 %**	**A** **B**
Betterave	= 135 F/t coût total = 304 F/hl coût mat. prem. = 224 F/hl – 6 F/hl (co-produits) = 218 F/hl (pulpes) **B/A = 218 / 360 = 72 %**	**A** **B**
Colza	La matière première est l'huile et non la graine Le cours de l'huile varie beaucoup pour une unité de 100 000 t : coût de l'huile = 3 F/kg d'huile coût total = 3,55 F/kg d'ester coût mat. prem. = 1 ;05 x (3 F/kg) – 0,20 (glycérine) = 2,95 F/kg **B/A = 2,95 / 3,55 = 83 %**	**A** **B**

4. Le bois énergie

4.1 La ressource et ses marchés potentiels

Les ressources en bois énergie

Le bois est produit par photosynthèse naturelle, à partir de l'eau et du CO_2 présents dans le milieu ambiant et peut être simplement représenté par la formule n-CHO. Il est typiquement composé par moitié de cellulose (extraite

pour la pâte à papier), moitié de lignine (donnant la résistance mécanique) et une faible proportion de minéraux, généralement inférieur à 0,5 %.

Les statistiques mondiales sur le bois énergie sont difficiles à établir puisqu'une partie importante de la ressource est exploitée en dehors d'une chaîne commerciale. Les meilleures estimations indiquent que 2,3 Gm3/an de bois sont utilisés pour l'énergie. Ceci représente 0,5 Gtep d'énergie primaire, équivalent à la part de l'énergie nucléaire. Le stock forestier mondial est équivalent à 200 Gtep, dont 25 % dans les pays industrialisés.

Le bois énergie couvre plus de 10 % de la demande en énergie primaire dans beaucoup de pays d'Asie, d'Afrique et d'Amérique latine, et certains pays d'Europe (Suède, Finlande, Autriche). Au cours des 30 dernières années, l'usage de bois énergie dans les pays en développement a doublé et a parfois contribué à la déforestation. Pendant la période 1980-1990, la destruction de forêts a atteint 1 million kilomètres carrés, soit 3 % de la surface forestière mondiale. Au cours de la dernière décennie, 400 000 km² ont été replantés dans les pays en développement, mais ceci ne suffit pas à compenser la déforestation qui continue au rythme de 120 000 km²/an.

Des travaux de prospective à long terme envisagent le quintuplement de la contribution du bois énergie au système énergétique mondial. Ceci serait possible en gérant de manière durable 4 millions kilomètres carrés de forêt énergétique, soit 12 % de la surface forestière mondiale, ou une surface équivalente à celle occupée actuellement par les cultures de blé et de maïs.

Utilisation du bois énergie

Lors du transport en vrac, le contenu énergétique du bois est 5 à 10 fois moins élevé que celui du charbon ou des hydrocarbures liquides, ce qui constitue un handicap logistique important. Cependant, les émissions de combustion du bois énergie dans une chaudière industrielle moderne sont avantageuses par rapport au fioul lourd ou au charbon d'importation.

g/GJ	SO_2	NOx	Cendres
centrale bois énergie	20	50	200 – 700
centrales thermiques EDF	350	250	
fioul 1 % S	500		
charbon	600 – 2 000		2 000 – 4 000

Si les forêts dont provient le bois sont gérées durablement, les émissions de CO_2 de la chaîne bois énergie sont seulement celles correspondant au gazole utilisé lors des opérations de plantation, récolte et commercialisation. Ceci représente environ 5 % du combustible vendu.

La majorité des résidus de l'industrie du bois (pâte à papier, sciage) sont utilisés sur place en auto-génération d'électricité et/ou de chaleur. Aux Etats-Unis, l'industrie du bois a une capacité d'auto-génération de 7 GWe électrique répartis sur environ 400 installations de 1 à 50 MWe. En Europe, des installations de chauffage urbain ou collectif (> 1 MWth) utilisent aussi des résidus de bois, disponibles à des prix variant de 1 à 3 euros/GJ.

Un marché de plaquettes de bois existe au Canada, dans le nord-est des Etats-Unis, en Autriche et dans les pays scandinaves pour les usages résidentiels, en chauffage urbain ou collectif. En Suède [1], le marché du chauffage urbain est passé de 0,1 à 0,8 Mtep/an entre 1984 et 1994, soit une croissance annuelle de 20 %. Pendant cette période, le prix du bois énergie a diminué de 40 % en terme réel. Le prix des plaquettes varie de 3,5 à 5 euros/GJ. Cependant, l'établissement de ce marché a été stimulé par une taxe carbone très élevée (150 euros/t C).

Dans les installations individuelles, le bois est actuellement utilisé essentiellement sous forme de bûches. La chaîne d'approvisionnement est locale et opère souvent en dehors de circuits commerciaux. Pour être efficace et peu polluante, l'utilisation du bois énergie nécessite des équipements modernes automatisés à haut rendement et un bois de qualité, livré sous forme de plaquettes ou de pastilles. Le coût de cette chaîne logistique et des équipements est difficile à justifier pour des installations de petite puissance. A titre d'exemple, en Autriche seulement 4 % des installations de puissance inférieure à 100 kWe brûlent des plaquettes, le reste étant alimenté par des bûches. Une chaudière automatique à bois de 30 kWe coûte environ 300 euros/kWt installée, soit le double d'un système conventionnel.

L'Autriche possède 2 400 installations de 0,1 à 1 MWt, pour une puissance totale de 600 MWt et 300 installations supérieures à 1 MWt, pour une puissance totale de 700 MWt. En France, 190 chaufferies d'une puissance totale de 150 MW ont été installées sur la période 1994-1998. Pour alimenter des installations de quelques mégawatts, des résidus forestiers ou de sciage sont souvent disponibles à moins de 2 euros/GJ, mais les coûts spécifiques des

(1) Voir étude de cas section 3 : La biomasse en Suède–Finlande.

installations restent élevés, environ 200 euros/MWt pour la chaudière et ses locaux. Certaines petites villes d'Europe, de quelques milliers d'habitants, ont mis en place des réseaux de chaleur d'une puissance de quelques mégawatts alimentés par des chaudières bois énergie, générant parfois de l'électricité.

Dans les pays de l'OCDE, la co-combustion de bois et de charbon dans les grandes centrales électriques est envisageable pour réduire à la fois les émissions de SO2, NOx et CO2. La co-combustion a été lancée avec succès dans de nombreuses centrales à charbon aux Etats-Unis. Le taux maximum envisagé est de 15 %, pour maintenir l'efficacité globale et tenir compte des limitations de la ressource. L'installation de ces systèmes serait économique pour un coût environnemental de 100 $/t de SO2 et 30 $/t C de CO2.

Dans les pays en développement, le charbon de bois représente un débouché important pour les usages résidentiels et industriels. Au Brésil, le charbon de bois est encore utilisé dans la production de fonte.

4.2 Les enjeux technologiques

Le système de production de bois

Au cours des quinze dernières années des progrès considérables ont été accomplis concernant la productivité de certaines espèces : saule, peuplier, eucalyptus. Ces résultats ont été obtenus par sélection, clonage et amélioration des techniques de gestion forestières. Les rendements typiques de bonnes plantations d'eucalyptus en Amérique latine pour la pâte à papier sont passés de 15 à 35 m^3/an/ha. Des sites exceptionnels peuvent produire jusqu'à 100 m^3/an/ha. La mise en œuvre de techniques OGM devrait permettre une amélioration soutenue de la productivité au cours des prochaines décennies.

Les techniques utilisées pour le bois pâte à papier sont applicables au bois énergie. Dans certaines régions d'Amérique Latine, une forêt énergétique d'eucalyptus est capable de fournir du bois énergie à des prix compétitifs avec le charbon importé (~1,5 $/GJ) ou le fioul lourd. En Europe, on estime à 3-4 $/GJ le prix de revient du bois énergie produit à partir de taillis à rotation rapide. En Suède, 16 000 ha de saule ont été plantés à cet effet.

Les technologies de conversion

A ce jour, la seule manière fiable de convertir le bois en électricité est de le brûler dans une chaudière à grille ou à lit circulant. Ces installations ont une taille de 20 à 50 MWe pour un investissement spécifique de 1 000-1 500 euros/kWe. Dans les pays nordiques, elles sont connectées à des réseaux urbains de chaleur.

L'approvisionnement d'une installation de 50 MWe nécessite une ressource forestière importante à proximité, comme c'est le cas dans le nord-est des Etats-Unis, au Canada, en Suède ou en Finlande. En milieu rural européen ou pour des pays en développement, le marché demande des installations de 5–10 MWe, fonctionnant en co-génération. Cependant, le coût spécifique d'une chaudière à vapeur de cette taille est élevé.

Depuis 5 à 10 ans, de nombreux développeurs (Battelle, Stork, Lurgi, Foster-Wheeler) et des instituts (IFP en France, VTT en Finlande, NREL aux USA) ont donc cherché à développer des technologies de gazéification ou de pyrolyse rapide capables d'alimenter une turbine ou un moteur à gaz. A ce jour, aucune de ces technologies n'a vraiment prouvé sa viabilité, ni sur le plan technique ni sur le plan commercial. Une centrale de démonstration de 9 MWe fonctionne à Varnamo, en Suède, depuis 1996.

Les principales difficultés technologiques concernent les mécanismes d'introduction de la charge, la circulation du lit fluidisé et sa composition (blocages) ainsi que le nettoyage des gaz produits (goudrons, composés alcalins). Le système doit rester simple et peu coûteux. Il faut obtenir un gaz propre pour un prix de revient de 4-5 euros/GJ, ce qui nécessite un investissement inférieur à 500 euros/kWt pour le système de gazéification ou de pyrolyse.

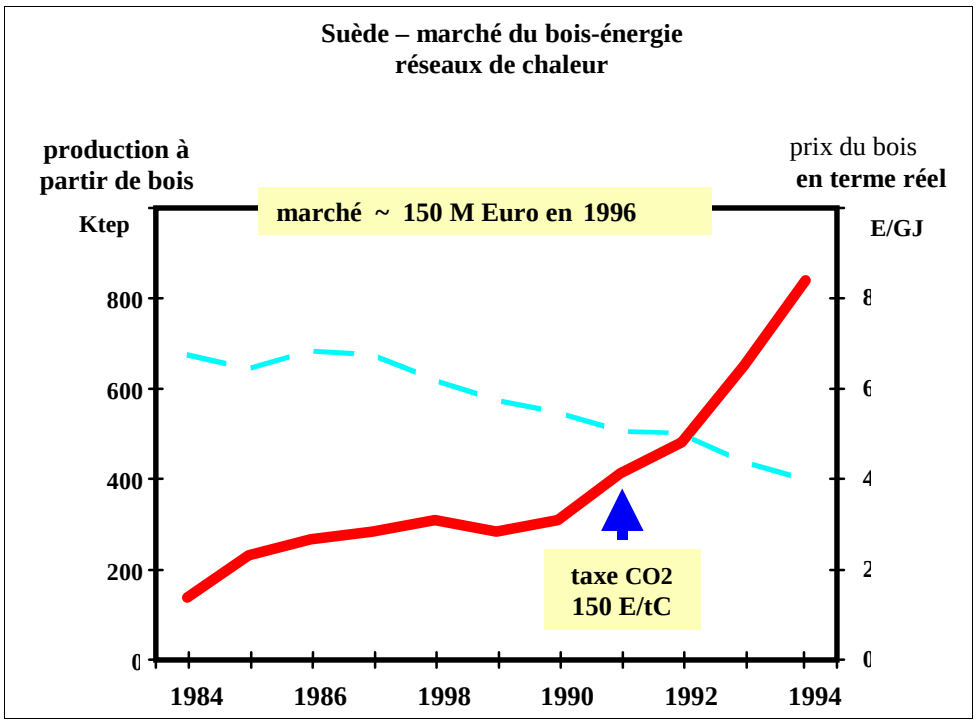
4.3 Etude de cas : la biomasse en Suède-Finlande

Position et potentiel

En Suède, le bois énergie couvre 10 % de la demande en énergie primaire, soit 4,1 Mtep (« black liquor » exclue), équivalent à 20 Mm^3 de bois. La forêt (23 millions d'hectares) génère 100 Mm^3/an pour une récolte moyenne de 60 Mm^3/an (bois d'œuvre ou usage pâte à papier). 16 000 ha de taillis à rotation rapide (saule) ont été plantés.

A l'horizon 2010-2020, le potentiel de production de bois énergie est estimé à 7-11 Mtep pour la forêt et 1-3 Mtep pour les taillis à rotation rapide. Le gouvernement n'a pas publié d'objectifs spécifiques pour la biomasse, mais la fermeture éventuelle des centrales nucléaires en 2010 engendrerait un déficit de 18 Mtep en énergie primaire.

En Finlande, le bois énergie couvre 13 % de la demande en énergie primaire, soit 4,3 Mtep. Un potentiel d'environ 2 Mtep supplémentaire (10 Mm^3 de bois) a été identifié. Le gouvernement a fixé l'objectif d'accroître la contribution de la biomasse de 1,5 Mtep en 2005, correspondant à environ 8 Mm^3 de bois supplémentaire.



Segments de marché

La majorité des résidus forestiers (écorce, sciure, bouts, branches) sont utilisés directement dans l'industrie du bois et de la pâte à papier pour la production de chaleur et d'électricité. Une partie est commercialisée dans les systèmes de chauffage urbain et co-génération. Des combustibles « raffinés » (plaquettes,

pellets ou poudre) sont fabriqués et commercialisés pour les usages industriels et résidentiels (collectif ou individuel). Une quantité importante de bois de chauffage est utilisée directement par les particuliers.

En Suède, le marché du chauffage urbain est passé de 0,1 à 0,8 Mtep/an entre 1984 et 1994, soit une croissance annuelle de 20 %. Pendant cette période, le prix du bois combustible est resté stable en monnaie courante et a diminué de 40 % en terme réel.

Usage du bois énergie en Suède - volumes indicatifs (Mtep)

- industrie pâte à papier (interne) 0,6
- industrie du bois (interne) 0,8
- autres industries 0,5
- chauffage urbain et collectif 1,2
- chauffage individuel 1,0

Prix du bois énergie - valeurs indicatives ($/GJ)

- *résidus (écorces, sciure, etc.)*

2,0–2,5 *usage interne industrie pâte à papier, bois - Suède 1995*
3,0–4,0 *utilisation chauffage urbain - Suède 1995*

- *plaquettes (chips)*

4,0–5,0 *utilisation chauffage urbain - Suède 1995*
4,0–5,0 *utilisation chauffage urbain/électricité - Suède 1997*
3,3 *prix de marché moyen - Finlande 1995*
2,0–3,0 *coût de production et livraison, 40 à 80 kms - Finlande 1997*
7,0 *prix d'équilibre estimé, saule en rotation rapide - Finlande 1998*

- *produits raffinés*

5,7–6,0 *utilisation chauffage urbain - Suède 199*5
5,5–7,0 *utilisation chauffage urbain/électricité - Suède 1997*

Offre technologique, industrielle et savoir-faire

En Finlande, le laboratoire national VTT possède un centre technologique de réputation mondiale concernant la biomasse. Les efforts portent sur la

simplification des techniques de gazéification et l'amélioration des liquides de pyrolyse pour permettre leur utilisation dans des moteurs diesels. Dix entreprises participent à ce programme, dont BASF (D), EPZ (NL), Elkraft (DK), Skydraft (S), Foster Wheeler et Neste.

En amont, le programme « Bioenergia » (9 $ M/an), vise à réduire le coût d'exploitation du bois énergie en améliorant l'efficacité des équipements et la logistique.

Foster Wheeler est devenu le leader mondial de la combustion en lit fluidisé circulant (technique Pyroflow) en achetant le finlandais Alhstrom en 1995. Cette technologie, développée pour l'industrie de la pâte à papier, est maintenant utilisée pour la génération de chaleur et d'électricité à partir de résidus forestiers ou agricoles, déchets, tourbe, etc. Cent trente unités sont en opération dans le monde, un marché de l'ordre de 5 milliards de dllars.

En Suède, Skydraft et Foster Wheeler opèrent depuis 2 ans la première unité à cycle combiné fonctionnant à partir de bois énergie.

Politique de stimulation et barrières

En Suède, l'usage du bois énergie a été favorisé par une taxation élevée des combustibles fossiles (voir tableau). Les coûts externes (environnement, infrastructure, etc.) liés à différents usages des combustibles fossiles et de la biomasse ne sont pas toujours correctement reflétés dans le niveau des taxes.

Prix total *(taxe)*	**Finlande**	**Suède**
Tourbe	**3,1** *(0,2)*	**4,2** *(0,8)*
Plaquettes bois	**3,3** *(0)*	**4,3** *(0)*
Charbon	**2,9** *(0,9)*	**7,7** *(6,1)*
Fioule industriel	**5,8** *(0,9)*	**9,1** *(5,9)*
Fioule domestique	**8,0** *(1,0)*	**10** *(5,5)*

En plus des barrières inhérentes à la biomasse (collecte et transport, preuve de gestion durable, biodiversité), les prix d'électricité très bas pratiqués dans le pool nordique - dus à l'hydro-electricité et au nucléaire - constituent une barrière locale.

Références principales:
1) « Finnish Forest Energy Systems and CO_2 conséquences », in « Biomass and Bioenergy », vol. 15, 4/5, 1998.

2) Bohhin (F.) « The Swedish Carbon Dioxide Tax: - Effects on Biofuel and Carbon Dioxide Emissions », Biomass and Bioenergy, vol. 15, 4/5, 1998.
3) Hillring (B.),« Price Trends in the Swedish Wood-fuel Market », in « Biomass and Bioenery », vol 12, 1, 1997
4) Miranda (M.-L.) et Hale (B.), « Production and Environmental Costs of Energy from Forest Resisdues in Sweden, Duke University, Caroline du Nord.
5) Site Internet de VTT : w.w.w.vtt.fi/ene/

5. Le photovoltaïque

5.1 La ressource et ses marchés potentiels

Le soleil fournit une puissance de 1/kW/m² sous forme de rayonnement lorsqu'il brille. Les panneaux photovoltaïques commercialisés permettent de convertir directement en électricité 10 à 15 % de cette puissance. La production d'un panneau photovoltaïque varie avec l'ensoleillement : 100 kWh/m²/an en Europe du Nord, deux fois plus en région méditerranéenne ou la sun-belt américaine et trois fois plus dans certaines régions désertiques.

Ainsi un toit photovoltaïque de 5 x 4 mètres a une puissance nominale de 3 kWe et produit 2 à 6 MWh/an, suivant l'ensoleillement. Ceci est de l'ordre de grandeur de la consommation d'un abonnement résidentiel dans l'OCDE. En Californie, la moitié de la consommation résidentielle, soit 36 TWh/an, pourrait être assurée, par 7 millions de toits photovoltaïques, représentant au total 21 GWe installés. La demande annuelle des Pays-Bas pourrait être satisfaite en recouvrant de panneaux photovoltaïques tous les toits de ce pays, en supposant le stockage saisonnier résolu !

Les systèmes autonomes justifient économiquement l'utilisation du photovoltaïque pour des petites quantités d'électricité dont la valeur ajoutée commerciale ou sociale est très élevée : télécommunications, télémétrie, pompage d'eau potable, cliniques et écoles, ateliers ruraux, électrification élémentaire pour habitat isolé ou dispersé. Ces installations ont des puissances de 0,1 à 5 kWe. En 1998, ces applications ont représenté environ 49 % du marché : 27 % à usage industriel et 22 % à usage social ou résidentiel. Les applications en habitat dispersé sont souvent subventionnées. Cette pratique devrait progressivement disparaître grâce à la réduction des coûts et à la mise en place de systèmes de financement appropriés.

Les applications connectées au réseau sont essentiellement des toits de quelques kilowatts et parfois des installations de démonstration pouvant atteindre 1 MW. Le coût économique du courant produit varie de 400 à 800 euros/MWh, comparé à un prix de l'électricité résidentielle variant de 100 à 200 euros/MWh. Le coût installé devra donc être réduit d'un facteur 5 pour devenir compétitif. Dans ce but, d'importants programmes de stimulation du marché sont en cours en Allemagne (400 MW sur 6 ans), au Japon (30 MW/an) et en Californie. Dans ces pays, les particuliers bénéficient d'aides atteignant 35 % de l'investissement. Grâce à ces programmes, les applications connectées au réseau ont représenté 36 % du marché en 1998.

Une capacité de 1 GW est installée dans le monde. En 1998, la fabrication de panneaux a atteint 0,12 GWe, dont 80 % à base de silicium cristallin. Depuis ses débuts dans les années 1970, et jusqu'au démarrage des grands programmes connectés au réseau en 1997, les volumes installés ont progressé de 15 à 18 % par an. Au cours de la prochaine décennie, la croissance devrait continuer au moins à ce niveau. Les ventes annuelles passeraient de 0,12 GWe en 1998 à 0,7–1 GWe en 2010, et le prix des modules baisserait de moitié. En cas de succès des programmes de stimulation et des technologies associées, la croissance pourrait s'accélérer et atteindre un taux soutenu de 25-30 % en 2010, ce qui pourrait conduire à un décollage de l'industrie entre 2010 et 2020.

La chaîne d'activité photovoltaïque représenterait une valeur de 3 à 5 G euros en 2010 et 6 à 15 G euros en 2020. Compte tenu de la taille actuelle de l'industrie, la contribution du photovoltaïque au marché de l'électricité ne devrait pas dépasser 1 % à l'horizon 2020.

5.2 Les grands acteurs industriels

L'industrie photovoltaïque a longtemps souffert d'une réputation de manque de fiabilité et d'espoirs déçus. Au cours des 25 dernières années des compagnies renommées (Boeing, Siemens, Motorola, Shell, Arco, Enron, BP) ont sous-estimé les problèmes technologiques de fabrication industrielle et le temps et les moyens nécessaires pour les résoudre. Des organismes de recherche et des inventeurs ont souvent embelli la qualité de leurs prestations ou de leurs découvertes, parfois encouragés dans cette direction par la course aux subventions.

Les récents programmes de stimulation de marché ont provoqué des investissements industriels importants. Ces programmes sont de longue durée (6

à 10 ans) et affectent toutes les étapes de la chaîne de fabrication et de commercialisation. L'industrie photovoltaïque se restructure pour former des entités industrielles et commerciales répondant à cette demande, dans un contexte de surcapacité de fabrication concernant les technologies silicium cristallin. Les grands acteurs existants ou futurs (BP, Kyocera, Sharp Siemens, Shell) investissent annuellement plusieurs dizaines de millions d'euros chacun.

BP Solar est devenu le leader de l'industrie en prenant le contrôle total de Solarex par rachat de la part d'Enron pour 45 M$, soit 1,5 fois le chiffre d'affaires annuel. Cette nouvelle entité, comprenant environ 1 500 personnes est capable de fabriquer et vendre 30 MWe pour un chiffre d'affaires de 160 M$. Elle combine l'expertise d'ensemblier et le réseau commercial de BP Solar avec le savoir-faire de Solarex pour la fabrication de cellules. Le portefeuille technologique du nouveau groupe couvre le silicium mono et poly-cristallin et les couches minces en silicium amorphe et tellure de cadmium. La production commerciale de ces dernières ne s'est pas développée au rythme annoncé voici quelques années en raison de difficultés techniques.

Kyocera est un groupe impliqué dans les céramiques, les semi-conducteurs, les composants électroniques et les télécommunications, avec un chiffre d'affaires total d'environ 7 milliards de dollars. L'activité photovoltaïque complète donc naturellement les autres activités du groupe. Kyocera est considéré comme le leader de la technologie poly-cristalline et a investi 50 M$ en 1997 dans une usine d'une capacité de 35 MWe pour la fabrication de cellules de grande taille. Les ventes ont atteint 20 MWe en 1998 pour un chiffre d'affaires de 140 M$. Cette position a été atteinte par croissance interne dans le cadre du programme de stimulation du marché intérieur japonais. Récemment, Kyocera a acheté l'ensemblier Golden Genesis afin d'étendre ses activités sur la partie aval de la chaîne de valeur en dehors du Japon. La transaction a été effectuée pour 40 millions de dollars, soit un an de C.A.

Siemens Solar, qui était pendant de nombreuses années le leader de l'industrie se retrouve maintenant en troisième position avec des ventes de 19 MW et un C.A. de 80 millions de dollars, réalisé essentiellement sur la vente de modules. Siemens Solar emploie 500 personnes et intervient sur l'ensemble de la chaîne de fabrication, depuis la préparation des lingots de silicium jusqu'à l'assemblage des modules. Les dépenses de R & D représentent 12 % du chiffre d'affaires et les investissements 14 %.

Le portefeuille technologique est ciblé sur le silicium mono-cristallin, avec le développement en cours d'une variante tri-cristalline, permettant la fabrication

de cellules deux fois plus fines (100 à 150 microns). La compagnie a commencé la commercialisation de modules à couche mince de type Copper-Indium-Selenide, à partir de son usine pilote de Camarillo en Californie. Siemens Solar a aussi des relations de coopération avec Showa-Shell (Japon) sur ce procédé.

Photowatt est le premier fabricant européen de cellules en 1998. Son chiffre d'affaire s'élève à 25 M. euros pour un volume de 9,5 MW et une capacité de production estimée au double. La compagnie est un des leaders mondiaux dans la fabrication de plaques de silicium polycristallin. La position concurrentielle de Photowatt est rendue difficile par l'absence d'un marché intérieur français connecté au réseau. L'actionnaire principal est Automation Tooling Systems, une firme canadienne fabricant des machines pour la production de composants électroniques ; c'est une entreprise moyenne en forte croissance dont le C.A. est passé de 50 à 250 M euros entre 1994 et 1998, pour un résultat net de 20 M euros en 1998.

Shell a l'intention de devenir un acteur important dans le photovoltaïque, en s'impliquant progressivement tout au long de la chaîne. L'usine de cellules de Gelsenkirchen (Allemagne), couplée à celle de panneaux d'Helmond (Pays-Bas), a été inaugurée fin 1999 et devrait progressivement atteindre 12 MW/an et 25 MW/an lorsque le marché justifiera une deuxième chaîne de production. Shell est actif en électrification rurale (Bolivie, Afrique du Sud, Inde) et dans les toits connectés au réseau (Pays-Bas, Allemagne). A travers sa filiale japonaise, associée à Siemens-Solar, Shell a potentiellement accès aux technologies à couche mince.

Sharp se développe agressivement dans le photovoltaïque et produirait des cellules poly-cristallines au rythme annuel de 25 MWe/an, à partir d'une capacité estimée à 40 MWe. Ces activités ont une cohérence naturelle avec les autres secteurs d'activités de la compagnie (équipements et composants électroniques, écrans plats à couche silicium mince).

5.3 L'effort français dans le contexte international

La compétition industrielle est sévère sur un marché qui progresse de 20 à 30 % par an. Les entreprises de fabrication de cellules et de modules sont des PME indépendantes ou des filiales de grands groupes. L'installation de systèmes photovoltaïques et l'ingénierie associée, plus rentable, mobilisent des PME parfois intégrées dans de grands groupes. Le volume d'affaires généré dans les

pays de l'OCDE est de l'ordre de 1,1 milliard d'euros, 10 000 personnes environ travaillent dans ce secteur.

La France, 3e pays producteur de panneaux après les Etats-Unis et le Japon, grâce à Photowatt et à l'activité des installateurs de systèmes (Total Energie, APEX notamment), est dans une situation paradoxale car le marché domestique hors DOM-TOM, est négligeable. C'est l'exportation, et depuis quelques années, grâce aux mesures de défiscalisation, les investissements dans les DOM où ils reçoivent l'appui d'EDF qui portent l'activité. Le volume d'affaires en 1997 en France est de 72 M euros et le nombre d'emplois d'environ 500. En France, les pouvoirs publics ont confié à l'ADEME la responsabilité de promouvoir cette filière technologique.

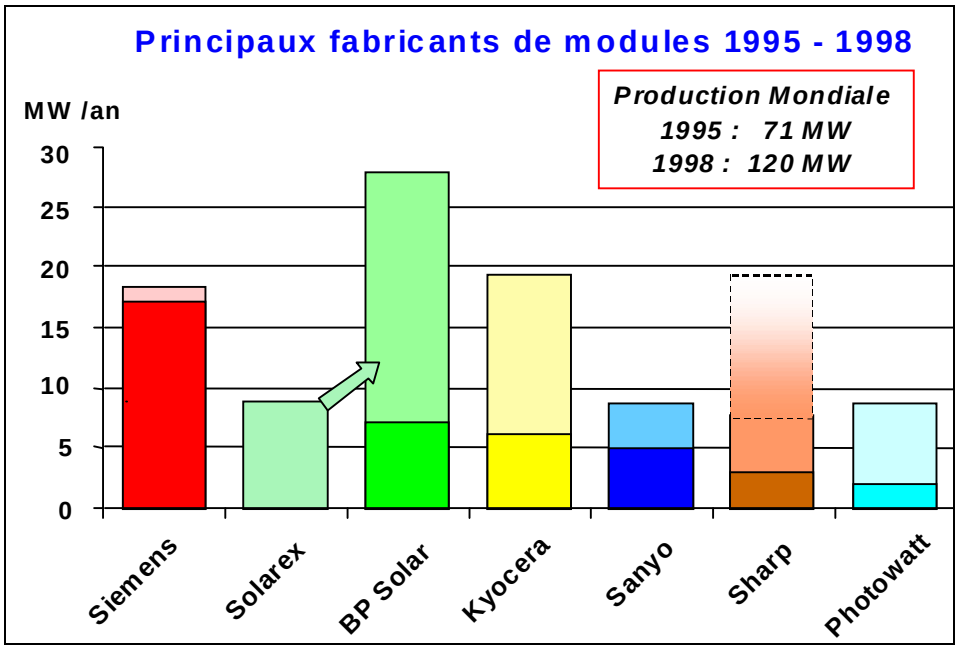
L'Union Européenne joue un rôle moteur dans la promotion de l'électricité photovoltaïque. La performance française est aussi le fruit de cet effort communautaire. Les budgets publics de R & D, de démonstration et d'ouverture des marchés ont été la même année de : 75 M euros pour la Commission, de 45 pour l'Allemagne, 18 pour les Pays-Bas et de 13 pour la France. 92 MW avaient été installés dans l'UE fin 1997 (dont 42 en Allemagne et 17 en Italie contre 6,1 en France y compris les DOM). La production européenne de panneaux était de 15 MW dont 60 % venant de France.

