Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050

Rapports des groupes de travail de la commission Énergie présidée par Jean Syrota

2008

Centre d'analyse stratégique

Réalisation :
AWS - aws-traductions.com

« En application de la loi du 11 mars 1957 (art. 41) et du code de la propriété intellectuelle du 1er juillet 1992, complétés par la loi du 3 janvier 1995, toute reproduction partielle ou totale à usage collectif de la présente publication est strictement interdite sans autorisation expresse de l'éditeur. Il est rappelé à cet égard que l'usage abusif et collectif de la photocopie met en danger l'équilibre économique des circuits du livre. »

© La Documentation française - Paris, février 2008
ISBN : 978-2-11-007090-6

Le rapport *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, fruit des travaux de la commission Énergie présidée par Jean Syrota, se compose de deux volumes. Le premier présente une synthèse des travaux. Ce second volume rassemble l'intégralité des rapports rédigés par les cinq groupes de travail thématiques.

Groupe 1 - Les enseignements du passé

Présidente : Michèle Pappalardo, *Présidente de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie*

Rapporteure : Aude Bodiguel, *Centre d'analyse stratégique*

Groupe 2 - Perspectives de l'offre et de la demande mondiales

Président : Olivier Appert, *Président de l'Institut français du pétrole*

Rapporteur : Hervé Pouliquen, *Centre d'analyse stratégique*

Groupe 3 - Évolutions technologiques

Président : Alain Bugat, *Administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique*

Rapporteur : Patrice Dupuy, *Centre d'analyse stratégique*

Groupe 4 - Orientations européennes

Président : André Merlin, *Président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE)*

Rapporteure : Aude Bodiguel, *Centre d'analyse stratégique*

Groupe 5 - Scénarios énergétiques

Président : Thierry Chambolle, *Académie des technologies*

Rapporteur : Hervé Pouliquen, *Centre d'analyse stratégique*

Table des matières

Organisation des travaux et présentation du rapport 13

Partie 1
Les enseignements du passé 15

Résumé 16
Introduction 19

Chapitre 1 - Prospectives et réalités 22

1. Les principaux exercices de prospective 22
1.1. Rétrospective de quelques prospectives énergétiques au niveau mondial 22
1.2. Rétrospective de quelques prospectives énergétiques au niveau national 25

2. La réalité des évolutions 28
2.1. La production 28
2.2. La consommation 30
2.3. L'intensité énergétique 35
2.4. La facture énergétique 36

3. Les enseignements à tirer 37
3.1. Les enseignements portant sur les méthodes de prévision 37
3.2. Les enseignements portant sur les résultats 42

Chapitre 2 - Évolution des techniques, des prix et des coûts 44

1. Évolution des techniques 44
1.1. L'absence de véritable rupture technologique 44
1.2. L'offre d'énergie marquée par le développement de l'énergie nucléaire 45
1.3. Des progrès importants dans l'efficacité énergétique des équipements compensés par l'augmentation des besoins 47
1.4. Les enseignements à tirer 50

2. L'évolution des coûts et des prix des énergies 51
2.1. L'électricité 52
2.2. Le gaz 53
2.3. Le fioul 54
2.4. Les carburants 55
2.5. Les énergies renouvelables 57
2.6. Les enseignements à tirer 66

Chapitre 3 - Évolution des comportements et des opinions 68

1. L'évolution des opinions 68

1.1. Quelques résultats des sondages d'opinion 68
1.2. Les enseignements à tirer 69

2. L'évolution des comportements 70

2.1. Les évolutions de long terme liées au mode de vie 71
2.2. Les changements de comportement sous contraintes 71
2.3. Les motivations des changements 71
2.4. Les enseignements à tirer 74

Chapitre 4 - Politiques publiques 78

1. Les actions de communication, dimension essentielle des politiques publiques 78

1.1. Rapide historique des actions de communication depuis 1974 78
1.2. Les moyens financiers consacrés à ces actions 80
1.3. Quelques résultats 81

2. Les politiques de réduction de la demande 82

2.1. Après le premier choc pétrolier 82
2.2. La période du contrechoc pétrolier 87
2.3. Le début du XXIe siècle 89
2.4. Les résultats en matière d'intensité énergétique 90
2.5. Les enseignements à tirer 91

3. Les politiques de développement de l'offre énergétique 99

3.1. L'augmentation de l'offre énergétique nationale : le parc nucléaire 100
3.2. La diversification des approvisionnements 101
3.3. La diversification du mix énergétique 102
3.4. L'ouverture des marchés 103
3.5. Les enseignements à tirer 103

Conclusion 106

Annexes 107

Annexe 1 - Liste des membres du groupe 1 107
Annexe 2 - Symboles, unités et coefficients multiplicateurs 107
Annexe 3 - Bibliographie 108

Partie 2
Perspectives de l'offre et de la demande mondiales 109

Messages clés 110
Résumé 114
Introduction 117
Les référentiels des politiques énergétiques 118

Chapitre 1 - Les scénarios tendanciels révèlent trois défis majeurs 119

1. La hausse inéluctable des besoins énergétiques mondiaux 119

2. La réponse de l'offre 120

3. Le dérèglement climatique 120

Chapitre 2 - Les inflexions 123

1. Les réserves et les marchés des différentes énergies 123

1.1. Le charbon : des réserves très abondantes mais une croissance à maîtriser 123
1.2. Le pétrole : des réserves qui appellent une diversification de la production de carburants 125
1.3. Le gaz : des perspectives fortes de croissance face à une répartition inégale des réserves 127
1.4. L'uranium 128
1.5. Les biocarburants 129

2. La montée des prix des énergies fossiles 134

2.1. Pétrole 135
2.2. Gaz 136
2.3. Charbon 136

3. Les tendances dans la production d'électricité 137

3.1. Pour l'électricité de base, l'arbitrage pourrait se faire entre le charbon et le nucléaire 137
3.2. Synthèse des coûts du MWh selon les principales technologies de production d'électricité centralisée 139

4. La sécurité d'approvisionnement 147

Chapitre 3 - Trois horizons caractéristiques d'ici à 2050 148

1. À long terme (horizon 2050) : de grands risques climatiques et urbains ; vers un mix énergétique mondial décarboné 149

1.1. Des innovations technologiques « radicales » 149
1.2. Les risques de changement climatique 149
1.3. Les risques urbains 151
1.4. Les réserves de pétrole et de gaz en baisse 153
1.5. Un mix énergétique décarboné éliminerait de nombreux risques 155

2. À moyen terme (horizon 2020-2030) : une transition énergétique industrielle et sociale ; vers un rééquilibrage du mix énergétique par grandes régions et par secteurs 158

2.1. La transition énergétique des grands secteurs de consommation 158
2.2. Organisation et modes de vie : une dimension locale croissante 162
2.3. Un mix énergétique équilibré 164
2.4. La modification profonde du marché international du pétrole 165
2.5. La relance mondiale du nucléaire 166

3. **À court terme (horizon 2012) : les économies d'énergie en priorité pour la compétitivité ; la recherche d'un mix énergétique intégrant les dimensions locales et internationales pour préparer le moyen/long terme** 169

3.1. La présence d'un nouveau cycle économique 169
3.2. Les économies d'énergie : une priorité absolue 169
3.3. L'accord post-2012 : enjeu climatique et industriel 175
3.4. L'émergence d'une politique énergétique européenne 177
3.5. Les marchés du pétrole et du gaz sous l'effet croissant d'une nouvelle géopolitique internationale 178
3.6. L'augmentation de la R & D pour préparer le long terme 185

Chapitre 4 - Recommandations 187

1. **Propositions répondant à l'horizon 1** 187
2. **Propositions répondant à l'horizon 2** 188
3. **Propositions répondant à l'horizon 3** 189

Annexes 192

Annexe 1 - Liste des membres du groupe 2 192
Annexe 2 - Interventions et documents des membres du groupe 192
Annexe 3 - Le prix du pétrole et des autres énergies fossiles dans le futur 194
Annexe 4 - Les données sur les évolutions climatiques, par Antoine-Tristan Mocilnikar 202
Annexe 5 - Scénario trajectoire 550 ppm du WBCSD, par Hervé Pouliquen 211
Annexe 6 - Géopolitique de l'énergie, par Jacques Lapouge 218

Partie 3
Évolutions technologiques 229

Introduction 230

Chapitre 1 - Charbon 231

Chapitre 2 - Captage et stockage du gaz carbonique 233

Chapitre 3 - Pétrole 240

Chapitre 4 - Gaz 243

Chapitre 5 - Énergie hydraulique et marine 246

Chapitre 6 - Énergie éolienne 248

Chapitre 7 - Énergie solaire 252

Chapitre 8 - Nucléaire 256

Chapitre 9 - Biomasse 261

Chapitre 10 - Hydrogène 269

Chapitre 11 - Véhicules routiers 274

Chapitre 12 - Habitat 280

Chapitre 13 - Recommandations 289

Annexes 291

Annexe 1 - Liste des membres du groupe 3 291
Annexe 2 - Liste des personnes auditionnées 291
Annexe 3 - Bibliographie 292
Annexe 4 - Estimation de l'effort public en recherche et développement dans le domaine de l'énergie en France en 2006 297

Partie 4
Orientations européennes 299

Chapitre 1 - L'absence en 2007 d'une véritable politique européenne de l'énergie 300

1. De Rome à Maastricht : une absence de base légale claire pour une politique énergétique commune 300

1.1. Les questions énergétiques sont à l'origine de la Communauté économique européenne 300
1.2. Le traité CEE ne comporte pas de chapitres spécifiques à l'énergie 301

2. L'absence de politique européenne de l'énergie 302

2.1. L'absence de politique extérieure 302
2.2. L'absence de politique intérieure 304

3. Diverses politiques européennes couvrent le secteur de l'énergie 304

3.1. Marché intérieur et politique de la concurrence 304
3.2. La protection de l'environnement et la lutte contre le réchauffement climatique 305
3.3. Politique de la recherche et 7e PCRD 307

4. Une politique européenne de l'énergie de fait, à travers trois leviers pas toujours cohérents 308

Chapitre 2 - Le nouveau « paquet Énergie » de la Commission européenne 311

1. Lutter contre le réchauffement climatique 311

1.1. La clef de voûte des propositions du nouveau « paquet Énergie » : s'engager à réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre dans l'UE d'ici à 2020 311

1.2. Proposition d'objectif engageant : porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen et à 10 % la part des biocarburants dans les transports 313
1.3. Atteindre 20 % d'économies d'énergie en 2020 315
1.4. Développer les technologies de captation et séquestration du CO_2 316
1.5. Reconnaître l'intérêt de la filière nucléaire 317
1.6. Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 317

2. Renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie 318

2.1. Limiter la dépendance extérieure de l'UE pour ses approvisionnements en pétrole et en gaz 318
2.2. Renforcer la sécurité intérieure 319
2.3. Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 320

3. Assurer la compétitivité de l'économie européenne 321

3.1. Renforcer la séparation entre réseaux et production-fourniture dans les secteurs de l'électricité et du gaz 321
3.2. Renforcer l'efficacité de la régulation 321
3.3. Renforcer la transparence des marchés 322
3.4. Améliorer la protection des consommateurs 322
3.5. Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 323

Chapitre 3 - Éléments d'analyse 324

1. Un défi à relever : réduire de 20 % les émissions européennes de gaz à effet de serre d'ici à 2020, par rapport à leur niveau de 1990 324

1.1. Quelle évaluation coût/bénéfice des mesures proposées pour la réduction des émissions de GES par rapport au coût de l'inaction ? 326
1.2. Objectif unilatéral de réduction des émissions de GES et compétitivité 328
1.3. Le renforcement et l'amélioration du mécanisme européen actuel d'allocation des quotas d'émissions au sein de l'UE 329
1.4. La recherche de mesures adaptées à la réduction des émissions de CO_2 dans le secteur des transports routiers 332
1.5. Porter à 20 % du bilan énergétique global la part des énergies d'origine renouvelable en 2020 335
1.6. Porter à 10 % en 2020 la part des biocarburants dans la consommation totale de carburants 339
1.7. Objectif + 20 % d'efficacité énergétique en 2020 343
1.8. En conclusion sur l'objectif principal de réduction des émissions de GES et les objectifs qui lui sont liés 345

2. Renforcer la sécurité d'approvisionnement 346

2.1. Des propositions intéressantes mais qui méritent d'être précisées 346
2.2. Importance de bilans prévisionnels nationaux consolidés au niveau européen 348
2.3. Importance du développement des réseaux pour renforcer la sécurité d'approvisionnement 349
2.4. Préciser les dispositifs destinés à garantir la sécurité des réseaux d'électricité 350

3. **Renforcer la compétitivité du marché intérieur de l'énergie** 351
3.1. Vers un marché intérieur efficace et la fin programmée des tarifs réglementés ? 351
3.2. La promotion d'une séparation régulée des gestionnaires de réseaux 352
3.3. La nécessaire prise en compte des spécificités sectorielles pour le choix des solutions de séparation des réseaux 353
3.4. Aller plus loin dans l'évaluation des prix de revient des différentes filières de production d'électricité 355
3.5. Mieux prendre en compte la contribution de l'énergie nucléaire à la compétitivité européenne 357

Annexe 358
Liste des membres du groupe 4 *358*

Partie 5
Scénarios énergétiques 359

Synthèse 360
Introduction 376

Chapitre 1 - Les objectifs de la loi française du 13 juillet 2005 et de l'Union européenne 378
1. **Principaux objectifs de la loi d'orientation du 13 juillet 2005** 378
2. **Objectifs globaux de l'Union européenne** 381

Chapitre 2 - Les modèles utilisés et leurs limites 387
1. **Deux modèles existants ont été mis en œuvre** 387
2. **L'utilisation de ces modèles se heurte à certaines limites** 388

Chapitre 3 - Un scénario de référence s'appuyant sur les mesures déjà connues 390
1. **Cadrage macro-économique : comparaison avec le scénario à 2030 de la DGEMP de 2004** 390
2. **Hypothèses sectorielles** 391
2.1. Rappel des mesures du Plan Climat 2004-2012 391
2.2. Hypothèses sectorielles 393
3. **Résultats des scénarios de référence** 395
3.1. Consommation finale d'énergie et émissions de CO_2 395
3.2. Consommations finales par secteur 397
3.3. Émissions de $C0_2$ par secteur 398

Chapitre 4 - Scénarios volontaristes 400

1. Approche sectorielle 400

1.1. Exemples de gisements dans les processus urbains 400
1.2. Exemples de gisements dans les transports 401
1.3. Exemples de gisements dans le résidentiel-tertiaire 402

2. Hypothèses sectorielles volontaristes 403

3. Résultats des scénarios volontaristes 404

3.1. Consommation d'énergie et émissions de CO_2 404
3.2. Mix de production d'électricité 406
3.3. Évaluation des effets prix et carbone 409

4. Perspectives à 2020 412

4.1. Bilan par rapport aux objectifs européens à 2020 412
4.2. Résultats par secteur 414
4.3. Conclusion à l'horizon 2020 416

5. Perspectives à l'horizon 2050 417

5.1. Hypothèses supplémentaires au-delà de 2020 417
5.2. Résultats 417
5.3. Conclusion à l'horizon 2050 421

Chapitre 5 - Comment aller dans les deux modélisations au-delà du facteur 2,5 ? 423

Annexes 425

Annexe 1 - Liste des membres du groupe 5 425
Annexe 2 - Références des interventions dans le groupe 5 426
Annexe 3 - Résultats MARKAL - Synthèse des exercices prospectifs 427
Annexe 4 - Les résultats MedPro-POLES 446
Annexe 5 - Estimation des émissions de CO_2 du secteur de l'électricité à l'horizon 2020 461
Annexe 6 - Performances des pays européens vis-à-vis des émissions de GES 465
Annexe 7 - Chiffres objectifs, mesures et simulations du Plan Climat 468
Annexe 8 - Hypothèses et scénarios du secteur transport 472
Annexe 9 - Hypothèses et scénarios du secteur résidentiel-tertiaire 486
Annexe 10 - Scénarios énergétiques : état de l'art 490
Annexe 11 - La modélisation dans les scénarios énergétiques 497
Annexe 12 - Fiches sur les outils MARKAL et MEDEE-POLES 501
Annexe 13 - Variables, hypothèses, données de référence et de contrôle détaillées par secteur 504

Présentation
Présentation

Organisation des travaux et présentation du rapport

Le Premier ministre, Dominique de Villepin a demandé le 12 mai 2006 au Centre d'analyse stratégique de réunir une commission de haut niveau en vue de « dégager les principales orientations opérationnelles et préconisations de politique publique en matière de maîtrise de la demande énergétique, de transports et d'aménagement, d'offre d'énergies et de régulation du marché énergétique ». Compte tenu de l'étendue et de la complexité des sujets à traiter, les travaux de la commission se sont déroulés jusqu'à l'automne 2007.

Présidée par Jean Syrota, cette commission a été installée le 30 mai 2006 par la directrice générale du Centre d'analyse stratégique, Sophie Boissard. Comptant près de 80 membres (voir la liste en fin du volume 1), elle a rassemblé les différents acteurs et partenaires concernés : élus nationaux et européens, partenaires sociaux, administrations nationales et européennes, opérateurs et industriels, associations de consommateurs et de protection de l'environnement, organismes de recherche… Y ont siégé, en particulier, huit parlementaires nationaux (quatre sénateurs, quatre députés), un parlementaire européen ainsi que trois représentants de la Commission européenne (DG Environnement, DG Concurrence et DG Énergie et Transports).

La commission a organisé ses travaux autour de six groupes de travail thématiques :

1. **Enseignements du passé** (Michèle Pappalardo) : tirer les enseignements du passé en matière de prospective énergétique, notamment du point de vue des effets des prix et des politiques publiques ainsi que des comportements des consommateurs.
2. **Perspectives offre/demande mondiales** (Olivier Appert) : étudier les perspectives de l'offre et de la demande d'énergie dans le monde et leurs conséquences géopolitiques (*peak oil*, réserves en sources d'énergie renouvelables ou non, etc.).
3. **Évolutions technologiques** (Alain Bugat) : envisager les évolutions technologiques, notamment de rupture (hydrogène, nucléaire, éolien, solaire, séquestration du CO_2, etc.), leur échéancier de mise en œuvre et les coûts associés.
4. **Orientations européennes** (André Merlin) : identifier les opportunités et les contraintes à prendre en compte par la France dans l'Union européenne.
5. **Scénarios énergétiques** (Thierry Chambolle) : procéder à diverses simulations pour explorer les scénarios envisageables à long terme.
6. **Politique énergétique** (Jean Bergougnoux) : établir une synthèse de l'ensemble des travaux en vue de proposer les éléments d'une politique énergétique pour la France.

Présentation
Présentation

Ces groupes ont procédé à de nombreuses auditions et examiné les contributions de leurs membres. Le groupe 5 (Scénarios énergétiques) a en outre recouru à des expertises extérieures pour mettre en œuvre deux modélisations, l'une à orientation macro-économique (équilibre offre/demande), l'autre à caractère technico-économique (optimisation), afin de tester jusqu'en 2050 les hypothèses de travail retenues. L'ensemble des rapports des six groupes constitue le rapport final de la commission.

En complément des travaux menés par ces groupes, les réflexions de la commission ont bénéficié d'investigations sur des sujets transversaux ou nécessitant des approfondissements spécifiques : changement climatique, efficacité des politiques d'incitation publiques, transports, électricité, secteur tertiaire, agrocarburants, valeur économique de la tonne de carbone, comparaison des prospectives menées dans certains pays européens. Les résultats de ces travaux sont pour partie valorisés dans le rapport de synthèse, ou regroupés dans ses annexes.

La coordination des travaux a été assurée par la réunion fréquente des présidents de groupe (18 réunions restreintes de mai 2006 à septembre 2007) et par celle, à six reprises depuis sa constitution, de la commission en formation plénière, qui a pu débattre de la méthode et des orientations, prendre connaissance des travaux de tous les groupes et entendre des experts extérieurs de haut niveau.

En raison de la méthode de travail, de l'abondance des contributions et de la richesse des débats, il eût été illusoire d'élaborer un rapport de synthèse qui se serait voulu le reflet fidèle et exhaustif de l'intégralité des travaux, prenant en compte la totalité des opinions, visions et sensibilités des membres des groupes de travail. En revanche, le document final a l'ambition d'avoir pris en compte et exploité les multiples réactions des membres de la commission aux conclusions et aux préconisations présentées dans le rapport d'orientation.

Le présent rapport n'engage en aucune façon le gouvernement.

Le rapport final de la commission Énergie est constitué de deux volumes :

- **Le volume 1 ou rapport de synthèse** retrace les principes et hypothèses qui forment le socle de la réflexion et des convictions de la commission. Il se conclut par un certain nombre de propositions susceptibles d'inspirer les actions à engager immédiatement ou dans un proche avenir, tant au plan intérieur qu'au plan communautaire, ainsi que des recommandations de politique publique à plus long terme.

- **Le présent volume 2** rassemble les rapports des groupes de travail 1, 2, 3, 4 et 5 ; le groupe 6 (Politique énergétique) ayant quant à lui contribué à l'élaboration du rapport de synthèse.

Partie 1
Partie 1

Partie 1

Les enseignements du passé

Rapport du groupe de travail 1

Présidente : Michèle Pappalardo
Présidente de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

Rapporteure : Aude Bodiguel
Centre d'analyse stratégique

Partie 1

Partie 1

Résumé

Le groupe Enseignements du passé a examiné les grandes évolutions de la production et de la consommation d'énergie en France, replacées dans leur environnement européen et mondial, au cours des trente dernières années. Les discussions et les auditions menées par ce groupe ont permis de sélectionner et d'approfondir quatre thématiques : les exercices de prospective, l'évolution des techniques et des coûts, l'évolution des comportements et des opinions, et enfin les politiques publiques.

Les exercices de prospective du passé

L'analyse des exercices de prospective des trente dernières années met en évidence plusieurs défauts récurrents de ces travaux. En règle générale, on note un manque certain d'imagination qui conduit à reproduire les dernières tendances constatées, notamment en ce qui concerne les prix des différentes énergies, alors que cette période a été marquée par des retournements de tendances non anticipés (chocs pétroliers de 1973 et de 1979, contrechoc dans les années 1980). Ce « défaut » s'explique en grande partie par l'insuffisante attention portée à deux phénomènes :

— *l'évolution de la demande*, tant nationale que mondiale. Au plan national, l'intensité énergétique, considérée en début de période comme stable, s'est révélée une variable sensible, qui a notablement évolué à la baisse, sans qu'il soit aisé de distinguer ce qui relève de l'évolution des prix de l'énergie ou des politiques énergétiques. Dans la période actuelle, c'est l'évolution de la demande mondiale, particulièrement des pays émergents, qui n'a pas été suffisamment intégrée aux modèles ;

— *l'évolution des capacités de production du secteur énergétique*, tant nationales que mondiales. Celles-ci jouent un rôle crucial dans l'évolution des prix, du fait du caractère très capitalistique de ce secteur. Elle explique en partie l'évolution cyclique des prix et la durée des cycles.

Enfin, les erreurs faites sur les hypothèses de croissance économique sont souvent une des causes majeures des écarts entre la réalité et les prévisions énergétiques.

Il est probable que les prévisionnistes continueront à se tromper sur les évolutions du prix du pétrole. Dans ce contexte, la nouvelle priorité de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre permettra de maintenir un effort plus constant en faveur de la maîtrise de l'énergie, au moins d'origine fossile.

L'évolution des techniques

En ce qui concerne l'évolution des techniques, les trente dernières années n'ont pas connu de « vraie » rupture technologique, ce qui doit inciter à la prudence ceux qui parient sur une telle rupture pour résoudre les problèmes actuels. Cependant les progrès continus des diverses technologies ont fortement fait évoluer tant l'offre que la demande d'énergie.

En trente ans, les composantes de l'offre énergétique ont été sensiblement modifiées, mais de manière très différente selon les pays, ce qui conduit à des mix très diversifiés. En France, cette offre se caractérise par le développement de l'énergie nucléaire tandis qu'en matière d'énergies renouvelables, dont la rentabilité économique est handicapée tant que leur prix n'intègre pas le coût de leurs externalités positives, notamment en termes de réduction des gaz à effet de serre, le soutien public reste nécessaire. Son interruption entre 1986 et 2000, en période de prix faible du pétrole, a eu des effets néfastes sur le tissu industriel et sur l'ensemble des réseaux de compétences actuellement en cours de reconstitution.

Du côté de la demande, des progrès importants ont été réalisés dans l'efficacité énergétique des équipements (véhicules, appareils électriques, systèmes de chauffage, etc.) mais ils ont été annulés, en règle générale, par l'accroissement des besoins (nouveaux équipements, augmentation des distances de transport, de la taille des logements, etc.). Aussi **les progrès de l'efficacité énergétique ne doivent-ils pas conduire à sous-estimer la nécessité d'agir sur la maîtrise des besoins**, tant dans le secteur du bâtiment que dans celui des transports, si l'on veut réellement réduire la demande.

L'évolution des opinions et des comportements

La connaissance des mécanismes d'évolution des comportements et des opinions à court/moyen/long terme reste insuffisante, car les motivations sont multiples. Le prix et sa perception sont, sans conteste, des éléments déterminants mais on voit progresser aussi aujourd'hui le souci de la protection de l'environnement qui peut renforcer l'effet prix, ainsi que la prise de conscience et l'anticipation de risque dans l'approvisionnement de certaines sources d'énergie.

Cette grande variété des déterminants est à prendre en compte dans les politiques énergétiques, qui doivent renforcer leur composante « communication » et développer tous les modes d'information sur l'énergie, facteur indispensable aux évolutions des comportements. L'expérience montre que trois conditions sont nécessaires pour qu'une action destinée à mobiliser le plus grand nombre soit réellement efficace :

— la durée et la continuité ;
— la capacité de répondre aux questions que la communication suscite, comme le fait aujourd'hui le réseau des espaces Info → Énergie ;
— une mobilisation de tous les acteurs socio-économiques et des politiques publiques en cohérence avec les messages.

Partie 1

Les modifications attendues de comportements, ainsi que les prises de décision en faveur des économies d'énergie qui en résultent, peuvent toutefois être entravées par plusieurs types de difficultés :

— un déficit d'information, par exemple sur la consommation d'énergie des produits ou sur sa propre consommation ;
— une insuffisance de moyens financiers pour réaliser des investissements, même s'ils sont rentables à moyen/long terme ;
— une dichotomie entre celui qui investit et celui qui bénéficie des économies, dans le couple propriétaire/locataire notamment ;
— des politiques publiques qui, en contrecarrant l'évolution à la hausse des prix de l'énergie, n'adressent pas les bons signaux aux consommateurs.

La sensibilisation du public étant un préalable indispensable, il faudra veiller à ce que les efforts en ce domaine soient renforcés.

Les politiques publiques

Compte tenu de ces éléments et des actions menées durant ces trente dernières années, les enseignements suivants devraient permettre de définir et de mettre en œuvre des politiques publiques efficaces.

En matière de développement de l'offre, le défaut majeur consiste à ne pas être suffisamment actif dans ce domaine en dehors des périodes de crise. Or il est nécessaire d'avoir des politiques de filières cohérentes à moyen terme, qui peuvent reposer sur des instruments différents selon le type d'énergie concerné. Le contexte actuel de libéralisation nécessite une adaptation de ces politiques et des modalités de régulation efficaces.

Les économies d'énergie constituent un gisement très important, mobilisable à coûts faibles. Les politiques de réduction de la demande doivent donc faire l'objet d'un soutien politique prioritaire et à très haut niveau. Elles doivent reposer sur des actions pérennes et ne pas être perturbées par d'éventuelles évolutions à la baisse des prix de l'énergie. Le fait que ces politiques reposent aujourd'hui également sur des considérations environnementales et climatiques devrait faciliter leur continuité. Elles passent par la mise en œuvre de multiples outils (recherche, action réglementaire, incitative, fiscale, etc.), sans négliger les actions de contrôle, mais dans un contexte en évolution où le rôle de l'État national se réduit au profit de celui des institutions européennes et des collectivités territoriales. D'une manière générale, le rôle du prix de l'énergie est toutefois déterminant, et il est important que les acteurs économiques aient une bonne visibilité de son évolution et de celle des politiques publiques énergétiques.

Introduction

L'objectif de ce rapport est de présenter de manière synthétique les grandes évolutions de la production et de la consommation énergétiques françaises, replacées dans leur environnement européen et mondial, et d'en tirer les enseignements utiles.

La période examinée portera sur les trente dernières années (1973-2005), marquées par les deux chocs pétroliers de 1974 et de 1979, par le contrechoc pétrolier de 1986 et par l'augmentation des prix de l'énergie que nous connaissons depuis la fin 2004.

Ce rapport ne vise donc pas à une présentation exhaustive de tout ce qui a été fait en matière énergétique depuis trente ans. Il repose au contraire sur un choix de sujets et de résultats qui sont apparus comme les plus porteurs d'enseignements pour la période actuelle. Quatre axes majeurs ont été retenus : les méthodes et les résultats des exercices de prospective, les évolutions des techniques, celles des comportements et enfin les politiques publiques mises en œuvre.

Toutefois, avant d'examiner ces thèmes en détail, il est utile de dresser un parallèle entre les deux premiers chocs pétroliers et la situation actuelle. En effet, les observateurs s'étonnent souvent que, à la différence de ce que la France a connu dans les années 1970, la période actuelle d'augmentation des prix ne soit pas vécue comme un véritable traumatisme, tant dans l'opinion publique que dans les politiques menées. Les réactions des décideurs politiques et des acteurs économiques sont effectivement plus lentes et plus progressives aujourd'hui qu'à l'époque.

PARTIE 1

PARTIE 1

Comparaisons entre le choc de 1974 et aujourd'hui
Rappel de la situation 1974-1979

Le 6 octobre 1973, l'Égypte et la Syrie attaquent Israël le jour du Kippour. Le 16 octobre, le baril de pétrole passe de 2,6 à 5,2 dollars[1]. Le 22 décembre, les États du Golfe doublent son prix, qui passe à 11,6 dollars[2]. Le premier choc pétrolier entraîne donc, en quelques semaines, le quadruplement du prix des hydrocarbures dans une France qui importe à l'époque 73 % de l'énergie nécessaire à son développement, pour l'essentiel du pétrole.

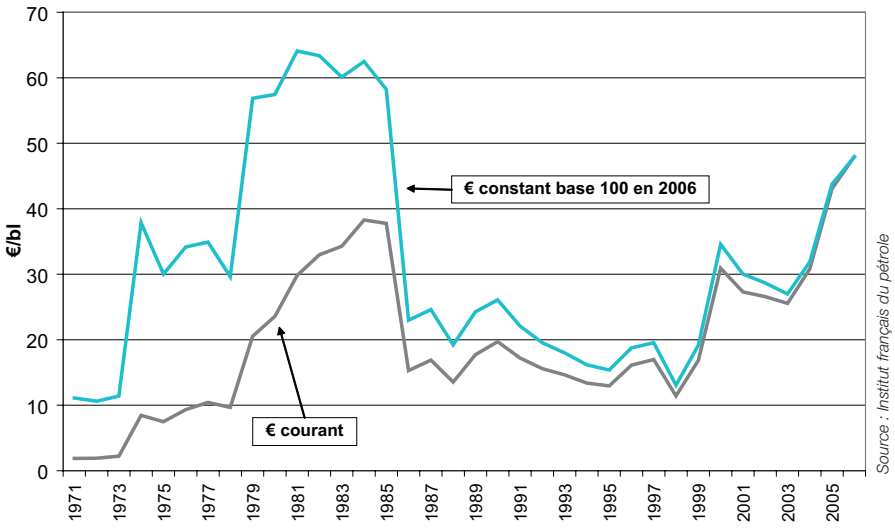
Cette crise n'a pas été prévue. Elle conduit le gouvernement à lancer une nouvelle politique énergétique ayant pour objectif :

— d'économiser l'énergie,
— de développer la production d'énergies nationales principalement avec le programme électronucléaire,
— de diversifier les approvisionnements extérieurs.

Au début de 1979, le monde subit un deuxième choc pétrolier dont les effets viennent s'ajouter à ceux du premier. Entre janvier 1973 et janvier 1982, le prix du baril de pétrole passe de 2,5 dollars à 38 dollars (courants)[3]. Le gouvernement renforce alors les mesures d'économie d'énergie, en augmentant les moyens et en mettant en œuvre de nouvelles procédures d'intervention.

1 - Soit de 8,4 à 16,75 €/bbl en euro de 2005.
2 - Soit 37,4 €/bbl en euro de 2005.
3 - Dans le même temps, le cours du dollar passait de 5,5 francs à 11 francs.

Graphique n° 1 : Les trois chocs pétroliers



Source : Institut français du pétrole

Comparaisons entre le choc de 1974 et aujourd'hui
Situation actuelle

Malgré quelques similitudes, la « crise » actuelle qui débute, de manière visible, par l'augmentation du prix du baril en 2004 présente de grandes différences avec le premier choc pétrolier. Certes, elle n'a pas non plus été prévue par les observateurs, même si elle ne survient pas à la suite d'une crise internationale majeure telle que la guerre de 1973, mais la rapidité et l'ampleur des évolutions sont fort différentes.

- L'évolution des prix est aujourd'hui beaucoup plus progressive : après avoir fluctué entre 20 et 30 $/bl entre 2000 et 2003, le prix du Brent a atteint en moyenne 38 $/bl en 2004 (avec une pointe à 50 $ en octobre), 54 $/bl en 2005 (pointe à 64 $ en août) et plus de 65 $/bl en 2006. Même à 75 $ le baril (prix atteint à l'été 2006), le prix du pétrole était encore inférieur, en euros constants, à celui atteint en 1984[4].

- Les conséquences sur l'économie française sont plus limitées qu'autrefois, notre dépendance aux produits pétroliers ayant très sensiblement diminué. La part du pétrole dans la consommation d'énergie primaire était de 68 % en 1973 contre 33 % en 2005. La part du gaz, qui était d'à peine plus de 7 % en 1973, atteint en revanche près de 15 % en 2005.

- En 1974, puis en 1979, les deux premiers chocs pétroliers ont eu des répercussions d'une ampleur équivalente sur les prix du gaz importé dans le cadre des contrats « *take or pay* » de Gaz de France, en provenance des Pays-Bas et d'Algérie. Les conséquences sur les consommateurs de gaz ont été cependant amorties par une politique de lissage des tarifs administrés, ce qui n'a pas été le cas en 2005. Cette politique a été facilitée par une intervention visant à modérer les hausses des tarifs de vente du gaz de Lacq par la Compagnie française du méthane et la Société nationale des gaz du Sud-Ouest aux distributions publiques de Gaz de France et aux Régies municipales, dans leurs zones de desserte couvrant la moitié sud de la France. Une telle action ne peut plus être menée aujourd'hui, dans la mesure où la production nationale de gaz ne représente plus que 1 % à 2 % de la consommation française de gaz, contre près de 50 % en 1973.

- De façon générale, la part de l'énergie dans le budget des ménages s'est réduite compte tenu notamment de l'augmentation générale du pouvoir d'achat, de la réduction des prix de l'énergie depuis les années 1970 et de l'amélioration des performances des convertisseurs (chaudières, automobiles, etc.). Cette part est ainsi passée de 8 % en 1985 à 5 % en 2002, pour remonter légèrement à près de 6 % aujourd'hui.

- Même si les conséquences restent fortes sur la balance des paiements, l'importance de ces évolutions est devenue plus relative. En 1973, il fallait 4,5 francs pour 1 dollar ; dans le contexte d'une monnaie européenne unique et forte, sans risque de dévaluation de la monnaie nationale, où le dollar s'affiche à moins de 80 centimes d'euro (début 2007), le prix du pétrole, exprimé en dollars, devient « moins cher ».

4 - Sur le graphique n° 1, les prix sont des prix annuels moyens, c'est pourquoi le pic semble être atteint en 1981 et non en 1984.

Partie 1

Chapitre 1

Prospectives et réalités

1. Les principaux exercices de prospective

1.1. Rétrospective de quelques prospectives énergétiques au niveau mondial

L'exploration du futur n'est pas chose nouvelle dans le secteur de l'énergie. Dès 1860, W. S. Jevons avait prolongé la croissance de l'extraction anglaise de charbon jusqu'au milieu du XXe siècle pour évaluer les risques de perte de compétitivité de l'industrie anglaise par rapport à ses concurrentes allemande et américaine. Un demi-siècle plus tard, H. S. Fleming avait prévu la consommation d'énergie des États-Unis de 1950 à 1,5 % près… mais en l'attribuant en totalité au charbon. En France, le Centre polytechnique d'études économiques avait tenté d'esquisser une perspective énergétique décennale mais sa date (1939) n'était évidemment pas des plus favorables. À partir de 1950, les exercices à long et très long terme vont se multiplier aux États-Unis puis dans tous les pays industrialisés, souvent dans le cadre d'organismes internationaux (Nations unies, IIASA – International Institute for Applied Systems Analysis, Conférence mondiale de l'énergie).

L'année 2000 vue des années 1950 : il n'y aura plus de pétrole dans trente ans

Après la grande étude confiée par l'US Atomic Energy Commission à Palmer Putnam en 1950, plusieurs travaux prospectifs sont présentés devant la Conférence internationale sur l'énergie atomique à des fins pacifiques (Genève, 1956). Tous ont en commun une exploration des besoins énergétiques mondiaux à horizon 2050 afin de répondre à la question : l'humanité a-t-elle besoin d'une nouvelle source d'énergie ? Les éléments de réponse découlent des consommations primaires estimées et de l'appréciation de leur possible satisfaction par les sources d'énergie existantes.

Tableau n° 1 : Comparatif des exercices de prospective des années 1950

	Consommation anticipée (Mtep)*		Prospectives/réalité	
	1975	2000	1975	2000
Putnam	4,3	11,0	- 18 %	+ 28 %
Robinson-Daniel	3,4	6,3	- 35 %	- 27 %
Mason	4,4	9,2 à 11,7	- 17 %	+ 7 % à + 36 %
Nations unies	4,7	12,9	- 11 %	+ 50 %

* Sources d'énergie non commerciales exclues (bois de chauffage).

Source : travaux de Jean-Marie Martin-Amouroux

L'appréciation des écarts entre les exercices doit tenir compte des objectifs recherchés (consommation minimale pour Robinson et Daniel, maximale pour Putnam). Le passage des trajectoires anticipées au-dessous de l'évolution effective de la consommation primaire en 1975 et au-dessus en 2000 est en grande partie lié à la forte baisse des rythmes de croissance du milieu des années 1970. Tous les exercices sont en outre pénalisés par une sous-estimation de la croissance démographique et de la croissance économique. En règle générale, la relation développement-besoins énergétiques est traitée de façon très sommaire en supposant que « *the laggards try to catch the leaders* » (les derniers tentent de rattraper les premiers), les pays étant assimilés à des trains qui se suivent sur une même voie. Le plus ou moins grand éloignement des estimations par rapport à la consommation effective en 1975 et 2000 s'explique dès lors presque entièrement par des différences d'hypothèses de croissance des consommations par tête ou d'élasticité énergie/PIB.

Comment les besoins énergétiques seront-ils satisfaits ? Le point commun entre tous les auteurs est une sous-estimation complète de la contribution des hydrocarbures, basée sur le constat d'un épuisement des ressources pétrolières sur le territoire des États-Unis. En accord avec le rapport Paley publié à la même époque, Palmer Putnam n'imagine ni les possibilités offertes par l'offshore, ni l'arrivée massive des bruts du Moyen-Orient. Comme les autres prospectivistes, il ignore la mondialisation du marché pétrolier en voie de formation et le déplacement géographique du centre de gravité de l'industrie pétrolière qui l'accompagne. Ne reste donc que le charbon qui va satisfaire à la fois les besoins thermiques et les besoins en carburant, *via* la liquéfaction. Selon Paley, cette dernière sera compétitive dès que le prix du pétrole aura augmenté de 30 %, une hausse rendue inévitable par le recours à l'offshore. Dès lors, pour réserver la houille à la production de carburant dont les besoins vont croître plus rapidement que la consommation totale d'énergie, le nucléaire deviendra la seule source d'électricité.

Charbon ou nucléaire au cours des années 1970

Toujours au plan international, le premier choc pétrolier de 1973 a relancé l'activité prospectiviste quelque peu retombée au cours des années 1960. Deux exercices aux conclusions diamétralement opposées sont intéressants à comparer.

Avant de réintroduire *in fine* le charbon dans ses options à long terme, l'IIASA l'avait éliminé, sous l'influence du modèle de substitution de Fisher et Pry, dont l'une des conclusions était l'inévitable déclin de la part du charbon dans le bilan énergétique mondial, jusqu'à sa disparition totale en 2050. L'exercice

Partie 1
Partie 1

de prospective de l'IIASA était pourtant l'un des plus ambitieux de l'époque par sa durée (1972-1980) et le nombre de chercheurs mobilisés. Le pétrole arrivant aussi à son point de retournement, suivi du gaz quelques décennies plus tard, la relève ne pouvait être assurée que par le nucléaire (fission) puis le solaire et la fusion (SOLFUS). Avec un modèle qui marche bien, inutile de regarder autour de soi et de tenir compte de la croissance de la production charbonnière sur tous les continents. Pourquoi un tel aveuglement ? Michel Grenon évoque la « gêne » que représentait la croissance du charbon pour les chercheurs acquis au nucléaire. Parmi ces derniers, C. Marchetti (principal concepteur du modèle) répondait que les substitutions interénergétiques étaient commandées par une « loi », que « *laws work or don't work* » (les lois marchent ou ne marchent pas) et que celle-là marchait.

Au même moment, le World Coal Study (WOCOL) défendait un point de vue opposé à celui de l'IIASA d'avant sa conversion au charbon. Cet atelier était chargé de donner la solution du problème posé deux ans plus tôt par un autre atelier, le Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES), déjà piloté par le professeur Caroll Wilson du Massachusetts Institute of Technology (MIT). Ce dernier résumait en 1977 les conclusions du groupe d'experts internationaux qu'il avait réuni : le monde va manquer de pétrole beaucoup plus tôt que la plupart des gens ne l'imaginent ; la demande dans les pays non communistes dépassera vraisemblablement l'offre entre 1985 et 1995, mais peut-être dès 1983 si les pays de l'OPEP[1] restreignent leur offre au plafond de 33 Mbj parce que les ressources pétrolières ont plus de valeur restées en terre (ventes futures) que vendues aux conditions actuelles du marché ; il nous reste peu de temps pour sauver notre mode de vie occidental.

Pourquoi ces conclusions ont-elles été démenties par les évolutions énergétiques des deux décennies suivantes ? Le WAES a-t-il été trop bien entendu ou a-t-il construit des scénarios énergétiques sur des hypothèses erronées ? La comparaison de son scénario D, le moins éloigné de ce qu'a été la croissance économique des pays non communistes, avec la consommation effective de ce même ensemble de pays en 1985 permet de répondre.

Tableau n° 2 : Le scénario D du WAES confronté à la réalité

en Mtep

	1972 (année de référence)	1985 Scénario D	1985 Réalité	Différences Réalité/scénario
Charbon	725	970	1 076	+ 106
Pétrole	2 205	2 920	2 150	- 770
Gaz naturel	755	920	910	- 10
Nucléaire	35	505	290	- 215
Hydro-géothermie	290	385	397	+ 12
Total	4 010	5 700	4 823	- 877

Source : travaux de Jean-Marie Martin-Amouroux

1 – OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole.

Le retour de l'abondance pétrolière en 1985 n'est pas imputable à la croissance des autres sources d'énergie (même si la consommation de charbon a crû un peu plus vite que ne l'imaginait le scénario) mais à deux évolutions que le WAES a été incapable d'anticiper.

- La première est la chute de la demande de pétrole s'inscrivant dans des croissances effectives des consommations primaires d'énergie sans rapport avec celles retenues par le WAES. Les écarts les plus considérables concernent l'Amérique du Nord (- 396 Mtep), l'Europe de l'Ouest (- 311), le Japon (- 181). Les causes ? De moindres croissances économiques expliquant 23 %, 32 % et 19 % des écarts observés et des réductions d'intensité énergétique (77 %, 68 % et 81 %). Les causes de ces causes ? L'incapacité des experts à estimer les conséquences des chocs pétroliers sur les modes et les techniques d'utilisation de l'énergie, à une époque (1976) où la plupart d'entre eux vivaient avec la certitude confortable d'une élasticité/PIB invariable et proche de l'unité et d'une inélasticité-prix.

- La seconde évolution a trait aux rapports des producteurs OPEP/NOPEP[2]. Pris dans le ciseau d'une demande en diminution et d'une offre NOPEP en croissance, parce que stimulée par les politiques de sécurité des pays importateurs et les stratégies de reconstitution de leur patrimoine des multinationales pétrolières, les pays de l'OPEP n'ont pu maintenir leur production. Les déficits apparaissant dans les scénarios du WAES se sont mués en excédents. Ce manque de lucidité étonne d'autant plus que les grandes compagnies pétrolières étaient bien représentées dans toutes les réunions. Leurs experts étaient-ils tenus à la discrétion ou ignoraient-ils encore en 1976 les changements technologiques et géopolitiques qui se préparaient ?

1.2. Rétrospective de quelques prospectives énergétiques au niveau national

Jusqu'en 1973, l'hypothèse d'une baisse continue des prix des produits pétroliers est retenue. Dans le même temps, les prospectives de l'énergie n'anticipent pas d'amélioration rapide de l'intensité énergétique de l'économie. On envisage plutôt que toute augmentation de la croissance, objectif principal de la politique économique, entraîne une augmentation du même ordre de grandeur de la consommation d'énergie (l'élasticité de la consommation par rapport au PIB est égale à 1). Ainsi, une hypothèse erronée sur la croissance économique est l'un des principaux facteurs à l'origine d'une mauvaise projection. Plusieurs exercices du Plan antérieurs à 1980 prévoyaient des niveaux de croissance presque deux fois supérieurs à leur réalisation[3].

Dans le domaine électrique comme dans les autres, les prévisions effectuées par EDF ou le CEA se révéleront *a posteriori* élevées. Cet écart s'explique en partie par une mauvaise estimation de l'intensité électrique de l'économie.

Sur la base de ces prévisions, lorsque le programme nucléaire français fut mis en place pour réduire la dépendance énergétique et le déficit de la balance des paiements, on décida de construire les centrales à un rythme soutenu, jusqu'à

2 – NOPEP : non-OPEP.
3 – Plans 1964, 1970, 1975 : prévisions = 5 %, 6 %, 5,5 % ; réalisations ~ 3 %.

dépasser sensiblement la demande nationale. La stratégie était celle du « tout électrique, tout nucléaire » ; l'électricité devait pénétrer tous les domaines possibles ; le développement du chauffage électrique direct des locaux en a été une conséquence particulièrement importante.

La vision d'une France « tout électrique – tout nucléaire »

Le concept, lancé par EDF, a connu ses heures de gloire à l'occasion du premier choc pétrolier et du lancement de programmes nucléaires très importants. Lors de sa constitution en 1982, dans le cadre de la préparation du IXe Plan, le Groupe long terme énergie (GLTE) avait été chargé d'organiser une concertation débouchant sur un ralentissement des rythmes d'engagement des centrales nucléaires, compte tenu de la divergence croissante entre la production programmée du parc électrique en 1990 (415-450 TWh) et la consommation domestique attendue (320-350 TWh). Poursuivre le programme à son rythme initial conduisait à des surcapacités que l'on n'imaginait pas encore limiter par des exportations d'électricité ; l'interrompre mettait en péril la survie de l'industrie électronucléaire conçue pour construire cinq à sept réacteurs par an.

Dans son ouvrage *Haute tension*, Marcel Boiteux[4] a exposé sans ambages comment avait été décidé par Pierre Messmer, alors Premier ministre, le nombre d'engagements annuels. Pour arbitraire qu'elle puisse paraître, cette décision reposait en fait sur des prévisions de consommation d'EDF qui la justifiaient.

Les représentations externes de ces prévisions sont explicites dans un colloque de la DATAR (1968), un rapport du Commissariat général du Plan (1972) et un article de la *Revue française de l'énergie* (1972). Le premier des trois textes construit une image de la France en 2020 : 80 millions d'habitants, dont 65 urbanisés ; un niveau de vie comparable à celui des États-Unis en 2000 ; un PIB 8 à 10 fois supérieur à celui de 1968 ; des besoins en énergie utile 10 à 12 fois supérieurs ; une consommation d'énergie primaire de 1,3 milliard de tep. Les deux autres décrivent l'année 2000. La consommation primaire y atteint 500 Mtep, soit un infléchissement à la baisse par rapport à l'extrapolation du passé qui aurait conduit à 666 ou 766 Mtep, selon le choix de la période de référence, inflexion imputable après 1985 à des effets de saturation, une tertiarisation plus avancée et peut-être une moindre croissance économique. Avec une consommation par tête de 6,6 tep, la France ne rejoindrait pas les États-Unis mais elle s'en rapprocherait. Comment cette consommation serait-elle satisfaite ? « La croissance de la demande d'énergie va obligatoirement exiger que l'on aille vers le nucléaire, et donc vers l'électricité, ce qui obligera l'électricité à envahir un marché des usages thermiques que, jusqu'ici, elle occupe peu ». Pourquoi cette évolution ? Parce que le nucléaire seul peut remplacer les énergies fossiles en voie d'épuisement ; parce qu'il est désormais compétitif ; parce que, de même que le pétrole (liquide) l'a emporté sur le charbon (solide), le nucléaire l'emportera sur les énergies fossiles grâce au haut degré de concentration énergétique des combustibles fissiles. Cette perspective

4 – Boiteux M., *Haute tension*, Paris, Odile Jacob, 1993.

implique une production d'électricité de 1 000 TWh, dont 850 de nucléaire, en 2000, soit la variante la plus élevée des trois (580, 750 et 850) proposées par le Plan en décembre 1972. En fin de siècle, le nucléaire pourrait fournir 50 % de la consommation totale d'énergie. Ultérieurement, un partage entre nucléaire (75 %) et hydrogène (25 %) assurerait un approvisionnement idéal. La conséquence de ces perspectives a été un surdimensionnement du parc nucléaire qu'on pouvait estimer à une douzaine de tranches dans la décennie 1980.

Après 1976, l'horizon 2000 se brouille de plus en plus. Le rapport du VIIe Plan évoque un « halo d'incertitude », à l'exception de la montée en puissance de l'électricité nucléaire dont la contribution au bilan primaire s'appréciait cependant dans une fourchette ne dépassant pas 36 %.

Au total, durant ces dix années (1965-1975), la représentation du futur énergétique de la France s'est construite sur trois certitudes :

— une trajectoire de consommation d'énergie dont la forte pente est justifiée par l'extrapolation du passé et la transposition à la France du niveau de consommation et de l'évolution des États-Unis, trajectoire qui apporte la preuve de l'inanité de possibles saturations ;

— une inévitable substitution du nucléaire aux sources d'énergies fossiles dont l'exploitation est entrée dans une phase de coûts croissants ;

— pour ce faire, une nécessaire pénétration de l'électricité sur le marché des usages thermiques, où elle pourra prendre la place des combustibles.

Une analyse factuelle des prévisions de consommation d'électricité

Les points suivants sont repris d'une analyse d'EDF sur les prévisions de consommation d'électricité effectuées par l'entreprise depuis 1980, c'est-à-dire après les effets constatés des chocs pétroliers.

- Les prévisions de 1980 pour 1990 étaient surestimées de 21 %, ce qui s'explique principalement par la surestimation de la croissance du PIB et de la vitesse de pénétration de certains usages. Cette erreur a été corrigée à partir de 1983.
- Depuis cette date, les prévisions se vérifient assez bien : la consommation constatée en 2005 est dans la moitié basse des fourchettes de prévision de 1985 et 1990, mais toujours à l'intérieur de celle-ci.
- Les erreurs d'appréciation de 1985 sont surtout liées au fait que le contrechoc pétrolier et ses conséquences sur les marchés de l'énergie n'ont pas été anticipés. Malgré un travail analytique sur les taux d'équipement et les consommations unitaires, le développement des usages spécifiques de l'électricité (éclairage, équipements électriques, électroménager, etc.) a été nettement sous-estimé tant dans le résidentiel que dans le tertiaire.
- Les prévisions de 1990 sont un peu élevées mais sous-estiment toujours l'évolution du résidentiel-tertiaire, plus consommateur que prévu. Les prévisions de 1995 pour 2005 sont légèrement sous-estimées.
- Si l'intensité énergétique de l'économie a décru, en revanche la consommation d'électricité a crû plus vite que le PIB. On peut penser qu'elle va croître moins vite. Mais on a du mal à anticiper son évolution secteur par secteur.
- La surestimation des consommations n'est pas la seule raison du surdimensionnement initial du parc nucléaire par rapport à la demande française : s'y

Partie 1
Partie 1

ajoutent des résultats meilleurs que prévu sur la disponibilité des centrales et le fait qu'initialement le sous-dimensionnement des capacités était perçu comme un risque dont les conséquences auraient été plus graves que la surcapacité.

La prévision des évolutions futures des consommations d'électricité, sur le moyen ou le long terme, est un exercice complexe, faisant l'objet de différentes modélisations qui ne convergent pas systématiquement. À titre d'exemple, les scénarios mis au point récemment par l'Observatoire de l'énergie (DGEMP), à l'horizon 2030, sur la base d'un prix du baril de 35 dollars, prévoient en « tendanciel », c'est-à-dire si aucune politique ou mesure supplémentaire n'était mise en place, des consommations d'électricité spécifique en croissance plus rapide que celles présentées par EDF, notamment dans le résidentiel-tertiaire.

2. La réalité des évolutions

2.1. La production

La structure du parc de production français d'électricité s'est considérablement modifiée depuis 1973. La mise en place du programme électronucléaire, à partir de 1974, a permis une substitution massive de l'énergie nucléaire au fioul pour la production d'électricité. La montée en puissance de la production nucléaire, de 15 TWh en 1973 à 452 TWh en 2005, s'est donc accompagnée d'une réduction de la production thermique classique. La dernière mise en service industrielle d'une centrale nucléaire remonte à avril 2002, à Civaux. En 2005, le nucléaire a contribué à la production totale d'électricité à hauteur de 78 %.

Les 66 TWh de la production thermique en 2005 représentent à peine la moitié de son niveau de 1973 (119 TWh). Le charbon constitue encore le combustible majoritaire, mais le gaz naturel a beaucoup progressé, en particulier grâce à l'augmentation de la cogénération, soutenue par le système des obligations d'achat. En 2005, la part du thermique classique s'élevait à 11 % de la production totale d'électricité.

La part de l'hydraulique dans la production totale d'électricité s'est également réduite de moitié, passant de 26 % en 1973 à 10 % en 2005, année à l'hydraulicité exceptionnellement basse (12 % à 14 % au début des années 2000), tout en progressant en valeur absolue.

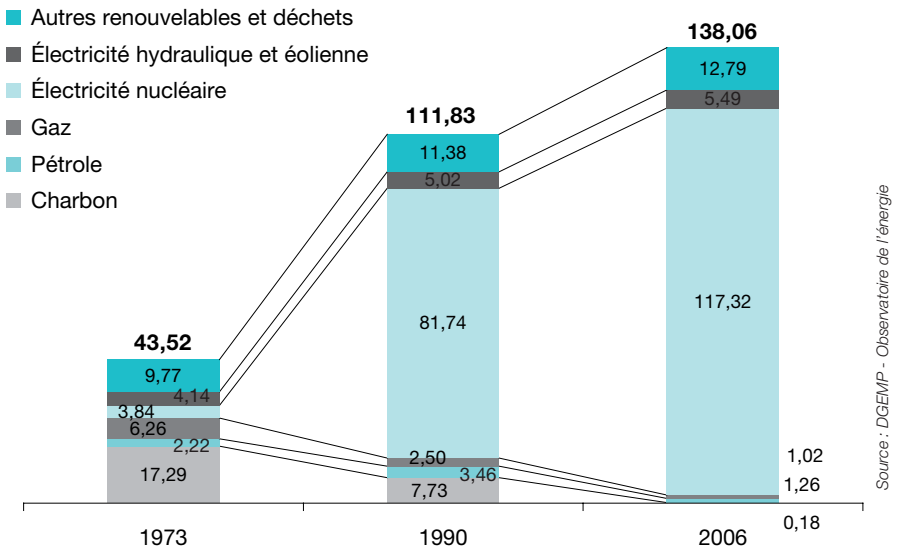
En dehors du nucléaire et de l'hydraulique, les évolutions les plus notables dans la production nationale d'énergie primaire ont été les suivantes (graphique n° 2) :

- la production nationale de charbon, qui a culminé à 60 Mt en 1958, a régulièrement diminué jusqu'au premier choc pétrolier de 1973 (29 Mt); après une stabilisation jusqu'en 1977, le déclin reprend en s'accélérant à partir de 1984, la production tombant sous la barre des 10 Mt en 1994. Les mines françaises n'étant plus compétitives, les pouvoirs publics ont mis en place un programme

d'arrêt progressif de l'extraction charbonnière (signature du pacte charbonnier en 1994). Avec la fermeture du dernier puits lorrain de la Houve en avril 2004, la production se limite désormais aux seuls produits de récupération (0,6 Mt en 2005) ;

- la production nationale de pétrole a atteint un maximum de 3,7 Mt à la fin des années 1980, le Bassin parisien venant en relais du Bassin aquitain. Depuis cette date, le déclin est continu, avec une production qui représente aujourd'hui 1,2 Mt, soit 1 % de la production totale d'énergie primaire ;
- avec l'épuisement progressif du gisement de Lacq, l'extraction de gaz naturel a amorcé un retrait surtout sensible depuis 1980 : avec 10 TWh, le gaz naturel ne contribue plus aujourd'hui que pour 0,8 % à la production nationale d'énergie primaire, contre un maximum de 15 % au milieu des années 1970 (85 TWh) ;
- la production de bois-énergie représente aujourd'hui de l'ordre de 9 Mtep, un chiffre à peu près constant depuis 1973 qui traduit néanmoins une progression de son usage du fait d'importants gains en efficacité (les inserts de cheminées, notamment, ont un rendement bien supérieur à celui d'un feu ouvert) ;
- la production de géothermie a progressé lentement pour se stabiliser depuis 1998 aux alentours de 130 ktep. L'extension de certains réseaux de chaleur devrait permettre d'accroître légèrement cette production dans un proche avenir ;
- la valorisation thermique des déchets renouvelables permet de produire autour de 350 ktep par an depuis le début du XXIe siècle.

Graphique n° 2 : Évolution de la production d'énergie primaire entre 1973 et 2006 (en Mtep)



Partie 1
Partie 1

2.2. La consommation

Il convient de distinguer la consommation d'énergie *primaire*, non transformée après extraction (pétrole brut, gaz naturel, bois, etc., mais aussi, par convention, l'électricité nucléaire, hydraulique et éolienne), de la consommation d'énergie *finale*, livrée à l'usager pour sa consommation (électricité au foyer, essence ou gazole à la pompe, etc.). La première permet de mesurer le taux d'indépendance énergétique nationale, alors que la seconde sert à suivre la pénétration des diverses formes d'énergie dans les secteurs utilisateurs de l'économie.

La consommation d'énergie primaire

La croissance moyenne annuelle de la consommation d'énergie primaire, corrigée du climat, s'établit à + 1,3 % depuis 1990 et la part des différentes énergies n'y évolue plus de façon significative depuis plus de dix ans (graphiques n° 3 et n° 4). Le mix énergétique s'établit avec 5 % pour le charbon, 33 % pour le pétrole, 15 % pour le gaz, 42 % pour l'électricité primaire et à peine 5 % pour les énergies renouvelables thermiques et les déchets valorisés.

Les énergies renouvelables thermiques représentent un pourcentage légèrement décroissant de la consommation totale depuis 1973. Leur consommation, en valeur absolue, reprend légèrement en 2005, après deux années de baisse, du fait de l'augmentation des biocarburants, dont le taux d'incorporation dans les carburants classiques progresse pour dépasser 1 % en 2006. De façon plus globale, la France est, en valeur absolue, l'un des premiers producteurs d'énergies renouvelables, thermiques ou non, en Europe[5] avec près de 17 Mtep par an, mais elle n'occupe que le onzième rang pour la part des énergies renouvelables, toutes filières confondues, dans la consommation totale d'énergie primaire (soit environ 6 %).

L'évolution des parts respectives du gaz (multipliée par 2 entre 1973 et 2005[6]) et, plus significativement, de l'électricité (multipliée par 10[7]) absorbe la baisse de la consommation de produits pétroliers jusqu'en 1985 ainsi que la croissance globale de la consommation.

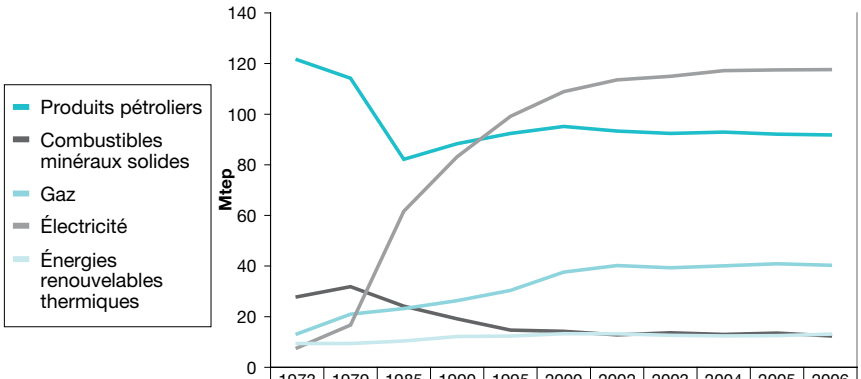
La part des produits pétroliers a fortement décru en début de période (1973-1985), plus lentement par la suite, pour se stabiliser aux alentours de 33 %. En volume néanmoins, la consommation de pétrole est repartie à la hausse entre 1986 et 2000, et tend à se stabiliser depuis 2003. Elle s'effrite à nouveau en 2005 à 92,1 Mtep, soit son niveau le plus faible depuis 1993, année de forte récession économique (même si les niveaux connus de 1983 à 1991 étaient nettement inférieurs sous l'effet des deux premiers chocs pétroliers).

En baisse tendancielle depuis le début des années 1980, la consommation primaire de charbon semble avoir atteint un niveau plancher en 2001, son profil de consommation suivant désormais les aléas de la production d'électricité

5 – UE-25.
6 – 7,3 % de la consommation totale en 1973, 14,8 % en 2005.
7 – 4,3 % de la consommation totale en 1973, 42,5 % en 2005.

thermique classique. En 2005 cependant, la demande de charbon est en hausse pour produire de l'électricité, masquant la détérioration de sa contribution à la consommation énergétique finale. Par exemple, la consommation de charbon des réseaux de chaleur qui alimentent essentiellement le secteur résidentiel-tertiaire est en chute de 12 %.

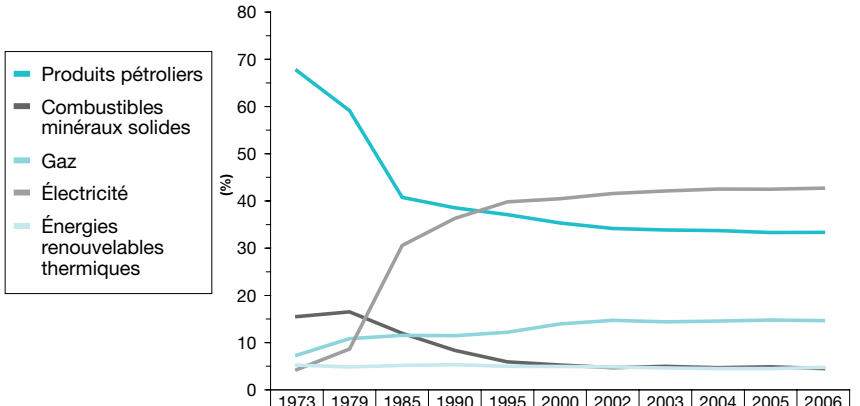
Graphique n° 3 : Consommation d'énergie primaire par énergie



	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
Produits pétroliers	121,5	114,2	82,2	88,3	92,4	95,1	93,3	92,4	92,9	92,1	91,8
Combustibles minéraux solides	27,8	31,9	24,2	19,2	14,7	14,2	12,8	13,6	13,0	13,5	12,4
Gaz	13,2	21,0	23,2	26,3	30,4	37,6	40,2	39,3	40,1	40,9	40,3
Électricité	7,7	16,7	61,7	83,2	99,2	108,9	113,5	115,0	117,2	117,5	117,6
Énergies renouvelables thermiques	9,4	9,4	10,4	12,2	12,4	13,3	13,2	12,7	12,4	12,5	13,1
Total	179,7	193,1	201,6	229,2	249,0	269,2	273,1	273,0	275,6	276,5	275,3

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie (données corrigées du climat, en Mtep)

Graphique n° 4 : Structure de la consommation d'énergie primaire



	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006
Produits pétroliers	67,6	59,1	40,7	38,5	37,1	35,3	34,2	33,9	33,7	33,3	33,4
Combustibles minéraux solides	15,5	16,5	12,0	8,4	5,9	5,3	4,7	5,0	4,7	4,9	4,5
Gaz	7,3	10,9	11,5	11,5	12,2	14,0	14,7	14,4	14,5	14,8	14,7
Électricité	4,3	8,6	30,6	36,3	39,8	40,5	41,6	42,1	42,5	42,5	42,7
Énergies renouvelables thermiques	5,2	4,9	5,2	5,3	5,0	4,9	4,8	4,6	4,5	4,5	4,8

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie (données corrigées du climat)

Partie 1

Partie 1

La consommation d'énergie finale par secteur

Entre 1979 et 1985, les politiques de maîtrise de l'énergie ont permis une réduction importante de la consommation française (- 10,6 Mtep, le PIB ayant augmenté de 10 % en volume sur la période). Parallèlement, l'apport de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité entraîne une baisse de la demande de pétrole (15 Mtep en 1973 à 1,3 Mtep en 1985). Une substitution massive du pétrole se produit également au niveau de la consommation finale, où le gaz et l'électricité concurrencent le pétrole dans l'industrie (sa part chute de 62 % en 1973 à moins de 32 % en 1985) et dans le résidentiel-tertiaire (58 % en 1973, 35 % en 1985). Dans le secteur des transports en revanche, la demande de pétrole poursuit sa croissance de sorte qu'en 2005, ce dernier représente 57 % de la consommation totale de pétrole, contre 27 % en 1973.

En 2005, le gaz représente 22 % de la consommation finale énergétique et 38 % de la demande d'énergie de l'industrie (y compris la sidérurgie). Avec 30 % de la demande, le gaz occupe dans le résidentiel-tertiaire une place moins importante que dans la plupart des autres pays européens. Son développement s'est en effet heurté, dans ce secteur, à la concurrence du chauffage électrique.

À la suite du second choc pétrolier, la consommation d'électricité s'est développée moins vite que prévu, faisant apparaître un excédent de l'offre nucléaire par rapport à la demande nationale, ce qui a conduit à développer les exportations d'électricité, au profit de la balance extérieure française.

Tableau n° 3 : Part des énergies dans la consommation finale de 1973 à 2005

en pourcentage

	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005p
Combustibles minéraux solides	13,2	10,1	9,7	7,2	5,5	4,7	4,0	4,0	3,9	3,8
Produits pétroliers	63,8	59,4	50,4	50,0	49,0	46,3	45,7	45,7	45,4	44,9
Gaz	6,6	11,5	15,5	16,4	17,8	20,7	22,2	21,5	21,7	22,1
Électricité	9,7	12,7	16,7	18,6	20,2	21,2	21,2	22,2	22,5	22,7
Énergies renouvelables thermiques	6,7	6,4	7,6	7,9	7,5	7,1	6,8	6,7	6,5	6,5
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

p = provisoire

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie

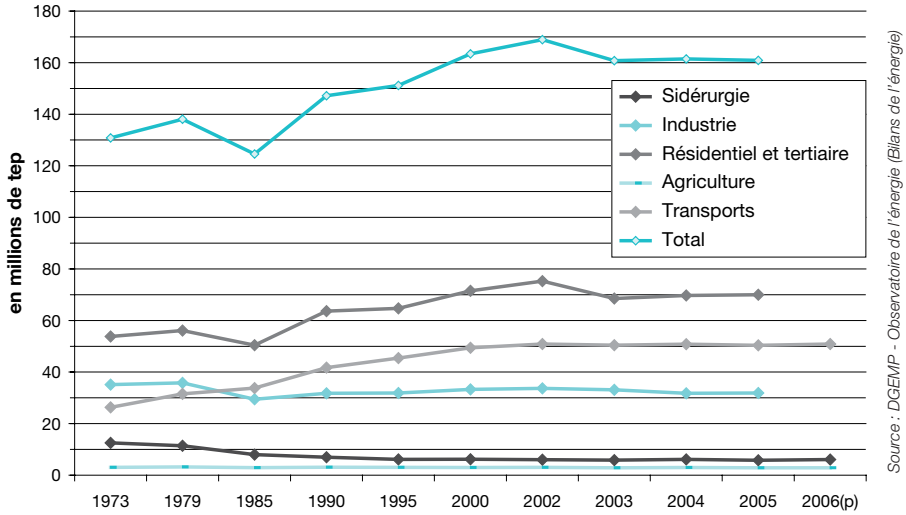
La part des transports dans la consommation finale énergétique (corrigée du climat), essentiellement sous forme de pétrole, a été significativement à la hausse au cours de la période 1973-2000 mais se stabilise progressivement depuis

(graphique n° 5). Cette consommation toujours croissante de pétrole n'est pas compensée par une baisse dans les autres secteurs (industrie[8], résidentiel et tertiaire). Le secteur des transports est devenu, à la fin des années 1970, plus énergétivore en pétrole que le secteur résidentiel et tertiaire.

Sur la période 1973-2005, la part du gaz naturel a plus fortement augmenté que celle de l'électricité dans la consommation finale de l'industrie. Parallèlement, la part du pétrole a été divisée par deux entre 1973 et la fin des années 1980.

Le secteur résidentiel et tertiaire a substitué de façon régulière sa consommation de charbon et de pétrole (respectivement près de 10 % et 58 % en 1973, 0 % et ~ 22 % en fin de période) à celle de gaz naturel et d'électricité (chacun moins de 10 % en 1973, plus de 30 % en 2005). Sa consommation d'énergies renouvelables thermiques est stable sur la période.

Graphique n° 5 : La consommation finale d'énergie par secteur



(p) provisoire

L'impact du développement du chauffage électrique

Si la consommation d'électricité est facile à relever, sa répartition par usage est un exercice plus difficile. Pendant plus de vingt ans (1973-1995), la consommation liée au chauffage électrique n'a cessé de croître en France dans le secteur résidentiel. Depuis la fin des années 1990, on observe cependant un léger tassement des TWh consommés à cet usage, à l'inverse de l'électricité spécifique qui conserve un rythme haussier sur toute la période 1973-2004. Selon les comptes du logement (édition 2006), en effet, si le parc de logements chauffés à l'électricité a été multiplié par 2,7 en vingt ans, près d'un logement neuf sur deux a été équipé d'une chaudière au gaz.

8 – Par secteur industrie, on entend l'industrie hors sidérurgie, non compris les usages non énergétiques de l'industrie.

PARTIE 1
PARTIE 1

Tableau n° 4 : Évolution des équipements de chauffage 1985-2005

en milliers

Énergie principale	Parc de logements en		Évolution	
	1985	2005	brute	variation
AIC*	5 610	1 580	- 4 030	- 71,84 %
Fioul	5 490	4 640	- 850	- 15,48 %
Gaz	4 830	10 470	5 640	x 2,1
Électricité	2 660	7 060	4 400	x 2,6
Autres	1 800	2 070	270	+ 15 %
Ensemble	20 390	25 820	5 430	+ 26,63 %

* appareils indépendants de chauffage (poêles ou cuisinières chauffants utilisant différents combustibles ou énergies)
La ventilation du parc selon l'équipement de chauffage n'est réalisée que sur les résidences principales de métropole.

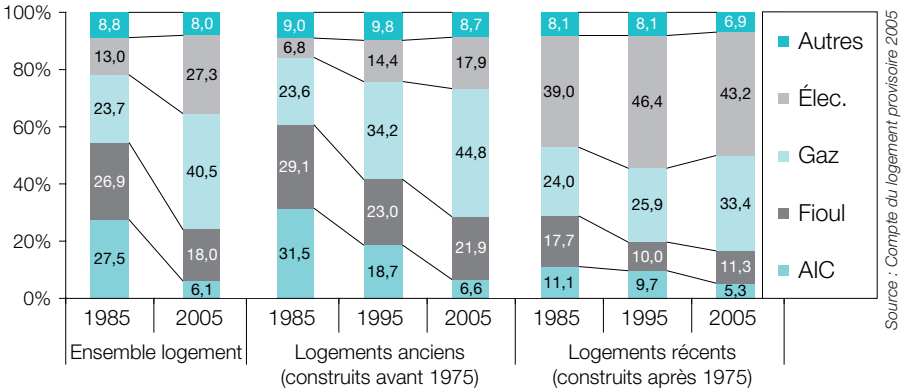
Source : Compte du logement provisoire 2005.

Ces évolutions reflètent cependant des réalités diverses (graphique n° 6) selon :

— que le logement est ancien (seulement 18 % sont, en 2005, équipés à l'électricité contre près de 45 % au gaz) ou récent (plus de 43 % sont équipés à l'électricité et plus de 33 % au gaz), ou

— qu'il s'agit du parc social (en 2005, 62 % des logements sociaux sont équipés au gaz, seulement 12 % à l'électricité) ou du parc locatif privé (à l'inverse, 42 % des logements sont équipés à l'électricité, 38 % au gaz).

Graphique n° 6 : Évolution des équipements de chauffage selon le type de logements



Mais l'effet conjugué de la hausse du prix des autres énergies de chauffage (pétrole, gaz) et du faible coût d'installation du chauffage électrique dans l'habitat neuf tend à relancer les équipements de chauffage électrique depuis la mi-2004.

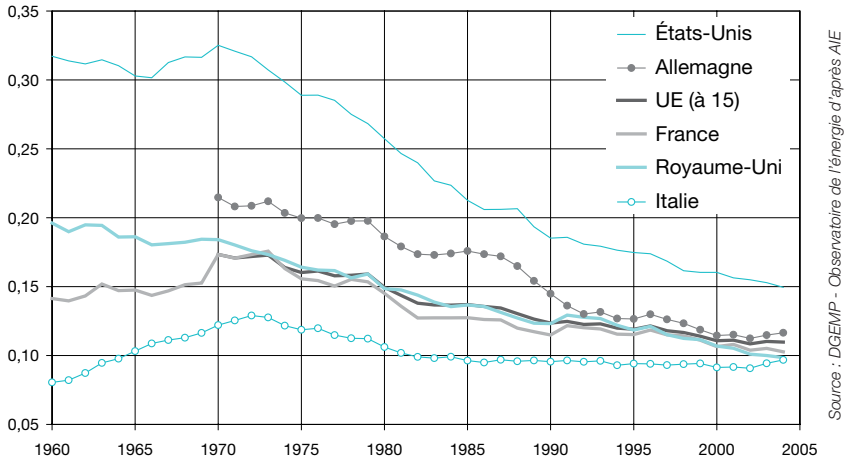
2.3. L'intensité énergétique

L'intensité énergétique est le rapport entre la consommation énergétique, primaire ou finale, corrigée du climat, et le PIB exprimé en volume. Calculé à parité de pouvoir d'achat afin de tenir compte des différences de niveau de vie lors de comparaisons internationales, cet indicateur caractérise le degré de « sobriété énergétique » d'un pays. Il est généralement exprimé en kep (kilo d'équivalent pétrole), tep ou Mtep par unité, millier ou milliard de dollars de PIB.

Les différences nationales d'intensité dépendent des caractéristiques géographiques (superficie) et climatiques, des structures économiques (valeur ajoutée par les industries ou les services) et de l'efficacité des techniques d'utilisation de l'énergie des divers pays. La France a traditionnellement bénéficié d'une structure de son économie plus orientée vers le tertiaire que d'autres pays industrialisés (graphique n° 7) ; l'intensité de son économie est restée plus faible que celle du Royaume-Uni ou de l'Allemagne pour des raisons tenant également à une moindre contribution des industries lourdes (sidérurgie, chimie) dans la formation de son PIB et des techniques d'utilisation en moyenne plus efficaces, sous l'effet de prix relatifs de l'énergie plus élevés et d'actions conduites par des organismes comme les APAVE[9].

Graphique n° 7 : Intensité énergétique finale de quelques pays

En Mtep par millier de dollars US 2000 et en parité d'achat

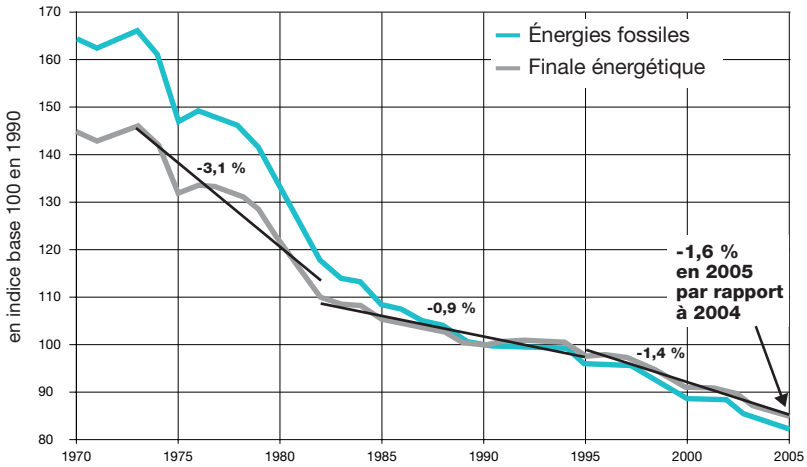


Depuis le premier choc pétrolier, l'intensité énergétique[10] finale a décru, de 3,1 % par an entre 1973 et 1982, puis de 0,9 % jusqu'au début des années 2000. Récemment, la décroissance s'est à nouveau accentuée : - 1,4 % en 2004, - 1,6 % en 2005 et - 2 % en 2006 (graphique n° 8).

9 – Association des propriétaires d'appareils à vapeur et électriques.
10 – Cf. aussi Chapitre 3.

Partie 1

Graphique n° 8 : Intensité énergétique de la France



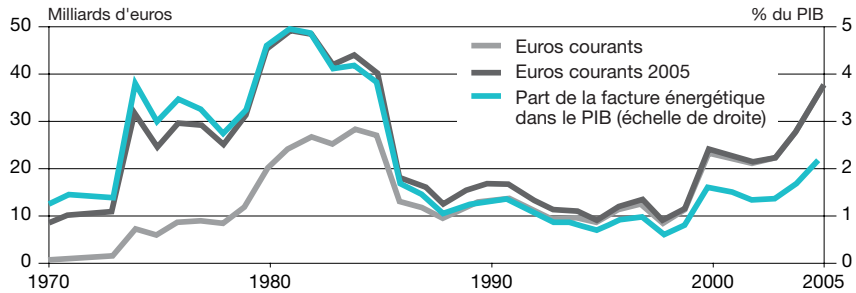
Sources : DGEMP - Observatoire de l'énergie et ADEME

TCAM : taux de croissance annuel moyen

2.4. La facture énergétique

Notre dépendance par rapport aux produits pétroliers ayant très sensiblement diminué, les conséquences sur l'économie française de la hausse des prix du pétrole sont, toutes choses égales par ailleurs, plus limitées. Grâce aux actions engagées dès le premier choc pétrolier de 1973-1974 et renforcées en 1979-1980, la part du pétrole dans la consommation d'énergie primaire n'est plus que de 33 % en 2005 contre 68 % en 1973. La facture énergétique extérieure, qui a représenté jusqu'à 5 % du PIB en 1981, a atteint 2,7 % en 2006, les exportations d'électricité et de produits raffinés ayant contribué à atténuer la hausse du prix du pétrole (graphique n° 9), ce qui ne veut pas dire, bien sûr, qu'il n'y ait pas lieu de se soucier de la détérioration de la balance commerciale par rapport à la période antérieure.

Graphique n° 9 : La facture énergétique de la France 1970-2005



Sources : DGEMP - Observatoire de l'énergie - Douanes (DGDDI)

3. Les enseignements à tirer

Les deux « crises » de 1973-1974 et d'aujourd'hui, dont on a souligné les nombreuses différences, ont au moins un point commun : « on ne les a pas vu venir ». Elles ont surpris la plupart des acteurs économiques et politiques, même si on peut toujours trouver des spécialistes qui ont tiré la sonnette d'alarme avant l'événement. On peut aussi considérer que la crise de 1973 a surpris dans son principe même, alors que ce sont plutôt la date de survenue et l'intensité de la crise actuelle qui ont réellement mis en défaut les prévisionnistes. Il y a donc des insuffisances dans nos systèmes de prospective et de prévision qu'il faut repérer pour ne pas commettre les mêmes erreurs à l'avenir ou, tout au moins, pour se donner les moyens de remédier à ces fragilités.

En particulier, la comparaison entre les prévisions depuis une trentaine d'années et la réalité des faits, si elle doit nous inciter à la modestie compte tenu des écarts constatés, est très instructive quand on s'attache à comprendre les causes de ces écarts. Il faut donc distinguer les enseignements que l'on peut tirer des résultats qui ont réellement été atteints de ceux qui portent sur les méthodes. Ces derniers peuvent plus facilement être appliqués dans les travaux à venir, les mêmes causes produisant souvent les mêmes effets, alors que le fait qu'un résultat prévu n'ait pas été atteint ne signifie certainement pas qu'il ne sera pas atteint plus tard : l'erreur peut n'avoir porté que sur le calendrier de l'évolution. Il se peut également que les prévisions ne soient pas vérifiées parce que des politiques correctives ont été mises en application ; dans cette hypothèse, la non-réalisation des projections provient des mesures correctrices qu'elles ont engendrées. Au moins en principe, on peut tester l'exactitude de cette hypothèse en analysant l'efficacité et le « rendement » de ces mesures correctrices.

3.1. Les enseignements portant sur les méthodes de prévision

Les résultats pour le moins nuancés des prospectives ont justifié les nouvelles approches de l'exploration du futur qui ont été développées au cours des années 1990. Les changements que l'on a opérés, ou tenté d'opérer, découlent de la nouveauté du contexte énergétique (incertitudes accrues, notamment) mais aussi de biais présents dans les expériences antérieures d'exploration du futur.

Les limites des expériences antérieures

La première limite des expériences antérieures est l'idée que l'on pouvait faire partager, voire imposer, une image simple et unique du futur (le nucléaire remplaçant le charbon, l'électricité devenant le seul vecteur énergétique, le charbon successeur désigné du pétrole). L'évolution énergétique s'est toujours révélée plus variée et moins prévisible. Le nucléaire a rencontré des oppositions d'autant plus efficaces qu'elles concordaient avec une baisse de sa rentabilité, du fait d'une baisse du prix du pétrole (1985-2004) ; le pétrole a échappé au *peak oil* qu'annonçait le WAES ; les turbines à gaz en cycles combinés ont ouvert de nouveaux horizons à l'industrie électrique ; le charbon a retrouvé un dynamisme qui a contredit le modèle de l'IIASA… Les futurs possibles ne sont sans doute pas en nombre infini mais ils sont multiples. Ce n'est donc pas une trajectoire qu'il faut étudier mais un champ des possibles qu'il convient d'explorer, sous l'angle des technologies d'utilisation et conversion des sources d'énergie, bien sûr, mais aussi sous

Partie 1
Partie 1

celui de la variété des systèmes productifs, des institutions et des comportements susceptibles d'influer sur les évolutions énergétiques. Dès lors, l'art du prospectiviste consiste à couvrir au mieux ce champ sans tomber dans une abondance de scénarios interdisant toute intelligibilité des lignes de force.

Dans l'identification des grandes tendances, une seconde limite des expériences passées consistait à s'appuyer sur des « lois » ou des « modèles théoriques ». Le cas le plus évident est celui du biais introduit dans les travaux de l'IIASA par la solidité apparente du modèle de substitution. Mais l'adoption sans précaution de certaines relations entre croissance de l'économie et de la consommation d'énergie (élasticité-PIB constante, inélasticité-prix sur longue période) a été tout aussi néfaste. En érigeant en « lois » de portée universelle ce qui n'était que le résultat d'observations datées et localisées, plusieurs exercices de prospective sont passés à côté de changements majeurs, comme ceux qu'ont connus les techniques d'utilisation de l'énergie au lendemain des chocs pétroliers. Les prospectivistes sont aujourd'hui beaucoup plus prudents. Ils ont appris à introduire dans les évaluations de consommation d'énergie des intensités énergétiques variables dans le temps et dans l'espace. Les transpositions de pays à pays, usuelles dans toutes les prospectives anciennes (la France sur le chemin des États-Unis) n'ont plus cours, ce qui ne signifie pas la fin des interrogations (*quid* du modèle de consommation future de la Chine ou de l'Inde ?).

Le manque d'imagination

D'une manière générale, on peut dire que les prévisions « officielles », qui ont toutes, plus ou moins, une base scientifique fondée sur l'analyse des données passées, ne savent pas « voir » les crises, c'est-à-dire les situations de « rupture », quelle que soit la nature de cette rupture. Il y a une tendance « naturelle » à reproduire ce que l'on vient de vivre, notamment concernant certains éléments « clés » des prévisions, tels que les prix de l'énergie et, en particulier, celui du pétrole :

- jusqu'en 1974, les prévisions intégraient un prix du baril décroissant indéfiniment ;
- entre 1974 et 1985, les prévisions prenaient en compte un prix du baril qui progressait régulièrement et indéfiniment ;
- après 1985, les variations, à la hausse et à la baisse, du prix du baril étaient enfin prises en compte dans les exercices de prévision.

Dans ces trois cas, les prévisions n'envisageaient donc qu'une prolongation de la tendance issue de la dernière « crise » et reposaient sur l'hypothèse « implicite » qu'il n'y aurait plus de forte évolution du prix du pétrole, dans un sens comme dans l'autre, à court/moyen terme, alors que ce prix a connu tout au long de cette période des évolutions particulièrement erratiques. Il est néanmoins probable qu'on se trompera encore sur le prix du pétrole.

Cette tendance à la reproduction du modèle existant est facilement explicable par la difficulté, dans l'hypothèse où l'on n'envisage pas une reproduction du passé, à choisir entre les évolutions possibles et leur « intensité ». La solution qui consiste à élaborer différents scénarios permet de sortir de ce dilemme mais satisfait plus les « observateurs » que les « acteurs », qui demandent à avoir une

vision claire de l'avenir pour faire leur choix. Elle s'explique également par la dualité des démarches que les exercices passés ont confondues :

- la démarche exploratoire consiste à identifier des grandes tendances imaginables raisonnablement, au cours de la période étudiée. Elle repose donc sur l'étude aussi objective que possible des évolutions, souhaitables ou non ;
- la démarche normative cherche à repérer les inflexions et les ruptures qui permettraient d'éviter les risques sur lesquels débouchent les tendances observables.

Dans les travaux passés, d'une part l'incapacité à prévoir les changements de tendance du marché (chocs et contrechoc pétroliers), d'autre part la volonté explicite ou implicite d'orienter le système énergétique dans une direction donnée ont conduit soit à négliger les tendances objectives qui n'allaient pas dans cette direction, soit à survaloriser celles qui allaient dans le sens souhaité. Il y a une force auto-réalisatrice des images du futur jugé désirable. Dans le cadre du WAES, tout ce qui favorisait le charbon (réserves, coûts de production, facilité des échanges internationaux) bénéficiait d'une attention particulière puisque l'exercice devait faire de cette source d'énergie LA réponse au problème. Au cours des travaux du GLTE, tous les signes d'un possible retournement du marché pétrolier gênaient l'évolution d'un approvisionnement énergétique qui devait intégrer plus de charbon (promis aux mineurs du Nord), des achats de gaz naturel (promis aux Algériens), du nucléaire plus qu'abondant, le tout sous contrainte d'une faible croissance de la demande d'énergie. Les hypothèses de prix du pétrole retenues (35 $-55 $ constants en 2000) étaient donc celles qui ne contredisaient pas l'approvisionnement souhaité. Désormais, la séparation entre les deux démarches (scénarios *business as usual* et scénarios de rupture) s'impose. Cela dit, l'émergence du problème de l'effet de serre n'a pas non plus été prévue.

L'insuffisante attention portée à la demande

De cette conception d'un futur énergétique unique résultait également une certaine maigreur du contenu des exercices prospectifs en grande partie liée au manque de données et d'instruments capables d'en déduire des représentations cohérentes des évolutions possibles. Depuis, cette situation a profondément changé. Les études énergétiques se sont multipliées. Les modèles, de simulation notamment, n'ont cessé de s'améliorer. Il devient possible de concilier la cohérence d'un scénario et la richesse de son information, surtout lorsqu'elle est complétée par des descriptions qualitatives (type Shell 2050). Ce n'est cependant là qu'un début.

Parmi les erreurs les plus importantes, et qui auraient pu être au moins partiellement évitées, on trouve celles commises à propos de la demande qui ne fait pas suffisamment l'objet d'analyses et de réflexions prospectives ou pour laquelle on ne tient pas suffisamment compte des résultats des études. Ces erreurs peuvent prendre des formes très différentes.

- Après 1973, la mauvaise connaissance des capacités d'évolution de la demande et la reproduction du passé ont conduit à fonder les prévisions sur l'hypothèse que l'intensité énergétique était une donnée intangible et constante. La réalité a montré, au contraire, que l'on pouvait fortement réduire l'intensité énergétique de notre économie. Les raisons de ces mauvaises anticipations de l'évolution de la demande sont multiples. Dans les années 1970, le modèle dominant qui était pris en compte dans les prévisions était le modèle américain,

Partie 1
Partie 1

beaucoup plus consommateur d'énergie par habitant que le nôtre ; l'imitation de ce modèle conduisait donc naturellement à anticiper une forte augmentation des consommations. En outre, l'efficacité des politiques de maîtrise de la demande était mal connue puisqu'elles n'ont commencé à être appliquées que dans les années 1970 ; enfin, la structure de production de l'économie française a beaucoup évolué, faisant une place de plus en plus grande au secteur tertiaire, moins énergétivore que les autres secteurs économiques.

- Après la crise pétrolière, les consommations d'énergie se sont déplacées vers l'électricité, même si ce n'est pas au rythme initialement prévu ; en Europe sur les dix dernières années, l'intensité électrique de l'économie est stagnante alors que l'intensité énergétique s'est considérablement réduite (entre 1994 et 2004, la consommation finale d'électricité dans l'Europe des Quinze, selon Eurostat, a crû de 25 % tandis que la consommation finale d'énergie augmentait de 15 %). Il reste qu'en France les prévisions de consommation électrique ont été trop élevées. Les conséquences de cette erreur d'appréciation étaient importantes puisque c'est à partir de ces chiffres que l'on a « calibré » le programme électronucléaire français. Lorsqu'on a pris conscience du fait que les prévisions étaient supérieures aux consommations réelles, le programme a été recalé et il a été décidé de valoriser l'excédent de l'offre sur la demande nationale sous forme d'exportations[11].

- Aujourd'hui, une des raisons pour lesquelles on n'a pas anticipé la récente augmentation des prix des combustibles fossiles (et de l'ensemble des matières premières) est que l'on a mal apprécié le développement économique des pays émergents, notamment de la Chine et de l'Inde jusqu'à un passé très récent, alors que leur croissance est à l'origine des dérèglements actuels. Ainsi, cette « rupture » aurait pu être intégrée aux prévisions si on avait porté une plus grande attention à l'évolution et à la composition de la demande d'énergie mondiale. En réalité, l'augmentation de la demande chinoise a été occultée par le fait que, jusqu'en 1996, la Chine était exportatrice nette de pétrole ; elle produit encore aujourd'hui 60 % de ses besoins.

Beaucoup reste à faire pour introduire dans la prospective énergétique des hypothèses relatives à l'évolution des comportements sociaux, des stratégies d'entreprise et des politiques publiques. Surtout lorsque dans le cadre d'études mondiales, on doit donner de plus en plus de poids à des pays peu connus ?

L'insuffisante prise en compte des évolutions internationales

La crise de 1973 comme celle d'aujourd'hui sont intimement liées à des événements ou à des évolutions internationales sur lesquels nous n'avons que peu ou pas de contrôle. Le « manque d'imagination » souligné précédemment nous empêche de prendre en compte dans les prévisions « officielles » la modification profonde du contexte international par rapport à celui existant au moment où les prévisions sont faites, notamment parce que la géopolitique n'est pas une science exacte...

11 – Au demeurant l'écart entre prévisions de consommation électrique et consommations réalisées est complexe à analyser. Une part importante provient de la surestimation de la croissance économique, et une autre, moindre, de la performance en matière de disponibilité, meilleure qu'anticipé.

Rétrospectivement, on constate néanmoins que les « événements internationaux », s'ils ne peuvent pas être prévus en termes de calendrier, ne sont en fait que les révélateurs d'évolutions économiques et sociales (y compris démographiques) qui peuvent être appréhendées et introduites dans les modèles. Mais il faut aussi, ensuite, avoir le courage de prendre en compte les résultats que l'on obtient même lorsque, comme pour le développement des pays émergents, cela affecte sensiblement les conclusions sur l'évolution à venir et conduit à prévoir ces fameuses « ruptures » que l'on a du mal à concevoir et à accepter.

Il est vrai que, sur tous ces thèmes, il y a des difficultés à se représenter les conséquences de la montée en puissance de l'Asie, son pouvoir d'attraction sur l'offre mondiale, sur l'exploitation de la Sibérie et le tropisme qu'exercera l'Asie sur la Russie…

Il faut en outre s'interroger sur la capacité de nos prévisions et de nos modèles à prendre suffisamment en compte le phénomène mondial du changement climatique, tant dans ses effets sur les prix à venir de l'énergie, liés à celui de la tonne de carbone, que dans ses conséquences « physiques » qui risquent d'affecter profondément les conditions de vie des hommes sur la planète.

L'insuffisante attention portée à l'évolution des capacités de production

Cette mauvaise appréhension de la demande mondiale est probablement en partie responsable du fait que l'on a porté peu d'attention aux tensions sur les capacités de l'offre d'énergie qui se faisaient jour progressivement. En outre, le monde a vécu pendant de nombreuses années avec des capacités énergétiques excédentaires qui n'ont pas encouragé les industriels du secteur à investir en amont ni en aval, le niveau des prix renforçant ce comportement.

Cette situation de sous-investissement est évidemment à relativiser en fonction de la période considérée. Par exemple, de 1975 à 1985-1990, selon les cas, les pétroliers ont beaucoup investi, ce qui expliquerait en partie la rechute des prix du brut en 1986.

À partir de 1990, le marché pétrolier s'est caractérisé par les capacités excédentaires de l'OPEP (5 % à 7 % en moyenne du total des capacités mondiales), lui assurant une faculté de régulation à la hausse comme à la baisse, ce qui a contribué à une stabilisation du prix moyen du baril entre 18 dollars et 20 dollars. Des capacités excédentaires plus faibles, de l'ordre de 2 % à 3 % en moyenne, et ponctuellement proches de 1 %, ont directement contribué aux niveaux de prix élevés observés depuis 2000. Sauf récession économique mondiale majeure, les surcapacités (production, raffinage), qui ont contribué à la stabilité et à la modération des prix, ont disparu pour aussi longtemps que les investissements nécessaires n'auront pas été réalisés (voir, en fin de chapitre, la section sur la nature cyclique des investissements).

Le rôle crucial des hypothèses faites en matière de croissance économique

Une partie des écarts entre les prévisions et la réalité en termes de demande s'explique par des éléments qui ne relèvent pas directement du domaine de l'énergie mais qui concernent l'évolution générale de la croissance économique nationale ou internationale.

Partie 1
Partie 1

En termes d'analyse et de réflexion, deux types d'exercices de prospective sont intéressants :

- élaborer une série de scénarios reposant sur des hypothèses de croissance différentes, de manière à mesurer la sensibilité des évolutions à cette donnée ;
- choisir l'hypothèse de croissance qui paraît la plus probable et élaborer des scénarios en modifiant les autres paramètres, notamment ceux concernant l'efficacité énergétique et d'éventuelles évolutions technologiques dans le domaine de l'offre comme de la demande (solution retenue par les derniers travaux du Plan publiés en 1998).

Le rapprochement des résultats des divers scénarios pourrait apporter d'utiles éclairages aux décideurs quant aux politiques publiques à mener ; en revanche, en multipliant les scénarios, cette méthode limite certes les possibilités de « passer à côté » de la réalité, mais elle réduit également la capacité de la prospective à proposer aux acteurs économiques une vision partagée de l'avenir.

3.2. Les enseignements portant sur les résultats

Au-delà des méthodes, les écarts, forts ou faibles, entre prévisions et résultats peuvent aussi nous apporter quelques enseignements utiles pour l'avenir.

L'intensité énergétique est une variable sensible…

L'intensité énergétique a sensiblement évolué pendant cette période alors qu'elle était considérée comme intangible et constante dans les années 1970. L'expérience a montré qu'elle est très sensible (voir *supra* graphique n° 8).

… aux évolutions inextricablement conjuguées des prix de l'énergie et des politiques énergétiques

L'augmentation des prix de l'énergie a été un facteur déterminant de cette évolution, à la fois parce qu'elle conduit « naturellement » les consommateurs à réduire leur consommation et parce qu'elle encourage les gouvernements à mettre en place des politiques adaptées. À l'inverse, pour les mêmes raisons, la réduction des prix annule une partie des efforts faits en période de prix chers.

Mais il est très difficile de mesurer les impacts respectifs des prix de l'énergie et des politiques énergétiques sur l'évolution de l'efficacité énergétique. En effet, entre 1973 et 2000, la politique énergétique a suivi celle des prix :

- après le premier choc de 1973 et surtout le second de 1979, l'intensité énergétique a fortement diminué sous l'influence des prix en hausse et des politiques énergétiques qui ont tout d'abord soutenu la réduction des gaspillages faciles à combattre par des changements de comportement puis ont permis le développement de technologies et d'investissements qui ont structurellement changé les consommations d'énergie ;
- mais on a aussi constaté que ces résultats étaient fragiles et que l'effet conjugué de prix de l'énergie à la baisse et d'une politique d'économies d'énergie

plus « faible » conduisait à une évolution à la hausse de l'intensité énergétique. En effet, à partir de 1985, la politique de maîtrise de l'énergie a progressivement perdu de son intensité alors même que l'évolution du prix du pétrole rendait moins attractifs les investissements de maîtrise de l'énergie et de développement de nouvelles énergies ;

- à partir de 2000, la lutte contre le changement climatique a « inspiré » un regain de la politique d'efficacité énergétique, sans évolution sensible des prix de l'énergie. Mais on n'a pas eu le temps de mesurer les effets de cette relance puisque, dès 2003, le prix de l'énergie est reparti à la hausse et est venu soutenir les efforts de la politique « climatique ».

On peut imaginer que la « durabilité » du changement climatique assurera mieux la « pérennité » des politiques d'efficacité énergétique que la réaction à l'évolution des prix et permettra de maintenir un effort plus constant en faveur de la maîtrise de l'énergie, au moins d'origine fossile.

La nature très capitalistique de l'industrie de l'énergie et très oligopolistique de ses marchés explique en partie l'évolution cyclique des prix et la durée des cycles

Quel que soit le type d'énergie considéré, les activités industrielles nécessaires tant en amont, pour rechercher la matière première, qu'en aval, pour la traiter et la mettre à disposition sous une forme utilisable, sont très capitalistiques. Réaliser des investissements dans ce secteur nécessite des moyens financiers importants et donc des « assurances » sur leur rentabilité liée au prix de vente futur des produits élaborés. Par ailleurs, la réalisation des investissements eux-mêmes est relativement longue et leur impact sur la production ne se fait sentir que plusieurs années après que la décision de les faire a été prise.

En conséquence, les dernières années ont vu se développer les séquences suivantes : une insuffisance de capacités de production énergétiques, liée à une augmentation de la demande, entraînant une augmentation des prix. Cette dernière provoque une augmentation des prévisions de rentabilité des investissements complémentaires tout en laissant persister pendant plusieurs années une situation de prix élevés pendant que les investissements sont réalisés. Les décisions d'investissements étant prises par des acteurs « indépendants » les uns des autres, leur mise en œuvre simultanée provoque l'apparition de capacités excédentaires, ce qui entraîne une diminution des prix mettant ainsi fin temporairement à la réalisation de nouveaux investissements… jusqu'à ce que l'obsolescence des investissements ou l'augmentation de la demande enclenchent un nouveau cycle.

La difficulté tient au fait que la durée de ces cycles ne semble pas très stable puisqu'elle est en partie liée à l'évolution de la demande nationale et/ou internationale et que des événements géopolitiques peuvent venir perturber le déroulement « normal » des séquences.

Ces réflexions conduisent toutefois à souligner l'intérêt qu'il y aurait à suivre avec plus d'attention l'évolution des capacités disponibles et à provoquer une hausse des investissements avant que les crises n'apparaissent pour des raisons de sous-capacités. Or, comme on le verra dans le chapitre 4, les politiques publiques s'intéressent peu à ces sujets en dehors des périodes de crises elles-mêmes.

Partie 1

Chapitre 2

Évolution des techniques, des prix et des coûts

1. Évolution des techniques

1.1. L'absence de véritable rupture technologique

Pour déterminer s'il y a eu ou non des « ruptures technologiques » pendant la période considérée, il faut s'entendre sur ce que recouvre précisément cette expression.

Pendant cette période d'environ trente ans, on peut considérer qu'il n'y a pas eu de « vraie » rupture technologique, c'est-à-dire l'apparition d'une innovation technologique qui se serait développée très rapidement[12] et qui aurait donc modifié profondément les conditions d'utilisation ou de production de l'énergie. Une telle rupture n'était pas prévue dans les exercices de prospective des années 1970 ou 1980, à un horizon de trente ans. Une étude de l'AIE[13] de 1982 prévoyait ainsi une part décroissante du gaz dans le mix énergétique des pays de l'OCDE, pronostic contredit par la mise au point de la turbine à gaz au début des années 1990. Les exercices de prospective actuels n'envisagent d'ailleurs pas non plus, dans leur grande majorité, de rupture technologique à un tel horizon.

S'il n'y a pas eu d'innovation « radicale », il y a eu cependant des innovations « majeures » dans le domaine de la production d'énergie dont la plupart n'avaient pas été prévues dans les exercices de prospective :

- les turbines à gaz à cycles combinés, en augmentant massivement les rendements, ont permis d'utiliser le gaz non seulement en pointe, mais en base ou en semi-base, améliorant ainsi sensiblement la compétitivité de ce mode de production de l'électricité. Dans le contexte énergétique français, l'impact de ces turbines est cependant resté limité jusqu'à présent ;

12 – Le développement du téléphone portable est un bon exemple de rupture technologique pendant cette période.
13 – AIE-OCDE, *Perspectives énergétiques mondiales*, 1982.

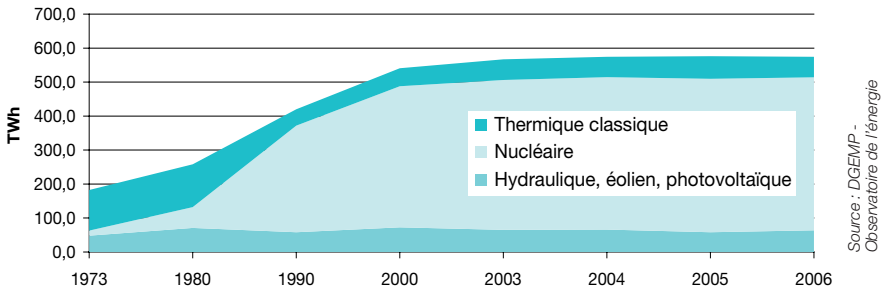
- les techniques de lit fluidisé et, plus récemment, les cycles supercritiques pour les centrales thermiques à charbon, en faisant passer leur rendement de 35 % environ pour des installations mises en service dans les années 1970 à 46 % pour des procédés supercritiques disponibles aujourd'hui, tout en réduisant leur niveau de pollution, ont suscité un regain d'intérêt ; reste à régler le problème des émissions de CO_2 ;
- les technologies d'exploration-production d'hydrocarbures ont également fait des progrès remarquables. Ainsi, la sismique 3D, le forage dirigé, les techniques utilisées en offshore très profond ont non seulement renouvelé les réserves après 1985, mais contribué à un changement de paradigme géologique. La possibilité de trouver de grands gisements de pétrole à des profondeurs que le gradient de température semblait réserver au gaz change les perspectives, comme semble l'illustrer la récente découverte de Chevron dans le golfe du Mexique ;
- les turbines éoliennes ont également accompli de grand progrès en termes de puissance. Dans les années 1980, le « type de conception danois » tripale à axe horizontal s'est établi comme modèle principal sur le marché mais les plus grandes turbines commerciales dépassaient rarement la puissance de 150 kW. Dans les années 1990, avec le décollage du marché de l'énergie éolienne à l'échelle mondiale, constructeurs et gouvernements ont investi en vue d'en améliorer le rendement et le coût. La majorité des machines commerciales font à présent plus de 1 mégawatt (MW), et des turbines faisant de 3 MW à 4 MW sont disponibles. Parallèlement, les turbines éoliennes de petite puissance (dont la puissance nominale est inférieure à 300 kW) ont évolué vers un marché distinct.

Ainsi, qu'il y ait eu ou non « rupture technologique », il est évident que des évolutions importantes sont apparues dans la manière de produire ou de consommer l'énergie durant ces trente dernières années, soit du fait d'innovations majeures, soit grâce à des progrès continus qui ont profondément fait évoluer l'offre comme la demande.

1.2. L'offre d'énergie marquée par le développement de l'énergie nucléaire

En ce qui concerne l'offre d'énergie, en France, l'évolution majeure est le développement du parc nucléaire et la part prise progressivement par l'électricité nucléaire dans l'ensemble de la production électrique française.

Graphique n° 10 : Part de la production d'électricité d'origine nucléaire 1973-2005



Partie 1

En dehors des dernières mises en service, on constate que, depuis 1995, la production nucléaire a augmenté à parc constant d'environ 30 TWh, en raison :

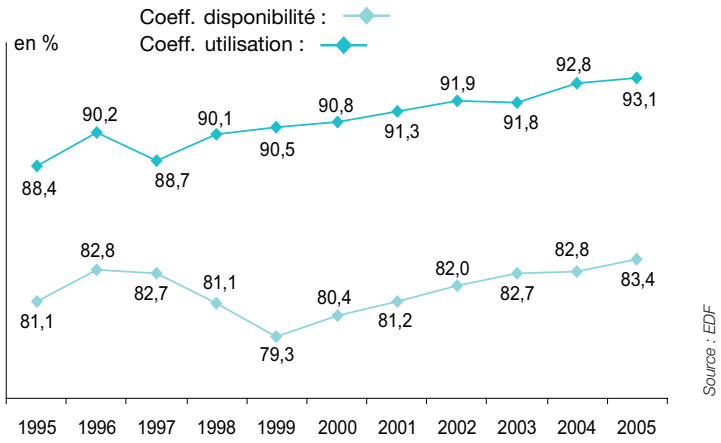
— d'une amélioration progressive des performances techniques du parc nucléaire (allongement des cycles de production, fiabilité renforcée et réduction des durées d'arrêt) ;

— d'une optimisation accrue du placement des arrêts des tranches, qui répond aujourd'hui mieux à la demande et a contribué à l'accroissement du taux d'utilisation (en complément bien sûr de la hausse tendancielle de la consommation) ;

— d'une diminution des capacités excédentaires consécutives à l'augmentation de la consommation ;

— de l'utilisation du nucléaire en semi-base.

Graphique n° 11 : Évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation 1995-2005



Le charbon est surtout utilisé dans les périodes de pointe et de semi-base pour produire de l'électricité, il est encore le combustible fossile majoritaire pour la production électrique thermique française. Actuellement, 80 % des kWh marginaux sont produits par des centrales à charbon.

Parallèlement, l'usage des hydrocarbures s'est de plus en plus concentré dans le secteur des transports.

Enfin, l'accessibilité au gaz de la population française a été sensiblement améliorée, élargissant ainsi notablement la part de cette énergie fossile dans la consommation énergétique française (cf. chapitre 1, section 2.2.)

Quant aux énergies renouvelables, elles ont fait l'objet d'une politique de promotion et de soutien après les deux premiers chocs pétroliers, mais la diminution

du coût de l'énergie liée soit à l'évolution du prix du pétrole, pour la chaleur, soit à l'évolution du prix du kilowhattheure nucléaire, pour l'électricité, ainsi qu'un travail insuffisant pour structurer les filières et assurer leur professionnalisation ont conduit à abandonner progressivement les efforts menés dans ce domaine jusqu'au début des années 2000. Cette évolution particulièrement sensible en France et marquée par l'échec de projets importants, tel celui de la centrale Thémis, n'a pas été générale, certains pays ayant persévéré dans cette voie malgré une rentabilité réduite. À partir des années 2000, la lutte contre le changement climatique a renouvelé l'intérêt pour le développement des énergies non carbonées et a redonné un élan à cette politique, notamment en France.

1.3. Des progrès importants dans l'efficacité énergétique des équipements compensés par l'augmentation des besoins

Les réglementations, les normes, le prix de l'énergie ont encouragé la recherche de technologies permettant de réduire la consommation des équipements et des matériels consommant de l'énergie, qu'ils soient destinés aux particuliers ou aux entreprises. Les progrès ont été très importants :

- **dans le bâtiment**, la réglementation thermique, instituée en 1975 et progressivement renforcée, a divisé par deux la consommation énergétique au mètre carré des bâtiments neufs, malgré l'absence de contrôle ;
- **la consommation des véhicules** a été réduite (tableau n° 5) : de 1974 à 1985, les consommations des véhicules essence et diesel ont baissé fortement ; de 1986 à 2000, les performances de ces véhicules ont augmenté et leur consommation a stagné mais la consommation moyenne a baissé en raison de la pénétration du diesel ; à partir de 2000, les consommations des véhicules tant essence que diesel ont recommencé à baisser sous l'influence d'un accord volontaire des constructeurs avec la Commission européenne. Il est probable, toutefois, que les objectifs fixés pour 2008 dans cet accord ne seront pas atteints. La consommation moyenne reflète avec retard et de façon atténuée les évolutions des consommations des véhicules neufs puisqu'elle comprend une plus grande part de véhicules anciens que de véhicules neufs (tout dépend du rythme de renouvellement du parc). Elle traduit aussi les comportements des automobilistes en termes de conduite et notamment de choix des vitesses (*ecodriving*) ;

Tableau n° 5 : Consommations moyennes pour l'ensemble des voitures particulières[14]

Unité : litre/100 km

	1988	1990	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Consommation	8,55	8,25	7,75	7,76	7,73	7,63	7,63	7,57	7,49	7,47	7,40	7,27	7,16	7,09
dont :														
Supercarburants	*8,88*	*8,68*	*8,43*	*8,49*	*8,38*	*8,30*	*8,34*	*8,32*	*8,13*	*8,19*	*8,09*	*7,95*	*7,83*	*7,80*
Gazole	*7,02*	*6,73*	*6,61*	*6,67*	*6,72*	*6,72*	*6,68*	*6,62*	*6,76*	*6,76*	*6,73*	*6,69*	*6,63*	*6,58*

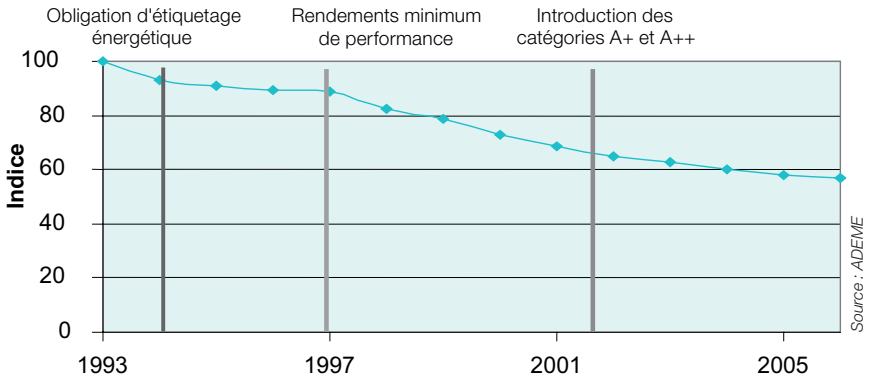
Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie (panel SECODIP)

14 – Le panel carburant a été lancé en avril 1987. Il n'y a pas de donnée globale antérieure à 1988.

Partie 1
Partie 1

- **l'électroménager** a fait l'objet d'un étiquetage systématique qui a conduit à une réduction drastique des consommations des réfrigérateurs et autres matériels (graphique n° 12) ;

Graphique n° 12 : Performance moyenne des équipements de froid



- **pour les téléviseurs**, il n'y a pas d'obligation de mentionner la performance énergétique des équipements audiovisuels ; néanmoins la directive « étiquetage » prévoyait qu'un accord volontaire puisse être signé par les fabricants, ce qui fut le cas, bien que les objectifs en soient peu ambitieux.

Mais, en ce qui concerne les particuliers, ces résultats ont été « annulés » par l'amélioration de la qualité de la vie et du confort :

— le parc de logements s'est accru de 40 % et la taille moyenne des logements a augmenté ;

— l'équipement en matériel électroménager s'est généralisé ;

— l'amélioration de la performance des équipements de froid est effacée par l'augmentation de la taille des équipements et le choix d'options venant en augmenter la consommation (froid ventilé, distributeur de glaçons, etc.) ;

— de nouveaux besoins sont apparus ; en particulier les produits « bruns » ont envahi nos logements : TV, ordinateur, chaîne hi-fi, etc. Le téléphone mobile génère par ailleurs de l'ordre de 1 TWh par an de consommation électrique supplémentaire (batteries et relais pour le transport du signal) ;

— la climatisation est restée relativement peu développée en France mais elle progresse, depuis 2003 notamment, dans le secteur tertiaire surtout ;

— le nombre de voitures particulières est passé de 274 pour 1 000 Français en 1973 à 486 en 2002 et le taux d'équipement des ménages en voitures a progressé de 62 % (dont 10 % en multi-équipement) en 1973 à 79 % (dont 30 % en multi-équipement) en 2002. Dans le même temps, la circulation automobile a beaucoup augmenté (tableau n° 6).

Tableau n° 6 : Distance totale parcourue

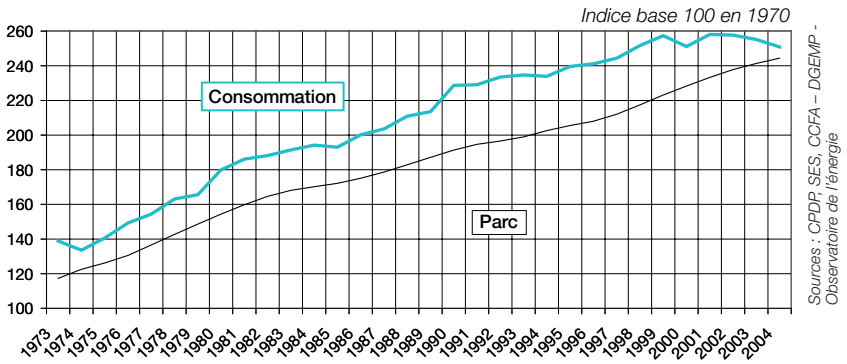
Unité : milliard de véhicules/km

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Toutes voitures particulières	271,7	307,4	319,8	329,3	340,0	350,7	351,9	351,2	354,6	363,4	371,4	369,5
Évolution année N/N-1 (%)		+ 0,7	+ 4,0	+ 3,0	+ 3,3	+ 3,2	+ 0,3	- 0,2	+ 1,0	+ 2,5	+ 2,2	- 0,5
Véhicules à essence	208,3	186,8	192,2	191,1	190,9	192,3	185,1	172,2	167,1	161,5	157,6	150,4
Évolution année N/N-1 (%)		- 4,6	+ 2,9	- 0,6	- 0,1	+ 0,8	- 3,8	- 7,0	- 3,0	- 3,4	- 2,4	- 4,6
Véhicules diesel	66,6	120,2	129,1	138,5	150,2	159,8	167,7	180,7	190,7	204,9	217,8	221,9
Évolution année N/N-1 (%)		+ 12,2	+ 7,4	+ 7,3	+ 8,4	+ 6,4	+ 5,0	+ 7,7	+ 5,6	+ 7,4	+ 6,3	+ 1,9

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie (panel SECODIP)

En trente ans, la demande a donc très sensiblement évolué dans le sens d'un accroissement global fort, conséquence de ce double mouvement : une amélioration continue de l'efficacité énergétique qu'il faut intégrer dans les réflexions pour l'avenir, mais aussi une augmentation des « besoins ». Ces phénomènes sont clairement illustrés dans le cas des transports (graphique n° 13).