La montée en puissance des fabrications allemandes et surtout japonaises, aidées par un programme agressif de toits photovoltaïques connectés au réseau, risque d'affaiblir rapidement la compétitivité des équipements d'origine française.

Situation du photovoltaïque fin 1997 et projets de développements

	Etats-Unis	Japon	UE	Allemagne	Pays-Bas	Italie	France
Puissance totale installée							
Sur réseau	30 MW	42 MW	57 MW	35 MW	1 MW	7 MW	0,1 MW
Hors réseau	70 MW	14 MW	35 MW	7 MW	3 MW	10 MW	6 MW
Prg R&D Démonstration Diffusion.	1 M toits solaires	230 MW 2000 5000 MW 2005	500 000 systèmes	100 000 toits PV	250 MW 2010 1 Mx toits 2020	10 000 toits PV 2003	
Budget public 1997	53 M euros	212 M euros	76 M euros /an	45 M euros	18 M euros	3 M euros	13 M euros
1997 Volant d'affaires	370 M euros	230 M euros		100 M euros	16 M euros	8 M euros	72 M euros
Emplois	1 750	1 900		1 800	300	250	500

Source : Club « Energie, Prospectives et Débats » - CGP



6. Le solaire thermique

Principe

La principale application de l'énergie thermique diffusée par le rayonnement solaire est le chauffe-eau solaire. Ainsi, une famille de 3 à 4 personnes habitant le centre de la France s'assurera une fourniture d'eau chaude sanitaire toute l'année avec 4 m² de capteurs solaires.

Un chauffe-eau solaire est un système composé de trois éléments principaux. En amont, les *capteurs thermiques* utilisent l'effet de serre pour capturer la chaleur diffusée par le soleil. Cette chaleur sera ensuite véhiculée par un *circuit de circulation* (canalisation standard) et acheminée vers le troisième élément qu'est le *ballon d'eau chaude* pour stocker l'eau chauffée.

Les différents types de capteurs

Le capteur vitré est de loin le plus utilisé. L'application type en est le chauffe-eau solaire décrit ci-dessus. Il permet selon l'ensoleillement de chauffer l'eau à des températures comprises entre 40° et 80° C. On l'utilisera également pour des systèmes combinés eau chaude–chauffage (plancher solaire direct) [1].

Les capteurs non vitrés ou souples seront utilisés pour le chauffage des piscines. En France, ces capteurs représentent la moitié des capteurs solaires installés chaque année contre 1 % en Grèce.

Les capteurs sous vide permettent d'atteindre des températures de l'ordre de 80-120° C et leur application principale est la climatisation. Cette filière est encore très onéreuse donc peu utilisée pour le moment.

Le solaire thermique aujourd'hui….

En 1998, la surface cumulée de capteurs solaires atteignait 9,5 millions de m² dans l'Union européenne, 8,9 millions aux Etats-Unis et 6,5 millions au Japon. Les surfaces cumulées en Allemagne (2,7 millions), Autriche (2,5 millions cumulés) et Grèce (1,9 millions) représentent plus de 75 % des capteurs installés dans l'UE. En France la surface cumulée ne dépasse pas 0,7 million

(1) Un tel système fournit eau chaude et chauffage à une famille de 4 personnes avec une surface de 20 m² de capteurs solaires vitrés.

incluant les DOM-TOM. Potentiellement, 1 million de capteur solaire peut permettre d'économiser jusqu'à 0,1 Mtep/an.

… Et demain

L'Allemagne a lancé un grand programme « SOLAR na klar » de développement de l'usage des capteurs thermiques. L'ambition est grande puisqu'elle devrait porter la surface installée annuellement à 2,5 millions de m² d'ici 2003 ce qui signifierait une surface cumulée a cette date de 9,5 millions de m². L'Autriche et la Grèce eux envisagent de porter leur surface cumulée en 2005, respectivement à 5,2 millions de m² et 4,8 millions de m². La France vient de lancer son programme Hélios 2006 dont l'objectif est d'installer au cours des 6 prochaines années 250 000 m² supplémentaires.

L'industrie

Au sein de l'UE, cette filière représente plus de 12 000 emplois et on estime à 85 le nombre de fabriquant de capteurs solaires en Europe. En 1998 l'activité atteignait 555 M euros ; 93 % de ce C.A. a été généré par des entreprises allemandes, autrichiennes et grecques. Parmi les 16 principaux constructeurs européens, l'Allemagne en compte 7 qui emploient 7 000 personnes ; au sein de ces 7 on retrouve de grands groupes industriels allemands tels Viessman, Buderus ou Stiebel Eltron. L'industrie solaire thermique grecque emploie 2 200 personnes contre 2 140 en Autriche.

En France, seuls 120 emplois sont concernés par la filière et se répartissent entre 2 acteurs que sont Giordano Industries (chauffe-eau solaire) et Clipsol (plancher solaire direct).

7. La géothermie

7.1 La ressource et ses marchés potentiels

La géothermie basse température < 120 °C, fournit sous forme de chaleur 3 M tep /an, à partir de 11 GW thermique dont environ 70 % sont installés dans 7 pays : Etats-Unis, Chine, Islande, France, Italie, Hongrie, Japon. Les ressources hydrothermales à basse température sont importantes mais seules celles situées à proximité immédiate d'un marché de chaleur à basse température peuvent être économiquement exploitables. Dans la plupart des cas,

la commercialisation se fait à travers un réseau de chaleur, comprenant aussi des systèmes thermiques classiques d'écrêtage de la demande. En Europe, des systèmes géothermiques sont parfois combinés avec de petites unités de co-génération.

La géothermie haute température >180 °C, produit 42 TWh/an d'électricité à partir d'une capacité de 7 GW, dont 90 % sont installés dans 7 pays : Etats-Unis, Philippines, Italie, Mexique, Japon, Indonésie, Nouvelle-Zélande. L'exploitation commerciale de ressources hydrothermales naturelles à haute température est limitée car elle demande la combinaison de conditions géologiques et hydrologiques favorables, et une situation proche d'un marché. Le potentiel ultime commercialement exploitable est estimé à 15-30 GW. Une partie seulement de ces ressources est réellement renouvelable à l'échelle d'une génération.

Bien que le potentiel de la géothermie naturelle soit limité, il existe néanmoins des ressources thermiques considérables accessibles à une profondeur inférieure à 5 000 m. Une partie de ces ressources est disponible à une température supérieure à 200 °C. En Europe, ces ressources situées en Italie, France et Allemagne pourraient alimenter quasi indéfiniment 60 GWe de génération électrique, équivalent à la moitié de la capacité nucléaire européenne, produisant 400 TWh/an pour des ventes de 20 G EUR, en incluant les réseaux de chaleur associés. Aux Etats-Unis, cette ressource pourrait alimenter 200 GWe.

L'existence de ce potentiel et la limite des ressources naturelles a encouragé l'évaluation d'un concept avancé : la géothermie des roches fracturées qui vise à exploiter cette ressource par un système artificiel de fractures et de circulation de fluide.

7.2 Les enjeux technologiques

La géothermie conventionnelle haute température est une technologie qui s'est établie au cours des années 1980-1990. Les groupes de génération électrique ont maintenant un fonctionnement éprouvé aussi bien pour les systèmes vapeur en détente directe ou avec fluide organique intermédiaire (systèmes binaires). Le forage et le design des puits ont été progressivement améliorés en intégrant les aspects spécifiques de la géothermie aux pratiques d'origine pétrolière. Depuis 1995, la libéralisation de l'industrie électrique aux Etats-Unis a forcé l'industrie à des réductions de coûts importantes. Le premium offert par le marché de

l'électricité « verte » en Californie devrait permettre la survie de cette industrie. Les principaux enjeux sont :

- la prédiction et l'évaluation de la qualité des ressources : débit, température, pression, taille du réservoir. Les quantités et densité d'énergie manipulée sont très inférieures à celles rencontrées pour les hydrocarbures, alors que les coûts sont similaires. Un bon puits produit l'équivalent de 500 bep/j, mais un puits sec peut détruire la rentabilité d'un projet ;
- la gestion de la qualité de l'eau (corrosion, dépôts, rejets) ;
- la gestion des aspects environnementaux : rejets gazeux et liquides, bruits, impact visuel (tuyauteries, réfrigération), affaissement possible du sol.

La géothermie des roches fracturées en est au stade des essais expérimentaux visant à valider le concept sur site. Il s'agit de créer un échangeur de chaleur dans une zone à température élevée par fracturation de la roche et d'établir une boucle de circulation d'eau à travers la zone fracturée sans perdre de fluide. Il existe deux projets actifs : Soultz s/ Forêts en Europe et Hijiori au Japon.

En 1997, Soultz a démontré la création d'un échangeur à 3 500 m de profondeur et l'extraction pendant plusieurs mois de 10 MWt à partir d'une ressource à 160 °C, en circulant 25 kg/s de saumure à travers un doublet injecteur-producteur. Un approfondissement à 5 000 m a rencontré une température de 200 °C. Un nouvel échangeur sera créé à cette profondeur pour établir la maîtrise de ce processus. Soultz est un projet financé par l'UE avec la participation de Electricité de Strasbourg (EDF, Electrowatt), Pfalzwerke (RWE), ENEL et Shell à travers un GEIE.

Pour devenir économique, la technologie des roches fracturées devra :

- créer des échangeurs souterrains de grande taille ;
- diminuer de moitié les coûts de forage ;
- augmenter les débits de production d'un facteur 3 ou 4 ;
- détecter avec certitude les zones à gradient de température favorable (> 50 °C/km) ;
- réduire le coût spécifique des systèmes de génération électrique à basse température ;
- optimiser l'extraction de chaleur par modélisation du couple réservoir/échangeur.

L'impact sur l'environnement de la géothermie des roches fracturées est minime puisque le cycle du fluide est fermé. Il n'y a ni échappement gazeux ni

tuyauterie en surface grâce à l'utilisation de puits déviés et de modules à cycle binaire de petite taille (10 MW).

7.3 Les grands acteurs industriels

Unocal est le leader mondial de la géothermie avec une capacité de 2 GW et plus de 30 ans d'expérience. La compagnie opère quatre des plus grands projets mondiaux.

Caltex fournit de la vapeur à un projet de 0,3 GW en Indonésie. En outre, de la vapeur d'origine géothermique est aussi utilisée pour le balayage du champ d'huile lourde de Duri.

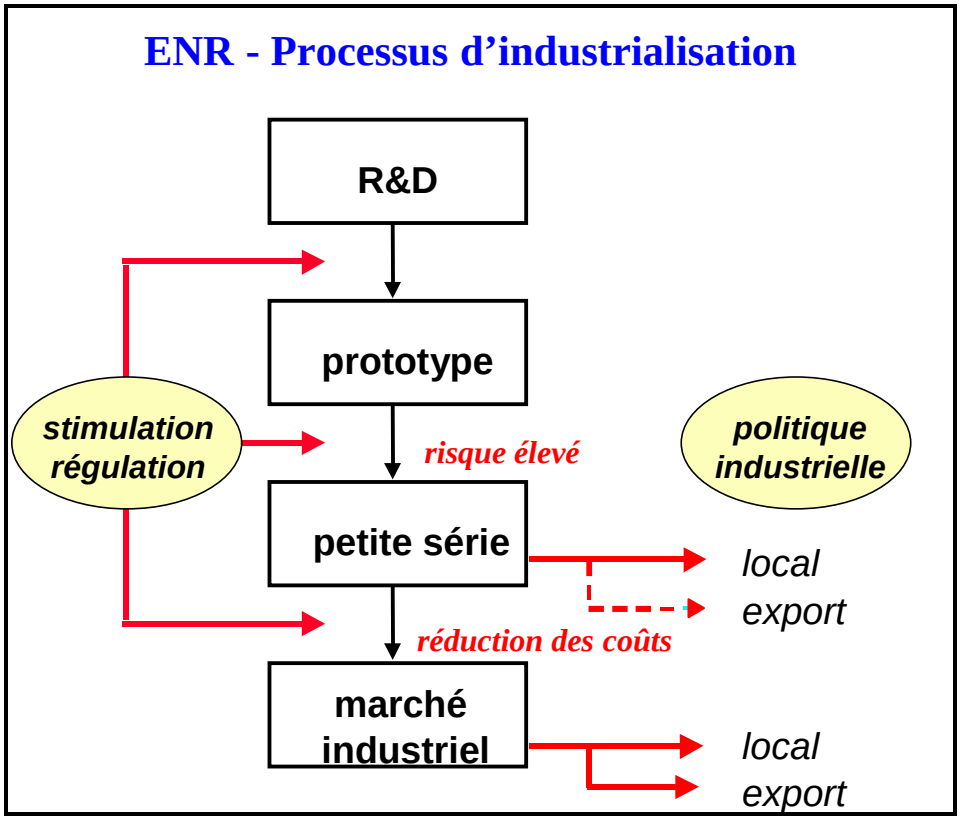
CalEnergy a été fondée en 1971 spécifiquement pour la géothermie. La compagnie opère maintenant une capacité de 1,7 GW d'origine géothermique en Californie et en Asie et s'est diversifiée dans l'hydro-électricité et les centrales turbines à gaz en cycle combiné. CalEnergy est présente en Europe par sa filiale Northern Electric.

Calpine opère une capacité de 0,9 GW d'origine géothermique aux Etats-Unis (The Geysers, en Oregon) et au Mexique (Cerro Prieto). La compagnie développe une nouvelle installation géothermique de 20 MW en Californie du Nord et participe aussi à de nombreuses installations de co-génération à partir de turbines à gaz.

En Europe***, ENEL*** opère environ 600 MW électrique en Italie. ***Elyo et Vivendi*** sont impliqués en France, en Allemagne et en Hongrie dans des installations de réseaux de chaleur alimentées en partie par des ressources géothermiques à basse température. ***Shell*** participe au projet de Soultz depuis fin 1998. Une équipe cherche à identifier des possibilités de participation dans des projets géothermiques conventionnels afin d'établir un cœur de compétence à partir duquel la géothermie des roches fracturées pourrait être développée.

ORMAT est une compagnie d'ingénierie et d'équipement qui a exécuté de nombreux projets clé en main avec beaucoup de succès. La compagnie a une position dominante dans la maîtrise de la technologie du cycle binaire, utilisant des fluides organiques.

8. Les différents systèmes de stimulation des ESR



8.1 Les tarifs garantissant un achat à des prix affichés

En **Allemagne**, la loi EFL instaurée depuis 1991 garantie l'accès au réseau de l'électricité d'origine renouvelable, jusqu'à un maximum de 5 % des volumes distribués et à un prix de reprise fonction de la moyenne des prix à la consommation. Pour l'éolien, ce prix est de 90 euros/MWh. Cette pratique est en conflit avec la directive européenne sur l'électricité. Elle a cependant permis le développement d'une industrie éolienne employant 10 000 personnes. La capacité installée est passée de 0,1 à 3 GW entre 1991 et 1999. Depuis 1991, le surcoût total de ce programme par rapport au prix de marché a été de 500

millions d'euros, mais le montant annuel actuel, supérieur à 100 millions d'euros est jugé trop élevé par les grands opérateurs électriques.

En **Espagne**, un système similaire est en vigueur et a aussi donné naissance à une activité importante dans l'éolien. Le prix de reprise est fonction du prix de marché de gros auquel s'ajoute une prime « *énergie renouvelable* » dont le montant est fonction de la ressource utlisée. Pour le photovoltaïque connecté au réseau le prix de reprise est de 360 euros/MWh.

8.2 Les enchères compétitives avec un organisme régulateur

Au **Royaume-Uni**, le système a mis en évidence une baisse considérable du prix offert par l'énergie éolienne :- de 120 euros/MWh en 1992 à 44 euros/MWh en 1998. Le prix moyen de rachat proposé par les promoteurs de projets éoliens est devenu inférieur au prix moyen d'approvisionnement des compagnies de distribution (environ 50 euros/MWh). Une capacité de 350 MWe a été contractée dans ces conditions. Cependant, le manque de continuité des appels d'offres a engendré des difficultés de gestion des équipes projets et créé des goulots d'étranglement en période d'activité.

Le système a aussi souvent nui à la bonne intégration des projets dans le contexte local. Ceci a provoqué un phénomène de rejet par une partie importante de la population concernée et d'organisations puissantes comme le National Trust, ralentissant considérablement le processus d'autorisation. Par contraste, au Danemark, l'implication d'investisseurs locaux, y compris la population directement touchée, a permis en général une intégration harmonieuse des projets dans la vie locale.

En **France**, le programme Eole 2005 vise à installer une capacité de 250 à 500 MWe d'aérogérateurs d'ici à 2005, dans le but de rendre cette énergie parfaitement compétitive. Suite à des appels à proposition lancés par EDF, les proposants soumettent le prix qu'ils souhaitent obtenir pour l'électricité éolienne produite. Le choix des projets est effectué par EDF sur l'avis d'un comité de sélection indépendant, suivant des critères économiques, techniques et environnementaux. Plus de 300 MWe ont été contractés ou proposés à ce jour. L'objectif Eole devrait donc être atteint bien avant 2005. Le prix moyen d'achat pour des installations à terre en métropole a été de 45 euros/MWh lors du dernier appel d'offres (octobre 1999).

8.3 Le système hollandais des certificats « verts »

La structure du système et son opération

Ce système a pour but de permettre à l'ensemble des 19 compagnies néerlandaises de distribution électrique d'atteindre, au moindre coût, un objectif de fourniture d'électricité d'origine renouvelable aux consommateurs résidentiels et tertiaires. Cet objectif a été fixé après concertation entre l'association des compagnies électriques (EnergieNed) et le gouvernement. Il est de 1,7 TWh pour l'an 2000, soit environ 3 % des ventes au secteur résidentiel et tertiaire en 1995, avec des objectifs individuels assignés à chaque compagnie.

Tout producteur reçoit un certificat pour chaque production de 10 MWh d'électricité *verte*, ce qui en garantit l'origine. Celui-ci valorise ensuite son électricité en la vendant au réseau (sur la base du prix de marché de gros) et en vendant ses certificats aux distributeurs qui en ont besoin. Ce sont ceux qui doivent souscrire à une quote-part minimale d'électricité *verte* dans le cadre de l'objectif collectif de 1,7 TWh en l'an 2000, ainsi que les distributeurs qui développent des programmes de tarification *verte*.

Ce système de certificats permet également de certifier l'origine de toute électricité produite à partir des renouvelables, produite pour satisfaire à cet objectif collectif ou pour répondre à la demande des consommateurs qui souscrivent à des programmes de tarification *verte* (i.e. qui acceptent de payer leur électricité plus chère contre l'assurance qu'elle soit produite, toute ou partie, à partir des énergies renouvelables).

Des règles, des procédures et des institutions ont été instaurées pour permettre le bon fonctionnement du marché : attribution et suivi des certificats, contrôle des transactions et vérification des comptes de chaque acteur du marché. Des sanctions sont également prévues en cas de fraude ou de non satisfaction aux objectifs assignés.

Cette organisation a été mise en place par EnergieNed, l'association qui regroupe les distributeurs d'électricité, sous le contrôle du gouvernement néerlandais. C'est en particulier le gouvernement qui décide quelles sont les sources d'énergies renouvelables qui peuvent prétendre à une certification *verte*. La gestion quotidienne du système a été confiée à KEMA, un bureau d'études néerlandais indépendant. Des règles ont également été instaurées qui garantissent l'impartialité d'EnergieNed sur les transactions courantes

(EnergieNed représente après tout les intérêts des distributeurs, qui sont jusqu'à nouvel ordre les acheteurs de certificats).

Le marché des certificats *verts* est en place depuis le 1er janvier 1998. La valorisation de l'électricité produite se fait à un prix permettant une bonne rentabilité des investissements dans les énergies renouvelables (~ 70 euros/MWh pour l'éolien). La stabilité de ce système et la visibilité qu'il offre aux investisseurs potentiels permet d'être optimiste pour la suite, même s'il reste des conflits à régler. L'extension de ce système au Danemark et en Belgique, ainsi que la tentative de création d'un marché « pilote » à l'échelle européenne en est la meilleure preuve.

La valorisation de l'électricité « verte » aux Pays-Bas

Avec le système de certificats *verts* actuellement en vigueur aux Pays-Bas, le producteur néerlandais d'électricité *verte* valorise son kWh de trois manières distinctes :

- par la vente de son électricité à la compagnie de distribution locale ;
- par la remise accordée par le gouvernement sur la taxe CO_2 ;
- par la vente des certificats *verts* correspondant à la quantité d'électricité produite.

Aux Pays-Bas, les compagnies de distribution rachètent l'électricité produite par des producteurs indépendants sur la base du tarif régional payé à la SEP, association des producteurs d'électricité, pour leur approvisionnement. Ce tarif d'achat, basé sur le coût évité pour la compagnie de distribution, est révisable chaque année en fonction des contraintes pesant sur l'offre et la demande. A partir de l'an 2000, ce prix sera fixé par le marché sur l'*Amsterdam Power Exchange*. En 1998, toute production indépendante, qu'elle soit d'origine fossile ou renouvelable, a ainsi été rachetée à un prix moyen de 36 euros/MWh.

Le gouvernement accorde une remise de la taxe CO_2 sur certaines sources renouvelables : éolien, photovoltaïque, micro-hydraulique (< 10 MW), bois, papier, biogaz issus des déchets agricoles, des boues de station d'épuration et des déchets ménagers. Elle est de 14 euros/MWh. Il faut en bénéficier pour obtenir la certification *verte*.

Aucune information n'a été officiellement publiée concernant le prix des certificats « verts ». Ces informations sont considérées comme confidentielles par chacun des opérateurs du marché et il n'existe pas encore de bourse des

valeurs. EnergieNed et les professionnels des énergies renouvelables ont d'ailleurs conclu récemment un accord allant dans ce sens d'un verrouillage de l'information.

On peut néanmoins estimer ce prix à partir d'une étude réalisée par KEMA sur le potentiel des ressources renouvelables aux Pays-Bas. Cette étude estime que le prix minimal auquel il faudrait acheter le courant *vert* pour permettre l'exploitation d'un potentiel de 1,7 TWh avec un TRI de 10 % serait de 68–74 euros/MWh. Après déduction du prix de l'électricité de 36 euros/MWh et de la remise CO_2 de 14 euros/MWh, ceci implique un prix pour les certificats *verts* de l'ordre de 18 à 24 euros/MWh.

Les avantages d'un système de certificats « verts »

- Par analogie avec les systèmes de permis d'émissions négociables, ce système permet d'atteindre un objectif collectif (quote-part d'électricité *verte*) au moindre coût pour la collectivité. Il permet une économie de coût par rapport à une approche réglementaire qui imposerait la même obligation aux compagnies électriques de distribution (même quota d'électricité *verte* à distribuer) dans un contexte où existent plusieurs zones de distribution et une disparité géographique dans les ressources renouvelables. EnergieNed estime ainsi que le système mis en place aux Pays-Bas induit une économie de l'ordre de 22 millions d'euros par rapport à une approche imposant le même quota à chaque distributeur.

- Le système suit l'évolution du prix de l'électricité sur le marché de gros et offre la lisibilité nécessaire pour les investisseurs en électricité *verte*, avec un volume collectif affiché et connu (1,7 TWh fin 2000). Il s'adapte aux contraintes nées de la libéralisation du système électrique néerlandais : liberté pour le consommateur de s'approvisionner auprès du producteur ou fournisseur de son choix.

- Le système fournit la structure de certification nécessaire à un « *marché de l'électricité « verte* », sur lequel des consommateurs passent contrat avec le fournisseur de leur choix ou le distributeur local pour consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Etude 5

CERTIFICATION ET MARCHE DE L'ELECTRICITÉ « VERTE »

Pierre Emmanuel MARTIN

Observ'ER

1. Introduction

Certificats *verts*, tarification *verte*, marché de l'électricité *verte*… Autant de concepts qui caractérisent aujourd'hui le développement de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables. Ces concepts témoignent d'une évolution majeure observée ces dernières années : le développement de l'électricité d'origine renouvelable – ou électricité *verte* – passe de plus en plus par le marché. En clair, cette électricité peut dorénavant être valorisée auprès de certains consommateurs au même titre que d'autres produits « bio », pour ses qualités environnementales.

L'intervention des pouvoirs publics n'est pas pour autant devenue obsolète : les marchés de l'électricité *verte*, s'ils sont prometteurs, n'en sont qu'à leurs débuts. Ils ne concernent encore que de faibles volumes et l'on ne sait pas s'ils atteindront des niveaux suffisants pour permettre un développement « autonome », hors de la sphère du régulateur, de la production d'électricité *verte*. L'intervention des pouvoirs publics est donc encore nécessaire et l'ordre

marchand, aujourd'hui, ne doit être compris que comme un complément ou un relais à un ordre politique traditionnel.

La fiscalité est évidemment un lieu privilégié où peut s'exercer cette nouvelle complémentarité entre politique et marché sur la question de l'électricité *verte*. Dans certains pays en effet, les consommateurs qui souscrivent volontairement à de l'électricité *verte* bénéficient d'exemptions fiscales de manière à rendre relativement neutre leur effort d'un point de vue tarifaire. L'électricité *verte* étant par nature plus chère, et ses bénéfices profitant à tous, ce n'est en définitive qu'un juste retour des choses : ces exemptions fiscales ne sont que la récompense accordée par la collectivité à un acte public, sinon civique.

Les systèmes de certificats *verts* sont une autre illustration de cette nouvelle complémentarité. Les systèmes de certificats *verts* sont des mécanismes comptables, souples, transparents et efficaces qui permettent de négocier séparément l'avantage environnemental et la quantité physique (les kWh) de l'électricité *verte*. De tels systèmes ne sont pas, en eux-mêmes, des mesures qui stimulent le marché. Ils viennent en complément à des quotas d'électricité *verte* que les pouvoirs publics imposeraient aux acteurs du système électrique : producteurs, fournisseurs ou consommateurs. Mais il s'agit bien d'une nouvelle approche pour soutenir le développement des énergies renouvelables qui repose sur des mécanismes de marché.

Ces systèmes connaissent aujourd'hui un plein essor, en Europe et aux Etats-Unis. Ils concentrent sur eux l'attention des acteurs industriels mais aussi des pouvoirs publics, qu'ils soient nationaux ou communautaires. Nous en voulons pour preuve l'écho que rencontre ce thème aujourd'hui en France, pays pourtant plutôt enclin au colbertisme et au capitalisme monopolistique d'Etat, et plus largement, l'écho qu'y rencontre aujourd'hui le thème des marchés de l'électricité *verte*.

Parce qu'il existe une forte demande en information et en pédagogie, l'ADEME a confié à l'Observatoire des énergies renouvelables le soin de réaliser une étude (pour son compte) qui présente le marché californien de l'électricité *verte*, le système néerlandais de certificats *verts* et son extension à l'échelle européenne. Les expériences californiennes et néerlandaises ont été choisies pour leur caractère pionnier, novateur et original, même si depuis elles ont été rejointes par de nombreuses autres à travers le monde.

Ce rapport, fruit de nos investigations, aborde donc dans l'ordre ces trois thèmes, en commençant par un rappel des principaux concepts.

Thèmes abordés dans le présent rapport :

- Une clarification des concepts
- Le marché californien de l'électricité *verte*
- Le système néerlandais des certificats *verts*
- Quel marché européen pour les certificats *verts* ?

2. Une clarification des concepts

Dans cette première partie, nous revenons plus en détail sur la signification des principaux concepts autour de l'électricité *verte* : les certificats *verts*, la tarification verte et le marché de l'électricité *verte*.

2.1 Les systèmes de certificats "verts"

Les systèmes de certificats *verts*, mis en place ou en projet en Europe et aux Etats-Unis, s'inscrivent dans le cadre plus général des mesures de soutien à l'électricité produite à partir des énergies renouvelables. Ils correspondent au dernier avatar d'une longue liste d'instruments élaborés depuis maintenant plus de vingt ans par les pouvoirs publics. Ils ont pour principal avantage de pouvoir s'adapter au nouveau contexte concurrentiel qui s'impose dans les industries électriques.

L'aide publique au développement des ENR

En théorie, la taxation des activités économiques s'impose si l'on tient à éviter que leurs coûts sociaux (pollution, accident, épuisement des ressources, etc.) n'en excèdent à la marge les bienfaits (consommation, richesse, emploi, etc.). Cette proposition, connue de longue date (1920), est portée par un important courant en économie publique, le *Welfare Economics*. Ce courant s'est constitué à partir des travaux fondateurs de A.C. Pigou, ce qui explique que l'on parle de *taxation pigouvienne* à son sujet. Elle permet de réaliser ce que les économistes appellent *une internalisation des externalités négatives*.

Les défenseurs des énergies renouvelables demandent depuis longtemps que les pouvoirs publics l'appliquent (voir à ce propos l'argumentaire développé dans les travaux de Hohmeyer (1988) et Ottinger (1990), qui reprend celui développé en son temps par Kapp, 1960). Il est vrai que cela devrait a priori réduire le

désavantage compétitif dont souffre l'électricité *verte* si l'on admet qu'elle génère moins d'externalités négatives que celle produite à partir de sources fossiles et nucléaire : elle serait plus « propre » et moins « risquée » (accident, prolifération, géopolitique et épuisement des ressources).

La mise en œuvre d'une internalisation par taxation rencontre cependant deux obstacles qui en obèrent la portée pratique.

Le premier obstacle concerne l'estimation des coûts externes induits par tel ou tel mode de production électrique. Il n'existe en effet pas d'estimations fiables nous donnant le coût de la pollution, du risque d'accident, de la défaillance dans l'approvisionnement, etc., lié à la production d'un kWh charbon, fioul, gaz ou nucléaire, en dépit des efforts incessants ces dernières années pour y arriver (projet *ExternE* de la Commission européenne par exemple). Or la taxation préconisée doit se faire au prorata des coûts externes marginaux. Problème, donc.

L'autre problème, plus rédhibitoire, est la difficulté pratique à imposer cette taxation. Les économistes le reconnaissent d'ailleurs volontiers. Ce sont en effet des considérations de redistribution, de compétitivité, de politique industrielle, voire des considérations budgétaires qui prévalent en matière de taxation de l'énergie, jamais des considérations d'efficience économique (préoccupation sous-jacente à tout projet d'internalisation). Pour preuve, les projets de fiscalité écologique annoncés ici ou là ne sont adoptés (quand ils le sont) qu'en revenant largement sur les intentions initiales. Sans compter qu'en l'absence d'estimations fiables pour les coûts externes, il est difficile pour les pouvoirs publics de s'avancer dans le domaine (problème de légitimité politique).

Néanmoins, même si une internalisation reste impraticable, elle offre un cadre théorique robuste qui légitime toute intervention des pouvoirs publics en faveur de l'électricité *verte*. Il suffit simplement de trouver des alternatives praticables et efficaces permettant de soutenir sa mise en œuvre.

La création d'un marché par obligation d'achat

L'obligation d'achat de l'électricité *verte* que les pouvoirs publics ont largement imposée aux compagnies électriques est la première approche qui s'est montrée véritablement efficace. Cette obligation peut agir sur les prix comme en Allemagne, au Danemark et en Espagne, ou sur les quantités comme en France et en Angleterre.

Le point de départ à cette approche est une loi fédérale américaine datant de 1978 : la *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA). Cette loi obligeait en effet les *Utilities* américaines à racheter toute électricité produite dans leur zone de desserte à partir des énergies renouvelables ou de la cogénération, à un prix basé sur leur « coût évité ». L'idée des pouvoirs publics était de favoriser ainsi l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables en une période où la contestation environnementale et la préoccupation sur l'épuisement des ressources fossiles étaient très fortes.

La production d'électricité d'origine renouvelable a trouvé par cette loi un cadre extrêmement propice à son développement. Ce fut particulièrement net dans des Etats comme en Californie où le régulateur de l'industrie électrique a donné une traduction de la PURPA extrêmement généreuse pour les projets renouvelables, avec des prix de reprise élevés et des dispositions fiscales avantageuses. Voilà pourquoi, par exemple, l'éolien a véritablement décollé aux Etats-Unis au début des années 1980 (cf. tableau ci-après).

Après le contre-choc pétrolier, les *Utilities* vont commencer à contester des prix de rachat que leur impose le régulateur américain. Ce dernier va chercher à les corriger mais va éprouver les plus grandes difficultés à définir ce qu'est un « juste » prix de rachat en une période où :

- les coûts marginaux de court terme étaient soumis à d'énormes fluctuations conjoncturelles ;
- on observait d'importantes variations dans les coûts marginaux de long terme du fait d'une envolée sans précédent des coûts de construction des nouvelles centrales électriques (nucléaire en particulier) ;
- et le nombre de producteurs indépendants proposant une alternative compétitive (cogénération gaz) à la production des *Utilities* explosait.

Capacité éolienne installée aux Etats-Unis entre 1980 et 1986

Année	Capacité annuelle installée (en MW)	Capacité cumulée (en MW)
1980	8	8
1981	10	18
1982	67	84
1983	170	254
1984	399	653
1985	395	945
1986	271	1 265

Source : Paul Gipe & Associates

La solution à ce dilemme viendra de certains Etats (le Maine en particulier) où le régulateur local va imaginer, puis piloter à partir de 1986, des enchères pour des quotas de puissance réservés aux producteurs indépendants, que ces producteurs soient « verts » ou non. Ces enchères concurrentielles (*competitive biddings*) vont permettre de révéler ce qu'est, pour une *Utility*, son véritable coût évité à la production.

Ces enchères vont aussi mettre en évidence qu'il est possible d'imposer aux compagnies électriques une obligation d'achat non sur la base de prix garantis mais à partir d'appels à proposition pour une quantité spécifiée, et qu'il existe des producteurs indépendants à même d'y répondre. Les deux approches ne sont cependant nullement exclusives, comme le démontre l'exemple français : pour mémoire, cohabitent en France une obligation d'achat par appel à proposition (programme Eole 2005) et un prix d'achat garanti pour les producteurs indépendants (conditions générales de rachat par le réseau pour des projets inférieurs à 8 MVA).

La plupart des pays européens vont adopter à la suite des Etats-Unis l'une et/ou l'autre de ces deux approches pour soutenir le développement de l'électricité *verte* en tenant compte des contraintes institutionnelles qui leur sont propres.

Des enchères concurrentielles seront en particulier instaurées au Royaume-Uni en 1990 (dans le cadre des *Non Fossil Fuel Obligations*) et en France en 1996 (le programme Eole 2005).

Des obligations d'achat avec un prix garanti élevé ont quant à elles été instituées au Danemark (en 1989), en Allemagne (en 1990) et en Espagne (en 1994), à charge pour les compagnies locales d'électricité d'en supporter

totalement le coût, comme en Allemagne ou seulement une partie, comme au Danemark et en Espagne. Dans ces deux derniers pays en effet, les compagnies locales d'électricité n'ont pour obligation que celle d'acheter le courant produit à un prix égal à leur coût marginal de long terme (qui tourne en général autour de 27 centimes/kWh), les pouvoirs publics abondant financièrement aux projets renouvelables par un ensemble de primes garanties [1] pouvant atteindre 22 centimes/kWh.

Dans le cas de l'Allemagne on parle d'ailleurs de tarifs d'achat (*feed-in tariffs*) tandis que dans le cas du Danemark ou de l'Espagne, on parle de primes à l'achat (*premium schemes*).

Le débat : prix d'achat vs. appels à proposition

Dans les pays européens où les pouvoirs publics ont choisi d'instaurer une obligation d'achat avec un prix garanti élevé, le résultat ne s'est pas fait attendre. Les filières proches de la maturité économique, comme l'éolien et la biomasse en cogénération, ont connu un développement rapide et soutenu.

En particulier pour l'éolien en Allemagne, au Danemark et en Espagne, où l'on a assisté à un véritable décollage de la filière, tant en termes de capacité installée (4 160 MW installés fin 1998 dans ces trois pays pour une capacité mondiale installée de 9 615 MW) qu'industriels : le Danemark, l'Allemagne et l'Espagne comptent 9 des 10 premiers constructeurs d'aéro-générateurs dans le monde (tableau ci-après).

(1) Au Danemark, il existe deux « primes garanties », l'une accordée à toutes les sources non émettrices de CO_2 (de l'ordre de 8 centimes/kWh) et l'autre accordée uniquement aux projets renouvelables portés par des investisseurs individuels ou aux associations individuelles sous forme de coopératives (de 17 centimes/kWh).

Constructeurs	Nationalité	Capacité vendue en 1997 (MW)
1. NEG Micon	Danoise	309
2. Vestas	Danoise	290
3. Enercon	Allemande	223
4. Bonus Energy	Danoise	222
5. Gamesa	Espagnole	93
6. Made	Espagnole	75
7. Nordex	Danoise/Allemande	67
8. Desarollos	Espagnole	54
9. Zond	Américaine	38
10. Wind World	Danoise	29

Source : « Systèmes Solaires » n° 129

A l'inverse, dans les pays européens où les pouvoirs publics ont privilégié l'obligation d'achat avec appel à proposition, les filières n'ont pas connu le même développement, loin s'en faut. Le cas de l'éolien, là encore, est éloquent : seuls 26 MW ont été installés au total en France, en Angleterre et en Irlande en 1998, contre 1 506 MW en Allemagne, au Danemark, en Espagne et en Italie. C'est particulièrement net en Angleterre, où après huit années de soutien par le biais des NFFOs, seuls 330 MW ont été installés et aucun constructeur anglais ne compte sur la scène mondiale. Ce résultat est à comparer avec celui de l'Espagne, où après seulement quatre années de tarif d'achat élevé, plus de 950 MW ont été installés (donnée juin 1999) et trois entreprises figurent parmi les dix premiers constructeurs mondiaux.

Obligation	Pays	Prix d'achat moyen en centimes/kWh	Capacité installée en 1998 (MW)
Prix d'achat	Allemagne	57	793
	Danemark	50	264
	Espagne	49	395
	Italie	45	54
Quotas	France	34	7
	Angleterre	30	10
	Irlande	29	9

Source : Systèmes Solaires n° 129

Cette disparité au niveau de l'efficacité des deux approches a largement été discutée et analysée (voir la synthèse du colloque éolien de Brest des 7 et 8 octobre 1998 - édition ADEME -, ou le document de travail de la Commission

européenne sur « L'électricité produite à partir des sources d'énergies renouvelables et le marché intérieur de l'électricité »). Elle s'explique principalement par le niveau de rentabilité des investissements : plus élevé avec des prix d'achat garantis qu'avec les appels à proposition (de 15 à 25 % dans le premier cas contre 8 à 12 % dans le second). Elle s'explique aussi par le fait que les porteurs de projets, dans le cas des appels d'offres plus que dans le cadre de prix fixes, sous-estiment les coûts administratifs et les contraintes liées au développement de leur projet (oppositions locales par exemple), ce qui met souvent à mal leur viabilité économique.

Notons cependant que cette différenciation s'inscrit dans la logique même de ces deux approches :

- avec un tarif d'achat élevé, le but des pouvoirs publics est d'arriver à une contribution significative et rapide des énergies renouvelables dans les bilans énergétiques, avec constitution de champions nationaux, d'où le cadre favorable pour les investisseurs potentiels ;
- avec les appels à proposition, leur but est d'arriver à terme à une compétitivité des filières renouvelables, d'où la mise en concurrence des projets et des marges fatalement plus faibles, avec des coûts sous-estimés pour pouvoir être sélectionnés.

Cette différence d'efficacité a été, est toujours, la source d'un important débat entre partisans et adversaires des deux approches, chacun arguant des défauts constatés ou supposés de l'une ou de l'autre pour insister sur la nécessité de l'abandonner ou tout au moins de l'amender (par exemple critiques sur le risque de déséquilibre du système électrique quand les tarifs d'achat sont trop élevés ; critiques sur la logique de l'appel d'offres, qui exigerait une compétitivité qui intervient trop tôt dans le développement de la filière, etc). Ce débat, récurrent depuis maintenant cinq ans, a atteint son paroxysme au printemps dernier, lors de la parution d'un document de travail de la Commission européenne sur la directive « accès au réseau électrique de la production d'électricité d'origine renouvelable ». Ce document proposait en effet une harmonisation des aides nationales, en privilégiant la logique des appels d'offres, et a provoqué d'importants remous au sein d'une association reconnue et puissante comme l'EWEA (Association européenne pour l'énergie éolienne), partagée entre ses membres inconditionnels des tarifs d'achat (Allemagne et Espagne) et ceux plus enclins à souscrire à une logique d'appel d'offres (Pays-Bas et Angleterre).

Les données du débat se sont cependant compliquées ces dernières années avec la libéralisation progressive des industries électriques européennes. Dans un tel

contexte, il n'est plus question de juger les aides uniquement sur leur efficacité ; il faut aussi savoir les juger sur leur compatibilité avec ces nouvelles contraintes que sont :

- éviter d'introduire de désavantage concurrentiel entre les opérateurs du système électrique ;
- respecter les règles de la concurrence en vigueur en Europe entre les pays membres (harmonisation des subventions).

A ce niveau, si les tarifs d'achat se sont montrés plus efficaces pour soutenir l'émergence d'une filière, les appels à propositions répondraient mieux à ces nouvelles contraintes. D'où le dilemme.

Une nouvelle approche, sorte de « troisième voie » réglementaire, pourrait toutefois à l'avenir concilier ces impératifs non concordants. Il s'agit des systèmes de certificats verts.

Les systèmes de certificats « verts »

Les systèmes de certificats *verts* ont été « pensés » d'un point de vue formel aux Etats-Unis au début des années 1990 – réflexions autour des *Portfolio Renewable Standards* – et le premier système a été mis en place aux Pays-Bas [1].

Depuis, le mouvement s'est accéléré : la Belgique, le Danemark et l'Italie ont prévu d'en instaurer un dans les mois qui viennent ; le Royaume-Uni s'y intéresse de près ; treize Etats américains se sont engagés sur cette voie en votant des lois qui précisent le soutien aux énergies renouvelables dans un cadre libéralisé. Par ailleurs, la Commission européenne entend favoriser de tels systèmes dans l'Union européenne, dans le cadre de la Directive actuellement en discussion sur l'accès au réseau électrique des sources d'énergies renouvelables.

Principe de fonctionnement

En théorie, un système de certificats *verts* doit permettre à des opérateurs électriques de satisfaire au moindre coût à une quote-part d'électricité *verte*. Son principe de fonctionnement est le suivant :

(1) Ce système est en vigueur depuis le 1er janvier 1998. Nous le présentons plus en détail dans la deuxième partie de ce rapport.

- chaque opérateur se voit d'abord imposer un objectif et une échéance de quote-part d'électricité *verte* dans son bilan électrique annuel ;
- chaque objectif en kWh est ensuite transcrit en nombre de certificats *verts* à détenir à l'échéance spécifiée, sur la base d'une équivalence : 1 certificat = X MWh ;
- un marché de certificats *verts* est alors créé pour permettre à chaque opérateur de se procurer ses certificats *verts*. Ce marché consiste en un ensemble de structures et de règles qui, d'une part, délivre à tout producteur d'électricité *verte* le nombre exact de certificats *verts* qui correspond à sa production (sur la base de l'équivalence précitée), et d'autre part, surveille la nature et la légalité des transactions entre les offreurs et les demandeurs de certificats.

Il faut comprendre qu'avec un tel système, tout producteur d'électricité *verte* valorise alors sa production de deux manières distinctes : en vendant ses kWh au réseau (au prix du marché de gros) et en vendant ses certificats aux opérateurs souscrivant à l'obligation de quote-part renouvelable dans leur bilan électrique.

Il faut également comprendre que sous un tel système, les opérateurs peuvent en principe se procurer des certificats de quatre manières distinctes :

- en produisant eux-mêmes leur électricité *verte* ;
- en achetant des certificats auprès de producteur d'électricité *verte* ;
- en achetant des certificats auprès d'opérateurs qui en possèdent plus qu'ils ne doivent légalement en détenir ;
- en achetant des certificats auprès d'intermédiaires ou de courtiers spécialisés sur le marché (*traders*).

En théorie, on peut envisager trois systèmes de certificats *verts* selon que l'obligation porte sur les producteurs, les fournisseurs d'électricité ou les consommateurs. Chacun de ces systèmes présente des avantages et des inconvénients selon le contexte propre à chaque industrie électrique. Par exemple, un système conçu pour des producteurs dans un seul pays européen présente un inconvénient majeur : il introduit un désavantage compétitif entre ces producteurs et les autres producteurs européens qui n'auraient aucune obligation à satisfaire en termes de certificats *verts* mais avec lesquels ils sont dorénavant en concurrence. A l'inverse, si un système portant sur les consommateurs n'introduit pas de désavantage compétitif, leur nombre (très important) induit un contrôle et un suivi du système extrêmement coûteux (à même de le rendre impraticable.

Avantages des systèmes de certificats « verts »

L'intérêt principal de ces systèmes est qu'ils permettent une répartition plus juste des efforts entre les opérateurs, au contraire des prix d'achat ou des quotas d'électricité *verte* non négociables. Ils n'introduisent en effet aucun désavantage entre les opérateurs localisés dans des zones richement dotées en ressources renouvelables et les opérateurs situés dans des zones moins bien dotées. Plus largement, et en principe, ces systèmes permettent d'atteindre un objectif collectif d'électricité *verte* au moindre coût pour l'ensemble des opérateurs : chacun d'entre eux remplit ses obligations au niveau exact où le coût marginal de son effort égalise celui des autres opérateurs (conditions d'efficience économique).

En pratique, cela se traduit par une économie de coût par rapport à une approche réglementaire « uniforme », qui imposerait à chaque opérateur de se fournir en électricité verte produite uniquement sur sa zone, qu'il en soit le producteur ou qu'il en délègue la production à un tiers. Pour une zone comme l'Europe, qui présente d'importantes disparités géographiques en termes de ressources renouvelables, cet aspect se révèle décisif dès lors que les pays membres vont se trouver liés par des engagements pour un objectif collectif d'électricité *verte* (future directive européenne). Ce point est discuté plus en détail dans la troisième partie de ce rapport.

Si leur principal avantage est une économie de coût par rapport à une approche non flexible, les systèmes de certificats en présentent d'autres qui ne sont pas négligeables. Ils conjuguent en particulier les avantages d'une obligation d'achat agissant sur les prix et ceux d'une obligation d'achat portant sur les quantités (avec quotas mis aux enchères) :

- une bonne rentabilité pour les investissements ;
- un développement de l'électricité *verte* qui met en concurrence les différents projets ;
- un suivi homothétique du prix des certificats *verts* sur le coût des énergies renouvelables.

Autres avantages des systèmes de certificats *verts* – et que ne présentent ni une approche par les prix ni une approche par les quantités :

- ils sont connectés à l'évolution du prix de l'électricité (les kWh « verts » sont en effet vendus au réseau sur la base du prix du marché de gros) ;

- ils offrent la lisibilité nécessaire pour les investisseurs potentiels, avec un volume d'électricité verte connu à long terme (qui n'est donc pas, a priori, soumis aux aléas politiques auxquels les prix d'achat ou les quantités sont largement soumis) ;
- ils s'adaptent avec les contraintes nées de la libéralisation (liberté pour les consommateurs de s'approvisionner auprès du producteur ou du fournisseur de leur choix) puisqu'ils n'introduisent pas de désavantages compétitifs entre les opérateurs, à l'inverse d'une approche par les prix ou par les appels à proposition [1] ;
- enfin ils présentent une complémentarité très intéressante avec les programmes de tarification *verte* et plus largement, avec le marché de l'électricité *verte* (voir définitions ci-après). C'est en effet l'outil de certification idéal qui permet de garantir « l'appellation d'origine » des électrons *verts* circulant sur le réseau.

En d'autres termes, les systèmes de certificats *verts* ne représentent pas seulement une nouvelle approche réglementaire, mais aussi un outil concourant au bon fonctionnement de marchés d'électricité *verte* qui, nous le verrons avec les cas californien et néerlandais, sont prometteurs.

2.2 La tarification « verte »

La « tarification verte » (ou *green pricing*) est un concept qui nous vient là encore des Etats-Unis. Il est apparu au début des années 1990 au moment où a débuté le mouvement de libéralisation de l'industrie électrique américaine. Ce concept qualifiait les propositions tarifaires que certaines *Utilities* faisaient à leurs consommateurs de payer plus chère leur électricité contre l'assurance que celle-ci était toute ou partie produite à partir des énergies renouvelables. Le *green pricing* qualifiait ainsi des factures d'un type nouveau que proposaient les monopoles électriques américains à leurs clients captifs.

Les motivations qui pouvaient pousser les *Utilities* américaines à s'engager dans une telle voie pouvaient être radicalement différentes. Certaines compagnies, en particulier les régies municipales [2], voyaient par là l'occasion d'amplifier et d'approfondir un engagement réel et volontaire (à la demande de

(1) Le coût marginal de l'obligation imposée aux opérateurs de satisfaire à une quote-part d'électricité « vertes » est le même pour tous : le prix d'un certificat « vert ».
(2) La Sacramento Municipal Utility District (Californie) est la première au monde à avoir élaboré et mis en œuvre un tel programme à destination des habitants de Sacramento.

leurs clients/concitoyens) en faveur des renouvelables. D'autres voyaient au contraire l'occasion d'amortir plus rapidement les coûts de programmes (notamment les contrats qui les liaient aux producteurs indépendants) de plus en plus contraignants à mesure que les menaces de concurrence se précisaient. D'autres *Utilities* enfin, largement plus dynamiques que les précédentes, voyaient dans ces programmes une occasion d'approfondir leur culture commerciale [1] en prévision d'une libéralisation à venir.

Indépendamment des motivations des unes et des autres, ce mouvement a rapidement pris de l'ampleur et a été suivi dans de nombreux pays (Pays-Bas, Australie, Nouvelle-Zélande, Italie, Allemagne, etc.). Un corpus théorique est alors né, soutenu par de nombreuses études d'experts et de professionnels du secteur électrique, permettant de mieux affiner les principes et les approches.

2.3 Le marché de l'électricité « verte »

Le marché de l'électricité *verte*, en tant que concept, ne diffère pas de la tarification *verte*. Il s'agit de la vente, par un opérateur électrique, d'une production électrique d'origine renouvelable à des consommateurs par le biais de leur facture.

Il existe cependant une différence de taille, qui s'observe très nettement aux Etats-Unis. Les experts parlent en effet de *Green Power Marketing* pour qualifier cette activité dans le contexte d'une industrie électrique libéralisée et de *Green Pricing* dans une industrie organisée selon le modèle antérieur du monopole intégré réglementé. La différence s'observe concrètement à tous les niveaux : choix des produits et des formules tarifaires proposés aux consommateurs, nombre des acteurs opérant sur une zone de desserte, stratégies, approche marketing, etc.

De manière plus fondamentale, la différence tient aux déterminants de la demande : le marché de l'électricité *verte* est tiré par des opportunités commerciales tandis que la tarification *verte* a été, est encore, poussée par des entreprises en situation de monopole qui essaient de coller au plus près à une fonction d'utilité collective qui intègre les préférences individuelles en faveur des énergies renouvelables. C'est pourquoi dans cette étude nous parlerons de marché de l'électricité *verte* pour la Californie (marché totalement libéralisé

(1) Une culture faite de marketing et d'analyse fine des préférences des consommateurs afin de mieux les satisfaire et les fidéliser.

depuis le 31 mars 1998) et de tarification verte aux Pays-Bas (programmes pour consommateurs résidentiels qui ne seront éligibles qu'à partir de 2007).

3. Le marché de l'électricité « verte » en Californie

La Californie est le premier Etat américain à avoir connu un programme de tarification *verte* (celui du *Sacramento Municipal Utility District*) en 1992 et à avoir vu son industrie électrique totalement libéralisée. Voilà pourquoi elle est une pionnière dans le développement des marchés de l'électricité *verte*.

S'il est trop tôt pour en tirer des conclusions quant à son fonctionnement, ce marché est intéressant à plus d'un titre. On observe un réel développement des stratégies et des produits proposés aux consommateurs. On observe aussi une structuration autour d'institutions de marché qui lui sont propres (certificateurs, contrôleurs, informations, marketing, publicités, etc.). Autant d'indications qui nous permettent de penser que ce marché peut compléter les mesures politiques prises pour soutenir les énergies renouvelables.

3.1 L'organisation de l'industrie électrique californienne

L'organisation traditionnelle du secteur

Jusqu'en septembre 1996, l'industrie électrique californienne se structurait essentiellement autour de trois monopoles privés et verticalement intégrés : la *Pacific Gas & Electric* ; la *Southern California Edison* ; la *San Diego Gas & Electric*. Ces trois *Utilities* électriques assuraient en effet 75 % de la production électrique intérieure, la totalité du transport de l'électricité et 80 % de la distribution aux consommateurs finals [1].

En contrepartie du monopole qui leur était accordé sur leur zone de desserte, ces trois *Utilities* étaient soumises à une forte régulation de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) et de la *California Public Utility Commission*

(1) En plus de ces trois « Utilities », on trouvait d'autres monopoles intégrés mais de taille nettement plus réduite, une myriade de distributeurs municipaux et de coopératives rurales, ainsi que des producteurs indépendants qualifiés PURPA pour la plupart.

(CPUC). Le contrôle de la FERC s'exerçait sur les échanges d'électricité [1] et sur le secteur de la production indépendante « qualifiée » PURPA. La CPUC contrôlait quant à elle le respect des normes de service public, mais aussi les investissements (production, transport et distribution) et les tarifs pour le consommateur final.

A partir de la fin des années 1970, le contrôle exercé par la CPUC s'est considérablement renforcé pour circonscrire certains problèmes : en particulier une importante dérive des coûts et une planification hasardeuse des investissements. Ce renforcement a conduit à cette situation si particulière, propre à la Californie, où le régulateur décidait, à la place des *Utilities*, quels devaient être leur stratégie et les moyens à mettre en œuvre pour s'y conformer (planification intégrée des moyens – *Integrated Resource Planning*).

Ce contrôle s'est également renforcé pour amener les *Utilities* à atteindre des objectifs ambitieux en matière de Maîtrise de la demande d'électricité (MDE) et de soutien aux énergies renouvelables. Ces objectifs sociaux étaient imposés par une opinion publique attentive aux questions d'environnement et des groupes environnementalistes très actifs dans le processus de régulation.

En conséquence, la *Pacific Gaz & Electric*, la *Southern California Edison* et la *San Diego Gas & Electric* comptent parmi les entreprises électriques qui, au monde, ont fait le plus d'efforts en matière d'électricité *verte*. Ces efforts ont été effectués soit en investissant directement dans des projets de production, soit en soutenant la production indépendante par l'intermédiaire de contrats d'achat avantageux et garantis sur le long terme.

D'où cette structure si remarquable de la production électrique en Californie : si l'on exclut de la comptabilité la grande hydraulique (13,9 % du total) et les importations (19,5 %), les nouvelles énergies renouvelables comptent pour 15,3 % du total de l'électricité produite en Californie (10,2 % en incluant la grande hydraulique et les importations - voir tableaux ci-après). C'est le taux le plus élevé que l'on puisse trouver aux Etats-Unis et plus largement parmi l'ensemble des pays industrialisés [2].

---

(1) Échange entre deux compagnies californiennes ou entre une compagnie californienne et une compagnie opérant dans un autre Etat interconnecté à la Californie.

(2) En Californie, la grande hydraulique (> 30 MW) n'est pas considérée comme une énergie renouvelable. Ne sont en effet considérés comme tels que :
la biomasse (bois, déchets agricoles et gaz de décharge) ; le solaire (photovoltaïque et solaire thermique haute température – 350 MW installés à ce jour) ; l'éolien ; la

Structure de la production électrique de la Californie en 1997

Sources	GWh	Pourcentage
Charbon	26 584	10,1 %
Gaz naturel	66 345	32,2 %
Grande hydraulique	36 678	13,9 %
Nucléaire	36 741	14 %
Fioul et diesel	173	0,1 %
Imports (net)	51 183	19,5 %
Renouvelables	26 906	10,2 %
Total	**262 943**	**100 %**

Source : Observ'ER

Structure des importations électriques de la Californie en 1997

Sources	GWh	Pourcentage
Charbon	24 616	48,1 %
Gaz naturel	6 923	13,5 %
Grande hydraulique	19 644	38,4 %
Total	**51 183**	**100 %**

Source : Observ'ER

Structure de la production d'électricité « verte » de la Californie en 1997

Sources	GWh	Pourcentage
Biomasse et déchets	6 012	22,4 %
Géothermie	11 950	44,4 %
Petite hydraulique	5 395	20,1 %
Solaire	810	3 %
Eolien	2 739	10,1 %
Total	**26 906**	**100 %**

Source : Observ'ER

L'industrie électrique californienne se caractérisait également, avant la libéralisation, par des tarifs électriques très élevés, parmi les plus élevés des Etats-Unis (avec ceux pratiqués dans les Etats de la Nouvelle-Angleterre). Le

---

géothermie ; la petite hydraulique (< 30 MW). Par ailleurs, on parle en Californie de « nouvelle » énergie renouvelable pour qualifier des installations de production mises en service après le 1er janvier 1997.

kWh s'y vendait 30 à 50 % plus cher qu'ailleurs, une différence encore plus marquée avec des Etats adjacents comme l'Arizona et l'Oregon (voir tableau ci -après).