Graphique n° 13 : Consommation de carburant et parc des voitures particulières



Les véhicules particuliers ont enregistré une forte baisse de leurs consommations unitaires en 2003 et 2004 (- 1,5 % en litres/100 km en 2004, pour l'ensemble des véhicules particuliers essence et diesel, - 1,8 % en 2003, contre - 0,9 % en 2002 et - 0,3 % en 2001), du fait de la « diésélisation » du parc, bien sûr, mais aussi en raison du respect plus strict des vitesses limites. En 2005, la baisse n'est que de - 0,9 %. Parmi les causes de ce tassement, il semble que la réduction spectaculaire de la vitesse moyenne enregistrée en 2003 et 2004 marque une légère pause, surtout à la fin 2005. Selon une étude menée pour le compte de l'Observatoire de

Partie 1
Partie 1

l'énergie et de la DIREM, l'impact de la réduction de la vitesse sur autoroute de 130 à 120 km/h permettrait d'économiser environ 0,7 Mtep. Par ailleurs, la croissance du parc s'effectue à un rythme moins soutenu : + 0,9 % en 2005, après + 1,3 % en 2004, contre une tendance 1996-2002 de + 2,3 % en moyenne.

1.4. Les enseignements à tirer

En trente ans, les composantes de l'offre énergétique ont sensiblement évolué, mais de manière différente selon les pays

En matière d'offre d'énergie, les évolutions fortes et structurantes de ces trente dernières années montrent que :

— il est possible de changer profondément les composantes de l'offre énergétique sur un laps de temps de quinze à vingt ans quand on s'en donne les moyens et que la volonté politique existe (nucléaire) ;

— la composition de l'offre d'énergie peut avoir des conséquences majeures sur la demande, comme l'illustre la part de l'électricité dans le chauffage en France par rapport à nos voisins ;

— la politique de « *stop and go* » en matière de renouvelables et l'insuffisante attention portée aux progrès de ces sujets au niveau international ont eu pour conséquence de ne pas permettre aux industriels français de se développer dans ces domaines qui ont depuis prospéré sur la planète et qui ont aujourd'hui des taux de croissance très élevés.

Les progrès de l'efficacité énergétique ne conduisent à une réduction concomitante des consommations que s'ils s'accompagnent d'une maîtrise des besoins

En ce qui concerne la demande d'énergie, il faut distinguer l'efficacité énergétique et la maîtrise des besoins :

• En matière d'efficacité énergétique, des progrès continus et rapides ont été réalisés, notamment sous l'impulsion de politiques énergétiques volontaristes. Toutefois, cette réponse ne saurait suffire. Il ne faut pas négliger les conséquences de l'« effet rebond », c'est-à-dire du fait que tout ou partie des « économies » engendrées par l'amélioration de l'efficacité énergétique des produits seraient réinvestis dans de nouveaux équipements, provoquant ainsi une nouvelle augmentation de la consommation. Par exemple, l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments et des véhicules a été plus que compensée par l'accroissement des parcs. Parallèlement, les progrès accomplis en matière de rendement des moteurs ont été utilisés pour augmenter la puissance et la masse des voitures afin de permettre un accroissement de la vitesse maximale, de la sécurité et du confort (assistance de direction, de freinage, climatisation, etc.). D'une manière générale, il est cependant difficile de faire la distinction entre ce qui relève de cet effet rebond et ce qui tient plus globalement à la hausse du pouvoir d'achat.

- En revanche, l'augmentation des besoins relève de deux phénomènes différents :
  - il est difficile, dans le cadre de nos sociétés démocratiques, d'empêcher le développement de produits nouveaux qui « créent » des besoins nouveaux. Trois instruments permettent cependant d'agir dans ce domaine : les prix, l'information et la réglementation (qui inclut la normalisation). Ce dernier instrument n'est pas toujours disponible, ou pas assez tôt ; si le prix n'est pas suffisant pour détourner de l'achat du nouveau produit, ou si aucune action sur les prix n'est menée par le biais de la fiscalité, la sensibilisation et l'explication peuvent avoir une certaine efficacité… mais le succès n'est jamais complètement assuré[15] s'il reste le seul outil utilisé ;
  - une grande partie des besoins nouveaux, notamment en matière de transports, sont « subis », plus ou moins consciemment, par les consommateurs : éloignement travail/habitat, absence de transports en commun, étalement des villes, etc. Ils résultent d'un manque de cohérence des politiques suivies, qu'il s'agisse de prix, de réglementations (politique d'urbanisme) ou d'actions directes (construction d'infrastructures). De même, pour les entreprises, l'utilisation des transports routiers est encouragée par l'absence ou l'insuffisance d'infrastructures ou de services efficaces de transport fluvial ou ferroviaire. Sur ces sujets, si l'on n'y prend pas garde, l'absence d'incitation sur les prix de l'énergie ou de réglementation adéquate induit à moyen/long terme des types d'organisation et d'aménagement du territoire qui se transforment ensuite en « pièges » lorsque l'évolution du prix s'inverse, la volatilité du prix ne pouvant pas être suivie par les infrastructures.

Ces réflexions ont deux conséquences. Pour être efficace dans la durée, la maîtrise des besoins d'énergie :

- ne doit pas être cantonnée aux outils classiques de la politique énergétique, à savoir l'information et le progrès technologique, mais doit être au contraire une composante des autres politiques publiques réglementaires et d'investissements d'infrastructures, et soutenue par des incitations-prix cohérentes. Les politiques d'urbanisme, d'aménagement du territoire et d'infrastructures de transports sont des éléments fondamentaux de toute politique énergétique ;
- doit être menée de manière continue, y compris lorsque les prix de l'énergie n'encouragent pas ce type d'action : le calcul économique fondé sur le coût énergétique à un instant donné ne permet pas toujours de faire les bons choix de politiques publiques à moyen/long terme.

2. L'évolution des coûts et des prix des énergies

Au cours des trente dernières années, les coûts et donc les prix de chaque énergie ont sensiblement évolué, en valeur absolue comme en valeur relative.

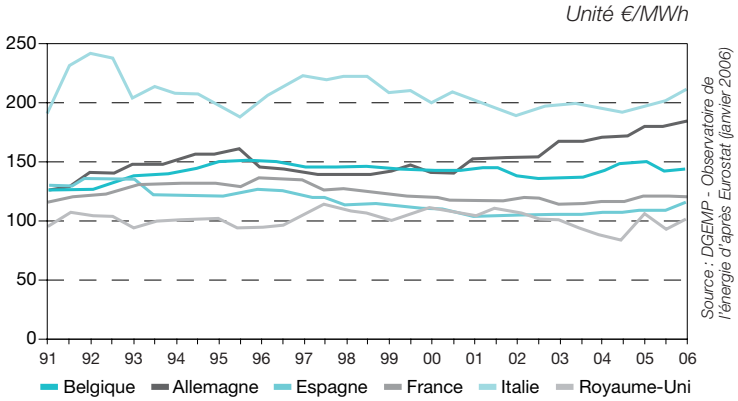
15 – Cf. les campagnes pour essayer de convaincre qu'on peut se passer de la climatisation dans les logements et qu'il faut utiliser le moins possible la climatisation des véhicules ; cf. également le discours anti 4 x 4 qui semble commencer à avoir des résultats… peut-être aussi à cause du prix des carburants.

Partie 1
Partie 1

2.1. L'électricité

En ce qui concerne l'électricité, le programme nucléaire a permis de faire baisser régulièrement le prix du kWh en France et de le maintenir en dessous de la moyenne européenne au cours des deux dernières décennies.

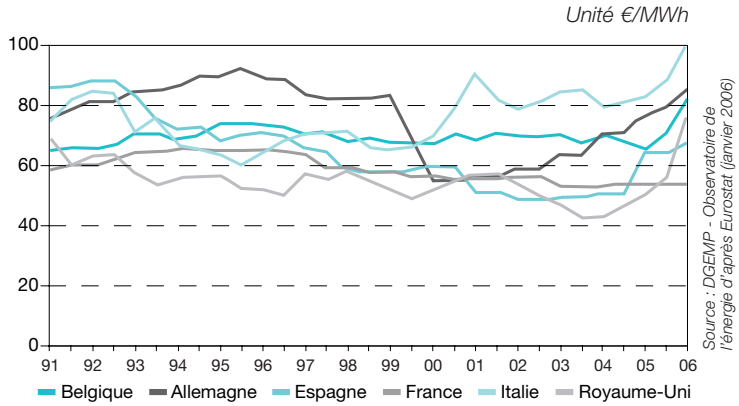
Graphique n° 14 : Électricité à usage domestique (prix TTC)



Nota : La consommation type retenue par Eurostat pour un usage domestique est une consommation d'électricité de 3 500 kWh annuels dont 1 300 kWh la nuit. Les prix sont TTC (toutes taxes comprises).

Les prix bas ont permis un accroissement important des logements chauffés à l'électricité : leur nombre a été multiplié par 2,7 en vingt ans.

Graphique n° 15 : Électricité à usage industriel (prix HTT)



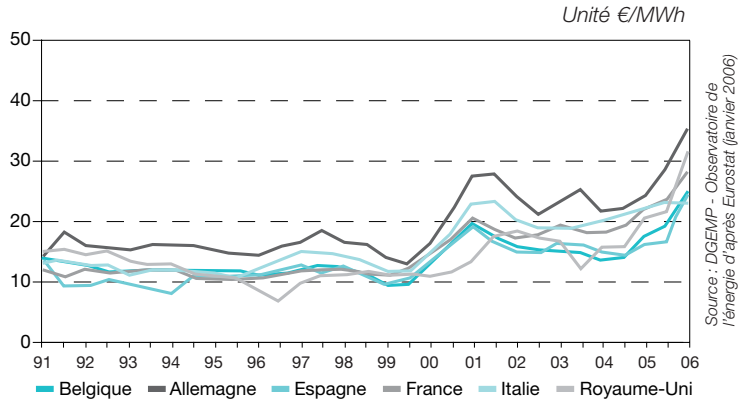
Nota : La consommation type d'électricité retenue par Eurostat pour un usage industriel est une consommation de 10 GWh annuels avec une demande maximale de 2 500 kW, pendant 4 000 heures par an. Les prix sont hors taxe.

Dans cette catégorie de consommateurs industriels, l'essentiel du prix (coût du transport + coût de la fourniture) est calé sur les tarifs administrés. Ces dernières années, avec la libéralisation du marché, le prix du kWh pour les clients éligibles a tendance à s'aligner sur ceux des pays voisins, eux-mêmes influencés par l'évolution des prix des autres sources d'énergie.

2.2. Le gaz

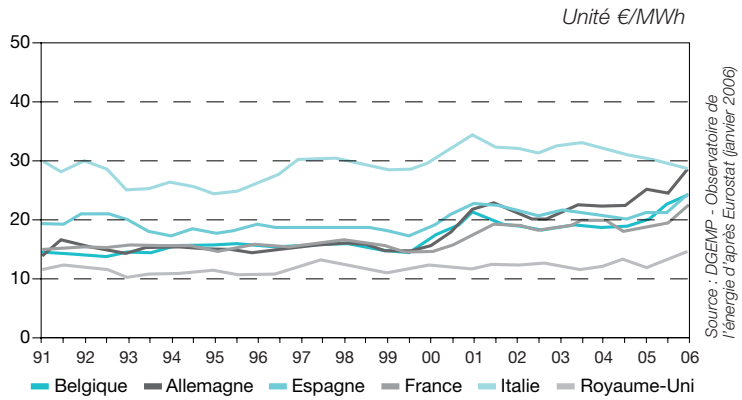
Les opérateurs historiques étant alimentés, pour l'essentiel, dans le cadre de contrats *take or pay* de très longue durée, avec des prix rendus comparables dans les différents pays, les écarts de prix sont faibles et ils n'ont pas varié significativement avec l'ouverture des marchés à la concurrence.

Graphique n° 16 : Gaz naturel à usage industriel (prix HTT)



Nota : La consommation type de gaz naturel retenue par Eurostat pour un usage industriel est une consommation de 11,63 GWh par an, 250 jours pour 4 000 heures. Les prix sont hors taxe.

Graphique n° 17 : Gaz naturel à usage domestique (prix TTC)



Nota : La consommation type de gaz naturel retenue par Eurostat pour un usage domestique est une consommation de 23 260 kWh par an. Les écarts plus significatifs de prix pour le client domestique dans ce graphique proviennent de la fiscalité.

Partie 1
Partie 1

Le prix du gaz, suivant celui du pétrole, est resté relativement bas jusqu'en 1999, rendant l'utilisation de cette énergie par les clients domestiques d'autant plus facile. Largement administré, il a néanmoins suivi une évolution proche, quoique plus lissée, de celle du fioul, avec un décalage d'un an environ. La dépendance des dépenses domestiques d'énergie au prix du gaz s'est ainsi accrue par le passage fréquent au chauffage au gaz des logements anciennement chauffés au fioul en milieu urbain (souvent des appartements) et par l'équipement au gaz d'un logement neuf sur deux.

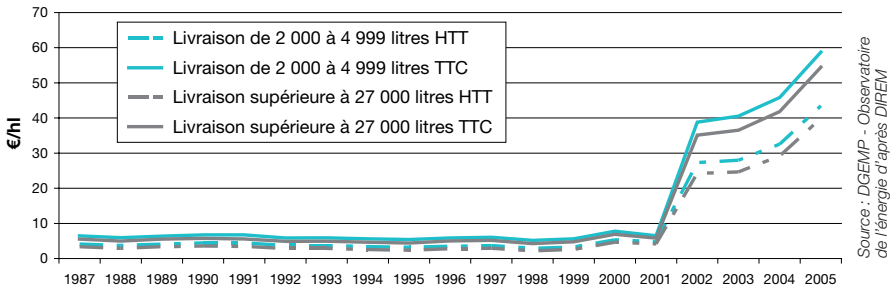
2.3. Le fioul

Les années 1984-1985 sont un point haut pour l'ensemble des énergies fossiles. Une baisse brutale fait suite au contrechoc pétrolier de 1986 (- 38 % pour le fioul) entre 1985 et 1988. Entre 1986 et 1999 s'amorce une période de modération et de relative stabilité, les prix se situant à environ 20 % au-dessous de leur niveau de 1984. À partir de 2000, malgré de très nettes augmentations (+ 15 % en 2004, + 32 % en 2005), les prix du fioul restent inférieurs, en monnaie constante, à leur niveau d'il y a vingt ans (graphiques n° 18 et n° 19).

En dépit d'un prix resté attractif pendant une quinzaine d'années, l'usage de cette énergie à des fins domestiques n'a cependant cessé de reculer durant ces vingt dernières années. La hausse actuelle des prix frappe désormais pour l'essentiel des ménages logés en maison individuelle, plutôt ancienne, et principalement domiciliés en milieu rural.

Graphique n° 18 : Prix du fioul domestique 1987-2005

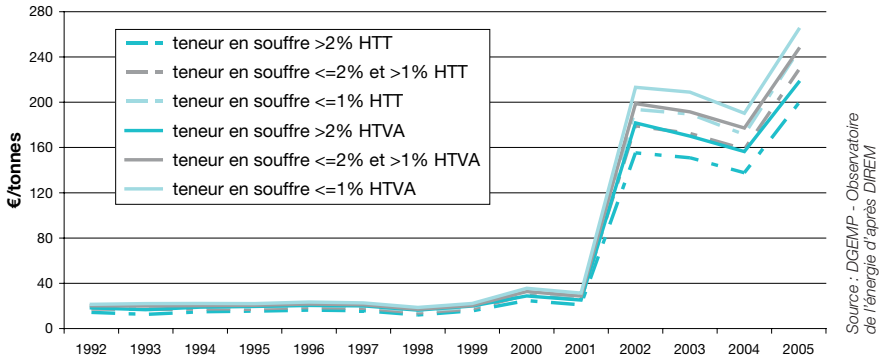
Indice base 100 en 2005



Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie d'après DIREM

Graphique n° 19 : Prix du fioul lourd 1992-2005

Indice base 100 en 2005



Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie d'après DIREM

HTT : hors toute taxe

HTVA hors TVA

2.4. Les carburants

En ce qui concerne les carburants, les prix ont suivi l'évolution du cours du pétrole, amortie par un important matelas fiscal, voire par des politiques contra-cycliques (TIPP devenue flottante[16] entre le 1er octobre 2000 et le 21 juillet 2002).

La fiscalité perçue sur les usagers de la route a en effet fortement baissé de 1980 à 1991[17] avec des mesures telles que la désindexation partielle de la TIPP par rapport à l'inflation, l'avantage fiscal accordé au super sans plomb[18], la TVA récupérable sur le gazole pour les professionnels, etc. Un prix TTC du gazole durablement inférieur à celui de l'essence, ainsi que des progrès technologiques enregistrés sur les moteurs diesel ont provoqué la « diésélisation » du parc automobile. En 1993, l'obligation d'équiper les véhicules à essence d'un pot catalytique, ce qui les rend aussi coûteux à fabriquer que les voitures diesel, a accentué le phénomène.

De 1991 à 2005, la substitution des carburants se poursuit. La seule hausse de la TIPP de la période a lieu en 1993 (+ 38 cts de FRF pour tous les carburants, soit une hausse de plus de 20 % en monnaie constante pour le gazole). Elle est annulée par des baisses, notamment en faveur des professionnels dès 1999. Par ailleurs, en l'absence de taxes favorables au gazole, un rééquilibrage en faveur de l'essence aurait pu avoir lieu en 2004 (graphique n° 20).

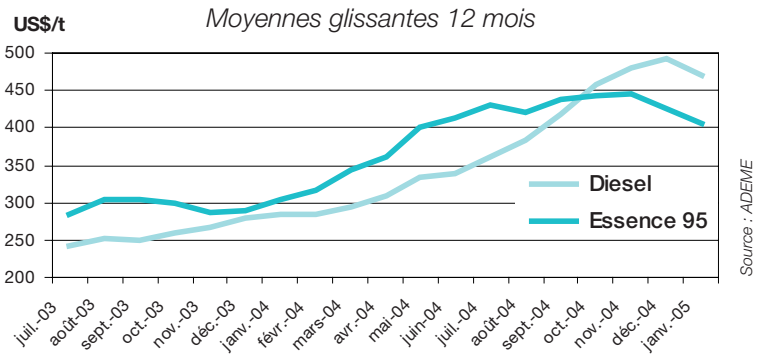
16 – La TIPP est fixée en fonction des quantités alors que la TVA est proportionnelle au prix. La TIPP flottante permettait de baisser automatiquement le prix des produits pétroliers à hauteur du surcroît de TVA consécutif à l'augmentation de leurs prix, lorsque le cours moyen du pétrole brut de référence mer du Nord augmentait de plus de 10 % sur les marchés internationaux. À l'inverse, et suivant le même mécanisme, ils étaient revalorisés lorsque les cours du pétrole brut étaient de nouveau orientés à la baisse.

17 – La baisse de recette sur la période équivaut à 8,5 G€/an (en euros de 2005).

18 – En 1991, la TIPP sur le super sans plomb est de 10 % inférieure à celle du carburant plombé.

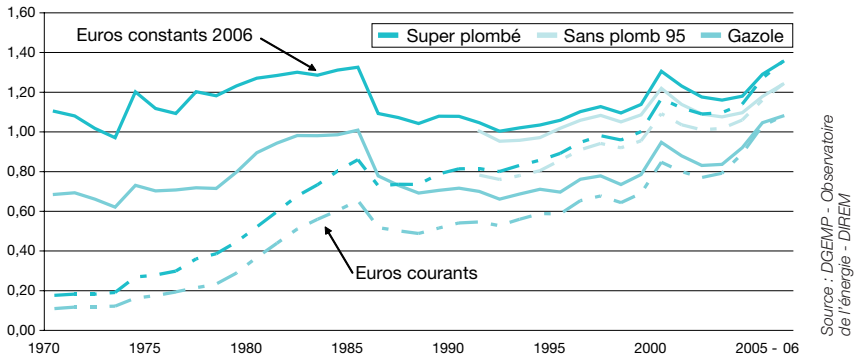
Partie 1

Graphique n° 20 : Prix du diesel et de l'essence (HTT)



Compte tenu de l'évolution de la fiscalité sur les carburants et de la hausse des prix du pétrole ces dernières années, le prix du litre d'essence ou de gazole ne dépasse pas de façon significative en euro constant le niveau atteint en 1979. Cependant, compte tenu de l'évolution du pouvoir d'achat des Français, le coût relatif d'un « plein », en tenant compte de la diésélisation du parc, a sensiblement diminué. On fait également davantage de kilomètres avec le même « plein ».

Graphique n° 21 : Prix au litre des carburants à la pompe (TTC)



Les taxes pesant sur les produits pétroliers (indirectes + TVA) représentent une part importante du prix des carburants à la pompe en France : 67 % pour l'eurosuper 95 % et 63 % pour le gazole. Contrairement à une idée reçue, la taxation globale (accises + TVA) de l'essence est plus élevée en Allemagne, au Royaume-Uni, en Italie, en Belgique et aux Pays-Bas qu'en France, bien qu'elle soit moins élevée sur le gazole pour ces deux derniers pays. Dans les autres pays européens, la taxation est globalement plus légère pour les deux types de carburant, probablement du fait d'un prix de base (HTT) plus élevé, tous les pays ne disposant pas des mêmes capacités de raffinage que la France.

2.5. Les énergies renouvelables

Dans l'ensemble, le coût de production des énergies renouvelables a diminué durant la période mais insuffisamment pour les rendre compétitives. L'augmentation du prix des énergies fossiles et les progrès continus de la réduction de leurs propres coûts améliorent leur situation.

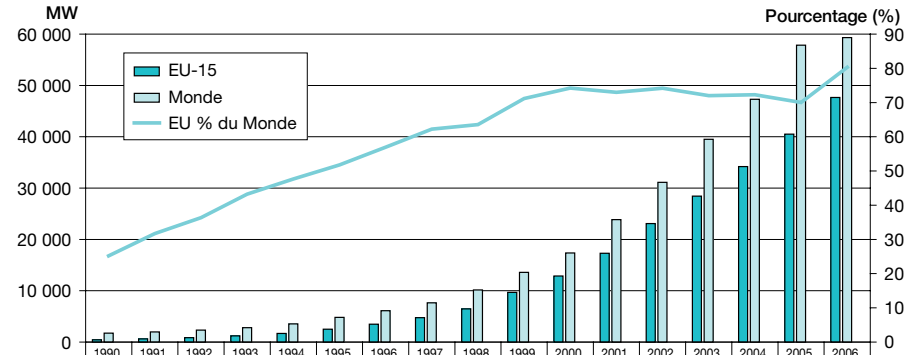
La production électrique d'origine renouvelable

Le développement de la production électrique d'origine renouvelable en France s'inscrit dans le cadre général de l'application d'une directive européenne du 27 septembre 2001 en faveur de l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité.

La production d'électricité éolienne

Le développement de l'éolien à l'échelle mondiale est dû à la loi PURPA (*Public Utility Regulatory Policy Act*) aux États-Unis en 1981 et aux « *tax credits* » en Californie (1981-1985). Il gagne ensuite l'Europe, principalement grâce aux tarifs réglementés (Danemark 1987, Allemagne 1990 puis 2000, Espagne 1998, France depuis 2001).

Graphique n° 22 : Puissance éolienne installée 1990-2006 : Europe et monde



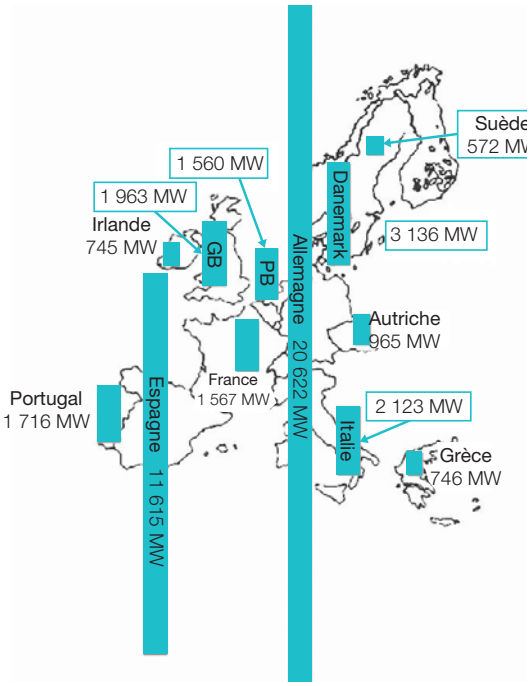
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
EU-15	439	629	844	1 211	1 683	2 497	3 476	4 753	6 453	9 678	12 887	17 315	23 098	28 440	34 205	40 504	47 644
Monde	1 743	1 983	2 321	2 801	3 531	4 821	6 104	7 636	10 153	13 594	17 357	23 857	31 128	39 500	47 317	57 837	59 322
France			3					8	16	21	64	90	143	240	382	757	1 567
EU % du Monde	25	32	36	43	48	52	57	62	64	71	74	73	74	72	72	70	80

Source : Wind Energy - The Facts*, 2003, 330 p., DG TREN – EWEA, actualisation OE*

Fin 2005, le parc français représentait 1,9 % des 40 504 MW éoliens opérationnels installés dans Europe des Quinze mais le marché français représentait 5,9 % du marché annuel européen. Cette différence correspond au rattrapage du marché français par rapport aux autres pays européens, du fait d'un démarrage tardif (« Bilan éolien en France en 2005 » - ADEME).

Partie 1

Graphique n° 23 : Puissance éolienne installée en Europe fin 2006 (en MW)



Source : European Wind Energy Association (EWEA)

En France, l'éolien s'est d'abord développé pour alimenter des sites isolés non raccordés au réseau électrique. En 1996, la mise en place du programme « Éole 2005 » permet l'installation de 360 MW de capacité éolienne. En 2000, le dispositif évolue vers un système d'obligation d'achat[19] et de tarifs d'achat[20] pour les installations de moins de 12 MW, et d'appels d'offres pour la réalisation de fermes éoliennes terrestres et en mer au-delà de 12 MW. Fin 2006, la capacité installée en France atteint près de 1 600 MW.

Le coût global du kWh éolien prend en compte les dépenses d'investissement initiales, dont 75 % sont liées aux turbines elles-mêmes[21], et les dépenses annuelles actualisées d'exploitation, d'entretien et de maintenance. Technologie intensive en capital en comparaison d'autres sources d'énergie[22], le coût du capital (taux d'intérêt) est d'une grande importance.

Les États-Unis disposent des plus longues séries de coûts utilisant les mêmes méthodes de calcul. Le coût de référence d'un site moyennement venté passe de 41,3 c€2005/kWh dans les années 1980 à 4,5 c€2005/kWh en 2005.

19 – Loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité du 10 février 2000.
20 – Arrêté tarifaire du 22 juin 2001.
21 – Le quart restant correspondant au montage, à l'électricité, au transport et à l'ingénierie.
22 – Comme les centrales à gaz, où 40 % à 60 % du coût total correspondent aux coûts des combustibles d'exploitation et de maintenance.

Ces niveaux absolus ne peuvent être directement comparés avec les niveaux de coûts de référence en France et en Europe. Les hypothèses américaines diffèrent en effet de celles de l'Europe continentale, dont les projets sont de plus petite taille (2 MW à 30 MW contre plusieurs centaines aux États-Unis) et sur des sites de 6 m/s à 8 m/s (contre 8 m/s à 10 m/s), généralement avec un horaire annuel de fonctionnement sensiblement inférieur, et calculé avec un taux d'actualisation plus élevé. Les coûts d'exploitation en France sont aussi plus élevés du fait de la taxe professionnelle qui n'existe pas aux États-Unis. Néanmoins, cette division du coût par 10 en 25 ans aux États-Unis témoigne des énormes progrès économiques obtenus sur cette filière, sans rupture technologique mais avec globalement des efforts continus de R & D appliquée et de décisions volontaires de développement des marchés. Avant 2003[23], le coût d'investissement en Europe s'établissait à environ 1 200 €/kW à 1 300 €/kW au lieu de 1 000 $/kW sur les grands projets américains. En raison des progrès technologiques et de l'effet d'échelle lié à l'augmentation de la capacité industrielle, ce coût a régulièrement diminué au cours des dernières années, et il devrait continuer à le faire.

La production d'électricité à partir de la biomasse

Au niveau mondial, l'usage de la biomasse pour la production d'électricité est très peu répandu. En 2004, elle représente 1,3 % de la production totale d'électricité dans le monde (227 TWh produits). Cette énergie se développe un peu plus rapidement depuis 1992, avec les premiers efforts en vue de réduire les émissions de CO_2 dans la production d'électricité.

En France, le développement de cette filière a été peu recherché jusqu'à présent[24]. Pour l'année 2004, la production d'électricité à partir de la biomasse a atteint 2,2 TWh, 70 % étant produits à partir de bois, notamment dans les usines de pâte à papier, et près de 20 % à partir de biogaz.

Tableau n° 7 : Production française d'électricité à partir de la biomasse*

Unité : GWh

	1970	1980	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005e
Production	762	864	1 231	1 627	1 896	2 063	1 976	2 042	2 138	2 144	2 235

* hors déchets urbains e = estimé *Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie*

Les coûts de production du kWh sont très dépendants du coût du combustible. Ils peuvent être de l'ordre de 8 c€ à 11 c€[25] sur la base d'un coût de combustible de 50 € par tonne sèche. Dans certains cas, ce combustible peut être considéré comme un déchet à éliminer, son coût est alors « nul », si l'on fait abstraction des frais de transport.

23 – Avant le renchérissement des aérogénérateurs du fait de la multiplication par 2 du prix de l'acier et par 3 du prix du cuivre depuis 2003.
24 – Son usage le plus rationnel, lorsqu'il est possible, est la combustion directe pour fournir de la chaleur à basse température. La production d'électricité seule a en effet un faible rendement avec les technologies actuelles (15 % à 20 %), ce qui conduit à un gaspillage de la ressource. Il peut cependant y avoir un intérêt à développer la cogénération électricité/chaleur, comme c'est le cas dans les DOM avec la bagasse (résidu ligneux de la canne à sucre), dont la chaleur est utilisée dans le process industriel des sucreries et l'électricité introduite sur le réseau d'EDF.
25 – Source : EDF.

Partie 1

La production d'électricité photovoltaïque

De 1973 à 1995, la dynamique de développement au niveau mondial a été fondée sur l'équipement des sites isolés pour un marché mondial d'environ 250 MW/an actuellement. À partir de 1996, les systèmes décentralisés reliés au réseau (toits photovoltaïques) ont pris une place de plus en plus prépondérante, suite aux programmes ambitieux aidés soit par des subventions à l'investissement[26], soit par des tarifs régulés[27], mis progressivement en place depuis 2004 (Espagne, Italie, France, Grèce, Ontario). Actuellement, la dynamique du parc mondial est de près de + 30 % par an depuis six ans. Pour 2005, les évaluations varient entre + 1 500 MWc et + 1 800 MWc (MW crête).

En France, le parc des capteurs photovoltaïques est recensé depuis 1992. Initialement réservé aux sites isolés, le solaire photovoltaïque français se développe, dans un premier temps grâce au programme européen PHEBUS (1992), puis connaît, depuis les années 2000, une croissance élevée notamment dans les DOM.

La transformation qualitative (passage à l'intégré au réseau) et quantitative (passage des mégawatts-MW aux gigawatts-GW) du marché photovoltaïque sur la première décennie du XXIe siècle est la concrétisation, avec à peine dix ans de retard sur la « date magique de l'an 2000 », des scénarios de marchés photovoltaïques publiés au moment des chocs pétroliers (1974-1980). Elle ne fait aussi que « suivre avec un décalage de dix à douze ans » celle constatée pour l'énergie éolienne dans la décennie 1990-1999.

Tableau n° 8 : Production d'électricité photovoltaïque (PV)

Unités : puissance en kW, production en GWh

	1992	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005e
Puissance	1 751	2 740	6 070	7 660	9 055	11 106	13 448	16 359	20 486	26 722	33 570
Production	1,5	2,6	5,5	6,9	8,3	10,2	12,4	15,2	19,7	27	35,4

e = estimé

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie

Nota : L'électricité produite est estimée en fonction de la puissance installée et d'un rendement moyen, variable en fonction de la localisation du site et selon que le site est isolé ou raccordé au réseau.

Les premières photopiles avant le démarrage des applications terrestres (1973) étaient « vendues » à plus de 1 000 €/Wc. Les programmes massifs de R & D aux États-Unis, en Europe et au Japon, après les chocs pétroliers, ainsi que les programmes d'applications pilotes en sites isolés et sur réseau, ont fait tomber ce coût à « 300 F courants par Wc » à la fin de la décennie 1970 puis à « 120 F courants » installés au milieu des années 1980 (centrales PV pilotes

26 – Japon : programme « 70 000 toits PV » 1996-2005.
27 – Allemagne : programme « 100 000 toits PV » 1997-2003 puis loi sur l'électricité renouvelable (avril 2000).

européennes). Les coûts de modules pour les applications de puissance sont actuellement de l'ordre de 3 €/Wc à 3,5 €/Wc du fait d'une augmentation temporaire des prix due à une offre de silicium inférieure à la demande et à des tensions pour encore deux ans sur les approvisionnements de silicium charge. Les coûts de systèmes installés varient depuis 4,5 €/Wc (grandes centrales au-delà de 4 MW en Europe en 2004-2005) à 6 €/Wc à 7 €/Wc pour les systèmes connectés au réseau et intégrés au bâtiment.

La production d'énergie thermique[28] d'origine renouvelable

La production d'énergie thermique française d'origine renouvelable a connu une évolution contrastée au cours des trente dernières années : après une tendance à la baisse des années 1970 à 1982, elle s'accroît sensiblement jusqu'en 1991 (pic à 12 540 ktep), avant de fléchir à nouveau et de se stabiliser aux environs de 10 000 ktep depuis trois ou quatre ans.

Les valorisations chaleur peuvent avoir un contenu technologique un peu moins élevé que l'éolien ou le photovoltaïque et les évolutions constatées portent parfois plus sur l'organisation des filières professionnelles que sur les progrès techniques et économiques.

Le bois-énergie

En France, le bois-énergie représente la quasi-totalité de la production d'énergie thermique d'origine renouvelable et, même si depuis 1985 cette part tend à diminuer au profit des biocarburants et des pompes à chaleur notamment, elle représente encore 84 % de l'ensemble de la production thermique renouvelable française en 2005.

La production de chaleur provient pour l'essentiel du chauffage au bois des ménages et des locaux collectifs (87 % en 2001). Pour cette raison, elle connaît un lent déclin dans les années 1970 avec la baisse du nombre des agriculteurs, qui constituent la clientèle traditionnelle du chauffage au bois. À la suite du second choc pétrolier, à partir de 1982, la reprise semble imputable à l'évolution des techniques d'utilisation du bois dans les maisons individuelles ; de 1982 à 1992, 60 % des maisons individuelles construites comprennent un équipement de chauffage au bois, le plus souvent en association avec un chauffage électrique.

Tableau n° 9 : Production de chaleur origine bois-énergie

Unité ktep

	1970	1980	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005e
Production	8035	8147	9773	9656	9493	9154	9344	8564	8884	8780	8738

e = estimé

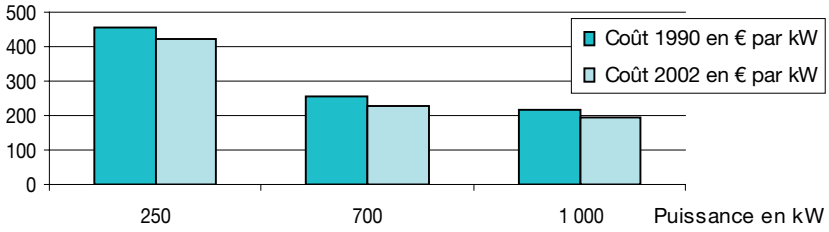
Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie

Depuis 1992, on constate une faible diminution des coûts d'investissement et des variations divergentes sur le prix des combustibles[29] pour les chaufferies bois.

28 – L'énergie thermique est exprimée en milliers de tonnes équivalent pétrole (ktep).
29 – Bûches, plaquettes, écorces, copeaux et sciures, granulés, bûchettes reconstituées, bois de rebut…

Partie 1

Graphique n° 24 : Évolution des coûts d'investissement entre 1990 et 2002



Puissance en kW	Coût 1990 en € par kW*	Coût 2002 en € par kW
250-300	453	424
700	255	227
1 000	215	196

* Actualisation INSEE : 1 € équivaut à 1,061 € de 2005 et 1 F de 1990 équivaut à 0,19866 € de 2005.

Source : CTBA - ADEME

La diminution du prix des plaquettes forestières, de loin le combustible représentant le plus grand potentiel, est le reflet de la structuration d'une filière professionnelle ayant bénéficié de deux plans de développement pilotés par l'ADEME[30]. Le prix des granulés est, en revanche, très sensible au développement de cette filière qui induit une forte demande sur une matière première recherchée pour d'autres usages tels que les panneaux de particules. Le prix moyen du kWh (entrée chaudière) peut ainsi varier d'un facteur 4 selon le type de combustible utilisé (2 c€ à 8 c€, chiffres 2002).

Les analyses économiques menées sur les chaufferies bois récentes, en tenant compte des prix actuels de l'énergie, montrent les taux de subvention nécessaires suivants, en fonction du type de combustible bois et de l'énergie de comparaison.

Tableau n° 10 : Taux de subvention en fonction du type de combustible bois

Sans réseau Gamme puissance	Plaquettes/ Gaz aide nécessaire	Broyat de DIB*/Gaz aide nécessaire	Plaquettes/ FOD** aide nécessaire	Broyat de DIB/FOD aide nécessaire
< 300 kW	65 à 70 %	40 à 50 %	30 à 40 %	5 à 15 %
300 à 1 000 kW	45 à 65 %	0 à 40 %	0 à 30 %	0 à 5 %
> 1 000 kW	30 à 45 %	0 %	0 %	0%

* DIB : déchets industriels banals.
** FOD : fuel-oil domestique.

Source : ADEME

30 – « Plan bois-énergie et développement local » en 1994, « Plan bois-énergie 2000-2006 ».

La géothermie

La géothermie dite de basse enthalpie (extraction d'une eau à moins de 90°C) a d'abord été utilisée pour le chauffage. Après le très ancien et rudimentaire réseau de Chaudes-Aigues (France), des expériences ponctuelles ont eu lieu aux États-Unis, à Boise (Idaho) et Klamath Falls (Oregon), dès la fin du XIXe siècle. Le premier vrai réseau de chauffage urbain alimenté grâce à la géothermie a été celui de Reykjavik (Islande) ; il date de 1930, et permettait de chauffer une centaine de maisons, deux piscines, un hôpital et une école. Il chauffe aujourd'hui la quasi-totalité de la capitale islandaise. Des réseaux de chaleur urbains plus importants se développeront plus tard un peu partout dans le monde (France, Italie, Roumanie, URSS, Chine, États-Unis, etc.).

Entre 2000 et 2005, le nombre de pays déclarant utiliser la géothermie pour produire de la chaleur s'est élevé de 55 à 70, pour une puissance estimée passant de 15 GW à 27 GW et une production de 53 TWh/an à plus de 70 TWh/an. Cette filière est en pleine progression en Europe et devrait également connaître un développement important dans les pays où les ressources sont abondantes (Europe centrale et orientale, Russie et Chine).

En France, la première expérience significative commence en 1969 sur un site aquifère profond du Bassin parisien, à Melun-l'Almont. Par la suite, les chocs pétroliers successifs donneront naissance à une véritable filière française spécifique de réseaux de chaleur alimentés par géothermie. Entre 1980 et 1986, une cinquantaine d'opérations seront ainsi réalisées en France, permettant de chauffer quelque 150 000 équivalent-logements. Au prix de l'énergie de l'époque, la rentabilité de la géothermie était avérée.

L'engouement suscité par cette nouvelle source d'énergie a laissé la place, à partir de 1986, année du contrechoc pétrolier, à une situation de crise avec l'apparition de difficultés techniques (inhérentes à la jeunesse de cette filière et à une eau très chargée en sels minéraux) dans un contexte économique et énergétique rendu beaucoup moins favorable. En outre, nombre de ces projets reposaient sur la garantie d'un écart minimal de 5 % entre le prix de la chaleur fournie et le prix du pétrole, ce qui a provoqué de graves difficultés financières lorsque le prix du pétrole a diminué.

Tableau n° 11 : Production de chaleur d'origine géothermique

Unité : ktep

	1970	1980	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005e
Production	-	11	110	132	124	126	128	128	129	130	130

e = estimé

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie

Aujourd'hui, après plus de vingt ans d'exploitation, il subsiste environ deux tiers des opérations réalisées entre 1980 et 1986. Le taux de disponibilité annuel des opérations en fonctionnement dépasse 95 %, ce qui démontre la maturité technique atteinte par la filière.

De plus, grâce notamment à une politique d'incitation aux raccordements de nouveaux abonnés soutenue par l'ADEME et la Région Île-de-France, plus de 12 000 équivalent-logements supplémentaires se sont raccordés aux réseaux

existants ces dernières années. Ces extensions n'ont pu se faire que parce que le prix proposé aux nouveaux abonnés était compétitif par rapport aux autres énergies.

Aujourd'hui, le coût complet (amortissement, frais financiers, entretien, exploitation) du kWh géothermique à l'entrée d'un réseau de chaleur est estimé entre 1,2 cts€ et 1,5 cts€[31]. La géothermie est donc prête pour une relance à condition que l'on reconstitue, ce qui est actuellement en cours, le Fonds de garantie court terme permettant de couvrir le « risque géologique ». Créé en 1981, il avait été supprimé en 1995 devant le constat qu'il n'était plus utilisé.

Le solaire thermique

Répandu dès avant le premier choc pétrolier dans certains pays, le solaire thermique a suscité beaucoup d'espoir pour la production d'eau chaude. La production était principalement concentrée aux États-Unis, au Japon, en Turquie, en Israël, en Grèce et à Chypre. Pour ces quatre derniers pays, l'explication du développement du solaire est multiple : bon ensoleillement, recours parcimonieux à l'électricité peu abondante et fonction supplémentaire du chauffe-eau solaire servant de réserve d'eau dans un contexte de fréquentes coupures d'approvisionnement. Aujourd'hui, le principal marché est la Chine (plus de 10 millions de m²/an) devant l'Allemagne (plus de 1 million de m²/an). L'explication du développement du marché chinois est la difficulté d'approvisionnement en énergie et la disponibilité de matériels solaires bon marché de fabrication locale, tandis qu'en Allemagne il est le résultat d'une politique volontariste de l'État et des collectivités locales.

En France, le prix élevé de l'énergie et les avantages fiscaux ont incité plusieurs dizaines de fabricants de toutes tailles (quelques industriels et beaucoup de fabricants artisanaux) à développer cette technologie. Le marché était en 1980 de 63 000 m²/an et a progressé jusqu'en 1985 avec 90 000 m²/an avant de s'effondrer à 23 000 m²/an en 1990. Le parc de capteurs solaires stagne durant toute la décennie 1990, faute de politique publique de soutien dans un contexte des prix de l'énergie devenu peu favorable. Ce n'est qu'en 1996 avec le lancement du programme « 20 000 chauffe-eau solaires dans les DOM » et ensuite en 2000 avec le Plan Soleil en métropole que le marché est relancé pour atteindre un total de 160 000 m²/an en 2005 et de plus de 200 000 m² en 2006.

Tableau n° 12 : Production de chaleur d'origine solaire thermique

Unité : surface en milliers de m², production en ktep

	1970	1980	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005e
Surface totale	174	599	622	624	623	626	629	660	716	790	934
Production	7	21	22	22	22	23	23	25	19	32	39

e = estimé

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie

31 – Lemale J., ADEME, 2003.

Pour l'avenir, les prix des CES[32] installés devraient pouvoir diminuer si une réelle concurrence s'instaure et que le marché en France reçoit une impulsion nouvelle. En effet, s'il y a concurrence entre les fabricants, ce n'est pas le cas entre installateurs sur un marché de 15 000 à 20 000 unités par an. Cette situation pourrait évoluer si la croissance continue comme le démontre l'expérience allemande. Les coûts constatés en 2005[33] sont compris entre 1 000 €/m² et 1 100 €/m². Une réelle concurrence ne sera possible que si le consommateur dispose de solides bases de comparaison entre les matériels disponibles sur le marché, ce qui suppose l'affichage des performances conventionnelles et leur garantie dans le temps.

Les biocarburants

La production de biocarburants commence en France progressivement en 1992, avec la possibilité offerte aux agriculteurs d'affecter une partie de leurs terres à des cultures non alimentaires, en réaction aux mises en jachère imposées par la politique agricole commune (PAC). Des exonérations fiscales sont par la suite accordées par les pouvoirs publics, pour des quantités contingentées, ce qui permet la mise en service de plusieurs unités de fabrication entre 1993 et 1996. La France devient alors le premier producteur d'Europe de biocarburants. La production stagne néanmoins jusqu'en 2005-2006, date à laquelle les nouveaux agréments de défiscalisation partielle de la TIPP permettent un nouvel essor.

Tableau n° 13 : Production de biocarburants

Unité : ktep

	1992	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005e
Éthanol : production	2	24	53	63	58	59	58	58	49	52	75
Diester : production	1	143	235	206	225	280	281	305	350	367	401

e = estimé

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie

Les coûts de production des biocarburants, sortie usine, ont connu peu d'évolution. Ils se situent actuellement entre 0,45 €/litre et 0,55 €/litre. Ces coûts de production sont à comparer avec le cours de l'essence et du gazole (prix sur le marché international de Rotterdam, hors coûts de distribution), qui est de l'ordre de 0,40 €/litre. En juillet 2006, époque où le cours du pétrole a dépassé les 70 $/baril, les prix de l'essence et du gazole ont atteint près de 0,45 €/litre. Mais il faut tenir compte du fait que le pouvoir calorifique de l'éthanol équivaut aux deux tiers de celui de l'essence. Le prix total qui en résulte reste donc aujourd'hui plus élevé que celui des carburants pétroliers. Par ailleurs, à ces coûts de production, s'ajoutent les coûts liés à la distribution, comprenant le stockage, le chargement et le transport (les biocarburants n'étant pas transportés par pipeline).

32 – Un chauffe-eau solaire individuel (CESI) a une surface de 4 m².
33 – Étude Observ'ER pour l'ADEME.

Partie 1
Partie 1

2.6. Les enseignements à tirer

La France n'étant pas productrice, elle subit les évolutions internationales du prix des combustibles fossiles et, en dépit de certaines politiques fiscales mises en place pour en réduire les impacts, le prix payé par le consommateur final ne peut s'en détacher significativement. Le cas des carburants routiers est à part : leurs prix, administrés, sont très éloignés des prix à la production, bien que la liberté des pouvoirs publics dans ce domaine soit encadrée par des contraintes européennes (convergence des prix à la pompe). L'intervention des pouvoirs publics est plus significative lorsque la production est nationale. Les tarifs administrés de l'électricité ont ainsi permis au consommateur de bénéficier de la baisse du coût du kWh nucléaire. Mais c'est dans le domaine des énergies renouvelables qu'elle reste la plus pertinente.

La rentabilité économique des énergies renouvelables est handicapée tant que leur prix n'intègre pas le coût de leurs externalités positives, notamment en termes de réduction des gaz à effet de serre. Le soutien public reste nécessaire et son interruption entre 1986 et 2000, en période de prix faible du pétrole, a eu des effets désastreux sur le tissu industriel et sur l'ensemble des réseaux de compétences. On retiendra en particulier les enseignements suivants :

- La compétitivité des filières électriques à fort contenu technologique (éolien, solaire photovoltaïque) s'est améliorée, grâce aux efforts de R & D et à un soutien au développement des marchés dans quelques pays (notamment Allemagne, Danemark, Espagne, Japon).

- Les marges de progression des filières de chaleur-énergies renouvelables sont faibles en termes économiques. Toutefois la géothermie est déjà rentable, le bois-énergie l'est dans certaines situations (industrie du bois) et il se rapproche de la rentabilité pour le chauffage dans l'habitat collectif, le tertiaire et les réseaux de chaleur. Le solaire thermique a une marge de progrès dans les applications collectives, plus faible dans les applications individuelles. Ces progrès impliquent tous une meilleure structuration des filières professionnelles.

- Le peu de certifications de produits et services, notamment dans le domaine du solaire thermique, ne permet pas aux consommateurs de hiérarchiser les offres disponibles en fonction de leurs performances. La concurrence commerciale en est donc faussée. Lier le bénéfice du crédit d'impôt à la mise en place de ces certifications est un levier puissant aux mains des pouvoirs publics pour pousser les industriels à les adopter.

- La présence de l'industrie française est marginale dans ces secteurs : pas de grands acteurs dans l'industrie éolienne[34], un industriel (Photowatt) dans le solaire photovoltaïque qui a survécu difficilement grâce au soutien continu à la R & D par l'AFME[35]-ADEME, ce qui lui a permis de rester compétitif sur un marché mondial très ouvert, un fabricant de chaufferies bois, deux fabricants de

34 – Fin 2005, la part de marché des constructeurs français Vergnet et Jeumont sur le marché national s'élève à 11,8 %, ce dernier ayant arrêté courant 2005 la fabrication de ses machines J48.
35 – Agence française pour la maîtrise de l'énergie.

capteurs solaires thermiques. Malgré le handicap de leur taille, ces industriels ont su, dans l'ensemble, atteindre et garder un bon rang mondial, souvent grâce à des politiques de niche.

- Outre l'affaiblissement des capacités industrielles, le « *stop and go* » a eu pour conséquence une grande difficulté à reconstituer les compétences (installateurs, maîtres d'œuvre) lorsque les pouvoirs publics ont décidé de relancer une politique de développement au début des années 2000. Les Plans Bois 1994-2000 et 2000-2006 ont permis de structurer, au prix de longs et patients efforts de l'ADEME et des collectivités territoriales, le secteur du bois-énergie dans le collectif/tertiaire/industrie. Le Plan Soleil 2000-2006 a obtenu des résultats identiques. En revanche, la société Géochaleur, créée en 1978 à l'initiative de la Délégation aux énergies nouvelles (ministère de l'Industrie) et de l'UNHLM pour assister les maîtres d'ouvrage de la géothermie, a disparu, de même que l'IMRG (Institut mixte de recherche sur la géothermie), créé plus tard à l'initiative du BRGM et de l'AFME.

Un autre enseignement est le rôle, plutôt limité jusqu'à présent, des grands opérateurs énergétiques, particulièrement EDF et Gaz de France[36]. De ce point de vue, le système d'obligation d'économie d'énergie, assorti de la souplesse des échanges de certificats, sera probablement une incitation.

Un troisième enseignement est que les collectivités locales ont aussi un rôle décisif à jouer et qu'elles en ont de plus en plus souvent la volonté. L'implication en France des régions dans les contrats de Plan sur ce sujet en est une bonne illustration.

Enfin, il convient de souligner que le tissu d'entreprises qui a survécu à la période 1986-2000 est très dynamique et peut être la base d'un nouvel essor industriel au vu de la dynamique actuellement développée en France.

36 – Même si l'on a pu constater une évolution chez EDF en fin de décennie 1990 et plus récemment chez Gaz de France.

Partie 1
Partie 1

Chapitre 3

Évolution des comportements et des opinions

1. L'évolution des opinions

1.1. Quelques résultats des sondages d'opinion

Les enquêtes d'opinion mettent en évidence une sensibilité des Français aux problématiques énergie/environnement assez profondément ancrée et mûrie par rapport aux années 1990. Plus précisément, c'est l'état de l'environnement de la planète qui préoccupe le plus la population, qui nourrit des doutes sur la capacité du progrès scientifique et technique à résoudre les problèmes. Un sondage récent (TSN SOFRES pour PQR 66, juillet 2006) place ainsi le réchauffement climatique au deuxième rang dans la hiérarchie des risques perçus comme les plus inquiétants pour l'avenir de l'humanité.

Si les « petits gestes au quotidien » qui « sauvent la planète » semblent passer dans les mœurs – tout au moins en déclaratif –, il existe corrélativement une attente forte en la matière pour une aide concrète au passage à l'acte qui va bien au-delà de la simple sensibilisation. Pour autant, une majorité de la population ne paraît pas prête à certains sacrifices tels qu'une baisse de confort ou de niveau de vie pour la cause environnementale.

Quant à la perception par les Français de l'accroissement de l'effet de serre et de ses conséquences, les enquêtes révèlent une montée en puissance de leurs préoccupations face à cette problématique et une relative prise de conscience de la responsabilité individuelle. Elles font apparaître toutefois, en cohérence avec ce qui est dit plus haut, une vision plus tranchée sur les difficultés de réduire son confort au profit d'une menace à long terme, pour laquelle les individus se sentent moins concernés au quotidien.

- Interrogés sur les causes principales de l'accroissement de l'effet de serre, les Français pointent du doigt plutôt les activités industrielles et les transports,

et dans une moindre mesure le chauffage des bâtiments, mais récemment ce dernier thème a progressé fortement.

- Sur les conséquences de l'effet de serre : instabilité du climat, tempêtes et canicules sont les risques redoutés.
- Sur les moyens d'y remédier : le salut n'est pas dans la technique (voir plus haut) mais dans les modifications de comportement.
- Sur les comportements à adopter : dans les actions individuelles, le secteur du transport est invoqué avant le résidentiel : la limitation de l'utilisation de la voiture en ville apparaît comme l'acte essentiel de la lutte contre l'effet de serre. Mais il y a loin « de la coupe aux lèvres », entre les déclarations d'intention et les actes, et surtout la latitude que l'on a pour agir (enquête RCB conseil / ISL- 2005 pour l'ADEME).

Les craintes de voir augmenter les prix de l'énergie atteignent aujourd'hui des niveaux importants pour le gaz et le fioul domestique, alors que la part des Français anticipant des hausses pour l'électricité diminue fortement. La prise de conscience de la cherté de l'énergie sur le long terme est une donnée importante dans l'évolution des comportements liés à son utilisation (baromètre CREDOC / DGEMP 2006).

Selon l'enquête « Attitudes et pratiques environnementales des ménages / RCB Conseil 2006 », la propension à s'engager dans des actions d'économies d'énergie semble relever de trois mécanismes bien distincts :

- le premier mode qui caractérise les générations anciennes et les classes populaires semble inspiré à la fois par un souci d'économie pour les foyers peu aisés et sans doute par des habitudes acquises ou héritées de contextes économiques de pénurie (générations proches de la guerre ou de l'après-guerre) ;
- le deuxième mode concerne les foyers plus aisés et « dotés en capital culturel » : il répond à la notion actuelle d'économie d'énergie dont les motivations sont à la fois personnelles et altruistes ;
- le troisième est celui des pratiques sociales : l'adoption du tri sélectif des déchets entraîne des attitudes d'économie d'énergie. Ici, c'est le comportement qui entraîne des dispositions puis des pratiques favorables aux économies.

1.2. Les enseignements à tirer

Tenir compte de l'évolution des opinions pour organiser les actions de communication

Accompagner les mouvements d'opinion en faveur des actions d'économies d'énergie suppose donc de faire appel à des registres adaptés aux différentes catégories en combinant la mise en évidence des bénéfices individuels et collectifs, financiers et environnementaux que peuvent apporter ces nouveaux comportements.

Le Baromètre des valeurs des Français (TSN Sofres 2006) pointe dans les dix tendances pour 2006 :

— le droit à l'insouciance,
— la fuite vers l'hyperconsommation,
— la confirmation de l'obsession narcissique,
— la « *low cost* » attitude,
— l'obsession de l'irrespect,

— la société émotionnelle,
— la valorisation de l'intelligence sensible,
— l'obsolescence de la culture,
— la perte des dernières illusions.

Il souligne l'émergence d'une prise de distance des individus qui semble liée « à un phénomène de compensation par rapport à une situation difficile ». Il peut s'ensuivre des conduites individuelles privilégiant à la fois la recherche de refuges et de protection, et des phénomènes de compensation dans l'hyperconsommation, le « *carpe diem* ». Ces tendances sont à prendre en compte dès lors qu'on veut communiquer pour faire avancer les prises de conscience se traduisant en actes concernant l'énergie et l'environnement. Elles montrent par exemple :

— les dangers de discours catastrophistes et désespérés sur l'augmentation de l'effet de serre, qui peuvent produire l'effet inverse de celui escompté (« puisque c'est perdu, profitons de tout sans contrainte »);
— la nécessité d'inscrire les messages dans les actes et sur les lieux de consommation : il faut travailler activement avec la grande distribution notamment;
— l'intérêt des énergies renouvelables comme réponses à la recherche de sécurité (« j'assure mon avenir énergétique »).

Développer toutes les formes de mise à disposition d'informations sur l'énergie

L'énergie est un sujet complexe, fortement évolutif et mal connu de nos concitoyens. Leur intérêt se développe lorsque les prix augmentent ou que des crises internationales suscitent des inquiétudes sur les approvisionnements. Aujourd'hui, les problématiques environnementales et de lutte contre le changement climatique créent de nouveaux besoins d'information et d'explication :

— les programmes de l'Éducation nationale doivent mieux intégrer ces sujets;
— des documents explicatifs adaptés à chaque « cible » doivent être élaborés et facilement disponibles pour les utilisateurs visés. Ils doivent permettre de comprendre l'évolution des questions énergétiques mais aussi de faire les bons choix et d'adopter les bonnes pratiques. Il s'agit donc d'être capable de donner des informations opérationnelles. L'ADEME travaille dans ce sens avec le soutien de nombreux partenaires;
— la multiplication des débats publics consacrés à des sujets « énergétiques » (déchets nucléaires, EPR, interconnexion, etc.) permet d'aborder les problématiques énergétiques à partir de sujets concrets et participe à la formation progressive des opinions sur ces thèmes.

2. L'évolution des comportements

Les analyses précédentes ont déjà permis d'aborder l'évolution des comportements. Certains aspects ne seront donc que brièvement évoqués dans le présent chapitre.

2.1. Les évolutions de long terme liées au mode de vie

Le chapitre 2 a montré les modifications de la demande d'énergie depuis le début des années 1970. L'évolution de notre mode de vie a eu des conséquences importantes sur nos consommations énergétiques :

- développement des équipements consommant de l'énergie : électroménager, électronique, hi-fi, etc. ;
- taille et nombre de logements ;
- développement des loisirs et ses conséquences sur les transports ;
- éloignement domicile-travail et étalement urbain ;
- organisation du commerce et de la distribution ;
- généralisation du flux tendu plutôt que du « juste à temps » ;
- augmentation de la température de chauffage des logements.

Mais il est difficile de déterminer la part de l'abondance et du prix des énergies dans le développement de ces modes de vie eux-mêmes.

L'augmentation du pouvoir d'achat, résultant de la croissance, qui réduit la place des dépenses énergétiques dans les budgets individuels, renforcée par la diminution du prix de l'énergie sur les trente dernières années, a en effet rendu possible et encouragé une grande partie des évolutions de notre mode de vie. C'est le cas notamment de l'évolution de notre urbanisme ou de la logistique des entreprises, et même d'une partie de la mondialisation liée à la délocalisation des activités, facilitée par le faible prix des transports.

2.2. Les changements de comportement sous contraintes

Contrairement à ce que pensent souvent les décideurs, notamment politiques, les consommateurs sont capables de changer de comportement lorsqu'ils doivent s'adapter à une évolution majeure, et qu'ils pensent durable, de leur environnement et du contexte économique. Ce point sera également abordé au chapitre 4 (section 2.5.), au sujet de l'élasticité-prix.

Mais il ne faut pas oublier que ces évolutions se font dans les deux sens et qu'il est plus facile d'adapter son comportement à une situation d'abondance et de prix faible que l'inverse. Il n'y a pas d'« effet de cliquet » en matière de comportement.

2.3. Les motivations des changements

Le prix et sa perception

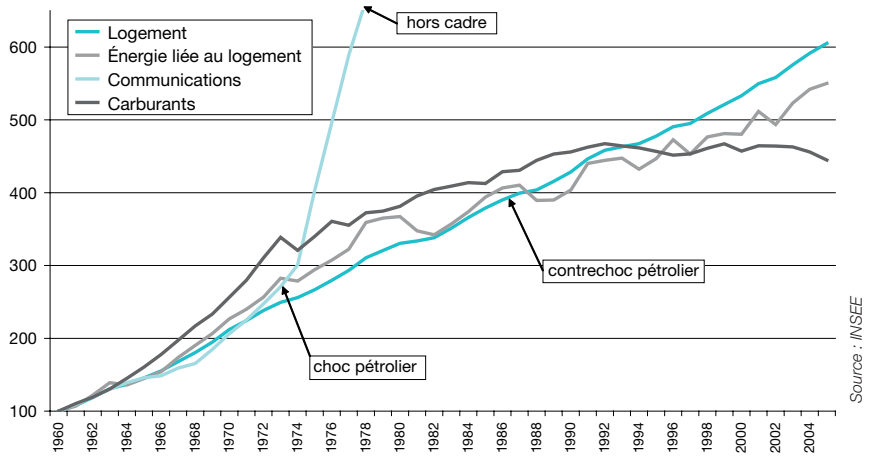
Le prix est certes un déterminant du comportement des consommateurs mais la part relative des dépenses consacrées à l'énergie dans le pouvoir d'achat des Français peut perturber une analyse comportementale fondée sur la seule élasticité-prix.

Ainsi, l'évolution de 1960 à nos jours des indices de différentes composantes du budget des ménages (base 100 en 1960) montre que l'évolution des communications a probablement eu un impact supérieur à celui des carburants ou de l'énergie liée au logement (graphique n° 25).

PARTIE 1
PARTIE 1

Graphique n° 25 : Évolution des dépenses des ménages par fonction

Indices de volume chaînés base 100 en 1960

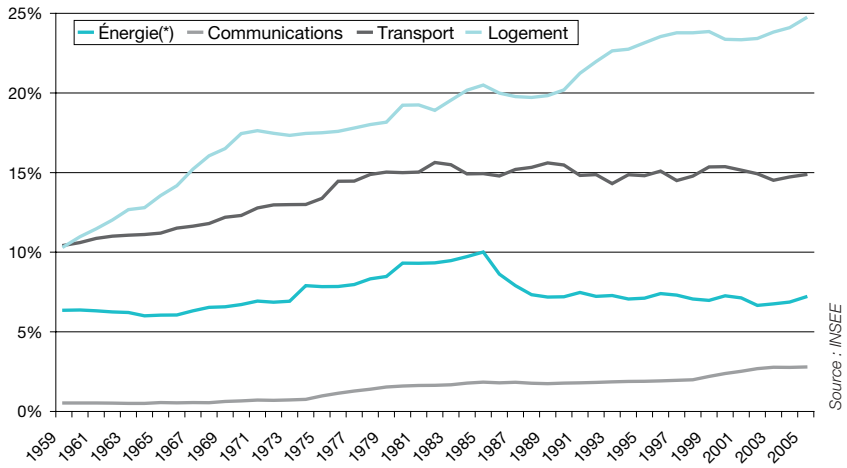


Communication : code INSEE 08 (service des postes, de télécommunication, matériel)

Après un pic atteint en 1985 à 10 %, la part de l'énergie dans les dépenses de consommation des ménages se stabilise depuis plusieurs années aux environs de 7 %, niveau inférieur à celui des années du choc pétrolier (graphique n° 26).

Graphique n° 26 : Évolution des dépenses de consommation des ménages

sur la base de millions d'euros courants



(*) Énergie = électricité, gaz et autres combustibles liés au logement, hors production d'eau chaude (code INSEE 045) + carburants (code INSEE 0722)

Soulignons enfin qu'il n'y a de rationalité économique que s'il y a un contrôle des dépenses par rapport à un service. Or les enquêtes montrent que la majorité des ménages prête peu d'attention à sa consommation d'énergie, surtout lorsque la forfaitisation rend illisible la consommation de chaque usage. Il n'en demeure pas moins que l'envolée des prix du fioul domestique (+ 29,7 % entre 2004 et 2005 après deux années de hausse sensible) a été un choc pour nombre de ménages de condition modeste, fortement tributaires des produits pétroliers pour leur chauffage.

La protection de l'environnement

Pour la première fois en juin 2005, le baromètre d'opinion des Français sur l'énergie fait apparaître les comportements qu'ils seraient prêts à adopter pour lutter contre le réchauffement climatique.

- Dans leur vie quotidienne, les Français seraient prêts à adopter des gestes simples qui n'obèrent pas trop leur confort (éteindre les appareils électriques plutôt que de les laisser en veille, prendre des douches plutôt que des bains : 24 % des réponses) ; les décisions exigeant des investissements souvent lourds sont moins bien acceptées, avec une nette différence entre catégories sociales (remplacer le système de chauffage par un système moins polluant, faire des travaux d'isolation : respectivement 14 % et 12 % des réponses).
- En matière de transport, la limitation de l'utilisation de la voiture en ville serait l'acte essentiel de la lutte contre le changement climatique, soit par une interdiction de circuler dans les centres des grandes villes, soit par une moindre utilisation de la voiture pour les déplacements quotidiens. Ce second point est cependant peu cité par les habitants de petites villes et de communes rurales, et lorsqu'il n'existe pas d'alternative de transport en commun (33 % des réponses contre 40 % pour l'ensemble de la population). Viendraient ensuite les modifications sur les véhicules afin de les rendre moins polluants, avec un contrôle anti-pollution tous les six mois et un bridage des moteurs des voitures dès leur construction.

Anticipation d'un risque dans l'approvisionnement

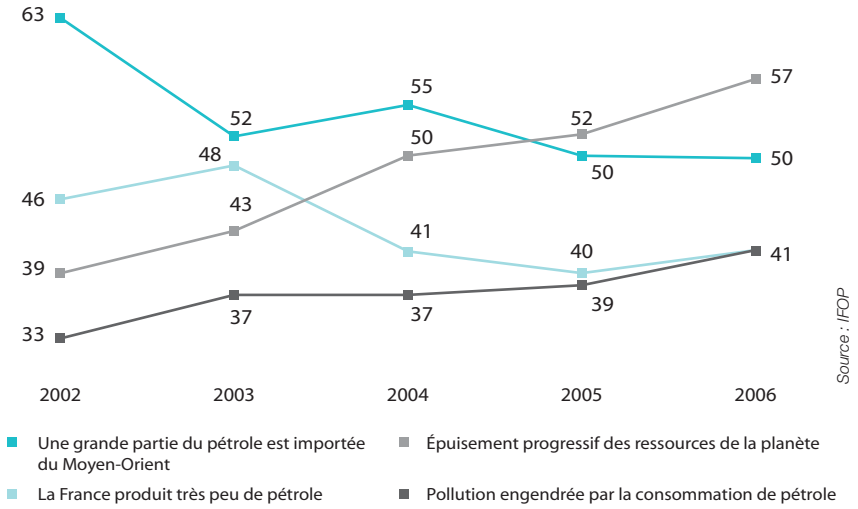
Ce phénomène peut intervenir à plusieurs niveaux de prise de conscience.

- L'anticipation d'un risque majeur à l'échelle planétaire. Ainsi, en novembre 2006, à la question[37] « En ce qui concerne le pétrole, diriez-vous que le problème le plus important pour la France est dû… ? en premier ? en second ? », les personnes interrogées répondent en désignant l'épuisement des ressources pétrolières de la planète comme la principale menace (graphique n° 27).

37 – *Les Français et l'énergie* - Baromètre de la communication gouvernementale (IFOP pour le MinEFI). Échantillon de 1 002 personnes, représentatif de la population âgée de 15 ans et plus.

Partie 1
Partie 1

Graphique n° 27 : Le problème le plus important pour les Français (en %)



- L'anticipation d'une rupture d'approvisionnement au niveau individuel. C'est ainsi que, dans les DOM en particulier, certains promoteurs (essentiellement photovoltaïques) prennent pour argument de vente la fréquence des délestages et des coupures sur le réseau de distribution pour convaincre la population de l'intérêt d'un équipement individuel. On peut également observer ce raisonnement en métropole, dans des zones dont l'approvisionnement est plus régulièrement perturbé (montagnes par exemple), ou après le passage d'un phénomène météorologique important (tempêtes). L'équipement individuel retenu dans ce cas est généralement le chauffage au bois. Ce genre de réaction pourrait s'amplifier si des événements de type black-out devaient se multiplier.

2.4. Les enseignements à tirer

Une connaissance insuffisante des mécanismes d'évolution des comportements à court/moyen/long terme

Il faut développer les recherches et les études socio-économiques pour mieux connaître les causes et les conséquences des changements de comportement et intégrer ces résultats dans les exercices de prospectives énergétiques ainsi que dans les déterminants des politiques énergétiques.

L'évolution à moyen/long terme des comportements peut profondément modifier les besoins énergétiques et réciproquement

Les exercices de prévision de ces dernières années, de même que les politiques énergétiques mises en place, sous-estiment les possibilités de changements de comportement à moyen/long terme, liés aux évolutions macro-économiques,

aux évolutions démographiques, aux prix relatifs, avec leurs conséquences sur la quantité ou la forme de l'énergie utilisée. Or, non seulement ces facteurs peuvent avoir des effets majeurs sur les besoins énergétiques mais on peut aussi tenter de modifier ces besoins en faisant évoluer les comportements et les modes d'organisation qui en découlent. Par exemple, le vieillissement de la population, conséquence de l'évolution démographique et des progrès de la médecine, peut engendrer une augmentation moyenne des températures de chauffage, les personnes âgées étant considérées comme plus frileuses.

Ces changements peuvent également résulter de l'introduction d'une nouvelle technologie[38]. Il ne faut donc pas considérer que les évolutions technologiques se font « toutes choses égales par ailleurs » ; à terme, plus ou moins long selon les cas, elles ont des conséquences importantes sur nos modes de vie et donc sur nos besoins.

La variété des déterminants des changements de comportement doit être prise en compte dans les politiques énergétiques

Pour être efficace, la politique énergétique peut utiliser différents éléments qui orientent les comportements des consommateurs.

- Le prix est le critère de choix le plus immédiat ; les consommateurs sont sensibles à son évolution réelle ou supposée, même si c'est souvent avec un certain effet retard. C'est pourquoi il faut éviter de fausser ou de réduire cet effet. Au contraire, on peut le renforcer par des mécanismes adaptés, de fiscalité par exemple.
- La protection de l'environnement, notamment la lutte contre le changement climatique, mais aussi la pollution de l'air entrent en ligne de compte. Aujourd'hui, seule une minorité de la population invoque cet unique argument pour justifier ses changements de comportement en matière d'énergie, mais la proportion grossit. Surtout, cet argument vient renforcer les raisons « économiques » d'agir pour beaucoup d'autres consommateurs.
- D'autres facteurs ne doivent pas être négligés, la règlementation par exemple. Ainsi l'amélioration de la sécurité routière est passée par un meilleur contrôle de la vitesse qui a globalement conduit à une réduction des consommations. Ces politiques à doubles gains doivent être recherchées et développées.

La mise à disposition de l'information sur les consommations énergétiques, facteur indispensable des évolutions de comportement

Les consommateurs sont généralement mal informés sur leur consommation d'énergie. Leur intérêt à ce sujet ne s'éveille qu'en période d'augmentation des prix. Il est donc important de leur fournir une information continue et précise pour chacune de leurs actions ayant des conséquences en matière d'énergie.

- C'est l'objectif des étiquettes « énergie », d'abord utilisées pour certains équipements électroménagers (ampoules, réfrigérateurs, lave-linge, etc.) puis généralisées en 2006 aux véhicules et aux logements (aux ventes à partir du 1er novembre 2006 et aux locations à partir du 1er juillet 2007). En ce qui concerne les logements, l'étiquette sera accompagnée d'un diagnostic de performance

38 – Cf. par exemple le développement du téléphone portable ou d'Internet et leurs conséquences sur nos modes de vie et de travail.

Partie 1
Partie 1

énergétique qui donnera aussi des recommandations de travaux à faire. Toutefois, ces programmes de labellisation (ou de normes d'efficacité) sont d'autant plus efficaces qu'ils sont régulièrement révisés et mis à jour. Ainsi les étiquettes « énergie » des réfrigérateurs qui comportaient à l'origine les catégories G (le moins économe) à A (le plus économe) comprennent désormais des classes A+ voire A++, de manière à bien différencier les produits les plus performants. Les seuils de consommation, plus régulièrement revus en fonction des nouveaux appareils les plus efficaces du marché, intégreraient les progrès techniques plus rapidement.

- Cela passe aussi par la généralisation des compteurs sur toutes les consommations, même avec des systèmes de chauffage collectif, ou de dispositifs d'information sur les consommations instantanées, par exemple dans les véhicules.
- Il faudrait généraliser les approches en « coût global », intégrant, en matière d'énergie, le coût des investissements et le coût du fonctionnement, de manière à pouvoir prendre en compte systématiquement les conséquences des choix des consommateurs.

Les conditions de réussite des campagnes de communication sur l'énergie

Au-delà de la pertinence des messages publicitaires et du choix de média, l'analyse du passé nous montre que trois conditions sont nécessaires pour qu'une action destinée à toucher et à mobiliser le plus grand nombre soit réellement efficace :

- La durée et la continuité : il faut éviter les campagnes ponctuelles des trente dernières années. Les budgets communication « explosent » en cas de crise (1974, 1978, guerre du Golfe en 1991, blocages routiers fin 2000, augmentation des prix des carburants en novembre 2004, etc.) et se réduisent aussi vite une fois la crise passée. Une pérennisation des actions est bien plus efficace en termes d'impact et de « fidélisation », compte tenu de l'inertie des systèmes techniques dans le bâtiment comme dans les transports (effet de parc).
- La capacité de réponse aux questions que la communication suscite : c'est la raison d'être du réseau des conseillers Info→Énergie : fournir au public une information de qualité, neutre, gratuite, et des outils de communication. Face à une demande croissante, il faut veiller à s'adapter, d'où la décision prise dans le cadre de l'actualisation du Plan Climat de doubler la taille du réseau actuel d'ici 2010.
- Il faut une mobilisation de tous pour que les messages passent véritablement dans l'opinion et influent sur les comportements. L'efficacité des actions sera d'autant plus grande que le citoyen-consommateur sera convaincu que tous participent : collectivités locales, entreprises, associations professionnelles, associations de consommateurs et de protection de l'environnement… toutes doivent se retrouver au-delà de leurs différences autour du thème consensuel que sont les économies d'énergie et la lutte contre l'effet de serre. La prise de conscience du « tout le monde s'y met car le sujet est maintenant crucial » est un levier d'entraînement évident.

Des entraves aux modifications des comportements

Les modifications de comportement et les prises de décision en faveur des économies d'énergie qui devraient en résulter sont aujourd'hui entravées par plusieurs types de difficultés.

- Le déficit d'information (dont nous avons parlé plus haut) ou d'asymétrie d'information : en ce qui concerne les particuliers, on a déjà souligné que la connaissance de sa propre consommation d'énergie ou de celle des produits achetés n'est pas systématique (voir *supra*). Par exemple, beaucoup de produits, notamment les produits bruns, ne portent pas encore d'étiquette « énergie ». En ce qui concerne les PME, elles ont souvent également un déficit d'information sur leur consommation et sont, d'une manière générale, mal informées des évolutions de la législation ; elles peuvent, de ce fait, omettre de tirer partie d'incitations fiscales dont bénéficieront plus facilement les grandes entreprises.
- Les réductions de coût d'investissement consécutives aux subventions ou aux incitations fiscales pour la maîtrise de l'énergie ne sont pas suffisantes quand il s'agit d'investissements de montant important à réaliser de manière « diffuse », par l'ensemble des particuliers par exemple. La rentabilité économique d'une opération à moyen/long terme n'est pas assez importante pour tenter des ménages qui ont un problème de liquidités et des contraintes dans l'accès au crédit. Les économies d'énergie, particulièrement dans les secteurs du bâtiment et des transports, résultent d'une multitude de décisions individuelles. Le problème est de mettre en œuvre l'ensemble des mécanismes incitatifs nécessaires, et d'assurer leur cohérence et leur connaissance par les personnes concernées.
- En ce qui concerne les propriétaires bailleurs, ils ne seront pas motivés pour réaliser des travaux de maîtrise de l'énergie, même subventionnés, s'ils ne peuvent pas répercuter, au moins partiellement, leur coût sur le locataire qui va en profiter. Or aujourd'hui, il n'est pas possible pour un propriétaire, dans le cadre d'un bail en cours, de compenser le surcroît de dépenses qu'impliqueraient des travaux d'économie d'énergie, par une hausse, par exemple, du loyer qui serait « récupérée » par le locataire grâce à la réduction de sa facture énergétique. Il faut donc trouver des solutions à cette imparfaite transmission du signal-prix entre le propriétaire et le locataire.
- Des difficultés similaires existent dans les copropriétés. Sont en cause des règles de vote aux assemblées générales trop exigeantes en termes de majorité, une insuffisante personnalisation des dépenses d'énergie et donc un manque d'information sur leur consommation réelle qui n'incite pas les copropriétaires à exiger des travaux, enfin une absence de motivation des syndics pour prendre ce type d'initiative sans information suffisante pour mobiliser les copropriétaires.
- Une fixation adéquate des prix de l'énergie est nécessaire de façon à donner les bons signaux aux consommateurs. Les pouvoirs publics sont d'accord sur le principe, mais d'autres facteurs, comme l'opposition des opinions publiques ou la volonté de limiter l'impact des prix de l'énergie sur l'indice des prix, viennent souvent en perturber la mise en œuvre.

Partie 1

Chapitre 4
Politiques publiques

Les axes traditionnels de l'action publique dans le domaine de l'énergie sont le développement de l'offre énergétique et la réduction de la demande. Au vu des résultats obtenus en temps de crise, il semble cependant important de mettre en exergue le rôle crucial des actions de communication, comme complément essentiel du dispositif.

1. Les actions de communication, dimension essentielle des politiques publiques

1.1. Rapide historique des actions de communication depuis 1974

Les actions de communication conduites depuis trente ans en faveur de la maîtrise de l'énergie ont utilisé toute la palette des outils existants :
- campagnes « grand média » pour toucher le plus grand nombre,
- campagnes ciblées sur des secteurs ou des acteurs particuliers,
- développement des relations presse,
- politique active de relations publiques,
- éditions, brochures, colloques,
- actions d'information en partenariat avec des réseaux de professionnels,
- promotion des procédures d'aides, avantages fiscaux, etc.

Selon les années, les programmes ont privilégié tel ou tel type d'actions en fonction des contextes économiques (« chocs pétroliers » notamment), des budgets disponibles et des stratégies mises en œuvre par les équipes des agences en charge des politiques de maîtrise de l'énergie qui se sont succédé :
- l'Agence pour les économies d'énergie (AEE) de 1974 à 1982,
- l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME) de 1982 à 1992,
- l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) depuis 1992.

Les périodes durant lesquelles ont été mises en place les plus importantes campagnes média – utilisant en particulier la télévision – sont celles qui ont le plus marqué les esprits.

- De nombreuses actions de communication sont organisées entre 1974 et 1979 par l'AEE dans le contexte des « chocs pétroliers ». Des messages « chocs » sont alors diffusés à l'aide de spots TV qui sont encore aujourd'hui dans toutes les mémoires. **« En France, on n'a pas de pétrole mais on a des idées »** : c'est l'époque des premiers grands colloques organisés par des partenaires professionnels, de la production des premières documentations grand public à grande diffusion, des campagnes en partenariat avec la météo. Le registre utilisé est alors le risque de pénurie de produits pétroliers et la nécessité de les économiser, dans un contexte de forte dépendance. En 1979, le programme de communication monte d'un cran : la campagne de communication **« La chasse au gaspi »** remporte un vif succès et marque l'imagination de tous, notamment des enfants de l'époque qui, adultes, s'en souviennent encore.

- Avec la création de l'AFME en 1982, les stratégies de communication donnent, dans un premier temps, la priorité à l'information et à la promotion des procédures et des aides plutôt qu'à des campagnes de publicité. Il s'agit aussi de communiquer sur des opérations groupées comme les « villes pilotes » consistant à faire l'expertise thermique de tous les bâtiments (11 villes seront concernées). L'information du public se fait notamment en collaboration avec les Agences d'information sur le logement (ANIL). Pourtant, en 1985, alors que le prix du pétrole accuse une baisse sensible, les dirigeants, craignant à juste titre un relâchement des comportements, décident de relancer les campagnes grand public avec un slogan, **« Maîtrise de l'énergie, pas si bête »**, qui préfigure les communications sur le développement durable, concept alors inconnu.

- Entre 1987 et 1991, l'effort porte sur la mobilisation des réseaux de partenaires (chauffagistes, grossistes en matériels, producteurs d'énergie) pour diffuser les messages. Le contexte de la guerre du Golfe conduit à renouer avec une grande campagne de communication. C'est l'époque des **campagnes « conseils » à la radio**, du développement d'un outil **« Minitel »** et d'un **téléphone « Azur »** pour apporter des réponses aux citoyens-consommateurs. Avec la première guerre du Golfe, et les inquiétudes sur les approvisionnements pétroliers, il apparaît nécessaire de lancer en 1991 une nouvelle grande campagne de communication dont le slogan est **« Maîtrise de l'énergie, les choix sont entre nos mains »**. Cette campagne utilise les arguments du bénéfice financier personnel pour modifier les comportements tout en faisant le lien, pour la première fois, avec les problématiques environnementales. La chute des cours du pétrole qui suit la victoire de la coalition alliée sonne le glas des actions de communication grand public jusqu'en 2001.

- En 2000, à la suite d'un conflit des routiers avec blocage des raffineries et une forte augmentation des prix des produits pétroliers, les pouvoirs publics mettent en œuvre le Programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique, qui compte un volet de communication important. Dans ce cadre, une campagne s'appuyant sur l'image de l'acteur Fabrice Luchini est lancée en 2001. Avec le slogan **« Préservez votre argent, préservez votre planète »**, elle veut démontrer qu'intérêt personnel et intérêt collectif peuvent se rejoindre en vue de comportements plus « citoyens » contribuant à limiter l'accroissement de l'effet de serre.

Partie 1

Partie 1

- Fin 2002, **le réseau d'information de proximité des Espaces Info→Énergie**, construit en partenariat avec les collectivités territoriales et les associations, est opérationnel sur toute la France (140 points d'information à l'origine). Une campagne de communication est mise en œuvre pour mieux le faire connaître auprès des cibles d'usagers (principalement grand public) mais aussi de partenaires (associations de protection de l'environnement et de consommateurs, organismes professionnels, grands opérateurs du secteur de l'énergie, collectivités territoriales, etc.).

- Depuis mai 2004, une nouvelle campagne à destination du grand public, utilisant la télévision et la radio, et associant les préoccupations de lutte contre le changement climatique et d'économies d'énergie, a été lancée par l'ADEME. Elle est signée « **Économies d'énergie. Faisons vite, ça chauffe** ». Son principe a été arrêté dans le cadre du Plan Climat de 2004 et elle devait durer au moins trois ans. Elle sera en fait reconduite pour la même durée en 2007. Elle repose sur l'ensemble des outils mis en œuvre précédemment (Espace **Info→Énergie**, numéro Azur, site Internet) et a pour objectif de susciter la réalisation d'opérations de sensibilisation sur le terrain, grâce à la multiplication de partenariats avec des entreprises, des collectivités territoriales et des associations.

1.2. Les moyens financiers consacrés à ces actions

L'ADEME a mobilisé entre 2003 et 2006 un budget de communication dédié aux actions de maîtrise de l'énergie de l'ordre de 12 millions d'euros. Il est intéressant de comparer cet effort à ce qui a été fait dans le passé.

- Sur la période 1974-1982, nous ne disposons pas de l'information précise sur les budgets engagés mais il ne fait aucun doute que la période « Chasse au gaspi » a mobilisé d'importants budgets, supérieurs à ceux d'aujourd'hui.

- Sur la période 1982-1992, le tableau n° 14 met en évidence des budgets d'une manière générale supérieurs à ce qu'ils sont aujourd'hui.

Tableau n° 14 : Budget des actions de communication

en millions d'euros constants

1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
17	15	13,6	13,6	10	11,7	11,7	10,6	15	17	16

(valeur 2006)

Source : ADME

- Entre 1992 et 2001, le budget communication énergie de l'ADEME a été très inférieur aux montants ci-dessus.

Or, dans le domaine des campagnes publicitaires « grand média », le volume des investissements publicitaires s'est fortement accru de manière ininterrompue depuis trente ans (multiplié par 20 entre 1975 et aujourd'hui). Cette croissance est soutenue par une multiplication de l'offre médiatique, notamment

télévisuelle. On constate ainsi deux tendances fortes auxquelles les annonceurs doivent s'adapter :

— une « fragmentation » des audiences qui se dispersent sur un nombre toujours plus grand de supports ;
— une augmentation des coûts des médias de masse (principalement TV et radio) qui nécessitent ainsi une « prime » à l'accès à l'audience.

Cela signifie, pour des campagnes d'intérêt général comme celles en faveur des économies d'énergie, que même avec des budgets modestes on pouvait toucher, à la fin des années 1970, un large public en utilisant seulement trois chaînes TV (la 3e chaîne a été lancée en 1972) et que leur impact était plus facilement garanti compte tenu d'une concurrence bien moindre de messages proposés aux consommateurs. À l'inverse, aujourd'hui, pour « exister » sur les grands médias en termes de campagnes publicitaires, il faut des moyens financiers bien supérieurs à ce qui était nécessaire dans le passé, alors que les moyens publics consacrés aux campagnes sur les économies d'énergie ont sensiblement diminué, même si l'on tient compte des moyens supplémentaires décidés dans le cadre de l'actualisation du Plan Climat en fin 2006. En effet, à partir de 2007, le budget de communication de l'ADEME sur ce sujet passe d'environ 4 M€ à 7 M€.

1.3. Quelques résultats

En octobre 2006, 76 % des Français se déclarent concernés par les économies d'énergie, contre 63 % en 2002 (source : Baromètre sur l'énergie, IFOP pour MinEFI, novembre 2006). Les « bons gestes » sont mieux assimilés, les achats d'appareils performants plus nombreux. La hausse actuelle des prix de l'énergie constitue un facteur important dans cette prise de conscience, mais on peut aussi attribuer une partie du phénomène aux efforts de communication.

À propos des équipements électrodomestiques, on peut signaler le succès de l'étiquette « énergie ». Mise en place depuis 1992 au niveau européen, elle concerne aujourd'hui de nombreuses catégories de produits : réfrigérateurs/congélateurs, lave-linge, ampoules… Classant les appareils des plus efficaces (A, ou même A+ et A++, pour les plus économes, à G pour les plus énergétivores), elle est aujourd'hui connue par deux Français sur trois et a une influence forte sur le choix des produits pour 52 % des achats concernés (source : TSN/SOFRES 2004 pour ADEME). L'incitation au choix d'appareils performants est essentielle, alors que les consommations unitaires moyennes des usages spécifiques de l'électricité ont progressé de plus de 75 % en 25 ans, passant de 13 kWh/m^2 à 23 kWh/m^2. Cette progression est due notamment à de nouveaux « produits bruns » (bureautique, multimédia…) et à leur consommation d'énergie, souvent inutile, en veille.

La promotion de cette étiquette « énergie », et plus largement des équipements économes en énergie, porte ses fruits. Les ventes de réfrigérateurs et congélateurs de classe A et A+ représentent, en 2005, 70 % du marché, contre seulement 43 % en 2003 (estimation ADEME d'après *Growth from Knowledge*-GFK 2005). Plus de 58 % des foyers français possédaient en 2005 au moins une lampe basse consommation, contre moins de 45 % en 2002 (source : TSN/SOFRES 2005 pour ADEME).

2. Les politiques de réduction de la demande

En réponse à l'évolution de la situation énergétique, des actions pour réduire la demande et donc pour favoriser les économies d'énergie ont été mises en place. Mais les politiques publiques menées en France depuis le premier choc pétrolier n'ont pas été « constantes ». On peut distinguer grossièrement trois phases : 1973-1985 ; 1985-2000 ; 2000 jusqu'à aujourd'hui.

2.1. Après le premier choc pétrolier

Avant 1973, l'État ne lançait que des programmes de production d'énergie. Le choc pétrolier a provoqué le lancement, en mars 1974, de nouvelles politiques qui portaient désormais sur la demande, mais tout était à inventer et l'appareil d'État n'avait pas d'expérience dans la conduite de politiques publiques de gestion de la demande, qui nécessitait une participation active des consommateurs. Les principales mesures prises à cette époque sont rapidement évoquées ci-après.

Création d'un dispositif politico-administratif original

La mise en œuvre de la nouvelle politique est déléguée à un organisme « léger », « moderne », une « agence d'objectifs » chargée d'agir à la place et au nom de l'État, mais bien sûr sous sa tutelle : l'Agence pour les économies d'énergie (AEE) créée par décret du 29/11/1974. Son rôle est d'impulser, d'animer, de coordonner la politique, de convaincre et non de contraindre les acteurs économiques. Elle dispose d'un personnel réduit et d'une relative autonomie de gestion.

Tableau n° 15 : Évolution des moyens de l'Agence dans le domaine de l'énergie

	Début 1975	Fin 1975	1978	Fin 1981	1985	1990	2000	2006
Effectifs	12	35 + 55 fioul lourd	100 + 55 fioul lourd	251 dont 72 DRIRE* 25 CETE**	578	393	370	525
Budget intervention en monnaie courante	31 MF		200 MF	690 MF	834 + 602 FSGT = 1 436 MF	474 MF	741 MF	135 M€
Budget intervention en euros 2006	19 M€		92 M€	222 M€	332 M€	94 M€	124 M€	135 M€

* Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement.
** Centre d'études techniques de l'équipement.

Source : ADEME

Les actions mises en œuvre

L'Agence a été le pivot de l'élaboration et de la mise en œuvre de la politique d'économie d'énergie déployée à cette époque. Ses interventions ont été dès l'origine très variées, ses moyens d'intervention étant très larges.

• Des actions d'information et de communication

L'Agence a lancé de nombreuses campagnes d'information (audiovisuel, presse) et édité de multiples documents et brochures pour convaincre la population d'économiser l'énergie (voir plus haut). Dès 1975, est créé un service « INF économies d'énergie » pour répondre aux questions du public (courriers et téléphone). De nombreux événements sont organisés (colloques, expositions, salons). Des réseaux « relais » sont constitués comme l'ATEE (Association technique pour les économies d'énergie).

• Des mesures réglementaires visant à réduire la consommation

Entreprises

Le contrôle de la publicité mensongère a perduré de 1974 à 1982 : les agréments aux campagnes publicitaires compatibles avec la politique d'économies d'énergie étaient accordés par une commission *ad hoc*. Les refus ont été aussi nombreux que les agréments et des sanctions étaient effectivement prises.
L'examen périodique des établissements gros consommateurs d'énergie par des experts agréés pour identifier les gisements d'économies d'énergie s'est révélé une mesure efficace ; les rapports étaient adressés aux DRIRE et à l'Agence pour que des suites y soient données.

Bâtiment

La température intérieure des locaux publics a été limitée à 20° en 1974, à 19° ensuite.
La première réglementation thermique est arrêtée en 1975. Elle vise à réduire de moitié la consommation moyenne de l'énergie consacrée au chauffage des logements neufs par rapport à ceux construits avant 1975, en imposant des normes d'isolation. Cette réglementation est devenue plus exigeante en 1982, 1989, 2001 et 2005.
La modification de l'heure légale par décret et la création de l'heure d'été ont permis un gain estimé à 350 000 tep par an.
L'éclairage des magasins après 22 heures est interdit et celui des bureaux réglementé.
Dès 1975, dans le cadre d'un accord volontaire conclu avec l'Agence, les constructeurs français d'appareils électroménagers et de chauffage se sont engagés à apposer sur leurs appareils une étiquette indiquant leur consommation d'énergie. Un décret de 1976 n'autorisait les campagnes publicitaires que pour les appareils munis de cette étiquette.

Transports

La publicité pour les véhicules doit indiquer la puissance, les performances et les consommations.
Des limitations de vitesse sont instituées.

Partie 1
Partie 1

- **Les taxations**

En octobre 1975 est mise en place une taxation des surconsommations de fioul lourd utilisé par les gros consommateurs, sous la forme d'une taxe parafiscale versée à la Caisse nationale de l'énergie associée à un système de prime aux investissements économisant l'énergie (1977 : primes pour 1 257 MF d'investissement, soit 1 Mtep/an d'économie à un coût de 1 259 F/tep économisée par an). La taxe pouvait être suspendue en cas d'accord entre l'Agence et les branches professionnelles. En 1976, 17 accords sont signés dans 23 branches et 14 en 1977, soit au total 85 % des consommations d'énergie dans l'industrie.

- **Les mesures de contrôle du respect des règlements**

Dès 1975, l'Agence met en œuvre, systématiquement, des procédures de contrôle du respect des règlements, assurés, pour les plus importants, par des experts indépendants nommés par les pouvoirs publics.

- **Les mesures incitatives**

Soutien à l'innovation et aux entreprises

En 1975, sont créées les « opérations de démonstration », qui visent à aider les premières réalisations en grandeur réelle chez un utilisateur pour un matériel dont la diffusion est susceptible d'engendrer à l'échelle nationale des économies d'énergie importantes. Le soutien financier apporté par l'Agence est modeste au début (44 opérations en 1975, 76 en 1976) et se développe ensuite, après le second choc pétrolier.
Après ce second choc pétrolier, le soutien aux « opérations d'innovation » (70 % du coût) se développe et vise la mise au point de matériels et procédés nouveaux, très performants, dont la commercialisation est également aidée.
Pour accompagner à son terme le processus d'industrialisation, les aides à l'innovation et à la démonstration sont complétées par une procédure d'aide à la pénétration et à la diffusion des équipements économes et nouveaux, destinés aux secteurs de l'industrie et de l'habitat-tertiaire.
En 1979, la procédure d'aide systématique « 400 F par tep » consiste à subventionner les investissements d'économies d'énergie à hauteur de 400 F par tep économisée annuellement, sous condition d'un diagnostic préalable rigoureux et d'un contrôle après travaux.
Dans les transports, l'Agence aide financièrement la pose de déflecteurs sur les poids lourds (temps de retour : trois mois).
L'Agence lance dès 1975 quelques grandes opérations de valorisation des rejets thermiques industriels : Eurodif, raffineries…

Soutien aux particuliers

À partir de 1976, les particuliers bénéficient de subventions, de déductions fiscales ou de prêts à taux faibles (1 %) pour les travaux d'isolation et les changements de chaudières.
Le financement en crédit-bail des investissements économisant l'énergie est également lancé mais il peine à démarrer.

Les succès et les échecs de cette politique

En 1979, le second choc pétrolier provoque le décollage des investissements d'économie d'énergie : 2,8 milliards de francs d'investissements sont aidés en 1979 contre 600 millions les années précédentes. Grâce à la taxation, l'Agence peut utiliser environ 400 MF par an pour financer les investissements dans l'industrie, l'opération des 400 F/tep économisés remportant un grand succès.

Fin 1976, 81 % des Français connaissent la campagne d'information « On n'a pas de pétrole mais on a des idées ».

Dans le domaine des transports, les recherches concernant l'amélioration immédiate des consommations des véhicules se sont traduites par trois programmes distincts :

- un programme de court terme, fondé sur une meilleure utilisation des technologies existantes, a permis d'obtenir des gains de l'ordre de 30 %, rapidement répercutés sur les modèles commercialisés ;
- un programme de recherche (« voitures 3 litres ») destiné à tester différentes solutions techniques tant en ce qui concerne la motorisation que l'architecture du véhicule (matériaux, structure, aérodynamisme…) sans critère de coût. Ces recherches ont permis de faire progresser significativement les nouvelles générations de véhicules ;
- un programme de véhicule industriel orienté sur le poids lourd grand routier dit « maxicode » a permis des progrès significatifs sur la motorisation, l'aérodynamique et l'ergonomie des cabines : ceci s'est traduit par une diminution sensible des consommations de ce type de véhicule.

Enfin, la politique d'audit des flottes et de contrat d'entreprise avec les entreprises de transports routiers et maritimes a permis, avec plus de 600 audits et 300 contrats, de toucher les plus importantes entreprises du secteur. Ceci a été complété par l'édition d'une cinquantaine de fiches techniques donnant le bilan d'actions concrètes mises en place dans les entreprises, et largement diffusées et appréciées par la profession.

Dans le bâtiment, la consommation d'énergie de chauffage a diminué de 12 % entre 1973 et 1997, alors que le parc immobilier a augmenté dans le même temps de 37 % : la consommation moyenne annuelle par logement a donc baissé de plus d'un tiers (- 36 %). Si l'on prend en compte l'augmentation de la surface moyenne des logements, la consommation de chauffage par mètre carré chute encore plus. L'essentiel de cette baisse se produit après les deux chocs pétroliers (1973-1982) et se poursuit à un rythme beaucoup plus lent jusqu'en 1985-1987. Après un léger relâchement jusqu'en 1991, la consommation moyenne par logement diminue à nouveau de façon presque continue de 0,2 % par an.

Plusieurs effets de structure concourent à cette évolution, tels que le changement de combustible, le passage du chauffage central collectif au chauffage central individuel, le partage entre logements collectifs et maisons individuelles, le renouvellement du parc par des logements neufs mieux isolés, soumis à une réglementation thermique régulièrement renforcée. Dans une étude de mai 2000, le ministère de l'Équipement compare les consommations de chauffage[39] de logements construits avant et après 1975 (première réglementation).

39 – Sur la base de consommations unitaires observées en 1996 en kWh/m^2.

Partie 1
Partie 1

Si la baisse est modeste pour les chauffages collectifs au fioul (- 6 % à - 7 %), elle est plus importante pour les maisons (de - 40 % à - 70 %). Les enquêtes du CEREN montrent que, toutes choses égales par ailleurs, la réglementation de 1975 a induit une baisse de la consommation de chauffage au mètre carré des nouveaux logements par rapport aux anciens, comprise entre 11 % et 18 % pour les maisons ou les appartements chauffés au gaz et entre 34 % et 40 % pour les logements à chauffage électrique. La réglementation de 1982 a eu un effet encore plus important pour le chauffage au gaz. Avec la troisième réglementation, en 1989, les consommations diminuent globalement de 40 % à 60 % par rapport à la situation antérieure à la réglementation de 1975.

Cet « effet logements neufs » est important puisqu'il contribue à une diminution de la consommation de chauffage de 0,4 % par an en moyenne depuis 1973 et de 0,3 % par an depuis 1991.

Au-delà des effets de structure, les évolutions de la consommation unitaire (par logement ou par mètre carré), très sensible aux augmentations de prix de l'énergie, traduisent des changements de comportement :

— en période de hausse des prix, elles traduisent plutôt des changements de comportement dans la vie quotidienne (réglage de la température) ;
— à l'inverse, lorsqu'on observe une diminution de consommation unitaire dans les périodes de stabilité des prix (1991-1997 par exemple), c'est probablement le résultat d'investissements effectués par les ménages (travaux d'isolation, renouvellement de chaudière, etc.).

À l'inverse, certaines actions n'ont pas eu le succès attendu. La procédure de crédit-bail, pourtant séduisante, le paiement du loyer pouvant être totalement compensé par les économies d'énergie réalisées, ne décolle qu'avec la création des Sofergies en 1980. Dans le domaine des transports, l'opération lancée, avec les constructeurs automobiles, de développement des indicateurs de bord affichant en temps réel la consommation instantanée de carburant, a été un échec. De même, on peut regretter que l'ensemble des résultats obtenus dans le cadre des programmes « voitures 3 litres » ne se soit pas traduit par la commercialisation de véhicules économiques d'entrée de gamme.

Dans le domaine de la production d'énergie, tous les objectifs poursuivis n'ont pas été atteints. S'agissant de la cogénération, EDF, mobilisée par le développement massif de son parc nucléaire, ne s'est pas investie dans le développement de la cogénération entre 1975 et 1985. Plus récemment, la cogénération a connu un développement rapide sous l'effet des obligations d'achat. Les premières tentatives pour développer les pompes à chaleur se sont soldées par un échec, malgré l'intérêt réel de certains, du mouvement HLM en particulier, notamment du fait de difficultés de structuration de la filière et d'organisation de la maintenance. Quand ces problèmes ont commencé à être surmontés, le contrechoc pétrolier était survenu et l'équation économique de la pompe à chaleur avait cessé d'être favorable.

2.2. La période du contrechoc pétrolier

Le contrechoc pétrolier de 1985 est brutal. Avec la fonte de la facture énergétique de la France (180 milliards de francs en 1985, 82 milliards en 1987)[40] et un prix du pétrole durablement établi aux alentours de 15 dollar le baril, l'un des deux arguments justifiant le lancement de la politique de maîtrise de l'énergie – le déficit de la balance des paiements – disparaît. Reste le second, la dépendance énergétique. La question du maintien de cette politique comme priorité nationale se pose.

De l'AFME à l'ADEME

En 1987, les activités de l'AFME sont réorientées vers l'animation du marché de la maîtrise de l'énergie et de ses acteurs, au détriment du soutien financier aux investissements, avec trois priorités : la recherche (amélioration des performances, gisements d'économies d'énergie), la structuration et le soutien de l'offre des professionnels (produits, matériels, procédés), et enfin la mobilisation des utilisateurs (information, conseils). Malgré cette réorientation stratégique, tant les activités que les champs d'intervention de l'AFME restent à peu près identiques, mais ses moyens financiers et humains se trouvent réduits d'un tiers. Obligée de sélectionner des couples cible/produit, l'AFME choisit notamment de rendre les ménages conscients du poids de leur consommation d'énergie sur leur budget, et obtient, avec le temps, l'affichage des consommations courantes (voiture, électroménager, etc.) afin que le coût de ces consommations devienne un critère de choix. L'AFME renforce parallèlement son rôle d'animateur de réseaux d'acteurs et constitue des relais d'information à destination du grand public (associations de consommateurs, mais aussi installateurs, artisans et distributeurs de matériel de chauffage ou de matériaux d'isolation).

En 1988, le nouveau gouvernement affirme son soutien à la politique de régionalisation de l'AFME, qui se traduit par la reconduction de relations contractuelles entre les Régions et l'AFME. Assurant une présence sur le terrain, les délégations régionales permettent l'insertion de l'Agence dans le tissu industriel et social, à travers notamment les réseaux d'acteurs déjà cités.

À la suite du choc pétrolier, la majeure partie des pays européens s'est dotée de structures du type de l'AFME, soutenue en cela par la Commission européenne. En 1990, l'AFME initie, avec d'autres agences de maîtrise de l'énergie, la création d'un réseau, le « Club EnR » (European Energy Network), dans le but de partager expériences et capacités d'analyse.

La fin des années 1980 est également une période de prise de conscience des synergies entre maîtrise de l'énergie et protection de l'environnement, la réduction de la consommation d'énergies fossiles contribuant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, les pluies acides et la pollution de l'air. Cette montée en puissance des préoccupations environnementales milite en faveur du rapprochement de plusieurs structures en charge de dossiers connexes, parmi lesquelles l'Agence pour la qualité de l'air (AQA), l'Agence nationale pour la récupération et l'élimination des déchets (ANRED) et l'AFME. Au vu des synergies existantes, le gouvernement décide en décembre 1991 la création d'une agence unique, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

40 – À cet égard, la chute du cours du dollar (de 11 FRF à 5,5 FRF) a eu un impact au moins aussi important que la baisse du prix du pétrole.

Partie 1

Partie 1

Le tournant environnemental

En dépit de l'effet – certes ponctuel – de la guerre du Golfe sur le prix du pétrole, la maîtrise de l'énergie est jugée moins prioritaire que la politique environnementale. Bien implantée régionalement, efficace dans le montage de projets et la mobilisation de partenaires, l'AFME dispose d'atouts, mais ses moyens sont désormais considérés comme surdimensionnés. À l'inverse, l'AQA et l'ANRED, dont les compétences techniques sont reconnues, ne sont pas dotées de moyens suffisants. La fusion des trois institutions permet d'affecter les moyens nécessaires à l'accomplissement des missions environnementales (valorisation et élimination des déchets, lutte contre la pollution de l'air, protection contre le bruit, réduction de la pollution des sols) et des missions de maîtrise de l'énergie (économies d'énergie et développement des énergies renouvelables). L'écueil de la marginalisation de certaines missions par rapport à d'autres, sous la pression de contraintes extérieures, n'est cependant pas évité.

La priorité est donnée à la politique de gestion des déchets, afin d'appliquer une loi de juillet 1992 disposant qu'en 2002 seuls les déchets ultimes pourraient être mis en décharge. Malgré l'appel des climatologues cette même année, à l'occasion de la conférence de Rio, les risques climatiques, moins faciles à appréhender que les atteintes à l'environnement, ne peuvent servir de levier pour relancer la maîtrise de l'énergie. Bien que se détériorant progressivement entre 1992 et 1997, le contexte énergétique n'incite pas non plus les pouvoirs publics à poursuivre leurs efforts dans ce domaine, ce qui provoque la dégradation du comportement, jusqu'alors économe, des agents économiques et tout particulièrement des ménages.

Si l'ADEME reprend les principaux axes d'intervention de l'AFME, aucun soutien financier aux investissements n'est accordé, aucune procédure financière pour la réalisation d'opérations de maîtrise de l'énergie n'est mise en œuvre. Avec un budget en baisse, elle étend néanmoins ses actions à trois domaines :

- les technologies sobres et propres (jusqu'à 10 % du budget d'intervention en 1993 et 1994) ;
- la création d'un Club « Cogénération » en 1991, profitant de décrets parus sur le rachat de l'électricité ainsi produite pour faciliter la diffusion de cette filière sur le marché ;
- la promotion d'opérations de « maîtrise de la demande d'électricité » (MDE) dans les secteurs industriel et résidentiel-tertiaire par le biais d'une convention signée en 1993 avec EDF.

Dans le cadre du Club EnR, l'ADEME initie un projet d'« indicateur de comparaison international » pour mesurer l'efficacité énergétique de douze pays européens, dont la méthodologie sera reprise en 1995 par la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne (programme Odyssée).

Dans le domaine du développement des énergies renouvelables, l'ADEME poursuit les objectifs de l'AFME à travers le soutien à des opérations de R & D et une aide au développement de technologies proches de la rentabilité. C'est à cette

époque que le programme EOLE 2005 est lancé en partenariat avec EDF ; initié en 1996, ses effets ne se feront sentir que sur la période ultérieure.

Ce n'est qu'en février 1998, à la suite de la conférence de Kyoto, que le gouvernement décide la relance de la politique de maîtrise de l'énergie essentiellement à travers une dotation supplémentaire attribuée à l'ADEME (à hauteur de 500 MF/an).

2.3. Le début du XXIe siècle

En dépit de l'entrée en vigueur en 1994 de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (UNFCCC), la perception des risques courus est très progressive. Il faut attendre décembre 1997 et la conférence de Kyoto sur le changement climatique pour qu'un grand nombre de pays prenne conscience de la nécessité d'engager des actions préventives. Le protocole du même nom est ratifié par la France dès juillet 2000. Dès lors, les deux problématiques énergie/environnement se trouvent étroitement liées, encadrées par des accords internationaux et européens devant être traduits par des dispositions nationales.

S'ouvre une période d'élaboration de grands plans nationaux, accompagnés de la création de nouveaux relais d'études et d'information tels que l'Observatoire national des effets du réchauffement climatique en France (ONERC) en mars 2002.

Le PNLCC

Les engagements souscrits par la France, à savoir stabiliser à l'horizon 2010 ses émissions de gaz à effet de serre au niveau atteint en 1990, se traduisent par une centaine de mesures concrètes touchant les secteurs de la production d'énergie, de l'industrie et des gaz fluorés, des transports, du bâtiment résidentiel et tertiaire, de l'agriculture, de la forêt et des déchets : il s'agit du Plan national de lutte contre le changement climatique (PNLCC), élaboré en 2000 par la Mission interministérielle de l'effet de serre (MIES). Comme il repose à 40 % sur des mesures de taxation de l'énergie qui n'ont jamais pu être appliquées, son bilan est au final très contrasté tant dans la mise en œuvre que dans l'évolution des différents secteurs.

Le PNAEE

Le Plan national d'amélioration de l'efficacité énergétique (PNAEE) est lancé en parallèle quelques mois plus tard par le gouvernement (fin 2000), avec pour objectif de :

- faire évoluer la demande des Français (ménages et entreprises) ;
- favoriser l'investissement dans des projets ou technologies favorables à la maîtrise de l'énergie ;
- soutenir les modes de transport propres, les transports urbains, le fret ferroviaire ;
- relancer la maîtrise de l'énergie dans l'habitat, l'industrie et le tertiaire ;
- favoriser le développement des énergies renouvelables (notamment par l'octroi de 30 M€ d'autorisations de programmes et d'une centaine de postes supplémentaires à l'ADEME).

Partie 1
Partie 1

■ Le Plan Climat 2004-2012

Destiné à permettre à la France d'atteindre, voire de dépasser, l'objectif du protocole de Kyoto, il succède au PNLCC en déclinant des mesures dans tous les secteurs de l'économie et de la vie quotidienne des Français. Il est bâti autour de grands axes tels que des campagnes nationales sur le changement climatique, des actions en faveur des transports durables, du bâtiment et de l'écohabitat, de l'industrie, de l'énergie, etc. Du fait d'un contexte énergétique en rapide évolution, une actualisation du Plan Climat a eu lieu en novembre 2006, renforçant certaines mesures de 2004 et en prévoyant de nouvelles.

2.4. Les résultats en matière d'intensité énergétique

Après une première phase de réduction rapide des consommations, liée à l'élimination des gaspillages de 1974 et 1975, le rythme des économies d'énergie s'est stabilisé en 1977 et 1978 autour d'un Mtep en moins par an.

En 1979, une accélération notable est obtenue grâce aux comportements plus économes qui répondent à la relance des actions de communication de l'Agence et au décollage des investissements d'économie d'énergie. Cette évolution se poursuit pendant huit ans.

De 1973 à 1990, l'intensité énergétique baisse de 26 %. Cette évolution est différenciée selon les secteurs :

— forte dans le secteur industriel : - 38,8 % ;
— limitée dans le résidentiel : - 10,3 % ;
— faible dans le secteur des transports : - 5,5 %.

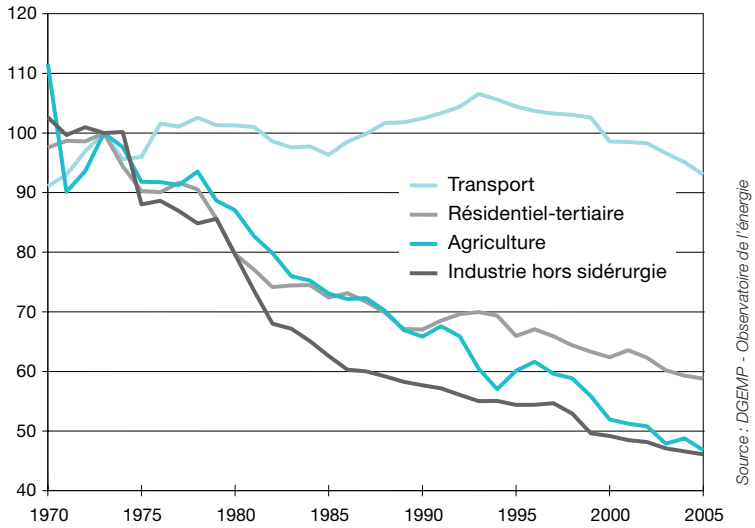
Les progrès commencent à faiblir dès 1987. Ainsi, en 1990, l'intensité énergétique ne diminue que de 0,5 % alors que la baisse moyenne entre 1976 et 1986 est d'environ 2 %.

À partir de 1990, l'intensité énergétique cesse de diminuer, voire se remet à croître pendant quelques années puis recommence à baisser après 1995. Les évolutions des trois secteurs entre 1990 et 1997 sont encore une fois très différentes :

— l'intensité énergétique ne cesse pratiquement pas de diminuer dans le secteur industriel ;
— elle diminue également dans le secteur résidentiel et tertiaire mais la pente moyenne de la courbe est plus faible et elle a augmenté entre 1990 et 1994 ;
— les résultats les plus mauvais sont ceux du secteur des transports : après avoir baissé jusqu'en 1985, leur intensité énergétique augmente jusqu'en 1993 et ne diminue que très faiblement ensuite.

Graphique n° 28 : Intensité énergétique finale

indice base 100 en 1973



En résumé, tous secteurs confondus, la baisse de l'intensité énergétique en France a été en moyenne de - 3,2 % par an de 1973 à 1982, mais s'est considérablement ralentie depuis : - 1,1 % par an de 1982 à 1990 et seulement - 0,9 % depuis 1990. Le début du XXIe siècle avait été plus favorable, atteignant - 2,6 % en 2003, mais les deux années suivantes sont à cet égard un peu décevantes (seulement - 1,4 % en 2004 et - 1,6 % en 2005). La loi de programme du 13 juillet 2005 fixe pour objectif que le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale soit porté à - 2 % par an d'ici à 2015 (résultat qui semble avoir été atteint en 2006) et à - 2,5 % par an d'ici à 2030, ce qui nécessitera une nette reprise des efforts d'économies d'énergie.

Tableau n° 16 : Évolution de l'intensité énergétique en France (taux de croissance annuel moyen)

	1973-1982	1982-1995	1995-2005	1973-2005
Industrie	- 4,9 %	- 2,2 %	- 1,9 %	- 2,9 %
Résidentiel-tertiaire	- 3,2 %	- 0,9 %	- 1,1 %	- 1,6 %
Transports	- 0,2 %	+ 0,4 %	- 1,2 %	- 0,2 %
Tous secteurs	- 3,1 %	- 0,9 %	- 1,4 %	- 1,7 %

Source : DGEMP - Observatoire de l'énergie

2.5. Les enseignements à tirer

La nécessité d'un soutien politique fort

Après le premier choc pétrolier, la politique nouvelle et très efficace de maîtrise de l'énergie n'a pu être menée à bien que grâce à un engagement politique

fort sur ces sujets, au plus haut niveau de l'État. Tout au long de son septennat, Valéry Giscard d'Estaing a soutenu fermement la politique d'économies d'énergie et ses principaux collaborateurs ont fait de même : Michel d'Ornano, Raymond Barre, André Giraud.

La conviction et les messages forts des hommes politiques sont une composante essentielle du succès dans ces domaines, pour deux raisons principales :

- Pour convaincre les consommateurs et les producteurs de faire des efforts, il faut leur en expliquer les raisons. Dans ce domaine, l'action politique ne doit pas se limiter à la prise de « bonnes » décisions ; il faut que les acteurs économiques en perçoivent la nécessité, car l'efficacité des mesures passe souvent par des décisions individuelles qui ne peuvent pas être imposées dans un système démocratique.
- Il faut agir à travers des politiques publiques diverses : politique du logement, du transport, politique industrielle, fiscale... Une action opérante dans le domaine de l'efficacité énergétique passe par la cohérence de l'action publique dans tous les secteurs. Seul un engagement fort du gouvernement permet d'assurer cette cohérence.

La pérennité des actions…

L'évolution de l'intensité énergétique par secteur au cours des trente dernières années et la situation actuelle dans certains domaines montrent que ces politiques doivent être menées dans la durée. Les périodes de ralentissements des efforts font perdre une partie de l'efficacité des politiques menées antérieurement :

- ainsi, la réglementation suscitée par l'Agence pour inciter à économiser l'énergie a en partie été abandonnée et est tombée en désuétude. Il est rare, toutefois, que l'on revienne en arrière sur les mesures réglementaires fixant des normes ou des seuils à ne pas dépasser, mais on ne les fait plus progresser au même rythme et l'on prend du retard par rapport au progrès technique ;
- parallèlement, les « métiers » liés à la maîtrise de l'énergie se sont étiolés et la dynamique des politiques est aujourd'hui freinée par une insuffisance quantitative et qualitative de l'offre professionnelle, qu'il s'agisse des bureaux d'études ou des métiers du bâtiment ;
- les campagnes de communication sur les « bons » comportements ont dû être reprises « à zéro » après la forte augmentation du prix du pétrole en 2003.

…menacée par l'évolution du prix de l'énergie…

Or l'expérience de ces trente dernières années met également en évidence l'extrême sensibilité de ces politiques au prix de l'énergie, et plus spécialement à l'évolution du prix du pétrole, pour deux raisons :

- une raison « psychologique » : la baisse du prix de l'énergie qui résulte d'un retour à l'« abondance » fait vite oublier aux acteurs économiques et politiques les risques courus pendant la période de hausse précédente, ce qui conduit

à relâcher la vigilance et à desserrer les anciennes mesures de contrainte ou d'incitation. L'effort dans ce domaine étant lié, comme on vient de le dire, à la force de conviction des décideurs, leur retrait sur ces sujets est extrêmement pénalisant ;

- une raison « économique » : la rentabilité des investissements dédiés aux économies d'énergie s'affaiblit et conforte l'absence de motivation « psychologique ». Le cas des entreprises, qui ont probablement le comportement le plus économiquement rationnel, illustre bien cette situation : pendant les années 1990, elles n'ont pas complètement arrêté les investissements dans ce domaine mais elles se sont contentées de remplacer des équipements vétustes par des équipements plus performants en matière énergétique alors que dans les années 1970 (voire aujourd'hui) le gain énergétique pouvait à lui seul motiver le changement d'un équipement, encore opérationnel.

La forte variabilité du prix de l'énergie constitue donc une menace pour la pérennité des politiques de maîtrise de l'énergie, les objectifs de sécurité et d'indépendance énergétique étant, eux aussi, progressivement perdus de vue au fur et à mesure que l'offre retrouve un niveau suffisant par rapport à la demande. Or, l'industrie énergétique étant très capitalistique, elle connaît régulièrement des périodes de « sous » et de « sur » capacités responsables en partie des évolutions des prix eux-mêmes. Cela est observé sur les marchés pétroliers, libéralisés de longue date, et sur les marchés gaziers, où les investissements très lourds en gazoducs et terminaux méthaniers se font parfois avec retard. Dans le secteur électrique, il est possible que la cyclicité, jusqu'alors « gommée » par les investissements lissés des monopoles historiques, s'accentue avec l'ouverture des marchés.