Prix moyen de l'électricité en Californie, en Arizona et dans l'Oregon en 1995 (en cents de $/kWh)

Etats	Tous secteurs	Résidentiel	Industriel
Californie	9,9	11,6	7,5
Arizona	6,2	9,1	5,3
Oregon	4,7	5,5	3,5
Moyenne Etats-Unis	6,9	8,4	4,7

Source : « L'internalisation des coûts environnementaux de la production d'électricité », Martin (P.E), thèse de doctorat en économie appliquée, université Pierre-Mendes France, Grenoble, 1999).

Cette différence tarifaire est alors à l'origine d'une vaste réforme qui en septembre 1996, devait aboutir à la libéralisation de l'industrie électrique californienne [1]. C'est en effet pour répondre à la pression des industriels qui menaçaient de délocaliser leurs activités dans des Etats où l'électricité était moins chère, mais aussi pour répondre aux initiatives que prenait la FERC en matière de transit électrique (ATR sur le marché de gros autorisé en octobre 1992) que le régulateur californien proposa au début des années 1990 une réforme radicale de l'industrie électrique afin d'infléchir ses tarifs.

Après trois années de consultation, le choix du régulateur s'arrêta sur une configuration organisationnelle précise : suppression du monopole accordé aux *Utilities* californiennes [2] ; séparation physique du transport des activités de

(1) L'émergence de la production indépendante et le progrès technique au niveau de la production (technologies au gaz divisibles et moins capitalistiques) et de la gestion des systèmes (dispatching en temps réel) en sont les deux autres facteurs.
Sur ce point : Fessler, , « Is a Social Perspective Sustainable in the Changing Dynamic of the Electric Services Industry ? » (conférence au Centre géopolitique de l'énergie et des matières premières, Paris-Dauphine, 26 mars 1996), miméo : CPUC.
Pour une mise en perspective des changements organisationnels dans l'industrie électrique américaine, on se réfère à : Joskow (P.L), « Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change in the Electric Power Industry », Brookings Papers on Economic Activity : Microeconomics 1989, p. 125-199.
(2) Sont également concernées : la Southern California Water Company, la Bear Valley District et la Kirkwood Electric Company.

production et de distribution ; possibilité pour tous les consommateurs de s'approvisionner auprès du fournisseur de leur choix. Ces décisions furent validées le 23 septembre 1996 par le gouverneur de l'Etat de Californie, ce qui donna naissance à une nouvelle organisation électrique.

La nouvelle organisation de l'industrie électrique californienne

Dans la nouvelle configuration organisationnelle, la *Pacific Gas & Electric*, la *Southern California Edison* et la *San Diego Gas & Electric* ont cédé les actifs qu'elles détenaient dans le transport électrique. Un nouvel opérateur privé et indépendant, l'ISO (*Independant System Operator*) s'en occupe désormais. Il a pour tâches de garantir à tous les producteurs, californiens ou non, situés dans d'autres Etats interconnectés, un accès impartial et équitable au réseau THT-HT de la Californie et de s'assurer qu'il y ait continuité de service.

Une deuxième innovation concerne la création du *Power Exchange* (PX), bourse de l'électricité sur laquelle transiteront jusqu'en 2002 toutes les offres de la *Pacific Gas & Electric*, la *Southern California Edison* et la *San Diego Gas & Electric*. Cette bourse permet d'équilibrer heure par heure et vingt-quatre heures à l'avance, l'offre et la demande. Le prix qui s'affiche sert de référence aux transactions bilatérales.

Depuis le 31 mars 1998, tous les consommateurs de la *Pacific Gas & Electric*, la *Southern California Edison* et la *San Diego Gas & Electric* (ainsi que tous les consommateurs de trois autres *Utilities* californiennes) peuvent choisir leur fournisseur d'électricité. La fourniture d'électricité est dorénavant une activité de nature contractuelle, non monopolistique et distincte de la distribution physique des électrons qui, elle, reste l'apanage d'une seule *Utility* dans une zone de desserte donnée. Aussi la distribution est-t-elle encore soumise à la réglementation de la CPUC qui doit veiller à ce que les fournisseurs aient un accès équitable au réseau de distribution. C'est d'autant plus nécessaire que les compagnies de distribution ont toutes des filiales opérant dans le segment de la fourniture (*PG & E Energy Services* et *Edison Source* sont par exemple filiales de *Pacific Gas & Electric* et *Southern California Edison*).

En pratique, le fournisseur achète de l'électricité pour le compte de ses clients soit sur le marché de gros (auprès d'intermédiaires spécialisés), soit sur la bourse (Power Exchange) ou soit encore en contractant directement avec un ou des producteurs (contrats bilatéraux). L'ISO et les distributeurs se contentent alors d'acheminer cette électricité contre rémunération du fournisseur, vers ses clients industriels, tertiaires ou résidentiels.

L'organisation actuelle est encore dans une phase de transition. D'une part, jusqu'au 1er janvier 2002 la libéralisation ne concerne que les consommateurs des principales *Utilities* californiennes. 20 % de la desserte électrique échappe encore à ce mouvement.

D'autre part, les pouvoirs publics ont décidé de dédommager jusqu'en 2002 les *Utilities* californiennes pour compenser leurs coûts « échoués » (*stranded costs*). Ces coûts correspondent à des investissements passés qui ne peuvent être amortis à mesure que s'instaure la concurrence à la production (trop peu compétitifs). Ils comprennent des investissements dans le nucléaire et des contrats de long terme passés avec des producteurs PURPA. Leur volume total est estimé à environ 30 milliards de dollars. Une taxe payée par tous les consommateurs (10 % de leur facture) et un supplément imposé à ceux qui changent de fournisseur servent à alimenter un fonds spécial en vue de ce dédommagement. Ce régime fiscal particulier prendra fin en 2002.

3.2 Acteurs et produits du marché de l'électricité verte en Californie

La libéralisation de l'industrie électrique californienne, effective à plus de 80 % depuis le 31 mars 1998, s'est traduite par le développement d'un marché de l'électricité *verte* très actif. On compte aujourd'hui une vingtaine d'opérateurs, affiliés ou non à des *Utilities* [1], qui proposent des formules tarifaires garantissant que tout ou partie de l'électricité vendue sur le marché de gros ou sur le marché de détail est d'origine renouvelable.

Les opérateurs en électricité *verte* qui interviennent au niveau du marché de gros, les « grossistes », sont au nombre de sept [2]. Ils s'approvisionnent auprès des producteurs en électricité *verte* (contrats bilatéraux) ou de la bourse d'électricité *verte* (*Green Power Exchange*) et la revendent soit aux fournisseurs, soit aux gros consommateurs industriels qui désirent « verdir »

(1) Qu'elles soient californiennes ou qu'elles opèrent dans d'autres Etats.
(2) Les sept compagnies qui approvisionnent en électricité « verte » le marché de gros sont : Foresight Energy Company, NGC Corporation, Pacificorp, Electric Clearinghouse, the Bonneville Power Administration, Enron Energy Services et Environmental Resources Trust.

leur image, soit encore aux « revendeurs » (*resellers*) qui agissent pour le compte de clients non éligibles [1].

Les fournisseurs en électricité *verte* interviennent sur le marché de détail (petits et gros consommateurs) et sont au nombre de dix-sept. Ils proposent en tout vingt-sept « produits », ou formules tarifaires qui garantissent au consommateur final que tout ou partie de l'électricité qu'il consomme est d'origine renouvelable. La part renouvelable est au choix 50 % ou 100 %, avec différentes sources possibles et toutes les configurations envisageables. Seule *PG & E Energy Services* propose un produit où la part renouvelable est de 20 % seulement (voir tableau ci-après).

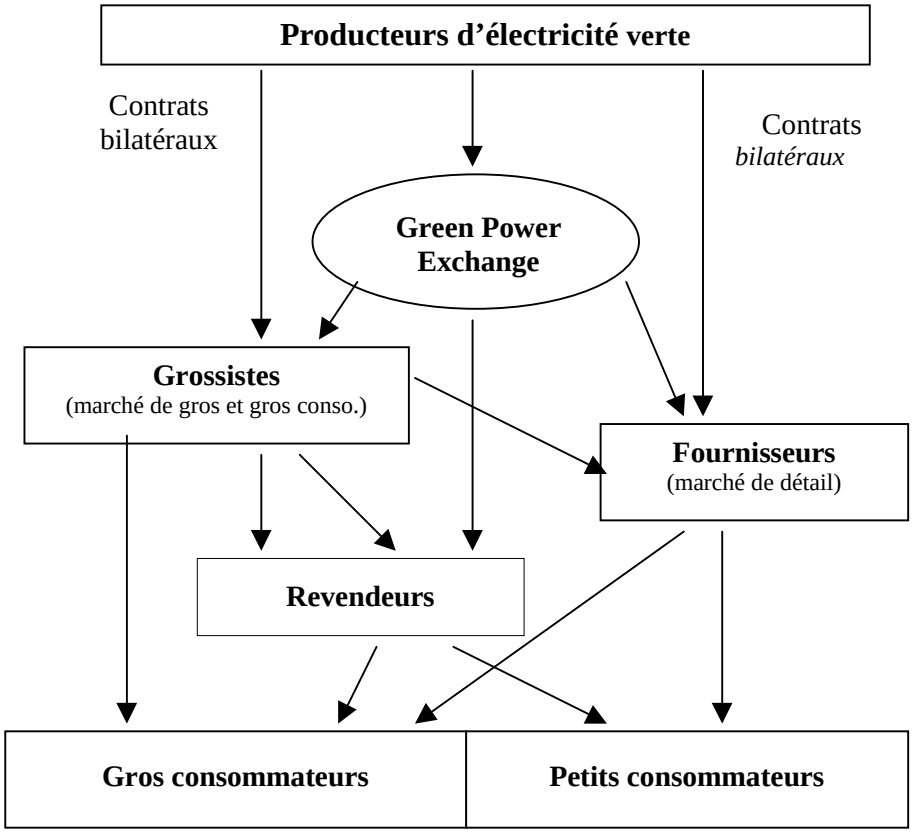
Généralement, la part non renouvelable du produit provient de la grande hydraulique, quelquefois d'installations thermiques alimentées au gaz naturel et plus rarement du Power Exchange sur lequel transite de l'électricité d'origine nucléaire ou produite à partir de charbon.

Par ailleurs, l'offre renouvelable provient essentiellement d'installations existantes – c'est-à-dire mises en service avant le 1er janvier 1997 - et lorsqu'un produit inclut une nouvelle source renouvelable, la part de celle-ci n'excède jamais 25 %.

Enfin quinze produits sur vingt-sept sont certifiés dans le cadre du programme « Green-e » de l'association non gouvernementale *Center for Resource Solutions* (nous développons ce point dans la section 4 pages suivantes). Les tableaux récapitulatifs ci-après présentent, pour le premier, les contrats électricité *verte* accessibles aux consommateurs résidentiels et tertiaires, et pour le second, les types d'abonnements existants. Trois types d'abonnements sont disponibles (prime au kWh, supplément en % par rapport au tarif courant ou prime mensuelle fixe) ; ils entraînent un surcoût généralement inférieur à 20 % du prix de l'électricité payée par le consommateur résidentiel (de 8 à 11 cents/kwh).

(1) Les revendeurs désignent en Californie certains distributeurs municipaux ou d'arrondissement qui se proposent d'agréger la demande des consommateurs non éligibles de leur commune (dans les 20 % de la desserte qui n'est pas encore libéralisée) et de négocier pour leur compte des formules d'abonnement en électricité « verte » sur le marché de gros (qui est, lui, totalement libéralisé et sur lequel peut intervenir toute compagnie de distribution).

Organisation simplifiée du marché de l'électricité « verte » en Californie



Nom de la compagnie	Nom du produit	% renouvelables	Certifié
ACN Energy, Inc.	ACN Cool Green	100 %	Non
Bboss L.L.C.	Energy Source	100 %	Non
Clean Earth Energy, Inc.	Clean Earth Energy	100 %	Non
Cleen'n green	Eco Savec Power	100 %	Non
Commonwealth Energy Corporation	Green Smart 100	100 %	Oui
Cucamonga Electric	Renewable Electric Energy	50 %	Non
Eagle Power	Natural 50	50 %	Non
	Natural 100	100 %	Non
Eastern Pacific Energy	Green Source	100 %	Non
	Earthsource 50	50 %	Oui
Edison Source	Eartsource 100	100 %	Oui
	Earthsource 2000	100 % (10 % nouveau)	Oui
Enron Energy Services	Earthsmart Power 50	50 %	Oui
	Earthsmart Power 100	100 %	Oui
GreenMountain.com	Wind for the Future 2.0	100 % (25 % nouv. éolien)	Oui
	100 % Renewable 2.0	100 % (5 % nouveau)	Oui
Keystone Energy Services, Inc.	Earthchoice 50	50 %	Oui
	Earthchoice 100	100 %	Oui
New West Energy Corporation	Green Value 50	50 %	Oui
	Green Value 100	100 %	Oui
	Clean Choice^{tm} 20	20 % (5 % nouveau)	Oui
PG&E Energy Services	Clean Choice^{tm} 50	50 % (13 % nouveau)	Oui
	Clean Choice^{tm} 100	100 % (25 % nouveau)	Oui
	Commercial Renewable^{tm}	50 %	Non
Powercom Energy & Communications Access, Inc.	Clean Power 100	100 %	Non
PowerSource	PowerGreen 100	100 %	Non
Utility.com	GreenPlanet	100 %	Non

source : Observ'ER

Formule d'abonnement	Gamme de prix
Prime au kWh	0,7 à 3 cents/kWh
% par rapport au tarif moyen	+ 6 à + 28 % supp.
Prime mensuelle fixe	3,9 à 16,9 $/mois

source : Observ'ER

3.3 Le marché californien en quelques chiffres

Le marché californien de l'électricité *verte*, dans sa configuration actuelle, n'existe que depuis le 31 mars 1998. Il est donc trop tôt pour en tirer des conclusions sur le long terme, en particulier pour savoir si les volumes seront un jour suffisants pour entraîner un développement de la production d'électricité *verte* sans aides ni programmes des pouvoirs publics [1]. Il existe toutefois des indications chiffrées sur son potentiel et sa tenue actuelle.

Potentiel du marché

Avant que ce marché ne se développe, plusieurs études ont montré que 40 à 70 % des consommateurs résidentiels californiens se déclaraient prêts à payer leur électricité 5 à 15 % plus cher contre l'assurance que celle-ci était produite toute ou partie à partir de sources renouvelables. Il y a évidemment toujours un « gap » entre des estimations pour des marchés fictifs (à partir de questionnaires) et des observations faites sur des marchés réels, mais ces études ont le mérite de montrer qu'il existait un véritable potentiel pour le marché de l'électricité verte en Californie.

D'autres études, de nature prospective, ont tenté d'évaluer le nombre de consommateurs qui, à court et à moyen terme, allaient changer de fournisseur, que ce soit avec ou sans demande d'abonnements *verts*.

Leurs résultats sont intéressants. Ils montrent qu'au bout de cinq années de libéralisation, la moitié au moins des consommateurs californiens – toutes classes confondues – pourrait avoir changé de fournisseur, dont plus d'un dixième pour un abonnement en électricité *verte* avec 20 % de renouvelables non hydrauliques, soit un potentiel de marché important.

(1) Les études sur d'autres marchés de produits « verts » montrent par ailleurs qu'il aura fallu attendre une à deux décennies avant de les voir décoller.

Pourcentage des consommateurs en accès direct, avec un nouveau fournisseur		
Classe consommateur	après 1 an d'ouverture	après 5 ans d'ouverture
Résidentiel	13 % (2 à 20 %)	48 % (20 à 75 %)
Tertiaire	28 % (5 à 50 %)	63 % (40 à 80 %)
Industriel	47 % (20 à 80 %)	77 % (50 à 95 %)
Administrations publiques	17 % (10 à 40 %)	55 % (30 à 95 %)
Pourcentage des consommateurs en accès direct, avec un nouveau fournisseur et avec un abonnement *vert* qui contient au moins 20 % de renouvelables non-hydro		
Classe consommateur	après 1 an d'ouverture	après 5 ans d'ouverture
Résidentiel	2,5 % (0,2 à 5 %)	10,5 % (3 à 18,5 %)
Tertiaire	2,2 % (0,1 à 7,5 %)	6,3 % (4 à 8,8 %)
Industriel	0,9 % (0 à 4 %)	2,3 % (1 à 4,7 %)
Administrations publiques	1 % (0,1 à 8 %)	6 % (1,5 à 19 %)

Chiffres pour 1999

Ces estimations faites *ex-ante* sont-elles aujourd'hui validées par le marché ? C'est difficile à dire dans la mesure où ce marché est encore jeune et il n'existe pas de statistiques officielles dénombrant les clients qui souscrivent à un abonnement en électricité *verte*. Les agences publiques de régulation (en particulier la CPUC et la *California Energy Commission*) n'ont pas encore institué de contrôle en ce sens.

On peut néanmoins estimer ces clients volontaires, qui souscrivent à des abonnements *verts*, à partir des statistiques recensant les consommateurs californiens qui ont changé de fournisseur d'électricité depuis la libéralisation complète du système électrique.

En mai 1999, toutes classes confondues, ces derniers étaient au nombre de 135 000, dont 93 000 dans le secteur résidentiel. Comme par ailleurs, chaque mois, 3 000 à 4 000 nouveaux consommateurs résidentiels changent de fournisseur, on peut estimer qu'aujourd'hui ils sont au total 110 000 à 120 000 à avoir changé de fournisseur depuis le 31 mars 1998. Or selon les experts 50 % des consommateurs résidentiels qui changent de fournisseur le font pour souscrire à des abonnements *verts*. Les consommateurs résidentiels « verts » sont donc au minimum 55 000 – ce chiffre ne prend pas en compte les consommateurs qui n'ont pas changé de fournisseur (*Utility traditionnelle*) mais de formules d'abonnement (d'un contrat classique vers une formule plus *verte*). Autre chiffre intéressant : selon les experts, le secteur tertiaire représente aujourd'hui 20 à 25 % des ventes d'électricité *verte* en Californie. Si ces clients

ne sont pas nombreux, ils représentent un poids certain dans le volume d'activités sur ce marché.

3.4 Un marché qui se structure

Le marché californien de l'électricité *verte* est actuellement en train de se structurer. Un programme de certification est en cours ainsi qu'un programme d'information à destination des consommateurs.

Par ailleurs, il ne faut pas se méprendre sur la place exacte de ce marché. La production d'électricité *verte* est encore aidée en Californie par des mesures publiques. Autre précision importante : les experts ne voient pas le marché californien comme étant « exemplaire » de ce qui peut arriver dans un système électrique libéralisé. L'organisation actuelle du système californien montre des défauts d'ordres structurel et conjoncturel qui en gênent le plein développement.

Le programme californien de certification

L'absence de structure garantissant l'appellation d'origine des électrons vendus par les fournisseurs d'abonnements *verts* a été l'une des premières critiques formulées par l'association de consommateurs (*Public Citizen*) contre le marché de l'électricité *verte*. Pour cette organisation, le risque était élevé qu'il y ait tromperie sur la marchandise et que l'on puisse vendre à des consommateurs de l'électricité « conventionnelle » dans le cadre de formules tarifaires vertes.

C'est pour répondre à ce problème qu'une association non gouvernementale, le *Center for Resource Solutions* (CSR), a mis en place un programme original et très simple de certification. Ce programme, en partie aidé par la *California Energy Commission*, s'appelle « Green-e Program ». Il permet aux consommateurs de se repérer dans le dédale des offres d'électricité *verte* qui leur sont faites, en apposant un logo aisément identifiable à toute offre qui répond volontairement sur une base contractuelle - à un ensemble de règles relativement strictes :

- l'offre doit contenir au moins 50 % de renouvelables (voir note pour la définition exacte de ce qui est considéré comme une énergie renouvelable en Californie) ;
- sa part non renouvelable doit entraîner moins de pollution atmosphérique que l'approvisionnement électrique auquel souscrirait autrement, sans abonnement *vert*, le consommateur ;

- elle ne doit pas contenir d'électricité d'origine nucléaire autre que celle qui transite sur le *Power Exchange* ;
- elle doit contenir, après un an d'ouverture du réseau, au moins 5 % d'électricité produite à partir d'installations en activité après le 1er janvier 1997 (nouvelles sources). Ce chiffre doit croître chaque année de 5 % jusqu'à atteindre 25 % ;
- le fournisseur s'engage à respecter un code de « bonne conduite » qui l'oblige à informer ses client de l'origine exacte de ce qu'il leur vend ;
- le fournisseur se soumet deux fois par an à un contrôle de vérification de ses publicités ;
- le fournisseur accepte un audit externe une fois par an sur ce qu'il a vendu et acheté sur le marché de l'électricité *verte*.

Ces règles s'accompagnent évidemment de procédures d'enregistrement et de contrôles menés par le CRS. Ces contrôles sont ponctuels et viennent en sus de la vérification des publicités et des audits annuels effectués par des tierces parties. Pour les contrevenants il est prévu des mesures de rétorsion, qui consistent principalement à retirer le logo et à engager des poursuites devant les tribunaux compétents.

Ainsi, avec ce programme d'origine non gouvernementale, les consommateurs californiens peuvent désormais juger de la qualité des offres en électricité *verte* qui leur sont proposées. Aujourd'hui, sur les vingt-sept produits à destination du secteur résidentiel, quinze ont déjà reçu l'agrément du programme et affichent désormais le logo « Green-e ». Ce programme aura été efficace puisque le dernier rapport du CSR montre que 90 % de l'électricité *verte* fournie aux consommateurs californiens entre juin 1998 et juin 1999 proviennent de fournisseurs certifiés. En clair, il existe désormais cette « norme », ou institution nécessaire au bon fonctionnement du marché qui renforce la confiance des consommateurs et atténue les principales critiques qui lui étaient adressées. C'est aussi la preuve que la certification est un outil indispensable dans un système électrique libéralisé.

Aujourd'hui, le CSR étend son activité de certification à la Pennsylvanie et réfléchit à une adaptation de son programme aux systèmes de certificats *verts* en place dans six Etats : le Connecticut, le Maine, le Massachusetts, le Nevada, le New Jersey et le Texas.

Les aides publiques en faveur des renouvelables

La vente aux consommateurs finals n'est pas le seul facteur déterminant pour la production d'électricité *verte* en Californie. Il existe encore un certain nombre d'aides publiques qui en soutiennent le développement. Si elles n'atteignent plus les niveaux qui furent les leurs dans les années 1980, ces aides ne sont pas négligeables. Les principales sont :

- des incitations financières à l'amélioration de la productivité dans les installations existantes, en production indépendante et localisée en Californie ;
- des subventions attribuées aux enchères pour cinq ans à de nouvelles installations, en production indépendante et localisées en Californie ;
- des avantages fiscaux pour des technologies innovantes et émergentes, en production indépendante et localisée en Californie ;
- un crédit de 1,5 cent/kWh pour les consommateurs qui achètent de l'électricité *verte* en production indépendante et localisée en Californie ;
- un programme de sensibilisation des consommateurs californiens à l'électricité *verte* ;
- et obligation est faite à tous les fournisseurs d'électricité d'informer leurs clients sur le contenu énergétique de leur approvisionnement (part des différentes énergies primaires).

Ces aides sont alimentées par un fonds spécial mis en place en 1998 et gérées par la *California Energy Commission*. Ce fonds est lui-même doté d'une taxe que payent tous les consommateurs d'électricité en Californie et qui est révisable tous les quatre ans.

Pour la période 1998-2002, la dotation de ce fonds alloué aux énergies renouvelables s'élève à 540 millions de dollars. Elle se répartit entre les incitations financières (243 millions), les subventions (162 millions), les avantages fiscaux (54 millions), le crédit aux consommateurs (75,6 millions) et les programmes de sensibilisation vers le grand public (5,4 millions).

Il est important de rappeler que ces aides ne s'inscrivent pas dans une action globale des pouvoirs publics qui viserait à atteindre des objectifs à un horizon donné. Le régulateur californien estime en effet que la part des énergies renouvelables dans le bilan électrique est suffisamment élevée (10,2 % de la production intérieure d'électricité hors grande hydraulique) pour ne pas l'accroître davantage. Sa priorité est de réussir la libéralisation du système électrique et le signe extérieur de cette réussite serait une décroissance des

tarifs. Or la transition vers un système totalement libéralisé a déjà un coût élevé pour les *Utilities* et les consommateurs (30 milliards d'investissements échoués en Californie), d'autant plus élevé que le régulateur a décidé que le dédommagement des investissements échoués devait se faire avant fin 2002. D'où sa volonté de ne pas alourdir la charge qui pèse sur les consommateurs avec un programme ambitieux en faveur des renouvelables. Les aides qu'il a mis en place ne servent en définitive qu'à maintenir leur part actuelle dans le bilan électrique de la Californie.

Quelques défauts structurels et conjoncturels

Pour conclure sur le chapitre californien, il nous semble important de préciser que le marché de l'électricité *verte* en Californie présente deux caractéristiques que l'on ne retrouvera pas forcément dans d'autres systèmes électriques libéralisés :

- un nombre élevé de fournisseurs et d'offres en électricité *verte* pour le secteur résidentiel ;
- parmi les consommateurs résidentiels qui changent de fournisseur, 50 % le font pour bénéficier d'un abonnement en électricité *verte*.

Ces caractéristiques résultent en effet des défauts structurel et conjoncturel de l'organisation du nouveau système électrique californien.

Défaut structurel : les *Utilities* font payer un abonnement très faible aux consommateurs qui leur restent fidèles. A contrario, en tant que distributeur, elles imposent une prime fixe élevée (*default price*) à ceux qui changent de fournisseur. Il s'ensuit que le profit attendu pour tout nouvel entrant sur le segment résidentiel est nécessairement réduit, d'autant plus réduit qu'il en coûte au moins 100 dollars pour gagner un nouveau client [1]. Aussi, les fournisseurs qui sont présents sur ce segment résidentiel proposent-ils une différenciation du produit non par son prix mais par sa propriété « environnementale » (vente d'électricité *verte*). D'où ce nombre important d'offres en courant *vert* pour le consommateur résidentiel californien.

Défaut conjoncturel : le dédommagement des investissements échoués (30 milliards de dollars au total) s'opère de deux manières : au moyen d'une taxe

(1) Enron indique même que la compagnie aura dû dépenser 10 millions de dollars pour acquérir 30 000 clients résidentiels, soit en moyenne 300 dollars par client. Ce coût élevé, ajouté à une faible rentabilité de l'investissement, explique qu'Enron se soit désengagé fin 1998 de ce segment.

prélevée sur tous les consommateurs et d'un supplément payé par ceux qui changent de fournisseur. Cette taxe et ce supplément sont relativement élevés dans la mesure où le régulateur a décidé que ce dédommagement devait s'effectuer d'ici à 2002 et non pas étalé sur quinze ans comme prévu initialement. De plus, les écarts de tarifs entre fournisseurs sont faibles dans le secteur résidentiel en raison du défaut structurel. Le consommateur résidentiel californien ne change donc de fournisseur que pour une motivation particulière, aujourd'hui principalement d'ordre écologique. D'où ce pourcentage élevé de consommateurs résidentiels qui changent de fournisseur pour bénéficier d'abonnements *verts* parmi tous ceux qui changent de fournisseur (50 %).

4. Les certificats « verts »aux Pays-Bas

Après le marché californien de l'électricité *verte*, nous poursuivons notre analyse des nouvelles modalités d'aides aux énergies renouvelables en nous intéressant aux systèmes de certificats *verts* mis en place aux Pays-Bas.

4.1 Le système électrique néerlandais

Le système électrique néerlandais est un système fragmenté, aussi bien du côté de la production que du côté de la distribution. En 1997, il s'organisait autour :

- de quatre producteurs régionaux (EPON, EPZ, EZH, UNA) de taille identique [1], en situation de monopole et associés dans la SEP ;
- et de 23 compagnies de distribution, représentées par leur association EnergieNed [2] et couvrant la totalité des Pays-Bas. Les principales sont : PNEM-MEGA, NUON, EDON, ENECO, ENW, REMU, DELTA et EWR.

La situation évolue cependant très vite avec la libéralisation du marché. Depuis 1998, on observe d'abord un regroupement accéléré des compagnies de distribution : elles étaient 23 fin 1998, 19 en 1998 et sont aujourd'hui environ 14. Par ailleurs, ces compagnies investissent de plus en plus dans le segment de la production, directement dans de nouvelles installations ou par entrée dans le capital des compagnies existantes. EPON est ainsi détenu à parité par les deux compagnies de distribution, EDON et NUON, tandis que EPZ est entre les

(1) En 1995, EPON détenait 4 284 MW, EPZ 4 567 MW, EZH 2 532 MW et UNA 3 596 MW.

(2) EnergieNed fédère également les compagnies de distribution de gaz et chaleur. En 1997, cette association comptait en tout 33 membres.

mains des distributeurs PNEM-MEGA (77,6 %) et DELTA (22,4 %). Enfin, les compagnies de distribution accentuent leur diversification dans d'autres activités de service : gaz, eau, déchets et télécommunications.

Bilan électrique des Pays-Bas

En 1997, la production d'électricité a atteint aux Pays-Bas 96,1 TWh. Sur ce total, 61 % a été produit par les quatre producteurs régionaux, 30 % par des autopro-ducteurs, 6 % par les compagnies de distribution et 3 % par des producteurs indépendants.

Approvisionnement	GWh	%
Production nette	**96 135**	**100**
Dont : SEP	58 700	61
Auto-producteurs	28 840	30
Distributeurs	5 768	6
Autres[1]	2 827	3
Imports	**13 457**	**-**
Exports	**450**	**-**

1 : Production indépendante (hors SEP et distributeurs) délivrée au réseau

Source : « Electricity Industry and Market Dynamics (Draft) », Quaderni di Ricerca, IEFE – université Bocconi, Milan, avril 1999.

En 1997, la structure de production électrique néerlandaise était dominée par les combustibles fossiles. Ils représentaient 93,3 % de la production totale (89,8 TWh sur 96,1 TWh), contre 3,5 % pour les énergies renouvelables (3,5 TWh avec les déchets ménagers) et 3,2 % pour le nucléaire (3,1 TWh). On notera la place prépondérante de la cogénération : 80,3 TWh produits à partir de ce mode de production (83 % de la production totale).

La production d'électricité à partir des énergies renouvelables en 1997 aux Pays-Bas (en GWh)

Sources	GWh
Déchets ménagers	2 621,00
Eolien	475,00
Gaz de décharge	141,00
Biogaz (stations d'épuration)	110,00
Hydraulique	92,00
Biomasse (déchets agricoles)	17,20
Photovoltaïque	1,90
Total	**3 458,10**

Source : EUROSTAT

En 1997, l'électricité distribuée aux consommateurs (7,5 millions environ) s'est élevée à 80,4 TWh : 25 % dans le résidentiel, 37 % dans l'industrie et 38 % dans le tertiaire. Cette distribution était assurée à l'époque par 23 compagnies, publiques pour la plupart (régies locales ou régionales).

Consommation nette[1]	GWh	%
Total	**80 400**	**100**
Dont : Résidentiel	20 400	25
Commercial	30 080	38
Industriel	29 920	37

1 : Hors aut-oconsommation
Source : « Electricity Industry and Market Dynamics (Draft) »

Enfin, en 1997, le secteur électrique néerlandais était responsable de 25,3 % des émissions de CO_2 : 47 millions de tonnes pour la production d'électricité, sur un total de 186 millions de tonnes émises. Ces chiffres sont en nette progression par rapport à 1990 (respectivement de + 14,6 % et + 10 ,7 %). Rappelons que l'objectif (Kyoto) pour les Pays-Bas est une réduction des émissions des gaz à effet de serre (GES) de l'ordre de 6 % d'ici à 2008-2012 (par rapport au niveau de 1990). Les émissions de GES seront donc limitées à cette date à 206 millions de tonnes équivalent CO_2. Les experts s'attendent toutefois à ce que les Pays-Bas atteignent 259 millions de tonnes si aucune mesure supplémentaire n'est prise d'ici là.

Emissions de gaz à effet de serre (en millions de tonnes équivalent CO_2) aux Pays-Bas

Emissions	**1990**	**1997**	**croissance**
CO_2	168	186	+ 10,7 %
Autres gaz à effet de serre	56	53	- 5,4 %
Total	**224**	**239**	**+ 6,7 %**

Source : ECN

Données pour les principaux distributeurs néerlandais

	1995	**1996**	**1997**
Ventes en GWh			
PNEM	10 846	-	20 000 PNEM + MEGA
MEGA	6 275	-	
ENW	11 169	12 250	-
NUON	10 808	11 093	11 412
EDON	9 752	-	10 080
ENECO	9 345	-	-
REMU	3 945	-	-
DELTA	5 161	-	-
EWR	1 792	-	-
Nombre de clients			
PNEM	871 000	-	1 350 000 PNEM + MEGA
MEGA	385 000	-	
ENW	1 123 000	1 200 000	-
NUON	1 078 195	1 100 670	1 122 746
EDON	850 000	-	1 000 000
ENECO	989 000	1 000 000	-
REMU	461 000	-	470 000
DELTA	180 000	-	-
EWR	232 000	-	-

Source : « Electricity Industry and Market Dynamics (Draft) »

La réorganisation de l'industrie électrique aux Pays-Bas

Historiquement, le système électrique néerlandais s'est organisé autour de compagnies municipales (*Utilities*) en situation de monopole sur les trois segments (production, transport ou distribution). Nombreuses au début, ces compagnies ont commencé à se regrouper entre les deux guerres mondiales. La production électrique s'est « concentrée » au sein d'entreprises couvrant une province ou une agglomération. La distribution a également suivi ce mouvement de concentration, du local vers le régional.

Ainsi, si l'on comptait encore 550 *Utilities* électriques en 1920 (production et distribution confondues), on n'en comptait plus que 71 en 1987, 31 en 1995 et 23 en 1998, avec quatre producteurs et dix-neuf distributeurs.

L'organisation électrique néerlandaise a connu ces dix dernières années de profonds bouleversements placés sous le signe de la libéralisation et de la concurrence. Ces bouleversements font suite à une première loi électricité votée en 1989 et une deuxième loi votée en 1998.

Les débuts de la réforme

Ces deux lois électricité traduisent les efforts du gouvernement néerlandais pour améliorer l'efficacité productive d'un secteur historiquement fragmenté.

Ses premiers efforts datent de 1978, avec les propositions émises à l'époque par la Commission sur la concentration des *Utilities* (nommée « Coconut »). Celle-ci préconisait en particulier de regrouper les actifs de production et de transport au sein d'une seule entreprise, et de fusionner à un niveau régional les activités de distribution de gaz, eau et électricité.

Ces propositions, bien qu'approuvées par le gouvernement de l'époque, furent rejetées par le secteur électrique. Ce dernier proposa même en 1980 un contre-projet, baptisé « le modèle SEP-plus », pour améliorer la gestion de l'organisation sans en changer la structure.

En 1984, pour mettre fin au conflit ouvert entre la Commission et les *Utilities*, le nouveau gouvernement renonça à l'idée de créer une seule compagnie de production. Il demanda néanmoins aux producteurs de se regrouper au sein de trois ou quatre compagnies au lieu de quinze, et de se séparer de leurs actifs à la distribution. La SEP accepta cette réforme.

Ensuite, d'importantes discussions eurent lieu afin de déterminer les modalités exactes de l'organisation du nouveau système électrique néerlandais. Ce processus de concertation entre le gouvernement et les *Utilities* déboucha sur une loi électricité promulguée en décembre 1989.

La loi électricité de 1989

Les principaux aspects de cette loi portent sur la production, le transport et la distribution.

Pour accroître la productivité dans le segment de la production, le statut des compagnies fut réformé [1] et elles furent regroupées au sein de quatre compagnies régionales : EPON, EPZ, UNA et EZH, de taille quasi identique.

S'agissant du transport, la SEP devint responsable de la gestion des actifs et du dispatching national. Elle devint ainsi le gestionnaire des interconnexions régionales, des importations d'électricité et de l'adéquation entre offre et demande.

La loi ne donnant pas le monopole à la SEP de la vente aux distributeurs, ceux-ci pouvaient choisir leur propre producteur. Il s'ensuivait que la SEP ne pouvait refuser le transit de l'électricité sur son réseau d'une zone de production vers une autre (sauf pour des raisons techniques) ni celui de l'électricité importée par un distributeur. La loi imposa également la séparation de gestion entre production et distribution. Elle imposa enfin aux distributeurs d'améliorer leur productivité en se regroupant entre eux et en s'intégrant à d'autres distributeurs : eau, gaz et chaleur.

Un aspect essentiel de cette loi fut aussi d'instaurer un « pool » au niveau du marché de gros, pour agréger les coûts des quatre compagnies de production et ainsi obtenir un tarif national.

Ce pool fonctionnait de la manière suivante. Les producteurs vendaient d'abord leur électricité à la SEP et recevaient un paiement (basé sur le type de chaque installation) de manière à couvrir leurs coûts en capital et en combustible, mais non la totalité de leur coût d'exploitation. Ces paiements, additionnés aux coûts de transport et d'import-export, donnaient un tarif national sur le marché de gros (LBT). Les producteurs rachetaient alors leur électricité à la SEP sur la base de ce tarif. Ils y incluaient ensuite tout ou partie de leur coût d'exploitation

(1) Adoption du statut NV, qui permet une gestion autonome et indépendante malgré le caractère public des compagnies.

non pris en compte, donnant la base du tarif régional (RBT). Les différences entre les RBT et le LBT ont toujours été réduites (moins de 1 %). Après ces opérations (purement comptables), les producteurs vendaient leur électricité aux distributeurs aux tarifs régionaux. Les distributeurs reprenaient ensuite ces tarifs auxquels ils ajoutaient leurs propres coûts pour déterminer le tarif pour l'usager final (EUT), scindé en trois classes de consommateurs.

En définitive, le LBT comprenait une composante de capacité, de transport et de combustible. Le RBT correspondait au LBT plus un élément propre à chaque compagnie et concernant ses coûts d'exploitation non couverts par le LBT. Les EUT étaient enfin divisés en trois grandes catégories, petite consommation (demande < 0,1 GWh/an), grosse consommation (demande comprise entre 0,1 GWh/an et 20 GWh/an) et très grosse consommation (> 20 GWh/an avec facteur de charge supérieur à 4 000 heures/an et connexion directe sur le réseau moyenne, haute ou très haute tension).

La loi électricité de 1998

En août 1998, une nouvelle loi fut votée afin de permettre une ouverture totale du marché à destination du consommateur final. Ce fut aussi l'occasion de transposer dans le droit néerlandais la directive européenne. Les éléments suivants s'ajoutent à l'organisation du système électrique tel qu'il a été réformé en 1989 :

- un gestionnaire indépendant du réseau, TenneT, a été créé ;
- un marché spot a été lancé à la bourse d'Amsterdam, le *Amsterdam Power Exchange* (APX - ouvert le 1er juin 1999) en remplacement du système de « pool » antérieur de la SEP ;
- les 650 plus gros consommateurs (33 % du marché) peuvent choisir leur fournisseur, soit par contrats bilatéraux soit par achat du courant sur le marché spot. Une deuxième catégorie de consommateurs (54 000 consommateurs du secteur tertiaire) seront libres de choisir leur fournisseur à partir de 2002. Ils seront suivis par tous les consommateurs domestiques à partir de 2007.

4.2 L'aide aux renouvelables : la situation avant 1998

L'accroissement de l'efficacité énergétique, la maîtrise de la demande électrique et le développement des énergies renouvelables sont les trois piliers d'un « développement durable » que le gouvernement néerlandais cherche à mettre

en œuvre dans le secteur électrique depuis le début des années 1990, en particulier pour que ce dernier réduise ses émissions de gaz à effet de serre dans la perspective des engagements internationaux en la matière.

Ainsi, avant que n'entre en vigueur le système des certificats verts, c'est-à-dire le 1er janvier 1998, il existait aux Pays-Bas un important dispositif d'aides à l'électricité d'origine renouvelable.

De 1989 à 1996, trois éléments principaux caractérisaient ce dispositif :

- dans le cadre d'accords volontaires passés entre le gouvernement et les compagnies de distribution, celles-ci pouvaient rehausser de 2 % leur tarif (*MAP supplement*) pour financer les actions de leur choix concourant à l'objectif national de réduction des émissions de CO_2. Ces fonds leur ont servi à financer leurs propres projets, à attribuer des subventions ou à augmenter les tarifs d'achats pour la production indépendante ;
- l'agence gouvernementale NOVEM attribuait des subventions à des projets sélectionnés après appel d'offres d'une année sur l'autre (ces subventions pouvaient aller jusqu'à 35 % de l'investissement) ;
- enfin, le gouvernement néerlandais avait pris un ensemble de mesures comptables, fiscales et financières (amortissement dégressif, déduction fiscale, remise sur la taxe CO_2 et prêts à taux bonifiés) pour aider les investisseurs potentiels dans le domaine des énergies renouvelables.

Ce dispositif s'est montré efficace, puisqu'il a permis de faire décoller des filières comme les déchets ménagers, le biogaz et l'éolien.

Production électrique d'origine renouvelable aux Pays-Bas en 1989 et 1996 (en GWh)

Filières	1989	1996
Déchets ménagers	869,00	1 877,00
Eolien	40,00	437,00
Biogaz	65,40	276,00
Total	**974,40**	**2 590,00**

Source : EnergieNed

En 1996, EnergieNed présentait son « Plan d'action environnemental 2000 », troisième du genre (premier présenté en 1990 et deuxième en 1993). Ce plan détaillait, entre autres choses, les mesures que les compagnies électriques

entendaient mettre en œuvre pour aider les énergies renouvelables dans un contexte où :

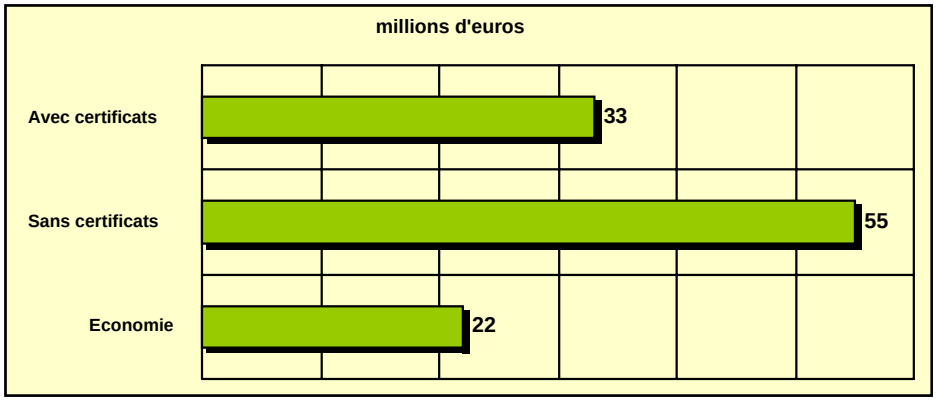
- la demande sociale en matière de protection de l'environnement se renforçait ;
- il existait (il existe toujours) une disparité géographique dans les potentiels renouvelables, donc une disparité géographique dans les coûts de leur exploitation ;
- et la concurrence entre les distributeurs ne cessait de se renforcer.

Concrètement, les compagnies s'engageaient volontairement à atteindre un objectif pour 2000 : distribuer annuellement, à partir de l'an 2000, au moins 1,7 TWh d'électricité produite à partir des énergies renouvelables [1].

Toutefois les compagnies s'imposaient cet objectif **à l'unique condition** que le gouvernement accepte le système qu'elles entendaient mettre en place. Il s'agissait d'un système de certificats verts qui présentait comme principal avantage une économie de coût par rapport à une approche passant par une obligation uniforme (prix d'achat ou quote-part) imposée à tous. Les compagnies estimaient qu'un tel système de certificats permettrait à terme une économie annuelle de l'ordre de **22 millions d'euros** par rapport à une obligation d'achat uniforme.

(1) Cet objectif a été proposé à partir de son équivalence en termes de réduction des émissions de CO_2. Dans son plan environnemental, EnergieNed proposait en effet que ses membres participent à la réduction des émissions de CO_2 d'ici à l'an 2000 : à hauteur de 0,9 million de tonnes pour les distributeurs d'électricité et à hauteur de 1,8 million de tonnes pour les autres distributeurs (gaz et chaleur). Pour atteindre ces objectifs, les compagnies électriques s'engageaient alors à distribuer une électricité « verte » permettant d'éviter 0,9 million de tonnes par rapport au scénario « fossile» attendu, ce qui correspond à 1,7 TWh. Les gaziers s'engageaient quant à eux sur des objectifs en biogaz et solaire thermique permettant d'éviter 1,8 million de tonnes équivalent CO_2.

Estimation du coût annuel pour atteindre « L'objectif 2000 »



Source : EnergieNed

Pour les compagnies d'électricité, ce système présentait des avantages : ne pas introduire de biais concurrentiel à un moment où, justement, le gouvernement cherchait à introduire plus de concurrence entre les opérateurs électriques et pouvoir servir d'outil de certification de l'électricité produite dans le cadre des programmes de tarification *verte* des programmes que les distributeurs commençaient, à l'époque, à développer.

Fin 1996, le gouvernement néerlandais donna son accord à ce plan, ce qui se traduisit par l'abandon du *MAP-supplement* en vigueur jusque-là. Cet abandon ne fut pas sans conséquence : le développement des filières renouvelables a connu un « creux » en 1997, avant que n'entre en vigueur le système des certificats verts (le 1er janvier 1998). Seuls 30 MW éoliens furent en particulier installés cette année-là.

4.3 Le système néerlandais de certificats « verts »

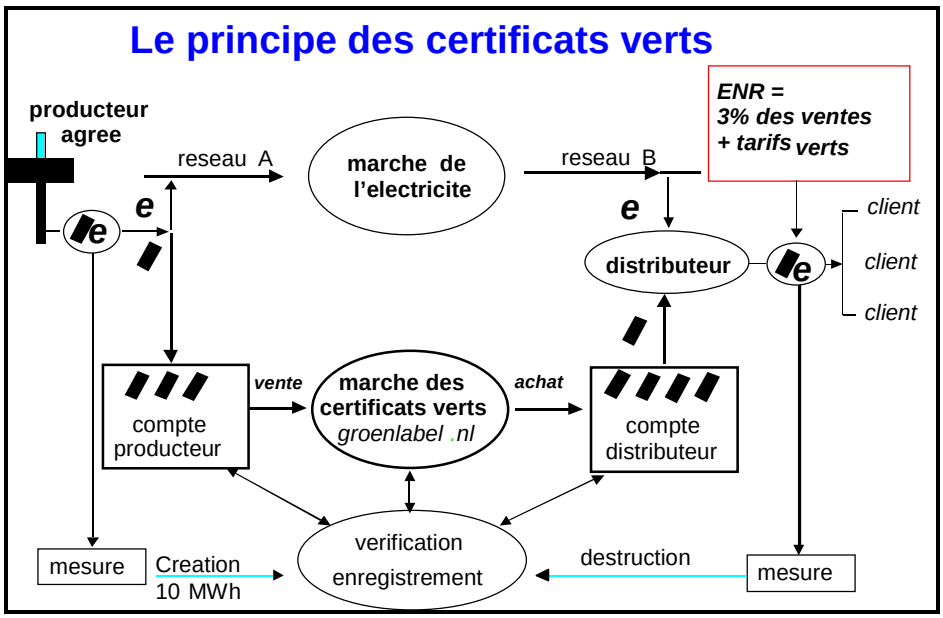
Le système néerlandais de certificats *verts* a pour principal objectif d'obliger les compagnies de distribution électrique à fournir chaque année aux consommateurs, à partir de l'an 2000, un minimum de 1,7 TWh d'électricité d'origine renouvelable. Il permet aussi de certifier l'origine de toute électricité produite à partir des renouvelables, qu'elle ait été produite pour satisfaire à cet objectif collectif ou pour répondre à la demande des consommateurs qui souscrivent à des programmes de tarification *verte*.

- Certification et marché de l'électricité « verte » -

Le système néerlandais de certificats *verts* fonctionne de la manière suivante : tout producteur reçoit un certificat pour chaque production de 10 MWh d'électricité *verte*, ce qui en garantit l'origine. Le producteur valorise ensuite son électricité de deux manières : en la vendant au réseau (sur la base du prix de marché de gros) et en vendant ses certificats aux distributeurs qui en ont besoin. Sont concernés les distributeurs qui doivent souscrire à une quote-part minimale d'électricité *verte* dans le cadre de l'objectif collectif de 1,7 TWh en l'an 2000, ainsi que les distributeurs qui développent des programmes de tarification *verte*. Le graphique ci-dessous détaille le principe de fonctionnement du marché des certificats *verts* aux Pays-Bas.

Des règles, des procédures et des institutions ont été instaurées pour permettre le bon fonctionnement du marché : attribution et suivi des certificats, contrôle des transactions et vérification des comptes de chaque acteur du marché. Des sanctions sont également prévues en cas de fraude ou de non-satisfaction aux objectifs individuels et collectifs.

Cette organisation a été mise en place par EnergieNed, sous le contrôle du gouvernement néerlandais : c'est en particulier le gouvernement qui décide quelles sont les sources d'énergies renouvelables qui peuvent prétendre à une certification *verte*. La gestion courante et quotidienne du système a été confiée à KEMA, un bureau d'études néerlandais. Des règles ont également été instaurées qui garantissent l'impartialité d'EnergieNed sur les transactions (EnergieNed représente en effet les intérêts des distributeurs, qui sont jusqu'à nouvel ordre les acheteurs de certificats).



Le marché des certificats *verts* est en place depuis le 1er janvier 1998. Des indications intéressantes en ressortent, en particulier les investissements dans les renouvelables ont repris et la valorisation d'un kWh *vert* se fait *in fine* à un prix garantissant une bonne rentabilité des investissements. La stabilité de ce système et la visibilité qu'il offre aux investisseurs potentiels permettent d'être optimiste pour la suite, même s'il reste des problèmes et des conflits à régler. L'extension de ce système au Danemark et à la Belgique, ainsi que la création d'un marché « pilote » à l'échelle de cinq pays européens en est la meilleure preuve.

Nous allons maintenant rappeler quelles sont les principales règles et institutions du marché mises en œuvre : les objectifs et les obligations individuelles ; les sanctions collectives et individuelles ; les règles et les procédures qui entourent les transactions. Nous présenterons également les chiffres disponibles pour 1998 et les prévisions pour 1999 et rappelons enfin quels sont les programmes de tarification verte qui sont actuellement développés aux Pays-Bas.

Objectif collectif et objectifs individuels

Les compagnies d'électricité néerlandaises se sont engagées collectivement à distribuer à partir de l'an 2000, chaque année, un minimum de 1,7 TWh d'électricité « verte », c'est-à-dire produite à partir :

- de la micro-hydraulique (< 10 MW),
- de l'éolien,
- du photovoltaïque,
- du bois,
- du papier,
- et du biogaz issu des déchets de l'agriculture, des boues de station d'épuration et des déchets ménagers (*landfill gas*).

En termes de certificats *verts*, elles se sont donc engagées à détenir collectivement à partir de l'an 2000 un nombre minimal de 170 000 certificats chaque année, l'équivalence étant donnée par la règle :

1 certificat *vert* = 10 MWh *verts*

Dans le cadre de cet objectif collectif, chaque compagnie de distribution s'est vue attribuer un nombre minimal de certificats à détenir chaque année à partir de l'an 2000 (cf. tableau ci-après).

Objectifs individuels assignés aux dix-neuf distributeurs néerlandais

Compagnies	***Objectif 2000 en certificats***	***Compagnies***	***Objectif 2000 en certificats***
COGAS	1 120	MAASTRICHT	1 146
DELFLAND	2 731	MIDDEN-HOLLAND	1 841
DELTA	3 819	NUON	29 630
EDON	23 620	PNEM/MEGA-group	36 046
EINDHOVEN	2 182	REGEV	518
ENECO	23 430	REMU	11 631
ENW	23 028	RENDO	655
EWR	4 908	WEERT	524
EZK	187	WESTLAND	2 069
FRIGEM	918	**TOTAL**	**170 003**

Source : EnergieNed

Pour mémoire, chaque objectif individuel a été défini à partir :

- *d'une année de référence* **:** 1995 (derniers chiffres disponibles quand EnergieNed a présenté son plan environnemental en 1996) ;

- *d'un volume de référence* **:** la part de l'électricité distribuée par la compagnie et soumise à une taxe environnementale. Cette taxe est imposée à tous les consommateurs excepté les gros consommateurs industriels. En 1995, cette électricité « éco-taxée » représentait 70,6 % de l'électricité totale distribuée aux Pays-Bas, soit 57,4 TWh ;

- *de l'objectif pour l'an 2000 (1,7 TWh)* qui correspond *de facto* à 3 % de l'électricité « éco-taxée » distribuée en 1995 aux Pays-Bas (1,7 TWh sur 57,4 TWh) ;

- *et de la formule :*
  objectif individuel = {Objectif 2000}*{électricité « eco-taxée » vendue par la compagnie en 1995}/{total électricité « éco-taxée » distribuée en 1995}
  soit encore :

  objectif individuel = 3 % de l'électricité soumise à taxation environnementale que la compagnie a distribuée en 1995

Obligation collective, obligations individuelles

Si ces objectifs découlent, rappelons-le, d'un engagement volontaire des compagnies à favoriser l'essor des énergies renouvelables, ils ne sont pas sans contraintes.

Chaque compagnie a en effet ***l'obligation*** d'atteindre à partir de 2000, chaque année, son objectif en certificats verts au risque d'encourir deux types de sanctions. L'une est individuelle et sera appliquée par EnergieNed. L'autre, collective, sera appliquée par le gouvernement. Ces deux types de sanctions n'entreront cependant en vigueur qu'à partir de l'an 2000. En 1998 et en 1999, aucune sanction n'était prévue, ces deux années étant considérées comme des années de calibrage et d'apprentissage.

Sanction individuelle

En 1997, les compagnies de distribution ont convenu que l'objectif pour l'an 2000 les engageait collectivement devant le gouvernement. Pour circonscrire tout échec, et contraindre chaque compagnie à faire sa part d'efforts, elles ont alors décidé de sanctionner toutes celles qui n'arriveraient pas à atteindre en l'an 2000 leur objectif individuel en certificats verts.

Ainsi, un distributeur qui n'aura pas atteint l'objectif fixé en l'an 2000 (ou après) devra payer pour chaque certificat manquant un prix égal au prix du marché en l'an 2000 majoré de 50 %. Ce prix sera déterminé par un organisme tiers, indépendant d'EnergieNed, à partir de données comptables qu'il sera en droit d'exiger. Les amendes payées seront reversées aux compagnies qui auront un surplus de certificats.

Sanction collective

Le gouvernement néerlandais a pris acte de l'engagement volontaire des distributeurs à développer la production électrique d'origine renouvelable. Il a approuvé leur Objectif pour 2000 et a reconnu la pertinence du système de certificats *verts* mis en place pour l'atteindre.

Le gouvernement néerlandais se réserve néanmoins le droit d'intervenir si cet objectif pour 2000 n'est pas atteint. Plus précisément, dans la nouvelle loi électricité de 1998, il est indiqué que le gouvernement peut imposer à tous les consommateurs une quote-part minimale d'électricité « verte » à consommer à partir de 2001, cette fois-ci, dans le cadre d'un système de certificats organisé par le gouvernement et non plus par les compagnies électriques (cf. section suivante sur le fonctionnement du système actuel).

Jusqu'à présent, le gouvernement a annoncé qu'il attendrait les résultats définitifs du système mis en place. En clair, si ce système fonctionne et permet bien d'atteindre les 1,7 TWh, aucune nouvelle obligation ne devrait être introduite et l'approche volontaire continuera à prévaloir.

Règles et procédures de fonctionnement du marché

Dans le marché de certificats mis en place depuis le 1er janvier 1998, les compagnies de distribution se procurent des certificats *verts* de trois manières distinctes :

- en investissant elles-mêmes dans des projets renouvelables « éligibles » à la certification ;
- en achetant des certificats auprès de producteurs indépendants « verts » et nationaux ;
- en achetant des certificats *verts* auprès d'autres distributeurs nationaux.

Une quatrième source d'approvisionnement est en théorie possible : l'achat de certificats auprès d'intermédiaires ou courtiers (*traders*) spécialisés sur le marché. Si à terme cette évolution est envisageable, il n'y a pas encore eu de transactions de ce type. Comme nous le verrons dans la section suivante, les transactions restent pour l'instant essentiellement « bilatérales », c'est-à-dire entre un producteur d'électricité *verte* (indépendant ou distributeur qui a ses propres installations) et une compagnie de distribution (demandeur).

Critères d'éligibilité à la certification

C'est le gouvernement néerlandais qui fixe les critères « d'éligibilité » pour la certification de l'électricité *verte*. Aujourd'hui, seule une électricité produite sur le territoire national, qui est « injectée » sur le réseau et qui reçoit de l'administration fiscale une prime en tant que source non émettrice de CO_2, peut être convertie en certificats *verts*. Toutes les installations connectées au réseau, localisées aux Pays-Bas et utilisant des ressources en éolien, micro-hydraulique (< 10 MW), photovoltaïque, biomasse (même associée [1]) et biogaz sont concernées.

Ces critères fixés par le gouvernement, ce sont ensuite les compagnies de distribution qui délivrent les certificats aux producteurs indépendants « éligibles » de leur zone de desserte. Les compagnies de distribution peuvent également « s'auto-attribuer » des certificats lorsqu'elles exploitent elles-mêmes des installations *vertes* « éligibles ». Dans ce cas, il existe des procédures précises qui garantissent l'absence de « tricherie » de la part des compagnies.

Validité des certificats

En 1998, les certificats n'étaient valables que dans l'année de leur production (année calendaire). Par conséquent, les certificats non vendus (ou revendus) en 1998 ont automatiquement été détruits à la fin de l'année. Ils n'ont pas pu être

(1) C'est-à-dire associée à un combustible fossile (charbon, fioul). Il s'agit par exemple de l'utilisation de bois ou de papier dans une centrale thermique classique au charbon à la place d'une partie du combustible. Dans ce cas, le calcul de certificats s'effectue au prorata de la quote-part de la biomasse au niveau de l'input de la centrale.

épargnés pour les années suivantes. Cette limite de validité des certificats a été reconduite en 1999.

Cette limite de validité a été introduite pour éviter que les certificats produits en 1998 et 1999, années pour lesquelles ne pèse aucune obligation sur les compagnies (ce sont deux années d'apprentissage à la complexité des transactions), ne compliquent la comptabilité des certificats en 2000, (l'Objectif pour 2000, on le rappelle, est un quota de production annuel).