...et confortée par la protection de l'environnement

À l'inverse, le souci de la protection de l'environnement peut assurer une certaine pérennité aux politiques de maîtrise de l'énergie. Ainsi, la conférence de Rio en 1992 a ranimé un certain intérêt pour ces politiques, les préoccupations de développement durable étant peu compatibles avec des modes de vie et de production reposant sur la consommation des énergies fossiles, du fait du caractère « fini » de ces ressources, même si ce terme est plus ou moins lointain. Les travaux conduits sur la qualité de l'air ont également soutenu à l'époque un regain d'intérêt pour l'efficacité énergétique. Cela suppose cependant que la distinction entre pollution de l'air au niveau local et effet de serre soit correctement expliquée, notamment parce que les techniques de dépollution ont en général un coût énergétique de plus en plus élevé avec le niveau de dépollution requis.

Mais ce sont surtout la signature du protocole de Kyoto et la progressive reconnaissance de l'importance des problématiques liées au changement climatique qui ont permis une véritable relance de ces politiques tant en France que dans la plupart des autres pays. La « durabilité » des efforts qu'il faudra faire pour réduire les émissions de gaz à effet de serre devrait désormais assurer une certaine « pérennité » aux politiques de maîtrise de l'énergie. Mais cela suppose que l'on explique bien aux acteurs économiques et aux citoyens les « deux bonnes raisons » de maîtriser l'énergie et que la communication sur ces sujets soit menée de front et non de manière alternative, en utilisant par exemple les arguments environnementaux uniquement lorsque les arguments « économiques » ne suffisent plus.

Partie 1
Partie 1

La multiplicité des outils doit s'adapter à la réduction du rôle de l'État et ne pas négliger les actions de contrôle

La nécessité de recourir à toute la palette des outils n'a pas toujours été évidente. Dans les années 1980-1990, par exemple, les recommandations de l'OCDE ne plaidaient guère en faveur des réglementations, la priorité étant donnée à l'outil « prix de l'énergie ». Ce type de discours est caractéristique des périodes de faible intérêt pour les politiques énergétiques. En revanche, les politiques mises en place après le premier choc pétrolier comme celles déployées aujourd'hui font appel à toute la gamme ou presque des outils disponibles. Cette diversité s'explique par la multiplicité des cibles (entreprises, collectivités locales, administration, grand public) et des secteurs économiques concernés (industrie, transports, bâtiment, agriculture, énergie). Selon les sujets, il faut développer la recherche, réglementer, inciter, former, communiquer…

Il est remarquable de constater que la plupart de ces outils ont été développés dès les années 1970 et que les nombreuses innovations de l'époque sont toujours en place (ADEME) ou mises en œuvre : campagne de communication, opérations de démonstration et opérations exemplaires, financement de la recherche, réglementation thermique, incitations fiscales… On note cependant le développement d'un nouveau type d'outils « mixtes », alliant la contrainte réglementaire et le marché : les systèmes de quotas pour les émissions ou les certificats d'économies d'énergie.

Toutefois, la palette des outils à la disposition de l'État s'est réduite progressivement :

— sous l'effet de la construction européenne, qui limite les capacités d'intervention unilatérale des États membres dans un certain nombre de domaines ;
— sous l'effet de la politique d'ouverture et de libéralisation des marchés, qui a fait disparaître notamment les capacités d'action par l'intermédiaire des opérateurs publics du domaine ;
— sous l'effet enfin de la décentralisation, qui a transféré des compétences aux collectivités territoriales, l'État ne pouvant plus définir seul un certain nombre de politiques et mettre ainsi en place des politiques unifiées sur l'ensemble du territoire.

Ces évolutions majeures nécessitent une adaptation des outils et des politiques menées, afin d'intégrer plus et mieux :

— la dimension européenne ;
— l'action internationale au niveau mondial ;
— l'action partenariale avec les collectivités territoriales.

Parallèlement, l'État a tendance à négliger les activités de contrôle et de sanction pour lesquelles son rôle est incontesté et sa responsabilité reconnue. Ainsi, parallèlement à la mise en œuvre d'une réglementation de plus en plus fournie et complexe, les moyens de contrôle sont restés limités et se sont même parfois réduits, restreignant de la sorte l'efficacité des réglementations elles-mêmes. Récemment, l'action menée en matière de sécurité routière, avec ses

conséquences sur la vitesse et sur les consommations de carburants, a parfaitement illustré la nécessité de politiques de contrôle. À l'inverse, le respect de la réglementation thermique dans les bâtiments n'a jusqu'ici fait l'objet que de peu de sanctions. Ce n'est pas le moindre intérêt de la mise en place du DPE (diagnostic de performance énergétique) que de donner de nouveaux outils au contrôle de cette réglementation.

Le rôle déterminant du prix de l'énergie

Cependant, il ne faut pas sous-estimer l'impact des prix sur l'exigence de sobriété, l'économie potentielle étant un élément fort dans l'évolution des comportements et des actes d'achat ou d'investissement. D'ailleurs, les outils fiscaux, qui ne sont pas les moins efficaces, qu'il s'agisse de taxes ou de crédits d'impôts, reposent également sur ce principe. Mais l'élasticité-prix de la consommation d'énergie peut paraître faible. En effet :

- elle dépend beaucoup de la « rationalité » économique des acteurs, qui est certainement plus forte dans les entreprises que chez les particuliers. Toutefois, cette rationalité a eu aussi pour conséquence une progression plus rapide de l'efficacité énergétique dans le secteur de l'industrie que dans les autres secteurs, notamment pendant la période où l'évolution des prix était la moins forte, brouillant ainsi les raisonnements sur l'élasticité-prix ;
- elle dépend beaucoup aussi du niveau de dépendance de chaque acteur économique dans le domaine de l'énergie. Modifier profondément à court terme sa consommation d'énergie n'est en général pas aisé. Cela passe par des changements de matériels ou d'organisation qui, d'une part, ne peuvent pas être immédiats, et d'autre part, nécessitent des investissements qui ne seront faits que si la pérennité de l'évolution des prix est reconnue ;
- la hausse du niveau de vie et la part réduite des dépenses consacrées à l'énergie dans le pouvoir d'achat des Français ont aussi émoussé leur réactivité face à une augmentation des prix de l'énergie.

L'élasticité à court terme est donc en général faible (de l'ordre de - 0,3), même si elle n'est pas négligeable. On constate aujourd'hui, par exemple en France, une diminution de l'usage de la voiture individuelle au profit des transports publics, avec la réduction des consommations qui l'accompagne. Mais cela reste marginal, la voiture étant dans de très nombreux cas sans substitution possible à court terme.

En revanche, à moyen terme, l'élasticité-prix est plus forte, et le maintien d'un prix élevé des carburants conduit à faire évoluer la gamme des véhicules produits et achetés vers de moindres consommations et, à long terme, à faire évoluer les formes d'urbanisme, l'étalement urbain accompagné de l'éloignement domicile-travail étant facilité par un prix du transport individuel faible. L'effet structurant des prix sur l'évolution des besoins d'énergie à terme, quel que soit le secteur, ne doit donc pas être sous-estimé, des prix faibles encourageant des modèles très consommateurs (cf. les consommations des véhicules aux États-Unis), alors qu'une perspective d'évolution des prix à la hausse à moyen/long terme facilite le développement de produits ou d'organisations plus efficaces énergétiquement.

Aussi est-il intéressant de noter que, dans les années 1970, la rapide augmentation des prix du pétrole n'a pas entraîné le développement de politiques « sociales » ou « compassionnelles » visant à compenser pour le consommateur

les effets directs de la hausse des prix. À l'époque, les politiques de maintien « artificiel » d'un prix bas ou stable s'appliquaient essentiellement aux énergies d'origine nationale et avaient donc pour objectif de promouvoir l'indépendance énergétique nationale ou de protéger des activités économiques : subvention au charbon en Allemagne, soutien du gaz de Lacq…

En ce qui concerne la demande, les efforts ont plutôt porté sur les aides permettant d'orienter la consommation à la baisse, ce qui avait « naturellement » pour effet de diminuer aussi la facture. Il n'en est plus complètement de même depuis quelques années : la TIPP flottante avait directement pour objectif d'annuler l'effet de la hausse des prix du pétrole ; aujourd'hui, la politique des tarifs dans le domaine du gaz, la prime à la cuve pour aider les plus défavorisés à payer leur facture de fioul ou le chèque transport « carburant » viennent contrarier l'efficacité de l'effet prix dans la mise en œuvre des politiques d'efficacité énergétique.

Le bâtiment : efficacité et limites de la réglementation

Depuis 1975, la réglementation a été un outil très efficace de progrès dans le domaine du résidentiel–tertiaire. Elle a permis de faire progresser très significativement l'efficacité énergétique des bâtiments neufs. En particulier, la réglementation joue un effet de cliquet qui évite les retours en arrière quand l'intérêt pour l'énergie s'amenuise.

Toutefois, l'effort dans ce domaine n'a pas été soutenu au même rythme pendant l'ensemble de la période. Ainsi, il n'y a pas eu de réglementations nouvelles entre 1988 et 2000. En revanche, le rythme s'est à nouveau accéléré depuis, car une nouvelle réglementation est applicable depuis juillet 2006 avec une avancée de 15 % par rapport à la précédente et la loi POPE a prévu qu'entre 2000 et 2020 les progrès des réglementations qui doivent intervenir tous les cinq ans seront de 40 % au total.

La comparaison de l'efficacité des bâtiments français avec ceux de certains de nos voisins montre néanmoins qu'il y a encore beaucoup d'efforts à accomplir et que les techniques permettent de viser beaucoup plus haut que la réglementation. Celle-ci n'est en effet jamais fixée au niveau maximum de ce qu'il est possible de faire mais au niveau considéré comme « acceptable » par les parties concernées. Les nouvelles pratiques qui consistent à fixer désormais le rythme et le niveau des évolutions à venir, sans complètement supprimer cet inconvénient, devraient permettre d'entrer dans une démarche de progrès continus qui pourront être anticipés par les professionnels.

Cela suppose que ces politiques soient accompagnées d'actions fortes et systématiques de formation des professionnels aux nouvelles techniques et pratiques rendues nécessaires par les progrès de la réglementation. L'ampleur de la tâche aujourd'hui est énorme et nécessite une mobilisation de tous les acteurs concernés par ces questions de formation, à la fois initiale et continue.

Enfin, la réglementation n'a jusqu'à présent concerné que les constructions neuves alors que celles-ci contribuent essentiellement à l'accroissement du parc

de résidences principales, au taux de 1 % par an, et dans une faible mesure, à son renouvellement, et que les bâtiments anciens ont une très mauvaise efficacité énergétique en général. Il est donc prioritaire de mettre en place des réglementations et des moyens de contrôle qui s'appliqueraient aux rénovations et de disposer de moyens financiers pour faciliter leur mise en œuvre, comme le permet déjà le crédit d'impôts. La mobilisation des réseaux bancaires notamment serait très utile ; c'est dans cette perspective qu'ont été conçues la transformation des CODEVI en livret développement durable et l'augmentation de leur plafond, de manière à permettre aux banques de disposer de ressources supplémentaires défiscalisées et donc peu coûteuses pour offrir aux ménages des prêts pour la maîtrise de l'énergie.

Les transports : efficacité et limites du soutien public

En dehors des prix, les principaux instruments de politique énergétique dans le secteur des transports sont :

- la réglementation, qui a surtout été utilisée pour la lutte contre la pollution et les nuisances, ou en faveur de la sécurité, mais peu pour infléchir la politique énergétique dans les transports ;
- les subventions pour l'utilisation de véhicules ou modes de transport économes, comme les subventions à l'achat de véhicules neufs (prime Balladur) ou les subventions à l'exploitation de modes que l'on veut favoriser (primes pour le transport combiné) ;
- les actions publiques pour le développement d'infrastructures en faveur de modes peu consommateurs (développement du rail, des transports collectifs en zone urbaine) ;
- les actions sur l'organisation de l'espace et la localisation des activités.

Dans le domaine du transport, le signal-prix envoyé jusqu'ici n'a pas été suffisant pour induire un changement de comportement significatif. Il est plus efficace de développer un système d'outils combinant le prix (toujours nécessaire) et une dimension contraignante (de type accords volontaires, quotas, etc.).

Les incitations aux changements de mode de transport ont fait l'objet d'une analyse du Commissariat général du Plan en 2003. Il en ressortait que leur efficacité était limitée : le transport combiné n'en a tiré que de faibles taux de croissance, et cela en dépit de dépenses publiques importantes. Le report modal a été faible et la baisse de consommation énergétique encore plus ; en effet, le report d'un transport de la route vers le transport combiné réduit mais n'annule pas les trajets par route, qui sont nécessaires pour les acheminements terminaux, lesquels sont alors particulièrement énergétivores.

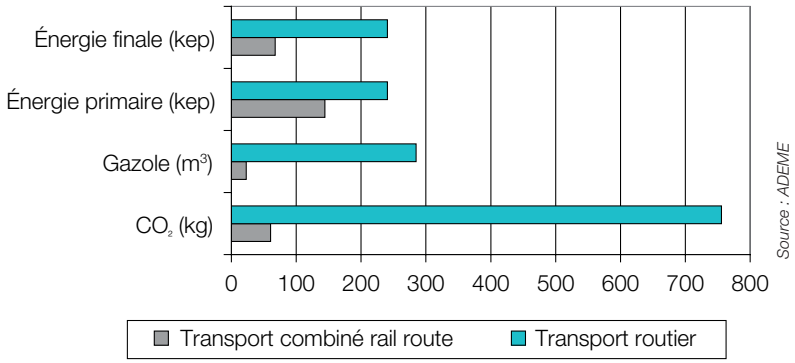
Cette dernière remarque est valable pour tous les transferts modaux. Certes, les consommations énergétiques moyennes sont très variables selon les différents modes, les transports par automobile ou camion ayant une consommation moyenne plus forte que par fer ou voie navigable ; mais lorsqu'un système de subventions incite à des transferts modaux, ce ne sont pas les consommations moyennes qui sont en jeu. Ainsi ce sont des trafics routiers déjà performants (par exemple les transports de marchandises sur longue distance) qui sont transférés sur le rail ; et il faut leur ajouter des parcours terminaux routiers consommateurs en énergie. Au total, le gain énergétique est bien sûr inférieur à celui qui

Partie 1
Partie 1

résulterait de la comparaison des consommations moyennes des modes, mais il reste néanmoins réel et permet également une diversification énergétique vers l'électricité lorsqu'il y a recours au rail (graphique n° 29).

Graphique n° 29 : Exemple de bilan énergétique entre route et transport combiné

Liaison Paris-Toulouse (valeur 2000 pour une unité de transport intermodal avec des parcours routiers d'approche et final de 30 km)



La politique d'infrastructures

Ces considérations s'appliquent à la politique d'infrastructures, dont le rendement énergétique est très mauvais. D'abord, les trafics transférés ne sont pas ceux auxquels s'appliquent les consommations moyennes par mode. Ensuite, les transferts modaux sont très faibles au regard des enjeux énergétiques et compte tenu des parts respectives de la route (80 % du total des trafics) et des autres modes. On voit bien apparaître sur les études de trafic effectuées à l'occasion des évaluations de projets d'infrastructures que les reports de la route vers le fer ou vers la voie d'eau ne représentent que quelques années (souvent pas plus d'une à deux) de croissance du trafic routier sur la liaison en cause. Ceci est confirmé par les études d'élasticité qui montrent que les élasticités croisées entre modes sont faibles. Enfin, après que la politique d'adossement largement utilisée pour la construction du réseau autoroutier sous concession a dû être abandonnée sous l'injonction de la Commission européenne, la politique d'infrastructures est apparue extrêmement coûteuse en fonds publics, comme le montrent les analyses économiques de récents projets ferroviaires ou de voies navigables, qui nécessitent des subventions publiques de l'ordre de 70 % à 80 % de leur coût. Les difficultés de transfert, de la route vers le fer par exemple, tiennent néanmoins beaucoup plus à la moindre qualité de service du fer (durée, ponctualité) qu'à l'insuffisance de ses infrastructures. Soulignons cependant qu'un investissement en infrastructure alternative à la route (chemin de fer notamment, mais pas seulement) constitue un facteur de réduction de la fragilité du secteur des transports dépendant à 98 % d'une source d'énergie unique : le pétrole.

- **L'organisation spatiale des activités économiques**

On a aussi prôné les actions sur l'organisation de l'espace et sur les formes de l'activité économique mais peu de décisions ont été prises en ce sens. En termes d'organisation de l'espace, on recommande l'adoption de formes urbaines propices aux transports en commun moins énergivores. Toutefois, les actions en ce domaine sont très lentes à produire leurs fruits, elles nécessitent une continuité d'action rare, et les analyses statistiques menées à leur sujet montrent que leurs effets sont faibles.

Une autre forme de ce type d'actions structurelles réside dans le désir de découplage entre l'activité économique et les transports. À ce titre, on a mis en accusation les méthodes modernes de gestion de la production fondées sur un recours important à la technique du « flux tendu », et jugées en général génératrices de transports. Mais les efforts de découplage des transports et de l'activité économique, lorsqu'ils ne sont pas fondés sur une politique de prix, se sont révélés rares et peu efficaces.

Au total, les politiques d'économie d'énergie dans les transports qui ne s'appuient pas sur une bonne coordination des outils, et en particulier sur des instruments de prix, sont à la fois peu efficaces en termes énergétiques et très coûteuses en termes de fonds publics.

- **La non-intégration des externalités**

Les principaux coûts externes dans le domaine des transports sont les accidents, la pollution atmosphérique, le bruit, la congestion (embouteillage)... La pollution atmosphérique et les changements climatiques représenteraient près de la moitié de ces coûts externes (hors congestion). Le transport routier est responsable d'une grande partie de l'augmentation, actuelle et future, de ces coûts, suivi par le transport aérien.

D'une façon générale, la connaissance des coûts externes pour chaque mode de transport est un outil indispensable pour permettre aux autorités responsables de donner des signaux au marché et d'orienter les consommateurs vers les modes de transport les plus respectueux de l'environnement. Deux stratégies peuvent être utilisées pour réduire les externalités :

— l'internalisation des coûts consistant à faire en sorte que chaque usager paie la totalité des coûts sociaux liés à chaque trajet et à l'inciter ainsi à réduire l'ampleur du problème (on a montré que sur le long terme tout au moins, la majorité des comportements en matière de transport sont fortement influencés par les coûts et les prix) ;

— l'approche réglementaire tentant de limiter les externalités sans recourir au mécanisme des prix pour modifier les comportements.

3. Les politiques de développement de l'offre énergétique

En matière d'offre, les politiques économiques visent, depuis les années 1970, à assurer la sécurité énergétique du pays, par une augmentation de l'offre d'origine nationale, la diversification des approvisionnements ainsi que la

Partie 1
Partie 1

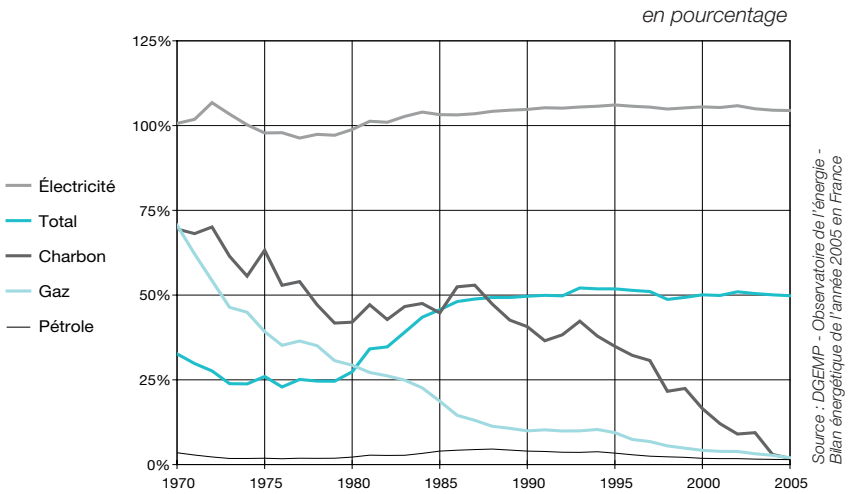
diversification des sources d'énergie utilisées. Comme pour la demande, ces politiques prennent de l'ampleur lorsqu'il y a un risque de crise majeure.

3.1. L'augmentation de l'offre énergétique nationale : le parc nucléaire

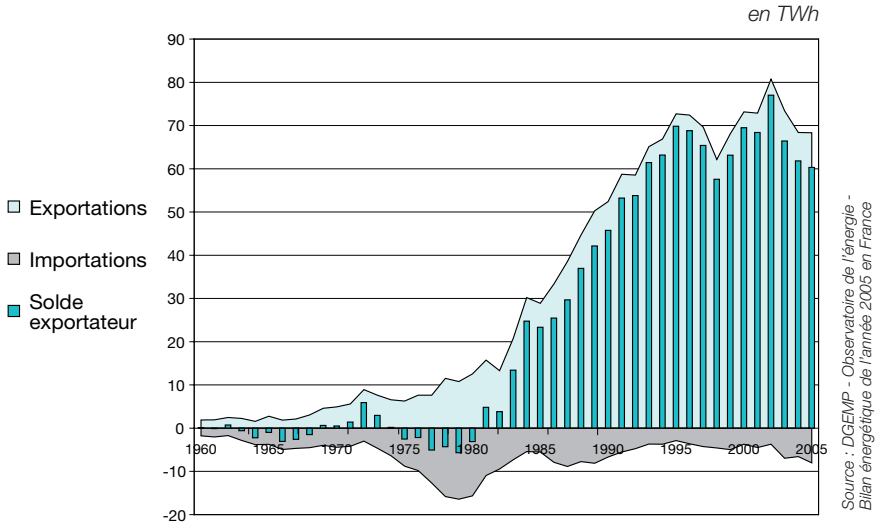
L'augmentation de l'offre nationale a essentiellement consisté à créer et à développer un parc de production d'électricité nucléaire qui a permis de sensiblement réduire la dépendance nationale par rapport aux énergies importées (graphique n° 30). Le taux d'indépendance énergétique français, qui était de moins de 25 % au début des années 1970, se situe depuis la fin des années 1980 aux alentours de 50 %. Nettement inférieur à celui de nos voisins européens au cours des années 1970, il est désormais dans la moyenne européenne.

La politique menée dans ce domaine a donc atteint les résultats poursuivis en termes de dépendance énergétique, même si, fondée sur des hypothèses de croissance de consommation trop importante, elle a dû être sensiblement réduite en cours de période. La France est toutefois restée pendant une longue période en situation de surcapacité électrique, partiellement compensée par le développement des exportations. Souvent négatif jusqu'à la fin des années 1980, le solde des échanges d'électricité est ensuite devenu excédentaire, atteignant un maximum de 77 TWh en 2002 (graphique n° 31).

Graphique n° 30 : Indépendance énergétique par type d'énergie



Graphique n° 31 : Commerce extérieur d'électricité depuis 1960

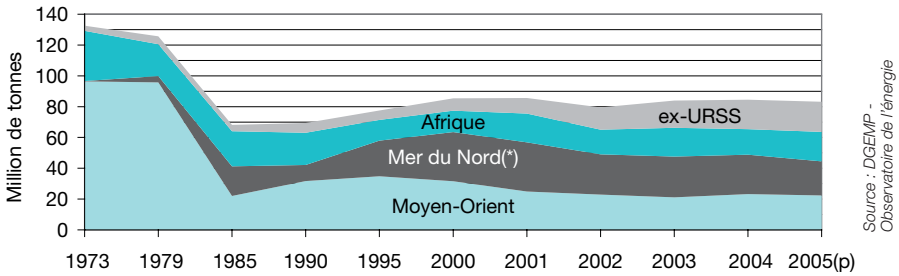


3.2. La diversification des approvisionnements

De 1973 à 1985, une grande diversification géographique des importations de pétrole brut intervient, avec une très forte diminution de la part du Moyen-Orient (71 % en 1973, 27 % en 2005), l'apparition des exploitations de la mer du Nord (0 % en 1973, 26 % en 2005) et les contributions accrues de l'Afrique noire (11 %) et de la CEI (23 %).

En 2005, la première région productrice de pétrole est le Moyen-Orient (31 %), suivi par l'Amérique du Nord (16,5 %) et l'ex-URSS (12,1 %).

Graphique n° 32 : Importations de pétrole brut par pays d'origine

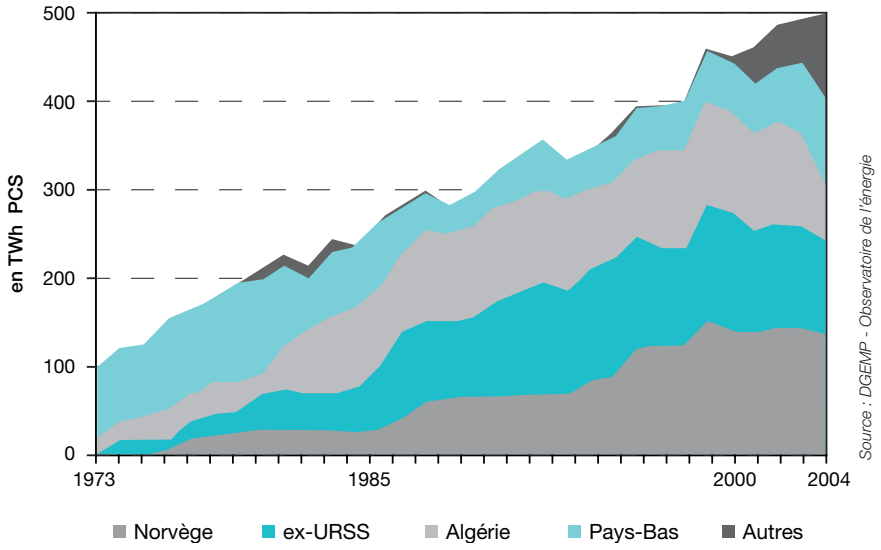


(*) Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark (p) : provisoire

La politique d'approvisionnement en gaz naturel se caractérise par une grande diversification des provenances dès le début des années 1980. Elle se caractérise également par des contrats de long terme (25 ans en moyenne) qui assurent la sécurité des approvisionnements. En 2005, 28 % du gaz importé arrive de Norvège, 21 % de Russie, 12 % d'Algérie et 19 % des Pays-Bas.

Partie 1

Graphique n° 33 : Importation de gaz naturel par pays d'origine



3.3. La diversification du mix énergétique

Au cours de la seconde moitié du XXIe siècle, la consommation d'énergie a connu trois phases principales :

- **Jusqu'en 1973** - La reconstruction d'après-guerre et le développement économique des Trente Glorieuses ont provoqué une croissance rapide de l'usage des énergies fossiles, poussant la France à utiliser ses ressources énergétiques immédiatement disponibles (gisement de gaz naturel de Lacq, mines de charbon, faible production nationale de pétrole). La production d'électricité est essentiellement à base de fioul. Relativement pauvre en énergies fossiles par rapport à d'autres pays européens, la France cherche très vite à remplacer la « houille noire » par la « houille blanche ». Dans les années 1950, elle lance un programme de construction de grands barrages pour tirer parti de son potentiel hydraulique.

- **De 1973 à 1986** - En réaction aux chocs pétroliers de 1973 et de 1979-1980, la France comme d'autres pays industrialisés cherche à privilégier le développement d'une offre nationale d'énergie. Les seules énergies industriellement envisageables à l'époque étaient l'électronucléaire et les énergies renouvelables. Elle lance donc un ambitieux programme nucléaire. EDF remplace ses centrales au fioul par des centrales au charbon.

- **De 1986 à aujourd'hui** - Avec la reprise modérée de la consommation totale, le mix énergétique français s'est progressivement stabilisé (tableau n° 17).

Tableau n° 17 : Variation de la structure du mix énergétique entre 1990 et 2005 (corrigée du climat)

en point de pourcentage

	Variation annuelle moyenne entre 1990 et 2005
Charbon	- 0,2 pt
Pétrole	- 0,3 pt
Gaz	+ 0,2 pt
Électricité*	+ 0,4 pt
EnR et déchets	- 0,1 pt

* nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque

Source : DGEMP-OE, Bilan énergétique de l'année 2005 en France

3.4. L'ouverture des marchés

Sur la fin de la période, la politique européenne d'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence a modifié les règles du jeu et les acteurs ont dû adapter leurs comportements à ce nouveau contexte. Dans l'ensemble, la vitesse de cette ouverture n'a pas été correctement anticipée en France (cf. en particulier les directives de 2003 imposant pour 2004-2007 l'ouverture complète des marchés, que beaucoup d'observateurs français croyaient impossible dans les années 1990).

En revanche, si les variations très importantes des prix de gros de l'électricité consécutives à l'ouverture ont pu surprendre nombre d'observateurs non spécialistes, persuadés que la mise en concurrence ne pouvait « que faire baisser les prix », elles n'ont pas été une véritable surprise pour les professionnels du secteur. En effet, la baisse brutale constatée dans un premier temps était la conséquence logique des surcapacités dont disposait la plus grande partie de l'Europe au nom de politiques de sécurité (les prix sont alors tombés dans plusieurs pays, dont l'Allemagne, premier marché du continent, au niveau des coûts marginaux de court terme). De même, la hausse constatée dans un deuxième temps est la conséquence logique de la tension entre l'offre et la demande qui s'est manifestée une fois les surcapacités résorbées.

3.5. Les enseignements à tirer

L'offre énergétique : une préoccupation insuffisante hors des périodes de crise

Alors que les objectifs des politiques énergétiques en matière d'offre ont peu varié dans le temps, le niveau et la composition de l'offre énergétique ne deviennent réellement des sujets de politique publique qu'en période de crise ou de rupture possible. Ainsi, le lancement du programme nucléaire est très étroitement lié à la crise de 1973. Le développement du parc nucléaire et ses surcapacités ont ensuite conduit à porter moins d'intérêt à ces questions jusqu'à la période actuelle. Le sujet revient aujourd'hui sur le devant de la scène parce que :

- nombre de pays, y compris très voisins, ont connu des black-out plus ou moins graves qui ont mis en évidence la fragilité de l'équilibre actuel dans nos pays développés ;

Partie 1
Partie 1

- la France elle-même s'est trouvée à plusieurs reprises, notamment pendant la canicule de 2003, dans une situation tendue, qui conduit à mettre ou remettre en service de nouvelles capacités ;
- les tensions internationales et l'augmentation de la demande des pays émergents en matière d'hydrocarbures ont rappelé que notre offre électrique laisse tout de même subsister une dépendance vis-à-vis d'autres sources d'énergie.

On constate alors, dans la plupart des pays développés, des capacités de production tendues en raison d'investissements trop faibles, d'une organisation des approvisionnements peu performante, notamment dans le domaine du gaz, d'un système de distribution qui ne permet pas d'utiliser au mieux les capacités disponibles, en matière d'électricité en Europe, en particulier. Tous ces éléments ont été très peu anticipés par les politiques énergétiques des différents pays, y compris en France.

Les investissements sont aujourd'hui en train de reprendre dans les différentes filières énergétiques. En raison du manque d'interconnexions électriques et de fluidité dans le marché du gaz (difficultés d'accès aux capacités de transit), ce développement se fait sur une base encore très nationale, ce qui empêche de tirer entièrement parti des complémentarités en Europe.

La libéralisation des marchés, des conséquences encore mal connues, une régulation nécessaire

La libéralisation des marchés, la disparition progressive des monopoles publics et l'apparition de nouveaux entrants ont sur l'offre d'énergie des conséquences importantes, encore difficilement mesurables.

- L'augmentation du nombre d'acteurs, en faisant jouer la concurrence, devrait permettre de diversifier les offres, notamment de développer des propositions commerciales reposant sur le « service énergétique fourni » plutôt que sur la quantité d'énergie vendue.

- À l'inverse, on peut craindre que le poids de la rentabilité à court terme ne soit renforcé, limitant les investissements nécessaires pour assurer la production nécessaire à moyen/long terme ; il y aurait donc un risque d'accentuation du caractère cyclique de l'évolution des prix de l'énergie reposant sur une succession de périodes de tension sur les capacités de production puis de surcapacités, les acteurs réagissant ensemble et de la même manière aux mêmes signaux-prix.

Les conséquences de ces évolutions dépendront grandement du fonctionnement des marchés, de leur transparence, de leur fluidité, et donc, comme pour tout marché, de l'existence d'un système de régulation efficace adapté à la taille des marchés et à l'importance stratégique de l'énergie.

L'interaction de ce marché avec celui du carbone, dont la mise en place est encore balbutiante mais qui devrait prendre à l'avenir une place importante dans le cadre de la lutte contre le changement climatique au niveau mondial, devra également faire l'objet d'une attention très particulière.

Des modes de soutien différents selon les types d'énergie…

Selon le type d'énergie concerné, les modalités de soutien à utiliser sont différentes.

- Le développement de l'énergie nucléaire est passé d'abord par un fort soutien à la recherche qui se poursuit aujourd'hui, tant pour améliorer les capacités et l'efficacité de production que pour trouver des solutions à la gestion des déchets, puis par une phase de forts investissements qui ont permis la production d'un kWh à faible coût.

- À l'inverse, les énergies renouvelables nécessitent certes des efforts en termes de recherche, mais d'une ampleur moindre. Les investissements unitaires sont moins coûteux mais le coût de production ne diminue que progressivement au fur et à mesure du développement conjoint de la recherche et des effets d'échelle. Le soutien à ces types d'énergie passe donc par un soutien au prix de l'énergie produite jusqu'à ce qu'il rejoigne celui des autres énergies.

…qui nécessitent des politiques de filières cohérentes

Les politiques industrielles menées dans ce secteur doivent donc avoir une cohérence d'ensemble afin d'assurer le développement harmonieux des acteurs des filières concernées. Le soutien à la recherche française dans le photovoltaïque n'a pas de raison d'être si l'on ne met pas en place une politique de soutien minimal du marché permettant aux industriels qui investissent dans la recherche, ou qui ont vocation à en utiliser les résultats, d'assurer un minimum de chiffre d'affaires sur le territoire national. C'est dans cet esprit que les tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque ont été récemment augmentés, décision rapidement suivie d'effet sous forme d'investissements industriels de production photovoltaïque sur le territoire français.

Les politiques industrielles ne doivent pas être limitées aux besoins énergétiques nationaux

Le développement actuel des énergies renouvelables à travers le monde, notamment éolienne et solaire, et la place relativement faible qu'y tiennent les industriels français, ainsi privés d'une dynamique de marché remarquable, illustrent combien il est important d'assurer à toutes les formes d'offre énergétique d'avenir des possibilités de croissance, même si les capacités et les choix nationaux d'approvisionnement diffèrent selon les pays. Les efforts récents de relance de ces politiques, notamment sous forme d'incitations fiscales ou de tarifs d'achat, visent à remettre nos industriels au cœur des compétiteurs mondiaux, y compris dans ces technologies, et les résultats commencent à apparaître.

De même, la capture et le stockage du CO_2, bien que d'une utilité moindre en France que dans de nombreux pays utilisant massivement des centrales thermiques, doivent faire l'objet d'un soutien en matière de R & D et de démonstration afin que nos industriels, aux compétences reconnues dans ces domaines, puissent apporter la preuve de leurs capacités sur un marché promis à une belle expansion.

Partie 1
Partie 1

Conclusion

Les enseignements tirés de l'expérience des trente dernières années doivent permettre d'éviter certaines erreurs ou faiblesses dans la mise en œuvre des politiques publiques de l'énergie. Ils soulignent en particulier la nécessité d'intégrer ces politiques dans des perspectives de moyen/long terme, tant dans les objectifs que dans les outils :

- à la fois du côté de l'offre, qui repose sur des investissements dont la rentabilité demande du temps,
- et du côté de la demande, qui repose sur des évolutions de comportements lentes à se réaliser, et jamais totalement acquises (comme l'a montré la perte d'intérêt enregistrée sur ces thèmes depuis 1986, en l'absence de forte mobilisation).

Les agents socio-économiques ont besoin d'une visibilité suffisante pour passer aux actes. En ce sens, la période actuelle, qui fonde les politiques énergétiques non seulement sur des considérations économiques liées notamment au prix des hydrocarbures, mais aussi sur des considérations environnementales de lutte contre le changement climatique, devrait permettre d'assurer une meilleure pérennité aux politiques et d'éviter les « *stop and go* ». La priorité devra être accordée au gisement important que constituent les mesures d'économies d'énergie, le passé nous enseignant qu'une grande partie peut être mise en œuvre à coût faible, voire nul.

Mais il faut aussi tenir compte de certains changements majeurs survenus au cours de la période précédente, dans la définition et la mise en œuvre des politiques de l'énergie. Deux évolutions sont particulièrement notables :

- le protocole de Kyoto vise à donner un prix au carbone. Une première démarche dans ce sens a conduit à la création, en 2005, d'un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre en Europe, ce qui a provoqué la répercussion du prix du carbone dans les prix de gros des marchés de l'électricité. Cet élément nouveau pourrait avoir une influence sur les choix d'investissement des États membres dès lors que le système aura évolué pour décourager les investissements émetteurs de dioxyde de carbone, *via* notamment une harmonisation des modalités d'allocation ;
- de nouveaux acteurs sont apparus dans le domaine de l'énergie, conséquence à la fois de la décentralisation des pouvoirs en faveur des collectivités territoriales et du développement d'une production d'énergie décentralisée, grâce aux énergies renouvelables. La conjonction de ces deux phénomènes a pour conséquence la multiplication des acteurs « publics » pouvant mettre en place des politiques énergétiques, ce qui peut complexifier mais aussi permettre de démultiplier et de faciliter les actions à mener.

Les futures politiques de l'énergie et du climat devront désormais tenir compte de ces nouveaux outils et acteurs.

Annexes

Annexe 1 - Liste des membres du groupe 1

Présidente : **Michèle Pappalardo**, *Présidente de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie*

Rapporteure : **Aude Bodiguel**, *Centre d'analyse stratégique*

Membres titulaires (les suppléants sont indiqués entre parenthèses) **:**
Bruno Sido, *Sénateur de la Haute-Marne*
Philippe Rosier, *MEDEF* (Michel Romieu)
Jean-François Roubaud, *Président de la CGPME* (Dominique Broggio)
Pierre Perrin, *Président de l'UPA* (Jean Lardin)
Charles Beigbeder, *PDG de Poweo*
Pierre Gadonneix, *Président d'EDF* (Dominique Lagarde)
Jean-Michel Charpin, *Directeur général de l'INSEE* (Marc Beudaert)
Dominique Maillard, *Directeur général de la DGPME* (Richard Lavergne)

Annexe 2 - Symboles, unités et coefficients multiplicateurs

CO_2	Dioxyde de carbone ou gaz carbonique
ppm (ou ppmv)	partie par million (en volume)
k	(kilo) pour les milliers (10^3)
M	(méga) pour les millions (10^6)
G	(giga) pour les milliards (10^9)
T	(téra) pour mille milliards (10^{12})

Le joule (J) est l'unité physique du système international pour compter l'énergie.

Le watt (W) sert à mesurer les puissances énergétiques (1 W = 1J/s).

Le wattheure (Wh), utilisé notamment pour mesurer les consommations d'électricité, représente l'énergie produite par une puissance de 1 W pendant une heure, soit 3 600 J.

tCO_2	Tonne équivalent CO_2	(N.B. : différent de la « tonne équivalent carbone », 1 tC = 3,67 tCO_2)
tep	Tonne équivalent pétrole	(1 tep = 42 gigajoules = 11,7 mégawattheure)

Partie 1

Partie 1

Annexe 3 - Bibliographie

AIE (2005), *Renewable Information.*

AIE (2006), *Electricity Information.*

ADEME (2004), Conseil mondial de l'Énergie, *Efficacité énergétique : panorama mondial.*

Conseil national de l'Évaluation – Commissariat général du Plan (2003), *Évaluation des politiques publiques en faveur du transport combiné rail-route*, Paris, La Documentation française, novembre 2003.

DGEMP – OE (2006), *Les énergies renouvelables en France 1970-2005*, juin.

DGEMP – OE (2006), *L'électricité en France en 2005 : une analyse statistique*, juin.

DGEMP – OE (2005), *Consommations de carburants des voitures particulières en France 1988-2004*, décembre.

DGEMP – OE (2001), *La fiscalité de l'énergie*, juillet.

EWEA (2004), *Wind Energy : the Facts.*

Girault M. (2000), « Les économies d'énergie de chauffage depuis vingt-cinq ans » *Note de synthèse du SESP*, n° 129, mai-juin.

CTBA, ADEME (2002), *Guide Chaufferies bois pour le séchage des sciages.*

INSEE PREMIÈRE (2002), « La consommation d'énergie à usage domestique depuis quarante ans », n° 845, mai.

Kinnock N., (1995) « Vers une tarification équitable et efficace dans les transports : options en matière d'internalisation des coûts externes des transports dans l'Union européenne », *COM (95) 691 final*.

Le Blanc F. (2000), « Sensibilité aux prix de la consommation de chauffage dans le résidentiel », *Note de synthèse du SESP*, n° 129, mai-juin.

Leray T. et de La Roncière B. (2002), *Trente ans de maîtrise de l'énergie*, ATEE, 229 p.

MinEFI - Repères (2006), *L'énergie en France.*

MTETM/SESP (2006) – « Des budgets sensibles aux prix des énergies importées », *En bref,* n° 4, janvier.

MTETM/SESP (juin 2006), *Compte des transports 2005* (tome 1).

MTETM/SESP (2006), *Compte du logement* (tomes 1 et 2).

Partie 2
Partie 2

Partie 2

Perspectives de l'offre et de la demande mondiales

Rapport du groupe de travail 2

Président : Olivier Appert
Président de l'Institut français du pétrole

Rapporteur : Hervé Pouliquen
Centre d'analyse stratégique

Partie 2

Messages clés

Le référentiel général des enjeux des politiques énergétiques s'est formalisé autour des 3E, **sécurité Énergétique, croissance Économique et protection de l'Environnement,** que le Conseil mondial de l'énergie a complétés en insistant sur les valeurs sociétales des 3A, **Accessibilité, *Availability* (disponibilité) et Acceptabilité**. Il faut noter néanmoins que, parmi les pays développés ou émergents, la priorité entre les 3E varie. Pour certains, l'enjeu de la croissance économique devance celui de la protection de l'environnement malgré le risque élevé que l'énergie fait peser sur le changement climatique. Cette priorité à court terme pour la croissance et la compétitivité n'exclut pas des efforts en matière d'environnement mais ceux-ci s'inscrivent dans une période plus longue. L'Europe, qui a une volonté de leadership sur l'environnement, s'interroge sur la stratégie à retenir pour concilier compétitivité et environnement. Les États-Unis ont pour l'instant retenu une stratégie technologique dans l'énergie avec l'ambition de devenir à moyen terme le leader mondial dans les techniques d'économies d'énergie.

Il y a donc un choix de priorités important pour les politiques énergétiques entre compétitivité/croissance et protection de l'environnement associée à la prévention du changement climatique.

La sécurité d'approvisionnement est une notion qui se transforme. Le premier choc pétrolier avait profondément marqué les politiques énergétiques et centré ce sujet autour de l'indépendance énergétique par rapport aux importations de pétrole. Les réactions avaient été vives et variées : diversification des sources d'approvisionnement, politique d'économies d'énergie, développement des substituts, renforcement et libéralisation du marché international du pétrole par l'action internationale et la diplomatie, création de dispositifs de gestion de crises. Ces mesures ont conduit à renforcer la sécurité d'approvisionnement et ont contribué à l'amélioration des marchés des hydrocarbures. Cette notion doit être réexaminée.

Concernant le pétrole et le gaz, elle se traduit par les **deux principaux risques** suivants :

- les ressources (*underground risk*) : les données des réserves prouvées de pétrole et de gaz publiées entre 1973 et 2000 montrent une augmentation du rapport réserves/production : 30 à 40 ans pour le pétrole et 48 à 65 ans pour le gaz. Néanmoins, depuis 1980, les découvertes sont faibles (environ 12 Gtep par an contre 30 à 60 Gtep entre les années 1945 et 1980) et elles incluent une part croissante (environ 40 % aujourd'hui) de réserves difficilement exploitables (offshore profond, pétroles lourds). Notre observation, qui rejoint celle d'une part importante de la communauté énergétique, est que **le pic pétrolier marquant le début de raréfaction de la ressource se situerait entre 2020 et 2030**. Cette opinion repose principalement sur l'observation du maintien d'une

demande tendancielle forte résultant d'une croissance économique soutenue et d'une faiblesse des découvertes depuis trente ans ;

- la dimension géopolitique (*overground risk*) est caractérisée par une série de risques : de conflits, de transport et d'évacuation des hydrocarbures, de fermeture croissante de l'amont aux compagnies internationales et d'un pouvoir de marché des producteurs qui s'affirme. **Ces risques géopolitiques qu'il faut couvrir participent à la montée des prix. Ils justifient une diplomatie internationale accrue.**

Pour éviter d'affronter les conséquences d'une insuffisance de l'offre, soit par la contrainte géopolitique, soit par la contrainte d'épuisement, il est nécessaire d'**accélérer les efforts de transition énergétique**, en particulier de trouver les substituts dans les secteurs très dépendants du transport et de la pétrochimie. **Les biocarburants constituent une alternative à considérer sérieusement dans une dimension mondiale.**

Mais la sécurité d'approvisionnement concerne toutes les sources d'énergie ; elle ne s'arrête pas aux frontières et va jusqu'au consommateur final. En l'occurrence, l'électricité soulève de nouveaux risques de continuité de fourniture comme l'ont montré les black-out aux États-Unis, en Italie et en Allemagne.

Le prix des énergies redevient une variable forte des politiques énergétiques. Notre groupe de travail a conclu sur **un scénario probable de prix élevés des énergies pour les décennies à venir**. L'observation du passé et les caractéristiques du secteur (phases d'investissements en perspective de cycle haut, de désinvestissements en période de prix bas) montrent un comportement cyclique des prix qui se superpose à une tendance haussière liée à la raréfaction progressive des ressources et des matières premières.

À court terme, le prix du pétrole réagit comme une commodité selon un équilibre offre/demande, sous le contrôle de l'OPEP devenue très vigilante sur les évolutions à la baisse. Les cinq prochaines années devraient connaître une certaine détente résultant de l'ajout récent de capacités de production. Ensuite, survient une période d'incertitude correspondant au pic de production des pays non OPEP. Puis, au-delà de 2020-2030, le prix devrait être dirigé en fonction des substituts vers **une valeur estimée à 100 $/b**. En complément, la contrainte de limitation du CO_2 (*climate risk*) devrait entraîner des actions coûteuses mais qui conduiront à réduire la consommation d'hydrocarbures, préparant un nouveau cycle de stabilisation ou de baisse des prix.

L'existence de marchés dans l'énergie est en principe un facteur favorable à la formation du meilleur prix. Le marché mondial du pétrole est ainsi un atout que les pays consommateurs doivent conforter pour éviter le pouvoir des producteurs et les risques de dérive importante des prix pour les raisons évoquées ci-dessus.

Le marché international du gaz est en cours de formation en particulier sous l'effet du GNL (gaz naturel liquéfié). En position de dépendance croissante aux importations (57 % à 84 % en 2030), l'Europe a intérêt à participer au renforcement de l'efficacité du marché du gaz. Elle a jusqu'ici construit des liens forts avec les pays producteurs de gaz. La relation est caractérisée par une interdépendance forte. Elle nécessite un vrai dialogue politique, particulièrement entre l'Europe et la Russie (principal fournisseur avec 27 % des réserves mondiales)

sur les perspectives énergétiques à moyen terme pour sécuriser les approvisionnements et les investissements à l'amont.

Le marché de l'électricité est marqué par un niveau d'échanges beaucoup plus faible comparé au gaz et au pétrole, compte tenu des infrastructures nécessaires aux transits entre les pays et du caractère non stockable de l'électricité.

Le mix énergétique devrait connaître des changements importants pour s'adapter à la croissance de la demande d'énergie (1,7 % par an au niveau mondial d'ici à 2030) et aux contraintes environnementales. Les principaux exercices de prospective énergétique volontaristes pour limiter les émissions de CO_2 à l'horizon 2050 (550 ppm) apportent des premiers repères sur la part des énergies dans le mix primaire : pétrole (20 %, division par 2 par rapport à aujourd'hui), gaz 20 % à 30 % (+ 50 %), énergies renouvelables 30 % (multiplication par 2), nucléaire ou charbon entre 4 % et 15 % chacun (des chiffres très différents, le nucléaire étant plutôt en augmentation et le charbon plutôt en baisse). Dans ces scénarios, **la consommation mondiale s'établirait entre 18 et 25 Gtep, le double d'aujourd'hui ; les émissions de CO_2 seraient seulement ramenées au niveau actuel**.

Malgré une prise de conscience croissante de l'enjeu environnemental et climatique, le charbon a connu dans le monde une exceptionnelle croissance tirée par la production électrique, de 34 % entre 2000 et 2005, contre 8 % pour le pétrole et 13 % pour le gaz naturel.

Il est souhaitable que les coûts de la production électrique (grand pollueur) intègrent au plus tôt une valeur du carbone, ce qui modifierait sensiblement la compétitivité des différents moyens de production d'électricité.

Pour l'instant, le nucléaire et le charbon devraient être les sources principales pour la production en base et les cycles combinés à gaz pour la semi-base et la pointe. La production électrique à base de charbon est de loin la plus polluante tant que les dispositifs de capture et stockage du CO_2 ne sont pas prêts, ce qui ne devrait pas être le cas à une échelle significative avant la décennie 2020. La compétitivité du gaz naturel baisse néanmoins rapidement par rapport au charbon au-delà d'un prix actuel de l'ordre de 5 €/Mbtu. Le nucléaire est compétitif en base et ne souffrira pas d'un surcoût carbone à terme. Les énergies renouvelables devraient connaître une poursuite de leur croissance et, pour l'éolien, dans les bons sites, se placer en concurrence des autres énergies à partir de 2020.

En complément, **l'Agence internationale de l'énergie recommande des politiques massives d'économies d'énergie** soutenues par la réglementation ; des gisements très importants sont rentables avec les technologies actuelles.

Au plan macro-économique, il faut tenir compte des évolutions actuelles de la mondialisation. Celles-ci ne sont pas des phénomènes nouveaux mais l'accélération de ses processus, les ruptures potentielles engendrées et l'émergence de nouveaux pays acteurs changent la donne. La mondialisation dans l'énergie peut se caractériser par une double approche :

- un processus d'intégration des marchés qui est le résultat de l'augmentation des flux d'échanges. Il concerne les sources d'énergie, pétrole, gaz, charbon, demain les biocarburants, mais aussi les technologies, les produits et les services. C'est donc un enjeu fort pour notre industrie énergétique dans son ensemble de participer à ce mouvement. Compte tenu des alliances qui se forment notamment entre les États-Unis, la Chine et l'Inde, **il est urgent d'examiner en fonction des filières les stratégies d'internationalisation et les recompositions industrielles des acteurs français de l'énergie pour répondre aux enjeux technologiques et industriels au plan mondial**. Il faut en particulier dégager les quelques technologies clés et y concentrer les moyens car une part de la compétition se joue déjà sur la R & D. **Après une croissance très rapide entre 1974 et 1980, les niveaux de R & D ont subi un long déclin (40 %). Ils devraient connaître un retour face aux nouveaux enjeux énergétiques** ;
- la prise de conscience de l'existence de biens publics mondiaux qui doivent être gérés collectivement dans l'intérêt de la communauté internationale. Se pose un problème d'action collective et de coopération internationale. Cela concerne le risque de changement climatique causé par les émissions de gaz à effet de serre (GES) dont la production d'électricité et certains usages (transports) sont les principaux responsables. C'est le domaine du protocole de Kyoto et du **choix de la stratégie à retenir pour le post-2012 dans le cadre européen, attendue par de nombreux acteurs**. Cela concerne aussi plus généralement l'empreinte énergétique des sociétés modernes (augmentation de la pollution et de la dégradation du milieu naturel). **Les risques causés par l'urbanisation à grande échelle qui s'accélère appellent une modification des processus de fonctionnement et d'organisation des sociétés**, avec de nouvelles pratiques et technologies plus efficientes et moins polluantes.

Partie 2

Résumé

Le groupe Perspectives de l'offre et de la demande mondiales a été chargé d'éclairer la commission Énergie sur le cadre international du système énergétique. Ce rapport rappelle en introduction les référentiels utilisés par les organisations internationales et les politiques énergétiques ainsi que les principaux défis pour les décennies à venir.

Les scénarios de référence produits notamment par l'Agence internationale de l'énergie ou la Commission européenne mettent en évidence la situation insoutenable que produirait la poursuite tendancielle à l'échelle mondiale des modes actuels de production et de consommation énergétiques. Les discussions et les auditions du groupe Perspectives de l'offre et de la demande mondiales ont permis de sélectionner et d'approfondir une série de facteurs d'influence importants d'ici à 2050. Le travail de synthèse présenté organise ces facteurs selon trois échelles de temps 2050, 2020-2030 et 2012. Il en découle une mise en forme de trois « horizons » en regard desquels sont formulés trois jeux de recommandations.

Horizon 1 : une période de grands risques climatiques et urbains. Vers un mix énergétique décarboné

La situation de référence à 2050 fait ressortir des risques majeurs climatiques et urbains. L'anticipation de ces risques recommande que l'ensemble des pays poursuive un objectif commun de développement durable, les pays industrialisés en vue de réduire leur empreinte écologique et les autres pour augmenter leur développement.

Côté offre, le choix du mix énergétique à très faible émission qui pourra être retenu au plan mondial n'est pas stabilisé, comme le montrent les scénarios mondiaux volontaristes encore différents sur la part du charbon et du nucléaire. Côté demande et avant tout en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES), l'horizon 2050 doit être marqué par un aboutissement tangible des profondes transformations des grands secteurs de consommation : transport, habitat, production électrique, qui auront marqué la période précédente.

Facteurs clés	Recommandations
• Risque climatique • Risque urbain • Réserves de pétrole et de gaz en baisse • Formation d'un mix énergétique décarboné	• Constituer des compétences d'évaluation des risques et instruire une politique de prévention • Définir une stratégie industrielle de long terme • Promouvoir une valeur de la tonne de carbone au niveau du G12

Horizon 2 : une transition énergétique industrielle et sociale. Vers un rééquilibrage du mix par grande région et par secteur

La période 2020-2030 devrait voir se concrétiser les débuts significatifs de la transition énergétique dans plusieurs grands secteurs d'utilisation finale ou de transformation de l'énergie, notamment le transport, l'habitat, la ville, la production d'électricité, etc.

À cet horizon, le progrès incrémental (rendement, optimisation des systèmes) constitue un champ d'action prioritaire, susceptible d'étendre les possibilités des techniques existantes et d'ouvrir la voie à différents relais de croissance.

La substitution entre les sources d'énergie à des niveaux de l'ordre de 20 % à 30 % doit mobiliser les grands secteurs de consommation qui vont aller vers un mix énergétique final plus équilibré. Il s'agit en priorité des transports (biocarburants 2G, véhicule hybride, etc.), de la production électrique (nucléaire 3G, charbon avec capture et stockage du CO_2 ou CCS[1], éolien et solaire, procédés de conversion, etc.), de l'organisation des villes et des modes de vie, de l'habitat (rendement des bâtiments existants, énergies renouvelables intégrées au bâti, etc.).

Facteurs clés	Recommandations
• Début de transition énergétique des grands secteurs de consommation (transport, production d'électricité et de chaleur, habitat) • Modification du marché international du pétrole par l'émergence de substituts • Organisation et modes de vie : une dimension locale croissante • Relance mondiale du nucléaire • Formation d'un mix énergétique plus équilibré par grande région et par secteur	• Renforcer la veille stratégique et les stratégies sectorielles et intersectorielles pour préparer la place de l'industrie dans les grands marchés correspondant aux transitions • Définir une stratégie technologique tenant compte du cadre de coopération internationale • Lancer plusieurs initiatives de coopérations bilatérales ou multilatérales • Examiner de nouveaux modèles d'organisation de la société urbaine pour réduire les flux énergivores • Promouvoir le débat européen sur le nucléaire • Préparer le renouvellement des compétences dans les métiers de l'énergie

Horizon 3 : les économies d'énergie en priorité pour la compétitivité. La recherche d'un mix énergétique intégrant les dimensions locales et internationales pour préparer le moyen/long terme

À l'horizon 2012, les économies d'énergie sont prioritaires. Elles peuvent contribuer de façon significative à la compétitivité économique (balance commerciale,

1 – *Carbon capture and storage.*

Partie 2

marges, pouvoir d'achat, technologies et produits associés, emplois), à la réduction de la pollution et des émissions de GES et indirectement à la sécurité d'approvisionnement.

En ce qui concerne le cadre institutionnel, les deux objectifs majeurs sont la contribution à l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie et, vis-à-vis du protocole de Kyoto, l'accord post-2012 à envisager dans une optique diplomatique et industrielle.

En relation avec la sécurité d'approvisionnement, la dimension géopolitique et les risques des marchés pétroliers et gaziers deviennent des composantes fortes du paysage énergétique. Parmi les conséquences, il faut noter la poursuite des mouvements de recomposition industrielle à l'échelle des grandes régions et du monde (concentration, internationalisation des entreprises).

L'effort de R & D dans l'énergie, qui a beaucoup baissé depuis le début des années 1980, devra retrouver les niveaux à la hauteur des enjeux des décennies à venir. Une attention nouvelle est à accorder à la normalisation, processus dans la durée, afin de se préparer aux transitions des différents secteurs évoquées dans le scénario 2.

Facteurs clés	Recommandations
• La présence d'un nouveau cycle économique • Les économies d'énergie : une priorité économique et environnementale • L'accord post-2012 : un enjeu climatique et industriel • L'augmentation de la R & D pour préparer le moyen/long terme • L'émergence d'une politique européenne de l'énergie • Les marchés du pétrole et du gaz sous l'effet d'une nouvelle géopolitique internationale	• Engager une transition et une stratégie pour les économies d'énergie vers - 3 % de baisse de l'intensité énergétique en 2012 • Bâtir une stratégie pour le post-2012 • Stratégie technologique : priorité aux économies d'énergie, à l'amélioration des rendements et à la capture/stockage du CO_2 • Promouvoir et renforcer la normalisation à l'échelle internationale dans de nombreux domaines d'applications : bâtiments, transports, nucléaire, etc. • S'appuyer sur les sujets climat et économie d'énergie pour bâtir la politique énergétique européenne • Renforcer l'articulation entre l'analyse diplomatique et la stratégie industrielle

Introduction

Depuis deux ans, l'énergie est revenue au cœur des préoccupations des opinions publiques et des gouvernements. La flambée des prix du pétrole et de l'ensemble des matières premières a suscité des craintes comparables à celles des chocs pétroliers des années 1970. Les opinions publiques sont inquiètes sur les perspectives énergétiques qui pourraient remettre en cause le modèle de développement qui prévaut depuis des décennies. Cette inquiétude se double aujourd'hui d'un défi environnemental lié au changement climatique.

Les défis énergétiques sont par nature mondiaux. On ne peut envisager une politique énergétique autarcique qui ne prenne pas en compte les équilibres offre/demande mondiaux. Cependant, ces défis sont différenciés par source d'énergie et par grande région.

Le secteur énergétique se caractérise par une grande inertie. Les décisions structurantes prises (*i.e.* programme nucléaire ou de maîtrise de l'énergie) n'ont un impact significatif qu'après une à deux décennies. Le défi du changement climatique impose de placer notre réflexion dans une vision de long terme. Ainsi, il faudra des décennies pour maîtriser la concentration dans l'atmosphère de gaz à effet de serre. Enfin, il y a un décalage majeur entre l'horizon temporel du secteur de l'énergie et celui de la politique ou des médias.

La géopolitique est une dimension intrinsèque du secteur énergétique. Cela tient d'abord à la répartition inégale des ressources d'énergies fossiles ; c'est en particulier le cas des ressources de pétrole et de gaz, à un moindre degré de l'uranium et du charbon. Les débats sur le changement climatique ont aussi une dimension géopolitique, notamment entre pays industrialisés et pays en développement, entre pays producteurs d'énergie propriétaires des ressources et pays consommateurs.

Les rapports de forces entre États sont rarement issus d'un différend lié à la question énergétique. L'énergie et singulièrement les hydrocarbures apparaissent néanmoins comme un élément de premier plan qui cristallise les divergences d'intérêts et façonnent les relations géopolitiques. Les conflits géopolitiques ont ainsi un impact à long terme sur le secteur énergétique. Ils peuvent aussi avoir des conséquences majeures à court terme sur l'économie mondiale, comme on l'a constaté lors des chocs pétroliers.

Partie 2

Les référentiels des politiques énergétiques

La définition d'un cadre général qui constituerait un référentiel pour les enjeux du secteur énergétique et les politiques énergétiques se formalise progressivement. De nombreux organismes se réfèrent désormais au modèle des 3E :

— *Energy security* (sécurité d'approvisionnement),
— *Economic growth* (croissance économique),
— *Environmental protection* (protection de l'environnement).

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) y ajoute l'enjeu de l'énergie pour tous (*Energy poverty*)[2] que l'on pourrait aussi énoncer sous la forme « *energy Exclusion* » pour former les 4E.

Le Conseil mondial de l'énergie (CME) considère que les défis énergétiques de demain méritent d'être appréciés à l'aune des trois critères suivants (règle des 3A) :

— *Accessibility*[3] (l'accessibilité énergétique),
— *Availability* (la disponibilité de l'énergie),
— *Acceptability* (l'acceptabilité de l'énergie).

Les recommandations du sommet du G8 à Gleneagles en 2005 mettent en évidence trois défis : combattre le changement climatique, promouvoir une énergie sûre[4] et parvenir à un développement durable partout dans le monde.

À l'échelon européen, la Commission européenne, dans le Livre vert[5] sur l'énergie, a proposé de sous-tendre une future stratégie européenne par trois principes essentiels formant un équilibre entre durabilité, compétitivité et sécurité d'approvisionnement.

Enfin, la France fait référence pour sa politique énergétique au principe du développement durable qui repose sur le respect des trois critères généraux : économique, environnemental et sociétal.

2 – Matérialisé notamment par le fait que 1,6 milliard de personnes n'ont pas accès à l'électricité et qu'elles seraient encore 1,4 milliard en 2030 selon les scénarios tendanciels.
3 – Cette notion apparaît souvent comme un critère plus fort que l'acceptabilité, en particulier dans les pays en développement.
4 – Des sources d'énergie sûres et fiables à un prix réduit sont essentielles pour la stabilité économique et le développement. L'augmentation de la demande énergétique mondiale constitue un problème pour la sécurité énergétique du fait d'une dépendance accrue à l'égard des marchés mondiaux de l'énergie.
5 – 8 mars 2006.

Chapitre 1

Les scénarios tendanciels révèlent trois défis majeurs

2

1. La hausse inéluctable des besoins énergétiques mondiaux

La croissance démographique et l'élévation du niveau de vie impliqueront une augmentation significative de la demande mondiale d'énergie, en particulier en provenance des pays en développement. La consommation énergétique passerait de 10,6 Gtep en 2005 à 23 Gtep en 2050, selon une croissance moyenne de 1,7 % par an (tableau n° 1).

Tableau n° 1 : Demande mondiale d'énergie en Mtep

	1971	2002	2010	2020	2030	2002-2030
Charbon	1 407	2 389	2 763	3 193	3 601	1,5 %
Pétrole	2 413	3 676	4 308	5 074	5 766	1,6 %
Dont soutes maritimes internationales	*106*	*146*	*148*	*152*	*162*	*0,4 %*
Gaz	892	2 190	2 703	3 451	4 130	2,3 %
Nucléaire	29	692	778	776	764	0,4 %
Hydraulique	104	224	276	321	365	1,8 %
Biomasse et déchets	687	1 119	1 264	1 428	1 605	1,3 %
Dont biomasse traditionnelle	490	763	828	898	920	0,7 %
Autres renouvelables	4	55	101	162	256	5,7 %
TOTAL	5 536	10 345	12 194	14 404	16 487	1,7 %

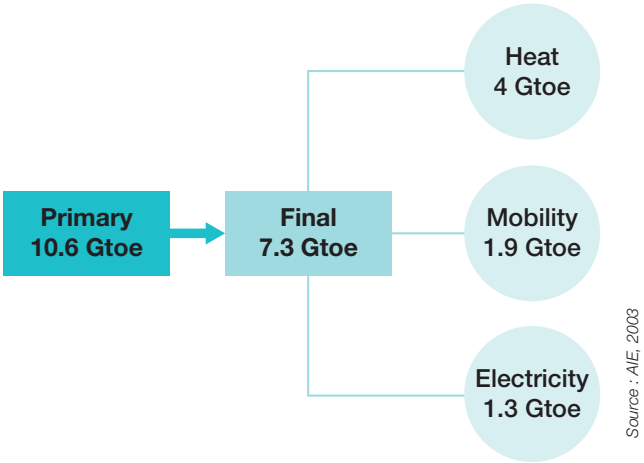
Source : AIE, 2004

Partie 2

2. La réponse de l'offre

Elle doit se hisser à la hauteur des besoins par l'adaptation des systèmes de production ou l'utilisation de nouvelles énergies, grâce au développement de nouvelles technologies[6]. En particulier, les combustibles fossiles (qui couvrent aujourd'hui plus de 80 % des besoins énergétiques mondiaux) restent fortement sollicités dans les scénarios tendanciels, or ils posent différents problèmes : ressources épuisées à long terme, accessibilité à court/moyen terme, pollution, etc. L'hypothèse d'un plafonnement de la production d'hydrocarbures classiques doit donc être sérieusement considérée. La figure n° 1 décrit la répartition globale de la consommation.

Figure n° 1 : Consommation globale d'énergie

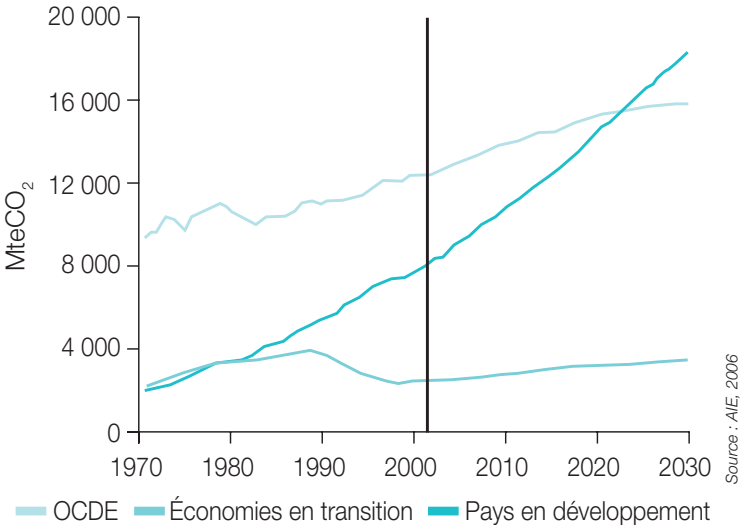


3. Le dérèglement climatique

Il est dû aux émissions de gaz à effet de serre. Les émissions de CO_2 augmenteraient de 60 % d'ici à 2030 (figure n° 2). Or le secteur énergétique est responsable aujourd'hui d'environ 80 % des émissions de gaz à effet de serre. Au niveau mondial, la croissance de la demande d'énergie primaire et de la consommation finale est principalement tirée par la production d'électricité et les transports, secteurs à l'origine des émissions de GES les plus élevées.

6 – Effet des nouvelles technologies non inclus dans les scénarios tendanciels.

Figure n° 2 : Émissions mondiales de CO_2 en 2005



Ces défis sont majeurs et l'AIE déclare d'ailleurs que le scénario tendanciel correspondant n'est pas soutenable. Les inflexions sont à trouver au travers de scénarios alternatifs. C'est la mission qu'a confiée le G8 à l'AIE lors du sommet de Gleneagles en 2005 : « donner des conseils sur les scénarios et stratégies énergétiques alternatifs ouvrant la voie à un avenir propre, intelligent et concurrentiel ».

Les trois défis s'inscrivent dans un contexte géopolitique tendu. Il n'existe pas de panacée immédiate permettant de les résoudre tous les trois. Les politiques mises en œuvre doivent rechercher dans un contexte incertain le meilleur compromis entre des objectifs contradictoires par nature.

World Energy Outlook 2006[7]

L'horizon habituel à 2030 des exercices de prospective de l'AIE a été complété par un horizon à 2015. Le scénario tendanciel correspond à la situation où les politiques existantes n'évoluent pas; le scénario alternatif décrit le système énergétique en tenant compte d'hypothèses réalistes d'ici à 2030, notamment d'avancées technologiques. Pour 2050, il est possible de faire des hypothèses plus radicales sur le progrès technologique, comme le présentent les scénarios ACT (*Accelerated technology scenarios*)[8] and TECH+[9], plus optimistes sur les technologies prometteuses.

7 – 8 novembre 2006.
8 – Selon les quatre technologies suivantes : énergies renouvelables, nucléaire, séquestration du carbone (CCS), efficacité énergétique.
9 – Ce scénario considère une baisse des coûts plus importante pour les piles à combustibles, la production d'électricité renouvelable, les biocarburants (2e génération) et le nucléaire.

Partie 2

Les caractéristiques du scénario de référence à 2030 sont :

- + 50 % d'énergie primaire entre 2004 et 2030 (+ 1,6 %/an) ;
- 70 % de l'accroissement sont dus aux pays émergents ou en développement ;
- 50 % de l'accroissement correspondent à la production d'électricité supplémentaire ;
- la répartition de la croissance par énergie primaire : charbon (+ 1,8 %/an), pétrole (+ 1,3 %/an soit 112 Mb/j en 2030), gaz (+ 2 %/an), nucléaire (+ 0,7 %/an), biomasse et déchets (+ 1,3 %/an), autres renouvelables (+ 6,6 %/an).

Le scénario alternatif prend en compte les progrès probables des énergies renouvelables, du nucléaire et de l'efficacité énergétique. Ainsi, la demande mondiale diminuerait de 10 % en 2030 par rapport au scénario de référence (passant de 17 Mds tep à 15,4 Mds tep pour 11,3 Mds tep en 2005). Les consommations des différentes énergies varieraient comme suit par rapport au scénario de référence : charbon (- 20 %), pétrole (- 11 %), gaz (- 13 %), nucléaire (+ 25 %), énergies renouvelables (+ 25 %), biomasse et déchets (+ 3,4 %).

La consommation de pétrole atteindrait 100 Mb/j en 2030, (+ 20 Mb/j par rapport à 2005) ; pour l'Union européenne, le pic de la demande se situerait en 2015, suivi par un déclin de la consommation de 0,5 %/an (au Japon - 0,7 %/an, stabilisation aux États-Unis). Le WEO 2006 estime le prix du pétrole à 47 $ les premières années puis en augmentation lente jusqu'en 2030. Le prix du gaz resterait largement indexé sur le prix du pétrole par suite du maintien de contrats à long terme indexés sur le prix du pétrole et de la persistance d'une capacité de « *fuel switching* » gaz/pétrole en Amérique du Nord.

L'AIE recommande des politiques massives d'accroissement de l'efficacité énergétique soutenues par la réglementation ; des pans entiers du problème sont rentables avec les technologies actuelles. Il s'agit d'une stratégie sans regret contribuant à l'efficacité économique, à la sécurité d'approvisionnement et à la réduction des émissions de CO_2.

La transition dans les transports, secteur dépendant à 95 % du pétrole, sera essentielle. Elle comporte aussi un aspect réglementaire important. La Chine et l'Inde semblent faire des efforts dans le sens de la réglementation européenne.

En matière d'émissions de CO_2, le scénario de référence montre une augmentation de 15 milliards de tCO_2 en 2030 (atteignant 40 milliards), et de 9 milliards de tCO_2 pour le scénario alternatif. Les émissions de CO_2 baisseraient dans les pays de l'OCDE à partir de 2020.

Mais l'utilisation accrue du charbon dans le monde (+ 34 % entre 2000 et 2005) place la planète sur une tendance à court terme très dangereuse. La technologie de séquestration du carbone apparaît donc prioritaire.

Chapitre 2
Les inflexions

2

1. Les réserves et les marchés des différentes énergies

1.1. Le charbon : des réserves très abondantes mais une croissance à maîtriser

L'intérêt du charbon vient de l'abondance de ses réserves en Europe et dans le reste du monde. La question de l'épuisement des réserves (454 Gtep) et des ressources (2 400 Gtep) ne se posera pas avant longtemps : le ratio réserves/production approche les 200 ans. Le charbon représente près d'un quart de l'énergie consommée sur terre, mais surtout 40 % de la fabrication d'électricité. Les réserves de charbon sont réparties sur la planète de manière beaucoup plus homogène (tableau n° 2) que celles du pétrole et du gaz, et ne créent pas de risque géopolitique. Notons que, parmi les pays développés, le Japon et l'Europe sont moins bien pourvus, le charbon européen ayant été exploité depuis les débuts de l'ère industrielle.

Tableau n° 2 : Économie mondiale du charbon

En Mt

	Consommation	Production	Réserves	Réserves/prod. (années)
Chine	1 498	1 596	114 500	72
États-Unis	959	970	246 600	254
Union européenne	778	602	97 900	163
Inde	401	377	74 700	198
Australie	131	339	90 400	267
Russie	230	29	157 000	584
Afrique du Sud	169	239	55 300	231
Indonésie	30	120	5 200	43
Asie industrialisée	290	3	900	25
Autres	572	545	142 200	261
Monde	5 057	5 061	984 700	195

Source : Enerdata, 2003

Partie 2

Avec 25 % de l'énergie primaire mondiale, les principaux débouchés du charbon sont pour 66 % la production d'acier et pour 40 % la production d'électricité[10] (pour la Chine 80 %, l'Inde 70 %, les États-Unis 50 %, l'Allemagne 51 %, l'Afrique du Sud 93 %).

Le marché se répartit entre les usages de la houille (majoritaire) et de la lignite. La croissance du marché de la houille a été de 34 % entre 2000 et 2005, à comparer avec 8 % pour le pétrole et 13,5 % pour le gaz naturel. Le marché atteint 5 000 Mt. Les marchés régionaux de lignite à 75 % européens sont stables depuis cinq ans, à 1 000 Mt.

Selon le scénario de référence de l'AIE (WEO, 2005), la consommation continuerait d'augmenter de 1,4 % par an en moyenne pour atteindre 7 300 Mt en 2030. Le charbon resterait la deuxième énergie en 2030 derrière le pétrole.

La consommation en 2005 s'établit à 2 200 Mt pour la Chine, 1 900 Mt pour les États-Unis et 375 Mt pour l'Europe (18 % du bilan énergétique européen). Les grands pays consommateurs sont également les grands producteurs. Il y a peu d'échanges internationaux, 15 % de la consommation totale contre 30 % pour le gaz et 60 % pour le pétrole. Une tension sur la demande pourrait s'établir vers 2015-2020 en Asie, si les besoins de la Chine et de l'Inde continuent au rythme actuel (+ 80 % pour la Chine entre 2000 et 2005)[11].

Situé en moyenne entre 30 $/t et 40 $/t depuis longtemps, le prix du charbon – CAF Europe – est marqué par une hausse sensible depuis janvier 2003, passant de 40 $/t à 60 $/t en juillet 2006 et presque 70 $/t aujourd'hui. La volatilité, de l'ordre de 10 $/t, est due à la tension sur le fret. Le prix répond principalement à l'équilibre offre/demande. On ne trouve pas de corrélation avec les prix du pétrole, les deux marchés étant très différents. Mais l'augmentation importante des prix du pétrole et du gaz ouvre la voie à une utilisation plus importante du charbon. En revanche, il y a des corrélations avec les taux de change. Le prix comparé des énergies fossiles, pétrole (brut daté), gaz et charbon (prix CAF Europe), donne un net avantage au charbon depuis 2003. En 2005, les chiffres (à corriger des rendements) sont les suivants : pétrole 400 $/tep, gaz 250 $/tep, charbon 100 $/tep.

Pour l'avenir, le charbon fait face à trois enjeux :

- les émissions de CO_2 : les solutions résident dans l'amélioration des rendements des centrales, et à moyen terme (à partir de 2015), dans les nouvelles technologies de capture/stockage du CO_2. Le problème de la pollution locale (émissions d'oxydes de soufre et d'azote, de poussières) peut d'ores et déjà être traité par des technologies efficaces ;

10 – Les commandes de centrales électriques au charbon devraient croître en volume et en part du total de centrales commandées (tous combustibles confondus). De 2006 à 2015, elles devraient représenter de 30 % à 40 % des nouvelles centrales commandées, alors qu'elles représentaient, hors Chine, moins d'un quart du total les années précédentes. À ce niveau de commandes soutenu s'ajoutera le marché en plein essor de la rénovation des centrales existantes (pour en améliorer le rendement et en prolonger la durée de vie).

11 – Les États-Unis sont importateurs nets de 50 Mt depuis 2003, à comparer avec leur production de 900 Mt.

- le nouveau débouché du « *coal to liquid* » (CTL) : ce carburant présente un intérêt de plus en plus marqué suite aux hausses du prix du brut et à l'insécurité croissante sur les approvisionnements (géopolitique et pic pétrolier). La technique de transformation est prouvée et rentable à un prix du brut de 40-45 $/b[12]. La Chine a trois projets en construction et une trentaine en prévision, avec l'objectif de produire 1 Mb/j en 2020. Pour les États-Unis, l'AIE prévoit une consommation de 170 Mt de charbon pour le CTL en 2030. En 2030, le CTL pourrait représenter 5 % de la demande mondiale de pétrole, soit environ 600 Mt/an de charbon (sur 7,3 Gt prévus) ;
- l'augmentation des investissements en infrastructures : capacité de production, transport terrestre, terminaux, vraquiers.

1.2. Le pétrole : des réserves qui appellent une diversification de la production de carburants

Les données publiées sur les réserves pétrolières concernent uniquement les réserves prouvées. Le tableau n° 3 présente les chiffres publiés en 1973 et 2000.

Tableau n° 3 : Réserves prouvées

	1973		2000	
	Gtep	Nombre d'années de consommation	Gtep	Nombre d'années de consommation
Réserves mondiales de pétrole	86	30	140	40

Source : P.-R. Bauquis

Les réserves ultimes décomposées comme suit représentent mieux la situation des réserves :

— quantités déjà produites cumulées,
— réserves prouvées,
— réserves à découvrir (par extrapolations statistiques, etc.),
— effet de l'évolution des techniques (taux de récupération par exemple).

Le niveau des réserves ultimes de pétrole conventionnel reste stable, en moyenne 2 000 Gbep avec des pointes à 3 000 Gbep pour certains experts. Les estimations dans cette fourchette n'ont pas varié depuis 40 ans.

La théorie de Hubbert prévoit que la production de pétrole atteint un maximum lorsque la moitié des réserves est produite. On observe par ailleurs un parallélisme entre courbe de découverte et courbe de production, avec un retard de 30 ans.

Le pic de découverte des pétroles conventionnels s'est situé environ en 1970. Nous serions donc actuellement au pic de production des gisements classiques les plus « facilement accessibles ». Depuis 1980, les découvertes sont faibles – environ 12 Gbep par an – à comparer avec des niveaux allant de 30 à 60 Gbep

12 – Pour le coût de cette technologie, il faut considérer le prix du charbon plus le coût de traitement des émissions. Par exemple, les Chinois ont du charbon bon marché et n'intègrent aucun coût pour le CO_2, d'où une rentabilité qui s'obtient vers 40 $/b de pétrole.

Partie 2
Partie 2

entre les années 1945 à 1980. Parmi ces découvertes, l'offshore profond augmente régulièrement pour atteindre une part d'environ 40 %. Le monde consomme donc aujourd'hui 2,5 fois plus de pétrole qu'il n'en découvre[13].

Les courbes des découvertes de gaz sont assez similaires : en moyenne 15 Gbep/an de découvertes depuis 1980 contre 30 à 65 entre les années 1960 à 1980. Ce constat n'inclut pas les gisements de pétrole non conventionnels.

Il est difficile d'établir un pronostic sur une date du pic pétrolier. Comme l'illustre le tableau n° 3, les réserves prouvées ont augmenté entre 1973 et 2000 alors même que la production s'est fortement accrue. À titre indicatif, dans une hypothèse plutôt tendancielle, sous condition que le niveau des découvertes reste bas (comme il l'est depuis 30 ans) et que la demande se maintienne (tirée par une croissance économique soutenue, 2,5 % par an en moyenne mondiale d'ici à 2050 dont environ 4 % à 5 % pour les grands pays émergents comme l'Inde et la Chine), une large communauté d'experts estime désormais que le pic pétrolier se situerait entre 2020 et 2030, pour un niveau mondial de production d'environ 100 Mb/j et un prix entre 100 $/b et 200 $/b.

Les pistes de progrès doivent donc s'ouvrir dans plusieurs directions si l'on veut repousser l'échéance du pic pétrolier :

- augmenter les taux de récupération[14] ;
- développer l'offshore profond et très profond[15] ainsi que l'extraction des pétroles non conventionnels. Les pétroles lourds et l'offshore très profond représenteraient 10 Mb/j en 2020 ;
- améliorer la part des liquides provenant du gaz (condensats) qui pourrait atteindre 20 % de la consommation de carburants en 2010 (corrélation liquide-gaz) ;
- préparer des substituts pour fournir des carburants liquides : *coal to liquid* (CTL), *gas to liquid* (GTL), *biomass to liquid* (BTL).

Le recours à des cycles très courts de production de carburants à partir de la biomasse (1re ou 2e génération) pourrait donner à court terme 2 Mb/j de biocarburants dans le monde. Cette valeur contribuerait en bonne partie au volume d'ajustement nécessaire au marché pétrolier.

La production de carburants (BTL) à partir de la biomasse peut être fortement augmentée sous les conditions suivantes : le doublement par apport d'énergie supplémentaire et le triplement par apport d'hydrogène. Le même raisonnement s'applique au CTL.

Il existe un continuum complet des sources d'énergie pour produire des carburants liquides. Les compagnies pétrolières sont en train de se préparer à faire face à la perspective d'un pic pétrolier d'ici une vingtaine d'années. Pour la production de ces substituts, on observe donc une perspective à moyen/long

13 – Consommation actuelle de 30 Gb/an.
14 – Comparé à un niveau actuel d'environ 35 %, les perspectives de taux maximum de récupération varient selon les sources : ex. Schumberger 60 %, Bauquis 45 %, ASPO 40 %.
15 – Depuis 1996, les découvertes s'élèvent en moyenne à 4,5 Gbep/an.

terme de combinaisons entre les différentes sources d'énergie (biomasse, nucléaire, charbon, etc.) permettant de combler l'effacement progressif des réserves de pétrole conventionnel et de tenir compte des quantités accessibles de non conventionnel jugées limitées à l'horizon considéré.

Si on fait intervenir les carburants synthétiques, il n'y a plus de problème de pic pétrolier. À 100 $/b, les carburants synthétiques peuvent être produits en grande quantité, ce qui peut définir un ordre de grandeur limite de prix du pétrole à long terme. Les Américains, les Chinois et les Indiens sont très actifs en R & D sur les carburants synthétiques BTL et CTL. Si on admet que le pic pétrolier (conventionnel) crée une discontinuité, il faut mettre en œuvre une nouvelle politique de R & D, pour se préparer à la combinaison de différents substituts aux usages du pétrole conventionnel.

Par ailleurs, l'hypothèse d'un plafonnement de la production pétrolière peut être liée à une insuffisance d'investissements ou à des conflits géopolitiques[16]. Un plafonnement aux alentours de 100 Mb/j en 2010 serait une valeur envisageable. Pour éviter d'affronter les conséquences d'une insuffisance de l'offre, par la contrainte géopolitique (*aboveground risk*) ou par la contrainte d'épuisement (*underground risk*), il est nécessaire d'accélérer les efforts de transition énergétique, en particulier trouver les substituts dans les secteurs très dépendants du transport et de la pétrochimie. En complément, la contrainte de limitation du CO_2 (*climate risk*) devrait entraîner des actions conduisant à réduire la consommation de pétrole.

1.3. Le gaz : des perspectives fortes de croissance face à une répartition inégale des réserves

La chaîne physique du gaz présente une série d'activités, en amont proches de celle du pétrole et en aval proches de celle de l'électricité et d'une industrie de réseau. Le maillon du transport est essentiel au regard de son coût, 7 à 10 fois plus que pour une même quantité d'énergie sous forme de pétrole, qu'il s'agisse de GNL ou de gazoducs.

L'économie du gaz naturel s'est d'abord développée sur une base locale (25 % de la production mondiale de gaz naturel est exportée, contre plus de 50 % pour le pétrole). Le marché est caractérisé par trois zones régionales : Amérique du Nord, Europe, Asie de l'Est.

Les efforts d'exploration ont été très inférieurs à ceux du pétrole, les ressources gazières ayant été développées plus tardivement. On estime les réserves prouvées à environ 180 000 Gm^3 [17]: 40 % au Moyen-Orient (Iran et Qatar 29 %) et 36 % en Europe et Eurasie (Russie 27 %). La répartition des réserves prouvées est très inégale puisque l'Europe et l'Eurasie en détiennent 64 milliards de m^3 et le Moyen-Orient 72, contre environ 15 milliards de m^3 chacun pour l'Amérique du Nord, l'Asie Pacifique et l'Afrique. Les ressources ultimes se situeraient entre 450 000 Gm^3 et 530 000 Gm^3 [18]. Le rapport réserves/production est estimé à 65 ans au rythme de la consommation actuelle.

16 – Voir le rapport du Cambridge Energy Research Associates (CERA), *The Oil Industry Growth Challenge*, Robert W. Esser, 7 décembre 2004.
17 – BP, *Statistical Review of World Energy*, 2005.
18 – Source : Cedigaz.

Partie 2

Le marché mondial devrait passer de 413 milliards de m^3 par an à 900 milliards à l'horizon 2030, avec un rôle croissant du GNL (+ 6 % par an d'ici à 2030). Cette situation de croissance n'est toutefois pas acquise. En effet, l'utilisation du gaz pour la production d'électricité (origine d'un fort décollage du gaz depuis une vingtaine d'années) se trouve en compétition à moyen terme avec les autres sources. En particulier :

— le retour du charbon dépendra de la nature de la contrainte environnementale et du surcoût des systèmes de dépollution ;
— le gaz se maintiendra dans la production d'électricité si son prix est modéré.

Le scénario tendanciel de l'AIE place la croissance du gaz naturel en tête parmi les sources d'énergie dans le bilan mondial en énergie primaire avec 2 % par an d'ici à 2030[19]. Entre les estimations 2002 et 2004, dans le bilan primaire, la part du gaz naturel baisse toutefois légèrement (25 % à 23 %) au profit du charbon (22 % à 26 %).

La géopolitique du gaz intervient à trois niveaux : les risques de sécurité d'approvisionnement pour les pays importateurs, la recherche d'un accès au marché final pour les producteurs et le rôle des pays de transit.

Au plan environnemental, le gaz naturel reste l'énergie fossile la moins polluante. Néanmoins, la pollution et les pertes occasionnées par le torchage du gaz naturel posent problème sur les plates-formes pétrolières. La suppression du torchage (réinjection, collecte du gaz) ne sera pourtant résolue que très progressivement car elle nécessite une remise à niveau assez lourde des installations.

1.4. L'uranium

Le prix de l'uranium est en forte hausse depuis 2003 (multiplication par 3, de 40 $/kgU à 130 $/kgU). En dollar courant, le prix est supérieur de 10 % à celui atteint entre 1976 et 1980, mais il reste deux fois moins élevé en dollar constant et la hausse depuis 2003 est moins rapide qu'après 1973.

La production minière d'uranium satisfait moins de 60 % des besoins, le reste étant couvert par le recours à des matières en stock. De nouveaux investissements miniers sont donc à prévoir. Les ressources[20] sont classées comme suit :

— *ressources identifiées* (gisements existants et leurs extensions) de 4,7 MtU, qui peuvent couvrir 70 ans de consommation au rythme d'aujourd'hui (avec les réacteurs de type actuel et à un coût inférieur à 130 $/kgU). Ces ressources sont relativement bien réparties géographiquement. Pour les réserves identifiées à moins de 40 $/kgU, soit environ 2,8 MtU, la répartition est la suivante : Australie 37 %, Kazakhstan 16 %, Canada 15 %, Niger 8 %, Afrique du Sud 7 %, etc. ;
— *ressources non découvertes* (raisonnement ou spéculations géologiques) d'environ 10 MtU ;
— *ressources non conventionnelles* pour un potentiel total de 15 à 25 MtU.

19 – Hydraulique : 2 %/an ; nucléaire 0,7 %/an ; pétrole 1,3 %/an ; charbon 1,8 %/an.
20 – Cf. Livre rouge OCDE-AIEA.

L'uranium de l'eau de mer représente une ressource ultime, d'un potentiel de 4 000 MtU, mais dont la récupération n'est pas à l'ordre du jour.

On ne décèle aucun signe avant-coureur de l'épuisement des ressources. Malgré une production cumulée de 2,3 MtU à fin 2005, le niveau global des ressources est resté stable dans le temps. La génération IV de réacteurs pourrait multiplier par 50 le potentiel énergétique de l'uranium. En France, l'uranium est importé en totalité (6 000 t d'uranium contre 120 Mt de pétrole) mais la capacité de stock est de trois ans et en ajoutant le retraitement des combustibles usés, il est possible de supporter une rupture totale des approvisionnements d'environ cinq ans. Le bilan des réserves prouvées entre énergies est donné par le tableau n° 4.

Tableau n° 4 : Comparaison des réserves fossiles et d'uranium

	Réserves prouvées (Gtep)	Réserves/production (années)
Charbon	501	170
Gaz naturel	158	70
Pétrole conventionnel	157	40
Uranium PWR sans recyclage	35	70
Uranium PWR mono recyclage	46	-
Uranium surgénérateur	1 760	-

Sources : BP 2004, OECD-NEA, AIEA (2003)

1.5. Les biocarburants

Contexte

Les grands chiffres concernant l'évolution de la démographie et des surfaces cultivables au niveau mondial sont donnés par le tableau n° 5.

Tableau n° 5 : Évolution des surfaces agricoles

	1960	1990	2050
Démographie	3 Mds/h	5,3 Mds/h	9 à 10 Mds/h
Développement/ consommation (Produit mondial brut)		20 000 Mds $	80 000 Mds $
Surfaces agricoles disponibles	0,5 ha/h	0,3 ha/h	0,1 à 0,2 ha/h
Terres agricoles cultivées		1,5 Md ha	3,5 Mds ha (potentiel théorique)
Part potentielle de terre à consacrer à l'énergie, la chimie et les matériaux			500 à 800 M ha env. 1,5 Gtep

Source : C. Roy (Délégation interministérielle à la biomasse)

Partie 2

Ces évolutions posent des problèmes d'équilibre alimentaire, de disponibilité en eau[21] et d'épuisement des matières premières et ressources énergétiques. Le potentiel théorique de terres cultivables pourrait représenter 3,5 milliards d'hectares, soit 2 milliards de plus qu'aujourd'hui, mais dont beaucoup de forêts et de territoires difficiles d'accès.

Les différents facteurs (eau, énergie, changement climatique) amènent à s'interroger sur la réelle capacité de production agricole. Inversement, un profond changement dans la gestion des sols et le développement des filières biomasse énergie et matériaux pourraient sensiblement prévenir les causes et pallier les effets du changement climatique.

La biomasse pourrait ainsi contribuer à une réduction des émissions mondiales de carbone dans trois directions :

- par les économies d'énergie dans toutes les activités agricoles et forestières et les filières de l'industrie agroalimentaire et du bois-fibre ;
- par la substitution des sources d'énergie et de matières premières fossiles en faisant appel aux bioénergies, biomatériaux, biomolécules, biocarburants en plus du nucléaire, de l'éolien et du solaire ;
- par l'examen du potentiel de l'augmentation du stock de carbone naturellement absorbé par la séquestration au travers des filières biomasse énergie et matériaux, bioproduits, gestion des sols et conchyliculture, qui permettrait de gagner sur la dérive de l'effet de serre.

La biomasse provient de sept grands types de ressources :

— alimentaires,
— bio-déchets,
— déchets et sous-produits cellulosiques,
— bois et assimilés,
— cultures cellulosiques dédiées, agricoles et forestières,
— cultures spécifiques (fruits, graines et tubercules),
— biomasse aquatique et marine.

Il existe huit grands types de filières de valorisation et de marchés :

— amendements organiques des sols,
— alimentation,
— matériaux renouvelables traditionnels,
— néo-biomatériaux,
— biomolécules,
— biocarburants,
— biochaleur,
— bioélectricité cogénérée.

L'exploitation intensive de l'agriculture et de la forêt à des fins d'alimentation, de matériaux et d'énergie impliquera à moyen/long terme des arbitrages pour l'usage des terres.

21 – L'eau douce ne représente que 3 % des ressources en eau de la planète.

Potentiel français de bioénergie

Les chiffres de l'énergie primaire consommée en France, rappelés dans le tableau n° 6, permettent de situer la place des bioénergies.

Tableau n° 6 : Répartition de l'énergie primaire en France

	Mtep/an
Électricité nucléaire	115
Pétrole	95
dont : - carburants	40
- pétrochimie	15
- fioul domestique	20
Gaz	39
Charbon	14
Énergies renouvelables	18
dont bioénergies	11 dont 7,5 bois domestique
TOTAL	280

Source : DGEMP & C. Roy (Délégation interministérielle à la biomasse)

Le potentiel français de bioénergie pourrait s'élever à 50 Mtep[22] primaire à l'horizon 2050 sans menacer les filières alimentaires, les filières matériaux et les sols. Cela représenterait 10 M ha dédiés, agricoles et forestiers, dont les trois quarts pour les biocarburants, la chimie et les matériaux et un quart pour la chaleur et l'électricité. L'économie en CO_2 serait de 150 Mt par an (tableau n° 7).

Tableau n° 7 : Évolution estimée du potentiel de bioénergie en France à 50 $/b de pétrole

	2006	2010-2015	2040-2050
Mtep/an	11	20	50

Source : C. Roy

Prix des biocarburants

Le différentiel de prix avec l'essence et le gazole dépend de paramètres assez fluctuants :

— le prix du pétrole brut,
— la parité euro/dollar,
— le coût des matières premières agricoles.

Le biodiesel s'avère compétitif pour un prix de pétrole entre 60 et 80 $/b et l'éthanol pour un prix entre 90 et 150 $/b (tableau n° 8).

Le coût de défiscalisation des biocarburants se monte aujourd'hui à 300 millions d'euros par an et devrait atteindre 1 milliard par an d'ici à quelques années. La défiscalisation à vocation à disparaître puisqu'elle vise à sécuriser des investissements lourds pendant les trois à quatre premières années.

22 – Le rendement passerait progressivement de 15-20 % aujourd'hui à 40 %, sachant que les déchets éventuels sont valorisables dans d'autres usages.

Partie 2

Tableau n° 8 : Prix comparatifs des carburants et des biocarburants hors taxes fin 2005

	Prix du gazole Rotterdam (pétrole 70 $/b)	Prix de l'essence	Prix de production sortie usine du diester corrigé du PCI (0,9)	Prix de production sortie usine de l'éthanol corrigé du PCI (0,54)
€/hectolitre (HT)	50	45	52-53	55-60

Source : C. Roy

Perspectives et objectifs

Le plan biocarburants 2010 fixe un objectif de 7 % d'incorporation. Il représente l'activité de 20 usines, 20 000 à 30 000 emplois, 2,5 à 3 millions d'hectares, 3,5 Mtep par an et 2,5 milliards d'euros d'investissement.

À l'horizon 2015, l'objectif est de 20 Mtep primaire incluant 5 Mtep d'apport d'énergie. Un tel niveau de transition sera réservé aux pays disposant de terres et d'énergie d'origine nucléaire. Le sujet pourrait être fortement structuré par quelques grands acteurs, en particulier les États-Unis, la Chine et l'Inde. Il existe une incertitude sur la date d'émergence d'un tel marché entre 2015 et 2025 (et donc sur les options technologiques à prendre d'ici là). Les États-Unis visent 15 % de part de biocarburants en 2017[23] substitués aux carburants classiques. À l'horizon 2040-2050, il faut un recours massif à la biomasse cellulosique de deuxième génération pour les biocarburants.

On notera, dans le tableau n° 9, les potentiels des différentes filières et marchés : bioproduits, biocarburants, chaleur et électricité.

Les options présentées par l'AIE dans *Technologies perspectives 2006* (encart ci-après) montrent qu'en l'absence de politique climatique, les biocarburants sont remplacés par les carburants à base de charbon (*coal to liquid*).

Évolution des parts des substituts aux carburants issus du pétrole entre *baseline* et scénarios réducteurs en CO_2 (MAP et TECH+)

Dans le scénario de référence, la demande d'énergie pour les transports augmente de 136 % entre 2003 et 2050. La demande globale approche 4 500 Mtep en 2050 contre 1 900 en 2003. Les hydrocarbures en représentent 94 % dont un quart de carburants produits à partir de gaz et de charbon par le procédé Fischer-Tropsch. Les biocarburants, biodiesel et éthanol, contribuent à hauteur de 3 % soit pour 2,6 Mb/j. Le reste est assuré par le gaz naturel, l'électricité et le charbon pour certains usages ferroviaires.

23 – Cf. Discours sur l'état de l'Union du 23 janvier 2007.

Dans le scénario MAP, la demande d'énergie pour les transports en 2050 est moindre de 17 % (767 Mtep) par rapport au scénario de référence. Dans le scénario TECH+, la réduction est de 1 011 Mtep en 2050, soit - 23 %.

La part des carburants synthétiques est réduite de 67 % dans le scénario MAP et de 70 % dans le scénario TECH+, comparé au scénario de référence. La part des carburants synthétiques se réduit donc à 9 % dans les deux scénarios.

À l'inverse, la production de biocarburants (faible dans le scénario Baseline, 70 Mtep) augmente de façon significative dans le scénario MAP atteignant 480 Mtep en 2050. La part des biocarburants dans la demande de transport s'élève donc à 13 % en 2050 dans le scénario MAP et à 25 % (850 Mtep) dans le scénario plus optimiste TECH+.

Dans le scénario TECH+, l'hydrogène apparaît pour un équivalent de 250 Mtep (5,5 %).

Source : Energy Technology Perspective, *AIE 2006*

Le débat est désormais bien ouvert sur les différents usages potentiels de la biomasse. Les bioproduits, les biocarburants et la chaleur présentent à l'horizon 2050 des perspectives de parts de marché d'environ 30 %. Les biocarburants apparaissent comme la seule alternative significative à court terme pour les carburants liquides. C'est une problématique européenne et mondiale.

Tableau n° 9 : Potentiels des applications de la biomasse

Filières et marchés		Parts de marché indicatives en % : (hypothèse : pétrole à 50 €/baril)		
		Référence 2005	Prévisions 2010-2015	Prospective 2040-2050
Bioproduits (nouvelles filières) (hors filière bois)		1 % à 2 % (cultures : 0,6 M ha)	5 % à 10 % ? (cultures : env. 2 M ha)	30 % ? (cultures et forêts : env. 4 M ha)
Biocarburants		1 % (cultures : 0,35 M ha env. 0,4 Mtep/an)	7 % à 10 % (cultures : env. 2 M ha env. 4 Mtep/an)	30 % à 40 % ? (1re et 2e générations ; cultures et forêts : 4 M ha env. 14 Mtep/an)
Chaleur		10 % (déchets, sous-produits et petits bois ; environ 40 Mt/an ; env. 10 Mtep/an)	15 % (idem + cultures et forêts sur 0,2 M ha ; environ 60 Mt/an ; env. 15 Mtep/an)	30 % ? (idem + cultures et forêts sur 2 M ha ; environ 100 Mt/an env. 30 Mtep/an
Électricité (cogénération ; bio incinération ; méthanisation)		0,6 % (3,5 TWh)	1,2 % (10 TWh)	< 1 % (10 TWh)
TOTAL	équivalent tep primaires	env. 11 Mtep/an	env. 20 Mtep/an	≥ 50 Mtep/an
	équivalent surface	env. 1 M ha	env. 4 M ha (surtout agricoles)	env. 10 M ha (dont agricole 6, forêts 4)
	équivalent CO_2 évité net	env. - 30 Mt CO_2/an	env. - 60 Mt CO_2/an	env. - 150 Mt CO_2/an
	emplois directs	env. 30 000 emplois	env. 60 000 emplois	env. 150 000 emplois

Source : C. Roy

Partie 2

Le rôle de la technologie va être déterminant pour les nouvelles techniques de fabrication de carburants de synthèse, utilisant le nucléaire et l'hydrogène. Il faudra des apports d'énergie et d'hydrogène dans les fonctions de fabrication futures des hydrocarbures synthétiques, BTL deuxième génération ou CTL. Deux technologies sont clés : la gazéification et le procédé Fischer-Tropsch. À l'heure où les États-Unis, la Chine et l'Inde se positionnent sur ces technologies, il est nécessaire d'avoir une analyse mondiale.

2. La montée des prix des énergies fossiles

Après les chocs de la décennie 1970 et le contrechoc de 1986, la question du prix du pétrole et de l'énergie a été reléguée au second plan pendant une quinzaine d'années, dans un contexte d'offre abondante et de croissance modérée de la demande. L'envolée du prix du pétrole depuis 2003 marque le retour de la problématique de la formation de ce prix.

Depuis des décennies, le pétrole a joué un rôle déterminant sur les prix des énergies compte tenu de sa part de marché prédominante. Le rappel des prévisions antérieures incite à la modestie : n'y avait-il pas un consensus dans les années 1970 sur une croissance inéluctable des prix du pétrole de 3 % par an en dollars constants ? Avec autant de certitudes, une compagnie pétrolière internationale avait affirmé en 1999 (lorsque le prix du pétrole était descendu à 9 $/b) que le pétrole devait connaître durablement des prix inférieurs à 15 $/b. Les compagnies pétrolières ne se risquent plus à ce genre de prévision, même si elles ont leur propre scénario d'évolution des prix pour leurs décisions d'investissements.

Il est cependant indispensable de disposer d'un scénario de prix du pétrole qui permette de cadrer les décisions de politique énergétique. Le scénario esquissé repose sur les fondamentaux suivants :

- le marché du pétrole, comme de toute matière première, est cyclique et dépend de l'équilibre de l'offre et de la demande ;
- le marché pétrolier est par nature instable compte tenu du déséquilibre géopolitique de localisation des réserves ;
- les souplesses créées par les chocs pétroliers des années 1970 ont été résorbées et il est peu probable qu'elles se recréent (du moins volontairement) ;
- le marché restera tendu et donc volatil et réagira fortement à toute évolution du contexte énergétique, économique et politique ;
- la raréfaction des ressources pétrolières hors OPEP conduira à une dépendance accrue vis-à-vis des pays de l'OPEP, alors même que certains de ces pays connaissent des difficultés à augmenter leur production.

En un mot, le prix du pétrole restera cyclique, mais on devrait connaître une tendance significative à la hausse. L'annexe 3 fournit une analyse prospective des scénarios de prix du pétrole, du gaz et du charbon, à court, moyen et long terme, résumée ci-après.

2.1. Pétrole

Avant le premier choc pétrolier, le pétrole était l'énergie dominante, autant pour la production d'électricité que pour le transport. Aujourd'hui, il reste quasiment sans alternative dans le transport. En revanche, il joue un rôle de plus en plus marginal dans la production d'électricité. Cependant, le pétrole demeure la source d'énergie d'ajustement pour l'ensemble du système énergétique, c'est pourquoi le plafonnement éventuel de la production de pétrole, à court et moyen terme, représente un enjeu majeur pour l'ensemble du secteur énergétique et, au-delà, pour l'économie mondiale.
Les perspectives d'évolution des prix peuvent être présentées au travers de deux hypothèses.

- **Hypothèse 1.** À court terme, le prix réagit comme une commodité selon un équilibre offre/demande, sous le contrôle de l'OPEP devenue très vigilante sur les évolutions à la baisse. Les cinq prochaines années devraient connaître une certaine détente résultant de l'ajout récent de capacités de production. Ensuite survient une période d'incertitude correspondant au pic de production des pays non OPEP. Puis, au-delà de 2020-2030, le prix devrait être dirigé en fonction des substituts (CTL, GTL, BTL).

- **Hypothèse 2.** L'observation du passé et les caractéristiques du secteur (investissements en perspective de cycle haut de prix, désinvestissements en période de prix bas) montrent un comportement cyclique des prix. Celui-ci se superpose à une tendance haussière liée à une demande d'énergie qui augmente tendanciellement avec la croissance et à la raréfaction progressive des ressources et des matières premières.

L'évolution des prix passés prolongée par les hypothèses du tableau n° 10 montrerait une succession de cycles haut et bas caractérisés par une demi-période d'environ 15 à 20 ans.

Tableau n° 10 : Scénarios d'évolution du prix du pétrole

Horizons	Caractéristiques	Fourchette de prix ($ 2006)
2006 - 2015	- Ralentissement économique mondial. - Arrivée de nouvelles capacités de production et de raffinage.	50 à 100
2015 - 2030	L'OPEP devra faire la preuve de son potentiel minier, technique et financier, voire organisationnel et politique afin de pallier le plafonnement irréversible de la production hors OPEP même en tenant compte des innovations technologiques les plus pointues.	100 à 150
Au-delà de 2030	- Cette période ne peut être envisagée que sous l'angle des substituts. La satisfaction de la demande de carburants reposera sur un mix faisant intervenir d'autres énergies primaires : charbon, gaz naturel, biomasse. - En première approche, le prix du pétrole sera donc essentiellement déterminé à long terme par le coût marginal le plus élevé parmi les différents substituts. - Des épisodes de forte volatilité des prix dans une fourchette de 50 $ à 200 $ doivent être envisagés sous l'effet des saturations et des excès périodiques de capacités de production.	Un équilibre de long terme de 100 Volatilité forte dans une fourchette de 50 à 200

Source : IFP 2006

2.2. Gaz

Toutes proportions gardées, l'industrie gazière vit actuellement une transition comparable à celle du marché pétrolier au début des années 1980. À l'horizon 2020, les arbitrages gaz se combineront avec les arbitrages inter-énergies pour jouer la modération des prix dans une bande de fluctuation de 6 à 12 $/Mbtu pour les volumes marginaux, l'essentiel des volumes conservant le lien organique avec le prix du pétrole à travers les formules d'indexation. Un facteur de volatilité proviendra du degré croissant de dépendance des principaux marchés que resteront l'Amérique du Nord (États-Unis essentiellement) et l'Europe de l'Ouest.

Même si les avis divergent, la poursuite du rythme tendanciel de production devrait être difficilement soutenable à partir de la décennie 2030. La volatilité du prix associée à un tel scénario est virtuellement illimitée et amplifiée par le caractère non substituable et non stockable de l'électricité, principal débouché des ressources gazières, dont le prix est lui-même très volatil, tout au moins dans le cadre d'un marché libéralisé.

L'industrie gazière sera marquée à plus long terme par une élasticité-prix de la production et du renouvellement des réserves très affaiblie. Seules l'intensité et l'efficacité de l'exploration seront susceptibles d'assurer la continuité des mises en production au fil du temps face à une demande d'électricité inextinguible.

2.3. Charbon

Le prix du charbon est étroitement lié aux coûts de production et de transport. La logique de la transaction « spot » ne s'est pas encore propagée au sein de cette industrie, même si quelques cas sont apparus au cours des années récentes, notamment de la part d'acheteurs de la région Asie/Pacifique (Corée/Japon)[24]. La fixation des prix résulte toujours de négociations directes entre les principaux acteurs du marché, sur un mode assez éloigné des pratiques des marchés pétrolier et gazier.

L'ampleur des réserves et l'absence de contrainte perceptible sur les capacités de production et d'exportation des grands pays charbonniers ont permis de modérer la hausse des prix même dans le contexte de prix des hydrocarbures depuis 2003. Rien pourtant ne garantit que ceci perdure dans le scénario d'intégration des différents marchés énergétiques. Des arbitrages, là où ils sont possibles d'un point de vue technique et logistique vis-à-vis du gaz, seront inévitables et créeront une rente différentielle en faveur du charbon dont les coûts de production ne devraient pas connaître de grande dérive à l'horizon considéré. De par sa position médiane sur la carte des flux mondiaux, entre les bassins Atlantique et Asiatique, l'Afrique du Sud pourrait jouer un rôle identique à celui des exportateurs de GNL localisés au Moyen-Orient.

24 – L'utilisation d'instruments dérivés sur le charbon porterait sur 200 Mt/an en Asie, 600 à 700 Mt/an en Europe, soit un pourcentage très faible par rapport à ce qui se pratique sur les marchés pétroliers.

Au-delà de la possible intégration du prix du charbon au jeu des arbitrages géographique et énergétique, la véritable inconnue concernant le prix du charbon, et du gaz dans une moindre mesure, réside dans la contrainte carbone.

3. Les tendances dans la production d'électricité

3.1. Pour l'électricité de base, l'arbitrage pourrait se faire entre le charbon et le nucléaire

Dans tous les pays, la politique énergétique répond à trois grandes préoccupations, avec des pondérations différentes entre les zones : garantir une certaine indépendance énergétique, un bon niveau de compétitivité ainsi que la protection de l'environnement. L'atteinte de ces objectifs nécessite une diversification des sources d'énergie et des techniques de production d'électricité utilisées, ces dernières devant permettre d'épouser les variations de la demande en fournissant des modes de production de base, semi-base et pointe. Les producteurs d'électricité ont de plus en plus tendance à équilibrer leur propre mix de technologies combinant charbon, gaz, nucléaire et renouvelables au mieux : c'est une façon pour eux d'assurer une certaine « sécurité énergétique ».

Quel que soit le potentiel de croissance qu'on leur accorde, les énergies renouvelables sont en général pénalisées par leur caractère intermittent : elles ne répondent pas à la question de la base. De plus, le problème d'insertion dans les réseaux apparaît si l'on va au-delà de 10 % de puissance (l'Allemagne est à 6 % pour 20 GW installés soit 25 % de la production installée). C'est un problème européen puisque les autres pays doivent participer à la régulation du système avec leurs moyens de production thermique.

Pour l'électricité en base, le nucléaire et le charbon sont les énergies les plus en vue.

Nucléaire

La synthèse objective est délicate sur un sujet qui a toujours été sensible.

- Le nucléaire est la véritable alternative aux énergies fossiles. C'est l'énergie la plus compétitive pour produire de l'électricité dans un contexte de contrainte environnementale. En outre, le nucléaire a l'avantage d'un prix stable car la composante combustible du kWh d'origine nucléaire est très faible. Une forte augmentation du prix du combustible n'a qu'un impact très limité sur le prix de l'électricité produite, à la différence des combustibles fossiles.
- L'électricité d'origine nucléaire pourrait apporter une contribution significative à la réduction des gaz à effet de serre prévue par le protocole de Kyoto. Elle réduit aussi la dépendance vis-à-vis des pays producteurs d'énergie fossile.
- L'option nucléaire est clairement maintenue ou ré-ouverte pour 35 pays représentant plus de 60 % de la population mondiale, qui ont exprimé publiquement cette position lors d'un colloque de l'OCDE en mars 2005 à Paris. Parmi eux

figurent de grands pays (États-Unis, Chine, Inde, Russie, Japon) dont personne ne peut sous-estimer l'importance économique et géopolitique.

- Les États-Unis ont amorcé un processus de relance du nucléaire. Des facilités sont notamment accordées aux 6 000 premiers MW, à titre d'incitation et pour aider l'industrie à arriver à maturité sur la génération III+.
- La Chine et l'Inde représentent de par leur puissance économique plus de 35 % de la croissance des émissions à venir ; on imagine mal qu'un effort de la communauté mondiale ne se traduise pas par des négociations avec ces deux pays, dans le cadre ou non d'un G12.
- Là où il est présent, le nucléaire est essentiel à la stabilité du prix des biens industriels et donc à la localisation stable d'un certain nombre d'usines.

Cependant :

- Il ne doit pas y avoir de nucléaire dans les pays qui ne disposent pas :
  — des autorités de sûreté indépendantes, évaluables par d'autres et tenant compte de leur action ;
  — d'un haut niveau de formation technique.
- Il faut un débat public et des discussions avec les autorités de sûreté dans les pays, au préalable, au risque de ralentir les constructions par des procédures de licences et d'autorisations.
- Le sujet de la standardisation (règles, installations) apparaît important pour le développement de cette technologie, d'autant que l'industrie nucléaire est mondiale.
- La question des déchets est majeure pour le nucléaire car elle est fortement reliée à l'acceptabilité de la technologie nucléaire, notamment en Europe, et conditionne l'obtention de l'étiquette « développement durable ». Ce sujet est souvent perçu comme un point particulièrement technique et difficile.
- La France a beaucoup avancé ces derniers temps en fixant le contexte institutionnel de la gestion des déchets à long terme, ce qui définit les étapes sur la manière de prendre les décisions et l'éventail des solutions à examiner. Ces avancées montrent que le stockage sur longue durée peut être maîtrisé. Cela laisse du temps pour trouver d'autres traitements. Les États-Unis semblent évoluer vers la solution française.
- Les questions de non-prolifération évoluent enfin graduellement vers des situations où les usines d'enrichissement, de retraitement et les gros réacteurs de recherche devraient être situés dans des pays, peu nombreux, ayant souscrit à des accords internationaux très précis.
- L'intérêt du nucléaire peut dépasser la seule production d'électricité. En effet :
  — le nucléaire peut permettre demain de fabriquer de l'hydrogène dans des processus continus, en co-production avec de la chaleur et de l'électricité. L'hydrogène peut être mélangé ou non à du gaz naturel, ou aider dans les filières CTL *(coal to liquid)* ;

— il devrait être possible de doubler, voire tripler, la productivité de la fabrication de biocarburants par hectare si on apporte une triple source d'énergie, chaleur, électricité et hydrogène, comme l'a souligné en France l'Académie des technologies.

Charbon

Le charbon est utilisé pour 40 % de la production d'électricité. Hors CO_2, il est intéressant pour son prix et sa disponibilité. Pour les pays peu pourvus en ressources hydrauliques et ayant renoncé au nucléaire, les centrales au charbon, caractérisées par des coûts assez faibles (mais en contrepartie par des coûts fixes importants et une longue période de démarrage), sont très adaptées.

Bien réparti sur la planète mais peu vertueux du point de vue du CO_2, le charbon n'est pas le choix privilégié par les producteurs européens, qui ont tendance à préférer la filière gaz, moins capitalistique et avec des coûts d'externalités environnementales moindres. Mais c'est une option très compétitive pour les grands pays en développement ne choisissant pas le nucléaire ou voulant garder plusieurs options ouvertes. Les technologies charbonnières pourraient par ailleurs connaître un regain de popularité plus large en cas de ruptures technologiques soit dans la production (rendements) soit dans la séquestration du carbone (même si les cavités pour le stockage ne seront pas forcément disponibles au même endroit que les centrales). Au total, le charbon sera un enjeu énergétique mondial de premier plan à moyen terme.

Il est contestable de vouloir faire des prévisions précises des coûts à 30 ans. Mais il est possible qu'à très long terme il y ait un équilibre des prix et des volumes, ou une concurrence de performances entre le charbon rendu beaucoup plus propre et le nucléaire de quatrième génération.

Grand hydraulique

L'énergie hydraulique a été largement utilisée en Europe, mais elle constitue aussi un atout majeur dans bien des zones du monde. Le potentiel économique accessible est très important : 3 à 4 fois la production mondiale actuelle (Asie, Afrique, Amérique latine). L'hydraulique très capitalistique pose des problèmes de financement dans les pays en développement et son impact sur l'environnement et les populations est non négligeable. Cette problématique particulière doit être traitée en relation avec la Banque mondiale et les ONG[25].

3.2. Synthèse des coûts du MWh selon les principales technologies de production d'électricité centralisée

Benchmark des travaux récents

L'exercice de comparaison des coûts de la production d'électricité s'avère difficile :

- pour une même technologie, les écarts peuvent être significatifs d'un projet à l'autre, aussi bien sur les coûts d'investissement que les coûts de maintenance ;

25 – Comme EDF en fait l'expérience avec le projet Nam Theun 2 au Laos.

Partie 2

- le coût du combustible est une variable qui a une influence significative, surtout pour les centrales à gaz ;
- les coûts de l'électricité selon la technologie peuvent varier fortement en fonction du pays, de la nature du combustible (différentes sortes du charbon, par exemple), des conditions logistiques, etc.
- les coûts varient également en fonction du type d'utilisation des moyens de production base, semi-base ou pointe.

Toutefois, sur la base d'études externes et internes, un *benchmark* des coûts de référence de la production électrique (production de base), en retenant les meilleures technologies disponibles et avec des hypothèses de calcul homogènes pour toutes les technologies, est synthétisé dans le tableau n° 11. Les chiffres indiqués par plusieurs organismes de référence sont présentés dans le tableau n° 12.