Cette limite temporelle crée cependant des distorsions de marché. L'une d'entre elles est l'impossibilité d'inclure une « correction climatique » pour l'Objectif 2000. La disponibilité de certaines ressources renouvelables (vent en particulier) peut en effet varier d'une année sur l'autre (de l'ordre de 5 %). Aussi, en limitant la validité des certificats à un an, les producteurs et les acheteurs ne pourront pas épargner des certificats produits une bonne année (1998 par exemple) en prévision d'une année moins bonne (2000 ?). Plus largement, toute limite temporelle sur la validité des certificats empêche les acteurs de se garantir contre les fluctuations du prix des certificats.

Il est cependant possible que la limite actuelle disparaisse ou soit étirée après 2000, dès lors qu'une obligation individuelle pèsera sur les compagnies et qu'une vérification annuelle sera faite de leur compte de certificats verts. Pour l'instant aucune décision n'a été prise.

Le fonctionnement du marché

Le marché des certificats *verts* fonctionne selon des règles et des procédures précises, établies par EnergieNed dans le cadre de son « *Protocol Monitoring Greenlabels* ». Sous ce régime, les compagnies de distribution ont pour obligation d'attribuer des certificats à tout producteur qui respecte les critères d'éligibilité (sources renouvelables bénéficiant de la remise CO_2, installations localisées aux Pays-Bas, connectées au réseau et disposant d'un compteur agréé). Les compagnies qui attribuent des certificats ont aussi pour obligation de les faire enregistrer au bureau central d'enregistrement.

Le contrôle de ces règles est placé sous la responsabilité d'EnergieNed et est effectué, pour l'instant, par le bureau d'études KEMA. KEMA s'occupe également de la gestion du bureau central d'enregistrement.

Les principales règles du « *Protocole Monitoring Greenlabels* » sont les suivantes :

Définition d'un certificat « vert » :

- 10 MWh d'électricité renouvelable produite aux Pays-Bas, injectée sur le réseau et tombant sous le coup de l'article 36 de la loi sur la fiscalité écologique (c'est-à-dire avec remise sur la taxe CO_2) ;
- accessible à tout producteur « éligible ».

Procédure d'attribution :

- relevé mensuel des compteurs par les compagnies de distribution ;
- une quantité de 10 MWh d'électricité produite donne lieu à l'attribution d'un certificat. Le nombre de certificats est enregistré sur un compte créé à cet effet, le producteur étant informé chaque mois de la position de son compte. Si la quantité de kWh ne suffit pas à créer un certificat (< 10 MWh), elle est épargnée jusqu'à atteindre 10 MWh. Le reliquat de kWh après attribution de certificats est également épargné jusqu'à la procédure d'attribution suivante ;
- chaque certificat se caractérise par un codage unique ;
- les compagnies d'électricité utilisent un logiciel spécial leur permettant d'attribuer les certificats (Labelaar 2.0).

Enregistrement :

- chaque mois, les compagnies d'électricité rapportent au bureau central d'enregistrement le nombre de certificats qu'elles ont attribué et à qui elles l'ont attribué (selon un format précis) ;
- pour tout nouveau producteur : nom et adresse du propriétaire de l'installation, localisation de l'installation, ressource utilisée (éolien, biomasse, etc.) et capacité installée (kW).

Achat d'un certificat :

- chaque compagnie de distribution rapporte chaque mois au bureau central le nombre de certificats qu'elles ont acheté et le nom de l'acheteur (pour leur Objectif 2000 ou pour leur programme de tarification *verte*).

Contrôle :

- attribution de certificats : le producteur est-il déjà identifié sur le marché ? Si la réponse est non, ses certificats ne sont pas enregistrés tant que les

données qui lui sont relatives n'ont pas été soumises au bureau central de vérification et d'enregistrement ;
- achat de certificats : (i) a-t-on une trace des certificats dans le système d'enregistrement (si non, le transaction n'est pas prise en compte), (ii) les certificats ont-ils été achetés par ailleurs (si oui, la nouvelle transaction n'est pas prise en compte de même que les anciennes, ce qui correspondrait à une sanction), (iii) les certificats sont-ils encore valables (moins d'un an).

Respect des objectifs :

- tous les certificats achetés et enregistrés par une compagnie de distribution sont comptabilisés dans leur catégorie respective : ceux utilisés pour l'Objectif 2000 et ceux utilisés pour les programmes de tarification *verte* ;
- la comptabilisation des certificats pour l'Objectif 2000 est effectuée, pour chaque compagnie, selon le type de ressources. Les certificats issus de l'éolien sont alors corrigés pour tenir compte des variations climatiques (c'est-à-dire qu'ils sont pondérés par un facteur supérieur ou inférieur à 1 si l'année a été « mauvaise » ou « bonne » en vent) ;
- la distance à l'objectif individuel est calculée pour chaque compagnie (surplus ou déficit de certificats) ;
- la somme des surplus et des déficits est effectuée. La plus large des deux est celle qui sert de base au calcul d'une pénalité « collective » ;
- cette pénalité est calculée par un organisme tiers à partir du volume le plus important, multiplié par un prix des certificats majoré de 50 % ;
- à partir de l'an 2000, les compagnies qui seront en déficit de certificats auront à s'acquitter de cette pénalité au prorata de leur part dans le déficit global. Celles qui connaîtront un surplus recevront un bonus au prorata de leur participation au surplus global.

Quelques garanties d'indépendance

On peut s'interroger sur le fait qu'EnergieNed soit à la fois le garant des règles édictées et le représentant des intérêts des compagnies de distribution, qui doivent non seulement acheter des certificats mais aussi les attribuer à tout producteur *vert* éligible.

Quelques garanties existent quant à l'impartialité d'EnergieNed et au bon fonctionnement du marché, indépendamment des intérêts de tel ou tel acheteur :

- c'est le gouvernement qui fixe les critères d'éligibilité de la production *verte*. En particulier, l'administration fiscale comptabilise et vérifie de

manière parallèle toute production *verte* qui entre sur le marché (pour obtenir la remise sur la taxe CO_2, tout producteur doit remplir un formulaire qui comprend des données relatives à sa production). Le gouvernement peut donc comparer ses chiffres avec ceux que lui donne EnergieNed ;
- la gestion du système est assurée par KEMA, qui est un bureau d'études a priori indépendant [1] ;
- la pénalité applicable à partir de l'an 2000 sera calculée et appliquée par un organisme indépendant ;
- le système juridique assure également le bon fonctionnement du marché. Par exemple, un membre d'EnergieNed vient de perdre un procès intenté par un propriétaire d'aéro-générateurs à qui il refusait de délivrer des certificats.

Il faut enfin savoir que si, jusqu'en 2000, EnergieNed n'a pas prévu de se départir de son rôle de « superviseur » ou contrôleur général du marché, elle pense le faire au-delà si les transactions se développent au niveau européen. Sur ce marché élargi, son ambition est de faire du *trading*.

Le marché des certificats « vert »s en quelques chiffres

En 1998 et en 1999, les distributeurs n'étaient pas obligés de réaliser les objectifs qui leur ont été assignés pour l'an 2000. Le marché de certificats verts a néanmoins été instauré le 1er janvier 1998 pour leur permettre - à eux mais également aux producteurs/investisseurs - de se familiariser avec la complexité des transactions, et ainsi, être prêts pour l'an 2000.

Ces deux années servent également à tester des règles et des procédures instituées *ex nihilo*. En clair, il s'agit de savoir si les règles sont bien adaptées au fonctionnement d'un marché réel, de manière à pouvoir, le cas échéant, les modifier ou en proposer de nouvelles.

Quelques indications intéressantes ressortent néanmoins d'un marché où, pour l'instant, les acteurs n'encourent aucune sanction s'ils ne respectent pas leurs engagements.

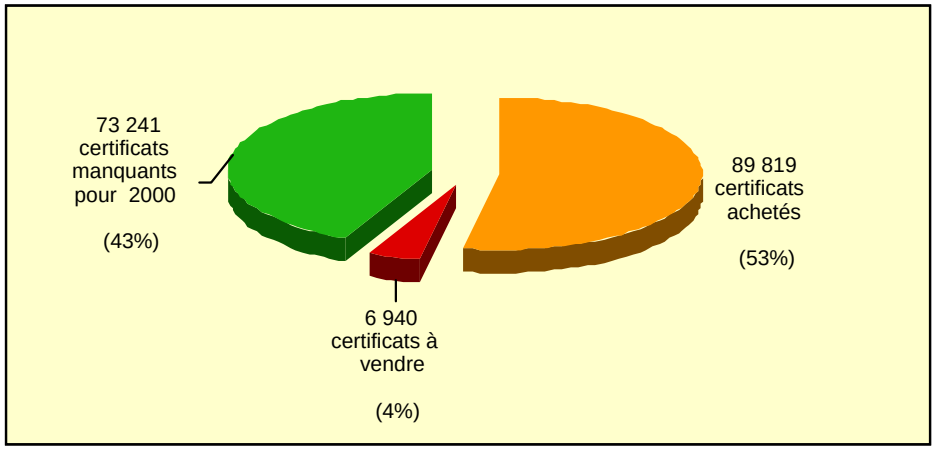
---

(1) Cette garantie nous a été rapportée par le président d'EnergieNed. Néanmoins, si l'on se réfère à l'ouvrage dirigé par Lionel Tacoen « Electricity in Europe Towards the Year 2000 » (édition 1997), il apparaît que les producteurs EPON et EPZ, qui sont dorénavant des filiales à 100 % des distributeurs, détiennent chacun 10 % de KEMA. L'indépendance de ce bureau d'études vis-à-vis des intérêts des distributeurs n'est donc pas totale.

Equilibre entre l'offre et la demande en 1998

En 1998, l'offre de certificats verts était supérieure à la demande : 96 759 offerts par les producteurs et 89 819 achetés par les compagnies électriques. Le déficit par rapport à l'Objectif 2000 était donc de 73 241 du côté de l'offre et de 80 181 du côté de la demande.

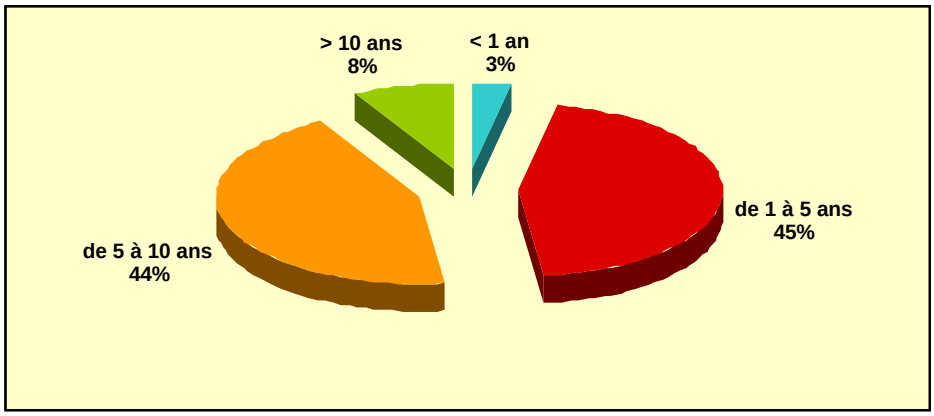
Le marché des certificats en 1998



Source : EnergieNed

Il est intéressant de noter que les contrats passés entre offreurs et acheteurs étaient essentiellement des contrats de long terme, de sept ans en moyenne. Plus précisément, 45 % des contrats passés en 1998 étaient des contrats de un à cinq ans, 44 % des contrats de cinq à dix ans et 8 % de plus de dix ans. 97 % des ventes de certificats en 1998 allaient donc être reconduites en 1999, et 52 % d'entre elles chaque année au moins jusqu'en 2003.

Répartition des contrats selon leur durée



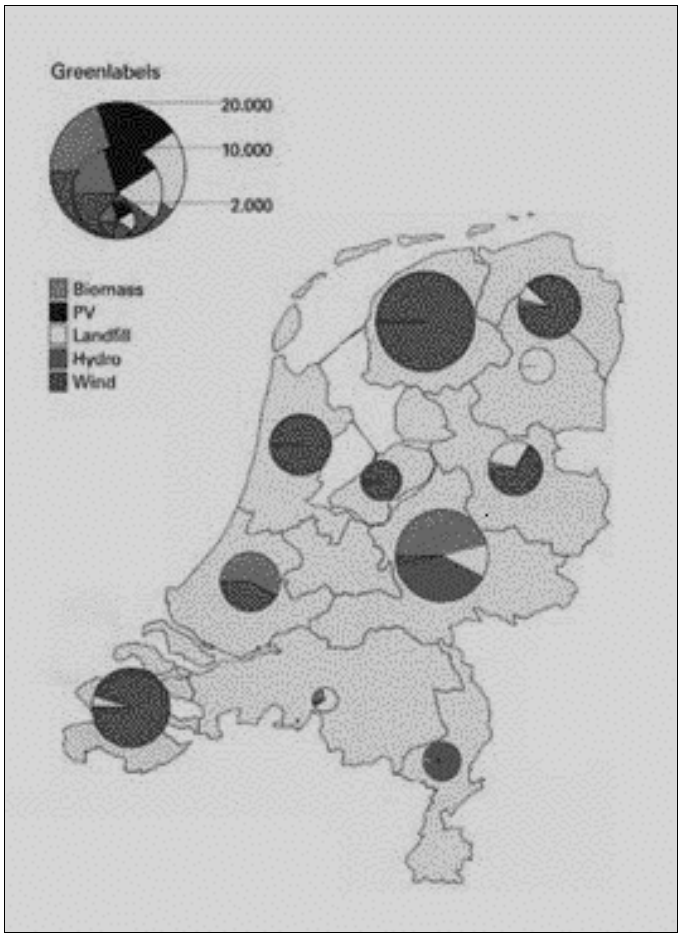
Source : EnergieNed

En 1998, les transactions étaient essentiellement bilatérales. C'est-à-dire qu'elles s'établissaient directement entre un offreur et un demandeur de certificats *verts*. Les informations dont nous disposons indiquent même que la grande majorité des transactions ont eu lieu entre un producteur de certificats *verts* et la compagnie de distribution à laquelle il vendait également sa production d'électricité. Les exemples de vente de certificats *verts* en dehors des zones de production d'électricité *verte* ont été rarissimes en 1998.

Les chiffres 1998 du côté de l'offre

En 1998, EnergieNed a recensé 589 producteurs de certificat *verts*, avec une production moyenne de 164 certificats par producteur (96 759 certificats offerts au total). Les principales provinces dans lesquelles ont été produits les certificats *verts* étaient le Friesland (côte nord), le Gelderland (région centre) et le Zeeland (côte sud-ouest) – voir carte page suivante. Dans le Friesland et le Zeeland, les certificats provenaient essentiellement de l'éolien tandis que dans le Gelderland, ils étaient tirés de la biomasse, du gaz de décharge et de la micro-hydraulique. Ces chiffres illustrent la disparité géographique au niveau des ressources en énergies renouvelables. Au niveau national, 1998 a été l'année de l'éolien, puisque cette énergie a fourni 64 % des certificats *verts* produits cette année-là (61 926 sur un total de 96 759).

Origine géographique des certificats produits en 1998



Source : EnergieNed

Origine des certificats produits en 1998

Source énergie renouvelables	Nombre de certificats	%
Eolien	61 926	64
Micro-hydraulique	11 614	12
Biomasse associée	11 608	12
Gaz de décharge	9 676	10
Biomasse	1 935	2
Total	**96 759**	**100**

Les chiffres 1998 du côté de la demande

Au 1er janvier 1998, date à laquelle le système de certificats *verts* est entré en vigueur, 23 compagnies avaient l'obligation d'acheter des certificats *verts* – soit 23 acteurs du côté de la demande.

Depuis le 1er janvier 1999, leur nombre est tombé à 19 en raison du mouvement de concentration à l'œuvre dans l'industrie électrique. Ce processus de concentration se poursuit : cette année, NUON va fusionner avec ENW, EWR et REGEV, tandis que PNEM/MEGA devrait fusionner avec EDON et FRIGEM. Le nombre de compagnies participant au marché va donc vraisemblablement descendre à 14 d'ici l'an 2000.

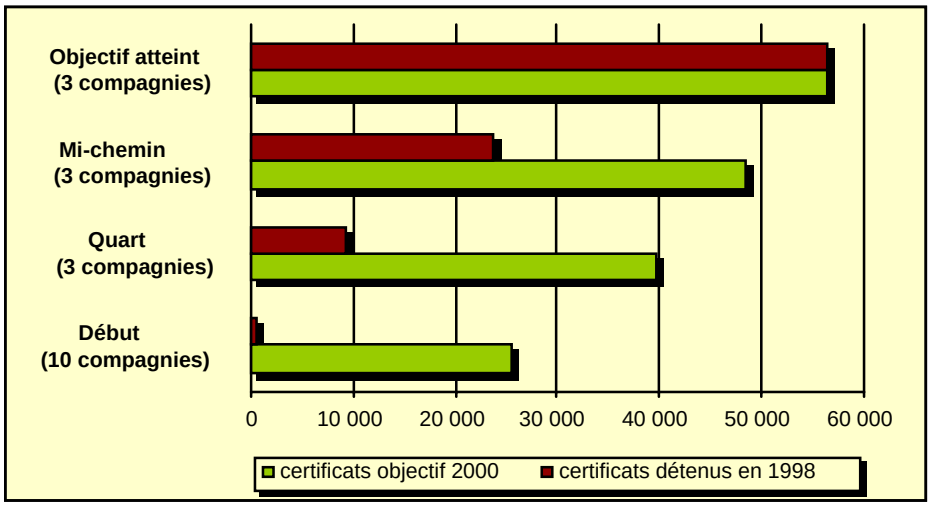
Ce mouvement a un effet sur le nombre d'acteurs et non sur la demande de certificats. L'objectif collectif reste toujours la création et la détention d'au moins 170 000 certificats en 2000 aux Pays-Bas. En fait, une compagnie qui est nouvellement créée à partir d'une fusion d'anciennes reprend comme obligations la somme des obligations antérieures. Pour les compagnies issues des fusions NUON-ENW-EWR-REGEV et PNEM/MEGA-EDON-FRIGEM, leurs obligations porteront respectivement sur 60 584 et 58 886 certificats, soit 70 % de la demande totale [1].

Aucune information ne nous a été communiquée concernant la position du compte en certificats *verts* de chaque compagnie de distribution. Nous savons seulement qu'au 31 décembre 1998, ces compagnies se répartissaient en quatre catégories :

- 10 n'avaient pratiquement acheté aucun certificat ;
- 3 en avaient acheté pour un volume correspondant au quart de leur objectif pour 2000 ;
- 3 en avaient acheté pour un volume correspondant à la moitié de leur objectif pour 2000 ;
- 3 avaient déjà rempli leur objectif pour 2000.

(1) Ce qui risque, à terme, de déséquilibrer le marché néerlandais avec l'influence que ces deux acteurs auront nécessairement sur les prix.

La position des 19 compagnies sur le marché



Source : EnergieNed

Les informations commerciales qui ont filtré semblent indiquer que ce sont les plus grosses compagnies de distribution qui ont été les plus actives sur le marché. En effet, les neuf compagnies qui ont acheté un nombre de certificats équivalent au moins au quart de leur objectif pour l'an 2000 totalisent à elles seules 84 % de l'Objectif 2000 (elles doivent détenir 145 000 certificats sur un total de 170 000).

Estimations pour 1999

En 1999, les premiers chiffres indiquaient que le volume de transactions sur le premier trimestre 1999 était en hausse par rapport à l'année 1998 (pour chacun des trimestres).

Une enquête menée par KEMA montre aussi que la grande majorité des investissements en 1999 et en 2000 ira dans des installations de biomasse. Il semblerait que les investisseurs dans les énergies renouvelables se sont réorientés vers la biomasse plutôt que vers l'éolien en raison d'importants obstacles que rencontre l'implantation des projets éoliens aux Pays-Bas (oppositions locales).

Ces obstacles pourraient expliquer la transaction effectuée en novembre 1998 entre la compagnie de distribution néerlandaise Energie Noord West et

l'exploitant de fermes éoliennes en Grande-Bretagne, National Wind Company (200 certificats achetés de 10 MWh). La ressource en éolien étant l'une des plus économiques à l'heure actuelle, la compagnie néerlandaise aurait voulu, par cette transaction « hors cadre », attirer l'attention des pouvoirs publics sur l'impossibilité d'exploiter en pratique cette ressource aux Pays-Bas. L'autre explication est à chercher dans la constitution d'un grand marché européen des certificats *verts*. Il s'agirait d'une transaction « exemplaire » visant à démontrer la possibilité physique d'un tel marché.

Valorisation du kWh renouvelable

Avec le système néerlandais de certificats *verts*, le producteur d'électricité *verte* valorise son kWh de 3 manières :

- par la vente de son électricité à la compagnie de distribution locale ;
- par la prime accordée par le gouvernement à certaines « productions vertes » et provenant de la taxe CO_2 levée sur les énergies fossiles ;
- par la vente des certificats verts correspondant à la quantité d'électricité produite.

Vente au réseau

Aux Pays-Bas, les compagnies de distribution rachètent l'électricité produite par des producteurs indépendants sur la base du tarif régional (RBT) payé à la SEP pour leur approvisionnement. Il s'agit d'une obligation inscrite dans la loi électricité de 1989 et reconduite dans la nouvelle loi électricité de 1998. Ce tarif d'achat, basé sur le coût évité pour la compagnie de distribution, est révisable chaque année en fonction des contraintes pesant sur l'offre et la demande. A partir de l'an 2000, il sera fixé par le marché spot APX. En 1998, toute production indépendante, qu'elle soit d'origine fossile ou renouvelable, a été rachetée à un prix moyen de **24 centimes/kWh**.

Prime CO_2

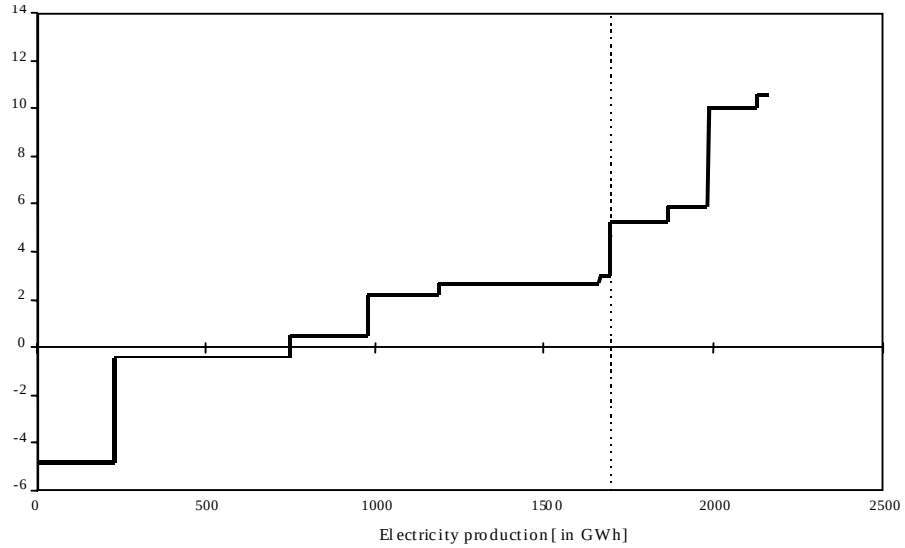
Pour ce qui est de la prime CO_2, le gouvernement ne l'accorde qu'à certaines sources d'énergies renouvelables non émettrices de gaz à effet de serre ou avec un solde nul en termes d'émission : éolien, photovoltaïque, micro-hydraulique (< 10 MW), bois, papier non recyclable, biogaz issus des déchets agricoles, des boues de station d'épuration et des déchets ménagers (*landfill gas*). Elle se monte à environ 9 centimes/kWh.

Prix des certificats

Aucune information ne nous a été communiquée concernant le prix des certificats *verts*. Ces informations sont considérées comme confidentielles par tous les opérateurs du marché et il n'existe pas encore de bourse des valeurs. EnergieNed et les professionnels des énergies renouvelables ont conclu récemment un accord allant dans le sens d'un verrouillage de l'information. Conséquence immédiate : contrairement à ce qui était annoncé au départ, aucune rubrique « prix du marché » ne sera créée sur le site Internet dédié aux certificats *verts* (www.Groenlabel.com).

On peut néanmoins estimer ce prix à partir d'une étude réalisée par KEMA sur le potentiel des ressources renouvelables aux Pays-Bas. Cette étude montre que le prix minimal auquel il faudrait acheter le courant *vert* aux Pays-Bas pour atteindre 1,7 TWh, avec un taux de rentabilité interne supérieur à 10 %, oscille entre 45 et 48 centimes/kWh, soit un prix minimal de certificats compris entre 12 et 15 centimes/kWh (auquel il faut ajouter le prix de rachat de 24 centimes/kWh et la remise de 9 centimes/kWh). Le graphique ci-après reprend les résultats de l'étude de KEMA pour évaluer le potentiel aux Pays-Bas : en abscisse figure le potentiel exploitable par filière (en GWh/an) et en ordonnée, le prix à payer pour une exploitation avec un taux de retour sur investissement supérieur à 10 % (déduit du prix d'achat de 24 centimes/kWh et de la remise de 9 centimes/kWh). Les valeurs sont en centimes de gulden néerlandais.

Ce prix de marché n'a pas été infirmé par nos correspondants à ENW, NUON et PNEM/MEGA. Il se pourrait cependant qu'il soit plus élevé en 1999 et en 2000 étant donné la contrainte qui pèse actuellement sur l'offre de certificats *verts* (les porteurs de projets éoliens rencontrent aux Pays-Bas les plus grandes difficultés à imposer localement leurs installations). Certains avancent déjà le chiffre de 18 centimes/kWh pour 1999 et une tendance haussière pour les mois qui viennent. Une manifestation de cette contrainte sur l'offre est visible au niveau des investissements qui, en 1999, portent essentiellement sur des projets biomasse. Certains projets étant plus coûteux que l'éolien en site favorable (« *wind top locations* » - voir graphique ci-après), il s'ensuit une hausse inévitable du prix des certificats *verts*.



Les programmes de tarification « verte » et les certificats « verts »

L'objectif de 1,7 TWh/an d'électricité *verte* que les distributeurs néerlandais se sont engagés à distribuer à partir de l'an 2000 est le principal déterminant de la demande en certificats *verts*. Il en existe toutefois un deuxième qui n'est pas négligeable. Il s'agit de la demande des consommateurs pour des tarifs « *verts* » tarifs qui leur sont proposés dans le cadre de programmes mis en œuvre par les distributeurs néerlandais depuis 1996.

Programmes et surcoût pour des tarifs « verts »

Depuis 1996, la plupart des distributeurs néerlandais proposent aux consommateurs de choisir un tarif en adéquation avec leur préférence « technologique ». En clair, ils leur proposent de payer plus cher leur électricité contre l'assurance que tout ou partie de leur argent serve à soutenir la production d'électricité *verte* sur le réseau. Ce surcoût varie selon les compagnies, les technologies et le niveau de financement. Si certaines compagnies ne proposent qu'un soutien à hauteur de 100 %, d'autres proposent un choix plus vaste : 25 % ; 50 % ; 75 % ; 100 % ou des « blocs » de 600 kWh (contrat de court terme).

Le surcoût que paye le consommateur résidentiel pour des tarifs 100 % électricité *verte* (TVA incluse) n'excède généralement pas 15 % du prix qu'il paye déjà pour l'électricité (75,4 centimes/kWh). Ce surcoût intègre

l'exemption fiscale dont bénéficient les consommateurs *verts* (ils ne payent pas la taxe sur l'énergie de 17 centimes/kWh).

Compagnie	**Surcoût TTC** (centimes/kWh)
PNEM/MEGA	2,6
Delta	5,9
EWR	6,6
REMU	7,9
Nuon	11,1

Source : Observ'ER

Cette exemption fiscale, alliée à une sensibilité environnementale affirmée et à un bon niveau d'éducation explique que la souscription « volontaire » des consommateurs à des tarifs *verts* ne cesse de croître. Fin 1996, ils étaient 14 000 à avoir souscrits à des tarifs *verts*. Ils étaient 47 000 fin 1997 ; 120 000 fin 1998 et environ 170 000 fin juillet 1999, ce qui représente 2,4 % des consommateurs résidentiels. En volume, leur demande correspond à 260 GWh fin 1998 et à 365 GWh fin juillet 1999, soit 0,75 % de la demande dans le secteur résidentiel/tertiaire en 1997 (50,3 TWh).

L'effet de la tarification « verte » sur les certificats « verts »

Depuis le 1er janvier 1998, les compagnies de distribution se procurent des certificats *verts* pour répondre à cette demande volontaire de tarifs *verts*. Depuis cette date, elles se procurent des certificats en nombre équivalent aux kWh vendus à ces tarifs pour prouver à leur régulateur et à leur consommateur que l'argent ainsi collecté est utilisé à bon escient. Voilà pourquoi la demande volontaire de tarifs *verts* est une deuxième composante de la demande en certificats.

Il existe toutefois une grande confusion quant au statut à accorder à cette demande. Certains distributeurs s'en servent pour satisfaire en partie à leur Objectif 2000. En clair, l'électricité que certains vendent dans le cadre de leur programme de tarification *verte* les aide à remplir leur quota pour l'an 2000.