Tableau n° 11 : *Benchmark* des coûts de la production d'électricité (production de base)

	Rendement	Facteur de charge	Durée de vie (années)	Prix du combustible (€/Mbtu)	Fourchette de coût (€2005/MWh)
Cycle combiné à gaz (CCG)	57 %	93 %	30	5,6	41-44
Charbon pulvérisé supercritique (PC)	45 %	90 %	40	2,2	35-41
Cycle combiné charbon (IGCC)	40 %	85 %	30	2,2	47-59
Nucléaire		85 %	40-60	40 $/lb	36-46*
Grand hydraulique	-	50 %	40	-	20-48
Éolien terrestre	-	25 %	20	-	44-69
Éolien offshore	-	35 %	25	-	63-96

NB : Prix du charbon : 2,2 €/Mbtu env. 55 US$/t, 1 € = 1,25 $;
9 % de taux d'actualisation et de charge de capital
* L'écart est important entre la tête de série et la série (10 unités).

Source : commission Énergie

Tableau n° 12 : Coûts de la production électrique selon plusieurs études récentes

	MIT	University of Chicago 2004*	États-Unis, DoE *Annual energy outlook*	UE 2006 2005 et 2030
« *Integrated Gazeification Combined Cycle* » (IGCC)		44 $/MWh Capital 1 350 $/kW		2005 : 52-65 $/MWh
IGCC + CCS « *Carbone capture and storage* »				2030 : 71-91 $/MWh (32 $/t$CO_2$ # 120 $/tC)
Charbon pulvérisé (PCC)	42 $/MWh		38 $/MWh Capital 1 169 $/kW	2005 : 39-52 $/MWh
PCC + CCS	66 $/MWh (100 $/tC)			2030 : 58-78 $/MWh (32 $/t$CO_2$ # 120 $/tC)
Cycle combiné gaz naturel (NGCC)	52-65 $/MWh (6,72 $/Mds btu)	38 $/MWh Capital 590 $/kW	41 $/MWh Capital 466 $/kW	2005 : 45-58 $/MWh
NGCC + CCS	60-67 $/MWh (100 $/tC)			2030 : 52-71 $/MWh (32 $/t$CO_2$ # 120 $/tC)
Nucléaire classique (Génération II)		70 $/MWh Capital 2 000 $/kW	63 - 68 $/MWh** Capital 1 752 - 1928 $/kW	
Nucléaire avancé (Génération III et III+) Horizon 2015	67 $/MWh Moyen terme 51 $/MWh Avec aide à l'investissement des premières unités : 44 $/MWh	AP 1 000 : 46 $/MWh Capital : 1 365 $/kW	43-53 $/MW** Capital 1 080-1 555 $/kW	2005 : 52-58 $/MWh
Réacteur rapide (Génération IV)		57 €/MWh Capital : 1 126 $/kW		
Éolien		55 $/MWh	2005 : 41 $/MWh 2010 : 30 $/MWh 2020 : 27 $/MWh	Onshore : 2005 : 45-143 $/MWh Onshore : 2030 : 36-104 $/MWh Offshore : 2005 : 65-195 $/MWh Offshore : 2030 : 52-156 $/MWh
Solaire PV		202 $/MWh		2005 : 181-558 $/MWh 2030 : 71-338 $/MWh

* Taux d'emprunt : 10 %, taux d'actualisation : 8 %
** Taux d'emprunt : 10 %, taux d'actualisation : 10 %.

Sources : Union européenne, An Energy Policy for Europe, *10 janvier 2007 ; université de Chicago,* The Economic Future of Nuclear Power, *août 2004 ; Energy Information Administration (EIA/DOE),* Annual Energy Outlook, *2006 ; Massachusetts Institute of Technology (MIT),* The Future of Nuclear Power, *2003*

Partie 2

Ces éléments comparatifs suggèrent que :

- du fait des prix actuels du gaz, les centrales à cycles combinés ne sont aujourd'hui pas plus compétitives que les centrales charbon pour la production d'électricité de base (seuil autour de 5 €/Mbtu) ; leur coût d'investissement initial est toutefois moindre ;
- le grand hydraulique fait partie, avec le nucléaire, des technologies les moins coûteuses sous contrainte environnementale ;
- dans les cas les plus favorables, l'éolien terrestre peut être considéré comme compétitif, indépendamment de sa limitation en termes de disponibilité.

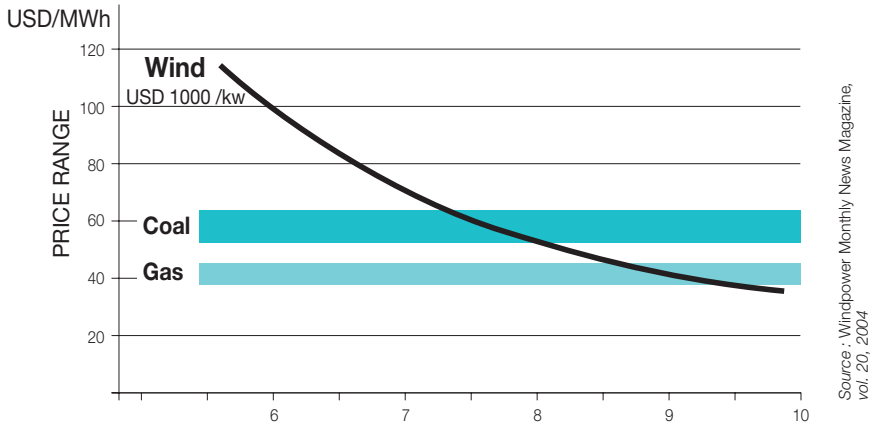
Éolien

Les coûts de la production électrique par éoliennes ont beaucoup diminué dans les dernières décennies. Dans le monde, la capacité installée double environ tous les trois ans. Le coût du MWh est fortement influencé par le coût d'investissement.

La taille maximale des machines augmente régulièrement, environ 1,5 MW en 2007 vers 2 MW en 2015. Les progrès technologiques à venir concernent les réductions de poids, la régulation, les générateurs, la hauteur des mâts, la standardisation des rotors, l'aérodynamisme. En particulier, il y a beaucoup à gagner sur l'amélioration du rendement à moyen et faible vent.

Le nombre de machines installées influe sensiblement sur le coût du MWh ainsi que la vitesse du vent (figure n° 3). Un bon site dépasse une capacité de 5 000 MW et dispose d'une vitesse de vent d'au moins 7 à 8 m/s.

Figure n° 3 : Coûts de l'éolien en fonction de la vitesse du vent



Le potentiel d'économie résiderait principalement dans les économies d'échelles (production en série et logistique) à hauteur de 50 % des gains et dans le design (réduction de poids) à hauteur de 30 % (Source : BTM consult, 2004).

Tableau n° 13 : Évolution passée et perspectives des coûts de l'éolien aux États-Unis *(Leverage cost of electricity)*, hypothèse vent 7m/s, facteur de charge 30 % à 45 % en 2020

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
$/MWh	120	80	60	41	30	28	27

Source : DOE

Thermique à flamme

L'évolution des coûts des filières charbon et gaz doit être examinée au travers des variations potentielles du coût d'investissement, des prix des énergies fossiles et des contraintes environnementales.

• Cycles combinés à gaz

Dans les années 1990, les cycles combinés à gaz avaient évincé le charbon avec un prix de 2 $/ Mbtu. Il faut désormais considérer plutôt un prix du gaz à 6 $/Mbtu et un prix du pétrole de 60 $/b.

• Charbon

Si on prend comme base le type de centrale le plus répandu depuis 40 ans (à charbon pulvérisé avec traitement des fumées), qui est une technologie maîtrisée permettant des puissances unitaires allant jusqu'à environ 1 000 MW, le coût de production pour une unité typique de 600 MW et de rendement 45 % se situe entre 35 et 41 €/MWh, suivant la qualité du charbon et le cours du dollar.

Si dans les années à venir une poursuite du protocole de Kyoto voit le jour, et si une pénalisation des émissions de gaz à effet de serre est mise en place, un coût externe viendra s'ajouter aux coûts internes. Selon les pays et les auteurs, les estimations de cette pénalisation varient.

Les premiers bénéfices vont être obtenus par l'amélioration des performances des centrales pour atteindre des rendements compris entre 50 % et 55 % d'ici à 2020. Ensuite, il faudra faire appel aux systèmes de capture et de stockage. Les procédures de capture en postcombustion fonctionnent déjà à un coût compris entre 50 et 100 $ par tonne de CO_2. La séquestration offre sûrement des perspectives prometteuses pour 30 % du CO_2 émis par les centrales électriques mondiales. Des progrès technologiques sont possibles en matière de capture en amont, pendant la combustion, et en postcombustion par traitement des fumées. Des démonstrations d'envergure de ces nouvelles technologies sont ou vont être lancées, notamment en Europe et aux États-Unis. S'il est peu honnête de laisser miroiter la solution miracle du charbon propre, il l'est tout aussi peu de ne pas espérer à coût raisonnable une diminution d'au moins 10 %, peut-être 15 %, des émissions mondiales de carbone par le développement de ces diverses technologies.

Selon l'AIE[26], le coût des dispositifs de capture et stockage du CO_2 se situe entre 40 $/t et 90 $/t, dont 20 $/t à 40 $/t pour la capture (avec les meilleures technologies) et 10 $/t pour le transport (avec évidemment une forte variabilité

26 – Energy technology perspectives 2006.

en fonction des distances à parcourir). En 2030, les coûts pourraient descendre à moins de 25 $/t pour la capture qui représenterait la part principale du coût. Le stockage serait de l'ordre de 2 $/t.

Plusieurs cas doivent être distingués :

- l'utilisation des dispositifs CCS dans une centrale charbon augmenterait le coût du MWh de 30 $ à 67 $ (hypothèses : 40 à 90 $/t pour le CCS ; émissions de 0,74 tCO_2/MWh dans une centrale ayant un rendement de 45 %, cas des nouvelles centrales) ;
- l'utilisation des dispositifs CCS dans une centrale gaz augmenterait le coût du MWh de 16 $ à 36 $ (hypothèses : 40 $ à 90 $/t pour le CCS ; émissions de 0,4 tCO_2/MWh dans une centrale à cycle combiné ayant un rendement de 58 %, cas des nouvelles centrales) ;
- d'ici à 2030, en faisant l'hypothèse d'un coût de 30 $/t pour le CCS et avec des hypothèses de rendement des centrales inchangées, ce surcoût pourrait être ramené à 22 $/MWh pour le charbon et à 12 $/MWh pour le cycle combiné gaz. À ce niveau de coût additionnel, le charbon peut rester compétitif comme combustible pour la production d'électricité.

Concernant les performances comparées avec et sans capture des centrales à charbon pulvérisé (PC) ultra-supercritiques et des centrales à cycle combiné à charbon gazéifié (IGCC), les études récentes sur les deux technologies, qui utilisent des méthodes d'évaluation similaires, aboutissent aux résultats suivants :

- en 2005, le coût de l'électricité de l'IGCC sans capture est supérieur de 30 % au coût du PC, du fait de coûts d'investissement nettement supérieurs, et de performance inférieure en termes de disponibilité, rendement et flexibilité ;
- en 2005, le coût de l'électricité « théorique » de l'IGCC avec capture est supérieur de 5 % à 10 % à celui du PC avec capture ; l'écart se réduit donc, la capture du CO_2 étant facilitée et moins coûteuse sur un IGCC ;
- en 2015, le coût de l'électricité de l'IGCC sans capture est estimé supérieur de 20 % au coût du PC ; la réduction de l'écart sera due avant tout aux progrès réalisés par la technologie IGCC, plutôt qu'à ceux réalisés par la technologie PC ;
- en 2015, le coût de l'électricité de l'IGCC avec capture est estimé supérieur de 10 % au coût du PC avec capture, les progrès les plus notables étant réalisés sur les technologies de capture postcombustion appliquées au PC (alors que l'IGCC utilise des technologies de capture précombustion).

La technologie IGCC est encore au stade de prototype industriel ; il n'y a que sept installations dans le monde, construites entre 1998 et 2003, (2 aux États-Unis, 4 en Europe, 1 au Japon). Sur les 140 projets de centrales au charbon planifiées aux États-Unis (85 GW), 14 seraient des IGCC dont 1 équipée de CCS (projet Futurgen 275 MW, 1 Md $, d'une installation IGCC avec CCS, à échéance 2012). D'ici à 2012, 9 des 14 installations seront achevées.

Par ailleurs, il a été estimé dans les études économiques menées au Canada que l'option CCS couplée avec les centrales IGCC reviendrait à une contrainte sur les émissions de CO_2 quantifiées par une taxe carbone ou équivalent de 90 $/tC.

L'étude du Massachusetts Institute of Technology (MIT) donne des enseignements sur l'effet d'un coût de la tonne de carbone appliqué aux installations charbon (PC) et gaz (CCGT) comme l'indique le tableau n° 14[27].

Tableau n° 14 : Coûts de production dus à l'application d'une taxe carbone ou de dispositifs CCS

Durée de vie 40 ans, 85 % charge	0 $/tC ($/MWh)	50 $/tC ($/MWh)	100 $/tC* ($/MWh)	200 $/tC ($/MWh)
Charbon pulvérisé (PC)	42	54	66	90
Hyp. 1 : gaz 3,5 $/Mbtu + 0,5 %/an pendant 40 ans (moyen : env. 3,77 $/Mbtu)	38	43	48	59
Hyp. 2 : gaz 3,77 $/Mbtu + 1,5 %/an (env. 4,42 $/Mbtu)	41	47	52	62
Hyp. 3 : gaz 4,5 $/Mbtu + 2,5 %/an (env. 6,72 $/Mbtu)	56	61	67	77
Hyp. 4 : Hyp. 3 + amélioration de 10 % du rendement	51	56	60	70

* Selon l'étude, ces valeurs correspondent aux surcoûts à prévoir des dispositifs de CSS (capture transport et stockage). Les valeurs 100 et 200 $/tC correspondent à 27 à 54 $/t CO_2.

Source : MIT

Nucléaire

Le coût d'investissement est la variable déterminante pour la compétitivité économique du nucléaire. La réduction de ce coût doit être mise en perspective. L'étude EIA/AEO 2006 estime une réduction tendancielle de 31 % entre 2005 et 2030 du coût *overnight* (2 014 $/kW à 1 387 $/kW, $ 2004).

Les données du groupe de travail du Department of Energy (DOE) relatives à l'AP 1000 (*Westinghouse advanced pressurised water reactor*) indiquent, de façon similaire, une baisse potentielle de 31,5 % entre 2010 et 2030 (1 659 $/kW à 1 136 $/kW).

Le surcoût d'ingénierie pour le ou les premiers réacteurs croît avec le niveau technologique comme l'indique l'étude 2004 de l'université de Chicago. Concernant les réacteurs ABWR, CANDU ACR-700, AP 1000 et SWR 1000, candidats pour le déploiement du nucléaire aux États-Unis à l'horizon 2015, il faut considérer les valeurs moyennes suivantes (tableau n° 15).

27 – Hypothèses :

	Charbon (PC)	Gaz (CCGT)
Overnight cost	1 300 $/kW	500 $/kW
Coût du combustible	1,2 $/Mbtu	3,5 $/Mbtu à 4,5 $/Mbtu
Évolution du coût du combustible	0,5 %/an	0,5 à 2,5 %/an
Durée de construction	4 ans	2 ans
Taux de combustion	9 300 Btu/bWh	7 200 Btu/kWh, Hyp. 4 : 6 400 Btu/kWh

Source : MIT

Partie 2

Tableau n° 15 : Évolution du coût du capital en fonction des surcoûts d'ingénierie et de la technologie de réacteur

Type de réacteur	Coût *overnight*
Classique	1 200 $/kW
Classique + ingénierie spécifique	1 500 $/kW
Avancé (Gen III ou III+) + ingénierie spécifique	1 800 $/kW

Source : université de Chicago

L'effet de série induit un taux d'apprentissage qui réduit le coût d'investissement, favorise la standardisation des matériels et contribue à réduire les temps de construction.

Les risques (en particulier délais de réalisation) sont considérés comme supérieurs dans la réalisation des équipements nucléaires. Cela se traduit par un relèvement du coût de la dette et du coût du capital. À titre illustratif, le surcoût du MWh correspondant à un retard de deux ans est évalué à environ 13 % (source : université de Chicago, 2004).

La variation du **taux d'utilisation** (85 % à 95 %) conduit à une baisse de l'ordre de 10 % sur le coût du MWh.

En revanche, l'augmentation de **la durée de vie** a peu d'influence car les bénéfices obtenus sur la durée supplémentaire sont fortement affectés par le taux d'actualisation.

L'étude du MIT en 2003[28] donne des indications sur les éléments possibles de réduction des coûts du nucléaire (tableau n° 16). Le coût de 67 $/MWh de l'étude s'explique par des coefficients financiers élevés habituellement pris aux États-Unis correspondant à des valeurs de rendement du capital de 15 % et des intérêts d'emprunt de 8 %.

Tableau n° 16 : Évaluation des gains sur le coût du MWh nucléaire

Moyen d'action	Cible	Effet sur le coût du MW (Coût de référence : 67 $/MWh, $2002)
Réduction des coûts (à moyen terme) de construction de 2 000 $/kW à 1 500 $/kW	- 25 %	- 18 % (soit 55 $/MWh)
Réduction du délai de construction	5 à 4 ans	- 3 % (soit 53 $/MWh)
Objectif de coût de fonctionnement et de maintenance (pour un taux de charge de 85 %)	13 $/MWh	- 3 % (soit 51 $/MWh)
Adaptation des coûts du capital à ceux des installations gaz et charbon : - rendement du capital : de 15 % à 12 % - répartition (capital, dette) : de (50 %, 50 %) à (40 %, 60 %)	- 9 $/MWh	- 5 % (soit 44 $/MWh)

Source : MIT, 2003

28 – The Future of Nuclear Power.

4. La sécurité d'approvisionnement

La sécurité des approvisionnements en énergie revient au premier plan des inquiétudes des opinions publiques et des gouvernements. En 1973, il s'agissait de se prémunir d'une rupture d'approvisionnement du pays en pétrole brut. Aujourd'hui, la notion mérite d'être redéfinie.

La sécurité d'approvisionnement ne s'arrête pas aux frontières du pays, elle concerne toute la chaîne énergétique jusqu'au consommateur final ; elle concerne notamment la sécurité des infrastructures à tous les niveaux de la chaîne mais plus particulièrement aux points de passage critiques (pipelines, détroits, etc.) contre les désastres naturels, les menaces terroristes, etc. Elle concerne toujours le pétrole brut, mais aussi la fourniture de produits pétroliers aux consommateurs, le gaz et l'électricité. Les ruptures d'approvisionnement aux États-Unis après les ouragans Katerina et Rita, le récent choc gazier au Royaume-Uni ou encore les black-out en Californie ou en Italie sont venus nous rappeler que toutes les énergies sont concernées.

Partie 2

Chapitre 3

Trois horizons caractéristiques d'ici à 2050

La clarification d'une situation énergétique compliquée nécessite de séparer autant que possible les phénomènes. Nous suivons la méthode retenue par la commission Énergie, qui consiste à classer les facteurs d'influence du système selon trois horizons prospectifs :

- 2012 : 5 ans (quinquennat) ;
- 2020-2030 : 20 ans (référence utilisée par l'UE : 2020, et par l'AIE : 2030) ;
- 2050.

L'analyse de la situation du système énergétique à ces trois échéances temporelles et les événements susceptibles d'intervenir nous conduisent à caractériser les trois horizons de manière simple par une stratégie et une forme du mix énergétique, comme indiqué par la figure n° 4.

Figure n° 4 : Proposition de caractérisation du système énergétique aux trois horizons de temps considérés

2050 — **Horizon 1**
caractérisé par :
- une stratégie de développement durable
- un mix énergétique mondial décarboné

2025 — **Horizon 2**
caractérisé par :
- une stratégie de rendement et de diversification
- un rééquilibrage du mix par région et par secteur

2012 — **Horizon 3**
caractérisé par :
- une stratégie d'économies d'énergie
- une réévaluation du mix énergétique intégrant la dimension mondiale et locale pour préparer la sélection des choix technologiques

Pour chacun des horizons de temps, les principaux facteurs d'influence sont présentés ci-après.

1. À long terme (horizon 2050) : de grands risques climatiques et urbains ; vers un mix énergétique mondial décarboné

1.1. Des innovations technologiques « radicales »

Il faut distinguer les technologies qui existent mais doivent encore être « démontrées » avant un éventuel déploiement à grande échelle des ruptures technologiques qui pourraient avoir lieu dans le futur et permettraient un changement radical du paysage énergétique.

Sur ce sujet de vitesse d'adoption des nouvelles technologies ou de formes alternatives (comme l'éolien), il convient de souligner l'importance de l'inertie globale du système. Au-delà des questions de durée de vie, il y a aussi l'adaptation (voire le développement) des infrastructures, par exemple de transmission et distribution pour l'électricité, de transport pour le CO_2, etc., qui peuvent potentiellement changer le paysage énergétique.

L'émergence de ces innovations radicales est incertaine de même que leur calendrier. On se reportera aux conclusions du groupe de travail Évolutions technologiques de la commission Énergie.

1.2. Les risques de changement climatique

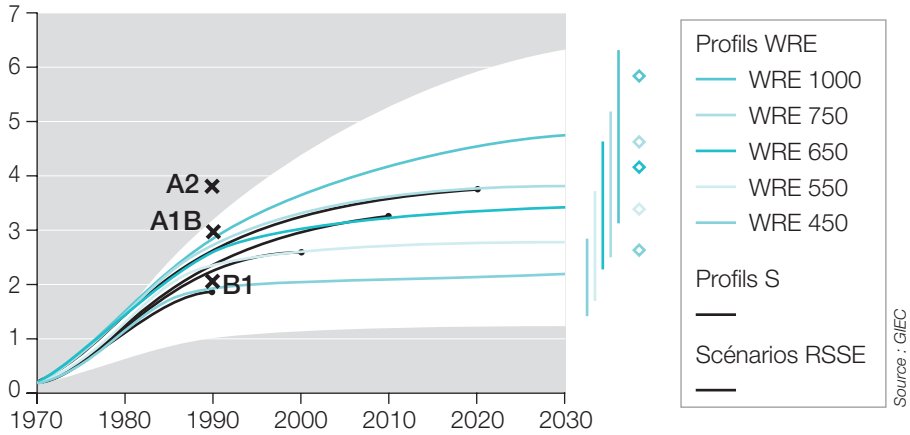
Comme l'indique la figure n° 5, les scénarios pessimistes du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) indiquent un début de dépassement de la référence de + 2°C à partir de 2050. L'objectif défendu par l'Union européenne est une stabilisation à 2°C, avec comme résultante des taux de concentration des GES qui restent à préciser et qui pourraient être de l'ordre de 450 ppm.

De nombreux risques découlent de l'élévation de la température : pénurie d'eau, baisse de la production et des rendements agricoles, réduction des forêts, imprévisibilité météorologique, effondrement d'écosystèmes, catastrophes locales (inondations, cyclones, etc.), mouvements migratoires de grande ampleur.

Pour fixer de premiers ordres de grandeur des risques financiers, le rapport de juillet 2006 de la Lloyds, *S'adapter ou s'effondrer*, chiffre les dégâts climatiques : 148 G $ pour la décennie 1970, plus de 700 G $ pour la décennie 1990 et déjà 350 G $ pour les seules années 2004-2005.

Partie 2

Figure n° 5 : Variation de la température moyenne mondiale en fonction des profils de concentration de CO_2



Les effets qui résulteraient du franchissement de seuils globaux de température (par rapport à 1990) sont alarmants :

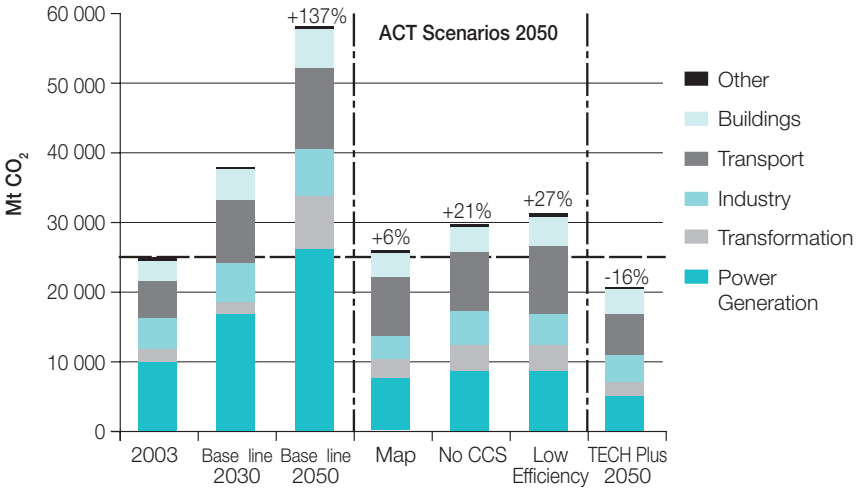
- + 1°C : perte des récifs coralliens,
- + 2°C : 1,5 milliard de personnes en pénurie d'eau,
- + 2,7°C : forêt amazonienne totalement remplacée par la savane (d'où + 1,5°C sur le globe),
- + 4°C : jusqu'à 30 % de risques d'arrêt du Gulf Stream avant 2100.

Signalons le cas particulier des relations entre les villes et l'environnement : modification du cycle de l'eau, micro-climat urbain (+ 8 à 15°C), dégradation de la qualité de l'air, pluies acides et nouveaux types de maladies (qui, par migration, vont représenter des dangers mondiaux), etc.

Le monde produit aujourd'hui 24 milliards de tCO_2 par an, en augmentation de 500 Mt par an. L'AIE estime dans son dernier rapport *Energy Technology Perspectives 2006* que la stabilisation des émissions peut être atteinte en 2050 en utilisant toutes les formes d'amélioration à un coût acceptable, calculé aujourd'hui pour une valorisation du CO_2 à 25 $/t. Le meilleur des scénarios technologiques produits par l'AIE (TECH+) conduit ainsi à une baisse de 16 % des émissions par rapport à 2003 (figure n° 6). On notera sur la figure n° 7 les contributions majoritaires qui ont été attribuées aux économies d'énergie et à la génération d'électricité en recourant à la technologie de captage et stockage du carbone[29].

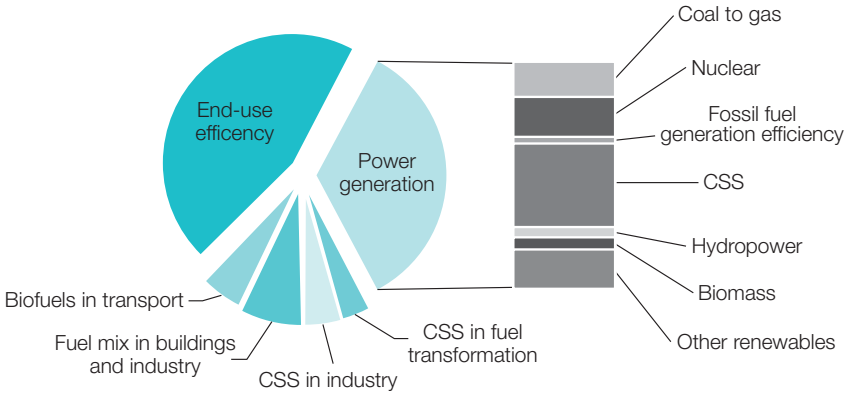
29 – Même si le résultat est le même, ce scénario met peu en valeur la première étape d'amélioration des centrales à charbon par l'augmentation des rendements, un gisement d'économies potentiellement fort et encore peu exploité aujourd'hui. C'est de plus un levier immédiatement disponible, ce qui n'est pas le cas du CCS.

Figure n° 6 : Émissions de CO_2 en fonction des scénarios de référence 2030, 2050 et des scénarios alternatifs de nature technologique



Source : AIE 2006

Figure n° 7 : Réduction des émissions par type de technologies pour le scénario ACT MAP



Source : AIE 2006

1.3. Les risques urbains

Les transitions de société qui ont mis plusieurs siècles à s'accomplir pour les sociétés occidentales se déroulent en quelques décennies pour 3 à 4 milliards d'individus. Il s'agit d'un facteur 100 (10 pour le temps et 10 pour la population) entre l'actuelle transition urbaine asiatique et la transition urbaine occidentale précédente.

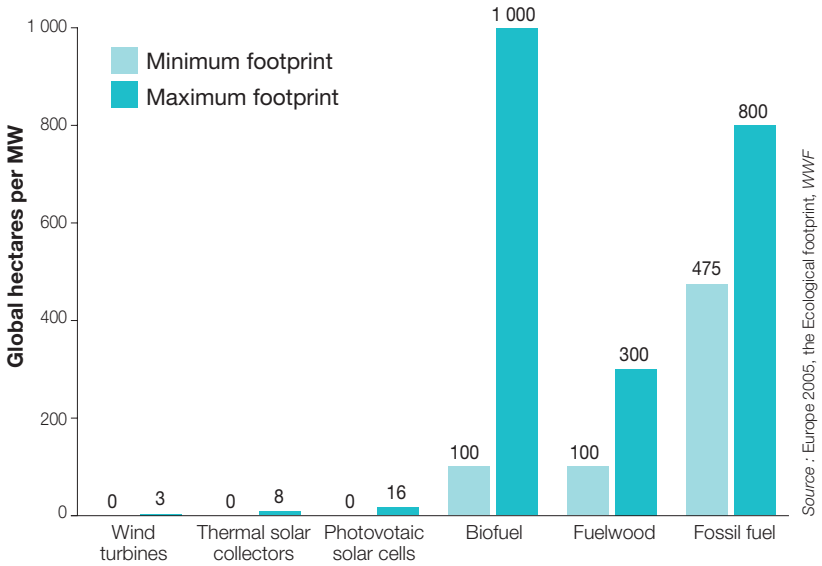
L'instabilité et les menaces sur les approvisionnements en matières premières et en énergie élèvent considérablement les risques liés à la dépendance des villes par rapport à des écosystèmes de plus en plus éloignés. Le cas de la Chine est alarmant (voir le scénario tendanciel établi par le Centre scientifique

Partie 2

et technique du bâtiment à 2040) : empreinte écologique[30] excessive (6 à 7 hectares par habitant pour une référence fixée à 2 hectares par habitant), forte croissance d'énergie et faible efficience, déficit écologique. La Chine a besoin de l'équivalent de trois planètes Terre pour assurer ses besoins en ressources et recycler ses déchets avec les technologies et les pratiques énergétiques inefficientes actuelles ; elle aurait encore besoin de l'équivalent d'une planète Terre avec les technologies analogues à celles des pays développés[31].

Les solutions résident dans une augmentation de la densité[32] (ville, logement, etc.), une conception douce des transports, l'usage des technologies de l'information et de la communication, la création de boucles fermées écologiques (transformation des déchets en chaleur, cogénération, etc.). Mais, comme le montre la figure n° 8, l'empreinte écologique des énergies selon leur type et leur mode d'exploitation est très différente. Un raisonnement de long terme doit donc en tenir compte.

Figure n° 8 : Comparaison des empreintes écologiques de différentes sources d'énergie



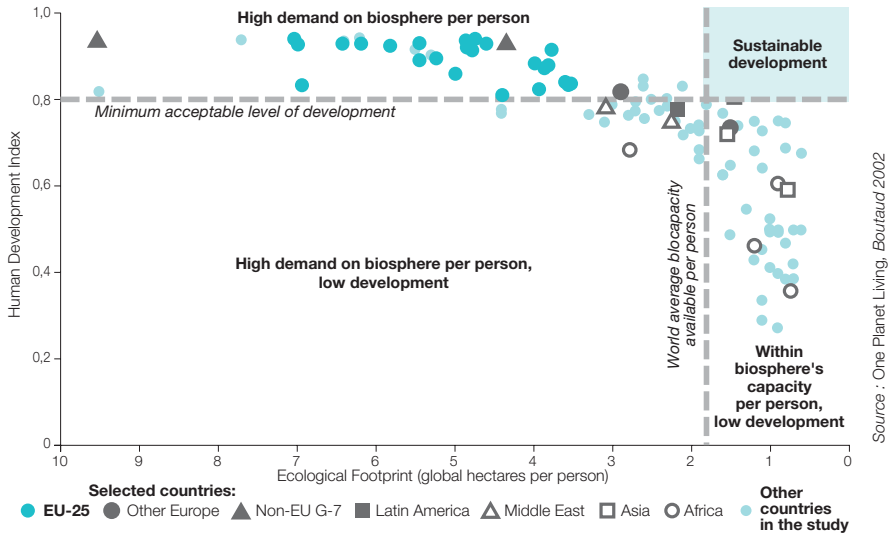
30 – Empreinte écologique : surface de terre et d'eau nécessaire pour produire les ressources consommées et pour assimiler les déchets générés par une population de manière continue, quelle que soit la localisation sur la Terre de ces surfaces.
31 – On aboutit au scénario américain multiplié par 5 alors que l'empreinte écologique cumulée des États-Unis représente 2,25 fois leur territoire et que les 10 mégalopoles américaines utilisent 20 % des ressources écologiques de la planète.
32 – Les mégalopoles chinoises sont parmi les moins denses des 25 plus grandes mégalopoles mondiales.

Dans une recomposition de la ville, le sujet de la consommation des bâtiments est central. La généralisation de l'efficience énergétique dans le bâtiment est nécessaire avec l'objectif d'atteindre en 2050 une généralisation de la construction de bâtiments à énergie positive.

Plus globalement, la figure n° 9 montre la position des différents pays en termes d'empreinte écologique, particulièrement influencée par le nombre et la taille des grandes agglomérations. L'objectif idéal, commun à l'ensemble des pays, serait d'atteindre un scénario de développement durable. Deux orientations en découlent :

— diminuer l'empreinte des pays développés, à niveau de vie au moins égal ;
— augmenter le niveau de développement des pays émergents, à empreinte écologique stable.

Figure n° 9 : Comparaison du niveau de développement avec l'empreinte écologique (ha par personne), UE-25 et autres pays sélectionnés, 2001



1.4. Les réserves de pétrole et de gaz en baisse

Au rythme de consommation actuel du pétrole, les valeurs fournies par plusieurs organismes[33] donnent un ratio consommation/production d'environ 40 ans (figure n° 10). Le « pic » du pétrole est identifié peu après 2020. À l'approche de ce pic, l'offre et la demande divergent, occasionnant une flambée des prix. Les réserves économiquement exploitables peuvent être augmentées des réserves de pétroles lourds qui contribueraient à reculer le pic vers 2030.

En revanche, les progrès technologiques élargissent le champ, notamment aux réserves à découvrir et aux hydrocarbures synthétiques : offshore très profond, baisse du coût d'extraction, augmentation des taux de récupération, fabrication de carburants liquides à partir de gaz (GTL, *gas to liquid*), de charbon (CTL), de biomasse (BTL), etc., comme le présente la figure n° 11.

33 – Voir US Geological survey, Institut français du pétrole, Académie des technologies, etc.

PARTIE 2

Les coûts techniques de production incluant le développement vont de 4 $/b (au Moyen-Orient) à environ 12 $/b pour les gisements les plus difficiles d'accès. Ils baissent avec le progrès technique[34]. En 2004, le seuil de prix du brut que se fixaient les compagnies pétrolières pour leurs décisions d'investissement était de l'ordre de 20 $/b.

En ce qui concerne le gaz, les échéances sont plus lointaines. Pour le charbon, les réserves actuelles donnent un ratio réserve sur production de plus de 150 ans.

Figure n° 10 : Réserves et ressources

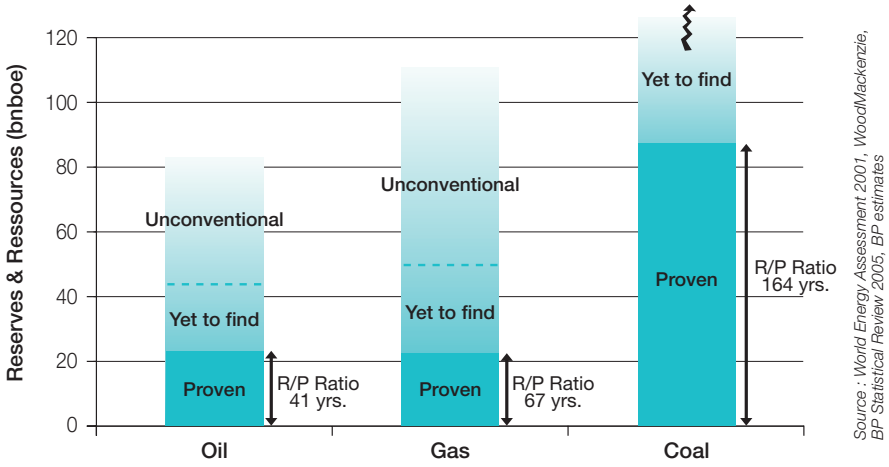
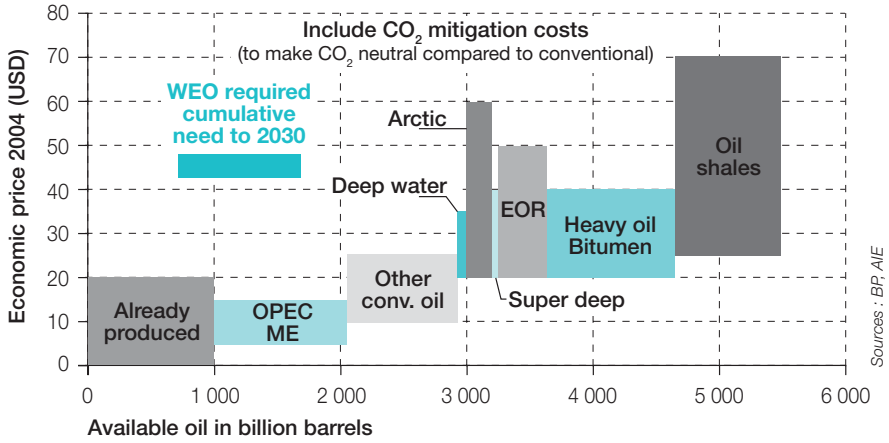


Figure n° 11 : Disponibilité des ressources en fonction du prix



34 – Voir le rapport de l'Académie des technologies (P.-R. Bauquis et D. Babusiaux, novembre 2004).

1.5. Un mix énergétique décarboné éliminerait de nombreux risques

Il convient d'examiner parmi les principaux scénarios ceux qui présentent un objectif de faible émission (référence 550 ppm), comme indiqué dans le tableau n° 17, pour fixer les ordres de grandeur d'un mix possible à l'horizon 2050.

Tableau n° 17 : Répartition de l'énergie primaire en fonction de plusieurs scénarios

2050	AIE 2002	AIE Baseline	AIE TECH+ (550 ppm)	GIEC B1 (450 ppm)	WBCSD (550 ppm)	CME A3
Énergie primaire	2002 AIE : 10,3 Gtep	22 Gtep	17,5 Gtep	19,9 Gtep	22,6 Gtep	25 Gtep
Intensité énergétique		- 1,4 %/an (OCDE - 2 %/an)	- 1,8 %/an (OCDE - 2,7 %/an)		0,12 tep pour 1 000 $	0,21 tep pour 1 000 $
Charbon	23 %	34,1 %	15 %	4,4 %		9 %
Pétrole	36 %	26,5 %	21 %	22,9 %		18 %
Gaz	21 %	24,6 %	21,7 %	35,4 %		32 %
Nucléaire	6,7 %	3,8 %	12 %	4,3 %		11 %
Renou-velables	13,3 % dont 2,0 % (hydro + géothermie) 0,5 % (éolien + solaire) 10,8 % (biomasse)	11 % dont 1,5 % (hydro + géothermie) 9,5 % (éolien + solaire, biomasse)	30,3 % dont 2,2 % (hydro + géothermie) 28,1 % (éolien + solaire, biomasse)	33 % dont 18,6 % (hydro + éolien + solaire) 14,4 % (biomasse)		30 %
Émissions de CO_2	23,6 Gt CO_2	58 Gt CO_2 par an (dont PED 32)	21 Gt CO_2 par an	40 Gt/an	33 Gt/an	34 Gt/an

Sources : AIE, GIEC, WBCSD, CME

Ces scénarios « faibles émissions » montrent que :

- il y a une assez bonne convergence sur les parts du pétrole (20 %, division par 2 par rapport à aujourd'hui) et du gaz (20 % à 30 %, + 50 %) ;
- les différences sont significatives sur le charbon, selon vraisemblablement qu'il est associé ou non à des dispositifs de capture et de stockage : variation du simple au triple, de 4,4 % à 15 % (en diminution) ;
- la part des énergies renouvelables s'établit autour de 30 % (plus du double) ;
- pour le nucléaire, l'écart va du simple au triple, 4 % à 12 % (en augmentation).

Production électrique

À long terme, le système de production d'électricité pourrait être très différent de celui connu aujourd'hui, en fonction notamment des ruptures technologiques qui pourraient advenir dans les prochaines années, de la capacité d'investissement des différents acteurs, de l'évolution du contexte géopolitique, etc.

Le mix électrique de différents scénarios à 2050 est comparé dans le tableau n° 18. On note de forts écarts sur le charbon, le nucléaire et les renouvelables. Après 2030, un développement de l'éolien comparable à celui présenté dans le scénario du World Business Council for Sustainable Development (WBSCD) (cf. annexe 5) devra au préalable résoudre des obstacles techniques de taille :

Partie 2

mentionnons la nécessaire continuité de la production d'électricité imposant des capacités de production « de secours » ou des moyens de stockage à grande échelle de l'électricité ; la stabilité et la régulation du réseau de transmission et de distribution.

Tableau n° 18 : Scénarios du mix de production électrique à 2050

en pourcentage

	AIE 2002	AIE 2030	REF IMACLIM POLES 2030 (tendanciel)	REF IMACLIM POLES 2050 (tendanciel)	AIE baseline 2050	AIE TECH+ 2050 550 ppm	WBCSD 2050 550 ppm
Charbon	37	39	36	31	47	21	11
Pétrole	7	3	3	3	3	2	0
Gaz	19	30	23	14	27	20	16
Nucléaire	17	9	19	29	7	22	13
Renou-velables	3	6	9 dont 4 (biomasse) 5 (éolien)	16 dont 3 (biomasse) 10 (éolien) 2 (solaire) 1 (hydrogène)	6	20	50
Hydraulique	17	13	10	7	10	15	10

Sources : AIE, WBCSD, CIRED, LEPII

Exemple du scénario alternatif 9 Gt de carbone du WBCSD

L'analyse du scénario 550 ppm du WBCS[41] apporte une illustration de la situation correspondant à un mix décarboné en 2050 (détaillé dans l'annexe 5).

• *Répartition du mix par région* (voir en annexe 5 le tableau n° 35) : on observe que les énergies renouvelables connaissent partout un développement fort ; le nucléaire augmente davantage en Chine et au Japon. La part fossile est beaucoup plus élevée pour la Chine.

• *Émissions de carbone* (voir le tableau n° 36) : elles sont maintenues à 9 Gt au niveau mondial, soit proche du niveau de 2 000 de 8 Gt. Le scénario offre une alternative au doublement à 16 Gt des émissions dans le cas d'un scénario de continuité.

La production électrique, et dans une moindre mesure le transport, sont les secteurs qui nécessitent une forte intervention pour réduire les émissions de CO_2.

35 – Le WBCSD regroupe 170 entreprises internationales unies par leur engagement pour un développement durable, au service du progrès social, sans impact insupportable sur l'équilibre écologique et compatible avec la croissance économique. Les membres représentent plus de 30 secteurs industriels majeurs, répartis dans 35 pays. Le WBCSD bénéficie aussi d'un réseau mondial de 50 organismes professionnels et organisations partenaires au niveau régional et national. Le projet énergie et climat, ayant contribué à l'élaboration des scénarios, a été présidé par Anne Lauvergeon (AREVA), John Manzoni (BP), Egli Myklebust (Norsk Hydro). Le groupe de travail a impliqué des représentants de 75 entreprises membres et 12 partenaires BCSD régionaux.

On notera que depuis trente ans, l'intensité de carbone a sensiblement diminué en Europe (- 26 %) et au Japon (- 27 %) ; elle a baissé faiblement aux États-Unis (- 6 %) et très fortement augmenté en Chine (+ 57 %). Ce chiffre illustre pour ce pays des choix énergétiques et un fonctionnement des systèmes peu efficaces de ce point de vue.
À l'horizon 2050, l'ensemble des grandes régions considérées envisage le même effort de réduction des émissions. Les États-Unis rejoindraient un niveau d'intensité carbone équivalent à celui de l'Europe. Le Japon se donne un objectif plus ambitieux. Pour les États-Unis, la baisse indiquée équivaudrait à combiner - 2 % d'efficacité énergétique par an (ce qui est la pente actuelle des États-Unis) et - 1,4 % par an de dé-carbonisation (soit près du double du rythme européen ou japonais ces trente dernières années).

• *Caractéristiques de la consommation* (tableau n° 37) : conformément à l'hypothèse de croissance soutenue du scénario, l'ensemble du monde connaît en 2050 un accroissement de sa richesse, mené avec des quantités d'énergie moindres. L'Amérique du Nord reste deux fois plus énergivore que l'Europe ou le Japon. La Chine se situe dans le même ratio consommation/richesse que les États-Unis. L'effort mondial d'intensité énergétique est de 1,5 % d'ici à 2050, ce qui apparaît moyennement ambitieux.

Le scénario 2050 montre que le transport participe activement d'ici à 2050 à la maîtrise des consommations d'énergie (davantage que l'habitat) et à la réduction des émissions.

• *Secteur du transport* (tableau n° 38) : hormis en Chine, les consommations sont appelées à baisser (Amérique du Nord - 36 %, Europe - 27 %, Japon - 22 %), en même temps que les carburants se diversifient. La part des carburants d'origine fossile descendrait à environ 50 % en Amérique du Nord et en Europe, 25 % seraient consacrés aux biocarburants et 25 % à l'hydrogène. Le Japon poursuivrait un objectif 100 % hydrogène, la Chine utiliserait encore 80 % de carburants classiques (ce qui peut paraître étonnant compte tenu d'un marché de l'automobile de plus en plus mondialisé).

Conclusion

La situation de référence à 2050 fait ressortir des risques majeurs climatiques et urbains. L'anticipation de ces risques recommande que l'ensemble des pays poursuive un objectif commun de développement durable, les pays développés pour réduire leur empreinte écologique et les autres pour augmenter leur développement.

Côté offre, le choix du mix énergétique à très faible émission qui pourra être retenu au plan mondial n'est pas stabilisé. De premières convergences sur le pétrole, le gaz et les énergies renouvelables se font jour mais des écarts importants sur le nucléaire et le charbon apparaissent aussi. Côté demande et avant tout en matière d'émissions de polluants, l'horizon 2050 doit être marqué par un aboutissement tangible des profondes transformations des grands secteurs de consommation, transport, habitat, production électrique qui auront marqué la période précédente.

Partie 2

2. À moyen terme (horizon 2020-2030) : une transition énergétique industrielle et sociale ; vers un rééquilibrage du mix énergétique par grandes régions et par secteurs

2.1. La transition énergétique des grands secteurs de consommation

Le progrès technologique ne peut être programmé et considéré comme sûr. Toutefois, de nombreux progrès paraissent possibles à l'horizon 2020-2030. D'ici là, le progrès technologique dans l'énergie mettrait la priorité sur l'innovation incrémentale[36] (augmenter les rendements, optimiser les systèmes), et développerait les substitutions énergétiques (par exemple, les biocarburants pour l'automobile). Ainsi, le moyen terme serait l'amorce d'un réel découplage entre croissance et consommation marqué par une mutation profonde des grands secteurs : transport, habitat, production d'électricité et de chaleur. Cette période verrait la concrétisation des efforts consentis depuis une vingtaine d'années pour une modification substantielle des modes de production, d'utilisation de l'énergie et des comportements individuels et collectifs. En particulier, cela concernerait un effort massif d'économies par les rendements et une diversification de l'utilisation des sources d'énergie dans les principaux usages.

La croissance des consommations sectorielles dans les pays émergents, voire en développement, va être nettement plus élevée que dans les pays développés. Cela pose le problème du développement de la production d'électricité, des transports et des services énergétiques dans ces pays aux contextes bien différents. Il s'agit de s'interroger sur les transitions énergétiques à opérer en tenant compte de la situation mondiale, au risque de voir proliférer à grande échelle des solutions peu efficientes et polluantes. Un ensemble de dispositifs va être nécessaire afin de permettre la diffusion mondiale des produits efficients : normalisation, transferts de technologies, mécanismes de développement propre, etc.

Il convient dès lors de faire les distinctions sectorielles ci-après en rappelant au préalable la durée de vie particulièrement longue des installations de production et de consommation d'énergie : 15 ans pour le parc automobile, 30 à 40 ans pour les transports ferroviaires ou aériens, 40 à 50 ans pour les centrales électriques, 80 à 100 ans pour les logements.

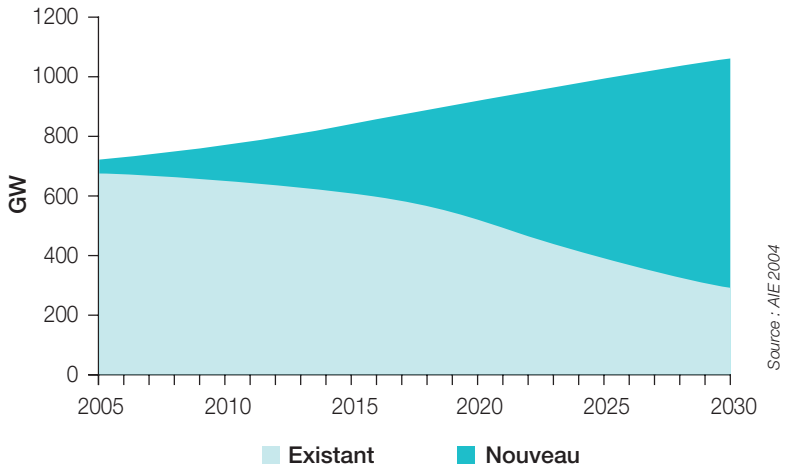
36 – Ce point de vue est concordant avec l'hypothèse du scénario alternatif de l'AIE dans le *World Energy Outlook 2006*. Le scénario tendanciel correspond à la situation où les politiques existantes n'évoluent pas ; le scénario alternatif décrit le système énergétique en tenant compte d'hypothèses réalistes d'ici à 2030, notamment d'avancées technologiques. Pour 2050, on pourra se reporter au rapport de l'AIE *Energy Technolgy Perspectives 2006*. Il est possible, à cet horizon, de faire des hypothèses plus radicales sur le progrès technologique, comme le présentent les scénarios ACT *(Accelerated Technology scenarios)* et TECH+, plus optimistes sur les technologies prometteuses.

Production électrique, priorité à l'augmentation des rendements

La nature et la capacité de production électrique ne pourront pas changer radicalement à cet horizon, du fait de l'inertie globale du système. La durée de vie d'une centrale est de 40 ans ; seul le tiers des centrales installées dans le monde ont plus de 30 ans. Il n'y a pas aujourd'hui de technologie radicalement nouvelle de production d'électricité qui soit prête à être déployée à grande échelle. Même si elle était techniquement possible, la montée en puissance de nouveaux modèles (systèmes distribués, énergies renouvelables dominantes, etc.) demanderait des investissements bien supérieurs à ceux nécessaires à la croissance et à l'adaptation progressive du système actuel. Ces investissements concerneraient la production d'électricité, mais aussi les infrastructures de transmission et distribution.

Pour l'Union européenne, la problématique d'un remplacement massif des capacités de production se situe clairement entre 2020 et 2030 (figure n° 12).

Figure n° 12 : Capacité de production de l'UE-25 d'ici à 2030



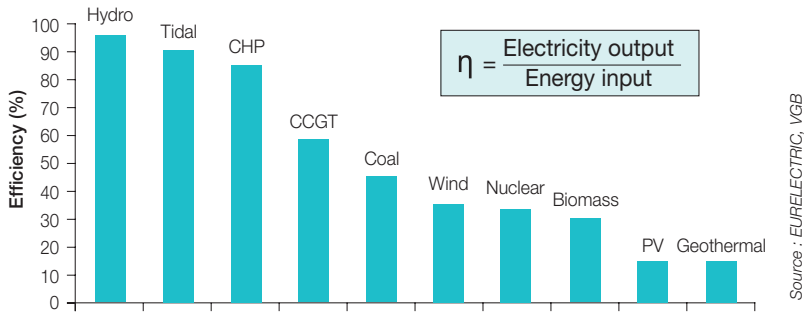
L'utilisation et le rendement des capacités de production augmentent sensiblement, quelle que soit la technologie considérée, fruit notamment des progrès techniques réalisés sur les centrales mais aussi de l'amélioration de la gestion du système de production, de transmission et de distribution.

Pour la production d'électricité, l'augmentation des rendements va être poussée par la libéralisation des marchés et par les réglementations (notamment réduction de la pollution). Selon Eurelectric[37], les rendements thermiques sont passés en moyenne, dans le monde, de 36 % en 1995 à 40 % en 2005, et devraient atteindre 49 % en 2030.

On peut tabler sur le début d'un déploiement significatif des technologies de CCS à partir de 2020. Plusieurs options technologiques seraient disponibles, résultant des différents projets de démonstration à taille réelle menés lors de la précédente décennie : projets FuturGen (États-Unis) et Castor (UE).

37 – Source : EURELECTRIC, *Eurprog*, juin 2003.

Figure n° 13 : Rendement des systèmes de production électrique

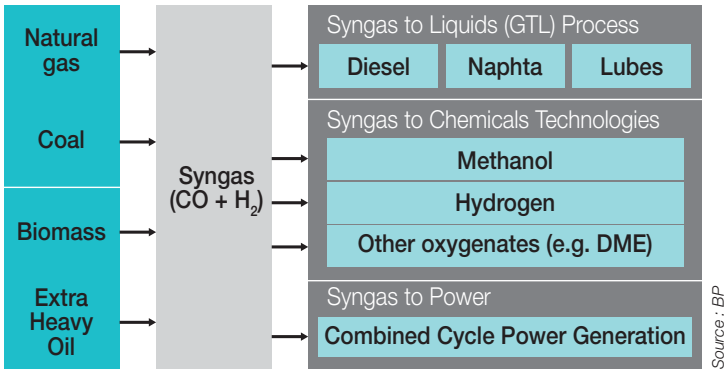


Nouveaux systèmes de conversion d'énergie

On peut s'interroger à cet horizon sur plusieurs inflexions :

- la mise au point de nouveaux procédés de transformation des énergies primaires fossiles (figure n° 14) ;

Figure n° 14 : Potentiel des procédés multi-entrées/sorties de conversion à base de fossiles



- l'augmentation des systèmes de production décentralisée raccordés aux réseaux. Il est néanmoins nécessaire que les différents systèmes (éolien, solaire, piles à combustibles stationnaires, etc.) progressent sur divers plans (coûts, fiabilité, sécurité, etc.), notamment par des effets d'échelle ou de standardisation.

Transport : priorité aux substituts du pétrole et généralisation des motorisations hybrides

Le plafonnement prévisible de la production d'hydrocarbures classiques à l'échéance 2020-2030 et les contraintes des émissions de CO_2 appellent une amélioration de l'efficacité énergétique dans les transports et la diversification significative des sources d'énergie au travers des substituts aux hydrocarbures naturels :

— les hydrocarbures synthétiques (CTL, GTL, BTL),
— l'hydrogène carboné,
— l'électricité au travers de l'hybride rechargeable.

Pour fixer un premier point de repère des ordres de grandeurs de la part des substituts, on peut se reporter au tableau n° 19 :

Tableau n° 19 : Scénarios de substitution aux carburants classiques

	2005 (IFP)	2050 (AIE, *Energy Technology Perspectives* 2006)			2003-2100 (Source : P.-R. Bauquis)			
Consommation des transports (Gtep/an)	1,78	Réf. 4,5	MAP 3,7	TECH+ 3,5	2003 2	2012 2,7	2030 3,4	2050 3,8
Hydrocarbures naturels	1,75 (98,1 %)	4,2 (94 %)	3 (81 %)	2 (57 %)	2	2,7	2,8 (82 %)	2 (52 %)
Électricité	1 %	2 %					Hybride rechargeable 0,2 (6 %)	0,6 (16 %)
Hydrocarbures conventionnels synthétiques (Fischer-Tropsch gaz et charbon)		0,93 (20 %)	0,3 (8,3 %)	0,28 (8 %)			0,2 (6 %)	0,6 (16 %)
Hydrocarbures conventionnels synthétiques (biocarburants : biodiesel et éthanol)	0,5 %	0,13 (2,8 %)	0,48 (13 %)	0,85 (24 %)				
Hydrogène carboné (synthétiques de 2e génération)				0,25 (7 %)			0,2 (6 %)	0,6 (16 %)
Charbon (autres)	0,3 %	2 %						
Gaz naturel (autres)		2 %						

Sources : IFP 2005, AIE 2006, P.-R. Bauquis 2003

On note que les perspectives pourraient être une part des substituts de l'ordre de 25 % en 2030 et de 40 % à 50 % en 2050.

Deuxième point de repère : l'*Advanced Energy Initiative* (AEI) aux États-Unis, au travers de l'*Initiative Biofuels*, définit l'objectif de produire en 2030 un volume de biocarburants équivalent à 30 %[38] de la consommation de carburants fossiles d'aujourd'hui et de disposer d'éthanols de deuxième génération (biomasse cellulosique) compétitifs à partir de 2012. L'AEI soutient aussi le développement des technologies avancées de batteries et des piles à combustible pour les transports en 2020.

Troisième point de repère : pour l'Union européenne, nous nous reportons aux résultats de la plate-forme technologique Biofuels. Le chiffre qui semble constituer un objectif raisonnable au niveau européen à l'échéance 2020-2030

38 – 15 % en 2017 selon le dernier discours sur l'état de l'Union de janvier 2007.

est de l'ordre de 25 % pour la part des biocarburants : 6 % à 8 % pour les biocarburants de première génération, de 10 % à 12 % pour les biocarburants de deuxième génération, le solde provenant de l'importation de biocarburants extrêmement compétitifs[39] (éthanol brésilien ou huile de palme indonésienne).

La production d'électricité pourrait aussi venir contribuer au transport *via* le développement du véhicule hybride ou électrique (conjointement avec les progrès des batteries) et des énergies renouvelables pour certains auxiliaires (par exemple, le solaire).

En matière d'efficacité énergétique, un gisement considérable d'économies réside dans la rationalisation des déplacements.

Bâtiments : priorité à la réduction des consommations

Les bâtiments représentent 40 % à 50 % de la consommation d'énergie finale. Les technologies existantes permettraient de réduire la consommation de 50 %.

Sur une consommation annuelle totale d'énergie finale en France de 162 Mtep (industrie, transports, construction, etc.), le bâtiment consomme 70 Mtep (43 %), avec une répartition d'environ deux tiers pour le résidentiel et un tiers pour le tertiaire. Cette part de la consommation se subdivise en 49 Mtep pour le chauffage et 21 Mtep pour les autres besoins (eau chaude sanitaire, cuisson, éclairage domestique et climatisation notamment pour le tertiaire). La réduction des consommations d'énergie des bâtiments existants est un enjeu majeur. On rappelle les objectifs définis dans la proposition PREBAT qui situe les résultats à 2010 et l'horizon 2050 avec des objectifs intermédiaires en 2020 :

- 2010 : disposer de solutions permettant d'atteindre les performances actuelles du neuf lors de réhabilitations lourdes ;
- 2020 : réduire les consommations énergétiques des bâtiments neufs de 40 % par rapport aux constructions actuelles. Prévoir l'augmentation continue des performances requises par la réglementation telle que prévue par le Plan climat ;
- 2050 : viser le bâtiment à énergie positive. Le bâtiment assure alors ses propres besoins et l'énergie non consommée est restituée dans le réseau.

2.2. Organisation et modes de vie : une dimension locale croissante

L'exigence d'efficacité économique et environnementale va nécessiter d'examiner les changements possibles des modes de vie, de l'organisation de la ville et des processus économiques. Le problème de compatibilité d'une civilisation de plus en plus urbaine avec l'énergie et la pollution est fortement posé dès l'horizon 2020-2030.

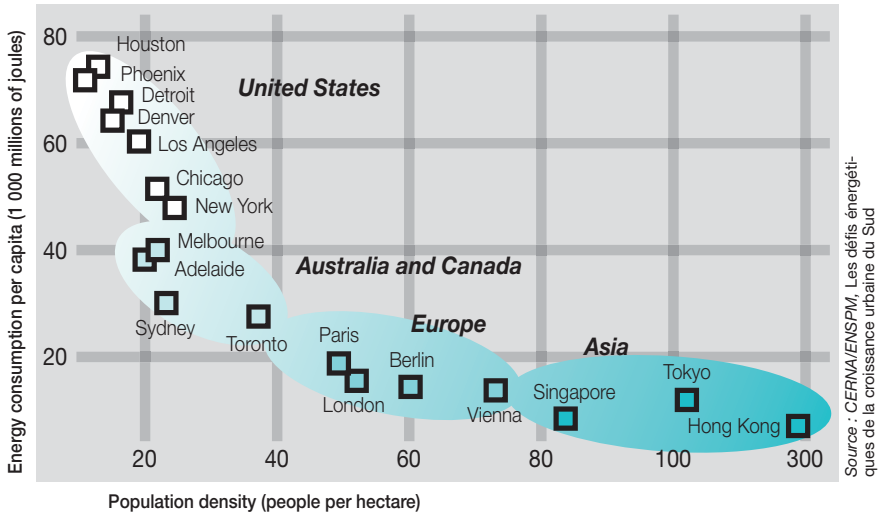
En 2030, la population urbaine mondiale atteindra 4,9 milliards d'habitants, soit 60 % de la population. La croissance démographique se situera dans les villes du

39 – Olivier Appert, vice-président de la plate-forme Biofuels, colloque IFP, « Énergie et pétrole du futur », 6 juin 2006.

sud dont la population doublera pour passer de 2 à 4 milliards (croissance annuelle de 2,3 % contre 0,4 % dans les pays développés). En 2015, 23 villes dépasseront 10 millions d'habitants contre 5 en 1975. Il s'agit donc d'un scénario de croissance urbaine massive. Le type de croissance urbaine des villes du sud dans les 25 prochaines années va déterminer pour longtemps leur consommation énergétique et leurs émissions de gaz à effet de serre. La consommation énergétique des grandes villes est en effet très différente. En particulier, la consommation des transports urbains varie d'un facteur 1 à 10 entre des villes de taille similaire (figure n° 15).

Une croissance de 150 % de l'urbanisation entre 1990 et 2025 conduit en tendanciel à une multiplication par 4 de la consommation énergétique et des émissions de CO_2 associés. 40 % du problème se situe en Chine avec environ 800 millions d'habitants dont l'urbanisation est à venir, avec la construction de 30 milliards de m² dans les 20 prochaines années et une dépense d'énergie 5 fois supérieure par unité de PIB par rapport aux États-Unis, essentiellement fondée sur le charbon.

Figure n° 15 : Consommation énergétique dans les transports en fonction de la densité de la ville



Source : CERNA/ENSPM, Les défis énergétiques de la croissance urbaine du Sud

À moyen terme, il est nécessaire d'aller vers des systèmes plus intégrés et plus optimisés de l'utilisation de l'énergie dans les grandes villes. Les alternatives aux modes d'organisation urbains actuels concernent d'une part la logistique des secteurs industrie, transport, habitat, et d'autre part les mécanismes de participation du niveau local à l'optimisation énergétique.

La question énergétique est jusqu'à présent principalement traitée par des systèmes centralisés. L'équilibre offre/demande à l'avenir pourrait passer aussi par des mécanismes plus décentralisés de fabrication d'une offre et d'une demande locales. En particulier, la question des transports routiers est majeure compte tenu de leur croissance continue et des conséquences en termes de nuisance : congestions, pollution de l'air et de l'atmosphère, emprise sur les territoires, pertes de temps, etc. Certains experts expliquent qu'il faut trouver l'origine de ces difficultés dans le constat d'une mobilité urbaine très subventionnée :

— l'automobile paye peu pour l'usage des infrastructures dont elle provoque la congestion ;
— les transports en commun sont financièrement soutenus pour garder une compétitivité suffisante face à l'automobile.

Cette forte subvention, combinée avec un gradient élevé du prix des terrains, du centre à la périphérie des villes, est une incitation efficace à la dispersion de l'urbanisation. En contrepartie, il faut s'interroger sur la relation entre ce constat et les taxes très élevées affectées aux carburants payés par l'automobiliste. En outre, un coût limité des transports pour les différents agents a souvent été retenu comme facteur favorisant les échanges et donc la croissance de l'économie. Quelles seraient les conséquences d'un choix inverse ?

L'action sur la demande est nécessaire pour modifier la tendance que d'aucuns jugent préoccupante : augmentation du nombre de véhicules, des trajets routiers, étalement urbain, croissance très faible des transports collectifs. Les solutions peuvent être classées selon quatre concepts comme l'ont montré les travaux du Laboratoire d'économie de transport (LET, Lyon) dans le cadre du PREDIT :

- Le recours préférentiel aux organisations et à des processus collectifs de régulation :
  — volontarisme technologique ;
  — amélioration des processus d'organisation par une transaction politique.
- Le recours préférentiel aux marchés et à des incitations individuelles :
  — tarification et prix ;
  — rationnement (ex. : péages urbains).

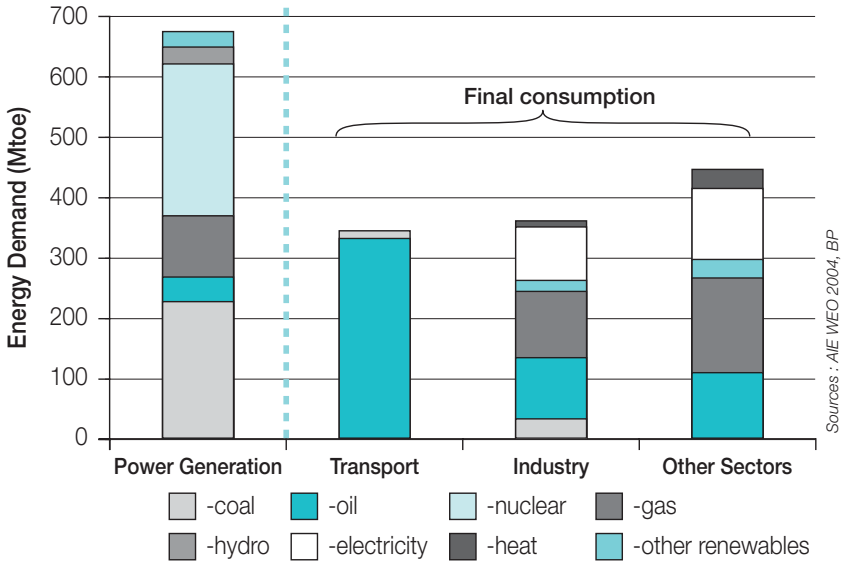
Les responsables politiques agissent souvent comme si les structures de la ville étaient fixes. Il faudrait aussi rechercher de nouveaux schémas de transports avec l'idée d'une évolution permanente de la ville, ce qui correspond davantage à la réalité.

2.3. Un mix énergétique équilibré

C'est à cette échéance de moyen terme qu'on peut constater les premières inflexions sur la structure de consommation du déploiement des technologies économes[40] et des solutions moins polluantes disponibles aujourd'hui ou à court terme, conduisant à un mix diversifié et plus équilibré par secteur (voir la figure n° 16 pour la situation actuelle, en particulier dans les transports). Mais cela implique la mise en œuvre de politiques claires et continues pour éviter l'effet de « *stop and go* » que l'on a constaté depuis 1973. Pour y parvenir, les politiques devront s'appuyer sur un couple investissement/risques et veiller à ce que la diversification nécessaire n'entraîne pas la dispersion des moyens (R & D, etc.), réduisant les effets d'échelle sur chaque filière énergétique.

40 – Économies d'énergie et efficacité énergétique.

Figure n° 16 : Consommation finale par secteur dans l'UE-25



2.4. La modification profonde du marché international du pétrole

Elle est liée à la croissance de la demande des pays en développement (PED), à la montée en puissance des pays de l'OPEP et à l'arrivée des substituts. Deux scénarios peuvent être distingués :

- l'amélioration des mécanismes de marché par collaboration des acteurs et maintien des équilibres, du contrôle des prix et de la volatilité ;
- l'éclatement au profit de relations bilatérales comportant un risque de forte augmentation des prix.

L'arrivée à des niveaux significatifs des substituts aux carburants issus du pétrole par toutes les voies exposées au chapitre 2 (section 1.2.) entraîne une modification importante de la formation du prix sur le marché du pétrole.

Le récent programme américain *Advanced Energy Initiative* (AEI) montre les objectifs poursuivis à court et moyen terme. L'AEI a été lancé à la suite de l'*Energy Policy Act* du 8 août 2005, par le président Bush, lors du discours 2006 sur l'état de l'Union. Ce programme vise à promouvoir les nouvelles technologies énergétiques pour réduire la dépendance des États-Unis aux hydrocarbures importés[41], protéger l'environnement et stimuler la croissance économique. L'AEI se focalise en particulier sur la substitution des carburants fossiles des véhicules et sur le basculement des modes de la production électrique vers une utilisation accrue du charbon propre, du nucléaire avancé, du solaire et de l'éolien. Le volume de réduction estimé de pétrole à l'horizon 2025 correspondrait à environ 5,26 Mb/j (pour 20 Mb/j en 2005).

41 – En 2005, elles représentent 11,8 Mb/j (215 Mds $/an) soit 54 % de la consommation totale contre 23 % en 1970. On notera que le pétrole pèse 25 milliards de dollars dans la balance commerciale déficitaire des États-Unis (64 milliards de dollars en mai 2006).

Partie 2
Partie 2

2.5. La relance mondiale du nucléaire

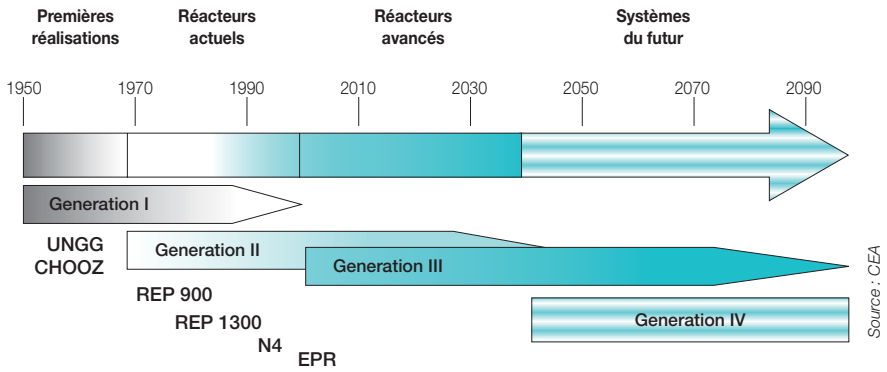
Le nucléaire représente 17 % de la production d'électricité dans le monde et 30 % en Europe. C'est à l'échéance 2020-2030 qu'une grande partie des réacteurs arriveront en fin de vie. Compte tenu des besoins considérables en énergie, de la part croissante de l'électricité et des contraintes des émissions, l'option nucléaire s'imposera vraisemblablement dans le renouvellement et le développement des installations de production d'électricité à l'horizon 2020-2030, aux côtés du gaz et du charbon équipés de CCS. En revanche, si le charbon (bien que fortement doté en réserves) n'a pas résolu le problème de la capture et du stockage de CO_2, et que les concentrations s'avèrent alarmantes, le seul recours pour les besoins massifs d'électricité en base deviendrait le nucléaire (cf. chapitre 2, section 3.1). Représentant environ 400 GW produits par 444 réacteurs, le nombre de centrales nucléaires pourrait donc s'accroître sensiblement à moyen et long terme en raison des atouts dont dispose cette source d'énergie.

Quelques points importants caractérisent le nucléaire :

- la technologie nucléaire existante dans les différents pays a été souvent développée dans les années 1970-1990 avec un soutien fort de la puissance publique selon des objectifs d'indépendance nationale, à la fois énergétique et industrielle et de compétitivité économique ;
- la compétitivité du nucléaire, comme le montre le cas français, est fortement sensible à l'effet de série ;
- l'introduction de marchés concurrentiels à la production défavorise aujourd'hui les technologies à haute intensité capitalistique : investissement initial élevé, économies d'échelles retardées, insertion plus difficile dans les réseaux.

L'évolution dans le temps des différentes générations de réacteurs mérite d'être rappelée (figure n° 17). La période 2020-2030 pourrait être marquée par une relance significative du nucléaire pour répondre aux forts besoins de la croissance énergétique dans les pays en développement et au renouvellement des installations dans les pays développés. Cette période concerne clairement la prolongation de la durée de vie de la génération II existante et de la diffusion de la génération III. Cette dernière ne représente pas une rupture technologique. Considérant l'ensemble du cycle, elle apporte des améliorations en termes de compétitivité économique (environ - 15 % de combustible) et de recyclage plus élevé des déchets (gain de 30 %). Représentant eux une véritable rupture, les systèmes de la génération IV ne pourraient guère être déployés industriellement avant 2040. Les prototypes de recherche dans les programmes du Forum international génération IV ne seront en effet pas au point avant 2015-2020.

Figure n° 17 : Calendrier des générations nucléaires



L'avenir à 2020-2030 laisse entrevoir des perspectives positives permettant à de grandes régions, en particulier l'Europe, de lancer, de maintenir ou de développer l'industrie nucléaire et de profiter des avantages de l'électricité nucléaire. Ces perspectives doivent être appréciées au regard des conditions et des conséquences détaillées ci-après.

Parmi les conditions :

- **promouvoir la standardisation :** si les constructeurs entendent encore bénéficier de l'effet de série, il faut qu'ils puissent construire la même centrale partout dans le monde. Un préalable est que les règles de sûreté soient le plus possible internationalisées. Il s'agit donc d'amplifier la diffusion des règles de sûreté communes, notamment européennes, vers les marchés émergents ;

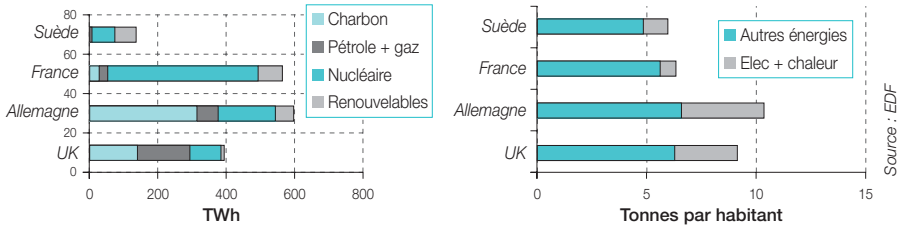
- **promouvoir l'intégration :** les actions les plus économiques se situent d'abord dans la valorisation des unités existantes (durée de vie, disponibilité, puissance). En ce qui concerne l'étape suivante de construction de nouvelles centrales, la tendance récente à l'intégration des marchés (européen et américain) et au rapprochement des producteurs sur ces marchés devrait conférer à la plupart des acteurs présents des perspectives de marché et des capacités financières suffisantes. Celles-ci permettraient de lancer de nouvelles séries de réacteurs nucléaires, sachant que le processus de développement évolutif à partir des réacteurs existants, de type EPR, aboutit à un modèle largement compétitif s'il est fabriqué en série d'au moins dix unités.

Les conséquences seraient les suivantes :

- **garantie de prix bas et stables de l'électricité :** l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz a montré l'importance d'une programmation de long terme suffisante des capacités de production pour garantir un prix compétitif et moins fluctuant de l'électricité dont l'économie a besoin. Grâce au nucléaire, la France dispose par exemple d'une électricité parmi les moins coûteuses d'Europe. Le choix finlandais a également montré l'avantage du nucléaire sur ce point. Le coût en capital bien plus élevé est en effet compensé par des coûts de combustibles très inférieurs. Par comparaison, un doublement des prix des combustibles se traduit par des coûts de production augmentant de 9 % pour l'électricité nucléaire, 31 % pour les centrales au charbon, et 66 % pour les centrales à gaz.

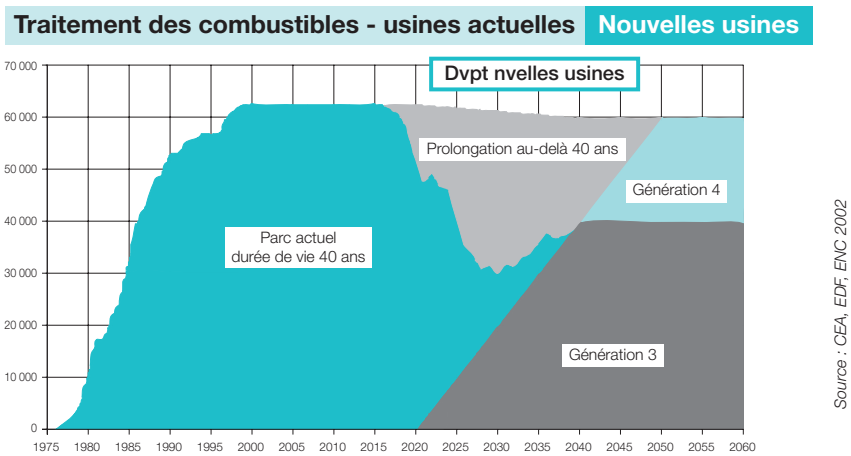
- **obtention d'un mix électrique décarboné :** le nucléaire peut fortement contribuer à réduire les émissions de CO_2 comme le montrent les comparaisons entre quelques pays européens (figure n° 18).

Figure n° 18 : Structure de la production d'électricité et émission de CO_2 par habitant



La figure n° 19 donne la situation des perspectives pour la France.

Figure n° 19 : Situation de la France : position des trois générations de réacteurs



durée de vie moyenne du parc : 50 ans

Conclusion

La période 2020-2030 devrait voir se concrétiser les débuts significatifs de la transition énergétique dans plusieurs grands secteurs d'utilisation finale ou de transformation de l'énergie, notamment le transport, l'habitat, la ville et la production d'électricité. À cet horizon, le progrès incrémental (rendement, optimisation des systèmes) doit constituer un champ d'action prioritaire, susceptible d'étendre les possibilités des techniques existantes et d'ouvrir la voie à différents relais

de croissance. La substitution des sources d'énergie à des niveaux de l'ordre de 20 % à 30 % doit mobiliser les grands secteurs de consommation qui vont aller vers un mix énergétique final plus équilibré. Il s'agit en priorité des transports (biocarburants de deuxième génération, véhicule hybride, etc.), de la production électrique (nucléaire de troisième génération, charbon avec CCS, éolien et solaire, procédés de conversion, etc.), de l'organisation des villes et des modes de vie, de l'habitat (rendement des bâtiments existants, énergies renouvelables intégrées au bâti, etc.).

3. À court terme (horizon 2012) : les économies d'énergie en priorité pour la compétitivité ; la recherche d'un mix énergétique intégrant les dimensions locales et internationales pour préparer le moyen/long terme

3.1. La présence d'un nouveau cycle économique

Les prochaines décennies devraient être marquées par un nouvelle combinaison : croissance forte, demande forte, prix élevés, phénomène général d'accélération.

3.2. Les économies d'énergie : une priorité absolue

Les principaux résultats de la dernière étude 2004 du Conseil mondial de l'énergie et de l'ADEME[42] résument le panorama mondial du sujet :

- 1,5 % d'amélioration de l'intensité énergétique au niveau mondial depuis 1980.
- Parmi les comparaisons européennes :
  - l'Europe obtient une amélioration de l'intensité énergétique de 0,8 %/an entre 1990 et 2002 mais il n'y a plus de progrès dans le résidentiel depuis 1996 ;
  - avec 11 % d'amélioration de l'efficacité énergétique sur la période 1990-2003, la France se place en 6e position derrière, l'Irlande, l'Autriche, le Danemark, la Finlande et l'Allemagne.
- La consommation électrique des ménages augmente dans toutes les régions du monde. Elle monte fortement avec des prix bas (inférieurs à 10 c$(95)/kWh) et sature rapidement avec des prix de plus en plus élevés.

42 – Depuis 1992, le Conseil mondial de l'énergie (CME) et l'ADEME ont collaboré au projet commun « Politique et indicateurs d'efficacité énergétique ». L'objectif consistait à suivre et évaluer les politiques d'efficacité énergétique et leurs impacts à travers le monde. Le dernier rapport, publié en août 2004, présente et évalue les politiques d'efficacité énergétique dans 63 pays avec une attention spéciale pour cinq mesures phares : réglementation sur l'efficacité minimale des équipements électroménagers ; fonds innovants pour l'efficacité énergétique ; accords volontaires/négociés sur l'efficacité énergétique et le CO_2 ; centres locaux d'information sur l'efficacité énergétique ; paquets de mesures. En particulier, le rapport identifie les mesures qui sont apparues les plus efficaces, et qui peuvent être recommandées aux pays qui se sont récemment impliqués dans le développement et la mise en œuvre de politiques de maîtrise de la demande énergétique.

- Les réglementations sur les produits de grande diffusion sont de plus en plus harmonisées à cause de la globalisation des marchés.
- La baisse de l'intensité énergétique mesurée entre 1990 et 2002 est plus rapide dans certaines grandes régions qu'en Europe : États-Unis - 1,4 %, Chine - 6,2 %, Inde - 1,7 %, Europe - 0,9 %). Ces régions partent d'un niveau plus élevé.
- Les valeurs d'intensité énergétique corrigées du pouvoir d'achat réduisent les différences entre les pays.
- Des variations fortes apparaissent entre les périodes 1990-2000 et 2000-2005 (tableau n° 20).

Entre 1990 et 2005, l'intensité CO_2 baisse ou stagne dans presque toutes les régions. Alors que l'Europe stagne à 0,45 kCO_2/$, l'Amérique du Nord baisse de 0,75 à 0,56 pour un niveau de richesse un tiers plus élevé.

Tableau n° 20 : Évolution de l'intensité énergétique finale et de l'intensité CO_2 par région

Régions	Intensité énergétique finale		k CO_2/US $
	1990-2000	2000-2005	
Chine	- 6,5 %	- 0,5 %	1, 3 à 0,7
Amérique du Nord	- 1,5 %	- 2,5 %	0,75 à 0,56
Inde	- 1,7 %	- 3,5 %	0,43 à 0,38
Europe	- 1,2 %	- 0,5 %	0,45 à 0,45
CEI	+ 0,5 %	- 5,0 %	1,5 à 1,2
OECD - Asie - Pacifique	+ 0,6 %	- 1,3 %	0,5 à 0,4
Autre Asie	- 0,7 %	- 0,3 %	0,44 à 0,45
Amérique latine	- 0,7 %	+ 0,1 %	0,36 à 0,36
Afrique	+ 0,2 %	- 0,8 %	
Moyen-Orient	+ 1,3 %	+ 0,8 %	0,97 à 1,1
Monde	- 1,7 %	- 1,2 %	

Source : ADEME, CME, 2004

Plusieurs éléments ressortent parmi les voies de progrès :

- Deux prérequis :
  - la nécessité d'un cadre institutionnel et de lois sur l'efficacité énergétique dans les politiques énergétiques ;
  - une ou plusieurs agences (deux pays européens sur trois en sont équipés), au niveau central ou local.
- La relation entre efficacité énergétique et prix de l'énergie ; le signal-prix n'est pas suffisant pour maximiser les économies.
- La nécessité de raisonner en « paquet » de mesures cohérentes. En Europe, un tiers des efforts a été obtenu par des politiques de subvention et un tiers par les contraintes de réglementation.

- Les moyens d'action :
  - l'audit et le *benchmark* s'avèrent des outils efficaces et de plus en plus utilisés. La réalisation d'une base de données mondiales est en discussion avec l'AIE. L'Europe est en avance sur les audits énergétiques dans les bâtiments et en retard dans l'industrie, par rapport à la moyenne mondiale. L'évaluation révèle que les audits sont coûteux, ce qui invite à associer des aides à cette demande ;
  - les compagnies de services énergétiques (ESCO) pour le marché des entreprises ;
  - la coordination des politiques et mesures par la normalisation, les labels et l'échange d'informations ;
  - les certificats d'économies d'énergie[43].

L'efficacité énergétique apparaît désormais au premier plan des enjeux dans l'énergie. Il faut mettre l'accent sur de nouveaux objectifs et sur la stratégie pour y parvenir. Les politiques menées en sa faveur pourraient contribuer à augmenter la crédibilité des pays développés dans les négociations internationales post-2012. L'efficacité énergétique progresse presque partout. Néanmoins, les évolutions des cinq dernières années en Chine tranchent avec les grands progrès entre 1990 et 2000.

Rappelons les priorités d'action : la réglementation thermique des bâtiments, les audits énergétiques et le *benchmarking* (démarche à valoriser à l'échelon communautaire en liaison avec l'AIE), le financement des actions par partenariat public-privé, l'innovation, l'intégration de l'efficacité dans les politiques sectorielles.

L'Europe

Les estimations du *Word Energy Assessment* (PNUD) de septembre 2000 pour l'Europe de l'Ouest, montrent des économies potentielles de 10 % à 20 % à l'horizon 2010 et de 20 % à 40 % à l'horizon 2020. Dans le Livre vert de juin 2005 sur l'efficacité énergétique, la Commission européenne estime le potentiel d'économies de l'UE à 60 milliards d'euros en 2020, pour un gain d'énergie de 20 % ; ce résultat apporterait conjointement 50 % des objectifs de réduction des émissions de CO_2 et la création d'environ 1 million d'emplois. Lors du Conseil de l'énergie du 14 mars 2006, les ministres européens de l'Énergie ont exprimé le vœu que l'Europe devienne le numéro 1 en termes d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. La moitié du potentiel doit pouvoir être obtenue au travers d'une application rigoureuse des directives actuelles.

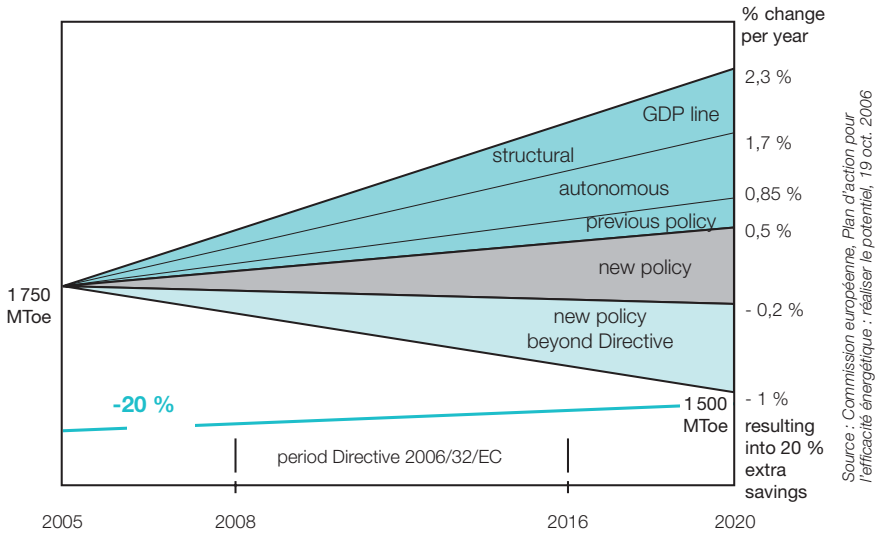
43 – On notera les objectifs (France : 55 TWh/3 ans, Italie : 34 TWh/5 ans, Grande-Bretagne : 130 TWh/3 ans).
Le schéma d'obligation d'efficacité énergétique en Grande-Bretagne montre les résultats suivants :
- coût : 690 M livres ;
- économies d'énergie : 37,7 TWh d'électricité et 53 TWh d'énergie fossile ;
- gains pour les consommateurs : 3,7 Mds livres ;
- 50 % des économies ciblées sur les ménages les plus pauvres ;
- gain équivalent sur le kWh : électricité 1,3 p/kWh pour un prix de 6,7 p/kWh ; gaz 0,5 p/kWh pour un prix de 1,7 p/kWh.

Source : Eoin Lees Energy (2006), « Evaluation of the energy efficiency commitment 2002-2005 », *Report to DEFRA*, février.

Partie 2

La première version du Plan d'action européen pour l'efficacité énergétique a été publiée le 19 octobre 2006. Ce plan fixe un objectif ambitieux pour 2020, repris dans le « paquet Énergie » du 10 janvier 2007[44] : une baisse supplémentaire de l'efficacité énergétique de - 1,5 % par an (linéaire) en plus des évolutions structurelles estimées à - 1,8 % par an, soit au total - 3,3 % par an[45].

Figure n° 20 : Amélioration annuelle de l'intensité énergétique



Dans la loi du 13 juillet 2005, la France a fixé des objectifs à moyen terme : baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % par an dès 2015 et à 2,5 % par an d'ici à 2030. Notre pays se place en 6e position au-dessus de la moyenne européenne avec 11 % de réduction de l'intensité énergétique entre 1990 et 2002. Depuis 1995, l'intensité énergétique baisse de 1,4 % par an (contre 3,1 % entre 1975 et 1985). En augmentant son effort dès l'horizon 2012, on peut estimer que la France pourrait rejoindre progressivement une cible d'économies supplémentaires de 5 à 10 milliards d'euros par an et le double d'ici à 2020.

44 – 20 % supplémentaires d'amélioration en 2020 au-delà d'une compensation de l'effet de croissance.

45 – 1,5 % d'amélioration pour l'énergie primaire venant s'ajouter au 1,8 % de la tendance « statu quo » d'amélioration pour l'intensité énergétique, qui se compose de l'impact, sur l'efficacité énergétique, de la législation communautaire en vigueur (0,35 % par an) ainsi que d'autres effets (0,6 % dû aux changements structurels et 0,85 % dû aux « améliorations indépendantes », comme le remplacement normal du parc technologique par an). L'ensemble de ces améliorations représente une réduction de l'intensité énergétique de 3,3 % par an, ce qui limitera la hausse annuelle moyenne de la consommation d'énergie à 0,5 %, en supposant une croissance annuelle du PIB de 2,3 %. La référence à la directive 2006/32/CE a pour but d'illustrer la cible de 9 % d'économies pour la période 2008-2016. À côté du potentiel d'efficacité énergétique à réaliser au niveau de la consommation, des économies importantes (environ 20 %) peuvent être réalisées en évitant les gaspillages d'énergie pendant la conversion et le transport d'énergie.

Alors que les quinze dernières années ont été marquées par un relâchement des efforts en matière d'efficacité énergétique, compte tenu d'un prix faible de l'énergie, les politiques d'économies d'énergie devront à l'avenir redoubler d'intensité. Elles constitueront, en effet, un enjeu majeur pour la compétitivité et pour la réduction des émissions polluantes. Ce constat est désormais quasi unanimement admis au sein de toutes les instances internationales. Mais la traduction en actions efficaces apparaît difficile tant le système énergétique est devenu varié et complexe, des sources aux usages et aux services énergétiques. Le nombre d'acteurs à impliquer est également très important, en particulier au niveau local.

Les retombées des investissements dans les économies d'énergie profitent à l'ensemble de l'économie car les gains sont réalloués de différentes façons : réduction des importations d'énergie, stimulation de la compétitivité et de la croissance par des progrès sur les procédés, l'amélioration des produits et le développement de nouveaux services autour des usages, innovation technologique, création d'emplois, réduction des coûts sociaux et environnementaux.

Le Japon

Le vecteur des économies d'énergie et de l'efficacité énergétique apparaît dans les trois priorités de la politique énergétique japonaise caractérisée par les 3E : *Energy security*, *Economic growth* et *Environmental protection*. Les actions en faveur des économies d'énergie décidées en 1997 ont été multipliées et renforcées par une nouvelle loi en 2002.

Le Japon, dont l'efficacité énergétique devance celle de la France d'environ 20 %, a relevé en juin 2004 l'objectif 1998 de baisse de la consommation d'énergie finale à 52 Mtep/an pour maintenir sa consommation d'énergie finale à 320 Mtep en 2010, soit 2,8 %/an en linéaire (la baisse est de 53 Mtep/an en 2002 par rapport à 1990). L'Energy Conservation Center est l'organisme central de pilotage. Le Japon met principalement l'accent dans l'industrie sur le processus d'évaluation (on compte 70 000 personnes certifiées ou diplômées en efficacité énergétique).

La méthodologie « *Top runner* » corrige régulièrement la norme en fonction du produit le plus performant. La liste des appareils établie en 1998[46] a été fortement élargie en 2002. En 2010, tous les appareils concernés devront respecter la nouvelle norme revue en 2004. En matière de services, les « *Energy service companies* » (ESCO) contribuent à la réalisation des économies dans les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel sur un marché estimé à 17 milliards de dollars (en 2000, le marché américain des ESCO a été d'environ 2 milliards de dollars). Le programme *Top runner* est également appliqué dans l'automobile afin d'améliorer l'efficacité énergétique des véhicules. L'objectif visé est une réduction de consommation de 23 % par rapport au niveau de 1995. Le gouvernement développe également différentes mesures pour la gestion du trafic.

Les États-Unis

La variation d'intensité énergétique finale aux États-Unis a progressé d'environ 2 % par an entre 1990 et 2002 (UE : 1,2 %; Japon : 0,9 %), partant d'un système initial plus énergivore. La Loi de programmation sur l'énergie du 8 août 2005 affirme la

46 – Pour le groupe de 1998, les experts considèrent que cette norme sur les appareils permettra d'économiser 90 TWh/an et couvrira 16 % des objectifs de Kyoto.

Partie 2

primauté de la technologie américaine et se donne pour ambition d'utiliser cette technologie pour être leader mondial dans les techniques d'économies d'énergie.

Le seul programme « *Energy Star* » sur les appareils, désormais de portée internationale au travers de partenariats avec l'Union européenne et le Japon, a permis d'économiser environ 6 milliards de dollars en 2004. Mais les économies d'énergie recouvrent aussi une ambition sociale. Un programme d'assistance aux foyers les plus démunis contribue chaque année à l'amélioration de l'efficacité énergétique de plus de 100 000 foyers et a évalué la réduction moyenne de leur facture d'énergie à 274 dollars par an.

Le Department of Energy (DoE) coopère avec les industries du bâtiment et les équipementiers sur la technologie comme sur les pratiques, et apporte des financements. L'Office of Hearing and Appeals joue un rôle jugé indispensable de régulateur dans le domaine de l'efficacité énergétique.

La R & D du DoE consacrée à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables est menée au sein de l'EERE (Energy efficiency and renewable energies). L'évolution des budgets est donnée par le tableau n° 21.

Tableau n° 21 : Répartition des budgets de R & D du DoE/EERE

en millions de dollars

	2005	2006	Obj. 2007	Remarques et variation 2006-2007
Biomasse et bio-raffineries	87	90	149	*+ 65 %*
Technologies du bâtiment résidentiel et commercial	65	69	77	1/3 de l'énergie consommée et 2/3 de l'électricité : 240 Mds $ + *11,6 %*
Distribution d'énergies réparties	59	0	0	Programme transféré à l'office Electricity Distribution and Energy Rehability
Assistance aux opérations d'efficacité énergétique ou d'EnR	20	19	17	*- 11 %*
Technologie pour la géothermie	25	23	0	*- 100 %*
Technologie pour l'hydrogène	116	155	196	Programme Hydrogène - Fuel initiative (5 ans 1,2 Md $) + *25 %*
Hydraulique	5	0,5	0	*- 100 %*
Technologies industrielles pour l'efficacité énergétique	73	57	45	1/3 de l'énergie est consommée dans l'industrie *- 20 %*
Énergie solaire	84	83	148	*+ 78 %*
Énergie pour les véhicules	161	182	166	*- 9 %*
Assistance aux foyers démunis pour la maîtrise de l'énergie	325	316	225	*- 29 %*
Éolien	40	39	44	Évolution < 1 % de la production d'électricité + *12 %*
TOTAL	**1 234**	**1 173**	**1 176**	

Source : US Department of Energy

3.3. L'accord post-2012 : enjeu climatique et industriel

L'enjeu est climatique

La conclusion du rapport *Les Enjeux de l'après-Kyoto* présenté par le Conseil économique et social le 25 avril 2006 dresse un tableau de la situation selon les quatre points suivants :

- l'effet positif de Kyoto est d'avoir posé les jalons d'une nouvelle forme de gouvernance mondiale ;
- le caractère universel de la problématique requiert l'implication des pays en développement dans les objectifs qui seront définis dans le cadre de « l'après-Kyoto » (voir figure n° 21, en pourcentage des émissions, les pays adhérents à Kyoto) ;
- les mêmes principes sont à envisager au niveau de l'Union européenne. La Commission doit directement et activement être impliquée et les États membres doivent faire preuve d'initiative ;
- la France est un pays sensible à la lutte contre le réchauffement climatique. Du fait de sa position au sein des Nations unies, de sa diplomatie et de son action en faveur du développement des pays les moins avancés, elle est en mesure de jouer un rôle clé pour que les négociations internationales aboutissent à une mobilisation de tous les pays pour la sauvegarde de notre planète.

Le débat est fortement dépendant de la position américaine. Le sujet du climat ne pourra être pris au sérieux qu'avec la participation des États-Unis. La prise en compte du risque environnemental pourrait prendre une nouvelle tournure suite à la récente initiative californienne qui s'ajoute aux nombreuses initiatives locales dans différents États.

Si l'on fait le pari de l'inversion de la tendance à l'augmentation des émissions vers 2020-2030, il faut considérer toutes les opportunités en termes de R & D et de marchés que cela représente. Certains pays auront considéré ainsi la variable CO_2 comme une opportunité quand d'autres l'auront vue comme une contrainte.

Les technologies réellement disponibles et à la mesure du problème existeront entre 2020 et 2030 et pourront être développées à grande échelle. L'Europe devrait donc plaider pour la mise à plat des perspectives de la technologie, le plus tôt possible, sous peine de se voir largement devancée par les États-Unis qui misent depuis plusieurs années sur une stratégie technologique de dimension mondiale sur le sujet énergie-environnement.

L'enjeu est également industriel

Comme l'a exprimé le délégué interministériel au Développement durable[47] : « Nous ne pourrons demander aux pays en plein développement que sont l'Inde et la Chine de réduire leurs émissions de CO_2 si parallèlement nous ne leur proposons pas des solutions, techniques et financières, pour y parvenir. C'est d'ailleurs ce que les États-Unis commencent à vouloir faire avec le partenariat Asie-Pacifique. Alors qu'ils n'ont pas ratifié le protocole de Kyoto, les Américains cherchent à vendre leurs futurs savoir-faire et leurs techniques aux pays en développement. Le mécanisme de développement propre sera un des leviers à utiliser. Malheureusement, il est très insuffisant car ne concernant pas les

47 – Lors de son intervention à l'inauguration du projet européen CASTOR, mars 2006.

technologies amont. Il y a donc bien une compétition internationale, qui est une course de vitesse, tout autant qu'une course technologique et industrielle ».

Figure n° 21 : Évolution des émissions mondiales de CO_2

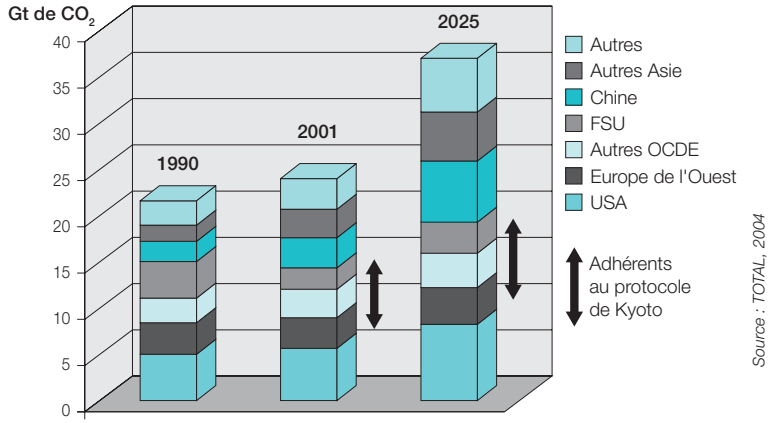


Tableau n° 22 : Dispositif du protocole de Kyoto (pays dits de l'annexe B)

$MtCO_2$	Émissions 1990	Variation effective 2001/1990	Objectif 2008-2012 fixé à Kyoto
Europe des 15	4 200	- 2,0 %	- 8,0 %
France	568	0,0 %	0,0 %
Allemagne	1 213	- 18,0 %	- 21 %
Royaume-Uni	744	- 11,7 %	- 12,5 %
Italie	509	7,2 %	- 6,5 %
États-Unis	6 140	13,0 %	- 7,0 %
Canada	608	18,5 %	- 6,0 %
Russie	3 040	- 38,3 %	0,0 %
Japon	1 187	11,2 %	- 6,0 %

Source : UNFCC, TOTAL, 2004

Les dernières études du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) permettent d'identifier quatre chiffres clés qui serviront de référence aux futures discussions (cf. annexe 4) :

— 2°C d'élévation maximum de température ;
— une concentration limite en CO_2 de 450 ppm (scénario de réduction forte) se substituant à 550 ppm (scénario de réduction moyenne) ;
— l'efficacité énergétique est le facteur clé à améliorer tous azimuts ;
— le coût du changement pour respecter les objectifs est estimé entre 2 % et 5 % PIB.

Extrait de la déclaration franco-allemande sur le climat*

« La France et l'Allemagne sont très préoccupées par l'accélération du changement climatique dont les effets se font déjà sentir dans nos deux pays. L'UE doit continuer à jouer un rôle moteur dans la politique climatique internationale et agir afin d'éviter un réchauffement de la planète de plus de 2°C ; nos deux pays s'engageront ensemble en faveur du développement du régime international de protection du climat qui permettra d'atteindre cet objectif. À cet effet, ils s'engageront de manière constructive dans les processus de consultation internationale en ce qui concerne l'avenir du protocole de Kyoto et la convention-cadre sur le climat.

La France et l'Allemagne sont convaincues que le changement climatique ne pourra être maîtrisé qu'en continuant de réduire les émissions de CO_2 dues à l'énergie dans tous les secteurs, et qu'en conséquence, les investissements dans les technologies à fort rendement énergétique et pauvres en émissions, notamment dans le secteur énergétique, ainsi que dans les énergies renouvelables doivent être augmentés. Les mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto jouent un rôle crucial à cet égard, tant au sein de l'UE dans le cadre du système communautaire d'échange de droits d'émission, qu'au plan international, notamment dans le cadre des projets en matière de protection du climat (Mécanisme de mise en œuvre conjointe et de développement propre). Il sera important de renforcer l'efficacité de ces mécanismes comme instrument de protection du climat.

Le problème climatique étant par nature mondial, des efforts conjoints de tous les pays sont nécessaires à l'échelle internationale, y compris des efforts de réduction notablement accrus de tous les pays économiquement plus avancés. La France et l'Allemagne rappellent que dans un cadre futur équilibré et flexible, le groupe des pays industrialisés doit réduire ses émissions de 15 % à 30 % d'ici à 2020 et de 60 % à 80 % d'ici à 2050 par rapport à 1990. Parallèlement, les deux pays entendent agir, dans le cadre du développement du régime international de protection du climat, en faveur d'une participation réelle de tous les gros émetteurs de gaz à effet de serre et de l'adoption de modalités nouvelles et différenciées pour associer les grands pays en développement et les pays émergents à cet effort. En outre, la France et l'Allemagne considèrent qu'il est important de prendre en compte, dans le régime international de protection du climat, les émissions du secteur du transport aérien et la déforestation dans les pays en voie de développement.

Nos deux pays mèneront des projets communs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les grands pays émergents (Brésil, Chine, Inde), en utilisant le mécanisme de développement (Mécanisme de développement propre) du protocole de Kyoto. »

* 7e Conseil des ministres franco-allemand, Paris, 12 octobre 2006.

3.4. L'émergence d'une politique énergétique européenne

Suite à la demande des chefs d'État et de gouvernement lors du sommet de Hampton Court et du Conseil européen de la mi-décembre 2005, la Commission européenne a publié, le 8 mars 2006, le Livre vert *Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable*. Le mémorandum intitulé *Pour une relance de la politique énergétique européenne dans une perspective de*

développement durable, présenté le 24 janvier 2006, a constitué la contribution française à la réflexion européenne sur l'élaboration d'une stratégie énergétique pour l'Europe.

Le plan d'action volontariste proposé par l'UE dans le « paquet Énergie » du 10 janvier 2007 a pour objectif stratégique de conduire la transformation de l'Europe vers une économie hautement efficace et peu polluante au plan énergétique. Cette transformation est présentée comme une véritable révolution industrielle accélérant le changement vers une croissance sobre en carbone dans les prochaines décennies. L'enjeu est d'atteindre le résultat escompté en assurant conjointement une meilleure compétitivité de l'économie européenne et en limitant le coût des mesures. Les principaux chiffres des objectifs sont résumés dans le tableau n° 23. Sur ce sujet, on se reportera aux travaux du groupe 4 de la commission Énergie (Orientations européennes).

Tableau n° 23 : Objectifs chiffrés proposés par l'UE dans le « paquet Énergie » du 10 janvier 2007

	Objectifs de l'UE
Émissions de GES*	20 % de réduction d'ici à 2020 (base 1990). Un objectif pour les négociations internationales de 30 % de réduction des émissions de GES en 2020 et 50 % en 2050 (soit une réduction de 60 % à 80 % pour les pays développés en 2050).
Économies d'énergie	Réduire la consommation d'énergie primaire de 20 % en 2020, soit une économie d'énergie de 13 % par rapport à 2006 en tenant compte de la croissance (gain estimé de 100 Mds € et de 780 $MtCO_2$/an)
Énergies renouvelables	20 % du mix énergétique en 2020 (7 % aujourd'hui**. Production d'électricité*** à partir de renouvelables : 21 % en 2010.
Transports	Minimum d'incorporation de 10 %**** de biocarburants dans les carburants pour les transports en 2020 (indicatif de 14 %).

Source : UE

* Répartition des émissions de GES au niveau européen (2004) : énergie 59 % (charbon 30 %), transport 21 %, agriculture 9 %, industrie 8 %, déchets 3 %.
** Selon l'UE, l'Europe est leader mondial dans les énergies renouvelables avec un chiffre d'affaires de 20 milliards d'euros. 300 000 personnes sont employées dans ce secteur.
*** Mix actuel de la production d'électricité : charbon 30 %, gaz 20 %, pétrole 4 %, nucléaire 31 %, énergies renouvelables 14 % + divers (source : Eurostat).
**** 1 % en 2005, 5,75 % en 2010.

3.5. Les marchés du pétrole et du gaz sous l'effet croissant d'une nouvelle géopolitique internationale

On se reportera également à l'annexe 6.

Une nouvelle géopolitique du marché pétrolier

Le marché mondial du pétrole par lequel transitent plus des deux tiers des échanges a eu pour objectif initial la recherche d'un prix le plus bas possible ;

les enjeux de la performance et de la cohésion du marché sont présentés au travers du rôle des principaux acteurs.

- **Les États-Unis** - Après une longue période de planification centrale et de protectionnisme, l'ouverture en 1978 du marché pétrolier américain a conduit à la formulation d'une politique pétrolière américaine qui s'appuie sur trois principes :
  - libéralisation du marché mondial dont l'équilibre offre/demande détermine un prix unique révélé par des marchés de court et long terme ;
  - construction du marché pour créer les conditions d'accès (capitaux, droit des investissements, réformes institutionnelles, diplomacie, traités, etc.) à une offre pétrolière abondante et diversifiée géographiquement ;
  - sécurisation de l'approvisionnement par la mise en place d'une réserve stratégique, la présence militaire au Moyen-Orient et en Asie centrale et le contrôle des voies de transit maritimes.

Le marché mondial du pétrole est une réalité puissante défendue par les États-Unis car, en principe, il est censé conduire au prix le plus bas du pétrole, les Américains usant désormais d'un recours massif et croissant aux importations. Dans cette logique, leur objectif est également de maximiser la production pétrolière hors OPEP[48].

- **L'OPEP** - Avec une production d'environ 30 Mb/j, l'Organisation des pays producteurs de pétrole (OPEP) fournit 38 % des besoins mondiaux. De plus en plus sollicitée pour la stabilité des marchés, elle peine à jouer seule le rôle de régulateur du marché. Sa capacité de production en réserve s'est en effet considérablement restreinte[49], d'où une plus grande volatilité des cours du brut et un pouvoir plus faible à contrer la hausse.

L'OPEP poursuivrait plutôt une politique de prix d'équilibre malgré des tensions en son sein. Mais, la stabilité du marché va aussi réclamer des différents intervenants une coopération accrue pour limiter la volatilité et fiabiliser la formation des prix de long terme : politiques de stockage, taxes et réglementations, échanges d'informations sur les réserves et les capacités de production des pays, prévisions de la demande.

Les prévisions indiquent que la part de la production de l'OPEP augmenterait et se concentrerait sur les pays du Golfe, qui détiennent environ deux tiers des réserves. Or les principaux foyers de tensions géopolitiques se situent aujourd'hui dans cette région. Les crises successives pèsent sur les cours et la volatilité.

- **Le Moyen-Orient** - La majorité des réserves en hydrocarbures est concentrée au Moyen-Orient (63 % des réserves mondiales de pétrole et près de 40 % des réserves en gaz naturel). Dans le scénario de référence de l'AIE, cette région doit tripler sa production gazière, devenant incontournable parmi les exportateurs de gaz. Le développement de l'industrie du GNL (dont le Qatar reste l'acteur principal avec potentiellement l'Iran) constitue également un avantage pour cette région qui jouit d'une parfaite position géographique pour approvisionner l'Inde, le bassin Pacifique ou le bassin Atlantique. En tout état de cause, la

48 – Canada 16 %, Mexique 16,5 %, Venezuela 12,3 %, Arabie Saoudite 17,8 %, Irak 5,2 %. L'ex-URSS et le golfe de Guinée occupent une place de plus en plus importante. En 2015, l'Afrique centrale devrait fournir 25 % des approvisionnements pétroliers contre 16 % aujourd'hui.
49 – Les surcapacités de l'OPEP, 1 Mb/j en 2004, n'ont jamais été aussi tendues (2003 : 2 Mb/j et 2002 : 3,2 Mb/j).

dépendance des consommateurs de gaz à la région Moyen-Orient ira croissant. Si des problèmes politiques venaient entraver le développement des exportations de ces pays, les répercussions seraient mondiales.

Parallèlement, la production de pétrole au Moyen-Orient devrait connaître une expansion rapide : elle augmentera de 75 % et la région produira ainsi 44 % du pétrole mondial en 2030, contre 35 % actuellement. La production pétrolière (liquides de gaz naturel compris) devrait passer de 24,6 Mb/j en 2004 à 45,3 Mb/j en 2030. Or le Moyen-Orient abrite les plus fortes tensions internationales (guerre civile en Irak, conflit israélo-arabe, crise nucléaire iranienne). La dégradation de la situation en Irak et dernièrement la crise libanaise viennent compliquer la donne dans une région de plus en plus instable. Dès l'annonce de l'offensive militaire israélienne au Liban, les cours du pétrole ont recommencé à grimper (sur le Nymex, le baril de « *light sweet crude* » a dépassé les 78 dollars le 13 juillet 2006), même si les pays impliqués ne sont pas producteurs de pétrole (à l'exception de la Syrie). La restauration des capacités de production iraquiennes et les activités de production sont constamment menacées par les conflits interethniques et religieux. L'Irak a produit en juillet dernier près de 2,2 Mb/j, soit 300 000 b/j de moins qu'avant le début de la guerre en mars 2003. Le potentiel de l'Irak est estimé à 7 Mb/j. Depuis août 2005, date de la reprise des activités de conversion puis d'enrichissement de l'uranium par l'Iran, la crise du nucléaire iranien fait peser une épée de Damoclès sur les cours du pétrole.

Hormis l'Iran et l'Irak, la question de la stabilité des autres grands producteurs de la région (Arabie Saoudite : 13,5 % de la production mondiale de pétrole ; Koweït : 3,3 % ; Émirats Arabes Unis : 3,3 %) ne se pose pas de manière aussi pressante. Cependant, la conjonction de facteurs multiples (crise de succession, soulèvement des chiites, attentats) est susceptible de déstabiliser la production de ces pays.

- La **Russie** a des réserves de gaz et de pétrole importantes. L'augmentation de la demande implique de plus en plus la Russie sur la scène énergétique mondiale et lui permet de jouer un nouveau rôle de régulateur de l'Eurasie. Malgré des incertitudes sur le développement de ses réserves, l'État russe compte majoritairement sur les produits énergétiques pour le développement économique du pays comme pour son retour au rang de puissance internationale. Dans ce but, le gouvernement a repris le contrôle de l'ensemble du complexe énergétique russe. Mais celui-ci reste très inefficace et l'absence de mesures de maîtrise de l'énergie fait craindre pour les possibilités d'exportations de pétrole et de gaz d'ici à 2015, compte tenu de l'ampleur des investissements à réaliser.

Avec le pétrole et surtout le gaz, la Russie met en concurrence (avec une participation limitée) les grandes régions consommatrices (Europe, États-Unis, Japon, Chine, Inde) dans ses programmes de valorisation de nouveaux gisements en Sibérie orientale. Elle cherche à déployer ses entreprises en Asie centrale et dans la Caspienne mais aussi au Moyen-Orient et en Afrique du Nord.

- L'**Europe** comporte quelques pays producteurs importants tels le Royaume-Uni et la Norvège. Mais face à des productions déclinantes, sa dépendance énergétique est amenée à s'accroître : le taux de dépendance énergétique de

l'UE est passé de 44 % à 56 % au cours des dix dernières années et pourrait atteindre 70 % en 2030 (81 % pour le seul gaz naturel).

- La **Chine**, devenue le 2e importateur de pétrole en 2003, multiplie ses positions pour peser dans le nouveau jeu : prospection tous azimuts, tentatives de rachat de majors pétrolières, présence accrue dans les pays producteurs par des partenariats bilatéraux (Moyen-Orient à 50 %, Asie centrale, Russie, Afrique à 22 %, Amérique latine), surveillance militaire des voies d'approvisionnement. Le volume de ses importations devrait doubler à l'horizon 2010. La Chine semble se lancer dans une politique d'accès aux ressources énergétiques qui entre en opposition frontale avec les politiques des pays industrialisés.

- L'**Afrique** va jouer un rôle croissant dans la géopolitique des hydrocarbures. Le golfe de Guinée concentre l'essentiel des réserves pétrolières d'Afrique subsaharienne (4,3 % des réserves mondiales). 15 % des importations françaises proviennent de cette région. Premier producteur de pétrole en Afrique subsaharienne, 10e producteur mondial et fournisseur privilégié des États-Unis, le Nigeria dispose de 3 % des réserves prouvées mondiales et d'un fort potentiel y compris gazier, essentiellement offshore. Il assure à lui seul près de 8 % de l'approvisionnement du marché mondial du GNL. Environ 30 % de la production est manquante en raison de différents troubles : tensions communautaires, attaques des infrastructures, etc.

- En **Amérique latine**, après avoir ouvert le secteur des hydrocarbures aux compagnies internationales dans la décennie 1990, les États producteurs (Venezuela[50], Bolivie, Équateur, Pérou, Argentine) recourent à un nouveau nationalisme économique qui remet en cause les investissements réalisés au cours des dernières années. Acteur important de l'OPEP, le Venezuela a recentré sa politique énergétique vers le sous-continent latino-américain en promouvant de grandes initiatives en vue d'accroître l'intégration régionale. La nouvelle donne de l'Amérique du Sud pourrait ralentir les investissements étrangers dans le secteur des hydrocarbures ce qui contraindrait la diversification souhaitée des pays occidentaux.

Un marché et des besoins de sécurité d'approvisionnement face à une série de risques

L'existence d'un marché pétrolier est *un facteur favorable* à la formation du meilleur prix. Le fait que la sécurité d'approvisionnement en pétrole et en gaz soit devenue un enjeu central des politiques énergétiques des grandes régions consommatrices devrait augmenter les canaux d'échanges et contribuer à la fluidité du marché. Néanmoins, il faut compter à court terme avec **un risque de fermeture de l'amont** aux compagnies internationales dans de nombreuses régions. Le risque de tension sur la production s'accroît par une double limitation malgré la richesse des ressources : la fermeture ou quasi-fermeture aux investissements internationaux de certains pays et la faiblesse des investissements nationaux (Mexique, Russie, Venezuela, Iran). Il faut y ajouter **le risque de conflits** : Moyen-Orient, Nigeria, etc. Le marché se trouve de plus en plus soumis aux **risques du transport** des hydrocarbures : près d'un tiers du pétrole est transporté chaque jour par des tankers qui empruntent des routes stratégiques et des détroits. Le risque terroriste se focalise aujourd'hui sur les infrastructures et les voies de

50 – 6e au rang des réserves mondiales avec 77 milliards de barils, 1re place mondiale avec les réserves probables de la ceinture de l'Orénoque (235 milliards de barils).

transport des hydrocarbures, Ormuz, Suez mais aussi Malacca. Ce type d'attaques est cependant peu susceptible d'entraîner une rupture de l'approvisionnement ou des dommages durables à l'industrie des hydrocarbures. Ces attentats ont en revanche un véritable rôle déstabilisateur et contribuent à la volatilité des cours. La question de l'évacuation des hydrocarbures est particulièrement importante en Asie centrale. L'accès à ces réserves enclavées constitue un véritable enjeu. Historiquement, la Russie occupe une position centrale dans les réseaux d'exportation des hydrocarbures. La région de la mer Noire avec deux acteurs clés, la Turquie et l'Azerbaïdjan, renforce son rôle de plaque tournante.

À court terme, le risque d'une disparition du marché international est très peu probable. En revanche, les enjeux géopolitiques deviennent déterminants. L'accès à la ressource va donner une place plus importante à la concurrence entre les pays consommateurs et au pouvoir des producteurs. Un nouveau jeu géopolitique s'accélère autour des relations de long terme à établir avec les pays producteurs qui se trouvent en position de force, des accords pour la construction de lourdes infrastructures de transit et des investissements dans l'exploitation des gisements. En conséquence, il faut s'attendre à un rôle accru de la diplomatie.

Les particularités du secteur gazier

Alors que, jusqu'à présent, seul le pétrole se négociait au plan mondial, un processus de mondialisation est à l'œuvre dans le secteur gazier porté par le marché du gaz naturel liquéfié en pleine expansion. Les producteurs gaziers, auparavant confinés à des débouchés essentiellement régionaux, vont être amenés à effectuer des arbitrages entre les grands pôles mondiaux de consommation (cf. l'arbitrage de la Russie entre les trois grands consommateurs que sont l'Europe, l'Amérique et l'Asie). Pour l'approvisionnement en gaz, la Russie reste incontournable pour l'Europe, comme l'a rappelé la crise russo-ukrainienne. L'analyse de cette crise livre plusieurs enseignements :

- l'Ukraine continuera de jouer sur le long terme un rôle clé dans l'acheminement du gaz vers l'Europe, même une fois achevés les différents projets en cours (41 milliards contre 120 milliards de m^3 qui transitent par l'Ukraine) ;
- le déficit croissant de l'Ukraine représente un risque pour les pays européens ;
- une prise de conscience par l'Europe de sa vulnérabilité et de la nécessité de garantir collectivement la sécurité énergétique européenne.

Il faut revenir sur le rôle croissant du russe Gazprom, première compagnie gazière au monde et grand conglomérat. Gazprom détient 60 % des réserves gazières russes, en assure 90 % de la production et représente 20 % de la production mondiale de gaz. Les objectifs de Gazprom sont les suivants :

- maintenir sa position dominante dans l'approvisionnement européen ;
- investir dans la filière GNL et développer les « swaps gaziers » avec les partenaires euro-méditerranéens ;
- faire l'acquisition d'actifs à l'étranger à hauteur de 20 % de son capital, en particulier dans les pays Baltes, dans les Balkans et en Europe de l'Ouest (transport,

stockage, distribution et production électrique). Gazprom a fait dès le début des années 1990 son entrée sur le marché allemand par des accords avec Basf et Eon. Gazprom affiche ses objectifs pour 2015 : 10 % du marché français, 20 % du marché britannique. L'accord en cours entre Gazprom et Eni devrait permettre au conglomérat russe de faire son entrée dans la distribution du gaz en Italie et à Eni de participer à l'exploration d'hydrocarbures en Russie.

Récemment, l'annonce d'accords gaziers signés entre la Sonatrach et Gazprom/Lukoïl a ravivé les craintes de constitution d'un cartel des pays exportateurs de gaz. Dans une certaine mesure, on peut dire qu'un cartel existe déjà de manière informelle par les contacts réguliers entre les principaux producteurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil et Gasunie) et n'a pas forcément besoin d'un cadre institutionnel. En outre, à ce stade, un tel cartel serait essentiellement régional (approvisionnement de l'Europe).

Sécurité d'approvisionnement en Europe

Les grands pays consommateurs européens sont fortement importateurs de gaz naturel en provenance de Russie, d'Algérie et de Norvège.

Tableau n° 24 : Principaux pays importateurs de gaz dans l'UE

	Gm³	Fournisseurs
Grande-Bretagne	90	Norvège, GNL
France	50	Norvège, Russie, Algérie, GNL
Allemagne	95	Russie, Norvège
Espagne	30	Algérie, GNL
Italie	85	Algérie, Russie

Source : GDF

À court terme, il s'agit d'être en mesure de pallier une rupture provenant d'un problème technique ou d'une crise politique. Les modes de prévention sont :

— la flexibilité des ressources alternatives (la France a accès à toutes les ressources qui approvisionnent l'Europe) ;
— le stockage (de l'ordre de 12 Gm³ de volume utile en France)[51] ;
— les contrats interruptibles.

À long terme, il s'agit de garantir des approvisionnements fiables et compétitifs par les actions suivantes :

— diversifier les ressources : 80 % des réserves mondiales sont à des distances économiquement accessibles ;
— favoriser les investissements, par un cadre régulatoire stable et clair des engagements de long terme (contrats d'achat et de réservation de capacités de transport) ;
— maintenir des relations équilibrées entre producteurs et opérateurs européens. Ils doivent disposer d'une taille et d'une capacité d'achat suffisantes pour être crédibles et fiables pour les vendeurs (un train de GNL, c'est 7 Mt, soit 10 Gm³, environ 20 % du marché français) ;

51 – Destiné à assurer la modulation saisonnière été/hiver (à ne pas assimiler avec le stockage stratégique, même si cette capacité donne de la souplesse lors de difficultés d'approvisionnement). Les pays à fort usage de chauffage ont un besoin plus fort de modulation été/hiver.

Partie 2

— développer l'accès direct aux ressources pour les opérateurs (pétroliers et gaziers).

L'Europe a construit des liens forts avec les pays producteurs de gaz. La relation est caractérisée par une interdépendance forte :

— les producteurs/vendeurs doivent garantir la compétitivité du gaz, toujours en concurrence avec les autres énergies ;
— les producteurs ont peu d'alternatives à court terme sur leurs débouchés compte tenu des contraintes d'infrastructures ;
— les recettes tirées des exportations de gaz sont souvent vitales pour les économies ;
— il existe une concurrence sur l'amont pour autant qu'on ait anticipé une politique de diversification (marché contestable) ;
— les contrats comportent des engagements de fourniture.

Du fait des diverses interdépendances, il faut constater que jusqu'ici, il y a eu des accords rapides entre les parties. On notera néanmoins des cas récents de coupures qui n'existaient pas auparavant.

Le cas particulier de la Russie

55 % du gaz russe sont acheminés vers l'UE (tableau n° 25). Les Russes se sont montrés fiables jusqu'ici en termes de relations commerciales ouest-européennes.

Tableau n° 25 : Exportations de gaz de la Russie

	2005 (Gm³)	Part relative 2005 (%)
UE-25	132	57,4
Autres Europe	12	5,1
Turquie	18	7,8
CEI	68	29,6
Total	**230**	

Source : GDF

La Russie peut-elle répondre à sa demande énergétique interne et assurer les besoins des exportations de gaz, voire leur croissance ? Le pays doit faire face à plusieurs enjeux :

— l'amélioration de l'efficacité du système énergétique ;
— la relance du nucléaire en substitution du gaz pour la production d'électricité ;
— la filialisation du nucléaire russe au sein de Gazprom et les relations avec le marché clé indien semblent indiquer la volonté de la Russie de prendre part à la compétition pour l'énergie nucléaire dans le monde ;
— le développement des nouveaux champs sibériens et des infrastructures d'acheminement ;
— la sécurisation de la demande de gaz ;

— les relations avec les pays d'Asie centrale, à la fois concurrents vers les grands pays consommateurs et fournisseurs du marché russe ;
— les relations avec le Moyen-Orient, en particulier l'Iran et le Qatar respectivement détenteurs de 15 % et 14 % des réserves mondiales de gaz ;
— les incertitudes du marché européen au regard des alternatives nucléaire et charbon mais aussi du niveau de la croissance économique ;
— les alternatives du marché asiatique.

Il faut donc un vrai dialogue politique entre l'Europe et la Russie sur les perspectives énergétiques à moyen terme afin de sécuriser les approvisionnements et les investissements à l'amont.

L'ensemble des incertitudes sur le gaz induit des difficultés de choix d'investissements aval et amont :

- *incertitude technologique* : la compétitivité des filières va se jouer sur le surcoût environnemental. La production d'électricité à partir du gaz est moins polluante que les meilleures centrales à charbon, même d'ici 10 à 20 ans. Le surcoût de dépollution par CCS reste en faveur des centrales à gaz[52]. La différence de compétitivité des filières gaz et charbon est liée au prix du gaz, susceptible de varier beaucoup plus que celui du charbon ;
- *incertitude sur le prix* : le prix du gaz est le paramètre majeur qui peut écarter le gaz de la production d'électricité. Le prix est aujourd'hui globalement indexé sur le pétrole mais ce n'est pas le cas aux États-Unis où il existe un marché propre.

On peut toutefois envisager une évolution qui verrait la déconnexion des prix du gaz et du pétrole et la formation d'un marché international autonome, ce qui est favorisé par le GNL. Par ailleurs, il semblerait que l'on aille plutôt vers un excès de gaz à l'horizon de la prochaine décennie ; 70 milliards de m^3 supplémentaires en perspective pour une production d'environ 400 milliards. Le marché américain se réduit. Ceci conduirait à une baisse des prix.

3.6. L'augmentation de la R & D pour préparer le long terme

Les pays industrialisés ont fortement restreint leur effort de recherche dans les technologies énergétiques, réduisant d'autant les possibilités de maîtriser les problèmes environnementaux et la demande croissante d'énergie. En 2000, on observait en moyenne une diminution de 40 % des budgets des 10 pays les plus impliqués, par rapport à 1980.

Tableau n° 26 : Dépenses de R & D dans l'énergie

Monde	15 Mds $ (2001) *Soit 2 % R & D mondiale*
États-Unis	4 Mds $ *Soit 1,5 % R & D des États-Unis*
Investissement annuel dans l'énergie au niveau mondial	400 Mds $
Valeur du système énergétique mondial	12 000 Mds $ *(sur 46 000 Mds World economic product)*

Source : Harvard University (estimations 2001)

52 – Il est d'ailleurs peu probable qu'il y ait beaucoup de CCS avant 2030.

PARTIE 2

L'analyse depuis 1970 des investissements publics dans la R & D de l'énergie montre deux phases caractéristiques : une croissance très rapide entre 1974 et 1980, puis un long déclin jusqu'à aujourd'hui.

Tableau n° 27 : Dépenses publiques mondiales dans la R & D énergie

1974	4 000 M $
1980	12 400 M $
1985	10 900 M $
2002	7 800 M $

Source : JGCRI à partir des données AIE des pays membres

Parmi la dizaine de pays les plus concernés (États-Unis, Japon, Royaume-Uni, France, Allemagne, Danemark, Pays-Bas, Italie, Suède, Canada, Espagne), seuls les États-Unis et le Japon ont maintenu leurs efforts entre 1985 et 2003 : pour cette seule année 2003, leurs investissements publics dans la R & D énergie représentent respectivement 3 800 M $ et 3 000 M $, soit les trois quarts du total (leur effort a augmenté de 20 % depuis 1990).

Le nucléaire qui représentait les trois quarts de la R & D sur l'énergie en 1985, avait en 2003 une part ramenée à 50 %. Les recherches vis-à-vis des énergies fossiles, des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie ont à l'inverse augmenté leur part.

Recommandations du Conseil mondial de l'énergie (2001)

- Les dépenses de Recherche & Développement & Démonstration (R & D & D) et les transferts de technologies doivent être augmentés dans tous les pays et au niveau international.
- Les priorités doivent aller vers les technologies qui permettent :
  - l'amélioration de l'efficacité énergétique et la gestion de l'énergie finale,
  - la promotion des énergies renouvelables au niveau local,
  - la réponse aux attentes du public concernant l'énergie nucléaire,
  - la séquestration du carbone.
- Les collaborations régionales de R & D & D doivent être encouragées.
- Les États devraient :
  - fournir des données plus détaillées sur la R & D & D,
  - équilibrer la R & D long terme et court terme,
  - obtenir plus d'information de la R & D & D privée,
  - promouvoir l'augmentation des dépenses de R & D & D privée,
  - utiliser les mécanismes de marché pour encourager les énergies renouvelables.

Chapitre 4

Recommandations

2

Les recommandations proposées par le groupe de travail s'articulent autour des trois horizons décrits dans le chapitre précédent, qu'elles visent à préparer.

1. Propositions répondant à l'horizon 1

Pour l'horizon 2050, il s'agit de se préparer à la maîtrise des grands risques climatiques, urbains, écologiques dont les conséquences sont mondiales et dont la gravité serait sans précédent si les scénarios tendanciels se poursuivaient.

- Proposition 1 : **Évaluation des risques et prévention**

Dans la perspective des négociations internationales, disposer d'une instance, pôle ou réseau de compétences organisé capable de conduire les travaux d'analyse et de modélisation des risques majeurs et de développer les outils scientifiques correspondant (s'appuyant notamment sur le calcul économique). La capacité à argumenter sur les coûts et les bénéfices va peser dans les discussions pour convaincre de nombreux pays d'adhérer aux changements à opérer en la matière. Il s'agit en particulier d'être capable de modéliser les aléas et les systèmes en danger, pour estimer les coûts des impacts et structurer les parades : les dispositifs de prévention, l'amélioration de la vulnérabilité des systèmes fragiles.

- Proposition 2 : **Stratégie industrielle de long terme**

Examiner avec une dimension internationale les synergies industrielles entre le secteur de l'énergie et les autres secteurs. La composante énergie joue en effet un rôle croissant dans différents domaines (climat, eau, urbanisation, agriculture, etc.).

- Proposition 3 : **Valeur du carbone**

Il est impératif qu'une valeur significative soit attribuée au carbone notamment pour permettre des évolutions concertées des grands pays. Ou bien on parvient à s'accorder sur une valeur commune entre les pays du G12, ou bien les États s'engagent à consacrer une part croissante et commune de leur PIB aux efforts correspondants, en utilisant en complément l'arme réglementaire.

Partie 2

2. Propositions répondant à l'horizon 2

L'horizon 2020-2030 verra se concrétiser les débuts significatifs d'une transition énergétique dans plusieurs grands secteurs d'utilisation finale ou de transformation de l'énergie. Pour y arriver, il faut qu'une masse critique de décisions soit prise dans les dix prochaines années. Il s'agit de préparer les mutations majeures que vont connaître ces grands secteurs, notamment le transport, l'habitat, la ville, la production d'électricité, etc. Il est peu probable que des ruptures technologiques interviennent. En revanche, le progrès incrémental doit devenir un champ d'action prioritaire. On note les points caractéristiques suivants :

- l'objectif accru d'obtention de meilleurs rendements énergétiques ;
- l'organisation, la rationalisation des systèmes et l'adaptation des modes de vie où l'énergie intervient de façon majeure, disposent d'un grand espace d'intervention, permettant là aussi d'optimiser l'existant ;
- la substitution partielle des sources d'énergie va concerner les grands secteurs qui vont s'orienter vers un mix énergétique final plus équilibré. Il s'agit en priorité des transports (biocarburants de deuxième génération, véhicule électrique, etc.), de la production électrique (nucléaire de troisième génération, charbon avec CCS, éolien et solaire, etc.), de l'organisation des villes et des modes de vie, de l'habitat (rendement des bâtiments existants, énergies renouvelables, etc.).

La difficulté sera d'intégrer la dimension mondiale dans la conception des produits. La normalisation et les perspectives de la standardisation pour réduire les coûts et développer les marchés seront des éléments majeurs.

- **Proposition 4 : Veille stratégique et stratégies sectorielles**

Renforcer la réflexion stratégique sectorielle et intersectorielle pour préparer la place de la recherche et de l'industrie française dans les différents grands marchés énergétiques futurs. Au niveau de l'État, renforcer le niveau stratégique transverse de veille stratégique internationale de l'énergie et d'analyse des marchés dont la mission serait de comprendre les enjeux et clarifier les besoins futurs de grands secteurs d'application de l'énergie (bâtiments, transports, services énergétiques, etc.).

- **Proposition 5 : Stratégie technologique**

Contrairement aux États-Unis et au Japon, ni l'Europe ni la France n'ont eu jusqu'ici la souplesse suffisante pour réellement évaluer les progrès quasi certains et les progrès possibles d'ici à 2025. Deux évaluations pourraient être demandées d'ici à 2010, l'une à l'administration, l'autre à une instance neutre comme l'Académie des technologies. De même conviendrait-il qu'à l'instar de ce qu'a fait l'administration américaine (DoE), un tableau des perspectives technologiques soit clairement établi. Enfin, ces évaluations gagneraient à être complétées par une évaluation par l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques (OPCEST) des politiques conduites aux États-Unis et au Japon. Ces évaluations technologiques devraient tenir compte du cadre de coopérations internationales notamment européennes, et associer étroitement les industriels.

- **Proposition 6 : Coopération internationale**

Lancer plusieurs initiatives dans les secteurs en transition pour développer les coopérations bilatérales et multilatérales. L'organisme en charge de ces programmes aurait pour mission d'aider à l'amorçage des projets internationaux dans les grands secteurs d'application de l'énergie et contribuerait à fédérer les acteurs industriels et de la recherche. On se reportera à l'exemple de l'initiative américaine I-NERI lancée en 2001[53], relative au secteur nucléaire.

- **Proposition 7 : Organisation et modes de vie**

Examiner de nouveaux modèles d'organisation de la société urbaine en vue de réduire les flux énergivores issus de la globalisation au profit de modes de fonctionnement centrés sur le local, les cycles fermés, les circuits courts, les implantations plus denses, etc. Développer les expérimentations et préparer les produits en tenant compte des données du problème au niveau mondial.

- **Proposition 8 : Nucléaire**

Promouvoir le débat européen sur le nucléaire. Augmenter le ratio des énergies non fossiles dans le mix européen d'au moins 15 % par rapport au scénario tendanciel du Livre vert, pour l'horizon 2020-2030. L'Europe gagnerait à avoir des positions beaucoup plus ouvertes sur le nucléaire. Cela permettrait d'éviter de se montrer exagérément en position de faiblesse dans le gaz.

- **Proposition 9 : Gestion des compétences**

Préparer la mise en place des filières professionnelles et le renouvellement des compétences métiers.

3. Propositions répondant à l'horizon 3

À l'horizon 2012, les économies d'énergie sont prioritaires. Elles peuvent contribuer de façon significative à la compétitivité économique (balance commerciale, marges, pouvoir d'achat, technologies et produits associés, emplois), à la réduction de la pollution et des émissions de GES et indirectement à la sécurité d'approvisionnement.

53 – Le PCAST (Program Committee of Advisors on Science and Technology) avait recommandé que le DoE revigore la R & D nucléaire au travers d'une nouvelle initiative destinée à en lever les principaux verrous. En 2001 est lancée l'initiative I-NERI (International Nuclear Energy Research Initiative). Ce programme a pour vocation de développer les coopérations bilatérales et multilatérales. On note les accords suivants :

- en 2002 : Corée, France, Consortium NRC-OCDE regroupant une dizaine de pays. En 2003 : UE, Brésil, Canada, Japon. En 2005, nouveaux accords avec le Japon, la Corée, le Brésil. En projet, l'Afrique du Sud, le Royaume-Uni. NERI intervient depuis 2005 en support des programmes plus ciblés suivants :
  - Génération IV : réacteurs rapides ;
  - AFCI : cycle de combustible, sûr, non proliférant, formé, non polluant ;
  - NHI : démonstration de viabilité économique de la production d'hydrogène à partir du nucléaire, dans une vision d'une économie non polluante de l'hydrogène ;
- entre 1999 et 2004, 110 M $ ont été accordés à 93 projets (répartition des fonds : université 32 %, laboratoires nationaux 47 %, industrie 21 %) ;
- en 2005, 32 M $ ont été alloués à 59 projets répartis budgétairement entre Gen IV (11,8 M $, (35 %), NHI 4,5 M $ (15 %), AFCI 16,1 M $ (50 %).

Partie 2

En ce qui concerne les cadres institutionnels, les deux objectifs majeurs sont la contribution à l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie et l'accord post-2012 à envisager dans une optique diplomatique et industrielle.

En relation avec la sécurité d'approvisionnement, la dimension géopolitique et les risques des marchés pétroliers et gaziers deviennent des composantes fortes du paysage énergétique. Parmi les conséquences, il faut noter la poursuite des mouvements de recomposition industrielle à l'échelle régionale et mondiale (concentration, internationalisation des entreprises).

L'effort de R & D dans l'énergie, qui a beaucoup baissé depuis le début des années 1980, devra retrouver les niveaux à la hauteur des enjeux des décennies à venir. Une attention nouvelle est à accorder à la normalisation, processus dans la durée, afin de se préparer aux transitions des différents secteurs évoquées dans le scénario 2.

- **Proposition 10 : Transition dans la stratégie d'économies d'énergie**

S'atteler à un objectif d'économies d'énergie qui nous permette de rejoindre les meilleurs en 2012, par une triple stratégie : participative, d'incitation/évaluation et technologique/industrielle. Définir des objectifs plus ambitieux jalonnés d'ici à 2012 pour la France, afin d'atteindre une baisse de 3 % par an de l'intensité énergétique en 2012. Intégrer dans la stratégie la dimension internationale. Cette stratégie vient à l'appui du facteur 4 de réduction de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050, qui s'intègre elle-même dans la stratégie internationale de très probable division par 4 des émissions des pays industrialisés. L'intérêt à court terme est *budgétaire* (commerce extérieur, compétitivité), *technologique* (technologies de base, R & D produits), *industriel* (perspective de marchés internationaux), *social* (emplois, pouvoir d'achat)[54].

- **Proposition 11 : Stratégie européenne post-2012**

Bâtir une stratégie pour le post-2012 passe par la définition d'un régime qui préserve les instruments de marché du carbone, afin de conserver la notion de signal-prix sur le carbone, qui doit inciter à une transformation rapide de nos économies vers des économies sobres en carbone. La France doit davantage montrer les possibilités des nouvelles technologies et les utiliser comme arguments dans les discussions avec les autres pays. Elle doit considérer les besoins dans le monde et pas seulement les siens. Elle doit enfin promouvoir une politique européenne climat-efficacité énergétique à destination des pays en développement.

- **Proposition 12 : Stratégie technologique**

Considérer comme une priorité la R & D sur les économies d'énergie et sur les centrales à charbon, qui pourrait réduire d'un facteur 2 les émissions de CO_2

54 – La stratégie devra être conçue afin que l'effort soit maintenu dans la durée. L'Europe donne un objectif à 2020. Sur un horizon de long terme (2050), il faut préparer les technologies de base (nanotechnologies, miniaturisation, etc.) et les ruptures organisationnelles (recyclage, changements de société, etc.) susceptibles de conduire à des économies structurelles dont le potentiel est très large.

par rapport aux performances actuelles. Cette stratégie technologique doit être définie en cohérence avec les actions européennes et de concert avec les industriels (notamment, il s'agit de promouvoir et de soutenir des projets de démonstration de CCS à grande échelle). On se devra donc de considérer que cette question, comme celle du nucléaire, sera critique dans les négociations post-2012 avec l'Inde et la Chine.

- **Proposition 13 : Normalisation**

Promouvoir et renforcer, *via* l'échelon européen, les actions de normalisation à l'échelle internationale dans de nombreux domaines : sûreté nucléaire, réglementation thermique des bâtiments, produits économes et non polluants, etc. Durcir la réglementation vis-à-vis des matériels importés en termes de consommation et d'émissions.

- **Proposition 14 : Axes pour la construction européenne**

Dans le cadre de la construction de la stratégie européenne de l'énergie, s'appuyer sur les axes suivants pour solidifier la dimension européenne : le climat qui peut être fédérateur ; la maîtrise de l'énergie qui n'est pas conflictuelle. Promouvoir la mise en place d'une analyse prospective à moyen terme de l'offre et de la demande d'énergie.

- **Proposition 15 : Diplomatie et stratégie industrielle**

Améliorer la prise en compte des risques de nature géopolitique concernant les marchés pétrolier et gazier, par une meilleure articulation entre analyse diplomatique et réflexion sur les stratégies industrielles. L'attention doit être portée notamment sur la montée en puissance de la demande et l'accès aux sources ; l'affirmation des pays producteurs, les nationalisations, l'énergie comme vecteur de puissance sur la scène internationale ; l'effet déstabilisateur des crises internationales ; les risques liés à la production et au transport des hydrocarbures.

Partie 2

Annexes

Annexe 1 - Liste des membres du groupe 2

Président : **Olivier Appert**, *Président de l'Institut français du pétrole*

Rapporteur : **Hervé Pouliquen**, *Centre d'analyse stratégique*

Membres titulaires (les suppléants sont indiqués entre parenthèses) **:**
Claude Birraux, *Député de la Haute Savoie*
Françoise Grossetête, *Député européen* (Jérémy Michel)
Jacques Voisin, *Président de la Confédération française des travailleurs chrétiens (CFTC)* (Pierre-Jean Coulon)
Jean-Michel Lemétayer, *Président de la Fédération nationale des syndicats d'exploitants agricoles (FNSEA)* (Pierre Cuypers)
Joël Decaillon, *Secrétaire confédéral de la Confédération européenne des syndicats (CES)* (Sophie Dupressoir)
Jean-François Cirelli, *Président de Gaz de France (GDF)* (Didier Sire ou Stéphane Brimont)
Bertand Collomb, *Président de Lafarge* (François Dugrenot ou Jacques Lauvin)
Thierry Desmarest, *Président de Total* (Bruno Weymuller ou Dominique Chauvin)
Patrick Kron, *Président directeur général d'Alstom* (Stéphane Le Corre ou Frédéric Wiscart)
Baudouin Prot, *Directeur général de BNP Paribas*
Christian de Boissieu, *Président délégué du Conseil d'analyse économique (CAE)*
Pierre-Noël Giraud, *Professeur à l'École nationale supérieure des Mines de Paris (ENSMP)*
Alain Maugard, *Président du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB)*
Pierre Lévy, *Directeur du Centre d'analyse et de prévision, ministère des Affaires étrangères*
Jacques Lapouge, *Directeur des Affaires économiques et financières, ministère des Affaires étrangères* (Nicole Taillefer)

Annexe 2 - Interventions et documents des membres du groupe

Antolini André et Guignard André, *Perspectives des énergies renouvelables,* 12 octobre 2006.

Appert Olivier, *Les perspectives de l'offre et de la demande de matières premières énergétiques dans les 40 ans à venir.* Note de cadrage du groupe de travail, 19 juin 2006.

Bamberger Yves, *Éco-efficacité énergétique : les innovations dans les bâtiments, l'industrie et les transports*, 22 février 2007.

Bauquis Pierre-René, *Réserves d'hydrocarbures*, 23 octobre 2006.

Bosseboeuf Didier, *Efficacité énergétique : comparaisons internationales, indicateurs et politiques*, novembre 2006.

Bouttes Jean-Paul, *Production d'électricité dans le monde*, 28 septembre 2006.

Bucaille Alain, *Les enjeux du nucléaire dans le monde*, 11 décembre 2006.

Cornot-Gandolphe Sylvie, *Réserves de charbon*, 28 septembre 2006.

Coupin Yves, *Réserves d'uranium,* 12 octobre 2006.

Dron Dominique, *Les impacts du climat sur les perspectives énergétiques : risques directs et dérivés*, 5 septembre 2006.

Dupraz Bertrand, *Estimation du coût de la production nucléaire*, 11 décembre 2006.

Hug Frédéric, *Services énergétiques, cogénération et réseaux de chaleur*, 22 février 2006.

Lamy Jean, *Paquet Énergie européen du 10 janvier 2007*, 18 janvier 2007.

Mandil Claude, *Scénarios de l'AIE, World Energy Outlook 2006*, 23 octobre 2006.

Martin Yves, *Mobilité et urbanisme, quelle demande de transport ?*, 31 janvier 2007.

Mocilnikar Antoine-Tristan, *Les données sur les évolutions climatiques*, 5 septembre 2006.

Moncomble Jean-Eudes, *Scénarios du Conseil mondial de l'énergie*, 28 septembre 2006.

Lapouge Jacques, *Les risques géopolitiques dans l'énergie*, 5 septembre 2006.

Lavergne Richard, *Rétrospective des prospectives énergétiques*, 3 juillet 2006.

Pouliquen Hervé, *Comparaison de scénarios à 2050,* diaporama, 3 juillet 2006.

Pouliquen Hervé, Comptes rendus des réunions du groupe de travail, 3 juillet 2006, *Scénarios énergétiques* ; 5 septembre 2006, *Géopolitique de l'énergie* ; 28 septembre 2006, *Réserves* ; 12 et 23 octobre 2006, *Offre d'énergie*.

Pouliquen Hervé, *Introduction aux scénarios offre/demande de long terme. Scénario trajectoire 550 ppm du WBCSD*, 30 juin 2006.

Pouliquen Hervé, *Synthèse sur les recommandations des rapports récents relatifs à l'énergie*, septembre 2006.

Rech Olivier, *Dynamiques internes de la consommation d'énergie*, 3 juillet 2006.

Rech Olivier, *Compte rendu de l'entretien avec E. Todd, une grille de lecture sociologique pour éclairer la géopolitique de l'énergie*, 29 août 2006.

Rech Olivier, *Le prix du pétrole et des autres énergies fossiles dans le futur*, 25 septembre 2006.

Roy Claude, *Les enjeux de la biomasse*, diaporama, 10 novembre 2006.

Sire Didier, *Les perspectives du gaz naturel*, 31 janvier 2007.

Wiscart Frédéric, *Scénarios de l'offre de production électrique*, septembre 2006.

Partie 2

Annexe 3 - Le prix du pétrole et des autres énergies fossiles dans le futur

Olivier Rech, Institut français du pétrole

Après les chocs de la décennie 1970 et le contrechoc de 1986, la question du prix du pétrole et de l'énergie a été reléguée au second plan pendant une quinzaine d'années dans un contexte d'offre abondante et de croissance modérée de la demande. Les échecs répétés et récurrents de modélisation du prix du pétrole au début de la décennie 1980 ont en outre amené à considérer, dans le cadre des grands exercices de prévision énergétique, la variable prix comme exogène ; les équilibres offre/demande étant modélisés en cohérence avec l'hypothèse de prix. L'envolée du prix du pétrole depuis 2003 à des niveaux qui soulèvent encore des réactions d'incrédulité marque le retour de la problématique de la formation des prix dans le champ de la prospective.

En dépit de l'existence ancienne de références théoriques telles que la loi de Hotelling, l'intérêt renouvelé pour la formation et l'évolution des prix des matières premières non renouvelables s'appuie sur un faible corpus de connaissances et de certitudes, aucune technique n'ayant jusqu'à présent fait ses preuves en matière de prévision. De fait, rares sont les travaux de prévision ou de prospective incluant explicitement et de façon argumentée un sentier d'évolution du prix du pétrole, quel que soit l'horizon de temps retenu.

Parmi les références internationales les plus récentes, citons le *World Energy Outlook* de l'AIE, le *International Energy Outlook* du Département américain de l'énergie, les scénarios construits par la compagnie pétrolière Shell, les prévisions de la société de conseil PEL. Le point commun à ces différents scénarios de prix du pétrole, synthétisés dans le tableau n° 28, réside dans leur caractère exogène.

Tableau n° 28 : Scénarios de prix du pétrole

	2010	2015	2020	2025	2030
AIE-WEO 2004 ($2000)	22	-	26	-	29
DOE-IEO 2005 ($2004)	34	37	39	40	-
DOE-IEO 2006 ($2004)	47	48	51	54	57
SHELL ($2000)*	17	35	25		
PEL ($2005)**	49	49	51	52	-

* *Global Scenarios to 2020*, Shell, 2001.
** *World Long Term Oil and Energy Outlook*, mai 2005.

Sources : AIE, DoE, Shell, PEL

De l'examen et de la comparaison de ces scénarios émergent les conclusions suivantes :

— les valeurs futures sont assez étroitement corrélées au prix prévalant à la date de réalisation du scénario. En cela, toute projection serait en premier lieu une réplication du présent ;

— à l'exception du scénario Shell datant de 2001, le caractère cyclique à moyen/long terme du prix du pétrole est ignoré. Il convient toutefois d'ajouter que l'exercice de prospective de Shell postérieur[55] à celui de 2001 fait de nouveau l'impasse sur un scénario quantifié de prix du baril, aveu implicite d'impuissance et de renoncement ;
— quel que soit le point de départ de la projection, deux sentiers types se dégagent : hausse tendancielle (AIE et DoE) ou simple valeur plancher considérée comme soutenable (PEL) ;
— la révision par le DoE, entre les éditions 2005 et 2006 du IEO, du scénario de prix du baril de l'ordre de 13 $ environ sur toute la période de projection illustre le caractère hautement volatil de l'exercice et la surpondération systématique des conditions présentes.

La construction d'un scénario de prix des énergies fossiles à moyen/long terme nécessite de faire la part des éléments de certitude et d'incertitude propres à chacune des énergies et d'en évaluer l'impact sur la formation du prix. La nature et la stabilité du lien entre prix du pétrole et prix des autres énergies constitue un point clé.

2

Le pétrole

Du besoin irrépressible de mobilité...

Le développement du marché pétrolier suit une trajectoire impulsée par les chocs des années 1970. Le repli de la consommation sur les secteurs quasi ou totalement captifs que sont les transports et la pétrochimie s'est accentué au cours des trois dernières décennies. La poursuite de ce phénomène ne fait l'objet d'aucune controverse. Le pétrole est et sera de plus en plus en tendance l'énergie des transports. Les implications en sont lourdes : le potentiel de développement des pays hors OCDE, en particulier en Asie, se traduit déjà par une forte demande de transport individuel. Ce seul phénomène est à même d'assurer une croissance régulière du marché pétrolier sur plusieurs décennies.

La forte demande de carburants pétroliers sera *a contrario* modérée simultanément par :

— le développement de la filière biomasse (bioéthanol et biodiesel). Certaines contraintes de concurrence avec les usages alimentaires doivent d'ores et déjà être envisagées mais le saut technologique vers le potentiel associé à la mise en valeur des ressources ligno-cellulosiques est colossal et permet d'envisager une substitution importante aux carburants fossiles au-delà de 2020 ;
— la diffusion d'innovations technologiques telles que les motorisations hybrides ;
— les autres carburants alternatifs (GPL, GNV) mais qui ne contribueront que très marginalement à la satisfaction de la demande mondiale. La pile à combustible embarquée pourrait connaître une phase commerciale vers la fin de l'horizon considéré (2050) mais ne sera donc pas en mesure de peser sur l'équilibre pétrolier mondial.

Une innovation technologique majeure, synonyme de rupture, ne peut être exclue, tant au niveau des motorisations que des process des différentes filières

55 – *Global Scenarios to 2025*, Shell, 2005.

énergétiques. Mais aucune rupture n'interviendra dans le rythme de diffusion de cette innovation : le renouvellement du stock de capital (parc automobile, capacités de production, infrastructures de stockage et distribution) n'est pas envisageable en moins d'une vingtaine d'années.

La sensibilité du consommateur au prix final est une question récurrente. Contrairement à une opinion assez répandue, l'élasticité-prix de la demande du secteur des transports n'est pas nulle, particulièrement à long terme, quel que soit le niveau de revenu. Le potentiel d'ajustement lié au seul facteur comportemental est loin d'être épuisé, surtout si, comme cela est amorcé en Europe et au Japon, l'offre des constructeurs automobiles accompagne ce mouvement.

La controverse la plus vive concerne l'impact du prix du pétrole sur la croissance économique. Les tenants, tel Hamilton, d'une vulnérabilité systémique et permanente de l'économie mondiale au prix du baril ont en général ignoré dans leur analyse historique des facteurs aussi prédominants que les politiques monétaires et l'état réel du cycle économique. L'effet négatif du prix du pétrole sur la croissance économique des pays développés a été surestimé pour la période des années 1970 et s'est par la suite trouvé très amoindri, tout au moins aux niveaux observés jusqu'à présent.

...aux défis d'un approvisionnement continu...

Si des tendances fermes, technologiques et économiques, se dessinent en matière de demande pétrolière, une incertitude majeure affecte la chaîne des approvisionnements. L'activité du raffinage n'est pas concernée en premier lieu. Si le nombre d'unités d'hydrocraquage doit augmenter pour accompagner la tendance lourde en matière de quantité et de qualité des carburants, on observe que les capacités de production existantes ont été adaptées de façon continue depuis plusieurs décennies à l'évolution de la structure de la consommation finale et des normes des carburants, quel que soit le contexte économique, certes favorable depuis les années 2000 mais très déprimé au cours des vingt années précédentes. Si un début de plafonnement des consommations dans les pays les plus développés est perceptible et ne justifie plus de capacités de distillation additionnelles, les régions Asie/Pacifique et Moyen-Orient voient la multiplication de projets significatifs, synonymes d'expansion des capacités en cohérence avec l'évolution attendue de la demande.

L'incertitude maximale concerne le secteur amont de l'industrie pétrolière. Il est désormais acquis que la production de brut conventionnel des pays producteurs hors OPEP vit ses dernières années de croissance. Certes, la faiblesse des taux de récupération caractéristique des gisements d'huile permet d'envisager des progrès non négligeables du fait de la marche endogène du progrès technique et des efforts permanents de recherche. L'élasticité-prix de la production hors OPEP est toujours positive mais très déclinante : le facteur prix ne paraît plus de nature à contrebalancer l'effet de la déplétion des bassins les plus matures.

Le plafonnement de la production hors OPEP est partiellement compensé depuis une dizaine d'années par l'arrivée sur le marché des ressources dites non conventionnelles au sens large : offshore profond et sables asphaltiques

(Canada). En prenant en compte le potentiel de l'offshore ultra profond (profondeur d'eau supérieure à 1 500 m) et des réservoirs très enfouis (forage supérieur à 6 000 m), on ne peut toutefois escompter que l'ordre de grandeur des contributions de ces filières soit suffisant pour stabiliser durablement la production hors OPEP dans son ensemble, a *fortiori* comparable à celui attendu de la croissance de la demande mondiale.

...dans un environnement de plus en plus contraint

À l'échéance d'une dizaine d'années, la part de marché détenue par les producteurs de l'OPEP est appelée à augmenter de façon régulière. L'ouverture à grande échelle du domaine minier aux investissements des compagnies pétrolières internationales, dans le contexte de ce basculement de rapport de forces, apparaît moins probable que par le passé.

La thématique de la complémentarité des moyens techniques et financiers des compagnies internationales et des ressources des compagnies nationales de l'OPEP, largement développée au cours des années 1990 dans un contexte de faiblesse du prix du baril, a perdu de son évidence. Les compagnies nationales ont construit une expertise qui certes reste inférieure à celle des majors mais qui est suffisante pour mettre en valeur des ressources parmi les plus accessibles au monde. Le gonflement de la rente pétrolière généré par la forte montée des prix depuis 2003 favorise en outre des stratégies de développement autonome des États producteurs et compromet un peu plus la perspective d'associations avec les investisseurs étrangers, particulièrement dans le domaine pétrolier. Au mieux, l'accès aux ressources serait conditionné à des investissements dans d'autres secteurs (raffinage, infrastructures de transport). Au pire, on peut envisager des associations visant des projets spécifiques tels que les bruts extra lourds de la ceinture de l'Orenoque mais à des conditions contractuelles dégradées empreintes d'un risque réglementaire et fiscal accru. Le climat des investissements internationaux ici dépeint ne saurait être restreint aux seuls pays producteurs de l'OPEP. Les cas de la Russie et du Mexique présentent de fortes similitudes résultant en partie de la même analyse.

Le prix du brut : les facteurs lourds d'une tendance à la hausse

Le comportement sur long terme du prix du pétrole doit être appréhendé à travers ses deux composantes :

— une valeur fondamentale fonction des perspectives de l'ordre de cinq à dix ans intégrant plusieurs problématiques : le potentiel minier, le rôle de la technologie, la menace des substituts, le contexte réglementaire et fiscal, les rapports de force géopolitiques, le flux d'investissements ;
— une valeur de très court terme essentiellement fonction de l'état des disponibilités : saisonnalité de la consommation, variations des stocks, perturbations climatiques, incidents industriels (raffineries, pipes), événements politiques et sociaux.

Dans le contexte retenu ici d'une phase d'expansion économique mondiale, condition *sine qua none* de la poursuite de la croissance de la consommation d'énergie, le caractère non renouvelable des ressources pétrolières, le plafonnement à brève échéance de la production conventionnelle hors OPEP et une stratégie moins coopérative que par le passé des grands pays producteurs constituent les trois éléments décisifs d'un scénario de prix à tendance haussière à

travers la composante de long terme. Des épisodes de prix élevés sont d'autant plus probables que les principaux pays producteurs auront à faire face à une forte expansion démographique, synonyme de besoins financiers accrus.

Le baril conservera un mode de formation de prix autonome jusqu'à ce que des filières énergétiques de substitution soient à même de compenser la stagnation puis le déclin de la production mondiale. Une diffusion large et rapide des innovations technologiques en matière de motorisation, eu égard au temps nécessaire au renouvellement des parcs automobiles, contribuera à différer la date critique de basculement du mode de formation du prix mais n'en remet pas en cause l'inéluctabilité.

La volatilité du prix du baril : une caractéristique intrinsèque

Il ne s'agit pas de se prononcer sur la composante de court terme du prix du baril, imprévisible et non pertinente dans le cadre d'un exercice prospectif, mais d'envisager les inflexions de la composante de long terme. Sur la période 2006-2015, à la faveur d'une phase de ralentissement économique mondial dont nous pensons qu'il est endogène et non attribuable à la hausse des prix des matières premières et du pétrole en particulier, la tension du marché pétrolier devrait baisser quelque peu. De nouvelles capacités de raffinage devraient contribuer à satisfaire plus aisément la demande de produits raffinés. Parallèlement, des projets significatifs de production de brut (Afrique de l'Ouest, golfe du Mexique, Asie centrale), au demeurant initiés avant la forte hausse du prix du baril, donneront un (probablement ultime) regain de vigueur à la production hors OPEP. Le scénario de prix sur cette période est celui d'une bande de fluctuation de 50 $ à 80 $ (constants 2006).

La période 2015-2030 sera critique car l'OPEP devra faire la preuve de son potentiel minier, technique et financier, voire organisationnel et politique, afin de pallier au plafonnement irréversible de la production hors OPEP, même en tenant compte des innovations technologiques les plus pointues. Les prix devraient s'établir à l'intérieur d'une bande de fluctuation de 100 $ à 150 $ (constants 2006). Ces niveaux élevés génèreront d'une part les conditions favorables à la généralisation des motorisations hybrides, d'autre part une certaine « destruction » de demande.

Du coût marginal à l'utilité marginale

La période au-delà de 2030 ne peut être envisagée que sous l'angle des substituts :

- filière ligno-cellulosique de biocarburants ;
- conversion du gaz naturel ;
- liquéfaction du charbon ;
- la diffusion de la pile à combustible pour les transports ne devrait pas peser significativement sur le marché d'ici à 2050.

La satisfaction de la demande de carburants reposera donc sur un mix faisant intervenir d'autres énergies primaires, charbon et gaz naturel. En première approche, le prix du pétrole sera donc essentiellement déterminé à long terme

par le coût marginal le plus élevé parmi les différents substituts (« technologie *backstop* »). Il est admis que les coûts marginaux actuels de ces filières alternatives sont d'ores et déjà inférieurs à 120 $. Les prix devraient alors retrouver un équilibre de long terme de 100 $.

En seconde approche, à capacités de production données, le prix reflètera toujours l'utilité marginale la plus élevée parmi l'ensemble des consommateurs. La valeur d'usage des carburants est et restera très supérieure au coût marginal de la « technologie *backstop* ». Des épisodes de forte volatilité des prix dans une fourchette de 50 $ à 200 $ doivent être envisagés sous l'effet des saturations et des excès périodiques de capacités de production. À très long terme, le marché pétrolier pourrait en effet présenter un fonctionnement proche de ceux de la pétrochimie et du raffinage actuels :

— les capacités de production n'évoluent pas de façon lissée comme dans le cas du pétrole conventionnel mais incrémentale par paliers ;
— la part prépondérante des coûts fixes favorise l'inertie des capacités installées ;
— l'évolution cyclique de la demande se traduit par des phases de capacités insuffisantes ou excédentaires irréductibles à court terme ;
— un déséquilibre, même mineur, entre l'offre et la demande génère de fortes réactions du prix à la hausse comme à la baisse.

La problématique de la demande à long terme nécessite de prendre en compte des évolutions démographiques (saturation de la population mondiale, vieillissement) hors du propos de cette note. Le recours à d'autres énergies fossiles amène à s'interroger sur la nature et la stabilité du lien entre prix du pétrole et des autres énergies.

Gaz naturel et charbon

Deux facteurs clés communs : demande d'électricité et concurrence du nucléaire

Les besoins énergétiques de la population mondiale sont loin d'être pleinement satisfaits. On estime qu'environ 25 % de l'humanité n'a pas accès du tout ou dans des conditions peu satisfaisantes à la fourniture d'électricité. Les besoins potentiels en matière d'infrastructures électriques, génération et distribution, sont colossaux. L'AIE estime que deux tiers des investissements énergétiques au cours du prochain quart de siècle seront consacrés à ce seul secteur.

La satisfaction de la demande d'électricité dans le monde et la hausse du prix du pétrole ont ramené au premier plan la problématique de la filière nucléaire. Le repli continu du pétrole sur ses usages quasi captifs (transports et pétrochimie), au détriment de la production d'électricité, limite le choix du combustible au gaz naturel et au charbon. De fait, les politiques en matière de développement du nucléaire auront un impact majeur sur les contraintes exercées sur ces deux énergies primaires.

Un scénario volontariste d'expansion de la filière nucléaire est synonyme de tensions très atténuées pour toutes les filières des énergies fossiles et de risques limités en matière d'évolution des prix et présente de fait un intérêt moindre dans le cadre de cette note. Nous nous limitons donc au cas d'une stagnation, ou d'une faible progression, des capacités de génération électrique de la filière nucléaire dans le monde, synonyme de risque maximal pour les énergies carbonées.

Partie 2

Prix du gaz : découplage progressif avec le prix du baril

Le schéma initial de développement de l'industrie gazière, sur une base géographique segmentée (Amérique du Nord, Europe, Asie/Pacifique), évolue progressivement vers une intégration des différents marchés. La globalisation des flux gaziers est indissociable de la multiplication des infrastructures de liquéfaction et regazéification, et de la croissance connexe des échanges par méthaniers.

Toutes proportions gardées, l'industrie gazière vit actuellement une transition comparable à celle du marché pétrolier au début des années 1980. Les nombreuses découvertes de réserves gazières au cours des dernières années, les progrès techniques rapides et la baisse des coûts en matière de liquéfaction et de transport (capacités et flexibilité des méthaniers), maillon capital de la chaîne gazière, sont à l'origine d'un mouvement qui se traduira inévitablement par une convergence des prix par arbitrage des volumes marginaux. La zone du Moyen-Orient tient dans cette perspective une position stratégique, les cargaisons des grands producteurs pouvant être dirigées vers les marchés Ouest (Amérique du Nord/Europe de l'Ouest) ou Est (Asie/Pacifique) selon l'état du marché et la structure des prix sur les marchés à terme.

Outre la tendance déjà visible de réduction d'une part de la durée et d'autre part du caractère contraignant des traditionnels contrats « *take or pay* », la croissance des transactions de court terme (« spot ») favorise la concurrence gaz-gaz et le découplage progressif vis-à-vis du prix du pétrole. Rappelons que le marché pétrolier, dans sa forme actuelle, est né d'une fraction minime des échanges « spot », de l'ordre de 5 % à 10 % du total des volumes échangés. Si aujourd'hui, les transactions pétrolières spot ne représentent toujours que 35 % du total, le prix qui se forme dans ce cadre est directeur pour l'ensemble du marché.

À l'horizon 2020, les arbitrages gaz-gaz se combineront avec les arbitrages inter énergies (« *fuel switching* ») pour modérer les prix dans une bande de fluctuation de 6 à 15 $/Mbtu pour les volumes marginaux, l'essentiel des volumes conservant le lien organique avec le prix du pétrole à travers les formules d'indexation. Un facteur de volatilité proviendra du degré croissant de dépendance des principaux marchés que resteront l'Amérique du Nord (États-Unis essentiellement) et l'Europe de l'Ouest.

Le gaz à long terme : pas d'airbag

L'amélioration des taux de récupération ne constitue pas un enjeu de premier ordre comme dans le cas des réserves d'huile car les gisements de gaz atteignent naturellement des taux élevés de l'ordre de 60 % à 90 % sans qu'interviennent des techniques de récupération améliorée ou assistée. La conséquence inévitable à terme est que le plafonnement de la production mondiale ne sera pas ou très peu différé par l'effet conjoint du prix et de la technologie. Les avis divergent quant à l'estimation de la date de rupture mais la poursuite du rythme tendanciel de production devrait être difficilement soutenable à partir de la décennie 2030. La volatilité du prix associée à un tel scénario est virtuellement illimitée et amplifiée par le caractère non substituable et non stockable de

l'électricité, principal débouché des ressources gazières, dont le prix est lui-même extraordinairement volatil, tout au moins dans le cadre d'un marché libéralisé.

L'industrie gazière à plus long terme sera marquée par une élasticité-prix de la production et du renouvellement des réserves très affaiblie. Seules l'intensité et l'efficacité de l'exploration seront susceptibles d'assurer la continuité des mises en production au fil du temps face à une demande d'électricité inextinguible.

Le prix du charbon : prédominance du coût ou intégration au marché ?

Le prix du charbon est étroitement lié aux coûts de production et de transport. La logique de la transaction spot ne s'est pas encore propagée au sein de cette industrie même si quelques cas sont apparus au cours des années récentes, notamment de la part d'acheteurs de la région Asie/Pacifique (Corée/Japon). La fixation des prix résulte toujours de négociations directes entre les principaux acteurs du marché sur un mode assez éloigné des pratiques des marchés pétrolier et gazier.

L'ampleur des réserves et l'absence de contrainte perceptible sur les capacités de production et d'exportation des grands pays charbonniers ont permis de modérer la hausse des prix même dans le contexte de prix des hydrocarbures depuis 2003. Rien pourtant ne garantit que ceci perdure dans le scénario d'intégration des différents marchés énergétiques. Des arbitrages, là où ils sont possibles d'un point de vue technique et logistique vis-à-vis du gaz, seront inévitables et créeront une rente différentielle en faveur du charbon dont les coûts de production ne devraient pas connaître de dérive à l'horizon de temps considéré. De par sa position médiane sur la carte des flux mondiaux, entre les bassins Atlantique et Asiatique, l'Afrique du Sud pourrait jouer un rôle identique à celui des exportateurs de GNL localisés au Moyen-Orient.

Les incertitudes irréductibles

Au-delà de la possible intégration du prix du charbon au jeu des arbitrages géographiques et énergétiques, la véritable inconnue, concernant le prix du charbon et dans une moindre mesure le gaz, réside dans la contrainte carbone. Or la visibilité sur un éventuel marché mondial du carbone est à ce jour officiellement nulle au-delà de 2012. Le marché européen du carbone n'est en outre pas à même de proposer un prix de marché postérieur à 2008, échéance cotée la plus lointaine. Formuler un scénario de prix du CO_2 en se projetant dans l'après-protocole de Kyoto nécessite d'échafauder un scénario d'évolution du cadre réglementaire et de stratégie des acteurs, en particulier américains.

Tout scénario de prix est par ailleurs entaché d'une incertitude inhérente à l'évolution des taux de change. Le désordre monétaire du début des années 1970 avait fourni un cadre favorable à l'aggravation et à la propagation des crises pétrolières latentes. L'hypertrophie des déficits américains d'une part, des excédents chinois et japonais voire des pays exportateurs d'hydrocarbures d'autre part illustre les déséquilibres actuels des échanges mondiaux. La résorption de ces déséquilibres pourrait nécessiter des ajustements monétaires aux conséquences multiples et modifier la donne énergétique.

Partie 2

Partie 2

Annexe 4 - Les données sur les évolutions climatiques

Antoine-Tristan Mocilnikar,
Délégation interministérielle au développement durable

Depuis le troisième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) de 2001, des informations nouvelles concernant le climat et les effets du secteur énergétique sur son évolution sont apparues. Pour beaucoup, elles seront mobilisées pour la rédaction du quatrième rapport d'évaluation du GIEC qui sera rendu public fin 2007. Il n'est pas possible, à ce stade, de commenter les versions préliminaires qui sont en cours de relecture. En revanche, il est intéressant de passer en revue les études individuelles déjà disponibles sur ces thèmes. Beaucoup de ces éléments ont d'ailleurs été présentés à la conférence d'Exeter, intitulée « *Avoiding dangerous Climate Change* », organisée à l'initiative de la Grande-Bretagne, du 1er au 3 février 2005 dans le cadre de la préparation du G8. Le rapport, paru en mars 2006, intitulé *Éviter un changement climatique dangereux*[56], compile ces travaux. Il affirme qu'il y a à présent « plus de clarté et moins d'incertitudes » concernant l'impact du changement climatique que ne le pensait le GIEC dans son rapport de 2001. « Dans bien des cas, les risques sont plus sérieux que précédemment estimé ». Pour exemple, il cite « le récent changement qui se produit dans l'acidité de l'océan », ce qui « va probablement réduire la capacité d'absorber le dioxyde de carbone (CO_2) de l'atmosphère et affecter la chaîne alimentaire marine dans sa totalité ». **Limiter la hausse de la température à 2°C** devient une référence. Les concentrations correspondantes sont alors de l'ordre de 450 ppm ce qui nécessite des réductions d'émissions importantes. Les tendances, elles, restent à la hausse. À l'inverse, de l'analyse des coûts financiers pour mener à bien une telle politique, découle une vision plutôt optimiste et permettant *in fine* de dégager un nouveau sentier de croissance. Le nouveau rapport de l'AIE de juin 2006 intitulé *Les Perspectives de technologie dans l'industrie : scénarios et stratégies d'ici à 2050* contribue à cet éclairage.

1. Un accroissement sans précédent des gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre se sont accrues annuellement de 2,4 % sur les trente dernières années. En conséquence, la concentration de gaz s'est également accrue en moyenne annuelle de 0,4 % sur la période commençant à la fin des années 1950. En 2004, le niveau de concentration à atteint 380 ppm contre un niveau préindustriel de 285 ppm. En 2004, le premier poste d'émission de CO_2, au niveau de 30 %, était la production électrique (sans même prendre en compte le transport induit de matières premières notamment le charbon).

Avec la tendance au réchauffement rapide que la Terre a connu ces trente dernières années, les températures ont atteint selon des chercheurs de la NASA les niveaux les plus hauts de la période interglaciaire, l'Holocène, qui a commencé il y a 12 000 ans.

56 – *Avoiding Dangerous Climate Change*, mars 2006, Éditions Cambridge University Press.

Le climatologue James Hansen (Goddard Institute for Space Studies) a calculé que les températures à la surface de la Terre avaient augmenté en moyenne de 0,2°C tous les dix ans depuis trente ans. Plus globalement, la température moyenne globale à la surface a augmenté, au XXe siècle, d'environ 0,6°C au niveau mondial et de 0,95°C en Europe.

Figure n° 22 : Émissions mondiales des gaz à effet de serre (1970-2004)

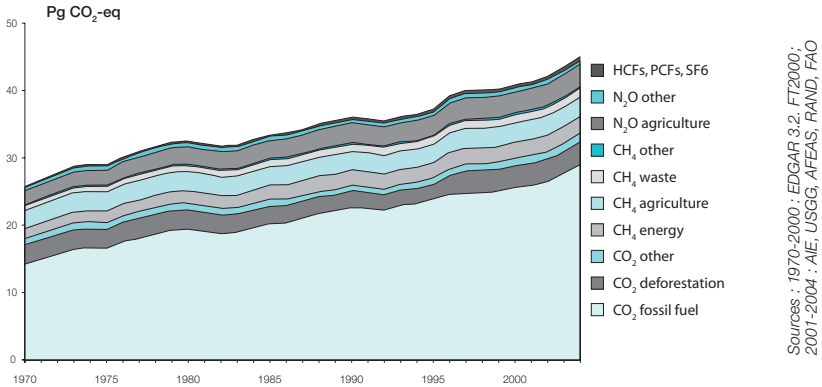
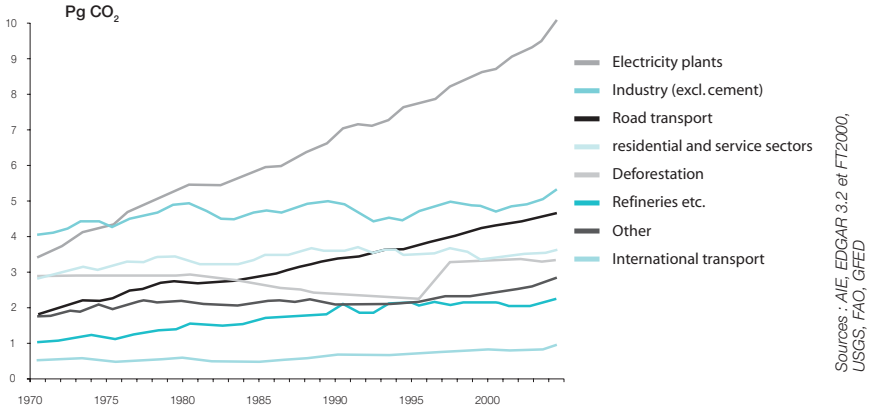


Figure n° 23 : Émissions mondiales de CO_2 (1970-2004)



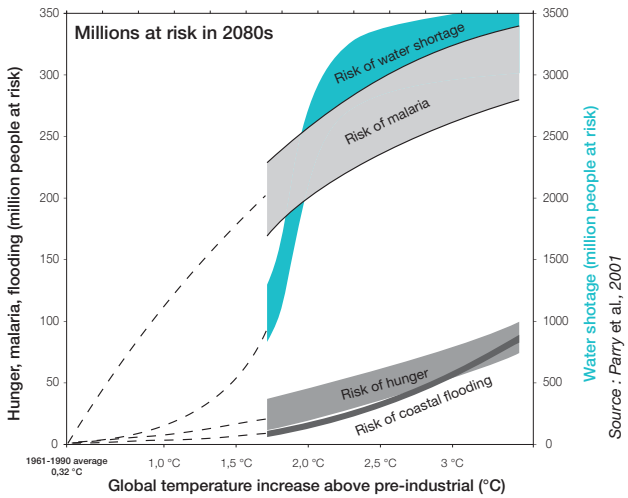
Pour le grand public, des phénomènes commencent à être très visibles. Après le blanchiment accéléré des récifs coralliens, on observe une fonte accrue des glaces. La calotte glaciaire arctique se réduit drastiquement. À la fin de l'été 2005, elle ne s'étendait plus que sur 5,5 millions de km², contre 8 millions au début des années 1980. À l'été 2006, selon l'ESA, 5 % à 10 % de la glace qui ne fond normalement jamais s'est fracturée lors des tempêtes de fin d'été, ce qui implique une glace plus fragile et moins épaisse. Les glaciers du Groenland, deuxième réserve d'eau douce gelée au monde, disparaissent deux fois et demie plus vite qu'il y a deux ans, selon l'analyse d'images satellitaires de la NASA. En février 2002, la plate-forme glaciaire Larsen-B en Antarctique s'est effondrée d'un coup sur une surface de 3 250 km². La glace à cet endroit mesure 220 mètres d'épaisseur. Ces dernières années, elle aura perdu au total une surface de 12 500 km². Dans ce

domaine, le phénomène est beaucoup plus rapide que les prévisions de 2001 du GIEC. La communauté scientifique associe désormais au changement climatique l'accroissement de la part des cyclones de niveau 4 (le plus fort) dans l'Atlantique Nord ainsi que l'accroissement de fréquence des canicules. Une étude récente lie également la recrudescence des incendies aux États-Unis au changement climatique. L'article de Bryden *et al.* (2005) paru dans la revue *Nature* fit sensation puisqu'il observait un ralentissement de 30 % de la boucle retour du Gulf Stream. À l'inverse, en utilisant des mesures satellitaires, des modélisations et des reconstructions paléoclimatiques des variations passées de l'activité solaire, Foukal *et al.* (2006), toujours dans *Nature*, indiquent : « Nous ne trouvons aucune preuve de variation de la luminosité solaire d'amplitude suffisante pour diriger les variations climatiques aux échelles du siècle, du millénaire ou même du million d'années ».

2. Le rôle central des 2°C et le risque d'événements extrêmes

Depuis environ deux décennies, les études se succèdent afin de déterminer le niveau à partir duquel l'augmentation de la température engendre une perturbation dangereuse du système climatique. Déjà pour Rijsberman et Swart (1990), une hausse de température de 2°C était la limite à ne pas dépasser si l'on voulait ne pas prendre un risque important et grandissant d'enclencher des phénomènes non linéaires potentiellement graves. Depuis, cette idée a été confirmée et raffinée. Burkett *et al.* (2005), notamment, confirment le potentiel de non-linéarité pour de nombreux écosystèmes. Il y aurait donc bien un seuil de danger, qui varie d'un phénomène à l'autre. Le seuil de 2°C s'impose alors pour limiter la quantité de risque. La série de graphiques suivante, rassemblée par Régis Juvanon du Vachat de Météo-France, est particulièrement explicite.

Figure n° 24 : Estimation du nombre de millions de personnes en danger à la suite d'une élévation de température globale en référence à la moyenne 1960-1990



Source : Parry et al., 2001

Oppenheimer et Petsonk (2005) donnent également une synthèse intéressante :

Tableau n° 29 : Proposed numerical values of « Dangerous Anthropogenic Interference »

Vulnerability	Global mean limit	Reference
Shutdown of thermohaline Circulation	3°C in 100 years 700 ppm CO_2	O'Neill and Oppenheimer (2002) Keller *et al.* (in press)
Disintegration of West Antarctic ice sheet	2°C, 450 ppm CO_2 2-4 .C, <550 ppm CO_2	O'Neill and Oppenheimer (2002) Oppenheimer and Alley (2004)
Disintegration of Greenland ice sheet	1°C	Hansen (2005)
Widespread bleaching of coral reefs	>1°C	Smith *et al.* (2001) O'Neill and Oppenheimer (2002)
Broad ecosystem impacts with limited adaptive capacity (many examples)	1-2°C	Leemans and Eickhout (2004), Hare (2003), Smith *et al.* (2001)
Large increase of persons at risk of water shortage in vulnerable regions	450-650 ppm CO_2	Parry *et al.* (2001)
Increasingly adverse impacts, most economic sectors	>3-4°C	Hitz and Smith (2004)

Source : Oppenheimer et Petsonk (2005)

Sans faire une revue complète, il peut être intéressant de noter les études suivantes :

- Pour l'effondrement de la circulation thermo-haline, les limites sont 3°C en 100 ans (O'Neill *et al.* 2002) et 700 ppm (Keller *et al.* 2004). Schlesinger (2006) avec un modèle simplifié, estime que l'effondrement de la circulation thermo-haline a deux chances sur trois de se produire dans les 200 ans à venir si aucune réduction n'est entreprise. Une autre étude avec un ensemble de modèles (non calés sur les observations) donne 30 % de possibilités dans 100 ans. Wood (2006) estime qu'il pourrait résulter de cet effondrement en 2050 un refroidissement plus important que le réchauffement prévu en Atlantique Nord.

- La calotte antarctique de l'ouest se désintègre à partir de 2°C (ou 450 ppm) suivant O'Neill et Oppenheimer (2002) et à partir de 2-4°C (<550 ppm) selon Oppenheimer et Alley (2004, 2005). Pour la calotte du Groenland, cela se produit à partir de 1°C d'échauffement (Hansen 2004). J. Lowe examine la situation du Groenland qui, dans le cas d'une fusion totale de la calotte de glace, conduirait à une hausse moyenne des mers de 7 mètres. Un risque de diminution de cette calotte apparaît à partir d'un réchauffement au niveau du Groenland de 2,7°C. En utilisant des scénarios d'émissions (stabilisés entre 450 et 1 000 ppm éq. CO_2), le déclenchement du phénomène peut se produire dans quelques décennies. Cependant, même à 450 ppm, 5 % des modèles et des scénarios utilisés conduisent à une fonte complète et irréversible à l'échelle de quelques millénaires.

- On trouve des impacts sérieux sur les écosystèmes à capacité d'adaptation limitée à partir de 1-2°C (Leemans et Eickout (2004) ; Hare (2002)).

- L'augmentation importante de la population en danger par manque de ressources en eau apparaît à 450-650 ppm selon Parry *et al.* (2001). Enfin, l'augmentation des impacts dangereux dans la plupart des secteurs économiques se situe à partir de 3-4°C, d'après Hitz et Smith (2004).

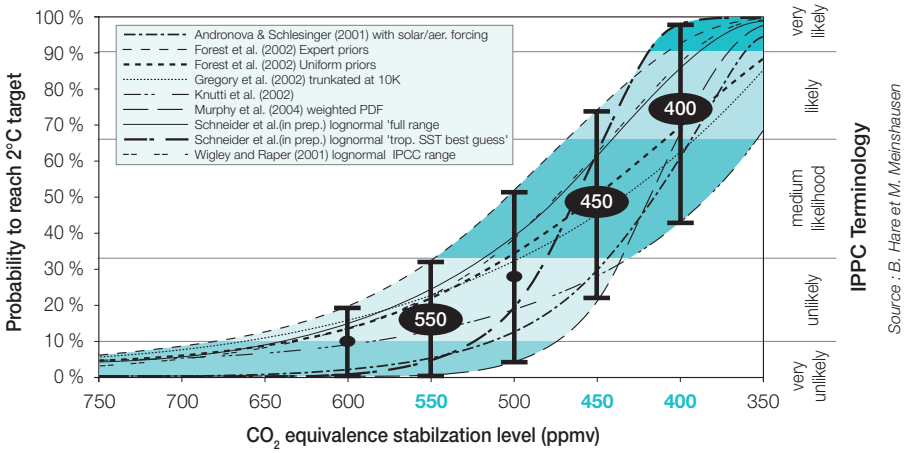
• Il ressort de l'étude « Fast-Track» de la DEFRA (réf. *Global Environmental Change*, vol. 14, 1, 1-99, avril 2004) qu'une stabilisation à 750 ppm n'évitera pas les effets les plus dangereux, tandis qu'une stabilisation à 550 ppm en évite quelques-uns mais pas tous. Une estimation des millions de personnes en danger du fait du changement climatique est présentée dans la figure n° 24, avec différents seuils (élévation de température globale ou niveau de concentration) pour les risques de manque d'eau, de malaria, de faim ou d'inondations côtières.

3. Ne pas dépasser 450 ppm

Depuis le rapport du GIEC de 2001, les travaux ont considérablement avancé sur le lien entre émissions, concentration et température. Dans tous les cas, ces liens restent probabilistes. Michel den Elzen et Malte Meinshausen (2005) donnent une synthèse complète. Selon eux, pour avoir une probabilité de plus de 50 % de ne pas dépasser une hausse de 2°C, les concentrations doivent se stabiliser en équivalent CO_2 à 450 ppm ou plus bas. Cela nécessite de voir les émissions atteindre un maximum au plus dans les vingt ans qui viennent puis baisser drastiquement au moins de l'ordre de 30 % à 50 % à l'horizon 2050 (comparé à 1990). En revanche, si les concentrations devaient augmenter à 550 ppm éq. CO_2, il est peu probable que la hausse des températures moyennes de la planète reste en dessous de 2°C.

On peut également représenter la probabilité de ne pas dépasser 2°C pour différente concentration. À 450 ppm, la probabilité de ne pas dépasser 2°C est de 20 % à 70 %. À 550 ppm, cette probabilité passe de 0 % à 30 %.

Figure n° 25 : Probabilité d'atteindre une élévation de température de + 2°C



Hegerl *et al.* (2006), dans *Nature* du 20 avril 2006, donnent des résultats similaires avec une méthodologie différente. Un doublement de la teneur en CO_2 aurait pour effet une augmentation des températures de 1,5°C à 6,2°C, avec

une valeur médiane de 2,6°C. L'équipe de paléoclimatologie est parvenue à ces conclusions en se basant sur l'observation des anneaux des arbres (dont la taille varie selon les températures) depuis sept cents ans, tout en utilisant un modèle de prévision de climat relativement simple. L'intérêt de cette étude est sa longue durée, à la différence de la plupart des précédentes, qui portent sur des observations du passé limitées à un siècle et demi.

Si nous voulons rester en deçà de 2°C, il faut donc contenir la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 ppm. Cela implique de réduire les émissions, ce qui peut être fait toutefois avec un pic plus haut que les émissions actuelles. Pour Jean Jouzel, cela signifie ne pas émettre plus de 10 milliards de tonnes de carbone par an en 2020, contre 7 milliards aujourd'hui, redescendre à 7 milliards vers 2040 et à 2 ou 3 milliards vers la fin du siècle. Autant dire que l'objectif français de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050 puise ici toute sa légitimité. Bien d'autres études proposent des profils.

Tableau n° 30 : Le rôle clé du temps pour atteindre différents niveaux de stabilisation en 2100 : point haut des trajectoires de réduction des émissions

	Stabilisation des émissions à 550 ppm Point d'inflexion	Stabilisation des émissions à 450 ppm Point d'inflexion
IPCC (2001a)	2020-2050	2010-2040
Eickhout, den Elzen, and van Vuuren (2003)	2020-2060	2010-2030
Hedenus, Azar and Lindgren (2005)	2025	2010
Masui *et al.* (2005)	2030	2010
Manne and Richels (1997)	2030-2060	2010
Rao, Keppo and Riahi (2005)*	2040	-
den Elzen and Meinshausen (2005)	2050	2010
Gerlagh (2005)	2060	2020
Bosetti, Carraro and Galeotti (2006)	2060-2065	2020-2025

* Cette étude traite seulement d'une cible à 500 ppm.

Source : Barbara Buchner et Carlo Carraro (2006)

4. Les scénarios énergétiques et technologiques

Les scénarios énergétiques et technologiques eux-mêmes évoluent. Le nouveau rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) intitulé *Les perspectives de technologie dans l'industrie : scénarios et stratégies d'ici à 2050*, a été édité en juin 2006, suite à un mandat reçu lors de la réunion du G8 à Gleneagles en juillet 2005. Ce rapport montre que les tendances énergétiques actuelles ne sont pas durables. « Les politiques actuelles n'ouvrent pas la voie à un avenir énergétique durable, nous en sommes très éloignés », a averti à cette occasion le directeur exécutif de l'AIE, Claude Mandil. Le rapport prévoit qu'entre 2003 et 2050, les émissions de CO_2 vont augmenter de 137 %, passant de 24,5 à 58 $GtCO_2$. La consommation d'énergie double, avec un quasi triplement de la demande de charbon, une hausse de 138 % de celle de gaz et une hausse de 65 % de celle de pétrole. Dans ce cadre, l'intensité carbone du monde augmente du fait d'un usage accru du charbon pour produire de l'électricité mais aussi des carburants synthétiques, notamment du fait de la hausse du prix du pétrole actuelle et à venir.

Partie 2

Une stratégie alternative est possible. Les scénarios d'accélération technologique (ACT) – qui constituent la charpente du rapport de l'AIE – mettent en évidence la possibilité de replacer le monde sur une trajectoire énergétique beaucoup plus durable en utilisant des technologies existantes ou en cours de développement. Les scénarios ACT prévoient de profonds changements[57] qui reposent sur :

— des gains importants d'efficacité énergétique dans les transports, l'industrie et les bâtiments ;
— une décarbonisation très sensible de la production d'électricité, au fur et à mesure que progresseront les parts du nucléaire, des énergies renouvelables, du gaz naturel et du charbon associé à la captation et au stockage du CO_2 (CSC) dans la composition du parc électrique ;
— une hausse de la consommation de biocarburants dans le transport routier.

Si on entre dans le détail, on voit que cette réduction vient de 31 % à 53 % de l'efficacité énergétique, le captage et stockage de CO_2 contribuent de 20 % à 28 %, le changement de combustible (essentiellement passage du charbon au gaz) contribue de 11 % à 16 %, l'utilisation des énergies renouvelables de 5 % à 16 %, l'usage accru du nucléaire de 7 % à 10 %, l'utilisation des biocarburants dans le transport de 6 % et les autres options de 1 % à 3 %. Selon le scénario considéré, de 45 % à 53 % de la réduction totale des émissions de CO_2 sont imputables à l'efficacité énergétique en 2050, en regard du niveau de référence.

Ces scénarios montrent comment ramener les émissions de CO_2 liées à l'énergie à leurs niveaux actuels en 2050 et freiner la croissance de la demande de pétrole. Les scénarios ACT font ressortir, de façon approximative, comment affaiblir sensiblement l'intensité en carbone du secteur de la production d'électricité d'ici à 2050. À l'horizon 2050, la demande d'électricité peut être réduite d'un tiers par rapport au niveau de référence, grâce à des mesures d'efficacité énergétique. Utilisant des techniques beaucoup plus faiblement émettrices de CO_2, en absolu elle voit ses émissions de CO_2 associées diminuer de 20 %. Le secteur électrique est donc sur un sentier de décarbonisation. C'est moins le cas du transport, qui voit sa part passer de 21 % en 2003 à 27 % à 32 % en 2005. Ce chantier devra être mené à bien dans les décennies suivantes, mais les décisions sous-jacentes d'infrastructures et d'urbanisme peuvent et doivent être prises dès à présent.

Il ressort de l'analyse deux conclusions principales. Premièrement, il existe des technologies susceptibles de modifier le cours des choses dans les 10 à 50 prochaines années. Deuxièmement, aucune technologie ne peut, à elle seule, jouer un rôle assez déterminant. En misant sur un portefeuille de technologies, on réduit largement les risques de voir l'une ou plusieurs des technologies envisagées ne pas progresser comme prévu.

57 – Mais ces scénarios ne postulent pas une limitation de la demande de services énergétiques dans les pays en développement ou développés : ils montrent comment on peut y répondre plus intelligemment, en rejetant moins d'émissions de CO_2, par la mise en œuvre d'un large éventail de politiques, notamment des initiatives de recherche, développement et démonstration (R, D & D) et des programmes de déploiement technologique, ainsi que des incitations économiques à adopter plus rapidement les technologies à faible émission de carbone.

Aucune des technologies nécessaires ne devrait – au stade industriel – entraîner une majoration de coûts supérieure à 25 $ par tonne d'émissions évitées de CO_2 dans tous les pays, y compris ceux en développement. À titre comparatif, ce montant est inférieur au prix moyen, sur les quatre premiers mois de 2006, des permis d'émission de CO_2 dans le système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre. Un prix de 25 $ par tonne de CO_2 entraînerait un surcoût de 0,02 $ par kWh pour l'électricité produite à partir de charbon et d'environ 0,07 $/litre pour l'essence. Si l'on tient compte de l'ensemble du portefeuille de technologies, le coût moyen par tonne de réduction des émissions de CO_2, quand toutes les technologies seront bien implantées sur le marché, sera inférieur à 25 $. Pour faire face aux besoins énergétiques mondiaux, l'amélioration de l'efficacité énergétique est souvent le moyen le moins coûteux, le plus rapide et le plus respectueux de l'environnement.

Pour atteindre les résultats qu'impliquent les scénarios ACT, l'effort à déployer de façon coordonnée au niveau international est immense. Le soutien des secteurs public et privé sera essentiel. Une coopération sans précédent devra s'établir entre les pays développés et en développement, ainsi qu'entre l'industrie et les pouvoirs publics. La tâche est urgente. Il est impératif de la mener à bien avant qu'un « verrouillage technologique » n'impose une nouvelle génération d'infrastructures énergétiques peu performantes et à forte intensité de carbone. Il faudra y consacrer des décennies et des investissements considérables. Cela étant, il y a d'importants avantages à en tirer, qui ne se cantonneront pas à l'environnement.

Plusieurs autres obstacles, ni économiques ni techniques, peuvent retarder ou empêcher l'innovation et le déploiement sur le marché des nouvelles technologies de l'énergie. Ils peuvent se présenter sous de multiples formes : règles de planification et d'octroi de licences, manque d'information, carences dans l'éducation et la formation, réglementations de santé et de sécurité ou absence de coordination entre différents secteurs. Ce sont autant de facteurs qui appellent l'attention, si l'on veut que le potentiel des technologies prometteuses se concrétise.

La collaboration entre pays développés et en développement sera indispensable. En 2050, les plus gros consommateurs d'énergie dans le monde seront les pays en développement, dont beaucoup affichent une croissance rapide dans tous les secteurs consommateurs d'énergie. Il leur faudra par conséquent réfléchir, eux aussi, à des politiques de sécurité énergétique et de lutte contre les émissions de CO_2. L'économie énergétique mondiale doit se transformer profondément pour répondre aux aspirations légitimes des citoyens des pays en développement à bénéficier de services énergétiques, ainsi que pour garantir les approvisionnements et assurer un développement durable. Les pays développés ont un rôle important à jouer en aidant les pays en développement à brûler les étapes du processus de développement technologique et à adopter des équipements et des pratiques efficaces, à la faveur du transfert de technologies, du renforcement des capacités et des efforts de R, D & D en coopération. Les pays en développement en expansion rapide offrent des occasions d'accélérer l'apprentissage technologique et d'abaisser les coûts des technologies, par exemple à haut rendement énergétique.

Partie 2

Partie 2

Bibliographie

Agence européenne pour l'environnement (2004), *Impacts of Europe's changing climate*, EEA, Report n° 2/2004, août.

Agence internationale de l'énergie (2005), *Émissions de CO_2 dues à la combustion d'énergie 1971-2003*.

Avoiding dangerous climate change, Cambridge University Press (2006). Résultats du colloque international sur la stabilisation des concentrations de GES, Centre Hadley sur la Prévision et la Recherche sur le Climat, Exeter, Royaume-Uni (février 2005) : www.defra.gov.uk/environment/climatechange/internat/dangerous-cc.htm.

Conseil consultatif allemand sur les changements mondiaux (WGBU) (2003), *Climate Protection Strategies for the 21st Century. Kyoto and Beyond*.

Geoscience (2005), « Incertitudes scientifiques et risques climatiques », *Comptes rendus de l'Académie des sciences*, tome 337, n° 4, mars.

Hansen J. (2004), « Defusing Global Warming Time Bomb », *Scientific American*, 290 (3), 68-77.

Hare W. (2003), *Assessment of Knowledge on Impacts of Climate Change* – Contribution to the specification of Article 2 of the UNFCCC. Report to the German Advisory Council on Global Change (WBGU), *Special Report 94*.

Hare B. et Meinshausen M. (2004), PIK Report n° 93 : *How Much Warming are we Committed to and How Much Can be Avoided ?*, octobre.

Hitz S. et Smith J. (2004), « Estimating Global Impacts from Climate Change », *Global Environmental Change*, 14(3), 201-218.

IPCC (2003), *Bilan 2001 des Changements climatiques - Rapport de synthèse*. Contribution des groupes de travail I, II et III au Troisième Rapport d'évaluation du groupe d'experts intergouvernemental sur les changements climatiques, Watson R. *et al.* (éd.), PNUE et Grid-Arendal, Norvège, 205 p.

Keller *et al.* (2004), « Uncertain Climate Thresholds and Optimal Economic Growth », *Journal of Environmental Economics and Management*, 48 (1), 723-741.

Leemans R. et Eickout B. (2004), « Another Reason for Concern : Regional and Global Impacts on Ecosystems for Different Levels of Climate Change », *Global Environmental Change*, 14(3), 219-228.

O'Neill B. C. et Oppenheimer M. (2002), « Climate Change-dangerous Climate Impacts and the Kyoto Protocol », *Science*, 296(5575), 1971-1972.

Oppenheimer M. et Alley R. B. (2004), « The West Antarctic Ice Sheet and Long Term Climate Policy ». *Climatic Change*, 64, 1-10.

Oppenheimer M. et Alley R. B. (2005), « Ice Sheets, Global warming, and Article 2 of the UNFCC ». *Climatic Change*, 68, 257-267.

Parry *et al*. (2001), « Millions at Risk: Defining Critical Climate Change Threats and Targets ». *Global Environmental Change*, 11(3), 181-183.

Schellnhuber H. J., Cramer W., Nakicenovic N., Wigley T. et Yohe G. (2006), *Avoiding Dangerous Climate Change*. Cambridge University Press Editions.

Smith *et al.* (2001), « Vulnerability to Climate Change and Reasons for Concern: a Synthesis », in *IPCC*, 2001b.

Annexe 5 - Scénario trajectoire 550 ppm du WBCSD

Hervé Pouliquen, Centre d'analyse stratégique

La présente note a pour objectif d'établir une vue des variables énergétiques intéressantes à observer, et de donner des ordres de grandeur aujourd'hui et d'ici à 2050. L'exercice prend pour support les scénarios du World Business Council for Sustainable Development (WBCSD[58], 08/2004). Quand c'est possible, les comparaisons sont effectuées avec les scénarios d'autres organisations ; CME, AIE, RITE (Japon), LEPII (Grenoble).

Dans une première étape, il a été choisi de retenir le ou les scénarios caractérisés par une croissance soutenue et un objectif de trajectoire (type facteur 4) d'émissions à 550 ppm en 2050. Dans ce dernier cas, il y a en effet matière à débat sur des ruptures à engager dans le système énergétique. On peut faire l'hypothèse qu'un scénario tendanciel ne présente guère d'intérêt, puisqu'il conduit à des contraintes peu supportables, voire à des catastrophes : gâchis de matière et d'argent, engorgement routier, pollutions locales, changement climatique, maintien de la pauvreté, déséquilibre nord-sud, etc.

1. Scénario 550 ppm du WBCSD en 2050

Le scénario du WBCSD (trajectoire 550 ppm) a vocation à décrire une situation soutenable en 2050. Il s'appuie sur les données du Groupement intergouvernemental sur le changement climatique (GIEC), de l'AIE et sur les études menées par le WBCSD. Il apporte une vue assez complète du système énergétique. La consommation d'énergie finale est estimée à 705 GGj[59] soit plus du double de la consommation actuelle (309 GGj en 2000[60]). On notera l'effet des économies d'énergie que l'on peut déduire du même type de scénario économique auquel n'est pas appliquée une forte contrainte carbone (A1B-AIM du GIEC). L'écart est de 450 GGj ou 10,71 Gtep. À 70 $/b, cela revient à 5 500 milliards de dollars d'économies, soit 122 milliards par an d'ici à 2050[61].

- **Mix énergétique**

Plusieurs transitions significatives apparaissent par rapport à la situation en 2000 :

— l'électricité et dans une moindre mesure le gaz connaissent une extraordinaire progression : gaz (+ 216 %), électricité (+ 695 %) ;
— les nouvelles centrales au charbon sont à séquestration (CCS : *Carbone capture and sequestration*) à hauteur de 1 000 GW, soit un équivalent du parc charbon actuel dans le monde ;
— le fort développement des centrales à gaz (multiplication par 6) ;

58 – Voir note infrapaginale n° 36.
59 – Soit 16,78 Gtep, dont on peut déduire une consommation d'énergie primaire de 22,61 Gtep, à comparer avec : 24,8 Gtep CME (2050, A3) et 16,5 Gtep AIE (2030). Les scénarios type A du CME considèrent un monde caractérisé par une forte croissance économique, une augmentation de la consommation et des efforts importants pour l'efficacité énergétique. Le progrès technologique est également considéré comme rapide. La variante A3 met l'accent sur le rôle du gaz naturel, les énergies renouvelables et le nucléaire pour tenter de résoudre le problème des émissions de CO_2.
60 – Soit 7,35 Gtep.
61 – 1 tep = 7,33 boe ; 1 GGJ = 23,8 Gtep.

PARTIE 2

— l'éolien surclasse toutes les autres énergies, passant d'une puissance actuelle de 50 GW à 7 500 GW ;
— l'énergie nucléaire connaît une multiplication par 5 du parc mais l'augmentation est moitié moindre que dans le même scénario de croissance économique hors contrainte carbone ;
— le solaire représenterait 8,8 % de l'énergie finale ;
— l'énergie hydraulique ou des marées serait multipliée par 4.

En ce qui concerne les émissions, la suppression des centrales à fioul, l'évitement de 1 500 GW de charbon, la substitution dans les transports des véhicules classiques par des véhicules à faibles émissions et l'usage des biocarburants conduisent à tenir les émissions de CO_2 à un niveau très proche de celui d'aujourd'hui.

Le mix énergétique de différents scénarios est comparé dans le tableau n° 31.

Tableau n° 31 : Répartition de l'énergie primaire en 2050

	LEPII-EPE IMACLIM-POLES (tendanciel)	GIEC Scénario B1	WBCSD 550 ppm	WEC-A3	RITE 550 ppm
Énergie primaire (2002 AIE : 0,3 Gtep)	25,9 Gtep	19,9 Gtep	22,6 Gtep	25 Gtep	17 Gtep
Intensité énergétique			0,12 toe/ 1 000 $	0,21 toe/ 1 000 $	
Charbon (23 %)	25,3 %	4,4 %		9 %	12 %
Pétrole (36 %)	25,6 %	22,9 %		18 %	29 %
Gaz (21 %)	18,1 %	35,4 %		32 %	38 %
Nucléaire (6,7 %)	16,8 %	4,3 %		11 %	2 %
Renouvelables : 13,3 % dont 2,0 % (hydro + géothermie) 0,5 % (éolien + solaire) 10,8 % (biomasse)	14,2 % dont 1,6 % (hydro+géothermie) 2,9 % (éolien + solaire) 9,7 % (biomasse)	33 % dont 18,6 % (hydro + éolien + solaire) 14,4 % (biomasse)		30 %	19 % dont 6,9 % (hydro) 8,6 % (éolien + solaire) 3,5 % (biomasse)
Émissions de carbone (23,6 Gt CO_2)	50 Gt CO_2 par an dont 50 % en Asie	11 Gt/an	9 Gt/an	9,3 Gt/an	

Sources : LEPII, GIEC, WBCSD, CME, RITE

Les scénarios à 550 ppm montrent une assez bonne convergence sur pétrole et gaz. Les différences sont significatives sur le charbon, selon vraisemblablement qu'il est associé ou non à des dispositifs de capture et de stockage : variation du simple au triple, de 4,4 % à 13 %.

La part des énergies renouvelables va environ du simple au double, 19 % à 33 %. Pour le nucléaire, l'écart va du simple au quintuple, 2 % à 11 %.

Tableau n° 32 : Répartition de l'énergie finale en 2050

	WBCSD (550 ppm)	WEC-A3	RITE 550 ppm (GIEC B2)
Solide	10 %	18 %	9 %
Liquide	20 %	33 %	32 %
Gaz	25 %	31 %	25 %
Electricité	45 %	18 %	34 %

Sources : WBCSD, CME, RITE

Le mix électrique est comparé sur le tableau n° 33.

Tableau n° 33 : Production électrique (en %)

	AIE 2002	AIE 2030	IMACLIM-POLES scénario de référence à 2030 (tendanciel)	IMACLIM-POLES scénario de référence à 2050 (tendanciel)	WBCSD 2050 550 ppm
Charbon	37	39	36	31	11
Pétrole	7	3	3	3	0
Gaz	19	30	23	14	16
Nucléaire	17	9	19	29	13
EnR	3	6	9 dont 4 (biomasse) 5 (éolien)	16 dont 3 (biomasse) 10 (éolien) 2 (solaire) 1 (hydrogène)	50
Hydraulique	17	13	10	7	10

Sources : AIE, CIRED, LEPII, WBCSD

- **Répartition du mix par région**

On observe selon le scénario du WBCSD (tableau n° 35) que les énergies renouvelables connaissent partout un développement fort; le nucléaire augmente davantage en Chine et au Japon. La part fossile est beaucoup plus élevée pour la Chine.

- **Émissions de carbone**

Comme le montre le tableau n° 36, elles sont maintenues à 9 Gt au niveau mondial, soit proches du niveau de 2000 de 8 Gt. Le scénario offre une alternative au doublement à 16 Gt des émissions dans le cas d'un scénario de continuité. La production électrique et dans une moindre mesure le transport sont les secteurs qui nécessitent une forte intervention pour réduire les émissions de CO_2.

Depuis trente ans, l'intensité de carbone a sensiblement diminué en Europe (- 26 %) et au Japon (- 27 %); elle a baissé faiblement aux États-Unis (- 6 %) et fortement augmenté en Chine (+ 57 %). Ce chiffre illustre pour ce pays des choix énergétiques et un fonctionnement des systèmes peu efficaces de ce point de vue.

À l'horizon 2050, l'ensemble des régions considérées envisage le même effort de réduction des émissions. Les États-Unis rejoindraient un niveau d'intensité carbone équivalent à celui de l'Europe. Le Japon se donne un objectif plus ambitieux. Pour les États-Unis, la baisse indiquée équivaudrait à combiner - 2 % d'efficacité énergétique par an (la pente actuelle) et - 1,4 % par an de carbonisation (soit près du double du rythme européen ou japonais ces trente dernières années).

Partie 2

- **Caractéristiques de la consommation**

Conformément à l'hypothèse de croissance soutenue du scénario, l'ensemble du monde connaît en 2050 un accroissement de sa richesse, mené avec des quantités d'énergie moindres (tableau n° 37). L'Amérique du Nord reste deux fois plus énergivore que l'Europe ou le Japon. La Chine se situe dans le même ratio consommation/richesse que les États-Unis. L'effort mondial d'intensité énergétique est de 1,5 % d'ici à 2050, ce qui apparaît moyennement ambitieux. Le scénario 2050 montre que le transport participe activement d'ici à 2050 à la maîtrise des consommations d'énergie (plus que l'habitat) et à la réduction des émissions.

- **Secteur du transport**

Sauf en Chine, les consommations sont appelées à baisser (Amérique du Nord, 36 % ; Europe, 27 % ; Japon, 22 %), en même temps que les carburants se diversifient. La part des carburants d'origine fossile descendrait à environ 50 % en Amérique du Nord et en Europe, 25 % seraient consacrés aux biocarburants et 25 % à l'hydrogène (tableau n° 38). Le Japon poursuivrait un objectif 100 % hydrogène, la Chine serait encore marquée à 80 % par les carburants d'énergie fossile, ce qui peut paraître étonnant compte tenu d'un marché de l'automobile de plus en plus mondialisé.

Tableau n° 34 : Répartition de l'énergie primaire et de l'énergie finale selon le scénarion à 2050 du WBCSD

	Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide et introduction accélérée des technologies nouvelles et plus efficaces	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
Énergie primaire	500 GGj (2000)	A1B-AIM 1 400 GGj	Trajectoire 550 ppm (2050) 950 GGj
Énergie finale *dont :*	309 GGj (2000)	A1B-AIM 1 002 GGj	Trajectoire 550 ppm (2050) 705 GGj
Solide	34 GGj	70 GGj	75 GGj
Liquide	127 GGj	300 GGj	141 GGj
Gaz	54 GGj	300 GGj	171 GGj
Électricité	40 GGj	332 GGj	318 GGj
Non commercial	54 GGj		
Émission de carbone	8 Gt	16 Gt	9 Gt
Centrales électriques à charbon	1 000 GW	2 500 GW	1 000 GW
Centrales électriques à charbon avec séquestration	NS		1 000 GW
Centrales électriques à fioul	500 GW		

	Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide et introduction accélérée des technologies nouvelles et plus efficaces	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
Centrales électriques à gaz	500 GW	1 500 GW	3 000 GW
Éoliennes	NS	7 500 GW	7 500 GW
Solaire	NS	37 GGj (1200 GW)	62 GGj (2000 GW)
Nucléaire	500 GW	4 500 GW	2 500 GW
Hydraulique (marée motrice ou géothermique)	500 GW	2 000 GW	2 000 GW
Véhicules classique carburant pétrole	750 M	1 750 M	
Véhicules classique biocarburant	NS	1 000 M	
Véhicules basses émissions pétrole	NS		1 000 M
Véhicules basses émissions biocarburant	NS		1 000 M
Utilisation directe de combustible fossile	150 GGj	350 GGj	250 GGj
Utilisation directe biomasse	NS	100 GGj	50 GGj
Non combustible non commercial	50 GGj		

1 GGj = 278 TWh (consommation d'électricité en France : 450 TWh/an).
Puissance électrique installée en France : 100 GW.

Source : WBCSD

Tableau n° 35 : Mix de la production électrique par région

	Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires			Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faibles (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société		
	Fossile (charbon + pétrole + gaz)	Nucléaire	EnR (biomasse, déchets + éolien + solaire + hydro)	Fossile	Nucléaire	EnR
USA + Canada	11,1 EJ	3,4 EJ	3 EJ	18,6 EJ dont 7,5 gaz et 7,5 charbon CCS	4,9 EJ	24 EJ dont 15 éolien
UE-25	6,5 EJ	3,7 EJ	1,6 EJ	8 EJ dont 4 gaz et 3 charbon CCS	4,4 EJ	10,1 EJ dont 6 éolien
Japon	2,4 EJ	1,1 EJ	0,4 EJ	0,6 EJ dont 0,5 gaz	2,5 EJ	2,8 EJ dont 0,6 biomasse, 0,8 éolien et 0,7 solaire
Chine	6,6 EJ	0,1 EJ	1 EJ	32,1 EJ dont 15 charbon et 13 charbon CCS	7 EJ	24 EJ dont 14 éolien

1 EJ = 1 GGJ

Source : WBCSD

PARTIE 2

Tableau n° 36 : Émissions de CO_2

	Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide et introduction accélérée des technologies nouvelles et plus efficaces	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faibles (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
Niveau total ***dont :***	8 Gt	16 Gt	9 Gt
Industrie	1,11 Gt (15 %)	1,8 Gt	1,51 Gt (17 %)
Transport	1,45 Gt (20 %)	3,3 Gt	1,29 Gt (15 %)
Habitat	0,78 Gt (11 %)	1,3 Gt	0,75 Gt (9 %)
Production électrique	2,5 Gt (34 %)	6,8 Gt	3,4 Gt (39 %)
Divers	2,16 Gt (27 %)	2,8 Gt	1,94 Gt (20 %)
Taux de décarbonisation			1,3 % /an (deux fois plus rapide que sur les 30 dernières années)
Quantité de CO_2 par unité d'énergie (évolution d'ici à 2050)	1971 / 2002 / soit		
États-Unis	64 t/TJ / 60 t/TJ / 1,8 Gt		25 t/TJ / 0,9 Gt / - 48 %*
UE-25	69 t/TJ / 51 t/TJ / 1,1 Gt		28 t/TJ / 0,5 Gt / - 45 %
Japon	66 t/TJ / 48 t/TJ / 0,35 Gt		20 t/TJ / 0,1 Gt / - 58 %
Chine	49 t/TJ / 77 t/TJ / 1,2 Gt		43 t/TJ / 1,7 Gt / - 44 %

* par exemple : - 1,4 %/an de décarbonisation et - 2 %/an d'efficacité énergétique. *Source : WBCSD*

Tableau n° 37 : Caractéristiques de la consommation

	Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
Par secteur		
Industrie	94 GGj (32 %)	171 GGj (31%)
Transport	77 GGj (26 %)	100 GGj (18 %)
Habitat	104 GGj (35 %)	237 GGj (43 %)
Autre	21 GGj (7 %)	44 GGj (8 %)
Taux d'amélioration de l'efficacité énergétique		1,5 %/an (soit 20 % de mieux que dans les 30 dernières années)
Consommation vs richesse par pays		
États-Unis + Canada	(330 Gj per capita ; 35 000 $ GDP per capita)	(260 Gj per capita ; 60 000 $ GDP per capita)
UE-25	(160 Gj per capita ; 20 000 $ GDP per capita)	(140 Gj per capita ; 65 000 $ GDP per capita)
Japon	(175 Gj per capita ; 25 000 $ GDP per capita)	(135 Gj per capita ; 55 000 $ GDP per capita)

	Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faible (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
Chine	(40 Gj per capita ; 5 000 $ GDP per capita)	(110 Gj per capita ; 30 000 $ GDP per capita)
Monde	1971 : (60 Gj per capita ; 4 000 $ GDP per capita) 2002 (70 Gj per capita ; 7 000 $ GDP per capita)	2025 : (85 Gj per capita ; 12 000 $ GDP per capita) 2050 : (95 Gj per capita ; 19 000 $ GDP per capita)

GDP : *Growth domestic product*.

Source : WBCSD

2

Tableau n° 38 : Transports par région

	Consommation Aviation & route (2002)	Route (2002)	Carburant *Fossile* *Bio* H_2 (2002)	Consommation Aviation & route (2050)	Route (2050)	Carburant : *Fossile* *Bio* H_2 (2050)
États-Unis + Canada	25,2 EJ	4,9 Mds km	*99 %* *1 %* *0 %*	16 EJ (- 36 %)	5,3 Mds km	*48 %* *25 %* *27 %*
UE-25	13 EJ	3,7 Mds km	*99 %* *1 %* *0 %*	9,5 EJ (- 27 %)	3,5 Mds km	*47 %* *21 %* *32 %*
Japon	3,6 EJ	1,1 Md km	*100 %* *0 %* *0 %*	2,8 EJ (- 22 %)	1 Md km	*0 %* *0 %* *100 %*
Chine	2,3 EJ	0,44 Md km	*100 %* *0 %* *0 %*	14,5 EJ (+ 530 %)	5,6 Mds km	*83 %* *0 %* *17 %*

Source : WBCSD

Tableau n° 39 : Données démographiques

	Situation en 2000 : l'énergie repose principalement sur les énergies fossiles avec des appoints hydrauliques et nucléaires	Scénario croissance économique rapide et introduction accélérée des technologies nouvelles et plus efficaces	Scénario croissance économique rapide avec une utilisation de l'énergie et un contenu carbone faibles (trajectoire 550 ppm), obtenue grâce à des changements technologiques et de société
		Monde prospère	Pauvreté réduite
Pays pauvres	800 M		
Pays en développement	3 200 M	1 000 M	2 000 M
Pays émergents	1 000 M	2 400 M	5 000 M
Pays développés	1 000 M	5 800 M	2 200 M

Source : WBCSD

Partie 2

Annexe 6 - Géopolitique de l'énergie

Jacques Lapouge, directeur des Affaires économiques et financières, ministère des Affaires étrangères

1. Principales évolutions de la géopolitique de l'énergie

- **Montée en puissance de la demande et accès aux ressources**

La demande globale d'énergie primaire doit augmenter de plus de 50 % d'ici à 2030 selon le scénario de référence de l'AIE. Comme les ressources (tableau n° 40), la demande mondiale d'énergie est très inégalement répartie. Les principaux consommateurs sont les États-Unis (22,2 % du total), la Chine (14,7 %), la Russie (6,4 %), le Japon (5 %), l'Inde (3,7 %), l'Allemagne (3,1 %) et le Canada (3 %). Les pays du G8 consomment 46,1 % de l'énergie mondiale. La Chine a contribué à elle seule à quasiment la moitié de l'accroissement de la consommation énergétique mondiale en 2005 (70 % pour l'ensemble de l'Asie). L'AIE vient de revoir à la hausse ses prévisions de la demande pétrolière chinoise : + 6,5 % en 2006 et + 5,5 % en 2007. À noter que plus de la moitié de l'accroissement de la consommation mondiale d'énergie est représentée par le charbon.

Avec l'entrée en scène de grands pays émergents et dans un contexte de raréfaction des ressources, l'enjeu majeur réside aujourd'hui dans l'accès aux ressources pétrolières (en particulier du Moyen-Orient), l'accès des IOC (*International Oil Companies*) aux réserves des NOC (*National Oil Companies*). Les NOC contrôlent 87 % des réserves et 56 % de la production mondiale de pétrole.

- **L'affirmation des pays producteurs**

L'énergie, hier facteur sous-jacent des relations internationales, est aujourd'hui brandie comme un moyen d'affirmation sur la scène internationale et au plan régional par les États détenteurs des réserves. La rivalité entre pays consommateurs pour accéder aux ressources s'intensifie, tandis que les États producteurs se retrouvent en position de force. La Russie en est sans doute le meilleur exemple. Or, une double limitation entrave l'exploitation des ressources naturelles dans nombre de pays bien dotés : fermeture ou quasi-fermeture aux investissements internationaux et faiblesse des investissements nationaux limitent le développement des ressources en hydrocarbures, aussi bien pour le marché national que pour les exportations. Des pays comme le Mexique, la Russie, le Venezuela ou l'Iran illustrent bien ce phénomène.

- **La mondialisation en cours du secteur gazier**

Alors que jusqu'à présent seul le pétrole se négociait au plan mondial, un processus de mondialisation est à l'œuvre dans le secteur gazier, porté par le marché du gaz naturel liquéfié (GNL) en pleine expansion. Les producteurs gaziers, auparavant confinés à des débouchés essentiellement régionaux, vont être amenés à effectuer des arbitrages entre les grands pôles mondiaux de consommation (cf. arbitrage de la Russie entre les trois grands pôles consommateurs : Europe, Amérique du Nord et Asie).

- **L'effet déstabilisateur des crises internationales**

Enfin, parmi les nombreux facteurs influant sur les marchés pétroliers, les tensions géopolitiques jouent à l'évidence un rôle de plus en plus significatif. Il n'est en effet aujourd'hui guère de crise internationale qui n'ait un impact direct ou indirect sur les marchés pétroliers sur le court terme comme sur le long terme (cf. la crise récente des missiles nord-coréens, l'escalade israélo-libanaise, la crise iranienne, etc.).

- **Vers la relance du nucléaire ?**

La reprise du nucléaire concerne schématiquement deux types de pays : ceux des pays développés qui obéissent à une logique avant tout industrielle (Royaume-Uni, États-Unis) et ceux des pays émergents où les considérations économiques et politiques se mêlent (Chine, Inde). Aujourd'hui limité (390 gigawatts produits par 444 réacteurs), le nombre de centrales nucléaires pourrait significativement s'accroître à moyen et long terme en raison des atouts dont dispose cette source d'énergie :

— accroissement de l'indépendance énergétique ;
— pas d'émission de CO_2 ;
— compétitivité croissante grâce à l'envolée des cours des hydrocarbures mais aussi aux caractéristiques des réacteurs de nouvelle génération (cf. l'EPR qui consomme 15 % d'uranium en moins et est moxable à 100 %) ;
— importantes ressources en uranium.

Au rythme actuel, les réserves en uranium permettent 70 années de consommation, sachant que les experts estiment que ce chiffre pourrait être multiplié par deux avec l'actuel redémarrage des activités de prospection. Réparties de manière relativement équilibrée dans le monde (29 % au Canada, 22 % en Australie, 8 % en Namibie, en Russie et au Niger), elles ne posent pas, du moins à ce stade, de véritables problèmes d'accès à la ressource.

Cependant, le mouvement actuel de relance du nucléaire reste à confirmer. Il dépendra des solutions que nous saurons apporter aux problèmes de non-prolifération et d'accès aux technologies nucléaires. Plusieurs initiatives substantielles ont été récemment lancées à ce sujet :

— par les Américains avec le GNEP (*Global Nuclear Energy Partnership*) : développement à l'horizon 2040 d'un nouveau procédé de retraitement des combustibles usés et de nouveaux réacteurs à neutrons rapides par les pays « technologiquement avancés » qui, réunis au sein d'un consortium, fourniraient aux pays en développement le combustible et le récupéreraient une fois usagé ;
— par les Russes à travers l'initiative Poutine (création d'un centre international de services du combustible, limité à ce stade à l'enrichissement) ;
— et enfin six « grands pays » du nucléaire, dont la France, avec les assurances d'accès au combustible. Pour mémoire, les opérateurs industriels d'enrichissement de ces six pays s'engageraient collectivement à se substituer à celui d'entre eux qui serait défaillant, pour des raisons politiques imposées par son gouvernement, non liées à un problème de prolifération ni de nature commerciale. Pour être éligible à ces assurances, un pays devrait avoir choisi de lui-même de ne pas développer sur son sol des capacités de retraitement et d'enrichissement. Par ailleurs, une réserve d'uranium enrichi pourrait être constituée, sous le contrôle de l'AIEA.

Mais il sera aussi fonction des réponses que nous trouverons aux problèmes de sûreté nucléaire (notamment au maintien en fonctionnement de centrales de type Tchernobyl dans l'ex-URSS), qui déterminent en grande partie l'acceptation de cette énergie par les opinions publiques.

Tableaux n° 40 : L'inégale répartition des ressources en hydrocarbures

Les ressources pétrolières

Pays	Réserves	Pays	Production (2005)
Arabie Saoudite	22 %	Arabie Saoudite	13,5 %
Iran	11,5 %	Russie	12,1 %
Irak	9,6 %	États-Unis	8 %
Koweit	8,5 %	Iran	5,1 %
Émirats arabes unis	8,1 %	Mexique	4,8 %
Venezuela	6,6 %	Chine	4,6 %
Russie	6,2 %	Canada	3,7 %

Les ressources gazières

Pays	Réserves	Pays	Production (2005)
Russie	26,6 %	Russie	21,6 %
Iran	14,9 %	États-Unis	19 %
Qatar	14,3 %	Canada	6,7 %
Émirats arabes unis	3,4 %	Algérie	3,2 %

Source : DAEF/MAE

2. Une géopolitique de la demande : exemple des États-Unis et de la Chine

Les deux plus gros consommateurs d'énergie de la planète, États-Unis et Chine, sont de plus en plus dépendants de leurs importations pétrolières et ont pour priorité la diversification de leur approvisionnement en hydrocarbures.

- **Le « grand jeu » américain**

Suite à l'échec de la politique d'indépendance énergétique tentée dans le sillage du premier choc pétrolier, les autorités américaines ont opté, au tournant des années 1980, pour une insertion dans les marchés internationaux, ce qui implique un recours massif et croissant aux importations pétrolières. L'objectif est de maximiser la production pétrolière hors OPEP et plus particulièrement hors du Moyen-Orient. Au cours des vingt dernières années, on a ainsi assisté à une régionalisation des importations pétrolières américaines. Les Amériques en représentent près de la moitié : forte dépendance envers le Canada (16 % des importations), le Mexique (16,5 %) et le Venezuela (12,3 %). Par ailleurs, si le Moyen-Orient continue de représenter le cœur de l'approvisionnement (Arabie Saoudite : 17,8 %, Irak : 5,2 %), l'ex-URSS et le golfe de Guinée (au sens large) occupent une place de plus en plus importante. En 2015, l'Afrique centrale devrait fournir 25 % des approvisionnements pétroliers contre 16 % aujourd'hui.

- **L'insertion de la Chine dans les marchés internationaux**

La très forte croissance économique chinoise génère une demande en hydrocarbures que la production nationale n'est pas à même de couvrir. Depuis 1993, la Chine n'est plus autosuffisante sur le plan pétrolier. En 2003, elle a dépassé le Japon en devenant le 2e importateur mondial de pétrole (160 M de tonnes en 2005, soit la moitié environ de ses besoins).

En sus de la diversification de ses approvisionnements, la Chine mène une politique active de prospection tous azimuts *via* ses compagnies énergétiques publiques : China National Petroleum Corporation (CNPC), China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) et China Petroleum & Chemical Corporation (SINOPEC). Elle privilégie la mise en place de partenariats bilatéraux, en particulier avec des pays marginalisés sur le marché pétrolier international tels que le Soudan et l'Iran. Elle profite ainsi de l'absence des autres opérateurs pour investir les marchés laissés vacants.

Le volume de ses importations pétrolières devrait doubler à l'horizon 2010. Le Moyen-Orient représente 50 % de ses importations, suivi de l'Afrique (22 %, essentiellement en provenance d'Angola, du Soudan, et plus récemment du Nigeria). Les Chinois prospectent également au Congo, au Gabon, en Algérie, au Mali, en Mauritanie et au Niger. En 2011, la Russie pourrait fournir 20 % des importations chinoises en hydrocarbures, si les accords bilatéraux sur la construction d'un pipe et du gazoduc sont menés à bien. Les futurs pipelines sibériens la mettent en concurrence avec le Japon. La Chine développe ses liens énergétiques avec les pays d'Asie centrale (le Kazakhstan lui livre du pétrole depuis le mois d'avril). À long terme, elle cherche certainement à acquérir, *via* l'Asie centrale, une route énergétique terrestre vers le Moyen-Orient. Elle est également présente en Amérique latine (Venezuela, Cuba, Cône Sud) et même au Canada.

La stratégie énergétique chinoise inclut une dimension militaire en vue de sécuriser ses voies d'approvisionnement maritimes (stratégie baptisée « collier de perles » par les États-Unis) : il s'agit d'un chapelet d'accords stratégiques passés avec les pays bordant les routes maritimes du Golfe persique à la mer de Chine.

3. De l'amont vers l'aval : la stratégie de Gazprom en Europe

Gazprom est la première compagnie gazière au monde : elle détient 60 % des réserves gazières russes, assure 90 % de la production gazière russe et 20 % de la production mondiale de gaz. Elle est à la tête de 60 filiales et participe au capital d'une centaine de compagnies russes et étrangères.

- **Objectifs de Gazprom**
  - maintenir sa position dominante dans l'approvisionnement européen : l'Europe absorbe 83 % des exportations totales de Gazprom.
  - investir dans la filière GNL (cf. projet de Chotkman) et développer les swaps gaziers avec les partenaires euro-méditerranéens.
  - faire l'acquisition d'actifs à l'étranger à hauteur de 20 % de son capital, en particulier en Europe de l'Ouest.

- **Moyens mis en œuvre**
  - Gazprom exporte dans 27 pays d'Europe de l'Est. Dans les pays de la CEI situés en aval de son réseau gazier, le gazier russe cherche à consolider sa présence dans les réseaux de transit et de distribution, au moyen notamment de pressions tarifaires. À ce jour, il aurait mis en place dans ces pays une vingtaine de *joint-ventures*.

— Gazprom envisage de poursuivre son implantation dans les Pays baltes, en développant ses prises de participation dans les compagnies gazières nationales. Il contourne ainsi l'Ukraine, pays traditionnel de transit du gaz russe, pour s'ancrer directement sur le marché gazier communautaire.
— Sa stratégie est également active dans les Balkans afin de maîtriser la concurrence potentielle à partir de la Caspienne.
— En Europe de l'Ouest, Gazprom entend se renforcer dans l'aval gazier en prenant position dans le transport, le stockage, la distribution, mais aussi la production électrique (en devenant actionnaire de centrales).

- **Le laboratoire allemand**

Gazprom a fait, dès le début des années 1990, son entrée en direct sur le marché allemand en constituant une *joint-venture* avec une filiale de BASF dans le nord du pays : Wingas, créée en 1993, est détenue à 35 % par Gazprom et à 65 % par Wintershall AG.

En 1999, Ruhrgas et Gazexport ont constitué la *joint-venture* ZAO Gerosgaz. Ruhrgas détient 6,5 % de parts dans Gazprom (dont 3,5 % d'investissements directs). Le président du conseil d'administration de Ruhrgas siège au « *Board of Directors* » de Gazprom.

L'Allemagne joue un rôle majeur dans le transit du gaz en Europe du fait de sa position centrale et de son réseau de gazoducs, qui sera complété par le gazoduc sous la Baltique (*North Europe Gas Pipeline*), projet mené par un consortium germano-russe regroupant Gazprom, E.ON et BASF.

Le 27 avril 2006, Gazprom et BASF ont signé un accord d'échange d'actifs dans les domaines de la production et du commerce gaziers, en vertu duquel :

— La part de Gazprom dans la *joint-venture* Wingas est passée de 35 % à 50 % (moins une part), et le gazier russe a obtenu une participation dans une filiale de Wingas en Libye ;
— BASF a obtenu une participation de 25 % (moins 1), et 10 % de parts sans droits de vote, dans la compagnie Severneftegazprom, filiale de Gazprom à 100 %, propriétaire du champ de Yuzhno-Russkoye, qui alimentera en grande partie la NEPG (North European Gas Company) ;
— Il a été en outre convenu que Gazprom et BASF constitueraient la *joint-venture* « Wingas Europa » afin de vendre du gaz aux pays européens.

- **Autres cibles : les marchés britannique, français et italien**

Gazprom affiche comme objectifs : 10 % du marché français, 20 % du marché britannique en 2015 (cf. son offre sur Centrica, qui lui donnerait accès d'emblée à 40 % du marché britannique). La filiale *trading* de Gazprom au Royaume-Uni a obtenu en 2005 l'autorisation de vendre directement du gaz sur le marché français.

Le partenariat en train de se nouer entre ENI et Gazprom revêt une approche plus globale : en témoigne l'annonce de la signature d'un accord le 15 octobre 2007 portant sur toute la chaîne énergétique (de la production à la commercialisation tant des hydrocarbures que de l'électricité). Cet accord devrait permettre

à Gazprom de faire son entrée dans la distribution du gaz en Italie et à ENI de participer à l'exploration d'hydrocarbures en Russie.

- **Menace d'un cartel gazier ?**

Récemment, l'annonce d'accords gaziers signés entre la Sonatrach et Gazprom/Lukoïl, qui pourraient porter y compris sur l'aval gazier, a suscité des interrogations en Europe et une vive inquiétude en Italie, en ravivant les craintes de constitution d'une OPEG (Organisation des pays exportateurs de gaz). Les experts écartent pour le moment cette possibilité.

Il existe un Forum des pays exportateurs de gaz, créé en 2001 à Téhéran, qui regroupe 15 pays producteurs, dont l'Algérie, l'Iran, le Qatar, la Russie et le Venezuela (à noter que la Bolivie n'en fait pas encore partie). La Norvège y est observateur. Mais sa transformation en OPEG ne semble pas à l'ordre du jour.

Dans une certaine mesure, on peut dire qu'un cartel gazier existe déjà de manière informelle (cf. les contacts réguliers entre les principaux producteurs : Gazprom, la Sonatrach, Statoil et Gasunie), et n'a pas forcément besoin d'un cadre institutionnel pour exister. En outre, à ce stade, un tel cartel serait essentiellement régional (approvisionnement de l'Europe).

4. Les questions liées au transport et à l'évacuation des hydrocarbures

- **Les risques liés à la production et au transport des hydrocarbures : détroits stratégiques et risque terroriste**

Le risque terroriste se focalise aujourd'hui sur les infrastructures et les voies de transport des hydrocarbures, surtout au Moyen-Orient. La menace est plus forte à proximité des côtes ou dans les ports. Le risque pesant sur les oléoducs ou les gazoducs est encore plus tangible, comme le montrent les attaques en Irak. La problématique des infrastructures a fait l'objet de travaux au sein du G8 (groupe de Lyon-Rome) et de l'UE. Ce type d'attaques est cependant peu susceptible d'entraîner une rupture de l'approvisionnement ou des dommages durables à l'industrie des hydrocarbures. Ces attentats ont en revanche un véritable rôle déstabilisateur et contribuent à la hausse des coûts de l'énergie.

Les menaces pesant sur le trafic maritime ont été illustrées par l'attentat du 6 octobre 2002 contre le pétrolier français Limburg, en route vers un terminal pétrolier yéménite. Près de 30 millions de barils de pétrole sont transportés chaque jour par des tankers qui empruntent des routes stratégiques et des détroits, en particulier :

— le détroit d'Ormuz (environ 14 Mb/j en provenance des pays du Golfe), contrôlé par l'Iran. Le blocage de ce détroit priverait le marché de 40 % des importations mondiales. Il n'existe pas de véritable route alternative pour le pétrole du Golfe ;
— le détroit de Malacca : 8,2 Mb/j, point de passage des pétroliers qui ravitaillent l'Asie orientale (Chine, Japon, Corée du Sud) ;
— le détroit de Bab El Mandeb : entre Djibouti, l'Erythrée et le Yémen, 3,3 M b/j ;
— le détroit du Bosphore : 1,2 Mb/j, pétrole russe et d'Asie centrale.

Partie 2

- **L'Asie centrale, entravée par la question de l'évacuation des hydrocarbures**

Le potentiel de l'Asie centrale est entravé par la question de l'évacuation des hydrocarbures. Au regard des tensions qui animent le marché des hydrocarbures aujourd'hui, l'accès à ces réserves enclavées constitue un véritable enjeu (3,5 % des réserves prouvées mondiales de pétrole comme de gaz).

Historiquement, la Russie occupe une position centrale dans les réseaux d'exportation des hydrocarbures. Elle contrôle jusqu'à 90 % des exportations de pétrole kazakhstanais et la mise en service de l'oléoduc CPC en 2001 (Atyraou-Novorossiisk) lui a permis de prendre une certaine avance sur d'éventuels tracés concurrents.

Cependant, les républiques d'Asie centrale mettent en place des politiques de diversification des voies d'évacuation de leurs hydrocarbures, notamment avec des contrats de livraison de pétrole destiné à alimenter l'oléoduc reliant Bakou à Ceyhan (le BTC) qui est entré en service au premier semestre de 2006 et qui symbolise cette volonté d'affranchissement de la tutelle russe. De nombreux autres projets sont en cours de réalisation ou à l'étude : la construction d'un tuyau à destination de la Chine depuis le Kazakhstan ; un projet offrant au Kazakhstan un débouché dans le Golfe persique (oléoduc KTI jusqu'à la frontière iranienne) grâce à des opérations de swap avec l'Iran.

Pour l'évacuation du gaz, la Russie reste incontournable, comme l'a rappelé la négociation entre la Russie et l'Ukraine.

Dans cette stratégie, la région de la mer Noire, qui est une voie traditionnelle pour le transit des hydrocarbures, renforce son pôle de plaque tournante. Les détroits turcs constituent, historiquement, la principale voie d'évacuation du pétrole russe. La mise en service du CPC a renforcé ce rôle : plus de 3 mb/j transitent aujourd'hui par le Bosphore. Ce canal d'exportation est proche de la saturation.

Des voies d'évacuation alternatives se développent et visent à acheminer les hydrocarbures en mer Méditerranée. Le pétrole et le gaz d'Asie centrale seront partiellement exportés par le biais de l'oléoduc BTC et du gazoduc parallèle Bakou-Tbilissi-Erzurum.