D'autres distributeurs pensent au contraire que cette demande volontaire doit être traitée séparément de leur Objectif 2000. Autrement dit, ils pensent que l'on doit séparer, ou compter en sus, l'électricité *verte* répondant au quota pour l'an 2000 et celle vendue dans le cadre des programmes de tarification *verte*. Aussi

tiennent-ils des comptes séparés pour les certificats achetés pour répondre à l'un ou à l'autre de ces objectifs.

Inclure ou non la demande volontaire dans leur objectif individuel n'a évidemment pas la même incidence pour les distributeurs : l'inclure, c'est ne supporter qu'une partie du coût lié au quota, l'autre partie étant supportée par les consommateurs volontaires ; ne pas l'inclure, c'est supporter ce coût dans sa totalité. D'où le débat, dont les enjeux ne sont pas sans importance et les termes essentiellement politiques.

Les enjeux sont considérables dans la mesure où le volume de certificats achetés en 1998 pour répondre à la demande volontaire a représenté 28 % de tous les certificats achetés par les distributeurs, soit un niveau non négligeable. De plus, à inclure la demande volontaire dans un objectif que les distributeurs se sont engagés à atteindre, le risque est grand de la décourager. On peut en effet penser - à juste titre - que les consommateurs *verts* ne s'engageraient certainement pas à payer plus cher leur électricité, s'ils devaient apprendre que l'objectif auquel ils participent sera atteint quoi qu'il arrive (qu'ils payent plus cher ou non leur électricité).

Les termes du débat sont politiques car la question est de savoir si l'objectif pour l'an 2000 ne correspond qu'à un effort volontaire (donc privé) des distributeurs pour réduire les émissions de CO_2 ou s'il s'inscrit dans un cadre national et obligatoire (donc collectif). Dans le premier cas de figure, les distributeurs ont évidemment le droit de considérer la demande volontaire comme un des moyens pour atteindre l'objectif qu'ils se sont volontairement assignés. Dans le deuxième cas, il revient à tous les citoyens sans exception de supporter le coût de cet effort, et non pas uniquement aux citoyens qui consentent à payer plus cher leur électricité.

A cette question, à laquelle EnergieNed n'a pas encore apporté de réponse, s'ajoute un problème qui complique le débat. Il concerne la capacité des distributeurs à atteindre leur objectif pour 2000 sans y inclure la demande volontaire, ce qui voudrait dire 1,7 TWh plus 360 GWh, soit 2,06 TWh. On peut en effet se poser la question dans la mesure où l'offre de certificats est plus rare que prévu (difficultés rencontrées par l'éolien). Le président d'EnergieNed, interrogé par le gouvernement, a récemment admis qu'il sera difficile, sinon impossible pour les distributeurs d'atteindre un objectif supérieur à 2 TWh en l'an 2000.

L'avenir des certificats verts aux Pays-Bas

Dans ce contexte, on comprend mieux la tentative actuelle des distributeurs d'ouvrir le système à des certificats *verts* venant d'autres pays (exemple de la transaction entre le distributeur néerlandais *Energie NoordWest* et l'exploitant anglais de fermes éoliennes *National Wind Company*) ; voire même à faire émerger un marché européen de certificats *verts* (dernière partie de ce document). Celui-ci devrait permettre de desserrer la contrainte qui pèse actuellement sur l'offre de certificats aux Pays-Bas.

On comprend mieux également que le gouvernement néerlandais cherche à introduire un nouveau système de certificats *verts* (en 2001). Il s'agirait d'éliminer les imperfections du premier. En particulier, le futur système fera bien la distinction entre demande volontaire pour des abonnements *verts* et l'objectif imposé (plus de confusion possible). Autres innovations :

- largissement des certificats au biogaz et au chauffage « *vert* » (en sus de l'électricité *verte*) ;
- quota d'énergie *verte* imposé aux consommateurs résidentiel/tertiaire (industriels exclus pour le moment) et non plus aux distributeurs ;
- quota de 3 % en 2003 et de 10 % en 2020 (17 % pour l'électricité), avec une augmentation annuelle obligatoire.

En conclusion, si le système néerlandais actuel est une approche novatrice pour soutenir les ER, et s'il s'adapte bien aux contraintes nées de la libéralisation, il n'en est qu'à ses débuts et les résultats qui peuvent en être tirés ne sauraient être définitifs. Dans ce contexte, il semble encore nécessaire d'observer son fonctionnement et d'étudier le comportement des acteurs dans l'année qui vient. Il convient également de s'informer sur l'exact contour que prendra le futur système néerlandais, et de voir comment la transition se fera entre le système actuel – pour l'électricité seulement, avec une obligation pour les distributeurs – et le système futur : gaz, chaleur et électricité, avec obligation pour les consommateurs. Il convient enfin d'analyser et d'observer précisément ce que font, ou projettent de faire, les autres pays européens (Belgique, Danemark, Italie, Grande-Bretagne, Allemagne) en la matière, à une échelle nationale dans un premier temps et européenne dans un second temps, avec une probable pénétration à terme du marché néerlandais de certificats *verts*.

5. Quel marché européen pour les certificats « verts » ?

Dans ce qui suit le lecteur trouvera la version française d'une étude que le bureau d'études anglais ESD [1] a effectuée pour le compte de l'ADEME sur la faisabilité d'un système européen de certificats *verts*. Elle aborde les thèmes suivants :

- les principes de base des certificats *verts* ;
- le rôle de la Commission européenne dans le développement d'un système européen ;
- le lien entre les certificats *verts* et les permis d'émission de CO_2 ;
- les coûts d'administration d'un système de certificats *verts* ;
- les implications en terme d'emploi ;
- le besoin de consensus entre les pays membres de l'Union européenne ;
- l'état d'avancement dans les pays membres.

5.1 Présentation

Les impacts environnementaux de la production d'électricité conventionnelle (fossile et nucléaire) traversent les frontières et sont persistants dans le temps. De même, nous profitons des avantages environnementaux de l'électricité verte indépendamment du fait que nous soyons ou non reliés au site de production, ou indépendamment de la période et du lieu de production et de consommation de cette électricité.

L'électricité physique est un produit uniforme (flux d'électrons) présentant certains attributs de qualité et de service pour le consommateur (par exemple, stabilité de tension, fiabilité d'alimentation). En supposant qu'un certain nombre de producteurs et de consommateurs soient reliés par des systèmes communs de transmission et de distribution, l'électricité physique ne peut pas être « suivie » de la source à la consommation sachant que les consommateurs d'électricité tirent leur énergie d'un réseau alimenté par tous les producteurs interconnectés. La seule relation démontrable entre un consommateur et un producteur est d'ordre contractuel.

De ce qui précède, nous pouvons conclure que séparer le flux d'énergie physique d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable de ses avantages

(1) Energy for Sustainable Development Limited – Overmoor Farm, Neston, Corsham, Wiltshire SN13 9TZ, Royaume-Uni.

environnementaux est à la fois possible et souhaitable. Cette séparation est au cœur du concept d'un marché européen de certificats *verts*.

Dans ce marché, les deux quantités - électrons et certificats - sont produites par un producteur d'électricité *verte* mais sont ensuite négociées séparément. Il en découle de nombreux avantages à la fois pour les producteurs et les consommateurs. Le certificat *vert* est un instrument de marché qui révèle et attache une valeur aux bienfaits environnementaux et sociaux intangibles de toute électricité, ce qui leur permet d'être négociés. De plus, lorsqu'une valeur « carbone » sera affectée à un certificat *vert*, on peut concevoir que le certificat puisse être négocié sur un marché des permis d'émissions de carbone.

Il n'existe à l'heure actuelle aucun mécanisme de marché qui réponde aux contraintes nées de la libéralisation du secteur électrique européen et permette l'intégration de toutes les formes d'énergies renouvelables sur le marché de l'électricité. Le récent document de travail de la Commission européenne « Accès au réseau intérieur de la production d'électricité d'origine renouvelable » rappelle cependant qu'il existe des *« (…) arguments significatifs en faveur de la création progressive d'un marché européen pour l'électricité à partir de sources renouvelables »*. Ce document préfigure, par ailleurs, le contenu d'une directive communautaire qui, contraignante, imposerait des quotas pour chaque pays membre et favoriserait l'émergence d'une *« approche en termes de certificat « vert » telle que mise en œuvre au Danemark et en Hollande »*. La voie est ainsi ouverte pour que les certificats *verts* soient un mécanisme important à l'échelle européenne pour l'énergie renouvelable dans les marchés libéralisés.

5.2 Structure et fonctionnement d'un marché de certificats « verts »

Les principaux acteurs d'un marché européen de certificats *verts* pourraient être les suivants :

Les producteurs d'énergies renouvelables reçoivent des certificats *verts* pour leur production de kWh. Ils offrent ces certificats sur un marché et les négocient soit dans le cadre de transactions bilatérales soit par l'intermédiaire d'une bourse ou de courtiers spécialisés.

Les fournisseurs d'électricité (détaillants) se procurent des certificats de la même manière : contrats bilatéraux à long terme avec des producteurs

individuels, acquisition par le biais d'une bourse ou couverture des risques par achat d'options à terme. Avec les certificats acquis, ils peuvent faire la preuve simplement et rapidement qu'ils ont rempli leur obligation ou qu'ils ont équilibré les ventes d'électricité *verte*.

Les bourses de certificats « verts ». Il peut s'agir de « bourses de négociations virtuelles » sur Internet, où les offres de vente sont publiées en même temps que les offres d'achat, et des contacts sont engagés. Il peut également s'agir de services annexes proposés par les bourses d'électricité (type *Green Power Exchange*). Dans un cas comme dans l'autre, les volumes de transaction assurent une fiabilité aux tendances et aux statistiques sur les prix et il existe un marché secondaire dans les opérations à terme et autres dérivés. La concurrence entre les bourses entraîne une pression vers le bas sur les coûts de transaction. Les certificats *verts* peuvent inclure ***des informations sur les émissions de carbone évitées,*** leur permettant d'être négociés sur le marché global (bien plus grand) des émissions de carbone.

Les organismes certificateurs, un par pays, qui accréditent les nouveaux producteurs et les nouvelles centrales d'électricité renouvelable ; accordent les certificats ; surveillent l'activité générale sur le marché ; publient des statistiques sur la négociation des certificats ; élaborent et mettent à jour les différents protocoles ; jouent le rôle du gendarme en vérifiant les demandes faites par les producteurs et les fournisseurs, en relevant tout abus et en prenant les sanctions appropriées.

Les avantages d'un système européen de certificats « verts »

Les avantages des systèmes de certificats *verts* sont nombreux. En plus de ceux qui ont été listés dans la première partie de ce document, nous voyons les suivants :

- Pour les fournisseurs d'électricité, qu'ils soient soumis à des quotas ou qu'ils cherchent à satisfaire une demande volontaire en électricité *verte*, et pour les consommateurs qui peuvent obtenir une exonération fiscale en contrepartie d'achat d'électricité *verte*, le prix du certificat est une information qui leur permet d'optimiser leur décision.

- Les certificats *verts* peuvent être négociés par des intermédiaires ; déposés sur un compte bancaire pour des obligations futures ; ils permettent le développement de marchés dérivés (tels que les opérations à terme et autres options). Ce commerce de dérivés aidera à couvrir les risques pour les

promoteurs d'électricité *verte* et aidera au bout du compte à obtenir un financement plus avantageux.

- Les certificats offrent un mécanisme souple de comptabilité par lequel les acteurs peuvent valoriser, vendre, acheter et stocker les bienfaits des énergies renouvelables. Utilisés de cette façon, les certificats permettent aussi de mesurer précisément et rapidement la production nationale d'électricité *verte*.

- La *souplesse* est une caractéristique-clé du système de certificats. Les certificats peuvent être émis pour une gamme de différents types de production d'énergies renouvelables (ex. fermes éoliennes, petites ou grandes centrales hydrauliques, installations biomasse, etc.). Ils porteront la mention négociable ou non négociable s'ils ont été produits par des producteurs intervenant sur un marché « libre » ou sur un marché soutenu par des subventions gouvernementales (telles qu'un prix d'achat garanti). Les certificats seront achetés par un fournisseur d'électricité pour prouver sa conformité à une obligation légale ou pour prouver la source d'électricité à ses clients volontaires. Ils seront achetés directement par les consommateurs qui bénéficient d'exonération fiscale par l'achat d'électricité *verte*. Ils pourront être négociés internationalement et offrir des opportunités d'exportation aux producteurs d'énergies renouvelables des Etats membres. Ils pourront également être acquis par des gros consommateurs pour prouver leur approvisionnement en électricité *verte* afin de bénéficier d'exonération de taxe sur le carbone ou l'énergie.

Protocole pour un système européen de certificats « verts »

Le fonctionnement d'un marché de certificats *verts* sera régi par un « protocole », un ensemble de critères minimum auxquels devront se conformer les acteurs du marché, les institutions et les certificats. Le respect de ce protocole assurera la possibilité de négociations internationales. Quelques-uns de ces critères pourraient être les suivants :

Producteur : un producteur souhaitant participer au marché doit être « accrédité » par l'organisme certificateur de son pays. Cet organisme visite le site de production et vérifie que les conditions techniques et de comptage sont satisfaites.

Demande d'émission : un producteur accrédité adresse sa demande à l'organisme de certification pour recevoir des certificats verts liés à sa

production d'électricité qui est injectée sur le réseau. Un certificat pourrait être équivalent à 10 000 kWh.

Instruction d'émettre : à la réception de la demande d'un producteur, l'organisme certificateur donne instruction à l'agent comptable de délivrer des certificats au producteur. Ces certificats porteront un numéro de série d'identification unique, qui les rattachera à une production, et seront répertoriés dans la base de données de l'agent comptable.

Agent comptable : l'agent comptable tient à jour la base de données de tous les certificats émis, en circulation ou périmés. Il s'agit de la ressource centrale d'informations pour le marché.

Vente : le producteur peut garder ou vendre le certificat selon son appréciation du marché. Lorsque le producteur vend le certificat, il abandonne le droit de propriété de l'avantage environnemental de l'électricité qu'il a produite.

Propriétaire : le nouveau propriétaire d'un certificat peut être n'importe quelle organisation, société ou citoyen dans le monde. D'un point de vue légal, il détient la propriété de l'avantage environnemental de l'électricité produite. Le propriétaire sera plus vraisemblablement une société de fourniture qui doit acheter des certificats pour répondre à des obligations ou à une demande volontaire de ses consommateurs. Il n'est pas à exclure que de gros consommateurs industriels achèteront à terme des certificats *verts* pour s'acquitter de leurs obligations de réduction des émissions de CO_2 (une fois le « lien » réalisé entre le marché de certificats et celui des permis d'émission négociables).

Péremption : le gouvernement réalise un audit régulier (mensuel, trimestriel ou annuel) pour savoir si les quotas sont bien respectés ou s'il y a bien équilibre entre puissance *verte* souscrite et certificats *verts* détenus. L'agent comptable en est alors informé et se charge de mettre hors circulation les certificats qui ont servi à remplir les obligations passées ou à équilibrer les comptes.

Éléments essentiels à un négoce international

Le commerce des certificats *verts* ne peut fonctionner, même sur une échelle limitée, que si tous les acteurs du marché – producteurs, courtiers, bourses, fournisseurs, consommateurs, régulateurs et gouvernements – ont foi dans sa solidité et son intégrité. C'est une nécessité d'autant plus vitale que l'on cherche à promouvoir un commerce international.

Pour renforcer « l'intégrité » du marché, plusieurs éléments devront être respectés :

Intégrité du marché par « auto-régulation »

Les organismes certificateurs doivent assurer un rôle « d'auto-régulation » à une échelle non seulement nationale mais internationale. Ils devront s'assurer du respect des règles internationales par les acteurs du marché. Ils n'auront aucun intérêt privé dans le commerce des certificats. Les organismes certificateurs communiqueront entre eux par l'intermédiaire d'un réseau et créeront des instances ad hoc pour régler les éventuels conflits.

Qualité du certificat

Le commerce entre pays nécessite des informations sur la nature et l'origine des certificats, et l'assurance que le processus de certification répond aux critères de base. Il nécessite aussi que l'on suive le cycle de vie du certificat ; que la technologie de comptage, les mesures et les contrôles auprès des producteurs *verts* soient solides et fiables ; que les critères d'accréditation soient stricts et pertinents ; et qu'il existe des lieux et procédures permettant de régler les litiges. Le marché pilote qui est en train de se constituer entre le Danemark, les Pays-Bas, la Belgique, l'Italie, l'Allemagne et l'Angleterre a précisément pour but de faire émerger des règles minimales sur chacun de ces points.

Faiblesse des barrières à l'entrée

De petits producteurs doivent pouvoir accéder au marché de certificats verts. Pour que les barrières à l'entrée restent peu élevées, les coûts d'accréditation et de transaction doivent être réduits au maximum. C'est un point important étant donné la configuration actuelle du marché européen des énergies renouvelables (caractérisé par des petits producteurs).

Informations sur le certificat

Tout renseignement peut *a priori* être inscrit sur le certificat. Exemples : l'origine de la puissance (site spécifique de production) ; le type de technologie employée (énergie hydraulique, éolienne, solaire, etc.) ; la capacité installée du producteur en MW ; la date de mise en service du générateur ; la date de la production ; si le producteur a déjà bénéficié de subventions ; les réductions d'émissions associées (ex. carbone, soufre, etc.). Il faut cependant faire

attention à ce que cela ne nuise pas à la fluidité et à la liquidité du marché par segmentation poussée (par type de certificats, type de producteur, lieu de production, etc.).

Relation entre les institutions de marché

L'organisme certificateur, l'agent comptable, la bourse, les courtiers – en clair, toutes les institutions du marché – doivent travailler ensemble pour éviter une multiplication des sources d'information ou des « fuites » malencontreuses, tout en s'assurant que les informations délivrées sont fiables. Les acteurs auront ainsi pleine confiance dans l'intégrité et le bon fonctionnement du marché.

Questions juridiques

Un préalable à tout commerce international est de s'assurer qu'il n'y a pas d'obstacles d'ordre juridique à celui-ci, ce qui n'est pas acquis d'avance avec les certificats *verts*. Un certificat représente en effet une quantité qui peut être difficile à définir avec précision. S'il représente une série d'avantages intangibles émanant d'un procédé de production d'électricité, ces avantages ne sont pas forcément quantifiables en termes d'émissions de carbone ou de soufre, par exemple. Or la conformité avec les règlements sur le commerce international, la loi sur la concurrence européenne, la loi sur les aides d'Etats ainsi que la législation sur les services financiers des Etats membres est d'une importance capitale, même pour un bien difficile à quantifier de manière précise.

5.3 Le projet de directive de la Commission européenne « Accès au réseau intérieur de la production de l'électricité d'origine renouvelable »

Le document de travail de la Commission européenne « Electricité à partir de sources d'énergies renouvelables et marché interne de l'électricité », porté à notre connaissance en début d'année, avait pour but principal de tester l'idée d'une directive contraignante afin d'harmoniser les mesures de soutien aux énergies renouvelables dans l'espace communautaire. Cette idée a été mal accueillie. Le développement d'une nouvelle directive a été retardé en conséquence.

Ce document de travail identifiait la nécessité d'une certification de l'origine des électrons (section 2.5) comme étant complémentaire aux options pour le

soutien aux énergies renouvelables (quotas, prix de rachat et les deux). Cette reconnaissance respecte le fait que les systèmes de certificats *verts* ne soient pas une mesure de stimulation de marché en soi. Plus exactement, ils constituent un mécanisme de comptabilité commode pouvant servir de manière efficace un marché créé par une mesure de stimulation de marché. En section 2.5, le document de travail identifiait aussi la fraude comme étant une préoccupation centrale dans les systèmes de certificats et suggérait différents moyens pour s'en prémunir.

Les systèmes de certificats *verts* sont également décrits dans la section relative aux quotas (section 4.3.5). Le jugement de la Commission est à leur égard très positif, les grandes lignes de fonctionnement d'un système de certificats étant présentées avec la conclusion suivante : *« Il faut noter qu'un avantage du système de certificats « verts » (sur un système d'appels à propositions sans négociation) est qu'il exerce une pression concurrentielle constante sur les producteurs, ce qui ne peut donner lieu qu'à une efficacité dynamique améliorée »*.

Les informations que nous avons recueillies auprès de la Commission indiquent que celle-ci voit d'un très bon œil l'émergence d'un système de certificats à l'échelle européenne. Il existe cependant un certain nombre d'obstacles à franchir avant que ses idées ne soient clairement répercutées dans une nouvelle directive. Les officiels de la Commission reconnaissent en particulier que l'idée d'un « système de certificats plus quota » est difficile à défendre devant les inconditionnels du tarif d'achat garanti ou devant un public qui ne possèdent pas les concepts économiques de base. Un nouveau projet de directive devra passer par un processus important de consultations entre les différents services de la Commission.

D'autre part, toute directive devra respecter le principe de subsidiarité : en d'autres termes, les Etats membres doivent rester libres de choisir le mode d'action le plus approprié à leur contexte. En conséquence, il semble peu probable qu'une directive définisse un mode d'action qui soit uniforme et contraignant pour tous les Etats membres si un accord unanime n'est pas trouvé à l'échelle communautaire. Il est plus vraisemblable que la future directive présentera un certain nombre d'options pour les Etats membres, l'une d'entre elles devant être un système à base de certificats, présenté comme une mesure de marché pour accompagner une obligation ou un quota librement consenti par ceux des pays membres qui le désirent.

Dans un tel contexte, où les jeux sont finalement ouverts, il existe une certaine latitude pour influer sur le contenu de la future directive. Il nous semble que la façon la plus efficace de le faire est de démontrer à la Commission, et aux prescripteurs dans les Etats membres, que les industriels de l'électricité sont sérieusement intéressés par le potentiel d'un système de certificats *verts* et en soutiennent activement les recherches et le lancement. D'où notre réflexion conjointe avec EnergieNed et à laquelle participe Observ'ER. Ce groupe se donne pour mission de faire émerger les principes, les règles et les procédures d'un marché européen de certificats *verts*.

5.4 Les certificats « verts » et les permis d'émissions CO_2 négociables

Il s'agit de l'un des points les plus importants : quelle sera l'incidence d'un marché de permis d'émission de CO_2 sur le développement d'un marché de certificats *verts* ? Cette incidence dépend évidemment de la rapidité avec laquelle le marché CO_2 se développera. Elle dépend également de la valeur d'un crédit carbone : sera-t-elle suffisamment élevée pour rémunérer la plus-value des producteurs d'électricité *verte* ? L'opinion est divisée sur ce point, avec d'un côté, les partisans d'une équivalence entre certificats et permis CO_2, et de l'autre, les partisans d'une déconnexion entre les deux produits.

L'argument pour donner des équivalents carbone aux certificats « verts »

Les compagnies et organisations concernées au premier chef par le développement du marché international du carbone (à savoir la Banque mondiale, DuPont, Pfizer, General Electric, Hydro Quebec, Tokyo Electric, Electricité de France, etc.) font remarquer que la négociation autour des permis d'émission CO_2 est déjà en place pour soutenir le développement des énergies renouvelables. Le prototype « fonds carbone » de la Banque mondiale, qui gère aujourd'hui 150 transactions engageant de grosses entreprises, est par exemple utilisé pour couvrir le surcoût des énergies renouvelables dans de nombreux pays à travers le monde.

Le « E7 » (le groupe des plus grandes compagnies d'électricité du monde : Hydro Quebec, Tokyo Electric, EDF, etc.) est engagé actuellement dans des projets d'énergies renouvelables dans 25 pays. Le E7 travaille avec les plus grandes bourses du monde (telles que la Sydney Bourse, Tokyo Bourse, the New York Stock Exchange, etc.) pour développer un certificat vert qui

contienne toutes les informations nécessaires à une négociation de la valeur « carbone » des énergies renouvelables sur les marchés ad hoc.

Compte tenu de ces développements, les négociateurs et les courtiers arguent qu'il y a un risque de compter deux fois la valeur de l'avantage environnemental des certificats *verts* si l'on ne trouve aucun « pont » entre ceux-ci et les permis CO_2.

Une déconnexion des permis CO_2 et des certificats « verts »

Les avocats d'un système de certificats *verts* qui reste extérieur au marché du carbone avancent l'argument que le coût des crédits carbone que l'on obtient par une utilisation des énergies renouvelables est bien plus élevé que celui des crédits que l'on retire d'autres actions (ex. séquestration du carbone, économie d'énergie, etc.). Une équivalence hâtive entre permis CO_2 et certificats *verts* risquerait donc de nuire au développement des énergies renouvelables (préférence pour d'autres actions).

Par ailleurs, dans la plupart des pays de l'Union européenne, les énergies renouvelables reçoivent le soutien des pouvoirs publics soit directement par l'intermédiaire du budget de l'Etat, soit par le biais d'une politique imposant l'absorption de la plus-value énergie renouvelable par les consommateurs d'électricité. La justification de ce soutien est souvent complexe. En fait, les gouvernements sont désireux de promouvoir des technologies structurantes à une échelle régionale avec un fort contenu en emploi et de nombreux bienfaits environnementaux locaux. Par ailleurs les énergies renouvelables font généralement partie d'une stratégie plus vaste qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre mais aussi la dépendance énergétique. Et comme le soutien du public pour les énergies renouvelables est souvent très fort, les gouvernements ne veulent généralement pas faire machine arrière dans leur politique « écologique » ou détruire des industries très dynamiques qu'ils ont contribué à créer. C'est pourquoi les énergies renouvelables continueront à être soutenues par les gouvernements indépendamment des marchés de CO_2 et les systèmes de certificats *verts* peuvent y contribuer de manière efficace.

Conclusion

Considérant la relation entre le carbone et les certificats *verts*, il est essentiel de se placer dans une perspective de long terme, ce qui oblige à examiner le développement des certificats *verts* du point de vue des négociateurs et des courtiers. Quelle que soit la valeur d'une tonne de carbone évitée (par le marché

ou par les énergies renouvelables), un certificat *vert* devra comporter des informations suffisantes pour autoriser le calcul d'une équivalence entre kWh et CO_2 évité. Les marchés des certificats *verts* et les marchés du carbone pourront ainsi converger au moment où les conditions seront opportunes.

Il faut s'attendre à ce que cette convergence ait lieu à des moments distincts selon les technologies. La source et la technologie en énergie renouvelable (ex. grosses centrales hydrauliques, petites centrales hydrauliques, PV, etc.) étant identifiées sur chaque certificat, leur prix se différenciant justement en fonction de ces informations, il s'ensuit que les certificats *verts* de moindre coût seront les premiers à converger avec le marché du carbone. Cette nécessité d'assurer une équivalence future entre le carbone et les certificats *verts* doit impérativement être mieux étudiée.

5.5 Coûts administratifs d'un système de certificats « verts »

Il est difficile d'estimer le coût d'un système de certificats verts, même si les experts néerlandais soulignent que les coûts administratifs et les coûts de transaction pour les utilisateurs sont faibles aux Pays-Bas. Il est toutefois possible d'identifier une série de facteurs susceptibles de les accroître ou de les faire baisser.

Facteurs qui font augmenter les coûts administratifs des certificats « verts »	**Facteurs qui feront décroître les coûts administratifs des certificats « verts »**
Marché lancé prématurément : si un marché européen de certificats *verts* est lancé avant la fin d'une étude de faisabilité détaillée et d'une phase de marché pilote, il est vraisemblable que des problèmes juridiques apparaîtront. Ceci induira des coûts supplémentaires pour tous les acteurs du marché.	*Planification et préparation du nouveau marché* : une préparation soigneuse au moyen d'une étude de faisabilité, d'une campagne d'informations et d'essais pré-opérationnels (marché pilote) aboutira à un marché crédible compris par tous les acteurs. Les négociations comporteront moins de risques et les institutions du marché comprendront clairement leur rôle dès le début. Ceci conduira à des coûts de transaction réduits.
Marché dans une phase prématurée de développement : les acteurs ne connaissent pas la taille du marché dans le futur et doivent engager des frais importants en matière d'assistance ou d'achat de certificats. Le nombre des fournisseurs de services étant faible, la concurrence est limitée.	*Marché mature* : les acteurs du marché appréhendent pleinement les coûts de transaction et les volumes du marché ; les différents fournisseurs de services se font concurrence. La confiance à long terme conduit à des marges plus faibles de la part de tous les acteurs (le temps de retour sur investissement est plus long).
Faible volume de transactions : les coûts administratifs retombent sur un plus faible nombre d'utilisateurs et la liquidité est restreinte, ce qui augmente le risque d'envolée des prix.	*Gros volume de transactions :* les coûts administratifs sont bien répartis entre de nombreux utilisateurs et transactions.