Dans ce dispositif, deux États jouent un rôle clé :

— l'Azerbaïdjan, qui est confronté à un double défi : la réalisation de son potentiel pétrolier et gazier et l'évacuation des hydrocarbures du bassin de la mer Caspienne ;
— La Turquie, reliée directement à tous ses voisins producteurs (cf. la mise en service du gazoduc sous-marin Blue Stream qui la relie directement à la Russie, de l'oléoduc BTC ainsi que les projets comme celui du gazoduc Nabucco).

Les États-Unis, qui mènent dans la région leur politique d'extension des règles du marché, favorisent la diversification des voies d'évacuation des hydrocarbures des Républiques d'Asie centrale. Toutefois, la volonté d'exclure l'Iran de ces projets limite les possibilités.

5. Les principaux foyers de tensions géopolitiques et les répercussions sur les marchés

- **Au cœur du cyclone : le Moyen-Orient**

La majorité des réserves en hydrocarbures sont concentrées au Moyen-Orient (63 % des réserves mondiales de pétrole et près de 40 % des réserves en gaz naturel). Dans le scénario de référence de l'AIE, cette région doit tripler sa production gazière, devenant incontournable parmi les exportateurs de gaz. Le développement de l'industrie du GNL (dont le Qatar reste l'acteur principal tant que l'Iran et l'Iraq ne pourront pas développer leur production) constitue également un avantage pour cette région qui jouit d'une parfaite position géographique pour approvisionner l'Inde, le bassin Pacifique ou le bassin Atlantique. En tout état de cause, la dépendance des consommateurs de gaz à la région Moyen-Orient ira croissant. Si des problèmes politiques venaient entraver le développement des exportations de ces pays, les répercussions seraient mondiales.

Parallèlement, la production de pétrole dans le Moyen-Orient devrait connaître une expansion rapide : elle augmentera de 75 % et la région produira ainsi 44 % du pétrole mondial en 2030, contre 35 % actuellement. La production pétrolière (liquides de gaz naturel compris) devrait passer de 24,6 Mb/j en 2004 à 45,3 Mb/j en 2030.

Or le Moyen-Orient abrite les plus fortes tensions internationales (guerre civile en Irak, conflit israélo-arabe, crise nucléaire iranienne). La dégradation de la situation en Irak et dernièrement la crise libanaise et la question de l'approvisionnement en armes et du soutien du Hezbollah viennent compliquer la donne dans un Moyen-Orient de plus en plus instable.

Dès l'annonce de l'offensive militaire israélienne au Liban, les cours du pétrole ont recommencé à grimper (sur le Nymex, le baril de « *light sweet crude* » a dépassé les 78 dollars le 13 juillet), même si les pays impliqués ne sont pas producteurs de pétrole (à l'exception de la Syrie).

La restauration des capacités de production irakiennes et les activités de production sont constamment menacées par les conflits interethniques et religieux. L'Irak a produit en juillet dernier près de 2,2 Mb/j, soit 300 000 b/j de moins qu'avant le début de la guerre en mars 2003. Le potentiel de l'Irak est estimé à 7 Mb/j.

Depuis août 2005, date de la reprise des activités de conversion puis d'enrichissement de l'uranium par l'Iran, la crise du nucléaire iranien fait peser une épée de Damoclès sur les cours du pétrole. L'arme pétrolière a été évoquée par le président iranien dont les propos ont cependant ensuite été démentis. La simple menace de représailles iraniennes en cas de sanctions de la communauté internationale suffit déjà à peser sur les cours. Ces représailles iraniennes pourraient être ciblées sur les pays ayant contribué le plus aux sanctions ou porter sur l'ensemble des exportations iraniennes pétrolières. La position stratégique de l'Iran qui contrôle le détroit d'Ormuz renforce l'appréhension des marchés.

Si, d'un point de vue strictement économique, l'Iran n'a pas intérêt à sacrifier la manne pétrolière (qui représente 80 % à 90 % de ses recettes d'exportation et 25 % de son PIB), l'épreuve de force engagée avec la communauté internationale par un régime nationaliste jusqu'au-boutiste peut laisser la place à des comportements irrationnels. En dépit du fort risque/pays, les entreprises françaises ont choisi d'être présentes en Iran : Total et GDF projettent d'investir

dans le champ gazier de South Pars. Les précédents contrats avaient bénéficié d'un *waiver* de l'administration américaine (cf. régime des sanctions ILSA[62]).

Hormis l'Iran et l'Iraq, la question de la stabilité des autres grands producteurs de la région (Arabie Saoudite : 13,5 % de la production mondiale de pétrole ; Koweït : 3,3 % ; EAU : 3,3 %) ne se pose pas de manière aussi pressante. La forte imbrication des intérêts américains et saoudiens (les États-Unis attirent plus de 60 % des investissements saoudiens) constitue par ailleurs une garantie du maintien de la production du royaume. Seule la conjonction de facteurs multiples (crise de succession, soulèvement des chiites, attentats) semble aujourd'hui susceptible de déstabiliser la production saoudienne.

- **Leçons européennes de la crise russo-ukrainienne**

La crise qui a opposé Moscou et Kiev au début du mois de janvier a trahi les appétits de la Russie à l'égard du réseau de transport ukrainien de gazoducs. En effet, l'Ukraine continuera sur le long terme à jour un rôle clé dans l'évacuation de son gaz vers l'Europe, même une fois achevés les projets en cours (gazoduc de la Baltique, augmentation des capacités du gazoduc Yamal-Europe en Biélorussie, prolongement du gazoduc Blue Stream vers l'Europe du Sud, etc.). Au mieux, les capacités supplémentaires d'évacuation se monteraient à 41 milliards de m^3, à comparer aux 120 milliards qui transitent par l'Ukraine. Le transfert de la propriété d'entreprise ukrainienne restera donc une priorité pour Moscou.

Le déficit gazier croissant de l'Ukraine représente un risque pour les pays européens (8 milliards de m^3 de déficit annoncé à la mi-août pour 2006). Un accord officiel russo-ukrainien pour 2007 n'a toujours pas été atteint. À l'issue du sommet bilatéral de Sotchi à la mi-août, le Premier ministre ukrainien déclarait que le prix actuel (de 95 $ les 1 000 m^3) serait conservé jusqu'à la fin 2006.

Au-delà des répercussions commerciales (hausse des prix du gaz revendiquée par Moscou pour atteindre le « prix du marché »), cette crise a essentiellement eu un impact politique. Les baisses d'approvisionnement gazier constatées début janvier (qui ont particulièrement affecté l'Italie) ont provoqué une prise de conscience de la nécessité de garantir collectivement la sécurité énergétique de l'Europe. Une première réunion des experts gaziers s'est tenue au niveau européen le 4 janvier et depuis, les conclusions des conseils européens de mars et juin ont appelé à la mise en place d'une véritable politique énergétique européenne, dotée d'un volet externe.

- **La crise nigériane, révélatrice du rôle croissant de l'Afrique dans la géopolitique des hydrocarbures**

L'Afrique subsaharienne, du fait des conditions juridiques et fiscales qui y prévalent (ouverture aux investissements étrangers notamment), constitue un véritable enjeu économique pour les compagnies pétrolières internationales. La production pétrolière y croît rapidement : elle est passée de 11,4 % de la production mondiale en 2004 à 15 % en 2005.

62 – ILSA : *Iran-Libyan Sanction Act.*

Le golfe de Guinée concentre l'essentiel des réserves pétrolières d'Afrique subsaharienne (4,3 % des réserves mondiales). Depuis une dizaine d'années, cette région est devenue l'une des plus dynamiques du monde pour l'industrie pétrolière internationale. 15 % des importations françaises de pétrole proviennent de cette région. Premier producteur de pétrole en Afrique subsaharienne, 10e producteur mondial et fournisseur privilégié des États-Unis, le Nigeria dispose de 3 % des réserves prouvées mondiales et d'un fort potentiel, y compris gazier, essentiellement offshore. Il assure à lui seul près de 8 % de l'approvisionnement du marché du GNL. Environ 800 000 b/j, soit 30 % de la production du pays, sont manquants, en raison d'attaques menées par des milices depuis le début de l'année. Le groupe Royal Dutch Shell est le plus touché. On estime à 10 % la production de pétrole détournée avant embarquement.

Le pays fait face à des tensions communautaires (nord musulman et sud chrétien) et en particulier à des troubles récurrents dans la zone pétrolière du delta du Niger. Les populations de cette région reprochent aux compagnies pétrolières et à l'État de ne pas bénéficier de la manne pétrolière. Les infrastructures et les compagnies pétrolières sont devenues une cible privilégiée pour des milices armées aux agissements mafieux. Ces attaques ont connu une recrudescence depuis le début de l'année (plus de 40 expatriés enlevés). L'émergence des conflits est rendue vraisemblable par la persistance de l'animosité ethno-religieuse nord-sud et de l'appel à la sécession des États du Sud-Est. La répression engagée par les autorités contre les preneurs d'otages pourrait également se traduire par une hausse des tensions.

- **Amérique latine : insécurité juridique liée à la vague de re-nationalisation**

Après avoir ouvert leur secteur des hydrocarbures aux compagnies internationales (décennie « libérale » des années 1990), les États producteurs d'Amérique latine (Venezuela, Bolivie) recourent à un nouveau nationalisme économique, qui vient mettre en péril les investissements réalisés au cours des dernières années. Dans ce processus, le rôle joué par le Venezuela chaviste est essentiel : ce pays détient les sixièmes réserves mondiales prouvées de pétrole brut (77 milliards de barils). Toutefois, si on ajoute à ce chiffre les réserves probables de la ceinture de l'Orénoque (235 milliards), on dépasse le chiffre des 300 milliards de barils, ce qui placerait le Venezuela à la première place mondiale en termes de réserves de brut. Acteur important de l'OPEP, le Venezuela a recentré sa politique énergétique vers le sous-continent latino-américain en promouvant de grandes initiatives en vue d'accroître l'intégration régionale. C'est l'objectif en particulier du projet de « gazoduc du Sud » devant relier les réserves vénézuéliennes à l'Argentine et au Brésil, avec des ramifications en Bolivie, au Paraguay et en Uruguay.

La crise bolivienne, depuis l'accession à la présidence de Pablo Morales, a eu pour effet la renégociation du prix de vente du gaz bolivien à ses voisins (Argentine, Brésil). Toutefois, sans les investissements et l'appui des compagnies étrangères, la Bolivie n'est pas en mesure d'assurer la mise en valeur de ses ressources gazières.

Devant l'insécurité énergétique régionale croissante, le géant brésilien des hydrocarbures Petrobras mise de plus en plus sur la filière GNL pour garantir ses approvisionnements gaziers.

Partie 2

Partie 2

La nouvelle donne vénézuélienne et la nationalisation bolivienne, surtout si elles devaient entraîner d'autres pays de la région, pourraient ralentir considérablement les investissements étrangers dans le secteur des hydrocarbures en Amérique du Sud et aboutir à une baisse des capacités sur le continent. À terme, une telle évolution ne serait pas sans conséquence pour les autres marchés gaziers, d'autant plus que les pays occidentaux cherchent à diversifier leurs sources d'approvisionnement.

Partie 3
Partie 3

Partie 3

Évolutions technologiques

Rapport du groupe de travail 3

Président : Alain Bugat
Administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique

Rapporteur : Patrice Dupuy
Centre d'analyse stratégique

Partie 3

Partie 3

Introduction

Les différentes technologies actuellement en phase de recherche et développement intéressant la production, la consommation ou le stockage d'énergie sont examinées successivement et classées en fonction de leur degré de probabilité d'émergence au stade industriel, selon trois catégories :

- le *quasi sûr* : ce qui, résultant d'une simple évolution, devrait presque certainement apparaître sur le marché, à des échéances bien définies ;
- le *probable :* ce qui est lié à des ruptures, mais reste fondé sur des technologies de base connues et apparaît donc probable, mais à des échéances mal définies ;
- le *possible* : ce qui impose une rupture par rapport aux technologies de base connues et dont la possibilité même d'une application industrielle reste à démontrer.

Pour préparer le présent rapport, le groupe de travail a procédé à l'audition de quinze experts (dont la liste est présentée en annexe 1). Il s'est en outre appuyé sur une bibliographie d'ouvrages récents. La liste des personnes auditionnées et la bibliographie figurent en annexes 2 et 3.

Chapitre 1
Charbon

La production d'électricité à partir de charbon occupe en France une place très marginale (4 % en 2005). Des projets de nouvelles centrales existent mais il est peu probable que la France ait recours significativement au charbon dans l'avenir pour la production d'énergie électrique. Elle ne peut toutefois s'en désintéresser car il représente une ressource abondante, bon marché et bien répartie à la surface du globe. Pour ces raisons, il sera appelé à jouer un rôle croissant pour des pays en quête d'indépendance énergétique (Inde et Chine, mais également États-Unis, Europe de l'Est, etc.). En outre, la France dispose d'industriels de premier plan qui auront un rôle primordial à jouer pour la mise en œuvre des technologies de captage et de stockage du CO_2 émis par les centrales à charbon.

Le charbon fournit aujourd'hui un quart de l'énergie mondiale, dont les deux tiers pour produire de l'électricité. Entre 2003 et 2030, les constructions de centrales à charbon devraient représenter dans le monde près de 1 400 GW de puissance installée et en 2030 le charbon représentera près de 40 % de l'énergie mondiale.

Cependant, avec les technologies actuelles, l'utilisation de cette ressource est fortement émettrice de CO_2 et elle ne pourra se développer dans des conditions acceptables que si des progrès significatifs sont obtenus permettant de réduire la production de gaz carbonique par l'amélioration du rendement des centrales, mais aussi de le capter et de le stocker (cf. le chapitre 2, Captage et stockage du gaz carbonique). Tout cela ne sera évidemment possible que sous une impulsion politique au niveau mondial, car la mise en œuvre de ces technologies nécessitera des investissements majeurs et augmentera le prix de l'électricité.

Quasi sûr

Le rendement moyen actuel du parc mondial des centrales à charbon, toutes générations confondues, s'établit à environ 34 %. Cette moyenne recouvre cependant des disparités importantes par région, selon l'âge moyen des centrales : pour les pays qui disposent d'un parc de centrales anciennes, le rendement moyen est faible (inférieur à 30 % dans les pays d'Europe de l'Est), alors qu'il est de l'ordre de 44 % à 45 % pour les centrales nouvelles.

À titre d'ordre de grandeur, améliorer le rendement d'une centrale à charbon de 10 points équivaut à réduire de 20 % ses émissions de CO_2. L'enjeu est important et on peut estimer que la réhabilitation à l'horizon 2010-2015, avec les meilleures technologies disponibles, de toutes les centrales existantes dans le monde permettrait de réduire les émissions mondiales de CO_2 de 1,5 à 2 Gt par an.

Partie 3

Partie 3

Le premier levier de progrès, immédiat, provient donc de la réhabilitation de centrales anciennes aux niveaux de performance actuels. Les technologies sont parfaitement maîtrisées et le potentiel considérable. Le bilan économique de ces réhabilitations serait en outre positif, puisque le gain de rendement rembourse largement l'investissement à réaliser après seulement quelques années d'exploitation. Il est à noter que les projets d'amélioration de performances ou de réhabilitation de centrales anciennes, notamment dans les économies en transition (Europe de l'Est) et les pays en développement, n'ont pas bénéficié jusqu'à présent des mécanismes de développement propres (*Joint Implementation* et *Clean Development Mechanisms*) du protocole de Kyoto. Or ces projets de réhabilitation se heurtent souvent à la difficulté de mobiliser les financements initiaux : faciliter l'entrée de ce type de projet dans les mécanismes de développement propre pourrait aider à lever cette barrière, tout en accélérant la diffusion des technologies de combustion propre.

Le second levier proviendra de l'amélioration de la performance actuelle des meilleures centrales. En effet, la technologie des centrales à charbon évolue sensiblement. Une première évolution majeure est l'amélioration et la diffusion de la technologie de centrales à lit fluidisé circulant. Les centrales à vapeur classiques – soit environ 90 % du parc mondial – brûlent le charbon sur un lit fixe à la pression atmosphérique (centrales dites à « charbon pulvérisé »). Les centrales à lit fluidisé circulant brûlent le charbon pulvérisé et injecté dans un flux d'air ascendant, à pression atmosphérique ou sous pression. Ces centrales ont de moins bonnes performances que les centrales à charbon pulvérisé, mais présentent l'avantage de réduire les émissions de polluants (principalement le SO_2, avec un lit de calcaire dans la chaudière). Elles sont aussi plus flexibles en termes de combustible utilisé, et permettent de brûler du charbon en le mélangeant à de la biomasse (jusqu'à 20 %), ce qui permet une réduction significative des émissions de CO_2. Elles peuvent également brûler du lignite, de la tourbe et divers résidus, et sont moins émettrices en gaz toxiques. Cependant leur puissance est actuellement limitée à environ 450 MWe.

Le rendement d'une centrale thermique augmente avec la pression et la température de la vapeur. Pour les centrales à charbon pulvérisé et pour les centrales à lit fluidisé, on cherche par conséquent à mettre en œuvre des températures et des pressions de vapeur de plus en plus élevées, ce qui exige des matériaux de plus en plus résistants pour la chaudière, le générateur de vapeur, les dispositifs de surchauffage et la turbine. On parle alors de centrales supercritiques (température jusqu'à 565°C et pression jusqu'à 250 bars), supercritiques avancées (585 à 600°C, 300 bars) ou ultra-supercritiques (au-delà). Les deux premières techniques sont aujourd'hui parfaitement maîtrisées et on peut considérer qu'elles ont atteint leur maximum de performance. La troisième est en cours de développement. Cette évolution permet de prévoir raisonnablement un rendement de 47-48 % à l'horizon 2010-2015, avec un potentiel de franchissement du seuil de 50 % après 2015, pour les centrales à charbon pulvérisé (programmes de développement en cours en Europe et aux États-Unis).

Chapitre 2

Captage et stockage du gaz carbonique

3

La question du captage et du stockage du CO_2 ne se limite pas au cas des centrales électriques à charbon, elle concerne aussi d'autres ressources énergétiques et d'autres procédés que la combustion (gazéification et fermentation, par exemple), mais aussi des procédés industriels fortement émetteurs de CO_2, comme ceux rencontrés dans la sidérurgie ou la cimenterie. Cependant, la part du CO_2 émis dans l'atmosphère par ces centrales au niveau mondial est déjà considérable (6,6 Gt sur un total de 25,0 Gt, soit 26,4 %) et le sera encore plus en 2030 (11,4 Gt sur un total de 39 Gt, soit près de 30 %)[1]. À titre d'exemple, une centrale thermique à charbon pulvérisé de 800 MW émet 4,9 Mt de CO_2 par an[2]. Les enjeux liés à la combustion « propre » du charbon sont donc considérables et justifient que l'on aborde la question du captage et du stockage du dioxyde de carbone sous cet angle. Les technologies présentées ci-après pour le charbon sont d'ailleurs transposables ou directement applicables aux autres activités industrielles émettrices.

1. Quasi sûr

On peut envisager que des techniques de captage du gaz carbonique verront le jour à des coûts acceptables, à des horizons variables selon les techniques, et qu'il sera possible d'en équiper une partie des centrales à charbon existantes ainsi que les nouvelles centrales. Plusieurs pistes sont explorées.

- La post-combustion, qui consiste à traiter les fumées résultant de la combustion du charbon pour en extraire le CO_2. Sept grandes familles de techniques existent, mais l'utilisation de solvants devrait se révéler la plus performante et la plus économique. La démonstration d'un captage post-combustion avec des

1 – Nouveau rapport *World Energy, Technology and Climate Policy Outlook* de la Commission européenne, cité dans *Charbon propre : mythe ou réalité ?* Groupe de travail sur le charbon du délégué interministériel au développement durable, 2006, www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Charbonpropre22082006.pdf, p. 19.
2 – Coûts de référence de la production électrique, DGEMP – DIDEME, MinEFI, 2003

solvants aux amines est en cours à Ejsberg, au Danemark. Ce test devrait être suivi d'une expérimentation sur une unité de 150 MW et de commercialisation de centrales de 400 MW à 800 MW ainsi équipées à l'horizon 2010-2015. L'enjeu sera d'abaisser le coût actuel de 50-80 €/tCO_2 à moins de 20 €/tCO_2 (incluant les pertes de production électrique liées à la baisse du rendement de la centrale). Ces technologies sont maîtrisées aujourd'hui, le principal enjeu résidant dans la recherche de nouveaux solvants économiquement plus performants que les amines. Un avantage majeur des technologies de post-combustion est qu'elles peuvent être utilisées sur les centrales existantes qui représentent le principal enjeu en matière de maîtrise des émissions.

- L'oxy-combustion, qui consiste à réaliser la combustion du charbon dans de l'oxygène pur plutôt que de l'air. Cela équivaut à enlever le « ballast » azote de la combustion (annulant ainsi la production d'oxyde d'azote qui est un polluant) et permet de produire un courant pur et concentré de CO_2, plutôt que des fumées contenant du CO_2 faiblement concentré et d'autres polluants. Cela permet aussi de séparer très facilement le CO_2 en sortie de chaudière et de le compresser à des fins de transport et stockage. Un autre avantage est la réduction de la taille des centrales (puisque les équipements de traitement des oxydes d'azote ne sont plus nécessaires). Cette technique suppose la production d'oxygène en grande quantité et à des coûts acceptables. Les unités existantes peuvent produire 4 000 tonnes d'oxygène par jour mais avec un rendement de la centrale pénalisé de près de 7 %. Une démonstration est actuellement en cours à Schwarze Pumpe, en Allemagne. Les principales recherches sur l'intégration des composants et l'amélioration du rendement des unités de séparation d'air doivent permettre d'avoir des solutions commerciales à l'horizon 2015-2020.

2. Probable

À un horizon plus lointain (après 2020), d'autres techniques pour le captage du CO_2 devraient voir le jour : par passage en boucle dans deux chaudières et oxydo-réduction (technique dite de la « boucle chimique »), ou par gazéification du charbon couplée à un dispositif de captage de CO_2[3].

- Le passage en boucle dans deux chaudières en est encore au stade du pilote de laboratoire. Cette technique consiste à brûler le charbon dans un oxyde métallique plutôt que dans de l'air, ce qui permet de générer de la chaleur pour produire de l'électricité et un mélange d'eau et de CO_2 pur (comme dans le cas de l'oxy-combustion décrite plus haut). L'oxyde métallique est régénéré dans une seconde chaudière par combustion avec de l'air produisant de l'azote et de l'oxygène en sortie de cette seconde chaudière. Les industriels français s'intéressent fortement à ces technologies dont les paramètres économiques sont prometteurs.

3 – La technique de gazéification elle-même n'empêche pas la production de CO_2 et ne permet pas un captage automatique de ses émissions.

- Dans la technique de gazéification (technique classique utilisée en pétrochimie et applicable à tout type de charbon), le charbon est converti en gaz de synthèse composé essentiellement de monoxyde de carbone. Après quelques traitements pour purifier ce gaz, une opération de reformage de ce monoxyde conduit à l'émission d'hydrogène et d'un flux concentré de CO_2. Ce dernier peut alors être capté. L'intérêt de ce procédé est de pouvoir capter le CO_2 avant la combustion et aussi de permettre une production d'hydrogène associée[4]. L'hydrogène peut servir à la production de carburants de synthèse ou bien à la production d'électricité par combustion dans une turbine à gaz. La chaleur du gaz brûlé peut être récupérée pour produire de la vapeur d'eau qui actionne une seconde turbine, à vapeur. Il s'agira alors d'un cycle combiné, comme pratiqué couramment pour les centrales à gaz naturel ; ce processus est connu sous le terme de IGCC *(Integrated Gazified Combined Cycle)*. Dans le cas de la gazéification du charbon pour la production d'électricité, la difficulté majeure réside dans l'intégration des systèmes, leur fiabilité, leur disponibilité, leur rendement, la purification des gaz à chacune des étapes, et *in fine* le bilan économique. Le procédé de gazéification du charbon associé à de la production d'électricité a été mis en œuvre dans le monde entier dans des centrales de démonstration ou en exploitation commerciale. Il s'agit toutefois de centrales qui ne permettent pas de capter le CO_2 car l'étape de reformage du monoxyde de carbone n'y est pas réalisée, et c'est donc ce monoxyde qui est brûlé dans la turbine à gaz, émettant ainsi du CO_2. Le développement de centrales « IGCC » sans émission de CO_2 nécessite d'adapter les turbines à gaz (l'hydrogène ayant des caractéristiques bien différentes du monoxyde de carbone ou encore du gaz naturel), et se heurte encore à un manque de compétitivité, de fiabilité et de disponibilité[5].

Au-delà du captage du dioxyde de carbone, la question de son stockage est cruciale. Il s'agit d'une question nouvelle dont l'importance croît avec la prise de conscience des risques de réchauffement climatique et dont les aspects technologiques et environnementaux sont considérables. C'est la raison pour laquelle ses perspectives ne sont ni *quasi sûres*, ni *probables*.

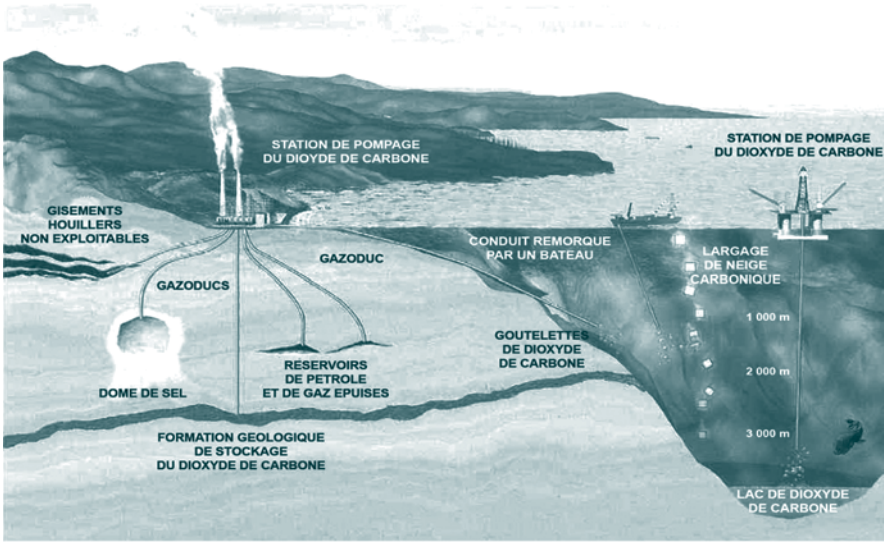
3. Possible

Parmi les méthodes de stockage envisageables, la plus crédible semble celle du stockage dans des formations géologiques profondes et étendues. Des réserves de gaz naturel ont ainsi été constituées et donnent toute satisfaction, en France notamment. Mais dans le cas du CO_2, il faudra s'assurer que les nappes d'eau potable ou des micro-organismes se développant en profondeur ne risquent pas d'être atteints. Diverses possibilités sont explorées[6].

4 – *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, rapport de Christian Bataille et Claude Birraux, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, www.assemblee-nationale.fr/12/rap-oecst/resume-2965.pdf, p. 76-77.
5 – *Charbon propre : mythe ou réalité ? Groupe de travail sur le charbon du délégué interministériel au développement durable*, 2006, www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Charbonpropre22082006.pdf, p. 42.
6 – *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, *op. cit.*, p. 76-77.

Partie 3

Figure n° 1 : Options possibles pour le stockage du dioxyde de carbone



Source : IFP

Les gisements de charbon inaccessibles ou inexploitables en sont une. Le charbon a en effet la propriété d'adsorber des gaz divers. Le gaz carbonique injecté peut ainsi se substituer au méthane naturellement fixé à la surface du charbon. Le coût de ce stockage serait diminué des recettes procurées par le méthane récupéré. Mais les capacités de stockage de ce type sont faibles et la technique encore mal maîtrisée.

Les gisements d'hydrocarbures anciens ou toujours en exploitation représentent une deuxième piste. Celle-ci permettrait de stimuler la production ou de récupérer des quantités additionnelles d'huile et de gaz. Relativement importantes au niveau mondial, les capacités de stockage ne sont pas nécessairement localisées à proximité des centres d'émission de CO_2.

Les bassins sédimentaires présentent, en profondeur, des roches poreuses imprégnées d'eau salée : les aquifères salins. Ces aquifères salins pourraient dissoudre le CO_2 qui y serait injecté et le piéger indéfiniment en toute sécurité, semble-t-il. Ils sont très répandus à la surface du globe et, pour beaucoup, bien connus géologiquement par les résultats de campagnes de prospection pétrolière antérieures[7]. Cette option présente les meilleures perspectives en termes de capacité et de disponibilité, mais nécessite des investigations complémentaires.

7 – *Que peut-on faire avec le CO_2 ? Capture et séquestration du CO_2*, Académie des technologies, 2005, www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieÉnvironnement/sequestration-CO2/SequestrationCO2.pdf.

Plusieurs expériences à échelle industrielle de stockage souterrain de gaz carbonique sont en cours. En Norvège, depuis 1996, le CO_2 extrait d'un gisement en même temps que le gaz naturel est réinjecté dans un aquifère salin à raison de 1 million de tonnes par an. Au Canada, le CO_2 émis par une centrale thermique aux États-Unis (1,8 million de tonnes par an) est capturé, transporté par pipeline sur une distance de 330 km et injecté dans un gisement de gaz au Saskatchewan pour le stimuler. D'autres expériences comparables ont lieu aux Pays-Bas et en Algérie[8]. En France, vient d'être lancé un projet pilote à Lacq. Il permettra d'injecter pendant deux ans, à partir de fin 2008, jusqu'à 150 000 tonnes de dioxyde de carbone dans un ancien gisement de gaz naturel, à 4 500 mètres de profondeur.

Par analogie avec les coûts de stockage souterrain du gaz, le coût du stockage du CO_2 pour une installation d'envergure industrielle est estimé entre 1 et 7 euros par tonne[9].

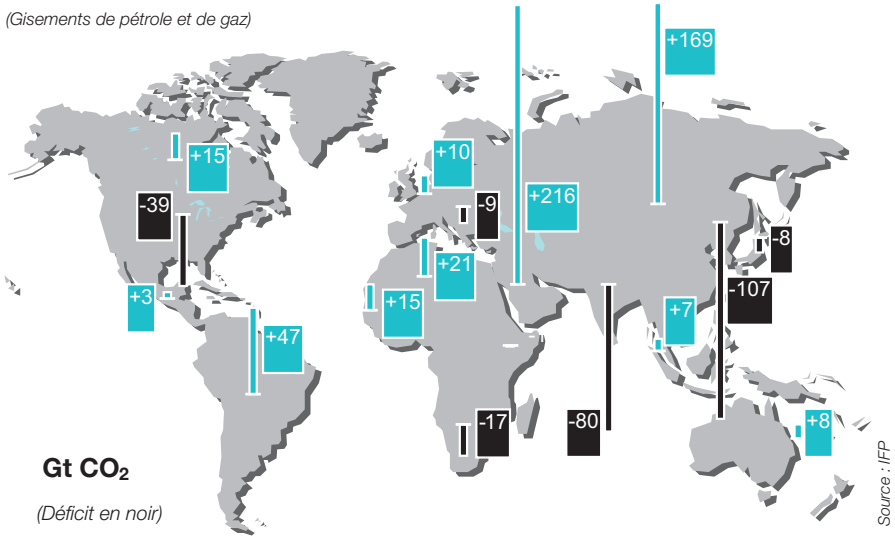
Une étude GDF/IFP[10] a tenté d'évaluer quelles seraient les capacités de stockage de CO_2 disponibles dans le monde, si on l'injectait dans les gisements de pétrole et de gaz en exploitation, ce qui aurait également pour avantage d'augmenter leur taux de récupération. L'étude, qui porte sur la période allant de 2020 (date supposée de diffusion des techniques de captage et stockage) à 2050, a mis en évidence un potentiel de stockage au niveau mondial entre 600 Gt et 1 200 Gt. Sur cette même période, le CO_2 qui pourrait être capturé dans le monde à la sortie des centrales thermiques, compte tenu de leur équipement progressif, a été estimé à 500 Gt. Mais il n'y a pas nécessairement correspondance entre lieux d'émission et lieux de stockage possibles, que ce soit au niveau local ou à celui de la planète. Au niveau des grandes régions du monde, l'étude montre que, sur la période 2020-2050, ce bilan serait équilibré pour certaines, comme l'Europe, et qu'il serait fortement déficitaire pour d'autres, telles que les États-Unis, la Chine et l'Inde, ces régions déficitaires représentant 83 % du potentiel des émissions dues à la production d'énergie électrique et seulement 9 % du potentiel de stockage du CO_2.

Ces résultats illustrent bien l'importance du transport du CO_2 associé à son stockage. Le CO_2 est dans une large mesure inerte et facile à manipuler. Il est déjà transporté sur de longues distances dans des gazoducs haute pression dont plus de 2 000 km sont en service actuellement[11].

8 – *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, *op. cit.*, p. 339.
9 – Source : IFP.
10 – Georgia Plouchard et Aude Fradet, « Le stockage du CO_2 », *Les Cahiers du Club d'ingénierie prospective énergie et environnement*, n° 17, 2005.
11 – *Charbon propre : mythe ou réalité ?*, *op. cit.*, p. 49.

Partie 3

Carte n° 1 : Stockage potentiel et émissions de CO_2 par région (cumulés jusqu'en 2050)



On peut imaginer dans certaines régions du monde la constitution d'un véritable réseau de pipelines dédiés au transport du CO_2, un transport par camion, par bateau, etc. Mais on peut aussi envisager, pour limiter le développement d'un tel réseau, qu'à l'avenir les nouvelles installations fortement émettrices de CO_2 soient implantées à proximité de lieux de stockage potentiel. Le coût du transport par pipeline est estimé entre 1 et 3 €/100 km[12].

Toutefois la question essentielle du transport et du stockage du CO_2 n'est pas technique, ni même économique, mais sociale : pour faire accepter aux riverains des pipelines, des circulations de camions remplis de gaz carbonique, des stockages profonds, etc., il faudra d'abord les convaincre qu'il n'y a pas de risque de fuite, que le gaz carbonique est bien débarrassé de tout autre gaz polluant, que les nuisances générées par les infrastructures nouvelles nécessaires sont bien traitées, etc. L'expérience montre que les projets d'intérêt public sont de plus en plus difficiles à faire accepter, même lorsqu'ils apportent des avantages aux riverains (autoroutes). Qu'en sera-t-il de projets de transport ou de stockage de CO_2, utiles à l'humanité tout entière à long terme, mais qui n'apporteraient que des désagréments à court terme à ceux chez qui ils doivent être réalisés ? Il n'existe d'ailleurs pas en France pour l'instant, ni dans les autres pays intéressés, de dispositions juridiques spécifiques permettant d'encadrer cette activité (concertation, surveillance des sites, responsabilité, etc.).

12 – Source : IFP.

Compte tenu de ces difficultés techniques et sociétales, une application du stockage à échelle industrielle pourrait s'envisager vers 2030, après une phase de démonstration et d'apprentissage entre 2010 et 2020. En France, où le potentiel de stockage est limité, ce sont surtout des installations pilotes permettant de développer un savoir-faire valorisable à l'étranger, comme celle de Lacq évoquée plus haut, qui devraient se développer.

Les horizons et les degrés de probabilité ne sont pas les mêmes pour le captage et pour le stockage du CO_2 : le captage semble plus probable et à un horizon plus rapproché que le stockage. Ce qui signifie que ce n'est pas le captage mais le stockage qui conditionnera le développement d'ensemble de la filière.

Partie 3

Chapitre 3
Pétrole

Avec une demande de l'ordre de 4 000 Mtep en 2004, le pétrole représente une part de 35 % du bilan énergétique mondial. Les dernières projections de l'Agence internationale de l'énergie tablent, dans le scénario de référence, sur une croissance régulière de la demande de l'ordre de 1,7 % par an, ce qui aboutirait à un niveau de l'ordre de 5 600 Mtep en 2030 et à une part stable dans le bilan énergétique mondial. Si ce scénario de base est probablement optimiste au regard des contraintes de ressources et de changement climatique, le pétrole n'en restera pas moins une énergie incontournable au cours des trente prochaines années.

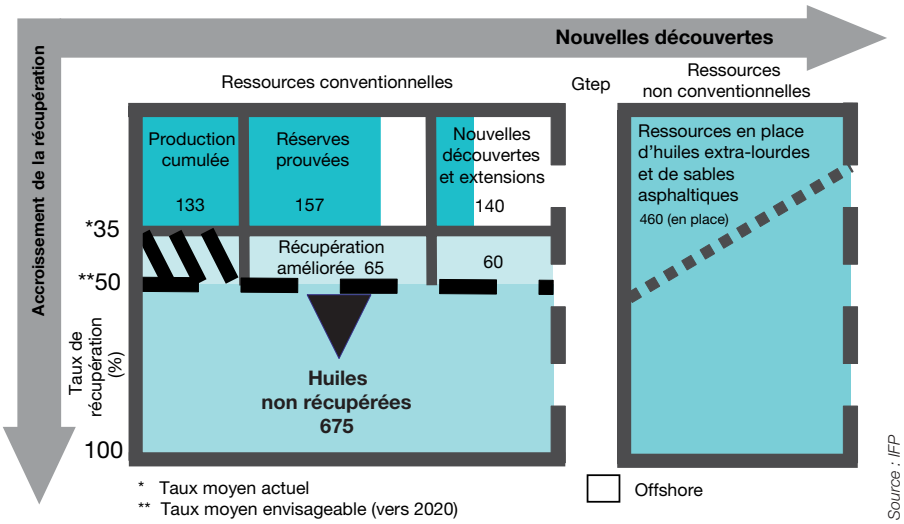
Au-delà des problématiques géopolitiques liées en particulier à une forte concentration au Moyen-Orient de la production et des réserves (respectivement environ 30 % et 60 %), le pétrole se trouve confronté à un triple défi : le renouvellement des ressources pour repousser la date du pic de production, l'amélioration de la qualité des produits pétroliers face aux normes environnementales renforcées et la diversification indispensable du secteur des transports qui dépend encore pour plus de 95 % de cette énergie.

La « course technologique » pour assurer le renouvellement des ressources est permanente dans le secteur pétrolier. Elle se traduit aujourd'hui par des productions significatives en offshore très profond, difficilement imaginables il y a vingt ans, compte tenu des contraintes technologiques et économiques. Elle se poursuit actuellement avec le développement progressif des réserves d'huile extra lourdes du Canada ou du Venezuela. Il s'agira demain d'améliorer encore les quantités récupérables de pétrole dans les gisements, voire à plus long terme de tenter d'exploiter des pétroles non conventionnels, comme les schistes bitumineux. Un cadre d'exploitation prenant en compte la problématique des émissions de CO_2 sera à terme probablement indispensable compte tenu d'une consommation d'énergie importante pour produire ces pétroles non conventionnels.

En ce qui concerne le traitement en raffinerie, il conviendra également de tirer le maximum de carburants et de bases pétrochimiques de chaque baril produit, tout en réduisant l'impact des industries du raffinage et de la pétrochimie sur l'environnement. En outre, le recours croissant aux pétroles non conventionnels

impliquera le développement de technologies de conversion poussée plus performantes, afin de pouvoir les valoriser sous forme de produits adaptés au secteur des transports.

Figure n° 2 : Renouvellement et accroissement des ressources de pétrole



En complément d'une action indispensable sur l'offre, il s'agit de jouer sur la demande, et plus particulièrement sur le secteur des transports qui représente 55 % de la consommation de pétrole au niveau mondial (voir les chapitres 9 « biomasse », 10 « hydrogène » et 11 « véhicules routiers »).

1. Quasi sûr

En moyenne, au niveau mondial, la récupération de pétrole dans un gisement se situe autour de 30 % à 35 %. Différentes techniques (forage dévié, injection d'eau, de gaz naturel, de produits chimiques ou de CO_2) permettent d'améliorer sensiblement les taux de récupération. Grâce à ces techniques, les Norvégiens affichent un taux de récupération de 45 % avec l'objectif d'atteindre 50 %. L'augmentation de 35 % à 50 % du taux moyen de récupération du pétrole permettrait de disposer de plus de 100 Gt supplémentaires, chiffre à comparer aux 164 Gt de réserves prouvées. L'enjeu est donc important dans la perspective de repousser le « pic de production pétrolière ».

Les techniques « secondaires » (injection d'eau ou de gaz naturel) sont assez courantes et ne présentent pas de difficultés majeures. En revanche, les techniques « tertiaires » (injection de produits chimiques ou de CO_2) doivent encore faire l'objet de recherches pour qu'en soit amélioré le bilan économique. Par ailleurs, le mode d'exploitation peut être amélioré grâce à une meilleure connaissance des gisements permettant d'optimiser les forages de production (puits déviés).

Partie 3
Partie 3

Les pétroles très lourds représentent des volumes exploitables très importants. Les ressources en place de sables asphaltiques et pétroles extra lourds sont évaluées à environ 685 Gt. Presque entièrement situés au Venezuela et au Canada, ils représentent des volumes techniquement récupérables évalués à 80-100 Gt. Ces pétroles sont exploités, mais de manière encore très limitée :

- bitumes canadiens : les gisements existants ont produit 50 Mtep en 2005 et les projets annoncés permettent de prévoir un niveau de production total de 150 Mtep en 2015 ;
- extra lourds vénézuéliens : les exploitations existantes produisent 30 Mtep/an. L'objectif du gouvernement est de porter la production à 60 Mtep en 2012.

2. Possible

Les schistes bitumineux sont des roches sédimentaires contenant de la matière organique. La transformation de la matière organique n'étant pas complète, les schistes sont riches en kérogène, d'où leur intérêt énergétique. Ce kérogène, pratiquement insoluble dans les solvants classiques, peut après pyrolyse (à 500 °C) donner naissance à une huile visqueuse comparable à certains pétroles bruts. Les ressources d'huile que pourrait permettre d'obtenir l'exploitation des schistes bitumineux sont évaluées suivant les sources entre 400 et 700 Gt. Mais leur exploitation est loin d'être économiquement rentable et elle présente sur le plan environnemental des problèmes majeurs. C'est pourquoi la production d'huile à partir de schistes à grande échelle apparaît peu probable avant très longtemps.

La majorité des recherches actuelles sont menées aux États-Unis et orientées vers des technologies de transformation *in situ* (dans la formation géologique). Shell est la plus avancée et doit prendre la décision de lancer ou non un projet commercial en 2010 au plus tôt. Le projet ne commencerait à produire qu'en 2018 (il faut préalablement chauffer la formation pendant trois ans). Par ailleurs, le DOE annonce une production de 120 Mtep en 2030. Notons que l'AIE ne fait aucune projection concernant la production de produits pétroliers à partir des schistes bitumineux.

Chapitre 4

Gaz

Au cours des dix dernières années, la consommation de gaz naturel a progressé de 2,6 % par an, s'établissant à 2 500 Mtep en 2005 (source Cedigaz). Sur la base des dernières projections de l'AIE, qui prévoit une croissance long terme de 2 % par an, le gaz naturel devrait renforcer sensiblement sa part dans le bilan énergétique mondial pour atteindre 23 % en 2030 (21 % en 2004). L'analyse par zone met en évidence un recours grandissant au gaz pour les régions en voie d'industrialisation ou en développement, en particulier en Asie, en Amérique latine et en Afrique. La zone OCDE connaît en revanche un taux de croissance inférieur à la moyenne, compte tenu d'une pénétration du gaz naturel déjà relativement importante.

Cet attrait général pour le gaz naturel résulte de plusieurs facteurs liés en partie à l'importance des réserves (soixante ans environ) et à la performance des centrales à cycle combiné dont le rendement est désormais proche des 60 %. Le secteur de la production d'électricité représente ainsi plus de 50 % de la hausse de la demande gazière mondiale. En dépit d'une concurrence renforcée avec le charbon, liée au nouvel équilibre des prix depuis le début de la décennie, le gaz naturel trouvera encore une place importante dans ce secteur, compte tenu de ses avantages environnementaux. Une centrale à gaz à cycle combiné produit en effet entre 40 % et 50 % de moins de CO_2 qu'une centrale charbon.

Compte tenu du niveau des réserves, le pic gazier n'est pas aussi rapproché que celui avancé pour le pétrole. Toutefois, pour certains pays dépendants (États-Unis) ou dont la consommation doit fortement progresser (Inde, Chine), le développement de ressources non conventionnelles (gaz de charbon ou « *coalbed methane* », sables colmatés ou « *tight gas sands* », etc.) constitue un enjeu d'importance.

Le second enjeu pour cette énergie restera la problématique du transport du gaz, qui représente une part prépondérante des coûts, contrairement au pétrole. Les recherches se poursuivent sur le transport par canalisation mais aussi pour la voie GNL (gaz liquéfié) qui représente une part croissante du commerce mondial. De nouvelles voies de transport du gaz naturel sont en cours d'étude, en particulier sous forme comprimée (*Compressed Natural Gas*-CNG) et sous forme d'hydrates.

Le gaz naturel sera ainsi appelé à jouer un rôle significatif pour diversifier le mix énergétique, compte tenu de ses avantages en termes environnementaux par rapport en particulier au charbon. Il s'agit là d'une tendance de fond observée depuis trente ans, qui se poursuivra sans aucun doute sur le long terme.

Partie 3

Partie 3

1. Quasi sûr

L'exploitation de certains gisements de gaz nécessite de fracturer la roche afin d'en augmenter la perméabilité. La recherche porte aujourd'hui sur des procédés consistant à injecter dans le puits différents mélanges sous fortes pressions qui permettent de casser la roche et de créer artificiellement des fractures. Avec ces procédés, des réserves importantes de gaz deviennent accessibles. Elles se présentent sous plusieurs formes :

— Le gaz de charbon ou *coalbed methane* (CBM) désigne le méthane contenu dans les couches de charbon. Des quantités très importantes de méthane se retrouvent piégées avec, pour un même volume de roche, une concentration 6 à 7 fois plus importante que dans les gisements de gaz conventionnel. Les ressources de méthane ainsi piégées au niveau mondial sont estimées entre 90 et 230 Gtep (à comparer aux réserves prouvées de gaz qui sont de 160 Gtep). Ensemble, le Canada, la Russie et la Chine renferment 80 % des ressources mondiales en CBM.

— Le gaz issu des sables colmatés (*tight gas sands*) : ces gisements se caractérisent par une faible perméabilité de la roche qui s'oppose à la circulation du gaz. Aux États-Unis, ils comptent pour plus de 15 % de la production totale de gaz mais, à l'échelle mondiale, les ressources sont mal connues.

— Les schistes sont des roches particulièrement peu perméables dans lesquelles le gaz est stocké sous deux formes : gaz libre dans les pores ou dans les fractures de la roche et gaz adsorbé sur les particules organiques (comme pour le CBM). Ces réserves sont évaluées entre 12 et 15 Gtep aux États-Unis et à 25 Gtep au Canada.

Le transport du gaz naturel entre lieu d'extraction et lieu d'utilisation est également amené à évoluer. Ce transport se fait sous forme de gaz comprimé, par gazoduc, ou sous forme liquéfiée (GNL, gaz naturel liquéfié à - 163°C), par bateau méthanier. Cette dernière forme permet d'accéder à de nouvelles sources d'approvisionnement lorsque la réalisation d'un gazoduc n'est pas envisageable. Ainsi la France reçoit du GNL d'Algérie, d'Égypte et du Nigeria, et en recevra de Norvège à partir de 2008. Mais cela permet aussi de réagir plus rapidement aux évolutions du marché du gaz et de réorienter les approvisionnements vers les fournisseurs offrant les meilleures conditions financières. C'est dire le rôle majeur que joue et que jouera de plus en plus à l'avenir ce mode de transport dans l'organisation du marché international du gaz.

En 2005, il y avait 191 méthaniers en service dans le monde et les commandes en cours représentent 90 % des capacités existantes. La taille des navires est également en constante augmentation. La référence actuelle est de 150 000 m^3 et les dernières commandes pour un projet au Qatar portent sur des méthaniers de 210 000 m^3. Ils sont construits en grande majorité en Corée du Sud. Quelques méthaniers sont même équipés d'unités de regazéification permettant le

déchargement du GNL sous forme gazeuse en mer sur des terminaux offshore, ce qui élimine les problèmes de sécurité – et donc d'acceptabilité – liés au déchargement direct du GNL à terre[13].

En 2005, les transactions de GNL ont porté sur un volume de près de 177 milliards de m^3, soit environ 22 % du commerce mondial de gaz naturel, et, compte tenu de son taux de croissance soutenu (+ 7 % par an), on estime que ce volume pourrait atteindre 200 milliards de m^3 en 2010 et 460 milliards de m^3 en 2020. Ce développement devrait être favorisé par une évolution technologique des navires méthaniers qui offriront une capacité croissante et un coût de transport à l'unité de plus en plus réduit et compétitif par rapport au transport par gazoduc[14].

2. Possible

L'eau et le méthane, sous certaines conditions de température et de pression, forment un solide appelé hydrate. Lorsque les conditions physiques changent (élévation de la température et/ou diminution de la pression), ce solide peut être déstabilisé, le gaz et l'eau se séparent. C'est une expérience qui se fait couramment en laboratoire et, en réel, le test effectué sur le site de Mallik au Canada a permis d'obtenir une production de gaz. Mais il n'a pas permis d'apprécier la faisabilité technique à grande échelle de l'exploitation de ces hydrates qui présente des risques importants de dégagements de méthane non maîtrisables. Des recherches sur ces sujets se poursuivent, en particulier au Japon et aux États-Unis.

Les estimations des ressources de méthane contenues dans les hydrates vont de 11 000 à 20 000 Gtep, soit 70 à 130 fois les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel. Des hydrates de gaz de permafrost ont été identifiés en Sibérie, en Alaska, ainsi que dans le delta du Mackenzie au Canada. Les hydrates de gaz en mer ont été identifiés dans le golfe du Mexique, en Californie, dans la mer Noire, la mer Caspienne et la mer d'Okhotsk, mais aussi, par grande profondeur, dans les fosses océaniques d'Amérique centrale et du Japon, et même au large de la Nouvelle-Calédonie.

13 – Anne Lanthiez, « Quelles perspectives pour le transport maritime de GNL ? », ISEMAR, *Note de synthèse* n° 85, mai 2006.
14 – www.gazdefrance.com.

Partie 3

Chapitre 5
Énergie hydraulique et marine

L'hydroélectricité est une énergie dont les avantages et inconvénients sont connus.

- Avantages :
  - c'est une énergie renouvelable
  - elle ne produit pas de gaz à effet de serre
  - elle peut être stockée en quantité importante et restituée rapidement
  - elle est largement répartie à la surface de la terre
  - elle s'intègre dans une valorisation plus large : irrigation, distribution d'eau, etc.
  - elle est parfaitement maîtrisée, grâce à des décennies d'exploitation ;
- Inconvénients :
  - elle a un impact sur le milieu naturel (protection des sites, de la faune aquatique, etc.)
  - elle présente des risques liés à la sédimentation
  - elle modifie les débits des cours d'eau
  - elle entraîne le déplacement des populations concernées par les barrages.

Ces inconvénients sont à mettre en regard des énergies produites. Ainsi, le barrage des Trois Gorges en Chine (27 000 MW) est équivalent à 27 tranches nucléaires de 1 000 MW ou 40 000 éoliennes de 1 MW.

La plupart des sites dans les pays développés sont équipés et le potentiel hydroélectrique résiduel est très limité. Les améliorations possibles tiennent à la réhabilitation avec amélioration des performances des sites existants (cas de la France). Il reste, en revanche, de nombreuses possibilités dans les pays en développement. Par exemple, le potentiel de la Chine n'est actuellement exploité qu'à 20 %. De nombreux programmes devraient voir le jour en Asie et en Amérique latine.

Les mers recèlent des quantités d'énergie importantes mais leur mise en œuvre pose des difficultés telles qu'elle ne relève ni du *quasi sûr* ni du *probable*, mais du *possible*. Parmi les formes d'énergie marine dont l'exploitation peut être envisagée, il faut distinguer principalement :

- l'énergie des vagues qui, sur la façade atlantique française, correspond à une puissance moyenne estimée à 45 kW par mètre de ligne de côte. Cette énergie est cependant difficile à capter et les installations sont fortement menacées par les tempêtes, ce qui rend leur coût d'installation prohibitif à ce jour ;
- l'énergie des courants permanents des océans offre l'avantage d'être prévisible et stable mais l'éloignement des sites par rapport à la côte la rend trop coûteuse (difficulté d'ancrer les turbines à des profondeurs importantes et coût de transport de l'électricité jusqu'à la côte) ;
- l'énergie des courants de marée offre plusieurs avantages : elle est variable mais prévisible et disponible à proximité des côtes, ce qui limite les coûts de transport de l'électricité et permet l'ancrage des turbines au fond de la mer ;
- l'énergie marémotrice exploitée avec un barrage de retenue installé dans un site privilégié (estuaire, etc.) constitue une variante du cas précédent. La France possède la seule référence mondiale avec l'usine marémotrice de la Rance (250 MW) en production depuis quarante ans, mais qui n'est pas rentable. Cette forme d'énergie pose d'ailleurs des problèmes d'acceptabilité tels qu'un deuxième ouvrage de même nature n'a jamais pu être réalisé et ne le sera probablement jamais ;
- d'autres formes d'énergies des océans sont également envisageables mais leur mise en œuvre reste très hypothétique : l'énergie thermique des mers ou l'énergie osmotique (par gradient de salinité).

Parmi ces formes, seul le cas de l'énergie des marées peut raisonnablement justifier des attentes. On pourrait envisager de coupler sur un même pylône éolienne et turbine, et de créer des fermes offshore mixtes produisant de l'électricité à partir des courants de marée et du vent.

Il est important de noter que, compte tenu de l'importance des marées sur leurs côtes et de la structure des fonds marins, la France et le Royaume-Uni concentrent près des trois quarts du potentiel démontré et exploitable de cette forme d'énergie marine.

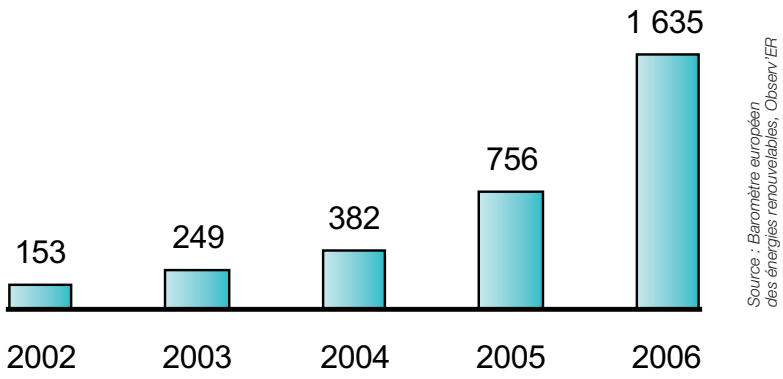
Partie 3

Chapitre 6

Énergie éolienne

L'éolien est en forte croissance en Europe. La puissance installée est passée de 29 000 MW en 2003 à 40 500 MW (+ 40 %) en 2005 mais reste essentiellement concentrée dans trois pays : l'Allemagne (18 400 MW), l'Espagne (10 000 MW) et le Danemark (3 100 MW). En France, la production éolienne, avec 1 000 GWh en 2005, ne représente que 1,6 % de la production d'électricité d'origine renouvelable, mais sa croissance est forte puisque la puissance installée est passée de 153 MW en 2002 à 1 635 MW en 2006[15].

Figure n° 3 : Puissance éolienne installée en France (en MW)



En France, la production d'électricité d'origine éolienne est subventionnée par le biais d'un rachat obligatoire par les opérateurs historiques de l'électricité produite à un prix garanti plus élevé que le prix du marché (82 €/MWh), ce qui explique son développement, car avec un coût de production de 52 €/MWh

15 – *Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables*, Eurobserv'ER, 2006, www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan5.pdf.

pour 2 500 heures d'utilisation par an[16] l'énergie éolienne est encore loin d'atteindre le niveau de performance des sources d'énergie classique.

L'éolien connaît des progrès technologiques avec une montée en puissance et une augmentation des dimensions des machines installées. Diverses raisons justifient cette évolution. En un lieu donné, la vitesse du vent augmente avec l'altitude, les obstacles et les frottements ralentissant sa course au niveau du sol. Or la puissance de l'éolienne varie comme le cube de la vitesse du vent. Par ailleurs, l'énergie collectée par l'éolienne est proportionnelle à la surface balayée par le rotor et varie donc comme le carré de la longueur des pales. L'augmentation de la hauteur et du diamètre des éoliennes correspond donc à la recherche d'une puissance installée maximale. Cette augmentation a également pour but de tirer parti d'économies d'échelle. Certains coûts de fabrication et d'installation d'une éolienne ne dépendent que très peu de sa taille (système de commande et de contrôle à distance de la machine, voirie d'accès au site, travaux de génie civil, transformateurs et lignes électriques de raccordement au réseau, entretien, etc.). Enfin, l'augmentation de taille des éoliennes permet de capter le maximum d'énergie disponible sur un site donné[17]. Mais cette course à la puissance, et donc au « gigantisme », est limitée par la tenue mécanique aux efforts croissants auxquels sont soumises les éoliennes et aussi par des contraintes environnementales et par l'acceptation des riverains.

L'énergie électrique délivrée par une éolienne est par nature aléatoire puisqu'elle dépend de l'existence et de la force du vent qui la fait tourner. Elle ne peut donc être mobilisée pour fournir du courant à la demande. Ce qui est vrai au niveau de l'unité élémentaire de production l'est cependant moins au niveau de la production d'une grande région ou d'un pays, car il peut s'établir une certaine compensation entre productions éoliennes de zones géographiques différentes. En France, où l'indépendance entre les régimes des vents des façades atlantique et méditerranéenne favorise ce phénomène, la puissance garantie n'est pourtant que de 10 % à 20 % de la puissance installée.

1. Quasi sûr

La puissance maximale des turbines devrait pouvoir passer de 3 MW actuellement à 5 MW d'ici moins de dix ans. Cette croissance viendra pour une part de l'accroissement du diamètre des rotors mais, pour des raisons tant de résistance mécanique que d'intégration dans les sites, il ne faut pas envisager que la hauteur des mâts puisse dépasser 100 mètres. Le rendement des éoliennes pourra toutefois être augmenté grâce à l'amélioration des mécanismes d'orientation des pales et des boîtes de vitesse. On peut ainsi penser que la compétitivité de l'éolien s'améliorera légèrement du fait de ce progrès technique, mais aussi d'une certaine standardisation de la production. La conjonction de ces deux facteurs devrait conduire à la poursuite de la baisse des coûts de production constatée ces dernières années. Il semble peu probable cependant que

16 – Source : DIDEME.
17 – *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, *op. cit.*, p. 122-123

l'éolien puisse se passer de subventions à court terme, car il est défavorisé par ses coûts de raccordement au réseau de transport d'énergie électrique (qui ne passe pas nécessairement à proximité des lieux de production potentiels) et par le caractère irrégulier de sa production.

2. Probable

Face à l'intermittence de la production, une régulation temporelle de la demande, pour des besoins dont la satisfaction pourrait être différée (certains usages ménagers ou même des procédés industriels non continus), semble difficile à mettre en œuvre, au-delà de la résorption des pointes annuelles de la demande globale d'électricité. Dans ces conditions, le développement à grande échelle de l'éolien ne pourra se faire qu'avec un développement parallèle de capacités de production complémentaires prenant le relais en cas de chute du vent, ou de stockage d'énergie électrique permettant de lisser les fluctuations de l'éolien. C'est pourquoi, aux coûts propres à la production éolienne, il conviendra d'ajouter des coûts de production et de stockage nécessaires à cette production. Tant que la production reste faible, ce « coût de l'intermittence » peut être estimé entre 2 et 4 €/MWh[18].

Jusqu'à récemment, la production d'énergie électrique d'origine éolienne provenait exclusivement d'installations terrestres. L'éolien offshore a fait son apparition en 2003 au Danemark avec un champ d'éoliennes représentant une puissance installée de 500 MW. En France, il a été décidé en septembre 2005 d'installer des éoliennes pour une puissance de 105 MW au large des côtes de la Seine-Maritime. La mise en service devrait intervenir d'ici 2008.

Cette piste mérite d'être explorée car les vents en mer, même à proximité des côtes, sont plus forts et beaucoup plus réguliers qu'à terre. En outre, dans certains cas, un champ d'éoliennes peut être mieux accepté en mer qu'à terre et peut être déployé sur des surfaces plus étendues.

Si l'on exclut l'hypothèse des éoliennes sur barges flottantes (encore peu réaliste sur le plan technico-économique), l'installation d'éoliennes en mer suppose des profondeurs d'eau inférieures à 20 mètres pour que l'on puisse ancrer les mâts au fond marin, ce qui en France limite l'installation à une bande côtière variant de 5 à 30 km selon les régions. Mais cette installation doit aussi compter avec les autres usages de la mer (pêche, trafic maritime, plaisance, etc.) et avec les contraintes environnementales (paysages). De plus, l'implantation de fermes d'éoliennes en mer peut poser des problèmes d'ordre juridique car elle conduit à une forme de privatisation de l'espace maritime jusqu'à présent considéré comme espace public. À toutes ces contraintes il faut ajouter celle du coût de production, qui est plus élevé qu'à terre pour plusieurs

18 – *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, *op.cit.*, p. 134-135.

raisons : installation et entretien des éoliennes plus coûteux et plus longs mais aussi dimensionnement et qualité des matériaux employés (environnement salin et tempêtes) et enfin difficulté de raccordement au réseau de transport d'électricité[19]. Pour ces raisons, le coût de production du kilowattheure éolien offshore aux conditions actuelles est estimé entre 70 et 130 €/MWh. Naturellement, l'éolien offshore devrait aussi profiter des évolutions favorables à l'éolien terrestre évoquées plus haut : augmentation de puissance des rotors et standardisation des matériels.

19 – *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, période 2005 – 2015*, rapport au Parlement, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, juin 2006.

Partie 3

Chapitre 7
Énergie solaire

L'énergie solaire peut être captée principalement de deux façons.

Le **solaire thermique** consiste à utiliser le rayonnement solaire pour chauffer de l'eau. Dans la pratique, un fluide caloporteur, le plus souvent de l'eau, absorbe la chaleur en parcourant des serpentins placés dans des panneaux noirs vitrés placés à un endroit bien ensoleillé. La chaleur accumulée par le fluide provoque sa circulation jusqu'à un échangeur où elle est transférée, et permet d'assurer en partie les besoins domestiques en eau chaude sanitaire. Sur le plan technique, cette méthode est parfaitement au point mais ses coûts pourraient baisser avec une industrialisation plus poussée en raison de la croissance des ventes. Elle se répand largement en France grâce à des aides publiques. L'application de cette technique à l'habitat est développée de façon plus détaillée dans le chapitre qui lui est consacré (voir chapitre 12).

Dans la production d'**énergie solaire photovoltaïque**, on utilise la propriété de certains matériaux de transformer directement la lumière qu'ils reçoivent en électricité. C'est en 1954 qu'apparaissent les premières cellules photovoltaïques (unités élémentaires de production d'électricité) pour des usages locaux[20]. Aujourd'hui, la production a largement dépassé le stade expérimental puisque, en 2005, 1 500 hectares de cellules ont été installés dans le monde, totalisant une puissance de 1,5 GWc (gigawatts crête, ce qui correspond à la puissance maximale électrique obtenue lorsque le rayonnement solaire est maximal et orienté perpendiculairement à la surface des cellules). Sur la base de la croissance très forte constatée actuellement au niveau mondial (30 % par an), la puissance totale installée pourrait être de l'ordre de 15 à 20 GWc en 2010[21]. Le photovoltaïque présente un intérêt dans trois domaines d'application :

— pour les particuliers ou collectivités locales non raccordés à un réseau de distribution d'énergie électrique : la centrale photovoltaïque doit être associée à des batteries de stockage et à un groupe électrogène fournissant

20 – *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, *op.cit.*
21 – European Photovoltaic Industry Association, www.epia.org

l'électricité quand le photovoltaïque ne produit pas. Il s'agit d'un important marché à l'exportation (vers les pays en développement) ;

— comme complément énergétique pour le résidentiel raccordé au réseau électrique ;

— en saison chaude, pour fournir de l'énergie électrique d'appoint au réseau lorsque la climatisation des immeubles est en fonctionnement.

Aujourd'hui, les cellules photovoltaïques fonctionnent le plus souvent à partir de silicium. Ce matériau est produit à partir de la silice en lingots mono ou polycristallins très purs et débités en fines plaques qui sont ensuite découpées en puces élémentaires destinées à être encapsulées avec leurs connexions électriques pour constituer les cellules photovoltaïques élémentaires. Le rendement de ces cellules (puissance électrique émise/puissance solaire reçue) est actuellement de 13 % à 18 %.

Le silicium utilisé dans les cellules photovoltaïques est le même que celui servant à la fabrication des composants électroniques. Sa part dans le prix de revient d'une cellule est très élevée (50 %) et joue un rôle important dans le prix de revient de la production électrique d'origine photovoltaïque. En France, le coût de production moyen du mégawattheure photovoltaïque s'élève ainsi actuellement à environ 300 € (en supposant que le matériel et son installation sont amortis sur vingt ans, et que l'entretien se limite au changement tous les sept à dix ans de l'onduleur transformant le courant continu produit par les cellules en courant alternatif), soit plus du double du prix moyen actuel du mégawattheure vendu aux particuliers. Naturellement ce coût varie en fonction de l'ensoleillement et donc de la latitude du lieu de production. Ainsi, à San Diego, il n'est que de 170 €/MWh. En France, la production est subventionnée par les pouvoirs publics depuis plusieurs années sous forme de contrat sur vingt ans prévoyant un tarif de rachat préférentiel ; en 2006 ces conditions ont été portées à 300 €/MWh pour les centrales photovoltaïques et à 550 €/MWh pour la production photovoltaïque intégrée au bâti[22]. En dépit de ces aides, mais sans connaître encore les effets des mesures prises en 2006, la production française est peu développée par rapport à celle de certains pays européens et en particulier par rapport à l'Allemagne (en 2004, le parc installé en France était de 26,3 MWc, contre 794 MWc en Allemagne[23]). L'industrie photovoltaïque française peine à s'imposer sur le marché international. La production française ne représente aujourd'hui que 3 % de la production mondiale, contre 50 % pour le Japon et 20 % pour l'Allemagne. La Chine investit actuellement massivement dans ce domaine.

Sur la période 1976-2001, avec les progrès technologiques et l'industrialisation de la production, les prix ont baissé régulièrement de l'ordre de 20 % chaque fois que la puissance installée a doublé. Peut-on raisonnablement compter sur un prolongement de cette loi pour le futur ?

22 – Arrêtés du 10 juillet 2006.
23 – *Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables*, *op.cit.*

Partie 3

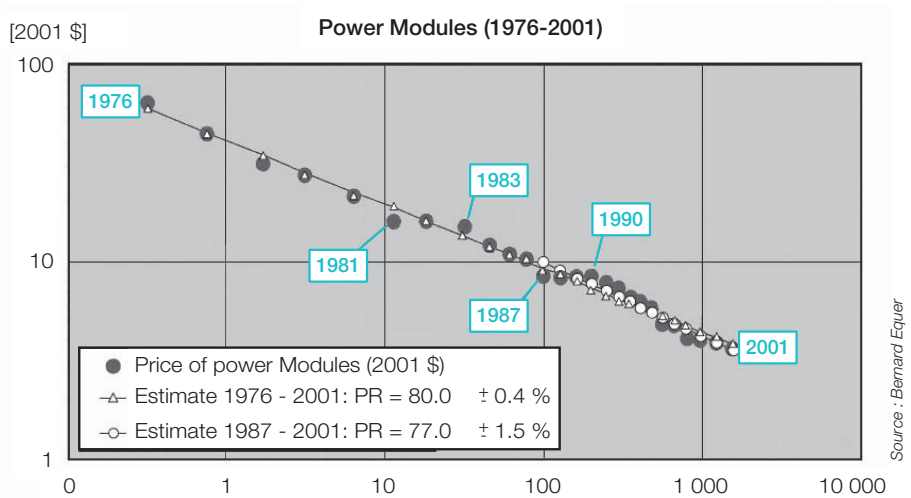
1. Quasi sûr

À court terme, des progrès peuvent encore être attendus des procédés de production des cellules à base de silicium en technologie classique (première génération). On peut par exemple penser que le silicium sera mieux utilisé : le débitage par sciage classique se traduit par une perte de 50 % de la matière première dont nous avons vu la valeur. Pour améliorer le rendement de cette opération, des techniques de découpe au laser sont aujourd'hui développées. Par ailleurs, la production de silicium de qualité « électronique » atteignant ses limites, on s'efforce de produire des cellules photovoltaïques directement à partir de silicium « métallurgique », moins pur. Des projets sont actuellement en cours, notamment en France. Ces évolutions et d'autres devraient permettre de continuer à abaisser les coûts de production, qui devraient cependant rester supérieurs à 1 €/Wc (contre environ 3,5 €/Wc actuellement).

Si la production de modules photovoltaïques en couches minces à bon rendement relève plutôt du *probable* (cf. ci-après), cette technologie pourrait cependant trouver rapidement une application *quasi sûre* dans le bâtiment, sous forme de matériau souple posé sur le toit ou en façade et s'intégrant plus facilement à un projet architectural que des panneaux rigides. Un tel équipement pourrait fournir un complément énergétique intéressant, son faible rendement pouvant être compensé par une plus grande surface de pose.

Figure n° 4 : Évolution du prix du watt-crête photovoltaïque en fonction de la puissance installée cumulée dans le monde

(en MWc)



Source : Bernard Equer

2. Probable

Pour aller au-delà dans la rationalisation de l'utilisation du silicium, il faut chercher à en réduire l'épaisseur, qui, dans la technique classique, est de 250 µm, alors que l'épaisseur nécessaire à l'effet photovoltaïque n'est que de 50 µm. Pour ce faire, on développe des techniques dans lesquelles le silicium est déposé en couche mince sur un substrat bon marché, par exemple un ruban de carbone. Dans certains cas, les dépôts en couches minces sont réalisés avec d'autres matériaux que du silicium. Aujourd'hui ces diverses pistes en phase d'industrialisation représentent au total 7 % de la production mondiale de cellules. La croissance de cette part de marché nécessite une poursuite de l'optimisation des procédés industriels de production et aussi des progrès en matière de rendement pour atteindre un niveau de l'ordre de 18 %, comparable à celui des meilleures cellules au silicium classiques. Ces technologies de deuxième génération devraient faire leurs preuves et remplacer la technologie classique à l'horizon 2030. Elles pourraient permettre de franchir le seuil symbolique de 1 €/Wc.

Ces avancées sur les cellules devront s'accompagner de progrès sur les autres composants plus classiques (onduleurs, etc.) et sur l'intégration dans les bâtiments, condition nécessaire pour que le prix global du solaire photovoltaïque diminue significativement.

3. Possible

À très long terme, de nombreuses filières sont actuellement étudiées en laboratoires. La filière dite multijonction, consistant à empiler des cellules élémentaires convertissant chacune une bande du spectre de la lumière solaire en électricité, donne des rendements très élevés mais son coût la réserve à des applications militaires et spatiales. Celles faisant appel à des matériaux organiques utilisés comme capteurs semblent intéressantes mais les rendements obtenus sont encore très faibles et on ne peut espérer obtenir une production industrielle de cellules photovoltaïques à base de matériaux organiques avant 2030.

Partie 3

Chapitre 8
Nucléaire

C'est en France que la production d'énergie électrique d'origine nucléaire est la plus développée. Le parc de 58 réacteurs à eau pressurisée, de deuxième génération, représente une puissance installée de 63,1 GW. En 2005, il a fourni 79 % de l'électricité consommée (contre 19 % pour l'UE-25 et 16 % au niveau mondial). Le coût moyen de production du kilowattheure par le parc nucléaire français, déjà très significativement amorti, se situe entre 20 € et 25 €.

1. Quasi sûr

La mise en service d'une centrale de type EPR (*Evolutionary Pressurized Reactor*) à Flamanville, dans la Manche, en 2013, marquera l'arrivée d'une troisième génération de réacteurs. Cette mise en service permettra, avec le recul de quelques années d'exploitation, de décider entre 2015 et 2020 du renouvellement progressif, selon cette technologie, du parc des centrales arrivant en fin de vie (après en moyenne quarante ans de service).

Il s'agit en fait d'assurer la relève d'au moins la moitié du parc actuel en attendant l'arrivée de réacteurs de quatrième génération, sans remettre en cause les principes de fonctionnement de la génération précédente. Cette troisième génération ne constitue donc pas une rupture technologique mais une évolution intégrant l'expérience acquise et les progrès enregistrés dans la conception des composants d'une centrale depuis une vingtaine d'années.

Les nouveaux réacteurs permettront ainsi d'améliorer encore la sûreté, d'économiser du combustible et de réduire d'environ 20 % la production de déchets radioactifs par kilowattheure produit. Leur architecture sera simplifiée, leurs structures renforcées et leurs composants moins nombreux, plus modulaires, voire standardisés. Les délais et donc les coûts de construction seront réduits. L'amélioration de la sûreté de fonctionnement, l'augmentation à soixante ans de la durée de vie nominale, la réduction du nombre et de la durée des arrêts

augmenteront la disponibilité des réacteurs et réduiront leur coût de production de l'électricité. Au total, les gains attendus par rapport aux centrales actuelles seraient de l'ordre de 15 %.

2. Probable

Le système définitif de traitement et de gestion des déchets nucléaires devrait, en France, être stabilisé dans son principe avant 2025. Les résultats de la loi de 1991, présentés en 2006, ont montré que des réductions très significatives des volumes de déchets (division par 10) avaient été effectuées et pouvaient être poursuivies. Il a été également démontré que l'on savait extraire du combustible irradié, séparément, tous les éléments radioactifs les plus toxiques et de durée de vie supérieure à quelques centaines d'années, et que ces éléments pouvaient être brûlés dans les réacteurs à neutrons rapides. Enfin la validation des principes d'entreposage de longue durée et de stockage réversible en profondeur en France est pratiquement acquise, le stockage en profondeur ne concernant plus qu'un faible volume de déchets ultimes. Les vingt ans à venir doivent permettre de valider au plan industriel ces résultats, aujourd'hui purement scientifiques ou technologiques, que ce soit pour la séparation, le traitement poussé, l'incinération ou la fabrication de combustibles adaptés. De même la construction d'un centre de stockage profond et la construction éventuelle d'installations d'entreposage de longue durée devraient être effectuées sur cette période.

3. Possible

Comme le rappelle l'Académie des sciences, « la contribution potentielle de la fusion thermonucléaire à la solution du problème énergétique ne pourra pas être évaluée avant 2050 ». Le lancement du programme international ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*), avec l'implantation à Cadarache d'un premier réacteur de recherche, est une étape importante sur cette longue route prometteuse qui sort cependant largement de l'horizon d'étude de la présente commission.

En revanche, l'arrivée à maturité d'une quatrième génération de réacteurs nucléaires à fission paraît possible. Leur objectif principal est d'inscrire le nucléaire dans un développement durable, grâce à une valorisation des ressources considérablement améliorée. Ainsi l'utilisation de réacteurs à neutrons rapides, associée au retraitement du combustible, permettrait une utilisation bien plus performante de l'uranium dans un facteur que l'on peut estimer au minimum à 60. Les réserves prouvées d'uranium, aujourd'hui de quelques centaines d'années, seraient ainsi augmentées dans un facteur du même ordre de grandeur. Compte tenu de recherches à mener sur les différentes filières possibles de réacteurs de cette génération, il est difficile d'envisager leur mise en service industrielle avant 2040.

Partie 3

Cette quatrième génération est étudiée dans le cadre d'un programme international (*Generation IV International Forum*) qui rassemble, à des degrés divers, les États-Unis, le Japon, la France, la Corée du Sud, le Canada, le Brésil, l'Argentine, la Suisse, l'Europe, l'Afrique du Sud, la Chine et la Russie. Sur la base de cinq critères (économie, sûreté, gestion des déchets radioactifs, valorisation des ressources et sécurité incluant la résistance à la prolifération nucléaire), les six filières les plus prometteuses ont été sélectionnées :

— SFR (*Sodium-Cooled Fast Reactor System*) : dans la lignée des réacteurs prototypes français Phénix et Superphénix, nouvelle génération de réacteur rapide surgénérateur refroidi au sodium (150 à 1 200 MWe[24]), à l'architecture simplifiée, au coût d'investissement réduit et adapté à un mode de recyclage du combustible résistant à la prolifération ;

— GFR (*Gas-Cooled Fast Reactor System*) : réacteur rapide refroidi au gaz (hélium) (1 200 MWe) alliant les avantages de la surgénération et de la haute température (850°C) à ceux d'un recyclage du combustible résistant à la prolifération ;

— LFR (*Lead-Cooled Fast Reactor System*) : réacteur rapide surgénérateur (50 à 1 200 MWe) refroidi au plomb (500-800°C) ou au plomb-bismuth avec un mode de recyclage du combustible résistant à la prolifération ; la seule expérience aujourd'hui disponible est celle des Russes qui ont utilisé ce type de réacteur pour certains de leurs sous-marins ;

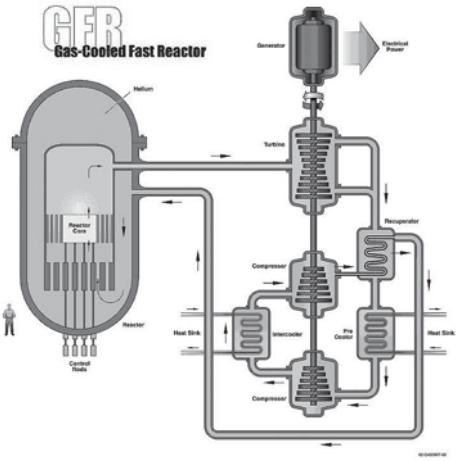
— VHTR (*Very High Temperature Reactor System*) : réacteur à neutrons thermiques (600 MWth[25]) et à très haute température (plus de 950°C) refroidi à l'hélium ; ces réacteurs peuvent également servir à la production d'hydrogène ou de carburant de synthèse, voire à d'autres applications industrielles. Leur fonctionnement en neutrons thermiques ne permet cependant pas d'utiliser plus efficacement l'uranium ;

— SCWR (*Supercritical Watercooled Reactor System*) : réacteur refroidi à l'eau supercritique (1 700 MWe et 550°C) à rendement de conversion thermodynamique accru (44 %), principalement développé par les Canadiens, qui privilégient la filière à neutrons thermiques. Le développement d'une filière à neutrons rapides nécessite des innovations technologiques importantes;

— MSR (*Molten Salt Reactor System*) : réacteur (1 000 MWe) à neutrons thermiques à combustibles constitués de sels fondus (fluorures de thorium-uranium à 600-800°C). Cette filière permettrait d'utiliser le thorium au lieu de l'uranium et de générer de l'uranium 233. Cet avantage n'est cependant pas décisif par rapport à la filière rapide, dont le développement permet l'utilisation de l'uranium de manière beaucoup plus efficace que dans les réacteurs actuels.

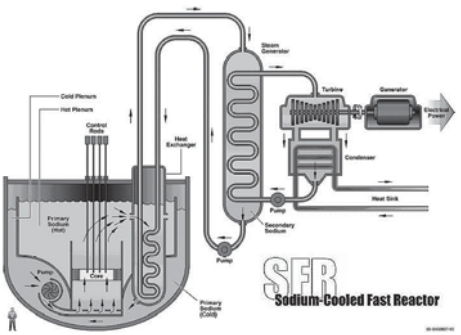
24 – Mégawatt électrique, puissance maximale électrique délivrée par la centrale.
25 – Mégawatt thermique, puissance maximale thermique délivrée par le réacteur.

Figure n° 5 : Les filières de réacteurs nucléaires de 4e génération développées en France



Source : CEA

Réacteur rapide à gaz



Source : CEA

Réacteur rapide au sodium

En cohérence avec cette coopération internationale, la stratégie française a été précisée par deux Comités à l'énergie atomique en mars 2005 et décembre 2006. Elle repose sur le développement parallèle des deux premières filières : réacteurs à neutrons rapides à caloporteur sodium liquide (SFR) ou gaz (GFR), avec pour objectif de mettre en service au moins un prototype en 2020. Les installations associées de retraitement et de fabrication du combustible sont également étudiées.

Pour les réacteurs rapides au sodium (SFR), la France bénéficie des enseignements tirés du fonctionnement de Phénix et de Superphénix, ainsi que des coopérations avec les pays qui exploitent aujourd'hui de tels réacteurs (Japon et Russie en particulier) ou qui en construisent (Chine). Pour que la filière puisse se développer, la réalisation du prototype devra permettre d'envisager sa compétitivité économique et de progresser dans la sûreté de sa conception et de sa maintenance : une nouvelle conception de l'évacuation de la chaleur destinée

Partie 3
Partie 3

à éviter les interactions sodium/eau au niveau des générateurs de vapeur sera étudiée. Compte tenu du retour d'expérience accumulée, la réalisation d'un prototype d'une puissance comparable à celle de Phénix (quelques centaines de MWe) est envisagée.

Les réacteurs rapides à gaz présentent l'avantage sur ceux au sodium d'une efficacité électrique potentiellement supérieure et d'une inspection des composants facilitée par la nature du fluide de refroidissement. Ils pourraient en outre fonctionner à plus haute température et servir à d'autres usages qu'à la production d'électricité, comme les réacteurs à haute température. Ce concept est cependant nettement moins développé que celui de la filière rapide traditionnelle : le premier prototype serait dans ce cas un réacteur d'études, d'une cinquantaine de mégawatts thermiques, destiné à valider les grandes options de réalisation de la filière.

Par ailleurs, en fonction des demandes des industriels, il est possible que se développe une filière de réacteurs à neutrons thermiques et caloporteur gaz fonctionnant à des températures de 850°C à 1 000°C. Cette filière présente l'avantage de pouvoir servir également à la production de chaleur, d'hydrogène ou de carburants de synthèse. Les défis technologiques qui lui sont associés semblent néanmoins très importants en raison de sa température de fonctionnement beaucoup plus élevée qui nécessite un développement important des recherches sur les matériaux, et des retombées industrielles ne sont probablement pas envisageables avant 2040.

Chapitre 9
Biomasse

En France, la production énergétique issue de la biomasse représente aujourd'hui 5 % de l'énergie primaire consommée. Elle se répartit en trois grandes catégories : la biomasse utilisée directement comme combustible, le biogaz et les biocarburants.

La biomasse utilisée directement comme combustible et le biogaz proviennent de matières organiques ; essentiellement les déchets et sous-produits agricoles et forestiers (écorces, pailles de céréales, tiges de maïs, sarments de vigne, etc.), les déchets d'élevage (lisiers de porcs, etc.), les déchets de l'industrie de transformation du bois (sciures, copeaux), la part biodégradable des déchets industriels banals et des déchets ménagers, les boues des stations d'épuration des eaux usées.

En France, grand pays forestier, le bois tient une place importante dans la biomasse utilisée pour la production de chaleur (filière « bois-énergie »). La France est en tête des pays de l'Union européenne pour cette forme d'énergie primaire, avec 9 Mtep en 2004[26]. Le développement de la consommation de bois-énergie repose sur l'organisation de filières structurées de collecte et de distribution. En pratique, ces filières ne sont économiquement viables que si elles portent sur des territoires ne s'étendant pas au-delà de 150 km². Deux plans bois lancés en 1994-1999 et 2000-2006 ont permis de créer des filières structurées, avec 60 sociétés d'approvisionnement importantes (livraison minimale de 300 tonnes par an) réparties sur le territoire national. Cette forme d'énergie de chauffage intéresse en priorité les zones rurales souvent éloignées des réseaux de distribution d'énergie fossile mais bien situées par rapport aux gisements de bois-énergie (forêts, bois, haies, etc.). Le chauffage est évidemment la forme la plus rationnelle d'utilisation du bois-énergie. Dans le cas où sa disponibilité dépasse les besoins de chauffage, on peut envisager d'utiliser le surplus pour la production d'électricité, notamment par cogénération, ce qui se pratique déjà principalement dans l'industrie[27].

Le biogaz résulte de la fermentation, spontanée ou stimulée par des bactéries, en l'absence d'oxygène, de matières organiques (déchets ménagers, boues des stations d'épuration, fumiers, lisiers, etc.). Le biogaz est constitué d'environ

26 – Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables, *op.cit.*
27 – *Énergies renouvelables et développement local : l'intelligence territoriale en action*, Claude Belot et Jean-Marc Juilhard, Sénat, 2006, www.senat.fr/rap/r05-436/r05-436.html.

deux tiers de méthane (CH_4) et d'un tiers de dioxyde de carbone (CO_2). Son utilisation la plus rationnelle consiste à servir de combustible pour la production de chaleur et/ou d'électricité ou à être injecté dans un réseau de distribution de gaz naturel (application encore limitée, principalement en Suède). Son captage et sa valorisation sont d'autant plus utiles que le méthane est un très puissant gaz à effet de serre contribuant à hauteur de 5 % au total des émissions[28]. La production de biogaz en France reste cependant très faible comparée à celle de l'Allemagne ou du Royaume-Uni (0,2 Mtep en 2004 contre 1,5 Mtep pour chacun de ces deux pays).

L'utilisation de la biomasse comme biocarburant présente un intérêt particulier. Contrairement aux autres grands secteurs de l'activité économique, le transport est presque entièrement dépendant (à 97 %) du carburant fossile et cette situation est dommageable parce que les réserves de pétrole sont limitées et que la société prend de plus en plus conscience des risques liés aux émissions de gaz à effet de serre (en France, les transports sont à l'origine de 27 % des émissions de CO_2). Face à ce double constat, une réduction de la consommation de carburant fossile dans les transports est indispensable. Pour atteindre cet objectif, le développement de l'utilisation de biocarburants paraît séduisant.

Le secteur aérien, pour sa part, est entièrement dépendant du kérosène, sous-produit du pétrole. Des carburants alternatifs (bio-kérosène, mais également carburants synthétiques ou hydrogène) produits en quantité significative et répondant aux mêmes exigences de spécifications que le kérosène ne sont envisageables qu'à long terme. Les actions de R & D sont assez limitées dans ce domaine, la plus récente, qui visait à tester un mélange avec un pétrole synthétique (issu du gaz ou du charbon *via* le procédé Fischer-Tropsch), ayant été menée aux États-Unis par l'US Air Force et Syntroleum. C'est donc vers d'autres outils (meilleure gestion du trafic, amélioration de l'efficacité des moteurs, etc.) que l'on se tourne pour atteindre les objectifs environnementaux ambitieux du programme européen ACARE 2020 visant en particulier à réduire de 50 % la consommation et les émissions de CO_2 des transports aériens.

Pour le mode routier, la situation est beaucoup plus favorable. Les biocarburants utilisables dans les véhicules de particuliers et les véhicules utilitaires légers se répartissent en deux grandes familles : le bioéthanol, en substitut à l'essence, et les esters d'huile végétale, pour le diesel.

Le bioéthanol provient de la fermentation des sucres et de l'amidon d'un grand nombre de plantes. On l'obtient en France à partir du blé et de la betterave. Il est souvent un coproduit du raffinage du sucre. L'ETBE (éthyl tertio butyl éther), dérivé de l'éthanol, est parfaitement compatible avec l'essence et peut être mélangé avec elle dans des proportions variables. L'avenir de l'ETBE n'est cependant pas assuré car, pour des raisons environnementales, certains pays (États-Unis, Japon et Danemark) l'ont interdit comme carburant. L'incorporation directe de l'éthanol à l'essence pose des problèmes : l'essence devient plus

28 – *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, *op.cit.*, p. 49-50.

volatile (risques pour la santé et l'environnement) et il peut y avoir démixtion (séparation de l'essence et de l'éthanol). Toutefois, si la proportion d'éthanol dans le mélange est élevée, ces problèmes disparaissent, d'où l'intérêt porté au carburant E85, mélange d'éthanol non transformé et d'essence SP95 standard pouvant aller jusqu'à 85 % d'éthanol (maximum pour assurer le démarrage à froid des moteurs). Un taux élevé permet aussi, à quantité d'éthanol fixée, de réduire les volumes et donc les coûts de distribution du biocarburant qui, pour des raisons d'incompatibilité chimique, ne peut emprunter les mêmes oléoducs que les autres carburants. Dans le réservoir des utilisateurs, l'E85 peut se mélanger à l'essence ordinaire dans des proportions quelconques, à condition que le véhicule soit d'une conception particulière acceptant cette mixité, avec un contrôle de fonctionnement du moteur adapté et des matériaux du circuit carburant renforcés contre la corrosion. Ce sont les véhicules type flex-fuel (voir chapitre 11) déjà commercialisés dans certains pays comme le Brésil, où ils sont utilisés avec de l'éthanol produit à base de canne à sucre, ou les États-Unis, avec de l'éthanol produit à partir de maïs.

Il ne faut pas croire toutefois qu'un litre de bioéthanol permet d'économiser un litre de pétrole. D'abord parce que le pouvoir énergétique au litre de l'éthanol est inférieur de 37 % à celui de l'essence et ensuite parce que la production de l'éthanol requiert de l'énergie dont une part provient du pétrole. Une étude réalisée pour l'ADEME et la DIREM a cherché à comparer les carburants fossiles et biocarburants du point de vue énergétique et du point de vue des émissions de gaz à effet de serre. Selon cette étude, qui donne des résultats très voisins pour l'éthanol de betterave ou de blé, la production d'une énergie d'une tep sous forme de carburant nécessite 1,15 tep d'énergie fossile si ce carburant est de l'essence, et 0,5 tep d'énergie fossile si ce carburant est du bioéthanol. Le gain en termes d'énergie fossile est donc de 57 %. Quant aux émissions de gaz à effet de serre liées à la fabrication et à l'utilisation des biocarburants « du puits à la roue », exprimées en tonnes de CO_2 équivalent (car il y a émission de différents gaz à effet de serre) par unité d'énergie contenue dans le carburant, leur niveau est de 1,4 tCO_2/tep pour l'éthanol contre 3,6 tCO_2/tep pour l'essence, soit un gain de 61 %[29]. Il convient toutefois de remarquer que d'autres études, effectuées au niveau européen ou mondial par divers organismes (JRC/CONCAWE/EUCAR, AIE), concluent à des résultats beaucoup moins intéressants, ce qui justifierait de donner la priorité au développement de produits agricoles mieux adaptés à la production d'éthanol.

Les biocarburants utilisables dans les moteurs diesel proviennent d'huiles végétales qui peuvent être extraites de différentes plantes. Pour la France, il s'agit principalement du colza et accessoirement du tournesol. Utilisables directement dans des moteurs diesel frustes, ces huiles sont en réalité transformées, pour une utilisation dans les moteurs diesel modernes, en esters méthyliques d'huile végétale (EMHV) incorporés dans le gazole pour former un mélange, le diester ou biodiesel. Le mélange peut se faire sans inconvénient à un taux élevé (30 %) et il serait même possible en théorie d'utiliser l'EMHV à l'état pur, moyennant certaines précautions. Son contenu énergétique est légèrement inférieur à celui du gazole : il faut un litre d'EMHV pour obtenir la même énergie qu'avec un litre

29 – *Bilan énergétique et émissions de GES des carburants et biocarburants conventionnels*, Ecobilan/ADEME/DIREM, 2006, www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=41339&p1=02&p2=12&ref=17597.

de gazole. L'étude ADEME/DIREM évoquée ci-dessus conclut à une émission de gaz à effet de serre exprimée en tonnes de CO_2 équivalent par unité d'énergie de 1 tCO_2/tep pour l'EMHV produit à partir du colza contre 3,3 tCO_2/tep pour le gazole, soit un gain de 70 %, et de 0,8 tCO_2/tep pour l'EMHV produit à partir du tournesol (- 75 %). Là encore, les autres études déjà citées donnent des résultats sensiblement inférieurs.

La mission conjointe du Conseil général des Mines, de l'Inspection générale des Finances et du Conseil général du Génie rural, des eaux et des forêts a estimé un prix de production des biocarburants de 50 €/hl pour l'éthanol et de 55 €/hl pour les EMHV. Dans cette hypothèse, le bioéthanol devient compétitif pour un cours du baril supérieur à 90 $, et l'EMHV pour un cours du baril de 75 $[30].

1. Quasi sûr

C'est dans les catégories du bois-énergie et des biocarburants que les progrès les plus significatifs devraient se concrétiser rapidement.

Dans le domaine du bois-énergie, une exploitation plus dynamique de la forêt française, une récupération plus exhaustive des sous-produits, une amélioration du conditionnement et des circuits de distribution sont possibles. Pour le chauffage domestique, l'effort de modernisation du parc d'appareils de chauffage et de développement de circuits d'approvisionnement devrait se poursuivre. Il en va de même dans l'industrie avec, dans certains cas, la fourniture d'électricité en cogénération.

Les biocarburants sont actuellement présents pour 1 % en moyenne dans le carburant distribué, mais une directive européenne fixe un objectif global de 5,75 %, en valeur énergétique, de biocarburants incorporés aux carburants d'origine fossile en 2010. Le gouvernement français souhaite aller encore plus loin et atteindre cet objectif dès 2008, puis 7 % en 2010 et 10 % à l'horizon 2015. Pour atteindre l'objectif de 5,75 % en énergie de biocarburants en 2008, la consommation d'éthanol devra être multipliée par 5 et celle d'EMHV par 5,5[31].

Pour la France, l'Institut français du pétrole (IFP) s'est livré à une estimation de la surface des terres nécessaires à la réalisation de cet objectif en tenant compte de l'évolution du partage du parc automobile entre essence et diesel. Pour l'éthanol, le rendement de la betterave (6,14 t d'éthanol/ha) est très supérieur à celui du blé (2,19 t/ha). Néanmoins, ce sont les surfaces en blé industriel qui seront privilégiées par rapport à la betterave, du fait de coûts de production inférieurs et d'un approvisionnement en grain régulier sur l'année (à la différence de la betterave, qui ne peut produire de l'éthanol que trois mois par an). La production des 0,63

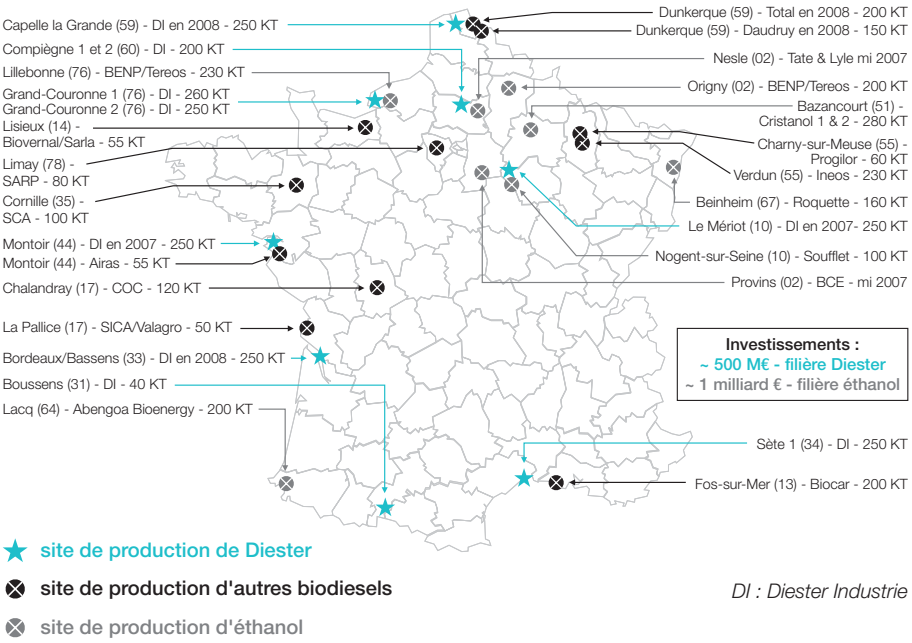
30 – *Rapport sur l'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants*, Henri Prévot, Véronique Hespel, Jean-Yves Dupré, François Baratin et Dominique Gagey, Conseil général des Mines, Inspection générale des Finances, Conseil général du Génie rural, des eaux et des forêts 2005, p. 10.
31 – *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, *op.cit.*, p. 46.

Mtep d'éthanol envisagés pour 2010 nécessitera la mobilisation d'environ 0,25 Mha de blé et de 0,06 Mha de betterave, soit 5,4 % des terres à blé et 12,5 % des surfaces cultivées en betterave, ce qui semble tout à fait réalisable.

Pour le biodiesel, la situation est plus tendue. En France, le colza et le tournesol non alimentaires sont cultivés sur jachère industrielle (environ 360 000 ha en 2005) et sur des surfaces de culture énergétique dédiées (environ 135 000 ha en 2005). Mais l'objectif d'incorporation de biodiesel pour 2010 nécessite la production d'environ 7 Mt d'oléagineux et la mobilisation de plus de 2 Mha, soit un peu moins du double de la production totale actuelle de colza. Ainsi le développement des surfaces cultivées sur jachères et cultures énergétiques dédiées au biodiesel risque de ne pas répondre totalement aux objectifs, même si des progrès sont envisageables dans le rendement de la production, et il pourrait être nécessaire de minimiser fortement les surfaces d'export de produits agricoles, voire d'importer d'autres huiles, telles que l'oléine de palme, pour respecter l'objectif[32].

Toujours en vue de respecter les objectifs de développement des biocarburants, le gouvernement délivre des agréments pour la construction d'installations de production. Ainsi des agréments pour une production de 1,1 million de tonnes (0,9 million de tonnes de biodiesel et 0,2 million de tonnes d'éthanol) ont été soumis à appel d'offres européen en juillet 2006[33].

Carte n° 2 : Les usines de biocarburants, capacités actuelles et futures



Source : Fédération française des producteurs d'oléagineux et de protéagineux

32 – *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, Daniel Ballerini, IFP, 2006, p. 41-48.
33 – Communiqué du MinEFI du 29/09/06.

Partie 3

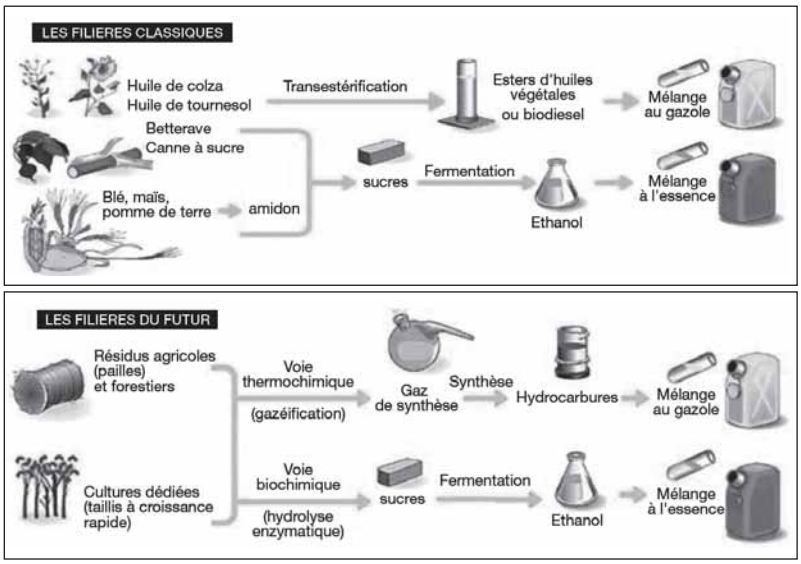
2. Probable

Actuellement, la production de biocarburant n'utilise qu'une partie de la plante : les sucres contenus dans la racine de la betterave et l'amidon contenu dans le grain de blé ou de maïs, pour l'éthanol, les huiles des graines de colza et de tournesol, pour le diester. Les filières du futur (biocarburants de deuxième génération) visent à choisir une plante optimisée pour produire de l'énergie et à transformer en carburant non seulement les graines ou les racines, mais tout le reste de la plante (tige, feuilles, etc.) constituant la biomasse ligno-cellulosique composée principalement de cellulose, d'hémicellulose et de lignine. Dans cette perspective, de nouvelles cultures à meilleur rendement pourraient se développer : des plantes annuelles, comme le triticale ou le sorgho, ou pérennes, comme le miscanthus ou la canne de Provence. Au-delà des plantes agricoles, on pourrait tirer parti de tous les déchets de la biomasse, par exemple de l'exploitation forestière.

Il existe deux voies principales de recherche pour l'exploitation de cette biomasse ligno-cellulosique.

Pour le carburant diesel, la voie thermochimique ou BTL *(biomass to liquid)* consiste en une gazéification de la biomasse produisant un mélange de gaz, hydrogène et monoxyde de carbone, qui est ensuite transformé par synthèse chimique (procédé Fischer-Tropsch) en hydrocarbures semblables aux carburants fossiles et en particulier en gazoles de grande qualité et moins polluants que le gazole actuel.

Figure n° 6 : Biomasse, filières classiques et futures



Source : IFP

Rappelons que le procédé Fischer-Tropsch de transformation des gaz en carburants diesel est connu depuis les années 1930 et peut être aussi appliqué au gaz naturel (GTL, *gas to liquid*), au charbon (CTL, *coal to liquid*) (voir chapitre 11).

Pour remplacer l'essence, la voie biochimique permet de produire de l'éthanol cellulosique en transformant, par un prétraitement chimique suivi d'une hydrolyse par des enzymes, la cellulose et les hémicelluloses en des sucres qui sont ensuite transformés en éthanol par fermentation[34].

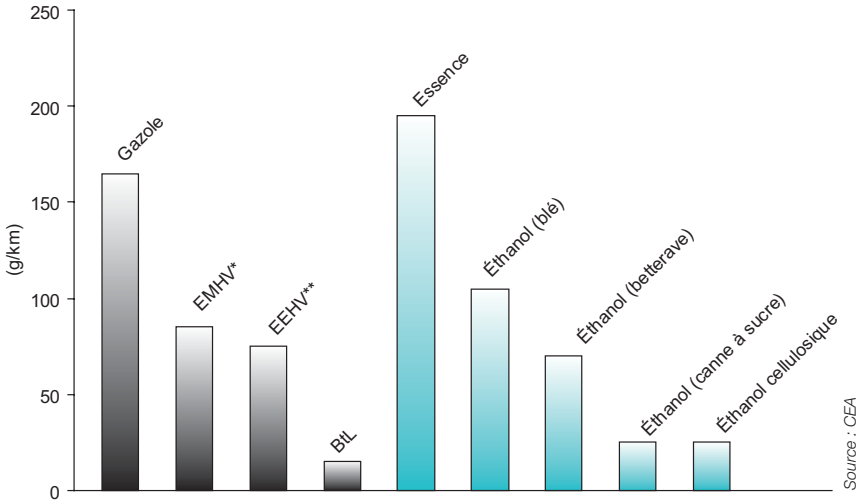
Les biocarburants de deuxième génération présentent potentiellement des avantages par rapport aux biocarburants de première génération :

— leur production valorise des éléments végétaux jusqu'à présent non ou peu valorisés et n'entre donc pas en concurrence avec les usages alimentaires, mais l'équilibre doit être trouvé avec les autres usages (papeterie, chauffage, etc.) ;

— les procédés de transformation ne consomment pas d'énergie fossile, ce qui améliore le bilan carbone de la filière. L'étude européenne JRC/CONCAWE/EUCAR, citée plus haut, fait état d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 75 % pour l'éthanol ligno-cellulosique et de 87 % pour le BTL, par rapport aux carburants fossiles ;

— leur rendement à l'hectare cultivé est très supérieur (jusqu'à 50 % de plus dans le cas du blé, avec la valorisation de la paille)[35].

Figure n° 7 : Émission de CO_2 par km, du puits à la roue, pour les différents carburants automobile



* EMHV : ester méthylique d'huile végétale.
** EEHV : ester éthylique d'huile végétale.

34 – *Rapport sur l'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants*, *op.cit.*, p. 12.
35 – *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, *op.cit.*, p. 71.

Partie 3

Partie 3

Les principes des deux modes de production de biocarburants de deuxième génération sont bien connus, et de premières expérimentations sont en cours. Les défis à relever portent sur l'industrialisation des procédés, la structuration et l'intégration des filières sur les plans agricole, logistique (collecte) et industriel.

Sur la base des expériences actuelles, des estimations de coût de production ont été annoncées. Aux États-Unis, les coûts réels actuels de production d'éthanol cellulosique sont estimés à environ 28 €/hl pour une unité produisant 160 000 tonnes d'éthanol par an. Estimés en Europe, où les véhicules diesel sont beaucoup plus répandus, les coûts de production de BTL seraient compris entre 40 et 60 €/hl pour une unité de production de l'ordre de 100 000 t/an[36]. Mais des gains sans doute importants sont à attendre par effet de taille et de série des installations de production. Pour un projet pilote de BTL Fischer-Tropsch prévu en Allemagne, l'objectif de réduction des coûts de production pour un rayon de collecte de 50 km est de passer de 90 €/hl à 50 €/hl à l'horizon 2020 en production commerciale[37].

Le développement des carburants de deuxième génération devrait permettre dès 2015 d'apporter un complément aux biocarburants de première génération et peut-être de porter le taux de biocarburants à 30 % à l'horizon 2050.

36 – *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, *op.cit.*, p. 321-322.
37 – Source : compagnie allemande CHOREN.

Chapitre 10
Hydrogène

L'hydrogène est l'élément le plus répandu à la surface du globe. Il est présent dans l'eau, dans les hydrocarbures, dans tous les êtres vivants, animaux ou végétaux. Il est tentant de s'intéresser à lui comme source d'énergie car sa molécule, particulièrement énergétique, libère environ 35 kWh/kg contre 15 kWh/kg pour l'essence.

Cependant, l'hydrogène est un gaz inflammable et facilement explosif mélangé à l'air. La petite taille de sa molécule lui permet également de diffuser facilement au travers d'assemblages ou de structures.

Bien qu'il se trouve partout, l'hydrogène n'existe pratiquement pas à l'état pur dans la nature. Il n'est donc pas une source d'énergie primaire mais seulement un vecteur d'énergie qu'il faut produire avant de l'utiliser de manière sûre dans des équipements adaptés. Se posent ensuite la question de la concordance dans le temps et dans l'espace entre production et consommation, ainsi que celle des nécessaires moyens de distribution et de stockage à mettre en place.

C'est l'ensemble de ces quatre aspects (production massive, distribution et stockage, utilisation, sûreté) qui constitue ce que l'on appelle l'économie de l'hydrogène et ses défis. Il convient de les examiner du point de vue technique et du point de vue des coûts, actuellement et dans le futur.

De l'hydrogène est déjà produit industriellement depuis de nombreuses décennies mais en quantités faibles (50 Mt/an)[38]. Cette production est réalisée essentiellement par reformage, réaction chimique consistant à casser les molécules d'hydrocarbure sous l'action de la chaleur pour en libérer l'hydrogène. Ce procédé présente l'inconvénient d'émettre également du gaz carbonique dans l'atmosphère, et ne pourrait donc être envisagé pour produire de l'hydrogène à grande échelle qu'associé à des installations de stockage du carbone. En outre, le prix de revient de l'hydrogène obtenu à partir du reformage du gaz naturel, transformation actuellement la plus économique, est trois fois supérieur au prix du gaz naturel à partir duquel il a été produit.

La biomasse peut également permettre de produire de l'hydrogène. Par réaction chimique, le méthane qu'elle dégage et l'oxygène de l'air peuvent se transformer en gaz de synthèse, mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Mais d'autres débouchés concurrents s'offrent à l'exploitation de la biomasse

38 – Source : CEA.

Partie 3
Partie 3

(combustion directe, biocarburants et biogaz), et il n'est pas sûr que l'économie de l'hydrogène puisse y trouver sa place (voir chapitre 9).

L'autre voie principale de production massive est la décomposition chimique de l'eau en oxygène et hydrogène. Celle-ci peut-être obtenue, soit de manière classique par électrolyse, soit par des cycles thermochimiques à haute température (750°C à 1 000°C). L'électrolyse est la décomposition de l'eau sous l'action d'un courant électrique. À température ordinaire, il faut plus de 80 MWh pour produire une tonne d'hydrogène et ce procédé coûte trois ou quatre fois plus cher que la production pour reformage du gaz naturel.

Une piste prometteuse est l'électrolyse à haute température, l'élévation de température améliorant sensiblement le rendement. Le développement des technologies d'électrolyse ne peut s'envisager que dans l'hypothèse d'une électricité disponible en grande quantité et à des coûts très faibles. La production par cycles thermochimiques à haute température est étudiée par plusieurs pays (Japon, États-Unis, France, Espagne) et principalement le cycle iode-soufre. La source de chaleur à haute température peut provenir d'un réacteur nucléaire ou d'un concentrateur solaire.

Enfin, la production d'hydrogène à partir de sources d'énergie renouvelable (éolienne, photovoltaïque, géothermie, etc.) est très sérieusement envisagée par plusieurs pays européens. Si une certaine adéquation existe avec les besoins de sites isolés, les ordres de grandeur manquent pour une production massive au niveau requis par l'industrie ou les transports.

Du côté de l'utilisation, le développement d'une économie de l'hydrogène passe par deux voies. La première, la plus simple, consiste à utiliser l'hydrogène comme combustible, seul ou mélangé au gaz naturel. Il peut alors servir pour le chauffage ou comme carburant de moteurs thermiques ou de turbines.

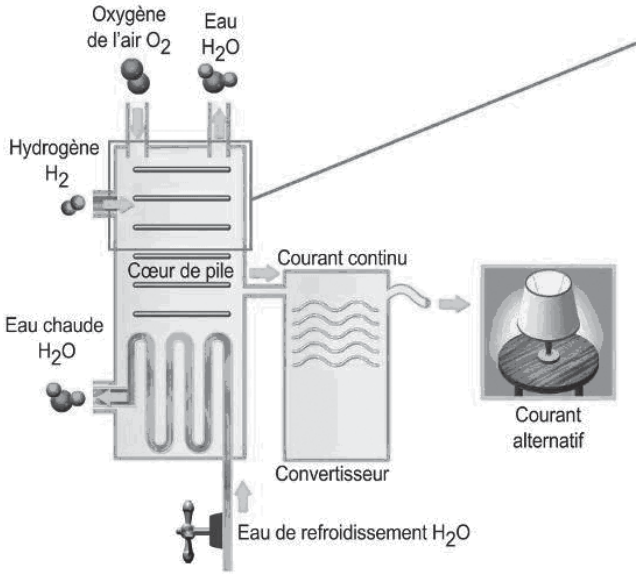
L'hydrogène peut aussi libérer son énergie par transformation en électricité dans une pile à combustible. Celle-ci fonctionne à l'inverse de l'électrolyse : elle produit de l'électricité et de l'eau à partir d'hydrogène injecté à l'anode de la pile, et de l'oxygène de l'air injecté à la cathode, anode et cathode baignant dans un électrolyte. Cette réaction électrochimique s'accompagne d'un dégagement de chaleur. La pile à combustible permet donc de produire de l'électricité et de la chaleur à partir de l'hydrogène.

Cette propriété conduit à envisager deux grands domaines d'application. En associant électrolyse et pile à combustible, on obtient un moyen de stockage de l'énergie électrique sous forme d'hydrogène : lorsque l'énergie électrique est surabondante, l'électrolyse produit de l'hydrogène qui est stocké et utilisé ensuite pour alimenter une pile à combustible qui produit de l'électricité lorsque nécessaire. Le rendement global est dégradé mais la solution peut être intéressante pour des sites isolés ou des micro-réseaux.

On peut surtout chercher à profiter des propriétés de la pile à combustible, qui produit de l'électricité sans raccordement au réseau électrique, sans carburant fossile et sans émission de gaz à effet de serre (du moins au niveau de l'utilisateur

car, pour un bilan global, tout dépend de la façon dont l'hydrogène est produit). Ces caractéristiques peuvent profiter à des applications pour lesquelles la mobilité est le facteur essentiel : appareils portables et véhicules routiers.

Figure n° 8 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible



Source : CEA

Le secteur des transports routiers, dépendant aujourd'hui quasi totalement du pétrole et fortement émetteur de gaz à effet de serre, se présente comme une cible privilégiée. C'est pourquoi des recherches sont développées sur des piles à combustible dont les performances satisferaient aux besoins des véhicules, et plus globalement sur la conception, à partir de cette technologie, de nouveaux véhicules routiers et de leurs organes.

Parmi ces organes, le réservoir à hydrogène constitue un défi technologique. L'hydrogène est un gaz léger dont le stockage en quantité suffisante pour assurer à des véhicules routiers l'autonomie nécessaire requiert des pressions très élevées (au moins 700 à 800 bars). De plus, la petite taille de sa molécule le rend capable de traverser, à de telles pressions, de nombreux matériaux et même certains métaux, dont il est susceptible de dégrader les qualités mécaniques. La mise au point de réservoirs qui, pour être intégrés à un véhicule routier, devraient être compacts, légers, sûrs et peu coûteux passe donc par la recherche des matériaux adaptés.

Le troisième aspect de l'économie de l'hydrogène réside dans sa distribution et sa mise à disposition des utilisateurs. L'hydrogène pourrait être transporté sous forme gazeuse, par pipeline, comme il l'est aujourd'hui sur un réseau totalisant environ 1 000 km en France, au Benelux et en Allemagne (mais avec un coût supérieur de 50 % à celui du transport de gaz naturel). Il devrait pouvoir également être transporté par camion jusqu'à des stations-services où il serait stocké dans des réservoirs. Les automobilistes devraient pouvoir y faire le plein,

comme avec des véhicules classiques, mais dans des réservoirs sous pression de plusieurs centaines de bars. Une centaine de stations-services expérimentales existent aujourd'hui dans le monde.

La mise en œuvre d'une économie de l'hydrogène sous tous ses aspects (production, distribution, stockage, utilisation) pose en outre, avec une particulière acuité, la question de la sécurité. Si la maîtrise de l'inflammabilité et de l'explosivité de l'hydrogène peut être assurée, comme c'est déjà le cas, par les utilisateurs industriels ou avertis, son utilisation généralisée par l'ensemble de la population est un problème beaucoup plus difficile. Elle supposera une prise en compte des risques approfondie à tous les stades de mise au point des différentes composantes de la filière, des projets technologiques orientés vers la sûreté et une acceptation finale du public.

On le voit, l'hydrogène est une technologie ambitieuse qui doit encore relever de nombreux défis technologiques avant de pouvoir se développer significativement. C'est la raison pour laquelle son développement ne peut être que très progressif (plusieurs décennies). Rien ne peut être déclaré *quasi sûr* en la matière.

1. Probable

Des applications commerciales de la pile à combustible pour de petites puissances (téléphones mobiles, ordinateurs portables, outillage portatif, etc.), marginales au plan énergétique, pourraient voir le jour à un horizon rapproché, de l'ordre d'une dizaine d'années. Elles permettraient un rechargement quasi instantané et indépendant de tout réseau électrique, à partir d'une simple cartouche d'alcool. Les piles à méthanol direct (DMFC) ou à éthanol direct (DEFC), sur lesquelles se fonde cette technologie, consomment en effet directement l'hydrogène contenu dans l'alcool.

2. Possible

Le développement des énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque) se traduit par une production croissante d'énergie électrique intermittente dont les variations non contrôlables ne correspondent pas en général aux variations des besoins des consommateurs. Tant que cette production est marginale dans le « bouquet » énergétique, ce qui est le cas en France, cette intermittence n'a aucune conséquence. Il n'en ira pas de même dans le futur si sa part devient significative. Une solution consiste à développer des moyens de stockage de l'électricité à proximité de ces sources d'énergie intermittentes. Or les moyens actuels ne sont pas adaptés à ces nouveaux besoins : les batteries n'offrent pas une capacité satisfaisante, et les stations hydrauliques de pompage sont rares et inégalement

réparties sur le territoire. Un stockage sous forme d'hydrogène pourrait apporter une réponse intéressante : une partie de l'électricité fournie par les sites de production d'énergie éolienne et photovoltaïque serait utilisée pour produire par électrolyse de l'hydrogène qui serait stocké et utilisé ensuite, en période de forte demande d'électricité, pour alimenter des piles à combustible restituant en partie l'énergie stockée, mais les trois quarts de l'électricité produite seraient perdus.

D'autres applications « stationnaires » pourraient voir le jour pour l'habitat résidentiel ou en secours. L'hydrogène alimentant une pile à combustible pourrait fournir de l'électricité et de la chaleur dégagée par la réaction exothermique, en cogénération. Outre la mise au point de la pile à combustible adaptée à ces fonctions, cette application suppose le développement d'un réseau de distribution de l'hydrogène aux particuliers.

En l'état actuel des recherches, le développement de moteurs thermiques utilisant l'hydrogène comme carburant peut être considéré comme probable. Des expérimentations sont en cours sur des véhicules légers et sur des autobus. En revanche, l'arrivée sur le marché de véhicules routiers à hydrogène fonctionnant avec une pile à combustible soulève beaucoup plus de questions techniques et ne peut être considérée comme probable. Seule la mise au point de réservoirs d'hydrogène à haute pression, le deuxième composant novateur du véhicule à hydrogène après la pile à combustible, paraît probable. Les meilleurs réservoirs, en matériaux composites résistant à des pressions allant jusqu'à 700 bars et contenant 4 kg d'hydrogène, sont actuellement à l'essai en France. Ils pourraient déboucher à terme sur une production en série de réservoirs contenant jusqu'à 8 kg d'hydrogène et assurant ainsi une autonomie de 500 km.

Les productions massives d'hydrogène à partir de l'eau sont envisageables. L'électrolyse à haute température (500-800°C) permettra d'améliorer les rendements, médiocres à la température ordinaire (de l'ordre de 22 %), de l'électrolyse ; elle se heurte pour l'instant à une mauvaise tenue des matériaux constituant les électrolyseurs en présence de vapeur d'eau à haute température. La deuxième voie, celle de la décomposition de l'eau par cycle thermochimique, devrait avoir un rendement global élevé (de l'ordre de 50 %). La réaction étant fortement endothermique, cette voie suppose un apport important de chaleur que seules les sources de chaleur issues du nucléaire de quatrième génération ou du solaire à concentration (700-1 000°C) pourront fournir, à l'horizon d'une trentaine d'années.

Pour des applications « stationnaires » (au sol), la pile à combustible à oxyde solide (SOFC) qui fonctionne à des températures très élevées (de l'ordre de 800°C) peut utiliser directement, sans reformage, le gaz naturel. De plus, la chaleur résiduelle peut être récupérée, ce qui permet d'espérer un rendement global de l'ordre de 80 %. Les coûts de production de série acceptables sont estimés à 1 000-1 200 €/kW.

Dans le domaine du véhicule routier, si toutes les conditions sont réunies, la production de série d'un véhicule léger est envisageable. Mais ces conditions sont nombreuses et en particulier la mise au point d'une pile à combustible adaptée, c'est-à-dire à faible coût, faible poids, faible encombrement et bonnes performances. Les espoirs se fondent actuellement sur une pile à membrane échangeuse de protons (PEMFC) qui fonctionne à 80°C avec un électrolyte polymère. L'enjeu des recherches est de passer du prototype actuel à une production de série pour un coût inférieur à 30 à 50 €/kW.

Partie 3

Chapitre 11
Véhicules routiers

Parmi les différents modes de transport, le mode routier est largement prépondérant (81 % du transport intérieur terrestre de marchandises et 88 % du transport intérieur de voyageurs[39]). Il est presque totalement dépendant du pétrole et contribue pour près de 28 % aux émissions de gaz à effet de serre en France[40]. Ces chiffres justifient que l'on s'y intéresse en priorité.

La technologie n'est pas tout et la consommation d'énergie dans les transports a bien d'autres causes que la consommation unitaire des véhicules : modes de vie (étalement urbain, déplacements de loisirs, télétravail, etc.), organisation de l'économie (délocalisations, flux tendus, etc.), niveau économique, caractéristiques démographiques, répartition des déplacements entre les différents modes de transport, etc. Au niveau du transport routier, d'autres facteurs que la technologie des véhicules jouent un rôle important dans la consommation : modes de conduite, vitesses limites, optimisation des déplacements, choix du véhicule adapté aux besoins, renouvellement du parc, etc.

Ces considérations ne doivent cependant pas conduire à négliger l'aspect technologique des véhicules routiers, pour lesquels des progrès importants ont été enregistrés ces dernières années et auxquels des perspectives prometteuses s'ouvrent encore aujourd'hui.

Les consommations et les émissions de gaz à effet de serre unitaires des véhicules ont sensiblement diminué : la consommation unitaire des véhicules produits en France a chuté de 15 % depuis 1990. Avec 154 g/km, un véhicule léger mis en service en 2003 produit en moyenne 30 % de moins de dioxyde de carbone qu'un véhicule mis en service en 1975[41].

39 – *Les comptes des transports en 2005*, ministère des Transports, de l'Équipement, du Tourisme et de la Mer, p. 29 et p. 47.
40 – *Mobilité, transport et environnement*, rapport de la Commission des comptes et de l'économie de l'environnement, Paris, La Documentation française, 2006, p. 138.
41 – *Démarche prospective transports 2050, éléments de réflexion*, Section Économie et transport du Conseil général des Ponts et chaussées, 2006, www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/transport/cgpc_2050_mars%202006.pdf.

Ces progrès sont dus pour partie aux évolutions technologiques mais aussi à l'évolution de la part de véhicules diesel dans le parc automobile français. En l'état actuel de la technique, la consommation d'un véhicule diesel est inférieure de 30 % et les émissions de CO_2 inférieures de 20 % à celles d'un véhicule à essence équivalent. En raison de l'évolution des prix des véhicules et des carburants, la part des véhicules diesel dans les ventes de véhicules légers neufs en France est passée de 33 % en 1990 à 69 % en 2004[42]. En 2002, les voitures diesel représentaient 39 % du parc, mais 52 % de la circulation[43].

1. Quasi sûr

Sur le plan technique, pour aller au-delà des performances actuelles des véhicules tant diesel qu'essence, les constructeurs peuvent agir sur quatre leviers :

— réduire la masse des véhicules ;
— améliorer leur aérodynamisme ;
— réduire leur résistance au roulement ;
— réduire la consommation du groupe motopropulseur.

Sur les trois premiers points, certains progrès réalisés ces dernières années ont été effacés par des exigences croissantes de la clientèle en matière de confort et de sécurité, qui conduisent à développer les équipements. Par exemple :

— la masse des véhicules a augmenté de 18 % pour les véhicules à essence, et de 24 % pour les véhicules diesel entre 1990 et 2003 ;
— la part des véhicules climatisés dans les ventes de véhicules neufs est passée de 16 % en 1996 à 85 % en 2005 ;
— la puissance moyenne des véhicules particuliers a augmenté de 1,4 % par an pour les véhicules à essence et de 2,8 % par an pour les véhicules diesel entre 1990 et 2003[44].

Des progrès importants peuvent toutefois être encore obtenus : en matière d'allègement grâce à l'utilisation de nouveaux matériaux ; en matière d'aérodynamisme si la priorité lui est donnée dans la recherche des formes ; en matière de résistance au roulement, grâce à l'optimisation des pneumatiques. Mais c'est sans doute en matière de consommation unitaire de carburant fossile des moteurs que les gains semblent les plus prometteurs.

La motorisation diesel devrait s'améliorer grâce à diverses innovations. L'injection directe devrait permettre des réductions de consommation à court terme de l'ordre de 5 % à 10 %. La turbosuralimentation à géométrie variable permettra d'orienter les ailettes de la turbine de suralimentation pour assurer une pression optimale de l'air envoyé dans le moteur en fonction de son régime. La combustion homogène (HCCI, *Homogeneous Charge Compression Ignition*) qui vise à optimiser le mélange air/carburant et la combustion pourrait aboutir vers 2010 et

42 – *La voiture du futur : moins polluante et plus économe*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Christian Cabal et Claude Gatignol, 2005, p. 31.
43 – *Mobilité, transport et environnement*, *op. cit.*, p. 201.
44 – *Mobilité, transport et environnement*, *op. cit.*, p. 144.

améliorer légèrement la consommation en diminuant significativement les émissions de polluants.

Pour les voitures à essence, l'injection directe, la suralimentation et la distribution variable sont des technologies matures qui permettent, à performances égales, de réduire le poids du moteur et du véhicule (« *downsizing* »), et donc la consommation. Au total, l'IFP estime que la combinaison de ces différents systèmes peut permettre d'atteindre une économie de consommation de l'ordre de 25 % à 30 %[45].

Dans un moteur thermique, d'autres carburants que le gazole ou l'essence peuvent être utilisés. Les avis sont de plus en plus convergents pour considérer que le carburant GPL (gaz de pétrole liquéfié) n'a pas d'avantage déterminant en matière de rendement ou d'émission de polluants et qu'il est donc sans avenir.

En revanche, sur le moyen terme, la production de carburants liquides, essence et/ou gazole, peut être envisagée non plus uniquement à partir de pétrole mais aussi à partir d'autres ressources telles que le gaz naturel (GTL pour *gas to liquid*) et le charbon (CTL pour *coal to liquid*). Ces technologies, utilisant la transformation en gaz de synthèse (syngas) suivie par la synthèse Fischer-Tropsch, donne des produits pétroliers (diesel, kérosène) de très bonne qualité. Se pose néanmoins la question des émissions de CO_2 qui sont supérieures à celles des filières traditionnelles. En 2006, une installation GTL a été lancée au Qatar (34 000 b/jour). L'AIE prévoit environ 150 Mtep (2,3 Mb/j) à l'horizon 2030. La voie CTL, plus coûteuse mais réalisable techniquement, est une solution étudiée par différents pays possédant d'importantes ressources de charbon (Chine, Inde, Australie, États-Unis, etc.). Un projet en phase de construction en Chine a pour objectif de produire 20 Mtep (0,4 Mb/j) de carburants à partir de charbon en 2020. L'AIE prévoit 40 Mtep (0,75 Mb/j) en 2030.

Le GNV (gaz naturel véhicule, en fait du méthane) semble prometteur car il permet non seulement de réduire la dépendance de l'automobile vis-à-vis du pétrole, comme les GTL et CTL, mais aussi ses émissions de dioxyde de carbone (gain de 20 %). Près de 4 millions de véhicules circulent au GNV dans le monde (en Argentine et en Iran, en particulier). Les pays les plus intéressés sont ceux qui possèdent des ressources abondantes en gaz naturel. Des véhicules bicarburation essence/GNV avec des moteurs à essence adaptés sont aujourd'hui commercialisés. En France, selon le protocole signé entre l'État et l'Association française du gaz naturel pour véhicule en 2005, l'objectif est d'atteindre 100 000 véhicules de ce type en 2010 contre environ 10 000 actuellement. Ils appartiennent pour la plupart à des collectivités publiques (bus, bennes à ordures, véhicules utilitaires légers, etc.)[46] et c'est sans doute dans le prolongement des expériences actuelles, par l'équipement de flottes captives de véhicules d'entreprises ou d'administrations, que le développement de la filière GNV pourrait se faire dans un premier temps.

45 – *La voiture du futur : moins polluante et plus économe*, *op. cit.*, p. 145-155.
46 – *La voiture du futur : moins polluante et plus économe*, *op. cit.*, p. 114.

Deux pistes d'amélioration sont en développement pour exploiter toutes les potentialités du GNV : l'allègement des réservoirs de stockage du gaz sur le véhicule (à pression aujourd'hui de 200 bars) et l'augmentation de leur capacité, ce qui accroîtrait l'autonomie en fonctionnement (300 km actuellement), et l'optimisation du moteur. La question de la distribution du GNV est également examinée et l'approvisionnement au domicile des particuliers à partir du réseau de distribution de gaz naturel est en cours d'expérimentation. L'avenir de cette voie suppose une maîtrise des coûts et des risques liés à l'explosivité et au stockage sous pression du GNV.

En substitution aux carburants fossiles, les biocarburants sont évidemment appelés à jouer un rôle croissant (voir chapitre 9). En ce qui concerne les véhicules diesel, les huiles végétales transformées en EMHV (esters méthyliques d'huile végétale) peuvent être incorporées en quantité quelconque dans le gazole sans modification du véhicule. Pour les véhicules à essence, si l'incorporation à l'essence de l'ETBE (éthyl tertio butyl éther), produit dérivé de l'éthanol, peut se faire à un taux quelconque sans modification du véhicule, il n'en va pas de même pour l'éthanol pur, qui nécessite un véhicule adapté, dit « flex-fuel ». Divers constructeurs commercialisent des véhicules de ce type dans plusieurs pays (Brésil, Suède, Fance, etc.). Début 2005, le nombre de véhicules flex-fuel dans le monde était voisin de 400 000[47].

Contrairement à ces évolutions technologiques qui, pour le profane, ne remettent pas en cause de façon significative les principes de fonctionnement du véhicule routier, l'utilisation à grande échelle de l'électricité comme énergie motrice apparaît comme une innovation spectaculaire. Pourtant, ce n'est pas la révolution à laquelle certains s'attendaient, en pronostiquant l'avènement du véhicule tout électrique en substitution du véhicule à moteur thermique. Le véhicule électrique n'a en effet pas encore surmonté quatre handicaps majeurs qui entravent son développement depuis de nombreuses années : son autonomie entre deux recharges de batteries, le temps de leur recharge (pendant lequel le véhicule est immobilisé), le chauffage de l'habitacle et le coût de série du véhicule.

Ces obstacles ne permettent pas de prévoir un avenir *quasi sûr* à cette technique et c'est d'une façon moins radicale mais plus assurée que l'électricité s'introduit dans le véhicule comme énergie de propulsion. La piste du véhicule « hybride » combinant motorisation thermique et motorisation électrique d'appoint fait déjà l'objet de nombreuses applications commerciales. Elle est appelée à se développer sous des formes qui donneront de plus en plus de poids à l'électricité dans la propulsion.

Le premier pas dans cette direction est le système « *stop and start* ». Le principe consiste à arrêter automatiquement le moteur lorsque le véhicule s'arrête, par exemple à un feu, et à le relancer également automatiquement pour le redémarrage. Cela suppose, par rapport aux véhicules classiques, de disposer d'un équipement électrique adapté : une batterie de capacité suffisante et un alterno-démarreur. Cet organe combine et amplifie les fonctions classiques d'alternateur et de démarreur. Selon les besoins, il est entraîné par le moteur thermique et recharge la batterie ou, au contraire, fonctionne en moteur électrique alimenté par la batterie pour relancer le moteur thermique. Ce système permet une réduction

47 – *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, *op. cit.*, p. 29.

Partie 3
Partie 3

de 5 % de la consommation et des émissions de gaz à effet de serre en cycle européen normalisé, et jusqu'à 15 % en circulation réelle urbaine.

Dans ce premier cas, le rôle du moteur électrique est relativement marginal. La véritable hybridation consiste à disposer sur un même véhicule de deux systèmes de motorisation : thermique et électrique, la chaîne électrique pouvant fonctionner soit en générateur et restituer sous forme électrique à la batterie l'énergie mécanique du véhicule récupérée au freinage ou dans les fortes pentes, soit en moteur, en appoint de la motorisation thermique.

Avec une hybridation essence, la réduction de consommation permet d'atteindre le niveau de consommation d'un véhicule diesel, mais avec un véhicule nettement plus cher (de 4000 à 5000 €). C'est pourquoi des constructeurs travaillent à la mise au point de véhicules hybrides diesel, de façon à appliquer cette réduction de consommation aux performances déjà élevées du moteur diesel. L'objectif est de commercialiser un véhicule diesel hybride de moyenne gamme à l'horizon 2010 avec un écart acceptable pour le client : du même ordre de grandeur que l'écart actuel entre véhicules essence et diesel.

La plupart des évolutions technologiques *quasi sûres* évoquées ici peuvent s'additionner et cumuler leurs gains énergétiques. Ainsi un véhicule hybride équipé d'un moteur diesel optimisé et alimenté en biodiesel constituera à moyen terme, si toutes les conditions économiques sont réunies, une solution très performante qui permet d'envisager une émission de CO_2 réduite à 70-75 g/km. C'est un niveau inférieur d'environ 50 % à celui des émissions moyennes européennes des véhicules vendus aujourd'hui en Europe.

Pour toutes ces transformations, l'horizon n'est pas seulement lié aux délais de mise au point de la technologie ni à son succès commercial, mais aussi au temps de renouvellement du parc : compte tenu de la durée de vie des véhicules légers et plus encore des véhicules utilitaires (camions, bus, etc.), une innovation technologique commercialisée ne fait pleinement sentir ses effets qu'au bout de quinze à vingt ans. C'est pourquoi on peut estimer l'horizon d'une diffusion significative de véhicules dotés de telles caractéristiques à 2010-2015.

2. Probable

Dans le prolongement du véhicule hybride « de première génération » présenté ci-dessus, on peut envisager la mise au point de véhicules dont la puissance électrique serait augmentée et dont le moteur électrique serait en mesure d'assurer seul la traction sur une distance significative (de l'ordre de 50 km). Cela suppose un équipement en batteries de capacité suffisante et la possibilité de recharger ces batteries à poste fixe à partir du réseau de distribution d'électricité au garage ou au parking. Cet objectif est lié à la mise au point de batteries plus performantes que les batteries nickel-métal-hydrure qui équipent actuellement les véhicules hybrides.

Les recherches portent sur des batteries lithium-ion. Selon les résultats, ces dernières pourraient permettre de faire sauter le verrou technologique qui bloque le développement du tout-électrique. On estime qu'il faudrait diviser par deux le coût de ces batteries pour que le véhicule tout électrique trouve une pertinence économique. La Chine semble fonder de grands espoirs sur cette technologie et il faut continuer à en suivre les développements. Comme pour les véhicules au GNV, et pour les mêmes raisons (autonomie, fiabilité), en France ce développement passerait probablement par l'équipement de flottes captives d'entreprises et de collectivités. L'intérêt de ces véhicules au regard de l'émission de CO_2 doit évidemment tenir compte de la voie par laquelle l'électricité a été produite.

3. Possible

Au-delà de ces perspectives, à un horizon estimé entre 2025 et 2040, on peut penser au véhicule à pile à combustible. Son développement est lié à la mise au point non seulement de la pile à combustible elle-même, mais aussi d'un véhicule d'une conception en grande partie nouvelle (réservoir d'hydrogène à haute pression, moteur électrique, etc.), d'un réseau de distribution de l'hydrogène au grand public et d'une production de masse d'hydrogène, et donc, plus généralement, à la mise en place d'une économie de l'hydrogène. Cette question est donc présentée dans le chapitre 10.

Partie 3

Chapitre 12
Habitat

Le bâtiment représente 46 % de la consommation d'énergie finale en France, soit près de 800 TWh[48] répartis entre 550 TWh pour le résidentiel et 250 TWh pour le tertiaire. Cette énergie consommée entraîne l'émission de 120 millions de tonnes de CO_2 (85 Mt pour le résidentiel et 35 Mt pour le tertiaire), représentant 25 % des émissions nationales.

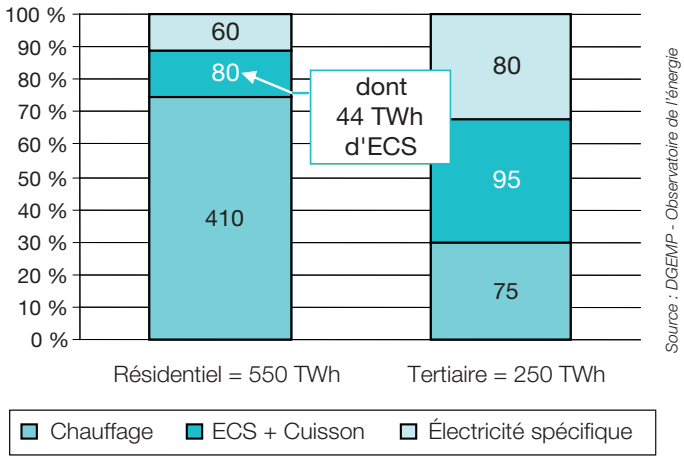
Depuis 1974, des réglementations thermiques ont été établies pour réduire progressivement la consommation d'énergie de la construction neuve, en particulier celle qui est destinée au chauffage, car ce poste représente les deux tiers de la consommation d'énergie et la majeure partie des émissions de CO_2, en moyenne du parc. Ces dispositions s'inscrivent désormais dans le cadre de directives européennes. La réglementation thermique a également pour but de limiter l'inconfort d'été dans les locaux non climatisés par l'introduction du calcul de la température intérieure. Des exigences s'appliquent également aux performances minimales des éléments de l'enveloppe et des équipements.

Dans le parc de logements existants, le diagnostic de performance énergétique (DPE) est désormais obligatoire lors des mutations. L'affichage auquel il correspond devrait conduire, une fois le dispositif rodé, à une prise de conscience de l'importance des décisions individuelles pour faire des économies d'énergie dans les bâtiments. Une réglementation va prochainement paraître qui imposera des dispositifs à performance minimale lors du remplacement de composants importants.

Les connaissances statistiques et typologiques sur le tertiaire sont encore mal appréhendées du fait de son hétérogénéité. Toutefois, on constate que les dépenses de chauffage, qui représentent la moitié des consommations, augmentent beaucoup moins que les autres consommations liées à la climatisation, à l'eau chaude sanitaire (ECS), aux cuisines, à l'informatique, aux ascenseurs, etc.

48 – Bois et EnR inclus, à hauteur de 7,7 Mtep pour le secteur résidentiel et 1,2 Mtep pour le tertiaire. Source : MinEFI, 2005.

Figure n° 9 : Consommation énergie finale par usage - France 2003



Les mutations qui s'imposent dorénavant au secteur du bâtiment prennent place dans un horizon de réduction drastique des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre. Cela a justifié la mise en place d'un important programme de recherche sur l'énergie dans le bâtiment : le PREBAT, dont le fonctionnement est analogue à celui du PREDIT dans le domaine des transports.

Les évolutions technologiques qui concernent le secteur du bâtiment et sa consommation énergétique visent en priorité :

— la réduction des besoins de chaleur, dans le bâtiment neuf et dans le parc existant ;

— l'inversion de la croissance des consommations d'électricité (climatisation et confort d'été, éclairage, électronique, etc.) ;

— la production locale par le développement des énergies renouvelables (solaire, bois, etc.) ;

— la gestion des différentes sources de chaleur et d'électricité, par la mutualisation et le stockage de la production locale.

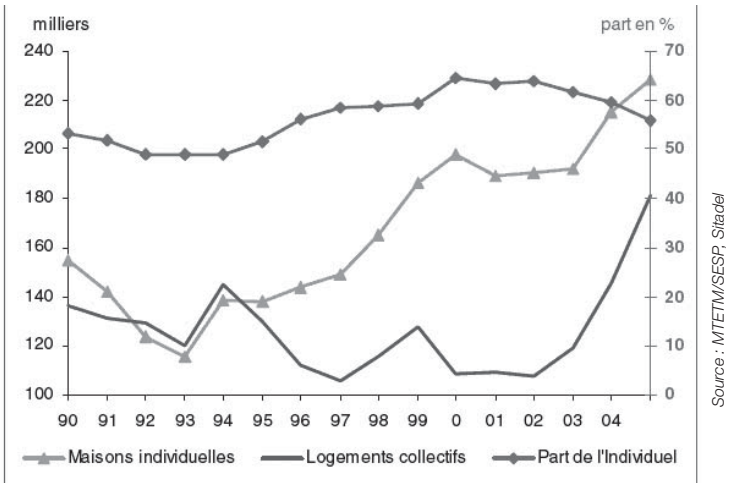
La cible dite du « facteur 4 » implique également un arbitrage entre les sources d'énergie, selon leur contenu en carbone. Les énergies renouvelables, solaire et bois en particulier, occupent une place privilégiée dans les solutions à promouvoir. Le bois de chauffage qui, à plus de 7,5 Mtep, compte pour 20 % des consommations de chaleur (chauffage et eau chaude sanitaire) du parc de logements, pourrait ainsi occuper une place plus importante. L'utilisation des pompes à chaleur nettement moins consommatrices d'électricité introduirait une rupture avec la spécificité française du chauffage électrique par effet Joule, qui semble pourtant perdurer dans la construction neuve.

Le parc résidentiel métropolitain en 2004 comporte plus de 30 millions de logements, dont 25,3 millions de résidences principales constituées en majorité (56 %) de maisons individuelles. Les logements construits annuellement, de l'ordre de 400 000 unités en année moyenne, représentent 1 % du parc total.

Partie 3

Le taux d'accroissement du parc est encore inférieur car il faut déduire les logements détruits annuellement (0,1 % à 0,2 % par an). Le renouvellement du parc est en conséquence très lent.

Figure n° 10 : Évolution de la construction de logements individuels et collectifs (mises en chantier)



Sur la base de 25,7 millions de résidences principales en 2005, le parc atteindrait en 2050 un total de près de 33 millions d'unités.

Dans le secteur du logement, la consommation moyenne annuelle d'énergie est de l'ordre de 250 kWh d'énergie finale par m², dont 190 kWh pour le chauffage. Le chauffage demeure une priorité d'action dans le parc existant, puisqu'il représente 75 % de la consommation énergétique totale du logement, alors que sa part se réduit dans le neuf à 50 % ou 60 %, et 30 % dans le cas de logement à très basse consommation d'énergie (TBE).

Tableau n° 1 : Consommation d'énergie finale par usage dans le parc de résidences principales (en 2000)

Usage	Consommations totales* (en Mtep)	Consommations unitaires (en kWh/m²)
Chauffage	34,9	190
Eau chaude sanitaire (ECS)	4,1	22
Cuisson	2,6	14
Électricité spécifique	4,8	26
Total	**46,4**	**253**

*EnR incluses

Source : Observatoire de l'énergie (bilans de l'énergie)

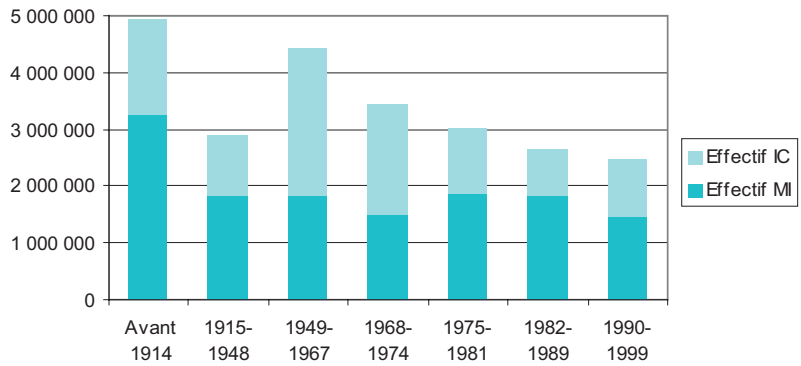
Deux principaux gisements de réduction des consommations d'énergie de chauffage apparaissent dans le parc existant :

— pour les maisons individuelles (MI), le parc antérieur à 1975, date de la première réglementation thermique, qui cumule 68 % des consommations de chauffage totales pour seulement 35 % des effectifs ;

— pour les immeubles collectifs (IC), essentiellement le parc construit entre 1949 et 1975, dont la consommation est supérieure à celle des immeubles plus récents.

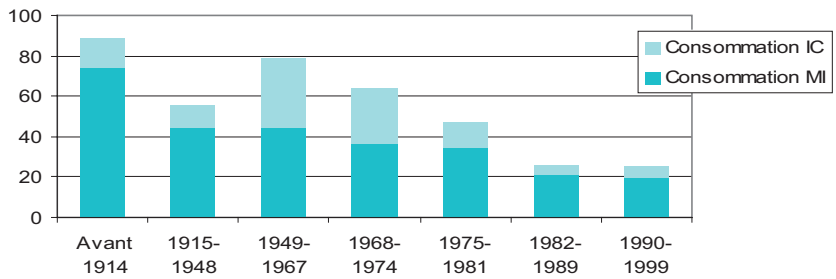
C'est dans ces segments de parc que les actions devraient être engagées en priorité, les consommations unitaires étant élevées en raison d'équipements de chauffage vétustes, associés à un bâti faiblement isolé.

Figure n° 11 : Effectifs de résidences principales, 1999



Source : traitement d'après INSEE – Recensement général de la population en 1999.

Figure n° 12 : Consommation de chauffage en TWh, 1999



Source : LTMU-CNRS / Énergies demain

L'application du facteur 4 retenu pour les émissions de CO_2 conduirait à un objectif de consommation moyenne en 2050 pour l'ensemble des logements de l'ordre de 50 kWh/m² pour les usages de chauffage de locaux et de l'eau chaude sanitaire, si les parts de marché des énergies actuelles étaient maintenues. Mais le recours aux énergies renouvelables (bois, géothermie) permettrait de desserrer la contrainte pour certaines catégories du parc existant. Le gisement doit être estimé, notamment pour ce qui concerne l'extension et la création de réseaux de chaleur, qui pourraient être alimentés au bois.

Partie 3

Partie 3

L'application de la réglementation thermique progressive, qui prévoit des gains de consommation de 15 % tous les cinq ans, conduit à des consommations unitaires de l'ordre de 25 kWh/m² en 2050 (et environ 15 kWh/m² pour le chauffage). La consommation moyenne de chauffage du parc neuf cumulé sur l'intervalle, sans intervention nouvelle, serait voisine de la cible de 50 kWh/m² pour le chauffage : les objectifs de performance de ce parc neuf pourraient être plus ambitieux.

1. Quasi sûr

Dans une double perspective de limitation des consommations énergétiques et de compatibilité avec les conditions climatiques prévisibles en été, des critères de performances minimales pour les matériaux et équipements devraient être instaurés. Ces critères sont précisés dans le cadre de la loi POPE par l'arrêté du 13 novembre 2007. La rénovation thermique globale sera obligatoire à partir du 1er avril 2008, pour tout maître d'ouvrage d'un bâtiment de plus de 1 000 m² qui réaliserait des travaux supérieurs à 80 € HT/m². Ce principe d'une réhabilitation globale, éventuellement répartie en plusieurs phases pour des raisons de financement, semble pouvoir s'appliquer sans difficulté majeure aux maisons individuelles.

L'application systématique des MTD (meilleures techniques disponibles) conduirait à une économie d'énergie approchant 50 %[49]. Les actions principales concernent l'isolation thermique extérieure des parois verticales, l'isolation des combles, des planchers, l'installation de chaudières performantes, les pompes à chaleur (à haute température en remplacement de chaudières), les doubles vitrages, l'eau chaude solaire, et dans une moindre mesure – le gisement apparaissant plus faible dans le logement – le froid et l'éclairage. En complément de ces actions, une gestion intelligente de l'énergie peut contribuer à diminuer les consommations, par la prise en compte des prévisions météorologiques et de l'occupation des pièces, par une régulation des occultations, par le contrôle des équipements énergétiques et de l'éclairage. Il convient également de faciliter le respect des niveaux de température d'air intérieur, que la réglementation fixe à 19°C. Les niveaux atteints sont sensiblement supérieurs (de 21°C à 23°C), ce qui affaiblit considérablement les impacts de la réglementation. Pour s'appliquer à la réhabilitation des logements existants dans des conditions économiques plus accessibles, ces MTD nécessiteront des développements et des adaptations qui, compte tenu de l'importance de ce parc, constituent un enjeu majeur. C'est d'ailleurs la priorité du programme PREBAT.

À l'image de ce qui se pratique en Suisse et en Allemagne, un label « Bâtiment basse consommation » devrait voir le jour, à l'initiative de l'association Effinergie :

49 – Communication de Jean-Pierre Benque, directeur général adjoint d'EDF, à la commission Énergie, le 10 janvier 2007.

dans l'habitat, la cible serait de 50 kWh/m² en énergie primaire[50], modulée suivant la zone climatique, pour le chauffage, l'ECS, la ventilation, le refroidissement et l'éclairage. L'expérience suisse montre que le surinvestissement peut être estimé à 2-3 % pour chaque saut de - 15 % dans les consommations énergétiques.

On peut dresser une première liste de ruptures technologiques et architecturales s'appliquant à court terme (5 à 10 ans) pour le parc neuf[51] :

— une isolation thermique par l'extérieur pour réduire les ponts thermiques ;
— une bonne étanchéité à l'air ;
— la généralisation de la ventilation mécanique contrôlée double flux (réchauffage de l'air entrant par l'air sortant, avec un rendement supérieur à 0,8) ;
— des procédés de génération et distribution de chaleur de faible puissance (10 à 15 W/m²) ;
— la prise en compte du confort d'été qui devient prioritaire dans une conception bioclimatique d'ensemble (bonne exposition solaire, inertie thermique intérieure suffisante, recours à l'éclairage naturel dans le maximum de pièces) ;
— la généralisation du solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire[52] en l'absence de réseau de chaleur bois ou de géothermie.

Le chauffage solaire de l'eau fait appel aux capteurs souples pour les piscines et aux capteurs plans pour l'équipement de la maison. Les rendements de captation devraient être améliorés par l'introduction de nano matériaux dans les vitrages réduisant leur coefficient de réflexion. Une troisième catégorie de systèmes solaires thermiques, sous forme de capteurs sous vide, est destinée plus particulièrement à la climatisation.

La pompe à chaleur, qui à prix acceptable, réduit d'un facteur proche de 3 la consommation d'énergie finale pour un même niveau de besoin de chauffage, devrait remplacer le chauffage électrique par effet Joule, pour l'équipement des logements neufs.

Dans les maisons individuelles existantes, une partie du parc des chaudières gaz ou fioul pourrait être progressivement remplacée par des équipements valorisant les énergies nouvelles et renouvelables : bois, géothermie, solaire thermique en particulier pour la production d'eau chaude sanitaire. Dans les tissus urbains plus denses et en immeubles collectifs, une voie complémentaire consiste à développer des chaufferies collectives au bois alimentant des réseaux de chaleur. La cogénération gaz pourrait se développer, en réponse à des besoins conjoints de chaleur et d'électricité. Des équipements de type pompe à chaleur haute température peuvent également être envisagés, tout en maintenant une distribution classique par chauffage central. Le bilan final en émissions de gaz à effet de serre dépend de multiples facteurs : le mix de

50 – La réglementation 2005 fixe les coefficients de conversion entre l'énergie finale et l'énergie primaire : 2,58 pour l'électricité, y compris les pompes à chaleur électrique, 1 pour les autres énergies. La Suisse, de son côté, a introduit dans le label Minergie un coefficient de 2 pour l'électricité, 0,5 pour le bois et 1 pour les autres énergies.
51 – *Vers des bâtiments à énergie positive*, CSTB, Alain Maugard, Jean-Robert Millet et Daniel Quénard, www.cstb.fr/bepos/animations.asp.
52 – Une surface de captation de 2 m² par logement est prise comme référence pour les maisons individuelles de la RT 2005. Pour les immeubles collectifs, compte tenu des difficultés d'insertion en zone urbaine ou de limites constructives, la référence est établie sur la base de 1 m² par logement.

production électrique en période de chauffage, les consommations induites pour la climatisation dans le cas de système réversible, enfin les progrès technologiques qui seront accomplis pour limiter le recours aux fluides frigorigènes à fort impact en effet de serre.

2. Probable

Des recherches portent sur les composants d'enveloppe et les équipements[53] :

- les super-isolants pour réduire les épaisseurs, les isolants sous vide en isolation par l'intérieur ;
- les isolants adaptatifs pour se protéger du froid et profiter des apports solaires ;
- les vitrages actifs et sélectifs : isolants, producteur d'énergie avec intégration de cellules photovoltaïques, filtrants pour éviter l'éblouissement, autonettoyants ;
- les protections solaires produisant de l'énergie ;
- les systèmes d'éclairage à diodes ;
- l'intégration de micro-éoliens en façade et en toiture ;
- les panneaux solaires et cellules photovoltaïques (tuiles, éléments de façade, etc.) ;
- la cogénération solaire, par panneau solaire hybride à eau (face extérieure équipée de cellules photovoltaïques, circulation d'eau en face arrière pour récupération de la chaleur dissipée) ;
- des doublages intérieurs avec des plaques de plâtre contenant des matériaux à changement de phase assurant l'inertie thermique (stockage et restitution de la chaleur diurne durant la nuit en hiver, de la fraîcheur nocturne durant la journée en été).

On le voit, l'application des technologies nouvelles destinées à produire, à utiliser ou à économiser l'énergie dans l'habitat est d'une extrême complexité. Cela tient à la diversité des techniques, à leur évolution continuelle, à la diversité des cas d'application (en particulier pour les logements anciens), à la nécessité d'assurer une maintenance des installations en service, à la multiplicité des corps de métier impliqués dans ces opérations, au grand nombre d'entreprises, souvent artisanales, et aux effectifs bien plus grands encore. Pour offrir aux clients un service de qualité, ce sont toutes les corporations du bâtiment et les opérateurs en énergie, des centaines de milliers d'entreprises le plus souvent très petites, plus d'un million d'artisans et de compagnons qui vont devoir opérer une véritable révolution culturelle. Ce service nécessite la formation des professionnels, évidemment, mais aussi la coordination des différents corps de métier de façon

53 – *Économies d'énergie dans l'habitat*, CSTB, Emmanuel Fleury et Ahmad Husaunndee, Département développement durable, 29/09/05.

à offrir au client un interlocuteur unique et disponible. Des objectifs de maîtrise énergétique clairs et ambitieux, comme celui d'une consommation dans l'habitat limitée à 50 kWh/m^2 par an, peuvent permettre de mobiliser la profession. Mais cette révolution ne pourra se faire que progressivement et demandera sans doute de l'ordre d'une génération, environ vingt-cinq ans, pour se mettre totalement en place.

La question du bâtiment relève également des règlements d'urbanisme qui pourraient prendre en compte les performances énergétiques des bâtiments : au-delà de la construction neuve de conception énergétique très performante, qui bénéficierait d'un dépassement de coefficient d'occupation des sols (COS) dans certaines conditions, il conviendrait d'inclure la réhabilitation du bâtiment existant.

Un autre domaine peu exploré concerne l'impact des mesures proposées sur l'industrie des matériaux de construction, et en particulier celui des matériaux isolants : aujourd'hui fortement dépendants de l'industrie pétrolière, dans un proche avenir ils pourraient provenir de l'activité agricole, certes fortement sollicitée par les secteurs des transports (pour la production de biocarburants) et de la production énergétique (pour la cogénération issue de la biomasse).

Tableau n° 2 : Récapitulatif des évolutions technologiques envisagées

Perspectives de réalisation	Évolution technologique
Quasi sûr	• Centrales à charbon ultra-supercritiques • Captage du CO_2 des centrales à charbon par post-combustion ou par oxy-combustion • Récupération du pétrole par injection de CO_2 ou de produits chimiques • Récupération de pétroles très lourds • Récupération par fracturation de la roche du gaz naturel contenu dans les couches de charbon, les sables colmatés et les schistes • Éolienne de 5 MW • Modules photovoltaïques en couche mince pour matériaux souples dans le bâtiment • Nucléaire de troisième génération (EPR) • Production de carburant liquide à partir de gaz naturel et de charbon • Développement du gaz naturel véhicule • Commercialisation de véhicules diesel hybrides • Bâtiments à basse consommation (inférieure à 50 kWh/m^2)
Probable	• Captage du CO_2 des centrales à charbon par boucle chimique • Captage du CO_2 des centrales après gazéification du charbon • Éolien offshore • Cellules photovoltaïques en couche mince à rendement élevé • Construction d'un centre de stockage profond de déchets nucléaires et, éventuellement, d'installations d'entreposage • Biocarburant de deuxième génération • Pile à combustible pour des applications de petite puissance • Réservoir d'hydrogène à haute pression pour véhicules routiers • Véhicules hybrides rechargeables • Véhicules tout électriques pour flottes d'entreprises et de collectivités • Structuration du secteur du bâtiment pour répondre aux nouveaux défis énergétiques • Intégration de la performance énergétique des bâtiments dans les règlements d'urbanisme
Possible	• Stockage souterrain du CO_2 • Exploitation de gisements de schistes bitumineux • Exploitation des hydrates solides • Récupération de l'énergie des courants de marée • Cellules photovoltaïques multijonctions • Centrale nucléaire de quatrième génération • Stockage d'énergie sous forme d'hydrogène pour l'éolien et le photovoltaïque • Véhicules routiers à pile à combustible • Production d'hydrogène par électrolyse à haute température • Pile à combustible à oxyde solide

Chapitre 13
Recommandations

Concernant les évolutions technologiques et les politiques susceptibles de favoriser leur mise au point ou leur arrivée sur le marché, deux questions principales se posent :

— le montant des investissements publics dans la recherche est-il satisfaisant dans le contexte du moment et au regard des dépenses de soutien à la consommation (dégrèvements fiscaux, tarifs de rachat, etc.) ?

— la répartition des efforts de R & D est-elle satisfaisante au regard des savoir-faire et des objectifs de notre pays ?

Pour éclairer la première question, une évaluation relativement précise des soutiens publics à la R & D dans le domaine de l'énergie a pu être faite (voir annexe 4). Le montant est voisin de 720 millions d'euros en 2006, ce qui représente environ 6 % du budget français de R & D (source : LOLF/MIRES). Il est apparu au groupe que ce pourcentage, pour une thématique au cœur des préoccupations de tous les pays et bien sûr de la France, est faible et pourrait être augmenté. Une montée à 1 milliard d'euros en trois à cinq ans semble souhaitable.

Il est toujours délicat de définir des priorités entre technologies et d'ajuster en conséquence les soutiens publics. L'approche proposée ci-dessous peut paraître drastique et il conviendrait de l'appliquer intelligemment domaine par domaine. Elle a cependant le mérite de forcer à la réflexion.

Le principe selon lequel les soutiens publics sont d'autant plus nécessaires que l'enjeu semble à la fois considérable et incertain peut être appliqué à la clef d'analyse adoptée tout au long des chapitres précédents (*quasi sûr*, *probable*, *possible*).

Ainsi, pour le *quasi sûr*, l'aide provenant de budgets publics de recherche ne peut être que limitée. Elle ne doit pas être affectée à la R & D, qui doit être prise totalement en charge par les industriels. De même pour les aides « incitatives » sauf si, éventuellement, on souhaite favoriser le développement d'un marché de masse et soutenir le rayonnement de l'industrie française à l'étranger. Mais d'une façon générale, ces activités doivent se développer par recours « classique » au monde financier, éventuellement orienté par l'État, en particulier sous la forme du capital-développement. Le *probable* peut justifier un peu d'aide publique dans le domaine de la R & D, pour finaliser le développement des technologies et des produits. L'objectif essentiel est d'aider au développement d'industriels français

Partie 3
Partie 3

et au décollage d'un marché par un soutien aux opérations de démonstration (projets phares) et par une politique réaliste d'achats publics concertés. En revanche, le *possible* est, par excellence, le domaine où doit s'appliquer l'aide publique à la R & D.

Sur ces principes, et compte tenu des pistes identifiées dans les chapitres précédents, les priorités suivantes semblent devoir être retenues :

- la biomasse et en particulier le ligno-cellulosique, pour les biocarburants de deuxième génération ;
- l'énergie solaire (à la fois thermique et photovoltaïque) et le bâtiment ;
- le nucléaire de quatrième génération et le traitement des déchets nucléaires.

Les dimensionnements actuels de la R & D sur l'hydrogène et la pile à combustible, sur le pétrole et le gaz et sur les véhicules routiers apparaissent raisonnables, mais ils doivent être au moins pérennisés.

À ces orientations concernant la R & D, il conviendrait d'ajouter l'accentuation de l'effort de démonstration sur le stockage du dioxyde de carbone, de façon à avoir au moins deux sites en France.

Parallèlement à ces aspects budgétaires, le groupe formule les recommandations d'actions concrètes suivantes :

- introduction accélérée des technologies « *passiv Haus* » dans le bâtiment neuf ;
- politique incitative (réglementaire) pour la rénovation de l'habitat ancien avec des technologies économes en énergie ;
- réorganisation des professions du bâtiment pour prendre en compte l'ingénierie d'intégration des nouvelles technologies de l'énergie ;
- accès aux « *Clean Development Mechanisms* » assuré pour le nucléaire et les technologies de charbon propre (captage essentiellement) ;
- recentrage du rôle de l'État sur la coordination/supervision des feuilles de route des technologies qui font appel aux crédits publics pour leur R & D, avec auditions publiques annuelles sur ces sujets pour mesurer les progrès réels et le passage des jalons techniques (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques ?).

Annexes

Annexe 1 - Liste des membres du groupe 3

Président : **Alain Bugat**, *Administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique*

Rapporteur : **Patrice Dupuy**, *Centre d'analyse stratégique*

Membres titulaires (les suppléants sont indiqués entre parenthèses) **:**
Olivier Appert, *Président de l'Institut français du pétrole* (Guy Maisonnier)
Jean-Marie Aurand, *Directeur général des Politiques économique, européenne et internationale (ministère de l'Agriculture et de la Pêche)* (Bruno Vindel)
Jean Bergougnoux, *Consultant*
Claude Birraux, *Député de la Haute-Savoie*
Catherine Bréchignac, *Présidente du CNRS* (Jean-Claude Gauthier)
Pierre Castillon, *Président fondateur de l'Académie des technologies* (Gilbert Ruelle)
Thierry Chambolle, *Membre de l'Académie des technologies*
Christian de Boissieu, *Président délégué du Conseil d'analyse économique*
Ghislain de Boissieu, *Président de UPM-Kymmene France*
Jean-Martin Folz, *Président de PSA Peugeot Citroën* (Thérèse Martinet)
Claude Gatignol, *Député de la Manche*
Patrick Kron, *Président-directeur général d'ALSTOM* (Stéphane Le Corre)
Alain Lecomte, *Directeur général de l'Urbanisme, de l'habitat et de la construction (ministère des Transports, de l'Équipement, du Tourisme et de la Mer)* (Alain Jacq)
Jacqueline Lecourtier, *Directrice de l'Agence nationale de la Recherche*
Alain Liébard, *Président de Observ'ER* (Yves-Bruno Civel)
Alain Maugard, *Président du Centre scientifique et technique du bâtiment*
André Merlin, *Président du directoire de RTE*
Michèle Pappalardo, *Présidente de l'ADEME*
Laurence Parisot, *Présidente du MEDEF* (Bernard Boulengier)
Patrice Raulin, *Directeur général de la Mer et des transports (ministère des Transports, de l'Équipement, du Tourisme et de la Mer)* (Hervé Gay)
Jean-Pierre Traisnel, *Chercheur à l'Institut français d'urbanisme*

Annexe 2 - Liste des personnes auditionnées

Thierry Alleau, *Président de l'Association française de l'hydrogène*
Jean-Pierre Benque, *Directeur général adjoint d'EDF*
Paul Brejon, *Directeur des affaires techniques, Fédération française du bâtiment*
Pierre Castillon, *Président fondateur de l'Académie des technologies*
Jean-Noël Chapulut, *Conseil général des ponts et chaussées, 4e section (économie et transports)*
Yves-Bruno Civel, *Directeur général de l'association Observ'ER*

Partie 3

Partie 3

Bernard Equer, *Expert auprès de l'Agence nationale de la recherche (énergie photovoltaïque)*
Anne Falanga, *Directeur délégué pour les relations industrielles au CEA*
Éric Laborde, *Directeur général de Photowatt*
Stéphane Le Corre, *Directeur de la stratégie d'Alstom*
Thérèse Martinet, *Directrice de l'environnement automobile et du développement durable de PSA Peugeot Citroën*
Hervé Mignon, *Directeur du développement de RTE*
Philippe Pradel, *Directeur de l'énergie nucléaire du CEA*
Luc Rousseau, *Directeur général des entreprises au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie*
Jean-Pierre Traisnel, *Chercheur à l'Institut français d'urbanisme*

Annexe 3 - Bibliographie

1. Ouvrages généraux

Nicholas Stern, *L'Économie du changement climatique*, octobre 2006 - @ www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm

Christian de Boissieu (sous la présidence de), *Rapport du groupe de travail « Facteur 4 »*, août 2006 - @ www.industrie.gouv.fr/energie/facteur4.htm

Pierre Laffitte et Claude Saunier, *Les apports de la science et de la technologie au développement durable*, Tome I : Changement climatique et transition énergétique : dépasser la crise, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, juin 2006 - @ www.senat.fr/rap/r05-426/r05-4261.pdf

Comité stratégique NTE, *Propositions d'orientation et perspectives d'action*, 23 octobre 2006

Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies*, 2006

Défi climat pour la France : le « facteur 4 », Rapport du groupe de travail « Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050 » sous la présidence de Christian de Boissieu, août 2006 - @ www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/facteur4-rapport.pdf

2. Production d'énergie

a. Thèmes transversaux

Claude Belot et Jean-Marc Juilhard, *Énergies renouvelables et développement local : l'intelligence territoriale en action*, Sénat, juillet 2006 - @ www.senat.fr/rap/r05-436/r05-436.html

Christian Bataille et Claude Birraux, *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, Rapport, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006, www.assemblee-nationale.fr/12/rap-oecst/resume-2965.pdf

Eurobserv'ER, *Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables*, 2006 - @ www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan5.pdf

EDF - Observ'ER, *La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans le monde - 7e inventaire*, 2005 - @ www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/preface.htm

CEA, *Les enjeux de la capture-séquestration du CO_2*, non daté

Académie des technologies, *Prospective sur l'énergie au XXIe siècle - annexe 9 : Recherches influençant la prospective*, décembre 2004 - @ www.academie-technologies.fr/ecrit05/energieEnvironnement.htm

Nouvelles technologies de l'énergie, Rapport du groupe de travail présidé par Thierry Chambolle et Florence Méaux, 2003

Bernard Bourgeois, **Dominique Finon** et **Jean-Marie Martin** (dir.), *Énergie et changement technologique : une approche évolutionniste*, Institut d'économie et de politique de l'énergie, 2000

3

b. Nucléaire

Académie des technologies, *Les filières nucléaires aujourd'hui et demain*, 2005 - @ www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieEnvironnement/NUCELAIRE/resume.pdf

Frank Carré et Jean-Claude Petit, « Nucléaire : la génération IV », article paru dans la revue *Futuribles*

DGEMP, *Nucléaire*, **document de travail,** juin 2006

Systèmes nucléaires du futur - Stratégie et programme de R & D, Rapport au Comité de l'énergie atomique pour l'année 2005, avril 2006

CEA, *Systèmes électrogènes du type RNR*, document de travail, 2006

c. Biocarburants

Ecobilan/ADEME/DIREM, *Bilan énergétique et émissions de GES des carburants et biocarburants conventionnels*, 2006 - @ www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=41339&p1=02&p2=12&ref=17597

Daniel Ballerini, IFP, *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, 2006

CEA, « L'heure des biocarburants est-elle venue ? », *Lettre de l'économie*, juin 2006

André Douaud, président, **Jean-François Gruson**, rapporteur, *Recommandations pour un développement durable des biocarburants en France*, Commission interministérielle pour les véhicules propres et économes, janvier 2006 - @ www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/BioCIVEPEOKAD20janvier.pdf

CEA, *Les biocarburants en France*, Note interne, 01/2006

INRA Sciences sociales – Recherches, *L'ambivalence des filières biocarburants*, Recherches en économie et sociologie rurales, décembre 2005

Henri Prévot, **Véronique Hespel**, **Jean-Yves Dupré**, **François Baratin** et **Dominique Gagey**, *Rapport sur l'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants*, Conseil général des Mines, Inspection générale des Finances, Conseil général du Génie rural, des eaux et des forêts, 2005

Commission des finances, de l'économie et du Plan de l'Assemblée nationale, *Les biocarburants*, Rapport d'information, 2004 - @ www.assemblee-nationale.fr/12/rap-info/i1622.asp

Alain Prost, **Bruno Durieux**, **Bruno Sauvalle** et **Alexandre Macaire**, *Rapport du groupe de travail sur le soutien au développement de la filière E85*, septembre 2006 - @ lesrapports.ladocumentationfrancaise.fr/BRP/064000734/0000.pdf

d. Charbon

Groupe de travail sur le charbon du délégué interministériel au développement durable, *Charbon propre : mythe ou réalité ?*, 2006 - @ www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Charbonpropre22082006.pdf

CEA, *Note sur le rapport Charbon propre : mythe ou réalité ?*, 2006

Georgia Plouchard et Aude Fradet, « Le stockage du CO_2 », *Les Cahiers du Club d'ingénierie prospective énergie et environnement*, n°17, septembre 2005

Académie des technologies, *Que peut-on faire avec le CO_2 ? Capture et séquestration du CO_2*, février 2005 - @ www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieEnvironnement/sequestrationCO2/SequestrationCO2.pdf

Académie des technologies - Commission énergie environnement, *Le Charbon, quel avenir ?*, décembre 2003 - @ www.academie-technologies.fr/publication/rapports/energieEnvironnement/RAPPORT_CHARBON.pdf

e. Hydro-électricité

Fabrice Dambrine, haut fonctionnaire de développement durable au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France*, 2006

f. Hydrogène

Académie des technologies, *10 questions sur l'hydrogène*, mars 2005 - @ www.academie-technologies.fr/ecrit07/10QuestionsHydrogene.pdf

Association française de l'hydrogène, *Pourquoi l'hydrogène*, mai 2004 - @ www.afh2.org/uploads/association/Chartehydrogene.doc

CEA, *De l'hydrogène à la production d'énergie*, janvier 2004

g. Réseaux de chaleur

Henri Prevot et Jean Orselli, *Les réseaux de chaleur*, Conseil général des Mines, mars 2006 - @ www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/064000732/index.shtml?xtor=EPR-526

h. Pétrole et gaz

Anne Lanthiez, *Quelles perspectives pour le transport maritime de GNL*, ISEMAR, Note de synthèse n° 85, mai 2006

3. Consommation d'énergie

a. Thèmes transversaux

Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050, Rapport du groupe de travail présidé par Christian de Boissieu (projet), 2006

Rapport parlementaire présenté par André Schneider, *L'efficacité énergétique dans l'Union européenne*, février 2006 - @ www.assemblee-nationale.fr/12/pdf/europe/rap-info/i2839.pdf

b. Transport

Commission des comptes et de l'économie de l'environnement, *Mobilité, transport et environnement,* Rapport, la Documentation française, 2006

Alain Prost, **Bruno Durieux**, **Bruno Sauvalle**, **Alexandre Macaire**, *Rapport du groupe de travail sur le soutien au développement de la filière E85*, septembre 2006

Christian Rose, *Une nouvelle dynamique pour le transport intermodal*, Rapport du CES, 15 novembre 2006 - @ www.conseil-economique-et-social.fr/ces_dat2/3-1actus/frame_derniers_rapports.htm

Pour une Europe en mouvement - Mobilité durable pour notre continent, Examen à mi-parcours du Livre blanc sur les transports publié en 2001 par la Commission européenne, 2006 - @ ec.europa.eu/transport/transport_policy_review/index_fr.htm

Commission interministérielle pour les véhicules propres et économes, *Définition d'un véhicule propre et économe*, mai 2006 - @ www.ecologie.gouv.fr/article.php3?id_article=5844

Section Économie et transport du Conseil général des ponts et chaussées, *Démarche prospective transports 2050, éléments de réflexion*, 2006 - @ www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/transport/cgpc_2050_mars%202006.pdf

Christian Cabal et Claude Gatignol, *La voiture du futur : moins polluante et plus économe*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2005 - @ www.assemblee-nationale.fr/12/rap-off/i2757.asp

Conseil général des Ponts et chaussées, *Maîtrise des émissions de gaz à effet de serre de l'aviation civile*, Rapport élaboré dans le cadre d'un groupe de travail interministériel présidé par Jean-Pierre Giblin, 2005 - @ www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/environnement/2004-0217-01.pdf

Conseil général des Ponts et chaussées, *Recherche et développement sur les économies d'énergie et les substitutions entre énergies dans les bâtiments*, Rapport,2005-@www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/habitat/2004-0189-01.pdf

Service Économie, statistiques et prospectives du ministère de l'Équipement, *La demande de transport en 2025 - Projection des tendances et des inflexions,* 2004

World Business Council for Sustainable Development, *Mobilité 2030 : les enjeux de la mobilité durable*, 2004

Association Ecrin, *Prospective sur les transports*, Rapport du groupe de travail présidé par Maurice Bernadet, 2004 - @ www.ecrin.asso.fr/?q=node/453&highlight=prospective%2Ctransports

Le véhicule électrique à l'horizon 2050, *Les cahiers du CLIP*, n° 13, avril 2001

c. Habitat

Alain Maugard, **Jean-Robert Millet**, **Daniel Quénard**, *Vers des bâtiments à énergie positive* - @ www.cstb.fr/bepos/animations.asp

Habitat-transport, Recherche ETHEL - @ ethel.ish-lyon.cnrs.fr (voir travaux en cours)

Paul de Viguerie, *Les politiques de l'urbanisme et de l'habitat face aux changements climatiques*, Rapport du Conseil économique et social, mai 2006 - @ www.conseil-economique-et-social.fr/ces_dat2/3-1actus/frame_derniers_rapports.htm

Philippe Aussourd, **Philippe Follenfant** et **Raphaël Slama**, *Comparaison européenne sur les mesures destinées à améliorer la performance énergétique des bâtiments*, Rapport du Conseil général des Ponts et chaussées et de l'Inspection générale de l'environnement, janvier 2006 - @ www2.equipement.gouv.fr/rapports/themes_rapports/environnement/004513-01.pdf

Jean Orselli, *Recherche et développement sur les économies d'énergie et les substitutions entre énergies dans les bâtiments*, Rapport du Conseil général des Ponts et chaussées, juin 2005

Fédération française du bâtiment, *Bâtiment 2015*, mars 2005

FFB/ADEME, *Amélioration énergétique des bâtiments existants : les bonnes solutions,* 2004

Publications du CLIP, Club d'Ingénierie Prospective Énergie-Environnement :
- *Habitat et développement durable*, Bilan rétrospectif et prospectif, *Les cahiers du CLIP* n° 13, avril 2001 - @ www.iddri.org/iddri/telecharge/cahier-du-clip/clip_13.pdf
- *Habitat et développement durable*, les perspectives offertes par les énergies renouvelables, *Les cahiers du CLIP* n°16, septembre 2004 - @ www.iddri.org/iddri/telecharge/cahier-du-clip/clip_16.pdf

Annexe 4 - Estimation de l'effort public en recherche et développement dans le domaine de l'énergie en France en 2006

en M€

	IFP (coût complet)	BRGM (dotation + externe)	CSTB (dotation)	INRA	CEA (subvention : coût complet - contribution industrielle)	CNRS	ANR (1/3 AP 2005 + 1/3 AP 2006)	AII
Bâtiment			5,0		17,7	50	24,	0
Solaire							6,4	
Éolien								
H2/PAC	11, 3				21,3		19,5	
Biomasse				3,8	1,7		5,5	
Biocarburants								
Captage et stockage	9,4	4,6					5,1	
Pétrole et gaz	42,7	2,5						
Nucléaire					162 (nuc. indus.) 102 (déchets) 57 (nuc. futur)			
Véhicules	26,9						12,8	
Divers	37,0	1,2 (géothermie)					7,4 (éco-technologies PRECODD) 9,1 (impact changement climatique)	
TOTAL	127,3	8,3	5,0	3,8	361,7	50,0	68,2	0

Partie 3

(en M€)	ADEME	Régions et départements	6e PCRD AP	Euratom	Pôle de compétitivité + FCE	OSEO 2005
Bâtiment	3,0					2,9
Solaire	0,8 (thermique) 2,7 (électrique)		0,1			0,9
Eolien						0,7
H2/PAC	0,7		2,0			0,4
Biomasse	3,0		1,7			0,3
Biocarburants			7,0			
Captage et stockage			1,8			
Pétrole et gaz						4,7
Nucléaire				18,6 (fusion) 8,6 (fission)		
Véhicules	19,3 + 2,4 (organisation transports)					
Divers	3,7 (MDE industriel) 0,5 (géothermie) 4,0 (études)		1,2 (autre NTE)			0,40 (hydraulique/mer) 0,75 (stockage) 0,25 (outil de marché) 3,3 (utilisation indus)
TOTAL	40,1	nc	14,7	27,2	nc	14,6

* Selon une étude de juin 2007 commandée par la DGEMP au cabinet Alcimed et portant sur les années 2002-2005, l'effort public français de R&D dans le domaine de l'énergie est compris entre 700 et 800 M€ par an, selon les années. Toutefois, les périmètres des deux estimations ne sont pas tout à fait identiques :

- *les fonds européens sont pris en compte par notre Commission, alors qu'ils sont exclus par Alcimed ;*
- *en revanche, l'étude Alcimed prend en compte les contrats de projet État/régions et le Plan urbanisme - construction-architecture ;*
- *enfin, pour le nucléaire, l'étude Alcimed classe en recherche une partie significative du budget de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, qui couvre des activités d'expertise au profit de l'Autorité de sûreté nucléaire ne représentant pas, à nos yeux, une activité de recherche.*

Partie 4
Partie 4

Partie 4

Orientations européennes

Rapport du groupe de travail 4

Président : André Merlin
Président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE)

Rapporteure : Aude Bodiguel
Centre d'analyse stratégique

Partie 4

Chapitre 1

L'absence en 2007 d'une véritable politique européenne de l'énergie

1. De Rome à Maastricht : une absence de base légale claire pour une politique énergétique commune

1.1. Les questions énergétiques sont à l'origine de la Communauté économique européenne

Au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, l'idée européenne prospère dans l'espoir de créer les conditions d'une paix durable. Dans une Europe dévastée, les industries lourdes du charbon et de l'acier, symboles de l'industrie de l'armement, constituent une des principales richesses pour soutenir la reconstruction.

Robert Schuman, ministre des Affaires étrangères, reprenant une idée de Jean Monnet, commissaire général au Plan, chargé de la reconstruction, propose, le 9 mai 1950, de transformer les matériaux de la guerre en instruments de la réconciliation et de mettre en commun la production de charbon et d'acier de la France et de l'Allemagne sous l'autorité d'une administration supranationale.

Cette initiative économique franco-allemande annonce la création de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA), première pierre de la construction européenne, avec la signature du traité de Paris, le 18 avril 1951[1], par la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg et l'Italie.

Malgré ce succès, les Français rejettent, trois années plus tard, un grand traité européen par un « non » retentissant : la Communauté européenne de défense. Dans ce contexte, Gaetano Martino, ministre italien des Affaires étrangères,

1 – Le traité a expiré le 23 juillet 2002.

prend l'initiative d'organiser une conférence interministérielle à Messine, du 1er au 3 juin 1955, pour relancer la construction européenne. La conférence de Messine est un succès. La déclaration finale annonce la nécessité de « *poursuivre l'établissement d'une Europe unie par le développement d'institutions communes, la fusion progressive des économies nationales, la création d'un marché commun et l'harmonisation progressive de leur politique sociale* ».

Par ailleurs, alors que l'énergie reste un produit rare en Europe, la déclaration de Messine fixe un objectif clair : « *La mise à la disposition des économies européennes d'énergie plus abondante à meilleur marché constitue un élément fondamental de progrès économique.* »

La conférence donne lieu à la création du Comité Spaak chargé des travaux préparatoires à un nouveau traité, qui débouche sur la signature à Rome, le 25 mars 1957, par les six États membres de la CECA, de deux traités instituant :

- d'une part, la Communauté économique européenne (CEE) dont l'objectif est d'assurer la libre circulation des personnes, des marchandises et des services entre les États membres ;
- d'autre part, la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom) dont la mission est de « *contribuer, par l'établissement des conditions nécessaires à la formation et à la croissance rapide des industries nucléaires, à l'élévation du niveau de vie dans les États membres et au développement des échanges avec les autres pays* » et d'assurer l'indépendance énergétique de l'Europe. Le traité Euratom crée une agence[2] dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie financière, placée sous le contrôle de la Commission, qui lui donne ses directives et dispose d'un droit de veto sur ses décisions. Elle est chargée d'assurer un approvisionnement en minerais et combustibles nucléaires, régulier et équitable entre les utilisateurs européens.

1.2. Le traité CEE ne comporte pas de chapitres spécifiques à l'énergie

Les traités CECA et Euratom organisent la gestion et la coopération pour la promotion de certaines sources d'énergies en Europe. Toutefois, ils ne fondent pas, au niveau européen, une politique de l'énergie qui demeure de la stricte compétence des États membres. Le traité CEE ne stipule, pour sa part, aucune disposition particulière concernant l'énergie. Si l'énergie est un secteur fondateur de la construction européenne, une véritable politique européenne de l'énergie n'est pas abordée par les traités de Rome, ni dans les traités suivants, y compris l'Acte unique.

Cette situation évolue lors de la négociation du traité sur l'Union européenne, signé à Maastricht le 7 février 1992. L'article 3 du traité prévoit l'extension des missions générales de l'Union : « *l'action de la Communauté comporte* (…) *des mesures dans les domaines de l'énergie* ». Par ailleurs, un nouveau chapitre XII relatif aux réseaux transeuropéens est adopté. L'article 129 B du traité prévoit que « *la Communauté contribue à l'établissement et au développement de réseaux transeuropéens dans les secteurs des infrastructures du transport, des télécommunications et de l'énergie* ». L'article 129 C prévoit que « *Les États membres coordonnent entre eux, en liaison avec la Commission, les politiques*

2 – Agence d'approvisionnement d'Euratom.

menées au niveau national qui peuvent avoir un impact significatif sur la réalisation des objectifs visés à l'article 129 B. La Commission peut prendre, en étroite collaboration avec les États membres, toute initiative utile pour promouvoir cette coordination. » Ainsi, le traité de Maastricht communautarise, pour la première fois, des éléments de politique énergétique.

Depuis lors, les traités successifs n'ont pas concerné la politique énergétique. Le projet de traité instituant une constitution européenne, rejeté par la France et les Pays-Bas, prévoit dans son article III. 157 : « *la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise à :*

a) assurer le fonctionnement du marché de l'énergie,
b) assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union, et
c) promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables ».

2. L'absence de politique européenne de l'énergie

2.1. L'absence de politique extérieure

L'énergie est un élément essentiel de la sécurité géopolitique, de la stabilité et du développement économique et social des États. C'est pourquoi la plupart des grandes puissances développent une politique de l'énergie qui constitue un axe prioritaire de leur politique étrangère et de sécurité.

Les pays producteurs, tels les Émirats arabes unis, la Russie, l'Iran ou le Venezuela, ont intégré les hydrocarbures dans leur diplomatie. Ainsi, la crise entre la Russie et l'Ukraine puis la Biélorussie a été gérée entre les autorités politiques des États et non directement entre les entreprises concernées par le différend commercial relatif aux prix de fourniture et de transit du gaz.

Les États grands consommateurs, tels les États-Unis, la Chine ou l'Inde, ont également intégré l'énergie dans leurs éléments de négociation diplomatique afin de soutenir la sécurité de leurs approvisionnements aux meilleurs coûts. L'Inde et la Chine, pays rivaux, ont ainsi pu se regrouper pour protéger leurs intérêts de consommateurs et autoriser *Oil and Natural Gas Corporation* (ONGC) et *China National Petroleum Corporation* (CNPC) à acquérir ensemble, en Syrie, les actifs cédés par le groupe pétrolier et gazier canadien Petro-Canada[3].

Face à cela, que fait l'Union européenne ? Deuxième plus gros consommateur d'énergie dans le monde[4], deuxième importateur d'énergie du monde, juste après le Japon, l'UE est un acteur majeur du secteur de l'énergie dont la dépendance

3 – Cf. « Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne », Institut Montaigne, mars 2007.
4 – « EU energy policy data », *Commission Staff Working Document*, 10 janvier 2007, p. 6. En 2004, 14,4 % de l'énergie produite dans le monde est consommée par l'UE-15 et 20,9 % par les États-Unis ; 50 % de la consommation d'énergie de l'UE-15 est importée et 82,66 % de celle du Japon.

pétrolière et gazière à l'égard de pays producteurs extra européens augmente chaque année. Or les insuffisances de la politique extérieure commune de l'UE constituent un handicap pour élaborer et garantir une approche coordonnée de ses besoins en matière énergétique et pour peser dans les négociations avec la Russie, l'Iran ou l'Algérie par exemple.

Malgré quelques avancées pour promouvoir une politique extérieure commune, notamment vis-à-vis de pays comme la Russie, la Chine, les pays méditerranéens ou le Kazakhstan, les États membres privilégient toujours les relations bilatérales qu'ils entretiennent avec les États producteurs pour bâtir des relations politiques solides.

La principale initiative pour construire les bases d'une « diplomatie européenne de l'énergie » a été lancée par le Premier ministre des Pays-Bas, lors du Conseil européen de Dublin en juin 1990 : il s'agissait d'instaurer une Charte de l'énergie entre l'UE et les pays de l'ancien « bloc de l'Est », dans la perspective de stimuler leur redressement économique et d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en énergie de la Communauté.

La négociation de cette Charte a débuté à Bruxelles en juillet 1991, pour s'achever par la signature d'un document de clôture à La Haye, le 17 décembre 1991. Les 51 signataires se sont engagés à poursuivre les objectifs et à respecter les principes de la Charte européenne de l'énergie. Leur coopération est mise en œuvre dans le cadre d'un accord juridiquement contraignant, devenu le traité sur la Charte de l'énergie, destiné à promouvoir la coopération industrielle Est-Ouest avec des garanties juridiques dans des domaines tels que les investissements, le transit et le commerce.

Ce traité, complété par un protocole sur l'efficacité énergétique et les aspects environnementaux connexes, a été signé le 17 décembre 1994 à Lisbonne par l'ensemble des signataires de la Charte de 1991, excepté les États-Unis et le Canada. L'Union européenne et les États membres sont signataires du traité et du protocole qui ont été ratifiés par la décision de la Commission européenne du 23 septembre 1997. La Russie a signé la Charte de l'énergie mais ne l'a pas ratifiée, insatisfaite de certaines dispositions sur les tarifs de transit et sur l'accès des tiers aux réseaux. La Norvège et l'Australie s'interrogent également sur l'opportunité de ratifier la Charte.

Par ailleurs, la Commission européenne a publié le 12 octobre 2006 une communication relative aux « *relations extérieures dans le domaine de l'énergie – des principes à l'action* » dans le cadre de la préparation du Conseil informel de Lathi qui s'est tenu en Finlande les 20 et 21 octobre 2006. Dans ce document, la Commission souligne :

- la nécessité de mettre en cohérence la politique intérieure et extérieure de l'Union en mettant notamment en œuvre le marché intérieur ;
- la nécessité d'établir un réseau de correspondants en matière de sécurité énergétique afin d'assurer un suivi et une cohérence efficaces dans la poursuite des initiatives et des processus externes de l'UE en matière énergétique ;
- le caractère indispensable de la coopération avec la Russie pour assurer la sécurité énergétique sur le continent européen ;
- la priorité absolue qui doit être donnée à la coopération énergétique de l'UE avec les pays tiers indépendamment des négociations avec la Russie.

Partie 4
Partie 4

2.2. L'absence de politique intérieure

La définition d'une politique de l'énergie intérieure à l'UE n'a pas eu plus de succès. Elle pourrait conduire en effet à influencer, plus ou moins précisément, le « mix énergétique » des États membres et à remettre en question leur souveraineté sur ce point.

La question du mix énergétique est d'autant plus sensible qu'elle touche à des choix fondamentaux, tels que la place du nucléaire ou les intérêts stratégiques extérieurs. Ainsi, la proposition d'un mix énergétique européen qui soutiendrait la filière nucléaire aurait les faveurs de la France, de la Finlande ou du Royaume-Uni mais serait rejetée par des pays aux choix antagonistes tels que l'Autriche, l'Irlande, l'Allemagne ou l'Italie. De même, les intérêts stratégiques des pays producteurs de pétrole et de gaz ou de ceux disposant de sociétés pétrolières de dimension mondiale ne rejoignent pas nécessairement les intérêts des pays consommateurs.

Cependant, l'absence de base légale et de stratégie énergétique commune n'a pas empêché la Communauté économique européenne, puis l'Union, d'esquisser les contours d'une politique européenne de l'énergie en s'appuyant sur d'autres politiques européennes : le marché intérieur et la concurrence, l'environnement et la R & D.

3. Diverses politiques européennes couvrent le secteur de l'énergie

3.1. Marché intérieur et politique de la concurrence

La CEE a longtemps ignoré le secteur de l'énergie, considérant qu'il relevait de la compétence exclusive des États membres en dehors de quelques missions. Cette situation a évolué avec la signature de l'Acte unique européen, le 17 février 1986, et le projet de créer un marché intérieur sans frontière pour tous les produits et services.

La Commission européenne a commencé par recenser, de 1986 à 1990, les obstacles à la création du marché unique de l'électricité et du gaz. Les directives relatives au transit d'électricité[5] et de gaz[6] ont ensuite été adoptées. Par ailleurs, la Cour de Justice des Communautés européennes a considéré l'électricité comme une marchandise sur laquelle le droit de la concurrence devait s'appliquer pleinement. Dès lors, si certains en doutaient encore, le secteur de l'énergie relevait bien du droit commun de la CEE, puis de l'UE.

5 – Directive 90/547 du 29 octobre 1990 relative au transit d'électricité sur les grands réseaux.
6 – Directive 91/296 du 31 mai 1991 relative au transit de gaz sur les grands réseaux.

La Commission a alors proposé de libéraliser les marchés de l'électricité et du gaz, d'abolir les monopoles d'importation et d'exportation et de garantir un accès des tiers aux réseaux. Après de longues négociations avec les États membres, particulièrement avec l'Allemagne et la France, les premières directives d'ouverture des marchés de l'électricité[7] et du gaz[8] ont été adoptées. Elles ont été abrogées par deux directives du 26 juin 2003[9], toujours en vigueur, concernant la création d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz.

Par ailleurs, la Commission a soutenu le développement des échanges au travers des interconnexions des réseaux d'électricité et de gaz des États membres avec le règlement[10] du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et le règlement[11] du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

En outre, les dispositions du droit de la concurrence relatives au contrôle des concentrations (Areva/Urenco/ETC[12], EDF/EnBW[13], TotalFina/Elf[14], Gaz de France/Suez[15], etc.), aux aides d'État (pour le charbon par exemple), et à la lutte contre les ententes et les abus de position dominante ont fortement fait évoluer les structures des marchés en limitant notamment certaines restrictions commerciales (interdiction des clauses de destination et des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz).

Ainsi, les marchés européens de l'électricité et du gaz ont profondément évolué sous l'influence des dispositions des traités européens relatives au marché intérieur et à l'harmonisation des législations des États membres.

4

3.2. La protection de l'environnement et la lutte contre le réchauffement climatique

L'adoption par l'Union européenne de nombreuses dispositions en matière environnementale a fortement influencé les politiques énergétiques nationales. Ces dispositions peuvent être distinguées selon le degré de contraintes qu'elles exercent sur les acteurs.

Des objectifs incitatifs

Afin de lutter contre la pollution de l'air et le réchauffement climatique, l'UE a soutenu le développement des énergies renouvelables (EnR) et fixé des objectifs non contraignants de production d'électricité à partir d'EnR. Leur réalisation dépend de la volonté politique et de la mobilisation des États membres.

7 – Directive 96/92 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.
8 – Directive 98/30 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.
9 – Directives 2003/54 et 2003/55 du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel.
10 – Règlement 1228/2003 du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.
11 – Règlement 1775/2005 du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.
12 – Affaire COMP/M.3099.
13 – Affaire COMP/M.1853.
14 – Affaire COMP/M.1628.
15 – Affaire COMP/M.4180.

Partie 4
Partie 4

Ainsi, la directive[16] du 27 septembre 2001 propose, d'ici à 2010, de porter à 21 %[17] la part d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation d'électricité de l'UE-25 et de porter à 12 % la part des renouvelables dans la consommation totale d'énergie de l'UE-15. Cet objectif a été repris par la France dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique[18].

Par ailleurs, l'UE encourage les économies d'énergie. La directive du 5 avril 2006[19] a pour objet de renforcer l'efficacité énergétique dans les utilisations finales, en « *établissant des objectifs indicatifs ainsi que les mécanismes, les mesures d'encouragement et les cadres institutionnel, financier et juridique nécessaires pour éliminer les barrières commerciales et les imperfections du marché qui empêchent une utilisation finale efficace de l'énergie* ».

Des mécanismes à la fois incitatifs et normatifs

L'UE a adopté des mécanismes à la fois incitatifs et normatifs pour mettre en œuvre efficacement sa politique de lutte contre le changement climatique en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, principalement le CO_2.

Ainsi, la directive du 13 octobre 2003[20] établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté. Le dispositif mis en place est normatif car chaque État membre fixe un plan national d'allocation de quotas contraignants (sous peine de pénalités) aux gros consommateurs d'énergie, sous le contrôle de la Commission européenne. Il est également incitatif car les entreprises ont la possibilité de s'échanger les permis sur un marché libre, ce qui favorise une allocation économique plus efficace des droits d'émission, plusieurs marchés organisés coexistant en Europe (par exemple Powernext Carbon).

Des instruments normatifs

L'UE a aussi adopté de nombreuses dispositions pour durcir les normes environnementales applicables, notamment, au secteur de l'énergie. Elle a par exemple renforcé les normes d'émissions de polluants dans l'air en fixant les plafonds d'émissions nationaux[21] pour certains polluants atmosphériques[22], quelles que soient leurs sources (à l'exception du transport maritime international et des

16 – Directive 2001/77 du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.
17 – La part des EnR dans la production d'électricité de l'UE-15 est de 13,9 % en 1997, selon l'annexe de la directive 2001/77.
18 – Article 4 de la loi.
19 – Directive 2006/32 du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques.
20 – Directive 2003/87 du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté.
21 – Directive 2001/81 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques.
22 – Le dioxyde de soufre (SO2), les oxydes d'azote (NOx), les composés organiques volatils (COV) et l'ammoniaque (NH3).

aéronefs), en limitant la valeur maximum du dioxyde d'azote présent dans l'atmosphère[23] (hors bâtiments), ou la teneur en soufre de certains combustibles liquides[24], tels que les fiouls lourds et le gazole[25].

L'UE a également réglementé les émissions dans l'eau grâce à l'adoption de la directive-cadre sur l'eau[26] qui prévoit la réalisation, d'ici à 2015, d'objectifs qualitatifs et quantitatifs sur le bon état écologique de l'eau. Les dispositions de cette directive-cadre, et des directives qui lui sont associées, génèrent des contraintes importantes pour la production d'électricité, notamment dans le cas de l'hydroélectricité. Elles peuvent donc rendre plus difficile la réalisation des objectifs de la Commission relatifs à la part de production d'électricité à partir d'EnR (hydroélectricité) ou de production non émettrice de CO_2 (nucléaire).

L'UE a par ailleurs renforcé l'efficacité énergétique de certains produits en durcissant les normes utilisées dans l'habitat. Une directive du 16 décembre 2002[27] fixe le cadre général de calcul de la performance énergétique intégrée des bâtiments, les exigences minimales en matière de performance énergétique pour les bâtiments neufs et de certification de la performance énergétique des bâtiments.

L'UE est devenue la principale source de normalisation et de réglementation de la consommation d'énergie des produits européens. Le renforcement de l'efficacité énergétique et la diminution des émissions de polluants par ces instruments normatifs impliquent donc une action concertée avec nos partenaires européens.

3.3. Politique de la recherche et 7e PCRD

Mise en œuvre à travers des programmes-cadres pluriannuels, la politique européenne de la recherche influence le développement technologique de certaines filières à travers le financement de projets de recherche. L'agenda de Lisbonne, confirmé dans les conclusions du Conseil des 8 et 9 mars 2007, affiche un objectif de 3 % du PIB consacré à la R & D, d'ici à 2010, dans lequel s'inscrivent les fonds européens alloués à la recherche.

Le 7e programme-cadre pour la recherche et le développement technologique en Europe est entré en vigueur le 1er janvier 2007. Prévu pour sept ans, il est doté d'un budget d'environ 73 milliards d'euros dont 2,3 sont consacrés à des projets liés à l'énergie, 2,7 pour Euratom et 1,8 pour l'environnement et le développement durable.

23 – Directive 85/203 du 7 mars 1985 concernant les normes de qualité de l'air pour le dioxyde d'azote.
24 – Directive 93/12 du 22 mars 1993 concernant la teneur en soufre de certains combustibles liquides.
25 – Sont exclus du champ d'application : le gazole à usage maritime utilisé par des navires traversant une frontière entre un pays tiers et un État membre (jusqu'au 1er janvier 2010, lorsque la directive 2005/33/CE entrera en vigueur) ; les combustibles destinés à être traités avant leur combustion définitive ; les combustibles destinés à être traités dans les raffineries ; les combustibles destinés à être utilisés à des fins de recherche et d'essais ; les combustibles utilisés et mis sur le marché dans les régions ultrapériphériques de la Communauté, sous certaines réserves ; les combustibles utilisés par les navires affectés à des fins militaires, ainsi que par tous les navires pour assurer leur sécurité ou pour sauver des vies humaines en mer, et en cas d'avarie.
26 – Directive 2000/60/CE du 23 octobre 2000 établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau.
27 – Directive 2002/91 du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments.

Partie 4

Partie 4

La ventilation des crédits dans le 7e PCRD est remarquablement différente de celle du 6e PCRD (2000-2006), où le montant des crédits alloués aux projets liés à l'énergie, à l'environnement et au réchauffement climatique était substantiellement moins important. L'énergie ne constituait pas, alors, un objectif prioritaire et 2,1 milliards d'euros étaient consacrés au développement durable. Il est vrai que ce 6e PCRD a été négocié en 1998-1999, à une époque où le prix du baril de pétrole était historiquement bas.

4. Une politique européenne de l'énergie de fait, à travers trois leviers pas toujours cohérents

L'Union européenne a donc pesé sur l'évolution des politiques énergétiques nationales en se fondant sur les dispositions des traités relatives à l'environnement et à la création d'un marché intérieur concurrentiel, ainsi que, plus modestement, au travers d'un financement commun de la recherche.

Afin de définir des orientations stratégiques pour l'avenir, et sous l'impulsion du Mémorandum français de janvier 2006, la Commission européenne, dans son Livre vert sur la sécurité d'approvisionnement en Europe[28], a identifié les trois objectifs de l'UE en matière de politique énergétique : garantir le développement durable, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'Union européenne. La cohérence de la mise en œuvre de ces objectifs suppose un cadre institutionnel adapté autour du Conseil « énergie », alors que les instances décisionnelles sont multiples (Conseils européens « énergie », « environnement », « transport », ECOFIN, « concurrence », etc.) et aux priorités divergentes, voire contradictoires.

Dans le cadre existant, on peut observer que ces objectifs ne sont pas nécessairement cohérents. La réalisation d'un marché unique de l'électricité et du gaz, où la concurrence s'exerce de manière libre et non faussée, suppose par exemple la suppression des clauses de destination dans les contrats d'importation de gaz. Or la suppression de ces mécanismes peut rendre plus difficile la réalisation d'objectifs de sécurité d'approvisionnement ou la négociation de contrats d'importation de gaz au meilleur prix.

Toutefois, cette discussion mérite des approfondissements sur les aménagements et les nouveaux mécanismes à prévoir pour concilier les objectifs. La transition vers un marché intérieur de l'énergie de dimension européenne ou celle vers une société moins émettrice de gaz à effet de serre est complexe. Elle crée autant de risques que d'opportunités. Deux exemples dans le secteur de l'électricité suffisent à le montrer.

28 – Livre vert *Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable*, Commission européenne, publié le 8 mars 2006.

Avant même la création d'un marché intérieur de l'électricité européen, les échanges transfrontaliers ont eu un impact positif sur notre mix énergétique. Les exportations d'électricité vers nos partenaires européens (Suisse comprise), qui ont représenté jusqu'à 15 % de la production nationale (73 000 GWh), nous ont permis de valoriser la production d'électricité excédant la consommation nationale, compte tenu notamment du dimensionnement du parc nucléaire.

Réciproquement, les importations participent à notre alimentation en électricité en période de pointe de consommation. Les échanges d'électricité en Europe, au travers des interconnexions, permettent d'établir des mécanismes de solidarité efficaces, même si, comme on l'a vu lors de la panne européenne du 4 novembre 2006, cette solidarité a parfois un coût.

La création d'un vaste marché intérieur européen de l'énergie permet ainsi un moindre surdimensionnement du parc de production, diminuant le nombre d'installations de secours nécessaires pour couvrir les baisses de production et les pointes de consommation.

Toutefois, la création d'un marché intérieur s'accompagne inévitablement d'une convergence des prix de marché, à condition qu'il n'y ait pas de congestion aux frontières et que la concurrence soit libre et non faussée entre les opérateurs.

Dans son principe, cette convergence n'est pas favorable aux consommateurs qui ont exercé leur éligibilité dans les marchés nationaux initialement les moins chers, comme le marché français, mais elle est sans doute, aussi, le prix de la constitution d'un marché unique de dimension véritablement européenne.

À ce jour, même si une relative convergence des prix entre marchés de gros de l'électricité (notamment français et allemand) peut être observée, le processus d'intégration du marché intérieur est loin d'être achevé. La Commission européenne estime, au terme de son enquête sectorielle, que les caractéristiques des marchés de gros de l'électricité dans les États membres (notamment en termes de concentration, d'effets verticaux et de transparence) rendent possible l'exercice d'un pouvoir de marché par les opérateurs, susceptible de contribuer au maintien de niveaux de prix élevés sur les marchés nationaux.

À ces phénomènes se sont ajoutées la hausse mondiale des prix des énergies fossiles et la résorption des excédents de capacités de production en Europe. Les prix élevés sur les marchés de l'électricité se sont révélés défavorables pour les consommateurs industriels qui ont exercé leur éligibilité. Cette situation a conduit le gouvernement français à rechercher des mesures d'accompagnement telles que l'engagement des producteurs à ne pas répercuter dans les prix de vente la composante du prix du CO_2, le maintien des tarifs réglementés pour la fourniture d'électricité, la possibilité de retourner au tarif pour ceux ayant fait jouer leur éligibilité, ou encore le regroupement des grands consommateurs pour négocier des contrats de fourniture à long terme ou le plafonnement temporaire des prix de fourniture.

La Commission européenne conteste l'existence de certains de ces dispositifs et notamment la possibilité de maintenir les tarifs réglementés de fourniture d'électricité et de gaz pour les clients éligibles[29]. Elle considère que le maintien

29 – Tous les consommateurs professionnels sont éligibles depuis le 1er juillet 2004 et tous les consommateurs domestiques depuis le 1er juillet 2007.

Partie 4
Partie 4

de ces tarifs est un obstacle à l'entrée de nouveaux opérateurs, incompatible avec l'objectif d'ouverture des marchés à la concurrence et de libre choix du fournisseur fixé par les directives du 26 juin 2003. Elle a donc ouvert une procédure d'infraction contre certains États membres, dont la France, accusés de ne pas avoir correctement transposé les directives concernant la création du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

Les exemples évoqués, à la fois favorables (organisation complémentaire des parcs de production ; interconnexion des réseaux d'électricité) et défavorables (parc de production surdimensionné ; convergence des prix du marché à la hausse), mériteraient des approfondissements qui dépassent le cadre du présent rapport. Ils soulignent que l'impact de la dimension européenne sur des éléments de notre politique énergétique ne peut être ignoré.

Par conséquent, il apparaît utile d'examiner les nouvelles orientations de long terme proposées par la Commission européenne dans le cadre du nouveau « paquet Énergie », présenté le 10 janvier 2007. Ces propositions ont pour objectif de répondre aux enjeux actuels de la politique énergétique et de fonder durablement une véritable politique énergétique européenne axée plus particulièrement sur la lutte contre le réchauffement climatique. Ces propositions sont rappelées dans le deuxième chapitre. Dans le troisième et dernier chapitre, les principales propositions de la Commission européenne sont commentées et quelques recommandations sont formulées.

Chapitre 2

Le nouveau « paquet Énergie » de la Commission européenne

La Commission européenne a présenté le 10 janvier 2007 ses propositions pour une politique de l'énergie pour l'Europe[30] construite à partir de trois axes majeurs : la lutte contre le réchauffement climatique, le renforcement de la sécurité d'approvisionnement et la protection de la compétitivité de l'industrie européenne. Les orientations formulées sont actuellement en discussion avec les États membres et devraient donner lieu à des propositions législatives avant la fin de 2007.

Le Conseil « énergie » du 15 février 2007 et le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 ont examiné les propositions de la Commission. En particulier, ils ont accepté d'engager l'Union sur la voie de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de lutte contre le réchauffement climatique.

1. Lutter contre le réchauffement climatique

1.1. La clef de voûte des propositions du nouveau « paquet Énergie » : s'engager à réduire de 20 % les émissions de GES dans l'UE d'ici à 2020

La Commission européenne propose de réduire suffisamment **les émissions de gaz à effet de serre (GES) en Europe, dont le CO_2, pour limiter la hausse des températures à 2°C en 2050.** Elle souhaite pour cela « *transformer l'Europe en une économie à haut rendement énergétique et à faible taux d'émission de CO_2, en favorisant une nouvelle révolution industrielle* ».

30 – Communication : *Une politique de l'énergie pour l'Europe* ; Communication : *Une feuille de route pour les EnR* ; Communication : *Plan d'interconnexions prioritaires* ; Communication : *Panorama de l'industrie nucléaire de l'Union* ; Communication : *Production d'électricité à partir d'hydrocarbones sans émission de CO_2* ; Communication : *Plan stratégique pour le développement de nouvelles technologies* ; Rapport sur la mise en œuvre de la directive EnR ; Rapport sur la mise en œuvre de la directive « biocarburants » ; Rapport DG énergie sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz ; Enquête DG concurrence sur les secteurs de l'électricité et du gaz.

Partie 4

Partie 4

Si l'énergie est essentielle à la survie, au fonctionnement et au développement de l'Europe, elle représente également 80 % de toutes ses émissions de GES (en tenant compte des consommations de carburant dans les transports), qui sont à l'origine du changement climatique. Or, si aucune mesure n'est adoptée dans l'UE, les émissions de GES augmenteront, par rapport au niveau atteint en 1990, d'au moins 5 % d'ici à 2030, et de 55 % dans le monde. Dans ces conditions, la Commission européenne souligne que les politiques énergétiques actuelles des États membres ne sauraient être compatibles avec les objectifs de développement durable.

La lutte contre le changement climatique et la réduction des émissions de CO_2 qui doit en résulter forment la clé de voûte de l'ensemble des propositions du « paquet Énergie » de la Commission européenne. L'Union européenne s'est déjà engagée, dans le cadre du protocole de Kyoto, à contribuer à hauteur de 8 % à l'horizon 2012 à l'objectif de réduction des émissions de GES répartis entre chaque État membre par des engagements distincts. La Commission souhaite toutefois aller plus loin.

Elle propose aux États membres de s'engager unilatéralement à réduire leurs émissions de GES d'au moins 20 % d'ici 2020, à porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen (actuellement de 7 %) et à 10 % la part des biocarburants dans les transports, aujourd'hui quasiment nulle. La Commission propose également de défendre dans les négociations internationales une réduction de 30 % des émissions des GES des pays industrialisés, d'ici à 2020, par rapport à leur niveau de 1990.

Elle propose enfin d'autres objectifs, incitatifs :

— atteindre 20 % d'économies d'énergie en 2020 ;

— accroître l'effort de recherche, grâce à l'élaboration en 2007 d'un plan stratégique européen de R & D sur l'énergie ;

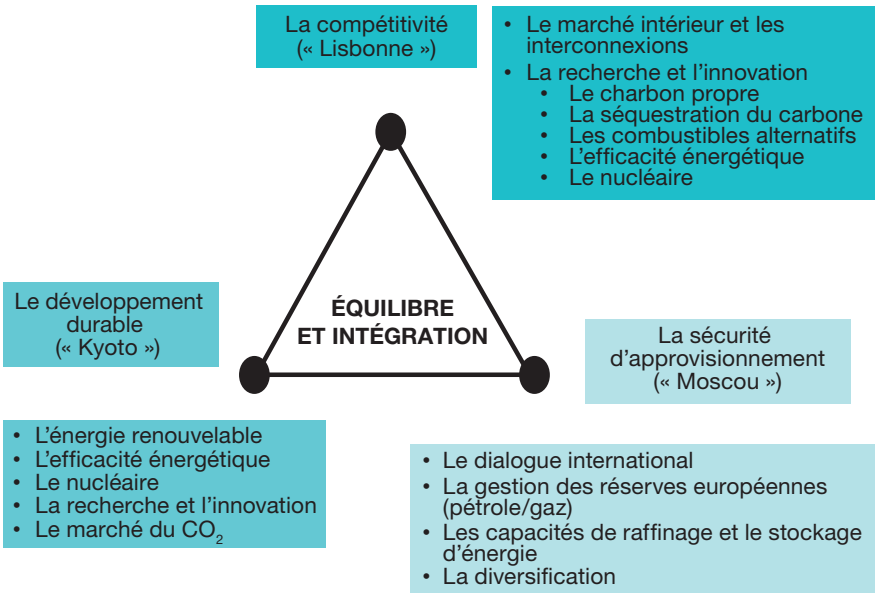
— développer les technologies de captation et stockage du CO_2.

Elle reconnaît la contribution du nucléaire à la lutte contre le réchauffement climatique.

Pour sa part, la France a adopté le 22 juillet 2004 un plan national climat afin de contrôler et de baisser ses émissions de CO_2 et soutenu, dans la loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, « *la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés* ».

Si l'objectif de réduction des émissions de GES est central dans le nouveau « paquet Énergie » de la Commission, sa réalisation contribue à d'autres objectifs positifs tels que la réduction de la consommation d'hydrocarbures et donc de la dépendance énergétique à l'égard d'États hors de l'Union européenne. C'est en outre l'occasion de lutter contre les gaspillages, d'augmenter l'efficacité énergétique de l'économie et, à terme, d'améliorer la performance économique européenne.

Graphique n° 1



Source : commission Énergie

Cependant, après avoir présenté un ambitieux champ d'actions à mener et avoir appelé à une nouvelle révolution industrielle, la Commission n'envisage pas d'évaluation précise des mesures proposées (cf. chapitre 3).

Le Conseil « environnement », qui s'est tenu le 20 février 2007, a soutenu l'adoption d'un objectif unilatéral de réduction de 20 % des émissions de GES en Europe à l'horizon 2020 par rapport à 1990 et un objectif de réduction de 30 % des émissions de GES dans le cadre d'un éventuel accord multilatéral qui serait issu des négociations « post-Kyoto ». Il a d'ores et déjà demandé à la Commission d'étudier les modalités de réalisation de l'objectif de 20 % et les critères de partage de cet objectif entre les États membres.

1.2. Proposition d'objectif engageant : porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen et à 10 % la part des biocarburants dans les transports

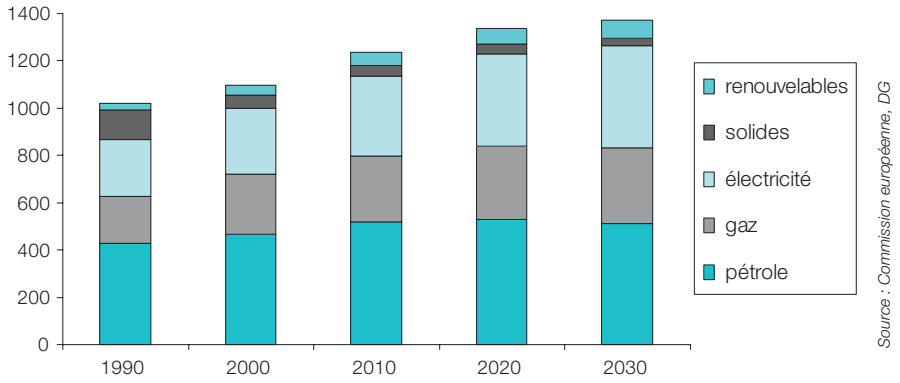
La part des énergies renouvelables (EnR) dans le bilan énergétique européen était de 6 % en 2003 (soit + 0,3 % par rapport à 2002) dans l'UE-15. Cette contribution des EnR au bilan énergétique européen reste donc éloignée de l'objectif fixé en 1997 de 12 % en 2010[31].

31 – Communication de la Commission : *Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables – Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaire*, novembre 1997.

Partie 4

Graphique n° 2 : Demande énergétique finale par combustible (UE-25)

En Mtep



L'objectif de 20 % d'EnR dans le bilan énergétique global de l'Union ne pourrait pas être atteint avant 2030 selon le scénario de base[32] du rapport de la Commission *European energy and transport: trends to 2030*[33], c'est-à-dire sans mesures de soutien supplémentaires pour le développement des EnR.

La Commission européenne considère que la principale difficulté pour développer les EnR, outre leurs coûts de production et d'insertion dans le système énergétique existant, est l'absence d'un cadre stratégique cohérent, efficace et de long terme dans l'ensemble de l'Union. Elle soutient que cette absence n'a pas permis d'atteindre la masse critique nécessaire à la généralisation de la production d'énergie à partir d'EnR. Elle propose donc d'aller plus loin en portant à 20 % la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen dès 2020. Elle estime[34] que cet objectif doit être engageant et qu'il est réaliste car :

— l'intégration des coûts du changement climatique dans les prix des hydrocarbures comble l'écart de coût de production avec l'utilisation de sources d'EnR ;

— le coût des EnR peut être réduit grâce aux économies d'échelle, à condition que l'on procède à des investissements de grande ampleur dès maintenant.

La Commission européenne précise que la réalisation de cet objectif, engageant et ambitieux, implique l'adoption d'objectifs adaptés au potentiel et aux

32 – Hypothèses de ce scénario : tendances actuelles, en l'absence de mesures nouvelles pour soutenir le développement des EnR *(« business as usual »)*.
33 – Scénario de base - Scenarios on energy efficiency and renewables, DG TREN, juillet 2006
34 – Communication : *Actions à la suite du Livre vert – Rapport sur les progrès réalisés dans le domaine de l'électricité d'origine renouvelable*, 10 janvier 2007.

priorités spécifiques de chaque État membre[35]. Elle propose donc que chaque État membre fixe ses objectifs pour chaque filière d'EnR, et qu'elle s'assure, par la suite, de la réalisation de l'objectif global. Par ailleurs, elle considère que la réalisation de cet objectif implique la croissance massive des EnR dans trois secteurs : la production d'électricité, les biocarburants, le chauffage et le refroidissement.

La Commission estime, de manière ambitieuse, que les EnR produisant de l'électricité ont le potentiel pour fournir environ un tiers de l'électricité de l'UE d'ici 2020 compte tenu des niveaux atteints par les énergies éoliennes au Danemark, en Espagne ou en Allemagne et de perspectives de baisse des coûts de production des autres EnR.

Elle juge par ailleurs que les biocarburants constituent le seul instrument disponible, outre l'innovation technologique, pour réduire la consommation de pétrole dans les transports routiers. La Commission propose de fixer un objectif minimal contraignant pour les biocarburants (qui devraient représenter 10 % de carburants destinés aux véhicules routiers d'ici à 2020) et compatible avec les objectifs de développement durable, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'Union.

Elle souligne enfin que des progrès technologiques sont attendus en estimant que 50 % du chauffage et du refroidissement de l'UE pourraient être d'origine renouvelable en 2020 si tous les États membres atteignaient les niveaux d'utilisation des pompes à chaleur constatés en Suède ou du chauffage solaire en Allemagne et en Autriche.

La Commission évalue la réalisation de l'objectif de 20 % d'EnR en 2020 à un coût annuel moyen supplémentaire d'environ 18 milliards d'euros, soit une augmentation de la facture annuelle totale des importations d'énergie de 6 % d'ici 2020 avec un baril de pétrole à 48 dollars. Ce surcoût annuel moyen tomberait à 10,6 milliards d'euros avec un baril à 78 dollars et le prix d'une tonne de carbone à plus de 20 euros.

Lors du Conseil « énergie » qui s'est tenu à Bruxelles, le 15 février 2007, un large accord s'est dégagé parmi les délégations des États membres sur le niveau de ces objectifs.

1.3. Atteindre 20 % d'économies d'énergie en 2020

Selon la Commission européenne, l'amélioration de l'efficacité énergétique apporterait une contribution immédiate et décisive au développement durable tout en renforçant la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et la réduction des émissions de GES.

Elle prévoit que la mise en œuvre de son Plan d'action pour l'efficacité énergétique, adopté le 19 octobre 2006, permettrait d'économiser d'ici à 2020 13 % de l'énergie consommée et, chaque année, 100 milliards d'euros[36], 390 Mtep et 780 millions de tonnes CO_2, soit une réduction des émissions de CO_2 deux fois plus importante que celle à laquelle l'Union s'est engagée dans le cadre du protocole de Kyoto. Le Plan d'action pour l'efficacité énergétique identifie

35 – L'article 4 de la loi du 13 juillet 2005 de programme définissant les orientations de la politique énergétique fixe un objectif de 10 % d'EnR en 2010.
36 – Estimation sur la base d'un prix du pétrole fixé à 48 dollars le baril, net de taxes.

Partie 4
Partie 4

75 mesures spécifiques dans dix domaines prioritaires à mettre en œuvre sur une période de six ans, dont les principales sont les suivantes :

- soutenir le développement des transports publics et des véhicules consommant moins de carburants ;
- assurer que les consommateurs supportent les coûts réels des transports individuels ;
- renforcer les normes de consommation et l'étiquetage des appareils et équipements ;
- améliorer la performance des bâtiments existants et prévoir des normes « très basse énergie » pour la construction de nouveaux bâtiments ;
- améliorer l'efficacité de la production, du transport et de la distribution de chaleur et d'électricité ;
- conclure un nouvel accord international sur l'efficacité énergétique dans le cadre de l'OCDE afin de restreindre l'utilisation de produits qui ne satisfont pas à des normes minimales.

Lors des conclusions du Conseil « énergie » du 23 novembre 2006, les ministres européens de l'Énergie ont, globalement, soutenu le plan d'action de la Commission mais ont insisté pour que toute nouvelle proposition de la Commission fasse l'objet d'une analyse d'impact complète et examine « *de manière équilibrée les dimensions sociale, environnementale et économique du développement durable, en tenant compte de la dimension extérieure du développement durable et du coût de l'inaction* ».

On peut noter que l'objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de l'Union de 20 % à l'horizon 2020 apparaît compatible avec celui de la France[37] tel qu'il a été fixé dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

1.4. Développer les technologies de captation et séquestration du CO_2

En Europe, la production d'électricité est assurée à 50 % par le charbon et le gaz. Compte tenu des réserves existant en Europe et dans le monde, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la part du charbon dans la production d'électricité devrait doubler d'ici à 2030. Dans ces conditions, le recours à de nouvelles technologies pour capter et stocker le CO_2 est fondamental pour atteindre les objectifs fixés de réduction des émissions de GES.

La Commission considère que l'Union doit jouer un rôle de premier plan dans ce domaine. Elle souhaite engager dès 2007 l'étude d'un plan stratégique européen de R & D sur l'énergie, en vue notamment de construire et d'exploiter d'ici à 2015 dix à douze centrales thermiques de démonstration avec captation et séquestration du carbone (CSC) et de voir à quel horizon ces systèmes pourront être généralisés.

37 – Taux d'amélioration de l'intensité énergétique de 2 % par an d'ici à 2015 et de 2,5 % par an d'ici à 2030.

1.5. Reconnaître l'intérêt de la filière nucléaire

La Commission européenne constate qu'un tiers de l'électricité et 15 % de l'énergie consommée dans l'Union proviennent du nucléaire et que la filière électronucléaire est, de ce fait, un instrument efficace de réduction des émissions de CO_2.

Tout en rappelant que le choix du mix énergétique appartient aux États membres, elle souligne qu'une éventuelle baisse de la part de l'électronucléaire dans l'Union supposerait l'introduction concomitante d'autres sources d'énergie aussi peu émettrices de CO_2 afin d'atteindre les objectifs fixés en matière de réduction des émissions de CO_2.

Par ailleurs, la Commission souhaite intégrer les questions relatives à la gestion des déchets et au démantèlement des installations dans ses prochains travaux. Elle suggère donc de créer un groupe de haut niveau sur la sécurité et la sûreté nucléaires, chargé de proposer des règles communes en Europe.

1.6. Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007

Les propositions de la Commission en matière de lutte contre l'effet de serre ont été examinées par le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007. Les conclusions du Conseil valident :

- l'objectif unilatéral et engageant de réduction de 20 % des émissions de GES en Europe, à l'horizon 2020, par rapport à 1990 et un objectif de réduction de 30 % des émissions de GES dans le cadre d'un éventuel accord multilatéral qui serait issu des négociations « post-Kyoto » ; le Conseil a invité la Commission à étudier les critères de partage de cet objectif entre les États membres, équitables, transparents et prenant en compte les particularités nationales ;
- l'objectif engageant de porter à 20 %, d'ici à 2020, la part des EnR dans la consommation totale d'énergie de l'UE ; le Conseil a précisé que des objectifs globaux différenciés devraient être élaborés au niveau national, en tenant compte des situations de départ différentes et du potentiel de chaque État membre, y compris du niveau actuel des énergies renouvelables et des bouquets énergétiques existants ; les États membres fixeront des objectifs nationaux pour chaque secteur spécifique concerné par les énergies renouvelables ;
- l'objectif engageant de porter à 10 %, d'ici à 2020, la part des biocarburants dans la consommation totale d'essence et de diesel de chaque État membre, sous réserve que la production ait un caractère durable et que des biocarburants de deuxième génération soient mis sur le marché ;
- l'objectif de 20 % d'économies d'énergie à l'horizon 2020, accompagné de mesures prévues par le Plan d'action pour l'efficacité énergétique présenté par la Commission le 19 octobre 2006 ; et le renforcement, d'ici à 2008, des exigences en matière d'efficacité énergétique pour l'éclairage des bureaux et des rues, et, d'ici à 2009, pour les ampoules à filament et autres formes d'éclairage dans les ménages.

Par ailleurs, le Conseil a pris acte des orientations proposées par la Commission européenne en faveur de la filière nucléaire et de la recherche sur la captation et la séquestration du CO_2.

Partie 4

Partie 4

2. Renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie

Selon la Commission européenne[38], les importations d'énergie primaire de l'UE devraient passer de 50 % à 65 % d'ici à 2030, si aucune action n'était engagée. Celles de pétrole devraient passer de 82 % à 93 % et celles de gaz, de 57 % à 84 %. La demande en pétrole devrait croître de 41 % et celle en électricité de près 50 %. Si les conséquences d'une telle augmentation de la demande de pétrole ne sont pas quantifiées, elles nécessitent, pour faire face à l'augmentation de la consommation d'électricité, de lourds investissements dans la production d'électricité d'ici à 2030, évalués à 900 milliards d'euros. En outre, la Commission évalue à 220 milliards d'euros les besoins d'investissements pour le renouvellement et le développement des infrastructures gazières. Elle conclut que la deuxième priorité, après la réduction de GES, est de renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie de l'Union européenne.

2.1. Limiter la dépendance extérieure de l'UE pour ses approvisionnements en pétrole et en gaz

Compte tenu de l'augmentation de la dépendance extérieure de l'UE pour ses approvisionnements en pétrole et en gaz et de la situation particulière de certains États membres qui ne dépendent que d'un seul fournisseur de gaz, la Commission propose notamment :

- d'adopter une politique énergétique internationale qui défende activement les intérêts de l'Europe ;
- d'approfondir le dialogue avec les pays producteurs et les pays de transit ;
- de coordonner efficacement les objectifs des États membres afin de parler « *d'une seule voix* » ;
- de mettre en œuvre un véritable partenariat stratégique dans l'énergie entre l'Europe et les régions voisines ;
- de diversifier les approvisionnements et les routes d'acheminement ;
- de développer de nouvelles infrastructures énergétiques (transport d'électricité et de gaz, stockages stratégiques, infrastructures GNL, etc.) ;
- de renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise, grâce notamment au réseau de « *correspondants énergie* » et au groupe de coordination pour le gaz prévu par la directive relative à la sécurité d'approvisionnement dans le gaz ;
- de mettre à l'étude la création de stocks stratégiques pour le gaz.

38 – Communication de la Commission *Une politique de l'énergie pour l'Europe*, 10 janvier 2007 p. 4.

2.2. Renforcer la sécurité intérieure

Les cycles d'investissements dans l'énergie sont particulièrement longs. Par ailleurs, des investissements très importants dans les secteurs de l'électricité et du gaz seront nécessaires, en Europe, d'ici à 2030, comme indiqué précédemment.

Renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise

La Commission européenne observe que le marché intérieur accroît l'interdépendance des États membres en matière d'approvisionnement en énergie et que, sans percée technologique majeure, la sécurité d'approvisionnement en pétrole et en gaz restera primordiale pour l'économie de l'UE.

Elle propose de renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise et d'améliorer la gestion des stocks stratégiques européens de pétrole en coordination avec ceux des autres pays de l'OCDE dans le cadre de l'AIE, de créer des stocks stratégiques de gaz et de mieux en coordonner la gestion au sein de l'Union.

Bilans prévisionnels

La Commission souligne la nécessité d'améliorer les conditions de prévisibilité de l'équilibre offre/demande d'électricité en Europe pour assurer l'anticipation des pénuries et construire à temps les nouvelles infrastructures de production, de transport et de stockage.

L'article 5 de la directive du 18 janvier 2006[39] prévoit déjà que les États membres « *exigent des gestionnaires des réseaux de transport qu'ils veillent à ce qu'un niveau approprié de capacité de production de réserve soit maintenu à des fins d'équilibrage et/ou qu'ils prennent des mesures équivalentes fondées sur le marché* ». Mais ce dispositif n'apparaît pas suffisamment harmonisé pour permettre d'évaluer de manière satisfaisante les besoins d'investissement dans les activités de production et de transport d'énergie pour répondre aux perspectives d'évolution de la consommation et des échanges en Europe.

La Commission suggère d'aller plus loin avec la création d'un observatoire de l'énergie au sein de la DG TREN chargé d'« *accroître la transparence concernant les besoins d'investissements futurs dans l'UE pour les infrastructures et les installations de production d'électricité et de gaz et, dans le cadre d'exercices d'étalonnage et de l'échange de meilleures pratiques, les réussites des États membres dans leurs efforts pour faire évoluer leur bouquet énergétique d'une manière qui contribue efficacement à la réalisation des objectifs énergétiques de l'Union européenne* ».

Plan prioritaire d'interconnexion des réseaux d'électricité et de gaz

La Commission propose l'adoption d'un plan d'interconnexion prioritaire afin de répertorier les infrastructures manquantes, de nommer des coordinateurs européens pour contribuer à la progression des projets d'interconnexion d'intérêt européen en difficulté, et d'encadrer les délais des procédures pour les réaliser.

39 – Directive 2005/89 du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

Partie 4
Partie 4

■ **Harmonisation des règles de sécurité**

À la suite des black-out qui ont frappé l'Europe en 2003, plongeant dans le noir une partie de Londres (28 août), les régions du sud de la Scandinavie (23 septembre) ainsi que l'Italie (28 septembre), l'harmonisation des règles techniques d'exploitation des réseaux électriques est apparue indispensable pour améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité à l'échelle européenne, tout en permettant le développement des échanges transfrontaliers et celui de nouvelles filières de production d'électricité (notamment à partir d'énergie éolienne).

La Commission propose à cet égard la création d'une structure européenne des gestionnaires de réseaux de transport, chargée de proposer des règles de sécurité communes à toute l'Union, opposables après avoir été approuvées dans le cadre de la comitologie européenne[40], et de mieux coordonner la gestion des réseaux.

2.3. Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007

Le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 a globalement validé les propositions de la Commission dans le domaine de la sécurité des approvisionnements et notamment :

- l'objectif de diversification des sources d'approvisionnement en gaz et en pétrole ;
- l'amélioration des mécanismes de réaction aux crises d'approvisionnement, fondés sur la coopération et articulés autour des mécanismes existants ; le Conseil rappelle que ces mécanismes restent au premier chef de la responsabilité des États membres ;
- l'amélioration de la transparence des données sur les produits pétroliers et un réexamen des infrastructures d'approvisionnement et de stockage de pétrole, en vue de compléter le mécanisme de crise mis en place par l'AIE ;
- la nécessité d'analyser plus précisément la disponibilité et le coût des stockages de gaz dans l'UE ;
- l'évaluation de l'incidence sur la sécurité de l'approvisionnement de chaque État membre des importations d'énergie actuelles et prévisibles et de la situation des réseaux concernés ;
- l'établissement d'un observatoire de l'énergie au sein de la Commission.

40 – Mise en place par l'article 30 de la directive 2003/55 du 26 juin 2003 concernant la création d'un marché intérieur du gaz naturel et l'article 13 du règlement 1228/2003 sur les échanges transfrontaliers d'électricité.

3. Assurer la compétitivité de l'économie européenne

La Commission européenne constate une augmentation des prix de l'énergie sur les marchés ainsi que de leur volatilité. Selon elle, la création d'un marché intérieur de l'énergie, plus intégré et concurrentiel, apporte une réponse pertinente en favorisant l'établissement de prix de l'énergie compétitifs tout en incitant à la réalisation d'économies d'énergie et d'investissements plus importants. Mais toutes les conditions pour un fonctionnement satisfaisant du marché intérieur de l'énergie ne sont pas encore réunies. La Commission formule donc des propositions d'amélioration.

3.1. Renforcer la séparation entre réseaux et production-fourniture dans les secteurs de l'électricité et du gaz

La Commission estime qu'il est plus difficile de garantir l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux lorsque les opérateurs historiques intégrés contrôlent à la fois les réseaux d'énergie et la production ou la vente, car ils détiennent alors les moyens de faire obstacle à la concurrence, en protégeant leurs positions historiques dans les frontières de marchés nationaux. Elle propose de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux selon deux options :

- la séparation de propriété entre les entreprises de réseaux et les entreprises de production et de commercialisation ;
- en cas d'impossibilité de séparer la propriété des réseaux, la création d'un opérateur de réseau indépendant (*Indépendant System Operator* ou modèle ISO), l'opérateur intégré ne conservant que la propriété des actifs du réseau mais n'assurant ni leur exploitation, ni leur entretien, ni leur développement[41].

La Commission privilégie la première option qu'elle considère la plus favorable aux investissements et à la sécurité de fonctionnement des réseaux.

Enfin, elle propose de réexaminer la pertinence du seuil des 100 000 clients conduisant à la séparation juridique des activités de distribution.

Le Conseil « énergie » qui s'est tenu à Bruxelles le 15 février 2007 n'a pas repris les propositions de la Commission et l'a invitée à proposer l'adoption de nouvelles mesures pour renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux, fondées sur une régulation appropriée.

3.2. Renforcer l'efficacité de la régulation

La Commission constate que les divergences des missions et des pouvoirs des autorités de régulation nationales sont un obstacle au bon développement du marché intérieur de l'énergie. Elle considère que les niveaux de pouvoir et d'indépendance des régulateurs de l'énergie doivent être harmonisés sur la base du plus grand dénominateur commun, et non du plus petit. Par ailleurs, les objectifs de régulation ne doivent pas être limités au bon fonctionnement des marchés nationaux, mais s'étendre à la promotion des échanges européens.

41 – Communication de la Commission du 10 janvier 2007, *Une politique de l'énergie pour l'Europe*, p. 8.

Partie 4
Partie 4

Elle observe que l'ERGEG, groupe européen des régulateurs nationaux des secteurs de l'électricité et du gaz, n'a pas permis de mettre en place la gouvernance européenne nécessaire au bon fonctionnement des échanges transfrontaliers.

Elle propose par conséquent trois options de réforme :

- le renforcement de la coopération entre les régulateurs nationaux, l'extension de leur mission à certains objectifs communautaires et l'introduction d'un mécanisme d'approbation, par la Commission européenne, des mesures ayant un impact sur le marché intérieur de l'énergie ;
- le renforcement des compétences de l'ERGEG qui aurait le pouvoir d'encadrer les décisions relatives aux échanges transfrontaliers des régulateurs nationaux et des acteurs des marchés (option dite « ERGEG+ ») ;
- la création d'un régulateur européen ayant le pouvoir de réglementer tous les mécanismes afférents aux échanges transfrontaliers.

Estimant que la première approche ne serait pas suffisante pour accomplir les progrès nécessaires, en raison des divergences d'intérêt des régulateurs nationaux, la Commission propose *a minima* la seconde option « ERGEG+ ».

3.3. Renforcer la transparence des marchés

La transparence de l'accès aux informations est essentielle pour garantir le bon fonctionnement d'un marché libre. Or la Commission constate que les gestionnaires de réseaux et les producteurs des États membres ne publient pas tous les mêmes informations sur leur marché, ce qui rend l'entrée de nouveaux opérateurs plus ou moins facile selon les États. Dans ces conditions, la Commission propose d'établir la liste minimale des informations devant être publiées.

3.4. Améliorer la protection des consommateurs

La Commission rappelle que l'énergie est un bien essentiel pour les Européens et, qu'à ce titre, il faut garantir l'accès de tous à l'énergie. Elle propose l'élaboration d'une charte de l'énergie poursuivant quatre objectifs :

- établir un système d'aide qui assure aux citoyens de l'UE les plus vulnérables l'accès à l'énergie malgré l'augmentation des prix ;
- améliorer le niveau minimal d'information des consommateurs pour les aider à choisir leur fournisseur ;
- réduire les formalités pour changer de fournisseur ;
- protéger les clients des pratiques de vente déloyales.

3.5. Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007

Pour ce qui concerne le marché intérieur de l'électricité et du gaz, le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 a pris position en faveur de :

- la mise en œuvre intégrale de la législation existante sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz, en prenant acte qu'il n'existe pas aujourd'hui de marché européen de l'énergie véritablement concurrentiel ;
- l'élaboration de mesures pour créer un cadre favorable aux investissements indispensables ; des projections à moyen et à long terme concernant l'offre et la demande d'électricité et de gaz seront réalisées en collaboration avec les États membres, afin de déterminer quels investissements sont nécessaires pour répondre aux besoins stratégiques de l'UE ;
- la rationalisation des procédures d'approbation des projets d'interconnexion d'intérêt européen et la désignation de coordinateurs européens afin de faire avancer les projets les plus critiques ;
- la séparation effective des activités de gestion des réseaux, sur la base de systèmes de gestion de réseaux indépendants et régulés de façon appropriée, qui garantissent l'égalité et la liberté d'accès aux infrastructures de transport, ainsi que l'indépendance des décisions en matière d'investissement en infrastructures ; le Conseil ne s'est toutefois pas prononcé sur les options proposées par la Commission en matière de séparation de la gestion des réseaux ;
- une plus grande harmonisation des pouvoirs et le renforcement de l'indépendance des autorités de régulation nationales ; le Conseil ne se prononce pas sur les modalités évoquées par la Commission ; il soutient la mise en œuvre d'un mécanisme de coopération entre autorités de régulation, pour améliorer la prise de décision sur des questions transfrontières importantes ;
- la création d'un nouveau mécanisme communautaire pour les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz, afin de mieux coordonner le fonctionnement des réseaux et leur sécurité, en s'inspirant des pratiques existantes en matière de coordination ;
- une meilleure protection des consommateurs d'énergie, grâce à l'élaboration d'une charte.