Producteur ayant un faible volume de production : un producteur ayant un faible volume de production devra malgré tout supporter le coût de son accréditation, mais ce coût sera réparti sur un plus faible volume de commerce, rendant ses certificats plus onéreux (ce problème peut toutefois être évité par une étude de marché correcte).	*Producteur ayant un gros volume de production* : les coûts administratifs sont faibles comparativement à la valeur des certificats créés et à l'électricité vendue.
Peu d'intermédiaires ou de courtiers : en l'absence de courtiers ou de bourses de certificats, le coût de négociation des certificats est élevé car les acteurs doivent effectuer des transactions bilatérales sans prix de référence.	*Nombreux intermédiaires ou courtiers* : les courtiers et les bourses permettent à l'offre et à la demande de se rencontrer à un coût plus faible et autour de prix de référence. Les courtiers et les bourses se feront concurrence sur les frais de transaction.
Production complexe : l'accréditation du site est le principal coût que le producteur supporte pour entrer dans le marché des certificats. Ce coût augmente en fonction de la complexité : combustibles mixtes, énergie conventionnelle avec multiples énergies renouvelables ; mesures délicates ; sites d'accès difficile, etc.	*Production simple* : un site simple (ex. : une ferme éolienne, en site accessible et avec un seul compteur) sera accrédité à un coût minimum, ce qui baisse d'autant les barrières à l'entrée du marché.
Incertitude ou incohérence dans le soutien public : une politique à court terme, soit au niveau des quotas (imposés à un horizon trop rapproché), soit des incohérences dans le système de certificats lui-même, peut induire des prix plus élevés car les producteurs cherchent à rentabiliser leurs investissements *verts* sur une courte période.	*Politique à long terme et cohérente* : des objectifs déclarés à long terme, au niveau du système de certificats et plus largement de la politique gouvernementale aideront à réduire l'incertitude et les risques sur le marché, et *de facto*, conduiront à des prix pour les certificats et des coûts de transaction plus faibles.
Prix de certificats élevés : dans un environnement marqué par une forte demande mais une offre restreinte, le prix des certificats va grimper. Si la situation perdure, le coût administratif par rapport au coût des certificats sera faible et les prestataires de services auront toute latitude pour augmenter leur marge.	*Prix de certificats bas* : dans un environnement d'offre excédentaire en certificats, les prix vont chuter. Dans ce cas, le coût administratif sera plus exposé et les prestataires de services seront plus enclins à réduire leur marge.

5.6 Un système européen de certificats et l'emploi

Comme nous l'avons déjà dit, un système de certificats *verts* n'est pas, en soi, une mesure de stimulation du marché. C'est essentiellement un mécanisme comptable souple, transparent et efficace qui permet de négocier séparément l'avantage environnemental et la quantité physique de l'électricité verte. En conséquence, un système de certificats *verts* n'a pas à proprement parler

d'incidence sur l'emploi : celle-ci tient aux objectifs de base (quotas, incitations ou autres mesures politiques) qui lui sont attachés [1].

Toutefois, nous pouvons faire quelques observations au sujet des implications sur l'emploi du système lui-même. Des emplois seront créés dans les principales fonctions administratives/institutionnelles, comme indiqué ci-après. Le tableau suivant suppose qu'un système de certificats *verts* fonctionne dans l'ensemble des pays membres de l'Union européenne :

Fonction administrative/ institution du marché	**Potentiel de création d'emplois**
Autorité émettrice– responsable de l'accréditation des producteurs (visites initiales des sites plus visites ultérieures de contrôle), de la surveillance de l'émission des certificats et de la fonction d'agent comptable.	L'autorité émettrice est le « gendarme » mais aussi « l'observateur » du marché. Dans la phase initiale de développement du marché, quand on voit ce qui s'est passé aux Pays-Bas et dans les autres pays, on peut penser que cette activité ne concernera que trois à sept personnes.
Prestataire de service d'émission de certificats.	Le prestataire de service émetteur de certificats travaille suivant les instructions de l'autorité émettrice. Dans un pays, il peut y avoir plus d'un prestataire de service d'émission de certificats. Il s'agira d'un procédé informatique hautement automatisé qui n'emploiera dans un premier temps qu'un petit nombre de personnes, probablement moins de cinq.
Agent comptable.	L'agent comptable représente une fonction de base en termes de collecte de données. Cette fonction sera hautement automatisée et, très probablement, n'emploiera pas plus de cinq personnes.
Courtiers en certificats.	Les courtiers en certificats apporteront leur aide au marché, recherchant activement les transactions et réunissant acheteurs et vendeurs. Le nombre d'emplois générés dépendra du mode d'action et du nombre de courtiers existant sur le marché. Un courtier opérant au niveau d'un seul Etat membre pourrait avoir à son effectif un maximum de quatre à cinq personnes.
Bourses de certificats.	Des bourses de certificats existeront pour donner aux certificats de tous les pays une place transparente sur le marché. Les offres de vente sont typiquement placées par téléphone et entrées dans une base de données dont l'accès se fait sur le « Web ». Une bourse opérant au niveau d'un seul Etat membre pourrait avoir un effectif maximum de quatre à cinq personnes, du moins jusqu'à l'accroissement sérieux du volume des transactions.

(1) L'analyse des effets sur l'emploi des énergies renouvelables a fait l'objet d'une étude importante financée par la DG-XVII (programme Altener), à laquelle ont participé ESD et Observ'ER au sein d'un consortium européen. Les résultats de cette étude seront disponibles très prochainement.

Producteurs d'énergies renouvelables.	Les producteurs d'énergies renouvelables demanderont et recevront des certificats selon leur production. Le processus de demande et ensuite de vente de certificats sera simple administrativement et donc, ne générera vraisemblablement pas d'emplois supplémentaires.
Sociétés de fourniture d'électricité	Les sociétés de fourniture d'électricité seront les principaux acheteurs de certificats (elles agiront suivant les obligations du gouvernement et/ou pour servir les clients en abonnement *vert*). Elles auront donc besoin de personnel supplémentaire pour gérer les transactions, mais celui-ci sera vraisemblablement absorbé par le service de transactions existant. La création d'un grand nombre d'emplois supplémentaires est improbable.

5.7 Nécessité d'un consensus politique entre les pays membres de l'Union européenne

Un système de certificats *verts* s'adapte à une variété de marchés d'énergies renouvelables. En principe, ce système peut se développer en l'absence de quota imposé aux acteurs du système électrique (producteurs, fournisseurs ou consommateurs). Cette précision est importante car il est improbable qu'un tel accord ait lieu à court terme entre les pays membres.

Politiques d'énergies renouvelables non uniformes

Les systèmes de certificats *verts* peuvent en effet répondre aux besoins des industriels qui opèrent aujourd'hui en Europe dans une véritable mosaïque de politiques en faveur des énergies renouvelables. Les certificats verts peuvent d'abord cohabiter avec des prix d'achat garantis, puisqu'il suffit de garantir ces derniers non pour la quantité physique (kWh injectés sur le réseau) mais pour les certificats associés. De la même manière, les certificats peuvent cohabiter avec des appels d'offres modifiés (soumission pour des prix de certificats et non pour des prix garantis du kWh), les meilleurs projets contractant à long terme pour un prix fixe de certificats.

Les certificats *verts* ont enfin la possibilité de relier entre eux des marchés nationaux fort distincts : ceux dont la demande en électricité *verte* est « tirée » par une obligation volontairement négociée (comme le modèle néerlandais) ; d'autres par une obligation imposée par le gouvernement (comme au Danemark, en Belgique et en Italie) ; d'autres enfin par des exonérations fiscales sur l'énergie ou sur le carbone (comme en Finlande et au Royaume-Uni), tous ayant des clients volontaires qui y participent. Dans un tel environnement, les

certificats *verts* pourront toujours se négocier entre pays pour répondre aux différentes composantes de la demande, pour autant que les conditions préalables à toute négociation internationale soient satisfaites.

Toutefois, dans cet environnement politique non uniforme, il est clair que le commerce international des certificats *verts* sera limité par des conflits d'éligibilité entre les pays. Le marché risquera en particulier d'être déséquilibré par la forte différenciation actuelle des politiques tant au niveau de leurs objectifs que des mesures d'aide mises en œuvre.

Si une exonération de taxe sur le carbone dans un pays A revêt par exemple une plus grande valeur qu'une prime de tarif *vert* dans un pays B, les certificats s'écouleront alors dans le pays A où leur prix d'achat est le plus élevé. Dans ce scénario, le prix de marché minimum pour les certificats sera fixé par la valeur de l'exonération de la taxe carbone dans le pays A. Le gouvernement du pays A, s'il ne souhaite pas voir la recette fiscale diminuer sous le coup de cette distorsion (ce qui est probable) devra en conséquence exclure de l'exonération fiscale les certificats achetés au niveau international. Cet exemple n'en étant qu'un parmi d'autres, il est clair que le marché de certificats *verts* sera plus petit et limité en volume tant que les politiques nationales ne seront pas harmonisées.

Politiques d'énergies renouvelables uniformes

Les certificats *verts* ont une grande valeur ajoutée dans un marché uniforme tiré par une obligation unique respectée par chaque pays membre. Dans ce cas, le marché des certificats est à même de susciter des investissements sur les sites les plus rentables ; de pousser vers le bas le coût de fourniture en électricité *verte* et de réduire le risque et l'incertitude pour les acteurs du marché. Ils ajouteront une grande valeur en introduisant un maximum de flexibilité.

Dans ce scénario, le rôle des institutions du marché comme les courtiers et les bourses est facilité par la taille et l'uniformité du marché. L'action de ces institutions ajoute à la maturité et à la liquidité du marché et réduit les coûts administratifs et de transaction pour tous les acteurs.

5.8 Evolution actuelle dans l'Union européenne

Vue d'ensemble

Les Pays-Bas et le Danemark ont développé des systèmes nationaux de certificats *verts*. Le système néerlandais a été volontairement négocié. Il est en place depuis près de deux ans. Soutenu par le gouvernement, ce système se transformera en 2001 pour inclure de nouveaux objectifs et d'autres énergies (gaz et chaleur). Le gouvernement danois a récemment fait adopter par le Parlement un projet de loi plaçant les certificats *verts* au cœur de sa politique d'aide aux renouvelables, en place d'ici janvier 2000.

A l'échelle européenne, il existe une forte dynamique pour constituer à terme un marché communautaire du certificat *vert*. Cette dynamique a été initiée par l'association des compagnies électriques néerlandaises, EnergieNed. Elle est maintenant activement soutenue par les compagnies d'électricité et autres organisations représentatives du Danemark, des Pays-Bas, de l'Italie, de la Belgique, de l'Angleterre et de l'Allemagne. D'autres organisations européennes ont exprimé leur intérêt dans ce processus, et une équipe a été constituée pour effectuer une étude de faisabilité d'un marché européen à partir d'une expérience « pilote ».

Pays-Bas

Les Pays-Bas sont le seul pays de l'Union européenne à avoir un système de certificats en service. Il a été établi voilà plus d'un an par les compagnies de distribution d'électricité néerlandaises, représentées par EnergieNed.

Dans le cadre de leur plan d'action environnementale 2000, les membres d'EnergieNed ont choisi en 1996 d'adopter une obligation interne volontaire pour faire passer la production d'électricité *verte* de 0,9 TWh en 1997 à 1,7 TWh en l'an 2000. Un système de certificats a alors été adopté pour permettre à tous les membres d'EnergieNed de satisfaire leurs objectifs individuels, tout en développant les options de production les plus attractives économiquement et indépendamment de leur localisation. En d'autres termes, ce système devait assurer un partage des charges équitable entre les compagnies de distribution.

Chaque compagnie a un objectif individuel pour la production d'électricité *verte* dont le respect devra être démontré par la détention d'un nombre équivalent et

suffisant de certificats d'ici la fin de l'année 2000. Pour détenir des certificats, il est possible soit de les acheter auprès de producteurs ou d'autres compagnies de distribution, soit de les produire à l'intérieur de sa zone de desserte (pour son compte ou pour le « marché »).

Une évaluation à la fin de la première année de négociation a indiqué des coûts de transactions relativement faibles pour les certificats, bien que ces calculs n'incluent pas tous les coûts liés à la mise en place du système.

Il convient aussi de noter que parmi les certificats produits et négociés, la grosse majorité a été traitée par des contrats directs bilatéraux à long terme, et très peu par le « marché ». Il est donc encore impossible de voir s'établir un prix transparent, des indications commerciales ne peuvent être données qu'à partir de contact direct et interview des personnes concernées.

Par ailleurs, la plupart des compagnies de distribution sont en retard sur leurs objectifs de quota en certificats *verts* à la date du 31 décembre 2000 (en fait, seules 3 des 19 compagnies avaient rempli leurs objectifs fin 1998). Nous pouvons donc nous attendre à plus d'activités, plus de négociations et probablement à des prix de certificats plus élevés au fur et à mesure que nous nous rapprocherons de cette échéance.

Ce dernier point explique en partie l'intérêt actuel d'un marché international pour les certificats *verts*. Confrontées à une sous-offre en certificats pour satisfaire leurs propres obligations, il est dans l'intérêt des compagnies de distribution néerlandaises d'explorer la voie d'un approvisionnement international en certificats *verts* : un intérêt d'autant plus marqué que diverses études montrent qu'un marché limité à un seul pays de la taille des Pays-Bas est trop petit pour atteindre la liquidité nécessaire qui permettrait d'avoir à long terme la transparence et la stabilité nécessaires sur les prix.

Danemark

Fortement dépendant du charbon et du gaz, le Danemark a été un pionnier européen en matière de soutien aux énergies renouvelables.

Le secteur de l'électricité traverse actuellement une période d'évolution intense et profonde. Le marché de l'électricité s'ouvre pleinement à la concurrence (les prix sont dérégulés et tous les consommateurs auront la liberté de choisir leur fournisseur d'ici 2002) au moment même où le gouvernement fixe des objectifs très ambitieux de réduction des émissions de CO_2 (pour lesquels les énergies

renouvelables joueront un rôle important : 20 % d'énergies renouvelables d'ici 2003, et beaucoup plus par la suite). Ces deux facteurs expliquent le choix récent du gouvernement d'abandonner en partie la garantie d'achat accordée jusque-là à l'électricité *verte*, pour un système plus orienté sur les appels à proposition et les certificats *verts*.

Il faut noter que la période de transition entre l'ancien système et le nouveau sera complexe et difficile. Néanmoins, ce dernier est jugé mieux adapté aux contraintes d'un marché libéralisé.

Le système de certificats *verts* danois sera en place au 1er janvier 2000. Une obligation sera imposée à tous les consommateurs d'électricité (légalement tenus d'acheter un pourcentage minimum de puissance en provenance de sources renouvelables) et mesurée par les certificats *verts*. En pratique, les fournisseurs d'électricité se libèreront de cette obligation sur le compte des consommateurs.

Au titre des dispositions de transition en vigueur entre 2000 et 2003, les petits producteurs continueront de recevoir une subvention directe avec un prix d'achat garanti. Les certificats *verts* serviront à apporter un revenu de « complément », basé sur un marché limité et dans lequel des prix plafond et plancher seront fixés. Le prix maximum sera de 0,27 DKK (environ 0,036 euro) et le prix minimum 0,1 DKK (environ 0,013 euro). De ce fait, les certificats verts ne constitueront pas, pendant la période de transition, un véritable instrument de marché libre.

Il est peut-être trop tôt pour déterminer quelle est la réelle volonté des parties pour un système entièrement basé sur le marché après 2003, ou dans quelle mesure des certificats « étrangers » seront éligibles pour la satisfaction aux obligations nationales. Néanmoins, les acteurs clés au Danemark participent de manière très active au développement d'un marché européen expérimental de certificats *verts*.

Royaume-Uni

L'intérêt de l'industrie anglaise pour les certificats *verts* est considérable. Le marché de l'électricité *verte* étant en pleine croissance, les fournisseurs britanniques d'électricité sont intéressés par des mécanismes de marché à faible coût qui pourraient les aider à satisfaire cette demande quelles que soient les évolutions futures de la politique gouvernementale en faveur des énergies renouvelables.

Le processus de consultation mis en place par le gouvernement (« Energies nouvelles et renouvelables, Perspectives pour le XXI^{e} siècle » – département du commerce et de l'industrie) a reçu de nombreuses réponses de la part des groupes d'intérêt (compagnies électriques et promoteurs des énergies renouvelables). Ces réponses convergeaient vers une solution basée sur des obligations imposées par le législateur (une croissance annuelle minimale des ventes d'électricité *verte*) avec un mécanisme de négociation de type certificat *vert*.

Un autre élément intéressant : la possibilité d'exempter l'électricité *verte* de la taxation sur le changement climatique (*Climate Change Levy*). Il s'agit d'une question d'actualité que des experts anglais examinent activement (et plus largement tous les aspects de l'environnement politique qui auraient une incidence sur l'activité future des certificats *verts*).

Ces experts travaillent pour un consortium britannique bien établi, composé des principales compagnies du secteur de l'électricité et des compagnies spécialisées dans les énergies renouvelables. Ce groupe a affiné les concepts de base pour la négociation des certificats *verts* et défini dans les grandes lignes les processus et les protocoles de marché. Le groupe prévoit maintenant d'entreprendre une étude de faisabilité et de réaliser un essai opérationnel pour prouver la viabilité d'un tel système. Ce développement est mené en étroite coordination avec d'autres pays membres. L'organisme de certification devrait être *Energy Savings Trust* (EST). EST gère déjà le programme britannique d'accréditation du tarif *vert* sur l'énergie.

Italie

L'Italie est le quatrième marché de l'électricité en Europe. Il est en pleine phase de libéralisation et l'ENEL, la compagnie nationale d'électricité, est en passe d'être totalement privatisée et démantelée.

Un décret vient récemment d'être pris par le gouvernement qui impose aux gros fournisseurs d'électricité (plus de 100 GWh/an) de s'approvisionner en électricité *verte* à partir de 2002 à hauteur de 2 % de leur fourniture (électricité *verte* produite par de nouvelles installations). Dans ce contexte, ENEL a formé une unité commerciale séparée et consacrée aux énergies renouvelables pour exploiter les opportunités sur le nouveau marché italien. Jusqu'à la fin de 2003, le faible degré d'ouverture de ce dernier empêche la commercialisation d'électricité *verte* aux clients au-dessous d'une consommation de 9 GWh/an.

Les certificats se situent au cœur de la nouvelle politique italienne, et il est important de noter que la nouvelle obligation de 2 % peut être satisfaite par l'importation de certificats *verts*, à condition que ceux-ci aient été acquis auprès de pays avec lesquels l'Italie a un engagement réciproque en termes d'accès aux marchés, de qualité de certificats, etc. Les certificats émis en Italie auront une longévité d'un an seulement.

Un nouvel organisme certificateur va être mis en place par le gouvernement. Cet organisme effectuera des enquêtes dans les centrales tous les trois ans et vérifiera que les certificats ont été correctement rachetés. Les centrales construites après avril 1998 seront les seules en mesure de recevoir des certificats pour huit ans. Il est également important de noter que le critère italien d'éligibilité inclut les grosses centrales hydrauliques (décision peu commune par rapport à de nombreux autres pays) et que le critère de « nouvelle centrale » s'applique aussi aux grosses centrales hydrauliques, c'est-à-dire construites après avril 1998.

Allemagne

L'Allemagne est encore en retrait dans le développement d'un marché de certificats *verts*, que ce soit au plan national ou européen. L'Allemagne représente cependant la troisième économie mondiale et le cinquième marché de l'électricité au monde. Ce qui se passe aujourd'hui dans le secteur allemand des énergies renouvelables ne peut donc pas laisser indifférents les autres pays membres de l'Union européenne.

Parmi les événements significatifs, outre la libéralisation totale du secteur électrique et son incidence sur la politique de soutien aux renouvelables [1], on observe une croissance soutenue du marché de l'électricité verte. Le nombre de fournisseurs en abonnements *verts* ne cesse d'augmenter. Ils comptent chacun sur une demande en pleine expansion. Là aussi, comme en Angleterre, ils réfléchissent à un système de certificats qui garantisse l'origine des électrons et dissuade les tromperies commerciales. La grande compagnie publique RWE montre un intérêt très net pour le sujet, de même que HEW, une plus petite

(1) L'obligation qui pèse sur les compagnies locales leur impose d'acheter toute électricité « verte » à un prix très élevé ce qui, dans le contexte concurrentiel actuel, impose de sérieuses contraintes en termes de compétitivité. Par ailleurs, ce prix d'achat est indexé au prix général de l'électricité, qui a fortement baissé (- 30 %) ces derniers mois, ce qui a pour effet de déstabiliser sérieusement la pratique actuelle.

compagnie électrique publique. Toutes deux soutiennent activement le développement d'un système européen de certificats *verts*.

Belgique

Le gouvernement flamand a établi un projet de loi imposant la mise en place d'un système de certificats *verts* pour la fin 1999. Il semble vraisemblable que le gouvernement fédéral suivra cette direction. Le nouvel objectif du gouvernement flamand est d'arriver à 3 % d'électricité *verte* d'ici 2004. Cet objectif ambitieux est soutenu par un gouvernement régional politiquement « vert ». Les certificats flamands auront une validité de deux ans pour permettre de corriger les aléas climatiques au niveau de la production électrique d'origine renouvelable.

Les points importants dans le nouveau système flamand sont que certains types d'énergies renouvelables ne seront pas « éligibles » à la certification (certaines technologies d'incinération des déchets, par exemple). Par ailleurs, il y aura une limite vis-à-vis de l'acceptabilité des certificats de provenance étrangère, sachant que l'obligation cherche en partie à promouvoir la construction de nouvelles installations sur le sol belge.

Le nouveau système flamand sera mis à l'essai dans le courant de l'année 2000, avec un nouveau marché prêt à fonctionner en janvier 2001.

COMPOSITION DES GROUPES DE TRAVAIL

CLUB « ENERGIE, PROSPECTIVE ET DEBATS »

Président

Benjamin Dessus
ECODEV - CNRS

MEMBRES DU CLUB

Jacqueline Aloisi-de-Larderel
Programme des Nations Unies sur l'environnement (PNUE)

Jean Audouze
Institut d'astrophysique de Paris - CNRS

Fabrice Aurian
Produits pétroliers Esso

Denis BABUSIAUX
Institut français du pétrole (IFP)

Thierry Balard
Délégation à la stratégie et à la gestion - GDF

Richard Baron
Agence internationale de l'énergie (AIE)

Bertrand Barré
COGEMA

Jean-François Baschet
Ministère de l'Agriculture, de la Pêche et de l'Alimentation

Christian Bataille
Conseil régional

Olivier Beaumais
Commissariat général du Plan

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

Pierre Boisson
Mission collégiale de concertation « Granite »

Didier Bosseboeuf
ADEME

Christian Brodhag
Commission française du développement durable

Gérard Brun
Ministère de l'Equipement, des Transports et du Logement

Alain Cabanes
AMORCE

Pierre Calame
Fondation pour le progrès de l'Homme

Jean-Yves Caneill
« Application Electricité Environnement » EDF/DER

François de Charentenay
Centre technique Citroën/Peugeot

Philippe Chartier
Syndicat énergie renouvelable (SER)

Bertrand Chateau
Enerdata S.A.

Jean-Claude Chesnais
Institut national d'études démographiques (INED)

Maurice Claverie
Ministère de l'Education nationale, de la Recherche et de la Technologie

Denis Clerc
« Alternatives Economiques »

Michel Cohen de Lara
Ecole nationale des Ponts et Chaussées

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

William Dab
Service des études médicales EDF-GDF

- Composition des groupes de travail -

Claude Delarue
Recherche/Environnement - Centre technique Renault

Michel Destot
Maire de Grenoble

Dominique Dron
Ministère de l'Environnement, de l'Aménagement et du territoire

Gilles Dubreuil Hériard
MUTADIS-Consultant

Jacques Dumas
Association technique énergie-environnement (ATEE)

Georges Dupont-Roc
Direction stratégie planning TOTAL

Pascal Dupuis
DGEMP, ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Jean-Romain Frisch
Conseil mondial de l'énergie

Françoise Bambini
Direction de la stratégie – SNCF

Sylviane Gastaldo
Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Catherine Garreta
Fonds français pour l'environnement mondial (FFEM)

Thierry Gaudin
Club « Prospective 2100 »

Claude GIRARD
Institut français du pétrole (IFP)

Philippe Girard
Centre d'étude nucléaire de Saclay - CEA/DSE

Maurice Girault
Ministère de l'Equipement et des Transports

Olivier Godard
CNRS

Jean-Louis Guigou
DATAR

Denis Hairy
Ministère de l'Agriculture, de la Pêche et de l'Alimentation

Michel Hoez
Association technique énergie-environnement (ATEE)

Jean-Charles Hourcade
EHESS/CNRS

François Jacq
Ministère de l'Education nationale, de la Recherche et de la Technologie

Nicole Jestin-Fleury
Commissariat général du Plan

Philippe Julienne
ELYO-SOVEN

Nina Kousnetzoff
CEPII

Bernard Laponche
Ministère de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement

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

Dominique Moisi
Institut français des relations internationales (IFRI)

Jean-Eudes Moncomble
EDF

Michel Mousel
Mission interministérielle de l'effet de serre

Jean-Pierre Orfeuil
Institut urbanisme de Paris

Jean Orselli
Conseil général des Ponts et Chaussées

Guy Paillotin
Insitut national de la recherche agronomique (INRA)

Jean-Jacques Payan
Ministère de la Recherche et de la Technologie

Claude Pennec
Enerpresse

François Pharabod
Ecodev

Bruno Ploix
Association technique énergie-environnement

Pierre Radanne
ADEME

Arthur Riedacker
Institut national de la recherche agronomique (INRA)

Georges Ripka
Association Pugwash

Eric Rouleau
Journaliste indépendant

Pierre Sachse
Agence régionale de l'énergie Nord-Pas-de-Calais (ARE NPC)

Denis Sedes
Ministère de l'Environnement - DPTR

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

- Composition des groupes de travail -

Bob Van Der Zwaan
Vrije Universiteit Amsterdam

Marc Vedele
MATE/SAI

Bertrand Vieillard-Baron
FRAMATOME

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

- Composition des groupes de travail -

Nicolas Houdan
INESTENE

Nina Kousnetzoff
CEPII

Silvia Pariente-David
Hagler Bailly Consulting

Rémy Souchon
Les 3 Suisses

Kenya Tillerson
ICE

Bob Van der Zwaan
Vrije Universiteit Amsterdam

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

Michel Destot
Maire de Grenoble

Pascal DUPUIS
DGEMP

- Composition des groupes de travail -

Maurice Girault
Ministère de l'Equipement et des Transports

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

Danièle Leymarie
ADEMA

Robert Lion
Energy 21

Jean-Loup Martin
Adjoint au maire de la commune Le-Mesnil-Le-Roi

Jean Orselli
Ministère de l'Equipement, des Transports et du Logement

Pierre Palat
Mission interministérielle de l'effet de serre

Bruno Ploix
ATEE

Philippe Stohr
Ministère de l'Education nationale, de la Recherche et de la Technologie

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

- Composition des groupes de travail -

Philippe Girard
CEA

Stéphane Grit
Ministère de l'Industrie

Nicole Jestin-Fleury
Commissariat général du Plan

Yves Marignac
GHDSO

Claire Monot
Institut agronomique méditerranéen

Jacques Percebois
CREDEN

Jean-Christophe Poudou
CREDEN

Georges Ripka
Association Pugwash

Bob Van der Zwaan
Vrije Universiteit Amsterdam

Bertrand Vieillard-Baron
FRAMATOME

Claire Weill
Mission interministérielle de l'effet de serre

GROUPE 4

« EVALUATION ET GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENT ET SANTE ASSOCIES A L'ENERGIE »

Animateur

Jacques Lochard
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

François Clin
MESR/ETERN

Catherine Courvalin
MATE-SRAE-DGAD

- Composition des groupes de travail -

William Dab
Service des études médicales EDF-GDF

Jacques Desarnauts
Elf-Atochem

Frédéric Dor
ADEME

Olivier Godard
Laboratoire d'économétrie de l'Ecole polytechnique

Alain Henriet
PSA

Gilles Hériard-Dubreuil
MUTADIS

Michel Jouan
Institut de Veille Sanitaire

Philippe Le Lourd
Commissariat général du Plan

Jacques Lochard
CEPN

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

Thierry Peltier
GDF

Alain Sanglerat
GDF

Christophe Sibieude
SIBENSON Environnement

Philippe Stohr
MENRT/DT/ETERN

Bernard Tinturier
EDF

Bertrand Villeneuve
IDEI-Université de Toulouse

Claire Weill
Mission interministérielle de l'effet de serre

GROUPE 5

« COMMENT FAIRE EMERGER UN POLE DE COMPETENCES POUR LES ENERGIES NOUVELLES ET RENOUVELABLES »

Animateur

Georges Dupont-Roc
TOTAL

Membres du groupe

Jean-Marc Agator
CEA

Denis Babusiaux
IFP

Jean-Claude Blaise
EDF

Pierre Boisson
Mission collégiale de concertation « Granite »

Jean-Claude Boncorps
DALKIA

Alain Cabanes
AMORCE

Jean-Yves Caneill
EDF/DER

Philippe Chartier
Syndicat énergie renouvelable (SER)

Michel Destot
Maire de Grenoble

Pascal Dupuis
DGEMP

Bernard Equer
Ministère de l'Education nationale, de la Recherche et de la Technologie

Erik Guignard
Syndicat énergie renouvelable (SER)

Philippe Julienne
ELYO-SOVEN

Robert Lion
Energy 21

Jean-Loup Martin
Adjoint au maire de la commune Le-Mesnil-Le-Roi

Jean Orselli
Ministère de l'Equipement et des Transports

François Pharabod
ECODEV – CNRS

Arthur Riedacker
INRA

Kenya Tillerson
ICE

Jean-Pierre Trillet
CLER

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

M. 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

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