Le Conseil a invité la Commission européenne à lui fournir des éléments de clarification de ses propositions avant le Conseil prévu pour le mois de juin 2007.

Partie 4

Chapitre 3
Éléments d'analyse

Les principales mesures proposées par la Commission européenne pour construire une politique européenne de l'énergie sont ambitieuses. C'est le cas de l'engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre, en vue de limiter les conséquences négatives du réchauffement climatique. Cette mesure conduit à envisager une modification en profondeur de notre modèle économique et de nos comportements individuels.

1. Un défi à relever : réduire de 20 % les émissions européennes de gaz à effet de serre d'ici à 2020, par rapport à leur niveau de 1990

La proposition de la Commission européenne d'engager l'Union à réduire de 20 % ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici à 2020, par rapport à leur niveau de 1990, prend la mesure des risques de changement climatique à long terme.

L'objectif de limitation du réchauffement moyen à 2°C à l'horizon 2050, par la stabilisation des concentrations de CO_2 dans l'atmosphère, conduit à se fixer un objectif encore plus ambitieux de réduction des émissions à plus long terme, celui de parvenir dans les pays développés à une division par 4 des émissions de GES (objectif dit du « facteur 4 »), soit une réduction de 60 % à 80 % d'ici à 2050.

Il convient de mesurer l'ampleur de la tâche au regard des premiers efforts réalisés dans l'UE et liés à l'application du protocole de Kyoto. Pour mémoire, l'Union européenne s'est engagée, dans le cadre de ce protocole, à diminuer ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 8 % d'ici à 2012, par rapport à leur niveau de 1990.

Rappels sur le protocole de Kyoto

Le Sommet de la Terre, réuni à Rio du 3 au 14 juin 1992, a marqué la prise de conscience internationale du risque de changement climatique en adoptant une convention très ambitieuse sur le fond, la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, malgré les hésitations de certains scientifiques sur la réalité du phénomène de l'effet de serre et sur son origine anthropique.

Les participants au sommet ont reconnu leur responsabilité historique dans l'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère et pris deux engagements importants :

- stabiliser en 2000 leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) au niveau atteint en 1990 ;
- apporter un soutien technique et financier aux pays en développement pour les aider à contrôler l'augmentation des émissions liée à leur développement.

La Convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique a été ouverte à ratification en 1992. Elle est entrée en vigueur le 21 mars 1994 et a été ratifiée à ce jour par 189 pays dont les États-Unis et l'Australie.

Les États parties à la Convention ont, dès 1995, souligné la nécessité d'aller plus loin et de négocier des mesures de réduction des émissions dans les pays industrialisés pour la période postérieure à l'an 2000. Ils ont adopté le 11 décembre 1997, à Kyoto, un protocole qui les engage juridiquement sur des objectifs quantitatifs.

Les pays signataires ont accepté globalement de réduire de 5,5 % leurs émissions de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport au niveau atteint en 1990. Parmi ces pays, le Japon a accepté une réduction de 6 % sur cette période et l'Union européenne s'est engagée à réduire ses émissions de 8 %[42].

Pour faciliter la réalisation de ces objectifs, le protocole de Kyoto prévoit la possibilité de recourir à des mécanismes dits de « flexibilité » en complément des politiques et mesures mises en œuvre par les États. Ces mécanismes sont au nombre de trois :

- les « permis d'émission », qui permettent de vendre ou d'acheter des droits à émettre entre pays industrialisés ;
- la « mise en œuvre conjointe » (MOC) qui permet, entre pays développés, de procéder à des investissements visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre en dehors de leur territoire national et de bénéficier des crédits d'émissions générés par les réductions ainsi obtenues ;
- le « mécanisme de développement propre » (MDP), proche du dispositif précédent, à cette différence que les investissements sont effectués par un pays développé, dans un pays en développement.

Le protocole de Kyoto a été ouvert à ratification le 16 mars 1998. Il est entré en vigueur en février 2005 et a été ratifié à ce jour par 156 pays à l'exception notable des États-Unis et de l'Australie. La Chine et l'Inde l'ont ratifié au mois d'août 2002, la Russie en novembre 2004.

42 – Décision 2002/358/CE du Conseil du 25 avril 2002 relative à l'approbation, au nom de la Communauté européenne, du protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques et l'exécution conjointe des engagements qui en découlent.

Partie 4

Partie 4

Le rapport de l'Agence européenne de l'environnement[43] relatif à l'inventaire annuel des émissions de gaz à effet de serre indique que les émissions au sein de l'UE-25 ont diminué de 4,9 %, entre 1990 et 2004. Néanmoins, les émissions de l'UE-15 ont, sur cette même période, seulement diminué de 0,8 %. Elles ont même augmenté de 0,3 % entre 2003 et 2004.

Compte tenu des résultats obtenus dans les pays de l'UE-15, pour le moment assez décevants, la baisse de 4,9 % des émissions dans l'UE-25 s'explique davantage par la baisse de production de l'appareil industriel des États membres d'Europe centrale et orientale que par la mise en œuvre d'actions efficaces en faveur de la réduction de nos émissions.

La proposition d'engagement de l'UE à réduire d'au moins 20 % ses émissions de GES d'ici à 2020 (ou 30 % en cas d'accord multilatéral), par rapport à leur niveau de 1990, constitue à cet égard un défi. Cet engagement ne constituerait, pour autant, qu'une étape vers l'objectif « facteur 4 ».

Au-delà de l'affichage d'un objectif engageant ambitieux, de nature à mobiliser les esprits, deux questions essentielles se posent :

- quel est le coût des mesures permettant d'atteindre l'objectif de réduction des émissions par comparaison à celui de l'inaction ?
- comment remédier aux conséquences découlant d'un engagement unilatéral de l'Union européenne de réduction des émissions de CO_2 si d'autres grandes zones géographiques ne produisent pas d'efforts comparables ?

1.1. Quelle évaluation coût/bénéfice des mesures proposées pour la réduction des émissions de GES par rapport au coût de l'inaction ?

Les propositions de la Commission européenne esquissent un ensemble de mesures et d'engagements globaux pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES, tout en prenant soin de renvoyer, autant que possible, à la subsidiarité.

Dans un premier temps, il est utile de rappeler les évaluations qui sont avancées sur le coût de l'inaction par la Commission européenne et par Sir Nicholas Stern dans son rapport *The Economics of Climate Change*[44].

De son côté, la Commission souligne que ces évaluations demeurent très partielles[45] et que les méthodes scientifiques et les données retenues ne permettent

43 – *The European Community's initial report under the Kyoto Protocol*, publié le 2 février 2007, annexe 1.

44 – Publié le 30 octobre 2006.

45 – L'évaluation est menée à partir de deux scénarios, sélectionnés parmi ceux utilisés dans le rapport du panel intergouvernemental sur le changement climatique (IPCC) :

- le scénario A2 est fondé notamment sur l'hypothèse d'un triplement d'ici à la fin du siècle de la concentration de CO_2 dans l'atmosphère comparée à la période préindustrielle, une augmentation de la température de 3°C en 2071-2100 par rapport à la période 1961-1990 ;
- le scénario B2 est fondé notamment sur l'hypothèse d'un doublement d'ici à la fin du siècle de la concentration de CO_2 dans l'atmosphère comparée à la période préindustrielle, une augmentation de la température de 2,2°C en 2071-2100 par rapport à la période 1961-1990.

pas une évaluation économique claire et précise des coûts induits par l'inaction face au réchauffement climatique[46].

Le rapport de Nicholas Stern propose une évaluation globale du coût du réchauffement climatique qui a été fortement médiatisée. Cette évaluation estime qu'un réchauffement du climat de 5-6°C pourrait coûter entre 5 % et 10 % du PNB par comparaison à un scénario de températures stabilisées grâce à des mesures de lutte contre les gaz à effet de serre. Toutefois, les hypothèses utilisées dans les modèles économiques qui la sous-tendent ne font l'objet d'aucun consensus scientifique, les évaluations étant le plus souvent globales, sans analyse détaillée.

Le coût de la lutte contre le changement climatique par l'intermédiaire des investissements dans les technologies à faibles émissions de GES fait également l'objet de tentatives d'évaluations. La Commission[47] estime que « *l'investissement dans une économie à faible intensité de carbone coûtera environ 0,5 % du PIB mondial total sur la période 2013-2030. La croissance du PIB de la planète ne diminuerait que de 0,19 % par an jusqu'en 2030, ce qui ne représente qu'une petite fraction du taux de croissance annuel escompté du PIB (2,8 %)* ». Le rapport Stern estime, pour sa part, le coût de ces investissements à environ 1 % du PNB mondial.

Ces évaluations très imprécises confortent l'idée, soutenue par l'AIE, que les efforts d'amélioration de l'efficacité énergétique constituent le gisement de réduction des GES le plus intéressant sur le plan économique. Encore incomplètes, ces évaluations devraient être précisées et prendre en considération d'autres facteurs tels que :

- l'efficacité globale de la politique climatique, mesurée grâce au « taux de fuite » du carbone, c'est-à-dire la part des réductions d'émission de CO_2 d'une région (par exemple l'UE) sur la part d'augmentation des émissions de gaz à effet de serre dans le reste du monde ;
- les contraintes technologiques pour le développement de produits consommant moins d'énergie ou émettant moins de GES ;
- la difficulté de renouveler rapidement les produits émettant beaucoup de GES au profit de technologies plus économes en carbone pour des raisons économiques ou d'acceptabilité sociale ;
- la diversité des situations des États membres quant au mix énergétique de leur production d'électricité (cf. tableau n° 1). En effet, les investissements à consentir pour modifier les parcs de production d'électricité diffèrent fortement d'un État membre à un autre car ils dépendent de la part actuelle des combustibles fossiles dans leur production d'électricité.

46 – La Commission, dans sa communication *Limiter le réchauffement de la planète à 2 degrés Celsius : route à suivre à l'horizon 2020 et au-delà*, publiée le 10 janvier 2007, présente les résultats préliminaires d'une étude dont l'objet est d'évaluer l'impact physique du changement climatique en Europe et, accessoirement, les coûts potentiels de l'inaction sur les périodes 2011-2040 et 2071-2100. L'étude préliminaire est réalisée dans le cadre du projet PESETA : *Projections of Economic Impacts of Climate Change in Sectors of Europe based on bottom up Analysis*, dont les premiers résultats sont disponibles à l'adresse suivante : http://peseta.jrc.es/.

47 – Communication de la Commission européenne, *Limiter le réchauffement de la planète à 2 degrés Celsius : route à suivre à l'horizon 2020 et au-delà*, 10 janvier 2007.

Partie 4
Partie 4

Tableau n° 1 : Part des combustibles fossiles dans la production d'électricité

2005e en %	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Total
Pologne	92,40	1,70	2,30	96,30
Australie	79,30	0,70	12,90	93,00
Italie	16,90	16,00	44,00	76,90
Royaume-Uni	34,60	1,40	38,80	74,90
États-Unis	50,40	3,30	18,10	71,90
Espagne	27,00	8,60	26,80	62,40
Allemagne	49,40	1,70	10,40	61,50
Belgique	12,40	1,90	26,10	40,40
France	5,30	1,30	3,80	10,40
Norvège	0,07	0,01	0,25	0,33

e = estimé

Source : AIE/OCDE

1.2. Objectif unilatéral de réduction des émissions de GES et compétitivité

Les mesures de réduction des émissions de GES conduisent les entreprises à « internaliser », au moins en partie, les coûts de pollution jusqu'ici pris en charge par la collectivité.

Les secteurs industriels soumis à la concurrence internationale peuvent redouter l'effet sur leur compétitivité d'une internalisation des coûts des émissions de GES, que cette internalisation résulte du dispositif de quotas de CO_2 ou de tout autre dispositif fiscal ou réglementaire dont l'effet serait équivalent.

Le risque de dégradation de compétitivité n'affecte pas de manière uniforme les secteurs économiques : les secteurs faiblement soumis à la concurrence internationale sont, en principe, en mesure de répercuter leurs coûts dans leurs prix. À l'inverse, les secteurs fortement soumis aux échanges internationaux n'ont pas cette possibilité si les concurrents situés à l'extérieur de l'Union ne se voient pas imposer les mêmes obligations.

Par conséquent, l'articulation de dispositifs contraignant les entreprises à intégrer les coûts de leurs émissions de GES liée à l'exigence de compétitivité sur des marchés de dimension mondiale devrait être analysée avec soin, secteur par secteur. Deux mesures devraient, en particulier, être envisagées :

- étendre au plus grand nombre de pays possibles, et au minimum à tous les pays industrialisés, le dispositif de quotas d'émissions de CO_2 ou tout autre dispositif équivalent (sous réserve d'améliorations utiles, visant notamment à accroître la prévisibilité de la contrainte au-delà de quelques années et à rendre les pénalités libératoires pour assurer une visibilité suffisante aux acteurs économiques) afin que tous les États soient soumis à la même contrainte ;
- introduire un dispositif fiscal (taxe ou droit de douane), ou des mesures de sauvegarde, compatibles avec les règles de l'OMC, visant à compenser, pour les secteurs

impliqués dans les échanges internationaux, les surcoûts assumés par les entreprises européennes et liés aux engagements de lutte contre l'effet de serre.

Ce dispositif aurait pour assiette les produits provenant des pays qui n'appliquent pas de dispositif de quotas d'émissions de CO_2 ou tout autre dispositif fiscal ou réglementaire équivalent pour « internaliser » le coût des émissions de GES.

Le coût de la réduction des émissions de gaz à effet de serre est, en dépit des estimations globales présentées plus haut, probablement très élevé.

Dans ces conditions, la France ne peut se singulariser par rapport à ses partenaires européens, et l'UE ne peut se singulariser par rapport au reste du monde en s'engageant seule dans un dispositif trop contraignant pour son économie.

L'adoption de mesures unilatérales trop ambitieuses, en France ou en Europe, pourrait entraîner la délocalisation des moyens de production d'industries fortement émetteurs de CO_2 et ainsi un simple transfert, voire un accroissement, des émissions de polluants dans des pays extra européens, sans contrainte d'émissions de CO_2.

Il est donc essentiel de mobiliser le plus grand nombre d'États possibles pour atteindre des objectifs environnementaux ambitieux sans faire disparaître l'industrie française ou européenne, au bénéfice de pays sans engagement international en matière environnementale où les conditions de production seront très dégradées par rapport à l'UE.

1.3. Le renforcement et l'amélioration du mécanisme européen actuel d'allocation des quotas d'émissions au sein de l'UE

La réalisation de l'objectif de réduction de 20 % des émissions de GES implique le renforcement du mécanisme actuel d'allocation des quotas d'émissions de CO_2, qui a certes le mérite de couvrir environ 50 % des émissions européennes, mais dont l'efficacité devra être renforcée.

Uniformiser les règles nationales d'allocation de quotas aux entreprises fortement émettrices de CO_2 pour éviter des distorsions de concurrence entre États membres

La réalité de la contrainte carbone imposée aux industriels est fondée à la fois sur le mode d'allocation et la quantité de permis alloués[48]. Les règles d'allocation des permis d'émissions de CO_2 et les quantités de permis allouées diffèrent largement d'un État membre à l'autre. Par exemple, l'Allemagne a alloué trois fois plus de permis à ses gros industriels que la France sans que les émissions de CO_2 soient en proportion[49]. Elle a également alloué gratuitement, sur une plus longue durée, des quotas aux nouvelles installations industrielles, ce qui n'est pas le cas en France.

Ces différences dans les modalités d'allocation constituent une sorte de subvention à l'investissement dans des moyens de production installés en Allemagne,

48 – Plus le nombre de permis alloués est faible, plus la contrainte de rareté sur les opérateurs est forte et plus le prix de marché des permis est élevé.
49 – http://www.industrie.gouv.fr/energie/developp/serre/textes/pnaq1.htm.

Partie 4
Partie 4

comme les centrales électriques, pouvant les rendre artificiellement plus compétitifs que les installations françaises.

Par ailleurs, compte tenu des conditions de l'allocation, sur la période du PNAQ1[50], 2005-2007, la contrainte carbone subie par certains gros émetteurs de CO_2 s'est avérée nulle ou très faible. Remarquons que l'absence de contrainte carbone pour les gros émetteurs explique la chute du prix des permis d'émissions de CO_2 en 2006, intervenue dès que les États membres ont publié les premiers résultats des émissions de CO_2, observés en année pleine (2005)[51].

Selon le premier bilan de la Commission, publié le 15 mai 2006, les émissions totales pour 2005 des installations intégrées dans les PNAQ des 21 États membres concernés, validées par des vérificateurs indépendants, s'élèvent à environ 1 785 Mt CO_2 alors que les 21 États membres ont alloué à ces mêmes installations en moyenne annuelle 1 830 M de quotas (1 quota = 1 t CO_2). Les émissions de CO_2 déclarées et rapportées pour 2005 sont donc inférieures de 2,4 % à la quantité de quotas (en moyenne annuelle) qui leur a été allouée par les États membres, pour la période 2005-2007.

À l'inverse, la contrainte devrait se renforcer avec un objectif plus ambitieux de réduction des émissions de CO_2 au sein de l'Union. Dans le même temps, si l'hétérogénéité des règles d'allocation entre États membres subsiste, elle sera source de distorsions, notamment pour la localisation des investissements industriels (particulièrement pour les nouvelles centrales de production d'électricité).

Il est donc impératif de prévoir une harmonisation au sein de l'Union européenne des règles d'attribution des quotas d'émissions de CO_2.

Développer de manière progressive l'attribution payante des permis d'émissions

- L'attribution gratuite de permis d'émissions de CO_2 constitue la source d'effets d'aubaine (« *windfall profits* ») pour les entreprises bénéficiaires, au moins dans le secteur de l'énergie, et ce d'autant plus que l'entreprise est polluante et que les allocations sont fonction des émissions passées (« *grand fathering* »).
- Même si l'aménagement d'une période de transition et d'adaptation économique des acteurs peut s'avérer nécessaire, l'attribution payante des permis d'émissions de CO_2, est essentielle pour éviter l'apparition de telles imperfections de marché.
- En outre, l'allocation payante des quotas CO_2 devrait avoir lieu au travers des mécanismes d'enchères, les plus adaptés aux exigences d'un marché. Les règles d'enchères devraient être harmonisées, au niveau européen voire international, afin de limiter, autant que possible, d'éventuelles distorsions de concurrence.

50 – Plan national d'allocation des quotas 1 pour 2005-2007.
51 – L'absence de contrainte CO_2 et la chute du prix des permis d'émissions en 2006 n'expliquent pas l'observation de la corrélation, à certains moments, entre les prix des quotas et les prix de l'électricité. Cette corrélation peut apparaître artificielle compte tenu de la gratuité de la très grande majorité des quotas CO_2, mais elle a soutenu l'augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité.

Autoriser le report des permis CO_2 inutilisés d'une période de régulation à la suivante

Les permis CO_2 sont alloués pour une période de temps prédéterminée. Le report des quotas inutilisés sur une première période (par exemple 2005-2007) est autorisé dans son principe sur la période suivante (mécanisme dit de « bancabilité » ou *banking*), mais soumis à de telles conditions qu'il est difficilement praticable. Or, pour qu'un industriel puisse intégrer la valeur du carbone dans ses futurs choix d'investissements, la durée totale de détention du permis doit être aussi longue que possible.

Par ailleurs, un dispositif incitatif doit permettre aux acteurs vertueux d'engranger un bénéfice lorsqu'ils font mieux que l'objectif. En l'état actuel du dispositif, un industriel prévoyant une croissance de son activité et de ses émissions de CO_2 n'a pas intérêt à réduire ses émissions lors d'une première période de régulation, de peur de subir une diminution encore plus importante de quotas, lors de leur allocation pour la période suivante.

Par conséquent, les obstacles à la « bancabilité » des quotas entre les périodes de régulation diminuent la prévisibilité des cours et l'émergence d'un signal-prix de long terme, favorable aux investissements. Les conditions de cette bancabilité devraient être assouplies lors de la négociation du PNAQ III, à partir de 2012, pour résoudre ces difficultés et inciter les entreprises à dépasser leurs objectifs.

Élargir le dispositif de quotas CO_2 au secteur des transports, notamment aériens

La directive du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté exclut de son champ d'application certains secteurs économiques fortement émetteurs, comme celui des transports[52]. Or les transports représentent 70 % de la consommation totale de pétrole de l'Union européenne et 20 % des émissions de gaz à effet de serre, celles-ci étant fortement orientées à la hausse.

Les émissions de CO_2 liées aux transports aériens augmentent plus rapidement encore que celles des autres secteurs (+ 73 % entre 1990 à 2003 pour les vols internationaux). Si aucune mesure n'était adoptée, cette augmentation devrait atteindre 150 % d'ici à 2012 et annulerait plus d'un quart de la réduction de 8 % de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre que l'UE doit réaliser entre 1990 et 2012.

Sous réserve d'une réflexion plus approfondie sur des modalités d'attribution de quotas adaptées aux caractéristiques des transports aériens (liaisons aériennes internes à l'Union européenne, liaisons avec des pays tiers, etc.), l'intégration de ce secteur dans le système de quotas d'émissions constitue une mesure incitative au renouvellement de la flotte des compagnies aériennes et à la maîtrise des émissions de CO_2 dans le secteur des transports.

La Commission européenne a soutenu cette approche[53] et proposé, le 20 décembre 2006, une directive afin d'intégrer les activités aériennes dans le système communautaire d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre. Le

52 – Directive 2003/87 du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, annexe 1.
53 – Dans sa communication du 27 septembre 2005, intitulée *Réduction de l'impact de l'aviation sur le changement climatique*.

Conseil des ministres de l'Environnement, le 20 février 2007, et le Conseil européen, qui s'est tenu à Bruxelles les 8 et 9 mars 2007, ont indiqué soutenir cette proposition de la Commission.

Les modalités proposées par la Commission sont susceptibles d'alourdir la contrainte pesant sur les autres secteurs industriels participant au dispositif. Il conviendra de veiller à une juste répartition de la charge entre les secteurs industriels.

L'extension éventuelle du dispositif de quotas CO_2 aux transports routiers mérite également d'être évoquée. Le mécanisme actuel de quotas et de permis négociables est adapté à des acteurs de taille importante, capables de négocier les permis sur un « marché de gros ». L'extension du mécanisme à des acteurs plus nombreux et de plus petite taille soulève des questions sur l'efficacité et le coût du dispositif par comparaison à un dispositif fiscal plus classique.

1.4. La recherche de mesures adaptées à la réduction des émissions de CO_2 dans le secteur des transports routiers

Le secteur des transports dépend à 98 % du pétrole et représente 71 % de la consommation de pétrole en Europe, dont 60 % pour le seul transport routier. C'est le secteur qui rejette le plus de GES, après l'énergie, avec 21 % des émissions de l'UE[54], dont 12 % pour les voitures des particuliers. En outre, les émissions de ce secteur sont en forte croissance (+ 26 % entre 1990 et 2004).

Parallèlement aux orientations proposées par la Commission européenne dans le « paquet Énergie », la stratégie actuelle de l'Union en matière de transports routiers soutient une politique de mobilité « durable » tendant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à diminuer la dépendance du secteur au pétrole. Cette stratégie repose sur trois volets :

— des engagements volontaires des constructeurs automobiles ;
— l'information des consommateurs (étiquetage des voitures) ;
— des mesures fiscales destinées à favoriser l'achat de véhicules plus économes en carburant.

Le volet des engagements volontaires des constructeurs automobiles repose sur un accord, signé en 1998, entre la Commission européenne et l'Association des constructeurs européens d'automobiles (ACEA). Les constructeurs se sont engagés à réduire les émissions moyennes des véhicules neufs de la catégorie M1[55] à 140 g CO_2/km d'ici 2008, puis à 120 g CO_2/km en 2012.

Cette stratégie n'a connu que des progrès limités : entre 1995 et 2004, les émissions moyennes des voitures neuves, vendues dans l'UE-15, sont passées de 186 g à 163 g CO_2/km, soit une diminution de 13 %, essentiellement due à

54 – *Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne et ses États membres entre 1990 et 1999 : une synthèse*, Agence européenne de l'environnement, 2001.
55 – Catégorie M1 : véhicules utilisés pour le transport de voyageurs avec moins de huit sièges sans compter celui du conducteur.

l'amélioration technologique des véhicules. L'objectif de 140 g CO_2/km demeure donc lointain. Il semble acquis qu'il ne sera pas atteint, et ce, malgré le développement important de véhicules émettant moins de 120 g CO_2/km, produits notamment par des constructeurs français, comme PSA Peugeot-Citroën, qui détient 38 % des parts de ce marché en Europe.

Les efforts demandés en matière de réduction des émissions de CO_2 ne peuvent toutefois être entièrement fondés sur les avancées technologiques sans peser sur le prix des véhicules et la compétitivité de l'industrie automobile européenne. En effet, selon une étude indépendante, menée par l'institut scientifique TNO dans le cadre des travaux de l'ECCP2 (*European Climate Change Programme*), si la réduction des émissions de 140 g à 120 g CO_2/km devait reposer sur les seules améliorations technologiques des nouveaux véhicules, cela rehausserait leur prix de détail de 2 400 euros par voiture.

Les deux autres volets de la politique soutenue par la Commission n'ont obtenu jusqu'à présent que peu de résultats.

La directive du 13 décembre 1999[56] destinée à améliorer la transparence des informations sur les carburants et les émissions de CO_2 des véhicules a été transposée, en 2006, dans le cadre du Plan Climat. Une étiquette « énergie/CO_2 » est désormais obligatoire, en France, pour la vente de véhicules neufs aux particuliers afin de sensibiliser le consommateur et l'inciter à choisir des véhicules moins polluants. Sur le modèle des étiquettes « énergie » accolées aux appareils électroménagers, un code couleur a été attribué à des fourchettes d'émissions[57].

L'efficacité de cet étiquetage est cependant limitée, car il est différent selon les États membres et obligatoire uniquement dans les lieux de vente des véhicules. Il aura donc des difficultés à contrebalancer l'omniprésence publicitaire et tous les instruments de promotion des véhicules qui mettent rarement en avant l'avantage écologique.

Enfin, ayant constaté la très grande disparité des dispositifs fiscaux[58] et l'absence d'orientation environnementale, la Commission a proposé[59], le 5 juillet 2005, un projet de directive concernant les taxes sur les voitures des particuliers, destinée à harmoniser la structure de la taxe annuelle de circulation (les États membres conservant le libre choix de son niveau) et à faire reposer, à l'horizon 2008, 25 % des recettes des taxes d'immatriculation et de circulation sur des critères environnementaux. À terme, dans un délai minimal de dix ans, le projet de directive envisage la disparition de la taxe d'immatriculation et la détermination d'au moins 50 % des recettes des taxes de circulation selon des critères environnementaux.

56 – Directive 1999/94 du 13 décembre 1999 concernant la disponibilité d'informations sur la consommation de carburant et les émissions de CO_2 à l'intention des consommateurs lors de la commercialisation des voitures particulières neuves.

57 – De la classe A, vert foncé, pour des véhicules qui émettent moins de 100 g CO_2/km à la classe G, rouge, pour des véhicules qui émettent plus de 250 g de CO_2/km.

58 – La Commission européenne constate les grandes différences existant d'un État membre à l'autre en matière de fiscalité des voitures particulières :

- le montant des taxes d'immatriculation (TI) varie entre 0 % et 180 % du prix hors taxe de la voiture (soit, en moyenne, en 1999, entre 267 € et 15 659 €) ;
- le niveau moyen des taxes annuelles de circulation (TAC) acquittées en 1999 varie de 30 € à 463 € par véhicule.

59 – COM(2005) 261 final, juillet 2005.

Partie 4
Partie 4

Ce projet de directive fiscale n'est toujours pas adopté. Un rééquilibrage de la fiscalité au profit de mesures environnementales applicables aux véhicules et à la consommation de carburants, à travers, par exemple, une taxe annuelle minimale et progressive sur les émissions en CO_2 des véhicules des particuliers (« vignette verte ») ou la suppression des dérogations possibles à certaines taxes sur la consommation, constituerait pour la France un moyen efficace d'harmoniser ses efforts avec ceux des autres États membres en vue de réaliser des objectifs communs.

Dans l'attente, la Commission européenne a décidé, le 7 février 2007, de renforcer sa stratégie et de :

- proposer, fin 2007/début 2008, un cadre législatif destiné à assurer la réduction des émissions de CO_2 des voitures et camionnettes neuves, à laisser à l'industrie automobile un délai d'exécution suffisant et à garantir une certaine prévisibilité sur l'évolution de la réglementation ;
- porter le taux d'émissions maximum des voitures neuves vendues dans l'Union à 120 g CO_2/km d'ici à 2012 (soit une réduction de 25 % par rapport au niveau actuel) et celui des camionnettes neuves à 175 g CO_2/km en 2012 (à comparer avec des émissions moyennes de 201 g CO_2/km en 2002). Pour atteindre ce taux, la Commission estime que les innovations technologiques devraient permettre de diminuer la consommation des voitures à 130 g CO_2/km[60]. Elle entend soutenir les efforts de recherche destinés à parvenir à une moyenne de 95 g CO_2/km d'ici à 2020 pour les véhicules neufs ;
- encourager l'achat de véhicules économes en carburant, grâce à l'harmonisation et l'amélioration de l'étiquetage des véhicules et à des dispositions incitant les États membres qui prélèvent des taxes automobiles à calculer ces taxes en fonction des émissions de CO_2 ;
- adopter un code européen de bonnes pratiques commerciales et publicitaires afin d'inciter les constructeurs automobiles à se livrer concurrence sur le terrain du rendement énergétique plutôt que sur celui de la taille ou de la puissance des voitures.

Par ailleurs, si les progrès technologiques ont permis de réduire considérablement, en trente ans, le niveau des émissions de polluants des véhicules[61], l'âge moyen des véhicules se situe autour de 16 ans. Il est donc nécessaire de favoriser tous les aspects de l'environnement automobile, notamment :

- le développement de carburants de substitution (biocarburants) ; le développement de l'utilisation des biocarburants, avec l'objectif d'atteindre 10 % des consommations de carburants de l'Union à l'horizon 2020, est abordé par la suite ;
- les comportements économes en carburant (« *ecodriving* », qualité et pression des pneus, etc.) ;

60 – En outre, « à dire d'expert », le recours à de nouveaux carburants à plus faible émission de CO_2 (biocarburants) pourrait permettre d'obtenir une réduction d'environ 5 g CO_2/km. L'amélioration de l'efficacité des équipements automobiles (pneus, systèmes de climatisation, etc.) pourrait également conduire à une réduction d'environ 5 g CO_2/km pour atteindre l'objectif.
61 – Vingt nouvelles voitures d'aujourd'hui rejettent le même niveau d'émissions qu'une seule voiture des années 1970.

- l'utilisation des transports urbains (des propositions sont attendues à l'issue d'une consultation qui sera menée sur la base d'un Livre vert sur les transports urbains, prévue à l'automne 2007) ;
- l'utilisation de l'outil fiscal pour accélérer le renouvellement du parc.

1.5. Porter à 20 % du bilan énergétique global la part des énergies d'origine renouvelable en 2020

Un objectif ambitieux au regard de la production actuelle d'énergies renouvelables dans l'UE

La directive[62] relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (EnR) sur le marché intérieur de l'électricité a fixé à 12 % l'objectif indicatif de consommation d'énergie brute à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici à 2010, et à 21 % celui de la part des renouvelables dans la production d'électricité.

La Commission propose[63] de porter cet objectif à 20 %, en 2020, du bilan énergétique global de l'UE, en le transformant en un engagement contraignant pour l'Union. Le Conseil européen, qui s'est tenu à Bruxelles les 8 et 9 mars 2007, a confirmé le caractère engageant de cet objectif au niveau de l'Union, la contrainte pour chaque État membre devant être calculée de manière juste et équilibrée, en tenant compte de situations de départ différentes, du potentiel de chaque État membre et des bouquets énergétiques existants.

À l'image de la proposition d'engagement de réduction des émissions de CO_2, cette proposition d'engagement apparaît très ambitieuse au regard de la situation actuelle. En 2004, la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique de l'UE-15 était inférieure à 7 %. Pour l'avenir, selon le scénario de base du rapport de la Commission *European energy and transport: trends to 2030*[64], c'est-à-dire sans mesures nouvelles, l'objectif de 20 % d'EnR dans le mix énergétique global de l'Union ne serait pas réalisé avant 2030.

Enfin, sur le plan économique, la Commission évalue[65] qu'« *en supposant des prix de l'énergie fondés sur le baril de pétrole à 48 dollars, les énergies renouvelables utilisées dans le scénario "statu quo" devraient coûter, en 2020, 13 milliards d'euros par an de plus que les énergies conventionnelles. Pour une part de 20 % d'énergies renouvelables, le surcoût serait de 24 à 31 milliards d'euros. Ces surcoûts seraient cependant presque entièrement contrebalancés avec un pétrole plus cher, à 78 dollars le baril, et si les émissions de CO_2 étaient évaluées à 25 euros la tonne.* »

La Commission propose de fixer un objectif engageant pour l'ensemble de l'Union, chaque État membre devant déterminer les mesures qu'il entend mettre en œuvre pour atteindre l'objectif qui sera le sien. Rappelons que dans le cas de la France, l'article 4 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les

62 – Directive 2001/77 du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.
63 – Communication de la Commission *Une politique de l'énergie pour l'Europe*, 10 janvier 2007.
64 – Scénario de base - Scenarios on energy efficiency and renewables, DG TREN, juillet 2006.
65 – Document de travail des services de la Commission, *Feuille de route sur les énergies renouvelables*, publié le 10 janvier 2007.

orientations de la politique énergétique prévoit de satisfaire 10 % des besoins énergétiques à partir de sources d'énergie renouvelables en 2010. La loi ne prévoit de déterminer l'objectif pour 2020 qu'en 2010.

Pour aller plus loin dans l'analyse, il convient de distinguer les différents usages des EnR afin d'évaluer les contributions possibles au bilan énergétique national.

Un gisement limité pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

La contribution des EnR dans le domaine de la production d'électricité est l'axe de développement qui a été privilégié au niveau européen[66]. Pour la France, la programmation pluriannuelle des investissements 2005-2015[67] (PPI) précise un objectif à l'horizon 2015 et propose des scénarios de développement des EnR à l'horizon 2010 (tableau n° 2).

Tableau n° 2 : Scénarios de la PPI

FRANCE Métropole + DOM		2004	2010		2015
		Réalisé	Hypothèse conservative	Hypothèse haute	Objectif
Hydroélectricité (hors pompage)	Production (TWh)	66,01	66,01	70,00	73,00
Eolien terrestre	Puissance installée (GW) Production (TWh)	 0,60	4,50 10,40	9,00 20,90	13,00 30,2
Eolien offshore	Puissance installée (GW) Production (TWh)	- -	0,50 1,50	1,00 3,00	4,00 12,00
Biomasse	Production (TWh)	1,70	4,00	7,00	12,00
Déchets (biogaz, incinération*)	Production (TWh)	2,10	2,50	4,20	4,20
Photovoltaïque	Puissance installée (GW) Production (TWh)	0,01 0,01	0,05 0,06	0,12 0,15	0,49 0,65
Production EnR		70,40	84,80	105,50	132,30

* Seuls 50 % de la production par incinération figurent dans le tableau, soit la partie renouvelable

Source : PPI – rapport au Parlement, 9 juin 2006

Le scénario haut conduit en 2010 à une production d'EnR de 105,5 TWh, soit environ 20 % de la prévision de consommation intérieure brute d'électricité[68].

Tout en s'appuyant sur la filière hydroélectrique, dont les possibilités de développement sont limitées, la croissance de la production d'électricité à partir d'EnR repose

66 – Directive 2001/77 du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.
67 – PPI – rapport au Parlement, 9 juin 2006, p. 50.
68 – Hypothèses du scénario médian du *Bilan prévisionnel 2005 de l'équilibre offre/demande d'électricité en France* réalisé par RTE (consommation intérieure de l'ordre de 508 TWh en 2010).

principalement sur le potentiel de développement de l'éolien et dans une moindre mesure sur la biomasse. Selon les prévisions de la PPI, « *Tout accroissement significatif de la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute passe par l'éolien : hors développement de l'éolien, la somme de l'ensemble des objectifs hauts pour les autres filières en 2010 conduit à une fraction inférieure à 15,5 % dans tous les scénarios de demande. Il n'y a donc pas d'alternative à l'éolien, en France et d'ici 2015, pour un développement significatif des énergies renouvelables dans la production électrique. Il est donc essentiel de parvenir à surmonter les problèmes liés à l'acceptabilité locale des projets éoliens* ».

L'annexe de l'arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité prévoit donc l'installation de 13 500 MW d'éolien de plus d'ici à 2010 et 17 500 MW en 2015 pour répondre aux objectifs de production fixés par la PPI. Toutefois, ces objectifs ne sont pas sans conséquence : la production éolienne induit des contraintes non négligeables sur le système électrique, liées à son caractère intermittent et difficilement prévisible à plus de six heures, car tributaire des prévisions météorologiques des vents. À puissance installée égale, la production d'électricité d'un champ d'éoliennes atteint approximativement, en moyenne, 30 % de la production d'une centrale thermique classique.

L'installation de capacités de substitution rapidement mobilisables (centrales hydroélectriques, mais aussi centrales thermiques émettrices de CO_2) est donc essentielle pour maintenir la fiabilité et la sécurité du réseau[69]. L'installation des champs d'éoliennes sur le territoire nécessite par ailleurs une adaptation et des investissements dans les réseaux d'électricité.

Les contraintes liées au développement de l'éolien rendent peu réalistes les objectifs de la PPI aux échéances 2010 et 2015. Dans ces conditions, il paraît difficile d'envisager l'atteinte dans les délais, voire le dépassement d'une production d'origine renouvelable qui soit supérieure à 20 % de la consommation d'électricité dans un État membre comme la France.

L'ambition affichée par la Commission européenne d'atteindre, en 2020, une part de 34 % d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation globale de l'Union (à comparer avec l'objectif de 21 % en 2010) apparaît également excessivement élevée et peu réaliste.

Le gisement de renouvelables pour la production d'électricité ne sera pas en mesure de couvrir plus de 3 % à 4 % des consommations finales d'énergie, ce qui correspond à une part encore inférieure du bilan énergétique global, tenant compte des consommations d'énergie intermédiaires.

Pour atteindre l'objectif de développement de la part des renouvelables dans le bilan énergétique global, il convient donc de soutenir le développement des autres usages possibles d'EnR, notamment l'usage thermique. L'atteinte de l'objectif principal, qui est la réduction des émissions de CO_2, nécessite également de soutenir l'ensemble des filières de production d'énergie non émettrices de CO_2, telles que la filière nucléaire et celle, demain, du « charbon propre » avec captation et séquestration du CO_2.

69 – Cette intermittence est d'autant plus difficile à gérer que la bonne disponibilité des éoliennes en période climatique extrême, c'est-à-dire à des périodes de forte consommation d'électricité, n'est pas établie. Cette question doit être approfondie en collaboration avec Météo France.

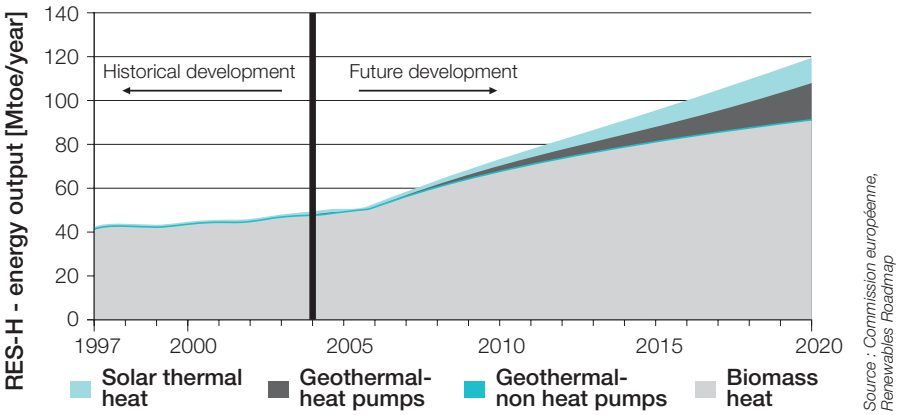
Partie 4

■ **Une priorité doit être donnée au développement des renouvelables thermiques**

L'utilisation des EnR pour des usages thermiques tels que le chauffage des bâtiments et la climatisation doit jouer un rôle important dans la réduction de nos émissions de GES car c'est l'utilisation la plus rationnelle de l'énergie solaire et d'une bonne partie de la biomasse.

La Commission européenne appelle de ses vœux un fort développement des EnR thermiques et souligne que « *dans le secteur du chauffage et du refroidissement, des progrès sont attendus de plusieurs technologies. La Suède, par exemple, possède un parc de plus de 185 000 pompes à chaleur géothermique installées. L'Allemagne et l'Autriche ont été des pionniers du chauffage à l'énergie solaire. Si les autres États membres atteignaient les mêmes niveaux d'utilisation, la part de sources d'énergie renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement augmenterait de 50 %* »[70].

Graphique n° 3 : Développement des EnR
Projection à 2020 pour le chauffage et le refroidissement



Source : Commission européenne, Renewables Roadmap

En France, l'article 4 de la loi du 13 juillet 2005 précitée souligne que les EnR thermiques « *se substituant en très large partie aux énergies fossiles et permettant donc de réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre, leur développement constitue une priorité essentielle et doit permettre, d'ici à 2010, une augmentation de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable* ».

Trois filières sont appelées à jouer un rôle non négligeable : la biomasse, le solaire et la géothermie[71] :

- **La biomasse et notamment le bois** - La combustion du bois de chauffage a produit, en 2002, 8,15 millions de tonnes équivalent pétrole (tep) ce qui en fait

70 – Communication de la Commission du 10 janvier 2007 relative aux données de l'énergie (p. 28) et communication de la Commission *Une politique de l'énergie pour l'Europe*, 10 janvier 2007.
71 – Rapport d'information sur la politique de soutien au développement des énergies renouvelables de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, S. Poignant, 21 octobre 2003.

la principale énergie renouvelable en France. Outre les chauffages des particuliers et certaines chaufferies industrielles, le marché des chaufferies collectives, alimentant des réseaux de chaleur, consomme environ un million de m^3 de bois par an. L'ADEME souligne que ce secteur croît au rythme d'environ 20 % par an.

- **Le solaire thermique** - Le bon ensoleillement du territoire, y compris dans le nord du pays, permettrait de couvrir de 40 % à 70 % des besoins cumulés en eau chaude sanitaire et en chauffage. Or l'eau chaude sanitaire et le chauffage sont responsables de 80 % de la consommation d'énergie du secteur résidentiel qui est à l'origine de 19 % des émissions françaises de CO_2. Ainsi, en théorie, la seule filière solaire thermique pourrait permettre de réduire de 6 % à 10 % nos émissions de CO_2. Le potentiel de développement est considérable. La production d'énergie par la filière solaire thermique est, en France, quatre fois inférieure à celle de l'Autriche, 7,5 fois inférieure à celle de l'Allemagne et environ quarante fois inférieure à celle du Japon, selon l'AIE. En termes de surface installée, le retard de la France (670 000 m^2 fin 2002) est également important par rapport aux pays européens les plus avancés comme l'Allemagne (4,7 millions de m^2 fin 2002), la Grèce (2,8 millions de m^2) et l'Autriche (2,5 millions de m^2).
- **La géothermie** - La France a été, à partir de la fin des années 1970, à la pointe de l'utilisation de la géothermie avec de nombreuses installations réalisées dans le Bassin parisien. Celles-ci ont rencontré des difficultés techniques (liées à des problèmes de corrosion) et économiques. De nouveaux projets pilotes sont en voie de développement. Selon l'ADEME, le potentiel exploitable de cette filière est compris entre 100 TWh/an et 135 TWh/an en France pour un coût estimé à 60 € le MWh. De nouveaux équipements, comme les pompes à chaleur géothermiques, pourraient être largement déployés. Cette technologie, qui consiste à récupérer de l'énergie solaire stockée quotidiennement sous forme de calories dans le sol, présente des performances énergétiques intéressantes puisque, pour un kWh d'énergie électrique consommé, elle restitue trois à quatre kWh de chaleur pour un logement. Certains modèles permettent également la production d'eau chaude sanitaire ou la production de froid en été (pompes réversibles).

1.6. Porter à 10 % en 2020 la part des biocarburants dans la consommation totale de carburants

Un objectif ambitieux

La Commission européenne propose de porter à 10 % la part des biocarburants, seul substitut au pétrole immédiatement disponible[72], dans la consommation totale de carburant, avec l'objectif affiché de diminuer à la fois les émissions de GES et la dépendance au pétrole. Parmi les différentes filières d'énergies renouvelables, les biocarburants sont les seuls à ce jour qui ont donné lieu à des objectifs quantifiés engageants.

En effet, la directive du 8 mai 2003 concernant les biocarburants[73] prévoit que « *les États membres veillent à ce que, le 31 décembre 2005 au plus tard, la part*

72 – Cf. travaux du groupe 3 sur les autres substituts possibles, tel l'hydrogène.
73 – Directive 2003/30 du 8 mai 2003 visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports.

minimale des biocarburants vendus sur leur marché atteigne un pourcentage de 2 % et de 5,75 % d'ici à décembre 2010. Tout État membre qui fixe des objectifs moins élevés devra le justifier à l'aide de critères objectifs ». En France, cet objectif est repris à l'article 4 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

Le rapport de la Commission européenne sur les progrès accomplis en matière de biocarburants[74] fait un bilan très mitigé de l'action déjà entreprise, la Commission estimant qu'il est peu probable que les États membres atteignent l'objectif de 5,75 % fixé pour 2010. Toutefois, dans ce même rapport, la Commission considère qu'il est nécessaire d'aller plus loin et de fixer un objectif contraignant, applicable à l'ensemble de l'UE, de 10 % de biocarburants pour 2020.

Un bilan énergétique et écologique modeste mais positif

Il existe deux grandes familles de biocarburants susceptibles de se substituer aux carburants fossiles :

- le bioéthanol, mélangé à l'essence, est obtenu à partir d'alcool produit avec des plantes contenant du sucre (betterave, canne à sucre) ou de l'amidon (céréales) ;
- le diester, ou biodiesel, mélangé au gazole, est issu de plantes oléagineuses contenant de l'huile (colza, tournesol, palme).

L'intérêt de la promotion des biocarburants pour contribuer aux objectifs du « paquet Énergie » s'analyse principalement en termes de réduction des émissions de GES et de réduction de la dépendance énergétique (pétrole). Cependant, le bilan énergétique des biocarburants produits en France est difficile à établir car il n'existe pas de consensus scientifique sur la méthode de calcul à retenir.

Le bilan énergétique, effectué selon plusieurs méthodes[75], consiste à évaluer l'énergie restituée par un litre de biocarburant, par rapport à l'énergie non renouvelable consommée pour le produire. Le bilan énergétique « *énergie restituée/énergie consommée* » permet le calcul d'un ratio qui, lorsqu'il est supérieur à 1, indique que l'économie en énergie non renouvelable l'emporte sur la dépense. Les évaluations disponibles conduisent à des ratios supérieurs à 1 et donc à des bilans énergétiques positifs.

Il convient de noter que le bilan du biodiesel[76] est nettement meilleur que celui de l'éthanol[77] et que l'éthanol produit à partir de canne à sucre (comme au Brésil) présente un rendement énergétique bien supérieur en raison d'étapes de transformation plus simples et plus économes en énergie.

74 – *Rapport sur les progrès accomplis en matière de biocarburants et d'autres carburants renouvelables dans les États membres de l'Union européenne*, 10 janvier 2007.
75 – Cf. notamment ADEME/DIREM (septembre 2002), *Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France*, note de synthèse d'après les travaux d'Ecobilan Price Waterhouse Coopers et Sourie J.-C., Tréguer D. et Rozakis S., *L'ambivalence des filières biocarburants*, INRA Sciences Sociales, n° 2, décembre 2005.
76 – Produit en France à partir du colza.
77 – Produit en France à partir de céréales (blé) et de betteraves.

Le bilan écologique des biocarburants, en termes d'émissions de gaz à effet de serre, est en moyenne positif[78], c'est-à-dire qu'il conduit à leur diminution. Les biocarburants ne sauraient toutefois résoudre, par eux-mêmes, le défi que représente la réduction des émissions de CO_2 dans le secteur des transports. « À dire d'expert », ils ne devraient contribuer qu'à hauteur de 5 g CO_2/km à la réduction des émissions moyennes des véhicules neufs commercialisés.

Cette contribution positive demeurerait donc modeste au regard des objectifs de réduction souhaitables (par rapport au niveau actuel des émissions moyennes des nouveaux véhicules commercialisés) : environ 20 g CO_2/km dans le cadre de l'accord volontaire de 1998 entre la Commission européenne et l'ACAE et plus de 40 g CO_2/km, d'ici à 2012, selon l'objectif souhaité par la Commission européenne dans le cadre du contrôle des émissions des véhicules routiers.

En tout état de cause, la réalisation de l'objectif contraignant de 10 % ne sera possible à moindre coût qu'avec le développement des biocarburants dits « de seconde génération » pour la production desquels l'ensemble du végétal (et non uniquement la graine)[79] sera utilisé, générant une importante amélioration des performances énergétiques et environnementales de cette filière.

Enfin, le développement de la filière des biocarburants doit tenir compte de certaines difficultés, notamment des capacités de production limitées en France et en Europe, ainsi qu'un coût non négligeable pour les finances publiques dans le cadre actuel.

Des capacités de production limitées

Le développement de la production de biocarburants en France doit tenir compte des surfaces disponibles et de l'arbitrage économique qui peut être fait par les agriculteurs entre la production de biocarburants et les cultures alimentaires[80]. Cet arbitrage entre cultures à finalités alimentaires et énergétiques est fonction du niveau de rémunération de chaque filière, et ce d'autant plus qu'un taux de corrélation positif entre l'évolution des prix du pétrole et les prix du sucre a déjà été constaté. Cette concurrence se manifeste principalement entre les colzas (à usages alimentaire et non alimentaire) et, dans une moindre mesure, entre colza et céréales. Il devrait en résulter des tensions sur les prix des denrées alimentaires[81].

Par ailleurs, le développement de nouvelles cultures soulève la question du partage des ressources en eau, de la protection de sa qualité, de l'épuisement des sols et de la déforestation, qui n'est plus négligeable, notamment au Brésil.

Il convient d'ajouter que, si les terres arables disponibles en Europe ne suffisaient pas à la réalisation de l'objectif d'une part de 10 % de biocarburants dans la consommation totale de carburants en Europe, l'objectif pourrait être

78 – Source ADEME.
79 – Pour une description plus détaillée, se reporter au chapitre « Biomasse » du rapport du groupe 3 sur les évolutions technologiques.
80 – La production de biocarburants a commencé progressivement en France en 1992, avec la possibilité offerte aux agriculteurs d'affecter une partie de leurs terres à des cultures non alimentaires, compte tenu des mises en jachère imposées dans le cadre de la Politique agricole commune. Les jachères représentent, en France, actuellement, 1,5 million d'hectares. Or, selon l'INRA (2005), la réalisation des objectifs fixés par la directive et par la loi implique l'utilisation d'une surface bien plus importante.
81 – Sourie J.-C., Tréguer D. et Rozakis S., *op. cit.*

atteint en ayant recours, au moins partiellement, aux importations en provenance de pays producteurs de canne à sucre, et donc de biocarburants à faible coût (Brésil) ou en provenance de pays partenaires (Russie, Ukraine, etc.).

Dans ces conditions, la promotion des biocarburants pourrait substituer aux risques liés à la géopolitique du pétrole ceux d'une géopolitique alimentaire ou climatique dont il n'est pas certain qu'elle soit, à terme, beaucoup plus stable.

Un coût important pour les finances publiques et une attractivité limitée pour le consommateur

Le plan de soutien à la filière biocarburants en France vise à la multiplication par sept de la consommation de biocarburants d'ici à 2010, pouvant se traduire par l'utilisation du dixième des terres labourables françaises à des fins énergétiques. Les mesures de soutien reposent sur deux outils, la défiscalisation et le prélèvement de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP).

Pour soutenir la production de biocarburant, le gouvernement accorde, depuis 1992, une réduction de TIPP (taxe intérieure sur les produits pétroliers) ainsi que :

- des aides agricoles, accordées dans le cadre de la PAC : aide publique de 45 €/ha de terre de culture alimentaire convertie en culture énergétique (dans la limite de 1,5 million d'hectares pour toute l'Europe) ;
- des mesures destinées à soutenir l'utilisation de biocarburants (amortissement exceptionnel sur douze mois en cas d'achat d'un véhicule neuf par les sociétés avant le 1er janvier 2010, exonération pendant huit trimestres de la taxe annuelle sur les véhicules de société, exonération possible de la taxe sur les certificats d'immatriculation et exonération de la taxe sur les véhicules les plus polluants à hauteur de 50 %).

À l'inverse, la TGAP, introduite en 2005, sanctionne financièrement le non-respect par les distributeurs de carburants de leurs obligations en matière de biocarburants.

Le « coût », pour les finances publiques, de la réduction de la TIPP pour les biocarburants a été évalué par le ministère des Finances à 610 millions d'euros et celui des mesures fiscales en faveur de l'E85 à 20 millions d'euros pour 2007[82].

Par ailleurs, la valeur énergétique des biocarburants est inférieure à celle des produits pétroliers[83], notamment pour l'éthanol, ce qui entraîne une augmentation de la consommation des mélanges. Ainsi, le pouvoir énergétique de l'E85 étant inférieur de 30 % à celui de l'essence et de 36 % à celui du gazole, il faut

82 – Le rapport de mission du Conseil général des Mines, du Conseil général du Génie rural des eaux et forêts et de l'Inspection générale des finances, du 20 septembre 2005, sur *L'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants* évalue que le plan de soutien à la filière conduirait à une dépense fiscale de l'ordre de 3,7 milliards d'euros à l'horizon 2010. La mission a formulé un certain nombre de recommandations pour une révision significative du dispositif de soutien avec trois objectifs centraux : l'offre aux producteurs de biocarburants des perspectives crédibles et diversifiées d'écoulement de la production, la fluidisation du marché et la baisse de la charge supportée par le consommateur-contribuable pour financer le développement des biocarburants.
83 – La mesure de leur contenu énergétique est donnée par le pouvoir calorifique.

ajouter au prix d'un litre d'E85 à la pompe, compris entre 0,80 € et 0,85 €, pour un déplacement dans des conditions équivalentes, près de 0,25 € de surconsommation par rapport au SP 95 et environ 0,30 € par rapport au gazole.

Le développement des biocarburants pourrait donc présenter des avantages à condition de cibler les soutiens sur les filières de production les plus efficaces sur le plan environnemental et sur le plan économique. Les externalités environnementales positives et le coût important des dispositifs pour les finances publiques doivent être évalués finement pour assurer que les biocarburants contribueront efficacement au volet transports de la politique énergétique.

1.7. Objectif + 20 % d'efficacité énergétique en 2020

Un objectif consensuel, nécessitant l'évolution des comportements individuels

La réduction de nos consommations d'énergie par des mesures de maîtrise de la demande et d'amélioration de l'efficacité énergétique est une priorité majeure pour réduire nos émissions de CO_2 et souvent pour un coût faible, voire des gains nets pour les consommateurs lorsqu'il s'agit de réduire les gaspillages. À l'appui de son Plan d'action pour l'efficacité énergétique, dévoilé le 9 novembre 2006, la Commission estime que les mesures envisagées permettraient une réduction des émissions de CO_2 double de celle prévue dans le cadre des engagements de Kyoto.

En France, l'article 3 de la loi du 13 juillet 2005 précitée souligne que « *le premier axe de la politique énergétique est de maîtriser la demande d'énergie afin de porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % d'ici à 2015 et à 2,5 % de 2015 à 2030* ».

La réalisation de ces objectifs nécessite des mesures volontaristes pour la modification des comportements individuels. L'ensemble des instruments de politiques publiques doit être mobilisé, notamment la réglementation relative à l'efficacité énergétique des équipements et aux déchets, la fiscalité, la sensibilisation du public, l'éducation, l'information des consommateurs, etc.

L'encouragement des consommateurs à adopter des comportements individuels « vertueux » est indispensable pour réduire rapidement les gaspillages (éteindre les lumières inutiles, baisser le chauffage la nuit, etc.) ou pour susciter des utilisations économiquement plus rationnelles (ne pas prendre sa voiture pour de très courts trajets, adopter un mode de conduite favorable aux économies de carburant, etc.). En tout état de cause, la sensibilisation des consommateurs est le préalable à toute action pour obtenir une plus grande acceptation des mesures voire l'adoption de comportements spontanés en faveur des économies d'énergie.

Il est également essentiel d'aller plus loin et de s'assurer que l'organisation des modes de vie, et notamment le transport entre le domicile et le lieu de travail, ne génère pas des consommations supplémentaires d'énergie trop importantes (l'éloignement habitat/travail pouvant par exemple justifier l'achat d'une seconde voiture). Par conséquent, la maîtrise des besoins énergétiques, pour être efficace, doit être coordonnée avec d'autres politiques publiques, notamment celles de l'urbanisme ou de l'aménagement du territoire.

Partie 4
Partie 4

De gros efforts de normalisation, de réglementation et d'éducation

Dans le domaine de la normalisation, de l'étiquetage et de la réglementation, où l'action de l'Union européenne est incontournable, trois secteurs se distinguent par leur potentiel d'économies d'énergie :

- les équipements domestiques, avec le renforcement des programmes de certification ou de normalisation relatifs à l'efficacité énergétique (étiquetage de la consommation d'énergie des appareils, ampoules basse consommation, interdiction des appareils trop fortement consommateurs, notamment en veille, etc.) ;
- l'habitat (résidentiel-tertiaire) avec le renforcement périodique des normes de construction (isolation, double vitrage, éclairage basse consommation, réfrigération, chauffage central, systèmes de conditionnement d'air, généralisation des pompes à chaleur, etc.) et, dans l'habitat ancien, avec l'obligation de réaliser des travaux de rénovation dès lors que l'immeuble a des déperditions d'énergie supérieures à un certain niveau ;
- le transport routier, le secteur des transports étant celui dont la consommation d'énergie augmente le plus. Il est essentiel d'utiliser la normalisation et la réglementation européenne pour s'assurer que tous les constructeurs européens d'automobiles améliorent progressivement l'efficacité énergétique des véhicules (rendement énergétique des moteurs, dispositifs d'aide à la conduite, etc.). La limitation de la vitesse maximale des nouveaux véhicules pourrait réduire, rapidement et significativement, les émissions de CO_2 de ce secteur[84].

Les actions en faveur de l'efficacité énergétique produisent des effets progressifs, qui ne sont mesurables que sur plusieurs années. Pour être efficace, l'action publique doit privilégier des mesures aux effets durables. Le coût des instruments publics mobilisés et la simplicité du contrôle doivent également être pris en compte, ainsi que le soutien nécessaire pour les personnes les plus défavorisées.

Un accord international sur l'efficacité énergétique pouvant aller jusqu'à interdire la commercialisation de produits énergétiquement inefficaces doit être conclu

La priorité des pays en voie d'industrialisation est d'investir dans de nouveaux équipements de production, d'assurer une meilleure utilisation des capacités existantes et d'améliorer le niveau de vie et donc de consommation des habitants. Trop souvent, ce n'est qu'une fois un certain niveau de développement atteint que la question de l'amélioration de l'efficacité énergétique se pose avec acuité, lorsqu'elle devient indissociable de la modernisation de l'appareil de production et des exigences de la compétitivité internationale. La France, dans le cadre de l'UE et/ou de l'OCDE, doit donc soutenir la conclusion d'un accord international relatif à la promotion de l'efficacité énergétique, impliquant en particulier les grands pays émergents.

84 – Une étude de l'Institut national de recherche sur les transports et leur sécurité (INRETS) constate que plus une voiture est capable de rouler vite, plus ses émissions de polluants sont importantes, même à faible allure.

Cet accord aurait pour objet d'aider à la diffusion de technologies économes en énergie et à l'adoption de « bonnes pratiques ». Pour être pleinement efficace, il devrait aller jusqu'à interdire la commercialisation de produits inefficaces sur le plan énergétique dans les États parties à l'accord.

1.8. En conclusion sur l'objectif principal de réduction des émissions de GES et les objectifs qui lui sont liés

La proposition de la Commission pour un engagement de réduction de 20 % des émissions de GES à l'horizon de 2020 s'accompagne de mesures pour atteindre cet objectif. Mais la Commission n'évalue pas précisément leur coût en comparaison du coût de l'inaction. Ces évaluations devraient être précisées pour permettre de mieux négocier avec les États membres leurs engagements respectifs et de choisir les mesures les plus appropriées pour les respecter.

Parmi la série de mesures envisagées, les actions relatives aux énergies renouvelables thermiques et à l'efficacité énergétique méritent une attention prioritaire, compte tenu de leur faisabilité et de l'impact significatif sur les réductions d'émissions de GES à un coût maîtrisé pour la collectivité.

Il n'en reste pas moins qu'un objectif global de réduction de 20 % des émissions de GES de l'Union à l'horizon 2020 par rapport à leur niveau de 1990 est ambitieux. Le caractère unilatéral de la proposition d'engagement soulève en outre des questions sur l'attitude de nos partenaires et sur les conséquences en termes de compétitivité européenne, si aucune mesure n'est adoptée pour s'assurer que tous les acteurs sont traités de manière égale.

Un engagement réaliste à l'échelle de l'Union européenne pour la réduction des émissions de GES aura plus de chance d'être atteint s'il laisse aux États membres les souplesses nécessaires pour choisir les politiques et les instruments adaptés à leurs situations très diverses, tant en ce qui concerne les habitudes de consommation, la géographie, qu'en ce qui concerne le potentiel national de réduction des émissions dans les secteurs économiques clés en tenant compte des efforts déjà réalisés par chaque État membre en termes de mix énergétique.

Le Conseil européen qui s'est tenu à Bruxelles les 8 et 9 mars 2007 a confirmé, outre l'objectif engageant de réduction des émissions de GES de 20 % d'ici à 2020, les autres objectifs engageants, tout aussi ambitieux, de 20 % de la part des EnR dans la consommation totale d'énergie de l'UE et de 10 % de la part des biocarburants dans la consommation d'essence et de diesel de chaque État membre d'ici à 2020.

Les conclusions du Conseil indiquent que la répartition de l'objectif global de 20 % d'EnR entre les États membres tiendra compte des efforts déjà entrepris, du potentiel de chaque État et de son mix énergétique. Ces marges de manœuvre seront-elles suffisantes pour prendre en considération les efforts d'investissements et les choix du bouquet énergétique français, faiblement émetteur de gaz à effet de serre par rapport à d'autres États membres ?

Deux voies alternatives pourraient être envisagées : retenir pour seul objectif engageant la réduction globale des émissions de GES de l'UE de 20 % en 2020, par rapport au niveau de 1990 (les autres objectifs n'étant qu'indicatifs, en laissant à chaque État membre le choix des mesures efficaces pour ce qui le

concerne) ; ou bien s'inscrire dans le cadre d'un objectif plus général de production d'énergie faiblement carbonée, estimé à une réduction de 40 % environ des émissions de GES à un horizon un peu plus lointain que 2020 (comme la Commission l'avait envisagé dans son Livre vert de mars 2006), laissant chaque État membre libre d'adopter les mesures (efficacité énergétique, énergies renouvelables, nucléaire, captage et stockage de CO_2) les plus efficaces pour l'atteindre compte tenu de sa situation et de ses choix.

2. Renforcer la sécurité d'approvisionnement

En 2004, 44 % du gaz importé dans l'UE provenaient, par ordre décroissant, de Russie, d'Algérie, du Nigeria ou du Qatar, et 51 % du pétrole importé provenaient de Russie, d'Arabie Saoudite, de Libye, d'Iran et d'Algérie. Cette dépendance énergétique de l'UE à l'égard d'un faible nombre de pays devrait s'aggraver sous le triple effet de l'augmentation constante de nos besoins, de l'épuisement des réserves en mer du Nord et d'une concentration accrue de nos fournisseurs.

Les crises entre la Russie et l'Ukraine, début 2006, puis entre la Russie et la Biélorussie, début 2007, soulignent la fragilité des approvisionnements européens en gaz et en pétrole et la tentation de certains fournisseurs d'utiliser leur pouvoir de marché pour mieux contrôler leurs relations commerciales. C'est pourquoi la Commission européenne a formulé des propositions pour renforcer la sécurité des approvisionnements de l'Union, principalement en gaz et en pétrole[85].

2.1. Des propositions intéressantes mais qui méritent d'être précisées

La politique énergétique extérieure

Les propositions de la Commission consistant à promouvoir la négociation d'accords internationaux concernant le changement climatique, l'extension des droits d'émissions à de nouveaux pays, le renforcement de la politique extérieure européenne avec les régions voisines dans le domaine de l'énergie, le développement des infrastructures énergétiques stratégiques en dehors de l'Union, l'amélioration des relations avec les pays producteurs (avec la Russie en particulier) et avec les pays de transit sont positives pour le renforcement de la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne.

La politique énergétique extérieure de l'Union souffre néanmoins d'un manque de coordination entre des États membres incapables de s'exprimer d'une seule voix sur les questions énergétiques. Cette absence d'harmonisation des positions des États membres réduit considérablement la force de négociation de l'Union dans ses relations avec les pays tiers.

85 – Cf. chapitre 2, section 2. Voir également la communication de la Commission *Une politique de l'énergie pour l'Europe*, 10 janvier 2007.

Des mesures fortes et concrètes pourraient être envisagées pour renforcer la coordination européenne. Le gouvernement français a par exemple proposé la nomination d'un représentant spécial pour défendre les intérêts stratégiques de l'UE dans le domaine de l'énergie vis-à-vis des pays tiers, à l'image de ce qui existe déjà avec les adjoints du haut représentant pour la Politique étrangère et de sécurité commune, Javier Solana.

Les mécanismes de solidarité relatifs aux stocks de pétrole

Conformément à l'Accord sur un programme international de l'énergie, signé le 18 novembre 1974, l'Agence internationale de l'énergie a pour mission :

— de gérer certains stocks de pétrole de ses membres, au moins équivalents à 90 jours des importations net de pétrole ;

— de demander à ses membres, en cas de grave rupture d'approvisionnement, la libération des stocks, la restriction de la demande, l'augmentation de la production nationale (quand c'est possible) ou l'effacement de la consommation de certains consommateurs au profit d'autres sources d'énergie.

Les États membres de l'Union européenne sont, à l'exception de certains pays d'Europe centrale, membres de l'AIE. L'Union européenne n'est pas membre de l'AIE mais participe à ses travaux.

Parallèlement, l'UE a instauré une obligation, pour les États membres, de stockage de pétrole brut et/ou de produits pétroliers correspondant à 90 jours de consommation intérieure mais ne dispose pas de mécanisme de réaction rapide en cas de crise. La Commission souhaite améliorer l'efficacité de ce dispositif de solidarité, notamment en réexaminant les exigences imposées aux États membres : « *la suffisance des stocks devrait être analysée plus en détail, et une meilleure coordination devrait être assurée au cas où l'AIE préconiserait la libération des stocks* ».

Cette proposition devrait être examinée plus précisément. L'objectif étant de maintenir la capacité de réaction rapide de l'organisation en cas de crise, il est essentiel, avant l'adoption de toute nouvelle mesure de mutualisation, d'améliorer la transparence des informations sur le niveau des stocks pétroliers européens à travers une publication régulière de leur niveau, à l'instar des procédures en vigueur aux États-Unis.

Les possibilités d'accroître les stockages de gaz naturel

L'importance du gaz dans le mix énergétique européen et les conflits entre la Russie et plusieurs pays de transit soulignent la nécessité de renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'Union en gaz naturel.

L'article 3 de la directive[86] du 26 avril 2004 concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel prévoit l'obligation pour les États membres de définir les rôles et responsabilités des différents acteurs sur le marché du gaz pour la mise en œuvre de politiques de sécurité d'approvisionnement et d'indiquer les normes minimales adéquates auxquelles ces acteurs doivent se soumettre. Il prévoit également que cette obligation ne doit pas représenter « *une charge déraisonnable et disproportionnée pour les acteurs* ». Cette absence de

86 – Directive 2004/67 du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel.

contrainte et de clarté de la directive sur les normes minimales applicables aux opérateurs n'a pas permis d'obtenir la mise en œuvre de mesures efficaces et harmonisées entre les États membres. De nouvelles mesures sont donc nécessaires pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Union.

L'encouragement à la diversification, autant que possible, des sources d'approvisionnement en gaz naturel (en particulier grâce au développement de la filière GNL), de manière à atténuer la dépendance vis-à-vis d'un petit nombre de grands fournisseurs, constitue un moyen important d'atténuer l'exposition de l'Union au risque de rupture d'approvisionnement ou à celui de l'exercice de pouvoir de marché par un ou plusieurs fournisseurs dominants.

Les stockages de gaz naturel contribuent également avec les autres outils de modulation des approvisionnements gaziers, à la sécurité des approvisionnements en cas de crise (outre le rôle des stockages pour la gestion de l'équilibre du système gazier et des saisonnalités). Il importe donc de veiller à leur développement dans l'Union.

Il convient en effet de noter que certains États membres, par exemple les États baltes, disposent de sites géologiques favorables à la constitution de stockages de gaz, sans que ces sites répondent à ce jour à des débouchés commerciaux. Il serait donc opportun d'examiner, au niveau de l'Union, comment surmonter les obstacles au développement commercial de ces sites de stockage, proches de grandes voies d'approvisionnement gazier. Par ailleurs, la Commission propose d'examiner la création de sites de stockages stratégiques de gaz. Le Conseil européen, les 8 et 9 mars 2007, lui demande de préciser son analyse pour le Conseil du mois de juin 2007.

L'éventualité de stockage stratégique de gaz doit être examinée avec prudence car la création et l'entretien de stockages stratégiques dénués de débouchés commerciaux seraient particulièrement coûteux, pour une utilisation réservée aux situations de crise majeure. L'utilisation, en cas de crise, des réserves naturelles de gaz des États membres offre un outil de gestion de crise moins coûteux. La possibilité d'accéder prioritairement, dans certaines situations d'urgence, aux sites de production de gaz au sein de l'UE, conduirait à limiter rapidement et efficacement les ruptures d'approvisionnement en gaz des États membres.

Sans aller jusqu'à envisager des stockages de gaz stratégiques, la transparence des informations relatives à l'état des stocks et réserves naturelles de gaz disponibles dans l'Union pourrait être utilement renforcée.

Le groupe de coordination du gaz, prévu à l'article 7 de la directive du 26 avril 2004, est compétent pour examiner ces propositions.

2.2. Importance de bilans prévisionnels nationaux consolidés au niveau européen

La sécurité d'approvisionnement repose sur des investissements de long terme de montants très importants : production d'électricité, terminaux méthaniers et

stockage de gaz naturel et de pétrole, infrastructures de réseaux. Ces investissements dépendent de la visibilité des investisseurs sur la rentabilité espérée, tant pour les investissements dans les infrastructures des activités régulées que pour ceux destinés aux activités soumises au jeu de la concurrence.

L'augmentation constante de la demande, les caractéristiques économiques particulières des investissements dans le secteur de l'énergie qui sont soumis à des cycles longs, et les besoins de nouveaux investissements dans les moyens de production et de transport d'électricité et de gaz impliquent que le déclenchement des investissements se fasse « au bon endroit et au bon moment ».

Les prix de marché ne délivrent pas de signaux à suffisamment long terme pour assurer ce déclenchement. Dans ces conditions, des bilans prévisionnels de l'équilibre offre/demande d'électricité et de gaz doivent être élaborés dans chaque État membre, pour jouer pleinement un rôle d'alerte en faveur des investissements nécessaires dans les infrastructures de production, de transport et de stockage[87]. Ce dispositif de bilan prévisionnel, rendu obligatoire dans chaque État membre à l'horizon de 5 à 15 ans, devrait permettre d'anticiper les pénuries et donner aux acteurs du marché des signaux utiles pour construire à temps de nouvelles infrastructures énergétiques. Les bilans nationaux devraient ensuite être consolidés au niveau européen, pour déterminer des capacités d'échanges en fonction des marges de sécurité disponibles dans chaque système énergétique national.

Remarquons enfin que l'établissement des bilans prévisionnels pour la production d'électricité doit reposer sur des hypothèses économiques crédibles, ce qui suppose une évaluation approfondie des prix de revient des différentes filières de production. Cette question est abordée dans la section 3 relative à la compétitivité du marché intérieur de l'énergie (cf. 3.3).

2.3. Importance du développement des réseaux pour renforcer la sécurité d'approvisionnement

Le développement des interconnexions électriques et gazières entre les États membres et avec les régions voisines est indispensable pour garantir leur sécurité d'approvisionnement. Ces interconnexions permettent d'échanger à tout moment de l'électricité et du gaz pour mieux faire face aux pointes de consommation en mobilisant les réserves disponibles nécessaires. Les interconnexions gazières avec les régions voisines permettent de diversifier les sources d'approvisionnement et les routes d'acheminement indispensables à une plus grande sécurité globale d'approvisionnement de l'Union.

87 – En France, ce mécanisme existe : RTE établit tous les deux ans un bilan prévisionnel pour le système électrique français. Les pouvoirs publics utilisent ces informations pour orienter les décisions en cohérence avec la politique énergétique dans le cadre de la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI). La directive 2005/89 sur la sécurité des approvisionnements en électricité généralise le dispositif de bilan prévisionnel à l'ensemble des États membres, sans toutefois prévoir d'harmonisation des méthodologies choisies pour ces derniers. Le groupe pentalatéral sur l'énergie (France, Allemagne, Benelux) travaille à l'établissement de bilans prévisionnels nationaux coordonnés, en relation avec les gestionnaires de réseaux de transport concernés. L'Association européenne des gestionnaires des réseaux de transport établit un rapport annuel intitulé *Generation Adequacy Report*, pour évaluer les besoins d'investissements ou de production à l'horizon de dix ans (www.etso-net.org).

Partie 4
Partie 4

C'est pourquoi la Commission souligne l'importance de promouvoir le développement de nos infrastructures transfrontalières dans le cadre d'un plan d'actions prioritaires. Ce plan propose la nomination de coordonnateurs européens pour faire avancer les projets d'interconnexion prioritaires parmi les plus importants (notamment entre la France et l'Espagne) et l'encadrement des délais administratifs d'examen des projets définis comme étant « d'intérêt européen » dans le cadre des orientations de la décision RTE-E[88]. Ces mesures sont positives. Elles devraient permettre de mieux faire prévaloir l'intérêt général européen de ces projets.

Le développement de terminaux GNL constitue un moyen privilégié de renforcer cette diversification en permettant l'importation de gaz de régions de production plus éloignées. Pour la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Union, il convient donc de veiller, dans les mêmes conditions, au développement des installations de gaz naturel liquéfié.

2.4. Préciser les dispositifs destinés à garantir la sécurité des réseaux d'électricité

La Commission propose[89] « *d'établir un nouveau mécanisme et une nouvelle structure communautaires pour les gestionnaires de réseaux de transport responsables de la planification coordonnée des réseaux* » dont la mission serait de « *renforcer la fiabilité du réseau électrique de l'UE et de prévenir les pannes de secteur généralisées* [grâce à l'établissement] *de normes de sécurité communes minimales et contraignantes pour les réseaux dans l'Union européenne* ».

Cette proposition est positive mais elle doit être précisée. La panne d'électricité qui a frappé une partie de l'Europe, le 4 novembre 2006, a confirmé le besoin d'harmoniser les normes européennes de sécurité des réseaux électriques et de renforcer la coordination de ces réseaux. Il est donc nécessaire de créer explicitement :

- un groupe formel des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité chargé de proposer des règles harmonisées et contraignantes pour la sécurité des systèmes électriques ; pour devenir contraignantes, ces règles seraient approuvées par les autorités de régulation, les États membres et la Commission européenne dans le cadre de la comitologie existante ; le groupe serait ensuite chargé du contrôle du respect des règles et de la proposition de sanctions en cas de non-respect ;
- un centre européen de coordination du transport de l'électricité pour limiter au maximum les risques d'incident majeur et de black-out ; ce centre aurait vocation à sécuriser les échanges d'électricité entre les États membres de l'Union, en veillant à la bonne coordination de la gestion des réseaux interconnectés ; son intérêt est renforcé par le fort développement prévu des productions renouvelables à caractère intermittent comme l'éolien.

88 – Communication de la Commission *Priority Interconnection Plan*, p. 13.
89 – Communication de la Commission *Une politique de l'énergie européenne*, p. 11.

3. Renforcer la compétitivité du marché intérieur de l'énergie

La Commission estime que « *avec les bons cadres politiques et législatifs en place, le marché intérieur de l'énergie favoriserait l'établissement de prix de l'énergie équitables et concurrentiels, la réalisation d'économies d'énergie, et la réalisation d'investissements plus importants. Cependant, toutes les conditions pour y arriver n'existent pas encore*[90] ». Elle propose des mesures pour approfondir la construction du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

3.1. Vers un marché intérieur efficace et la fin programmée des tarifs réglementés ?

La Commission européenne considère que la création du marché intérieur de l'énergie et notamment l'obligation, pour les États membres, de veiller à ce que les entreprises d'électricité et de gaz se conforment aux principes des directives[91] en vue d'un fonctionnement concurrentiel, sûr et durable[92] des marchés, n'est pas compatible avec le maintien de tarifs réglementés de fourniture (aux clients éligibles, lorsque ces tarifs réglementés sont substantiellement inférieurs et dénués de tout lien avec les prix de marché).

La Commission a engagé une procédure d'infraction contre la France en 2006, qui pourrait aboutir à la saisine de la Cour de Justice des Communautés européennes afin d'obtenir la suppression des tarifs réglementés de fourniture d'électricité et de gaz. Le gouvernement français conteste cette interprétation des directives, en observant que les tarifs réglementés de fourniture n'empêchent pas les investissements de capacités nécessaires, dès lors qu'ils sont fixés à des niveaux permettant la couverture des coûts de production et de commercialisation tout en protégeant les consommateurs contre la volatilité des marchés. Il estime par conséquent que les tarifs réglementés ne constituent pas, en France, un obstacle pour l'entrée de nouveaux opérateurs disposant d'outils de production et de commercialisation aussi efficaces que ceux des opérateurs historiques[93].

À ce jour, le fonctionnement des marchés de l'électricité demeure imparfait, avec une évolution des prix défavorable pour les consommateurs français. Néanmoins, dans la perspective d'un fonctionnement efficace et concurrentiel des marchés de l'électricité et du gaz, et hors obligations spécifiques de service public, le maintien de tarifs réglementés de fourniture apparaîtra superflu.

90 – Communication de la Commission *Une politique de l'énergie européenne*, p. 4.
91 – 2003/54 et 2003/55 du 26 juin 2003.
92 – Article 3.1 de la directive 2003/54 du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.
93 – Le Conseil constitutionnel, dans sa décision du 30 novembre 2006 sur la loi relative au secteur de l'énergie, a considéré que l'imposition « *aux opérateurs historiques du secteur de l'énergie, et à eux seuls, des obligations tarifaires permanentes, générales et étrangères à la poursuite d'objectifs de service public* (…) [méconnaissait] *l'objectif d'ouverture des marchés concurrentiels de l'électricité et du gaz naturel fixé par les directives* ».

Partie 4
Partie 4

Les consommateurs d'électricité doivent être informés de la fin, à moyen terme, des tarifs réglementés, même si elle avait pour conséquence l'augmentation moyenne du prix de l'électricité et la saisonnalisation des tarifs, qui seront plus élevés en hiver qu'en été.

3.2. La promotion d'une séparation régulée des gestionnaires de réseaux

La Commission européenne considère que la séparation de propriété des réseaux électriques ou gaziers, détenus par des opérateurs intégrés exerçant des activités concurrentielles de production ou de fourniture, est un élément clé pour le fonctionnement satisfaisant des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz.

Elle estime que l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux n'est pas suffisamment garanti dans certains États membres. Au-delà de la séparation juridique des gestionnaires de réseaux prévue par les directives existantes, elle propose de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux, qui se situent aujourd'hui dans les groupes intégrés, en imposant :

- ou bien l'indépendance patrimoniale des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) à l'égard des autres activités des opérateurs historiques (le GRT est propriétaire de ses actifs et gestionnaire des flux d'électricité – modèle TSO) ;
- ou bien l'indépendance de l'opérateur de gestion des flux d'électricité (ISO), l'opérateur historique ne conservant que la propriété des actifs du réseau mais n'assurant ni leur exploitation, ni leur entretien, ni leur développement.

La Commission européenne privilégie la première solution pour cette raison qu'elle permet de mieux garantir la concurrence et d'éviter les abus de position dominante. Le gouvernement français considère quant à lui que ces propositions ne sont pas justifiées dans le cas français. Il fait valoir que la filialisation des gestionnaires de réseaux assortie de garanties légales d'indépendance de gestion et d'un contrôle vigilant des régulateurs permet d'atteindre l'objectif d'indépendance des gestionnaires de réseaux. Il considère par ailleurs que l'indépendance patrimoniale n'offrirait pas plus de garanties pour la réduction des coûts et pour un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux.

En outre, l'intégration progressive des marchés nationaux suppose des autorités de régulation nationales (ARN) aux compétences fortes et harmonisées dans les États membres.

Le gouvernement soutient donc le maintien du dispositif français actuel de « séparation régulée », où les gestionnaires de réseaux de transport sont des filiales des opérateurs historiques, dotées de moyens juridiques dérogatoires au droit commun des sociétés, leur permettant d'assurer leur indépendance vis-à-vis de la direction de ces opérateurs.

Les compétences des ARN divergent largement d'un État membre à l'autre. Même si la création d'un régulateur européen apparaît encore prématurée, les réseaux et les marchés nationaux de l'électricité et du gaz n'étant pas suffisamment intégrés

en Europe, certaines des compétences des ARN devraient être harmonisées, voire communautarisées au sein d'une instance européenne telle que l'ERGEG, lorsqu'elles concernent les échanges transfrontaliers d'électricité et de gaz.

3.3. La nécessaire prise en compte des spécificités sectorielles pour le choix des solutions de séparation des réseaux

Dans ses recommandations pour une séparation accrue des gestionnaires de réseaux des autres activités des entreprises intégrées, la Commission ne propose pas de distinction entre les réseaux d'électricité et de gaz, ni entre les réseaux de transport et de distribution.

La pertinence des modalités de séparation des réseaux et de leur gestion, lorsqu'ils sont détenus par un opérateur intégré, dépend pourtant des caractéristiques de l'activité considérée. Les caractéristiques des réseaux de gaz ne sont pas celles des réseaux d'électricité. Les activités du gestionnaire d'un réseau de transport ne se confondent pas avec celles du gestionnaire d'un réseau de distribution.

Les propositions de la Commission n'opèrent pas cette distinction. Elles introduisent, en soutenant le modèle dit ISO, des risques spécifiques pour la gestion des réseaux de transport d'électricité (cf. encadré suivant).

Les spécificités du réseau de transport d'électricité et les risques induits par le modèle ISO

Au sein du système électrique, le réseau de transport à haute et très haute tension et son gestionnaire détiennent une responsabilité particulière pour le maintien de l'équilibre et de la sûreté de l'ensemble du système électrique.

Le modèle d'organisation majoritairement retenu en Europe pour le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRT) est le modèle dit TSO qui intègre la gestion des flux et des infrastructures (exploitation, maintenance et développement) au sein d'une même entité.

En revanche, le modèle alternatif ISO, développé aux États-Unis, n'existe en Europe qu'en Grèce, en Irlande et en Écosse[96]. Dans ce modèle, l'opérateur indépendant du système électrique (ISO) veille à l'équilibre de la production et de la consommation et gère les flux sur le réseau du transport. Il est indépendant du propriétaire des infrastructures (appelé AO ou Asset Owners, filiale en général de l'opérateur historique intégré), chargé de développer et de maintenir les réseaux selon les instructions de l'ISO.

Le modèle ISO présente cependant trois faiblesses majeures pour la gestion du réseau de transport d'électricité :

- *L'ISO n'apporte pas de garantie suffisante pour un accès au réseau non discriminatoire.*

Le propriétaire des infrastructures des réseaux conserve la possibilité d'organiser les activités liées à ces infrastructures à l'avantage des autres activités de l'entreprise intégrée. En effet, les programmes de maintenance et les politiques d'investissement peuvent

94 – L'Italie y a renoncé et a adopté le modèle TSO en fusionnant GRTn et Terna après le black-out intervenu sur son réseau en 2003.

Partie 4

Partie 4

aisément être biaisées pour favoriser les activités concurrentielles de l'entreprise intégrée.

Par ailleurs, un problème d'asymétrie de l'information demeure : les informations relatives aux plans de maintenance des producteurs ou aux projets de raccordements sont connues par le propriétaire des infrastructures (AO) et donc par l'entreprise intégrée et non par ses concurrents.

Le raccordement au réseau d'un producteur concurrent de l'opérateur intégré ou d'un nouveau client industriel soulève des problèmes de confidentialité, de facturation équitable des prestations réalisées et de diligence dans le traitement de la demande de raccordement – problèmes impossibles à bien contrôler sous le modèle ISO.

• *L'ISO affaiblit l'efficacité d'exploitation et fragilise la sécurité du système électrique.*

La séparation des décisions relatives à l'exploitation du système électrique (ISO) de celles relatives à la gestion patrimoniale des actifs (AO) rend plus difficile, à long terme, la poursuite d'objectifs partagés entre ces deux activités et augmente les risques pour la sécurité du système électrique, lorsque le réseau doit être exploité à ses limites. En effet, la politique de maintenance de l'AO doit réaliser des objectifs de productivité fixés par l'entreprise intégrée. Ces objectifs ne tiennent pas compte, forcément et complètement, des impératifs de sécurité et d'efficacité de gestion du système dont une entité séparée (ISO) a la responsabilité.

Par ailleurs, l'ISO peut difficilement contrôler le respect scrupuleux des politiques de maintenance du gestionnaire de l'infrastructure (AO). Le black-out d'août 2003 dans le nord-est des États-Unis et du Canada a été causé par un défaut d'élagage de la végétation à proximité d'une ligne à très haute tension.

Enfin, la télécommande des ouvrages sur le réseau de transport est largement développée. Elle permet à l'opérateur du système électrique d'agir directement et rapidement en cas de besoin sur les ouvrages du propriétaire du réseau. Dans ces conditions, le partage des responsabilités entre les parties, en cas d'accident sur les personnes ou les biens, sera difficile à déterminer, sauf à mettre en place des procédures de décision longues et inappropriées pour garantir cette sécurité.

• *L'ISO diminue les garanties d'un développement adéquat du réseau et des raccordements à ces réseaux.*

En matière d'investissements sur le réseau, l'ISO conserve la responsabilité des décisions pour garantir la sécurité d'approvisionnement et l'accès non discriminatoire des utilisateurs.

Cependant, le concours efficace de l'AO peut ne pas être assuré, dès lors que les investissements sont contraires aux intérêts commerciaux de l'entreprise intégrée ; le manque d'investissements dans les réseaux de transport d'électricité aux États-Unis peut, au moins partiellement, être imputé aux difficultés pour les ISO de convaincre les propriétaires des réseaux de réaliser les investissements nécessaires.

Par ailleurs, la difficulté croissante de développement de nouvelles lignes liée aux contraintes environnementales conduit à la recherche de solutions techniques pour optimiser les ouvrages existants (câbles à plus forte capacité, mise en place de transformateurs déphaseurs). La mise en œuvre de telles solutions nécessite une forte collaboration entre gestionnaire de flux (ISO) et gestionnaire d'infrastructure (AO) beaucoup plus difficile à réaliser s'il s'agit d'entreprises complètement séparées.

En conclusion, comparé au modèle TSO, le modèle ISO introduit :

— des risques de discrimination au quotidien dans l'accès aux réseaux ;
— un manque d'efficacité dans la mise en œuvre des opérations à court terme qui peut mettre en cause la sécurité de fonctionnement des réseaux et accroître fortement les risques de black-out ;
— des difficultés à décider les investissements les plus pertinents, source de discrimination future dans l'accès au réseau.

Ainsi, l'option ISO, sur le modèle élaboré aux États-Unis, n'offre pas de solution satisfaisante pour l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Elle constituerait une régression par rapport à la situation française actuelle.

3.4. Aller plus loin dans l'évaluation des prix de revient des différentes filières de production d'électricité

L'annexe 2 de la communication de la Commission présente un tableau intitulé : « Avantages et inconvénients des différentes sources d'énergie électrique ». Ce tableau expose les coûts de production d'électricité par filières, estimés par la Commission en 2005 et en 2030, ainsi que le montant de leurs émissions de CO_2. Il faut saluer le grand intérêt de cette démarche qui mériterait néanmoins d'être améliorée sur deux points :

- expliciter les hypothèses qui ont servi de base à l'élaboration des coûts, en distinguant les coûts actuels et les coûts prospectifs

En effet, la validité du modèle PRIMES, utilisé par la DG TREN pour réaliser ses évaluations économiques, est contestée par plusieurs experts compte tenu de la prévalence de certaines des hypothèses du modèle, considérées comme optimistes quant au développement des énergies renouvelables par exemple. Il serait utile que la Commission européenne détaille plus précisément les hypothèses retenues pour réaliser ses calculs et approfondisse son analyse des coûts des différentes sources d'énergie, en s'efforçant de réduire certaines fourchettes qui peuvent aller du simple au quintuple comme dans le cas de l'éolien terrestre (de 35 €/MWh à 175 €/MWh).

- intégrer le coût des émissions de CO_2

Afin de pouvoir réellement comparer les coûts de production d'électricité par filières, un calcul de coût complet serait plus pertinent économiquement. Ce coût complet intégrerait toutes les externalités de chaque filière, notamment le coût des émissions de CO_2 dans le cas des filières émettrices et de leur séquestration, mais aussi le coût des dispositifs de soutien et les autres types d'externalités qui peuvent bénéficier aux EnR par exemple. Ainsi, le bois-énergie est très diversement émetteur de CO_2 selon qu'il est utilisé à feu ouvert ou en cheminées-inserts (dont le rendement est bien supérieur). De même, l'intermittence de la production éolienne nécessite la disponibilité en parallèle de capacités de production thermique dont le bilan CO_2 n'est pas neutre. Cette évaluation du coût complet de chaque filière énergétique permettrait de mieux situer la compétitivité actuelle et future de chacune d'elles.

PARTIE 4
PARTIE 4

Tableau n° 3 : Avantages et désavantages des différentes sources d'énergie électrique

Sources d'énergie	Technologie considérée pour l'estimation des coûts	2005 Coût (€/MWh)	Coût projeté 2030 (€/MWh avec 20-30 €/tCO_2)	Émissions de GHS (Kg eq CO_2/MWh)
		Source : IEA		
Gaz naturel	Open cycle gas turbine	45 – 70	55 – 85	440
	CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) turbine à gaz cycle combiné	35 – 45	40 – 55	400
Pétrole	Moteur diesel	70 – 80	80 – 95	550
Charbon	PF (Pulverised Fuel with flue gas desulphurisation)	30 - 40	45 – 60	800
	CFBC (Circulating fluidized bed combustion)	35 - 45	50 – 65	800
	IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)	40 - 50	55 – 70	750
Nucléaire	Réacteur à eau légère	40 - 45	40 – 45	15
Biomasse	Production à partir de biomasse	25 - 85	25 – 75	30
Éolien	On shore	35 - 175	28 – 170	30
		35 – 110	28 – 80	
	Off shore	50 - 170	50 – 150	10
		60 – 150	40 – 120	
Hydraulique	Grand	25 - 95	25 – 90	20
	Petit (<10MW)	45 - 90	40 – 80	5
Solaire	Photovoltaïque	140 - 430	55 -260	100

Sources d'énergie	Dépendance de l'UE-27 aux importations		Efficacité	Sensibilité au prix des hydrocarbures	Réserves prouvées / production annuelle
	2005	2030			
Gaz naturel	57%	84%	40%	Très haute	64 ans
			50%	Très haute	
Pétrole	82%	93%	30%	Très haute	42 ans
Charbon	39%	59%	40-45%	Moyenne	155 ans
			40-45%	Moyenne	
			48%	Moyenne	
Nucléaire	Près de 100 % pour l'uranium (minerai)		33%	Basse	Réserves raisonnables : 85 ans
Biomasse	Nulle		30-60%	Moyenne	Renouvelables
Éolien			95-98%	Nulle	
			95-98%		
Hydraulique			95-98%		
			95-98%		
Solaire			/		

Source : Commission européenne

3.5. Mieux prendre en compte la contribution de l'énergie nucléaire à la compétitivité européenne

La Commission européenne constate la contribution de l'énergie nucléaire aux trois objectifs de la politique énergétique européenne : « *L'électronucléaire est moins vulnérable aux fluctuations du prix du combustible que la production d'électricité à partir du charbon ou du gaz (l'uranium représentant une petite partie du coût total de la production). Les sources d'approvisionnement en uranium sont en outre suffisantes pour de nombreuses décennies, et largement réparties sur l'ensemble de la planète.* (…) *le nucléaire est une des sources à faible teneur en carbone les moins coûteuses actuellement disponibles dans l'Union européenne, et ses coûts sont relativement stables. La prochaine génération de réacteurs nucléaires devrait encore réduire ces coûts* ».

La Commission lève un tabou européen sur les éléments positifs que peuvent apporter le nucléaire à la compétitivité de l'Union, à la sécurité de ses approvisionnements et à la production d'énergie sans émission de gaz à effet de serre. L'UE suit en cela l'exemple de l'Agence internationale de l'énergie.

Toutefois, dans le prolongement de l'évaluation des coûts des différentes filières de production d'électricité, il serait souhaitable de mieux expliciter la contribution que pourrait apporter la filière nucléaire à la compétitivité de l'Union européenne.

Enfin, la proposition de création d'un groupe européen de haut niveau pour la sûreté et la sécurité nucléaires, en collaboration avec Euratom, afin d'harmoniser les règles applicables au développement, à la gestion et à la maintenance des centrales, doit évidemment être soutenue.

Partie 4

Annexe

Liste des membres du groupe 4

Président : **André Merlin,** *Président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE)*

Rapporteure : **Aude Bodiguel**, *Centre d'analyse stratégique*

Membres titulaires (les suppléants sont indiqués entre parenthèses) **:**
Daniel Raoul, *Sénateur de Maine-et-Loire*
Jean-Louis Beffa, *Président du conseil de surveillance de l'Agence de l'innovation industrielle (AII), PDG du groupe Saint-Gobain* (Guillaume Texier)
Dominique Dron, *Professeur à l'École nationale supérieure des Mines de Paris (ENSMP)*
François Chérèque, *Secrétaire général de la CFDT* (Jean-Pierre Bompard)
Jacques Voisin, *Président de la CFTC* (Pierre-Jean Coulon)
Jean-Michel Lemétayer, *Président de la FNSEA* (Pierre Cuypers)
Charles Beigbeder, *PDG de Poweo*
Gérard Mestrallet, *PDG de Suez* (Guy Nossent)
Pascale Andréani, *Secrétaire générale des Affaires européennes (SGAE)* (Raymond Cointe)
Laurent Michel, *Directeur de la Prévention des pollutions et des risques (DPPR)* (Odile Gauthier)

Les représentants du directeur général de l'Énergie et des Matières premières et du directeur général de l'Énergie et des Transports de la Commission européenne ont été associés aux travaux du groupe.

Partie 5

Partie 5

Scénarios énergétiques

Rapport du groupe de travail 5

Président : Thierry Chambolle
Académie des technologies

Rapporteur : Hervé Pouliquen
Centre d'analyse stratégique

Partie 5

Synthèse

L'objectif du groupe de travail 5 (Scénarios énergétiques) était de réaliser des approches quantitatives du système énergétique français aux horizons 2020, 2030 et 2050, en appui des réflexions stratégiques engagées par la commission Énergie.

1. Les objectifs de la simulation : il s'agit non de prévoir mais de décrire des scénarios crédibles

Ces approches permettent l'établissement de scénarios, soit *de référence*[1] en prolongement de l'existant compte tenu des mesures effectives ou décidées dans leur principe, soit *volontaristes* en ajoutant des mesures fortes pour réduire, autant qu'il est raisonnablement possible, la demande en énergie et les émissions de gaz à effet de serre. Le gaz carbonique (CO_2) représente en France, en termes d'effet de serre, environ 70 % du total. Les autres gaz à effet de serre n'ont pas été considérés[2] et il a été admis que le facteur 4 soutenu par la loi de programme du 13 juillet 2005, fixant les orientations de la politique énergétique française (dite loi POPE), visait le CO_2 du système énergétique[3].

Ces scénarios ne constituent en aucune manière des prévisions aux horizons considérés. Ils permettent seulement, en fonction des hypothèses retenues et des modèles utilisés, d'établir une approche des conséquences en termes de demande en énergie finale, de besoins en énergies primaires, de caractérisation des vecteurs (l'électricité ou les autres énergies, raffinées, transportées et délivrées avec des quantifications comparables d'un scénario à l'autre du même modèle) et, finalement, d'émissions de CO_2.

Le groupe de travail Scénarios énergétiques s'est attaché à examiner en détail où peut mener, aux horizons 2020 et 2030, le simple prolongement des tendances actuelles, compte tenu des mesures déjà adoptées, en termes de demande énergétique et d'émissions de CO_2. Il a recherché, grâce à l'utilisation des meilleures technologies disponibles ou probables, différentes voies pour réduire le plus possible les émissions de CO_2 et a comparé les résultats aux objectifs proposés par la loi POPE à l'horizon 2050 et par l'Union européenne à l'horizon 2020. Le groupe s'est référé aux valeurs globales des objectifs de l'UE rappelés

1 – Le vocable « scénario de référence » est jugé préférable à celui de « scénario tendanciel » qui n'évoque que la prise en compte passive des évolutions historiques et des éléments de contexte existants. Le terme de « référence » indique que l'on prend en compte, en outre, les effets à très court terme ou différés des dispositions législatives, réglementaires, budgétaires, fiscales ou d'incitation diverses *récentes, actuelles ou en cours de mise en place.*

2 – Cependant, la prise en compte de la totalité des gaz à effet de serre demeure souhaitable dans des études ultérieures (en particulier les hydrofluorocarbures) comme la prise en compte d'autres polluants (particules, benzènes, etc.) dangereux pour la santé. Un raisonnement en analyse de cycle de vie est aussi souhaitable afin de prendre en compte les émissions de la chaîne amont (extraction, transport, construction, stockage).

3 – Hors émissions liées au transport international.

lors de la réunion du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007, valeurs globales susceptibles d'une application différenciée selon les États membres :

- le Conseil[4] souligne que l'UE est déterminée à faire de l'Europe une économie à haut rendement énergétique et à faible taux d'émission de gaz à effet de serre et décide que, jusqu'à la conclusion d'un accord mondial global pour l'après-2012 et sans préjudice de la position qu'elle adoptera dans les négociations internationales, l'UE prend, de manière indépendante, l'engagement ferme de *réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990* ;
- le Conseil souligne également qu'il est nécessaire d'accroître l'efficacité énergétique dans l'UE afin d'atteindre l'objectif visant à *économiser 20 % de la consommation énergétique de l'UE* par rapport aux projections pour l'année 2020, telles qu'elles sont estimées dans le Livre vert de la Commission européenne sur l'efficacité énergétique[5] ; il invite à cette fin les États membres à faire bon usage de leurs plans d'action nationaux en faveur de l'efficacité énergétique ;
- le Conseil vise enfin *une proportion contraignante de 20 % d'énergies renouvelables* dans la consommation énergétique totale de l'UE d'ici 2020.

Les objectifs au niveau européen doivent être suivis de modalités d'application comportant une répartition des efforts entre États membres (« *burden sharing* »).

2. Deux modèles utilisés, selon des approches d'offre et d'optimisation pour l'un, de demande sectorielle et d'équilibre partiel pour l'autre

Pour effectuer ce travail, le groupe 5 s'est appuyé sur les indications des autres groupes de travail de la commission Énergie, sur les études récentes du Bureau d'études économiques BIPE (projections macro-économiques et sectorielles à 2025), et sur l'étude du Centre d'études prospectives et d'informations internationales (CEPII) relative au scénario de long terme de l'économie mondiale 2020-2050.

Deux modèles existants ont été mis en œuvre

Le groupe de travail a eu recours à deux modèles déjà utilisés par diverses instances pour ce type d'exercices : le modèle MARKAL-TIMES France, créé et mis en œuvre par l'École nationale supérieure des Mines de Paris, et la combinaison des modèles MedPro et POLES mis au point par Enerdata.

- **Le modèle MARKAL** optimise, sur un horizon de plusieurs décennies, un coût actualisé d'une représentation technico-économique fine du système énergétique français (demande et offre) : il inclut les substitutions de technologies en fonction de leur compétitivité relative et tient compte de différentes contraintes, comme le potentiel maximal d'une ressource ou le rythme de pénétration d'une technologie, et bien sûr la réduction des émissions de CO_2 (cette réduction se traduit sous forme d'une courbe à respecter d'atténuation des émissions en

4 – Réunion du Conseil européen de Bruxelles 8-9 mars 2007 : conclusions de la Présidence (2 mai 2007).
5 – Avec une croissance de 2,3 %, l'UE vise une baisse supplémentaire de 20 %, en plus des gains qui sont apportés par les effets structurels et les politiques et mesures en cours. La réduction en énergie primaire est alors de 14 % en 2020 par rapport à 2005 (1 750 Mtep à 1 500 Mtep).

fonction du temps). Dans l'exercice considéré, le modèle n'a pas utilisé de fonctions d'élasticité de la demande par rapport au prix, l'évolution de cette demande résultant du seul effet des hypothèses technico-économiques retenues.

- **Le modèle MedPro** est un modèle technico-économique de simulation de la demande énergétique finale à long terme fondée sur une représentation détaillée de la consommation par secteurs, par usages et par types d'énergie.

Le modèle POLES peut effectuer une simulation du système énergétique mondial à divers horizons jusqu'en 2050, les éléments concernant la France étant fournis par les sorties de MedPro. C'est un modèle d'équilibre offre/demande à « simulation récursive ». À partir d'un point initial, puis d'année en année, le modèle effectue des ajustements progressifs des variables d'offre et de demande d'une part, et de prix d'autre part (y compris pour le pétrole), en jouant sur les élasticités des différentes demandes par rapport à un prix de l'énergie, lui-même fonction de la demande.

Le modèle se fixe des objectifs de réduction des gaz à effet de serre (facteur 2 au niveau mondial, facteur 3,5 au niveau national) ; il introduit, à cette fin, une valeur du carbone qui s'ajoute au prix de l'énergie. Dans les bilans de l'énergie et des émissions de CO_2, cette valeur carbone affecte :

— la demande par le jeu des fonctions élasticité-prix ;

— les choix techniques (technologies « très basses émissions » ou TBE, mix électrique, etc.).

L'utilisation de ces modèles se heurte à certaines limites

Ces deux approches permettent, théoriquement, une modélisation globale de l'offre et de la demande d'énergie en France. Cependant, il est apparu qu'elles présentent des limites dans différents domaines qu'il serait nécessaire d'approfondir.

Se pose, en particulier, la question de *la modélisation des usages saisonniers de l'électricité* et de l'optimisation technico-économique du mix de production qui en résulte. Ne prenant pas en compte le caractère aléatoire de l'équilibre offre/demande, en particulier du fait des variations climatiques, certains résultats des simulations sous-estiment le recours aux moyens centralisés de production thermique à flamme, nécessaires pour ajuster à tout instant l'offre à la demande d'électricité, afin d'éviter tout déséquilibre physique. La représentation dans les modèles (déterministe et avec une vision simplifiée de la courbe de charge) ne fait pas suffisamment apparaître le caractère indispensable de cette variable d'ajustement que constitue la production d'électricité à partir d'énergies fossiles en France, et les conséquences en termes d'émissions de CO_2.

La représentation des sources d'énergie décentralisées (énergies renouvelables, cogénération, chauffage par les moyens thermiques, etc.) n'est pas assez précise, en particulier pour celles qui présentent un très bon rendement énergétique global. Cette imprécision des modèles, qui pourrait être réduite, a conduit à un report excessif des besoins énergétiques vers les solutions centralisées, en particulier

vers l'électricité nucléaire, rapidement sélectionnée selon les critères de choix pour son coût de production relativement bas et l'absence d'émissions de CO_2. Il serait donc nécessaire de considérer davantage deux variables importantes que sont le niveau de la capacité d'ajustement du système et la diversité des sources à mettre en œuvre, en équilibrant les apports potentiels avec une vue prospective :

— recours aux énergies fossiles les moins polluantes ;
— contribution des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, biomasse) ;
— maîtrise de la demande par rapport aux consommations contribuant à la pointe ;
— gestion optimale de la charge (effacement, etc.).

Lorsqu'un modèle utilise *des élasticités*, il prend des chiffres qui sont généralement discutables, faute de pouvoir mesurer ces données autrement qu'en moyenne sur plusieurs années passées. Ainsi, il ne tient pas compte des variations de nombreux paramètres ni de l'évolution probable des élasticités dans le futur.

3. Des hypothèses ambitieuses, mais excluant des ruptures technologiques ou comportementales

3.1. Les hypothèses macro-économiques

Elles sont communes aux deux modèles. Elles portent sur la croissance économique, la démographie et le prix des énergies fossiles.

Tableau n° 1 : Principales hypothèses macro-économiques

	Scénarios 2030 DGEMP (2004)	Hypothèses des scénarios		
Croissance économique	+ 2,3 %/an	+ 2,1 %/an jusqu'en 2015 + 1,8 %/an pour 2015-2030 + 1,6 %/an pour 2030-2050		
Démographie	64 millions d'habitants	67 M hbts en 2030, 70 M hbts en 2050		
Prix des énergies fossiles		**2015**	**2015-2030**	**2030-2050**
	• Pétrole : 30 $/b	***Pétrole*** *($ 2005)**		
		50-80 $/b	100-50 $/b	100 $/b
	• Gaz naturel : 4 $/Mbtu	***Gaz naturel***		
		8 $/Mbtu	11 $/Mbtu	15 $/Mbtu
	• Charbon : 40 à 50 $/t	***Charbon***		
		60 $/t	90 $/t	120 $/t

* Voir l'argumentation correspondante sur les prix des énergies dans le rapport du groupe 2 *(Perspectives de l'offre et de la demande mondiales).*

Sources : commission Énergie, INSEE, DGEMP

• Pour *la croissance économique*, le groupe a retenu un taux de croissance significatif mais modéré, égal à 2,1 % jusqu'en 2015 (soit un peu moins que dans le scénario 2030 de la DGEMP calé sur 2,3 %). Il a été admis que, en raison du principe de convergence des économies mondiales à long terme, ce taux se réduirait à 1,8-1,9 % entre 2015 et 2030 et à 1,6 % au-delà. Dans le cadre des moyens engagés, aucun test de sensibilité n'a été effectué sur ce taux de croissance économique, retenu dans d'autres études en cours (CEPII 2006 ; WETO-H2).

- L'hypothèse de *croissance démographique* résulte des dernières prévisions de l'INSEE : 67 millions d'habitants à 2030 et 70 millions d'habitants à 2050 en hausse par rapport à l'étude DGEMP 2004 (scénario tendanciel à 2030). Le groupe n'a pas jugé utile d'effectuer des tests de sensibilité par rapport à cette hypothèse.

- Pour *le prix du pétrole*, la commission Énergie a fait l'hypothèse d'un prix de l'énergie élevé et cyclique : entre 50 et 80 $/baril jusqu'en 2015, entre 100 et 150 $/baril de 2015 à 2030 et 100 $/baril au-delà. Ce prix est de l'ordre du double de celui pris en compte par l'Agence internationale de l'énergie dans ses propres scénarios. Il serait en revanche proche des hypothèses récentes retenues par le Conseil mondial de l'énergie dans son exercice de prospective paru en novembre 2007. C'est ce prix qui a été entré dans les deux modèles. Le modèle MedPro-POLES, quant à lui, détermine, dans le cadre d'un équilibre offre/demande mondial de pétrole, un prix endogène qui s'est avéré sensiblement inférieur au prix retenu par la Commission. MedPro-POLES a mené des simulations avec ce prix, ce qui a permis de mesurer la sensibilité du modèle au prix des énergies. C'est l'intérêt principal de ces variantes même si, en pratique, les prix du pétrole réagissent à *des signaux géopolitiques aléatoires.*

3.2. Les hypothèses sectorielles

Elles ont été établies *sans supposer de modifications radicales dans les comportements* : elles ne prennent pas en compte les effets d'une attitude individuelle plus résolue en termes de réduction des consommations d'énergie (suppression des gaspillages, réduction de la température nocturne dans les chambres à 16-18°C, réduction de la mobilité individuelle, transferts modaux profonds et durables, etc.). *A contrario*, ne sont pas considérés des effets dits de « rebond » liés à un relâchement ou à la recherche d'amélioration du confort, se traduisant par un retour à la consommation antérieure.

Elles n'intègrent pas non plus les effets d'un développement massif du télétravail (domaine où la France marque un certain retard)[6]. Dans le secteur industriel, elles ne prennent pas en compte les effets que pourraient produire, dans un sens ou dans l'autre, des substitutions massives de matériaux (matériaux composites, aluminium/acier ou plastiques/verre) ou un changement complet de la logistique de transport des marchandises.

Les hypothèses communes ou différenciées (suivant le modèle) utilisées dans **les scénarios de référence** (en noir) **et volontaristes** (en bleu) sont rappelées dans le tableau n° 2. Elles ont été discutées et adoptées par le groupe principalement à partir de travaux des différentes entités administratives concernées (MIES, CGPC, DGEMP, DGUHC[7], etc.).

6 – Le modèle MedPro-POLES, qui met en œuvre des élasticités de long terme dans les niveaux de demande, prend en compte implicitement des modifications probables de comportements, toutefois sans rupture.
7 – MIES : Mission interministérielle à l'effet de serre ; CGPC : Conseil général des ponts et chaussées ; DGEMP : Direction générale de l'énergie et des matières premières ; DGUHC : Direction générale de l'urbanisme, de l'habitat et de la construction.

Tableau n° 2 : Principales hypothèses sectorielles

VALEURS MOYENNES Scénario de référence Scénario volontariste : hypothèses supplémentaires	MedPro-POLES	MARKAL
Transports		
Trafic de passagers	+ 40 % entre 2005 et 2025 Constant entre 2025 et 2050	
Trafic de marchandises*	+ 40 % entre 2005 et 2025 + 20 % entre 2025 et 2050	
Hypothèses techniques	Baisse tendancielle des consommations de véhicules (en moyenne - 50 % à 2050)	
	Part de véhicules hybrides rechargeables et électriques ou hybrides électriques : > 20 % en 2030, 60 % en 2050	Choix des technologies par le modèle dont véhicules hybrides rechargeables et véhicules au gaz naturel (GNV)
Carburants	- Biocarburants génération 1 : 4 Mtep/an - Biocarburants génération 2 : 10 Mtep/an Hypothèses correspondant à une couverture des besoins en carburants de l'ordre de 25 % en 2050	
Résidentiel-tertiaire		
Performances dans le neuf	Baisse des besoins de chauffage : - 0,12 %/an - 0,8 %/an	Réglementation thermique : - 15 % tous les 5 ans
Isolation des bâtiments anciens : part du potentiel réalisé		25 %** 75 % (hypothèse « facteur 2 »)
Taux de renouvellement des bâtiments	50 000/an	50 000/an 100 000/an
Électricité spécifique	+ 0,5 %/an	+ 1,4 %/an
Hypothèse technique : pompes à chaleur		Possibilité de poursuite de la croissance tendancielle de la dernière décennie (7M en 2050)
Industrie		
Croissance de la production	1,5 %/an	2 %/an
Efficacité énergétique	0,3 %/an 0,45 %/an	
Énergie		
Limitation de la production nucléaire	65 GW (dimension du parc actuel + Flamanville 3)	90 GW***
Part d'énergies renouvelables dans le mix électrique	Sorties du modèle****	21 % en 2010
Énergies renouvelables	- Forte croissance de l'éolien et du solaire thermique - Faible croissance du solaire photovoltaïque	Respect des potentiels techniques et économiques : - hydraulique : 28 TWh - chaleur biomasse : 10 Mtep (2005) et 30 Mtep (2050) - éolien terrestre : 5,50 Mtep en 2050

Sources : commission Énergie, Enerdata, ENSMP, DGEMP, CGPC, DGUHC, MIES, EDF

* Part des types de transports dans la consommation de produits pétroliers : 56 % pour les transports de personnes, 44 % pour le transport de marchandises.
** Sur un potentiel d'isolation total de 190 TWh (ou 16 Mtep).
*** Hypothèse à 2050 non validée par rapport à la capacité des sites actuel.
**** 2010 : 18 % (18 %) ; 2020 : 20 % (22 %) ; 2030 : 22 % (26 %) ; 2050 : 34 %.

Partie 5

Le modèle MedPro-POLES nécessite des hypothèses *a priori* sur les technologies qui seront appelées lors de la phase de simulation sur l'horizon prospectif. *A contrario*, les technologies mises en œuvres sur la période de l'exercice sont des sorties du modèle MARKAL choisies selon un critère coût/efficacité.

Les hypothèses portent sur les différents secteurs émetteurs principaux de CO_2.

- À ce titre, **l'agriculture** est peu concernée. Elle est plus une « solution » qu'un « problème ».

- En ce qui concerne **les transports**, il a été supposé, dans les scénarios de référence, que les trafics passagers[8] et marchandises continueraient de croître entre 2005 et 2025 (au total de 40 %, c'est-à-dire plus modérément que ces dernières années) ; dans une hypothèse volontariste, le trafic passagers se stabiliserait sur la période 2025-2050 alors que le trafic marchandises continuerait de croître, mais modérément sur cette période (de + 20 % au total).

Sur le plan des *technologies*, dans les scénarios de référence, la réduction de la consommation des véhicules se poursuit tendanciellement avec la majorité des gains obtenus d'ici à 2030 (environ 30 %). Par ailleurs, avec MedPro-POLES, il a été considéré un scénario électrique volontariste où la part des véhicules électriques (purs ou hybrides rechargeables) atteindrait 20 % en 2030 et 60 % en 2050 pour les transports individuels. Les biocarburants, de première puis de deuxième génération, couvriraient dans le scénario volontariste 25 % des besoins en 2050, l'électricité 25 % (davantage sur le trafic urbain), le solde étant assuré par les hydrocarbures (essence, diesel ou GNV) dans des véhicules économes en énergie (3,4 l/100 km) à partir de 2010, se généralisant à partir de 2020. Dans ce contexte, les verrous technologiques concernent principalement l'amélioration du stockage de l'électricité pour les véhicules (capacité, maintien de la charge et durée du rechargement) et les biocarburants de deuxième génération.

Les hypothèses volontaristes représentent une rupture technologique par rapport à la situation actuelle dans les transports.

- Dans le secteur du **bâtiment** :
  - Pour *les logements neufs*, la réglementation thermique impose une diminution des déperditions thermiques de 15 % par paliers de cinq ans. Le taux moyen annuel de renouvellement est de 50 000 logements dans le scénario de référence et atteint 100 000 logements dans le scénario volontariste.
  - Pour *les logements anciens*, 25 % du parc ancien résiduel à 2050 sont réhabilités thermiquement (75 % dans le scénario volontariste).
  - La croissance de *l'électricité spécifique* reste forte, mais limitée à 1,4 % (MARKAL).
  - *Les évolutions techniques* sont faiblement prises en compte dans le scénario de référence. Dans le scénario volontariste, les hypothèses s'appuient sur une poursuite à un rythme élevé de la pénétration des pompes

8 – La stabilisation constatée récemment des déplacements en voiture particulière pourrait faire considérer cette hypothèse comme pessimiste.

à chaleur (7 millions en 2050), ainsi que sur un développement progressif de la biomasse, du solaire thermique et photovoltaïque. Dans le modèle MedPro-POLES, l'introduction de ces hypothèses se traduit par une baisse des besoins de chauffage de 0,80 % par an dans le scénario volontariste (contre 0,12 % dans le scénario de référence).

- En ce qui concerne **l'industrie**, la croissance de la production d'une dizaine de secteurs a été examinée. L'hypothèse dominante a été de maintenir une bonne croissance tendancielle de la production, en référence au scénario central du BIPE à 2025 (en moyenne de l'ordre de + 2 % par an dans MARKAL, + 1,5 % par an dans MedPro-POLES).

- Dans le secteur de **l'énergie**, il a été estimé que l'ouverture de nombreux sites nucléaires nouveaux était improbable, ce qui a conduit à une première hypothèse d'un plafond de la production d'origine nucléaire au niveau actuel augmenté d'une tranche EPR, soit environ 65 GW. Le modèle MARKAL a envisagé une autre hypothèse de 90 GW d'ici à 2050, reposant notamment sur une augmentation des puissances unitaires sur les sites actuels.

La part d'énergie renouvelable du mix électrique est fixée à 21 % en 2010 dans le modèle MARKAL conformément à l'engagement français (programmation pluriannuelle des investissements). Dans le modèle MedPro-POLES, cette part est une sortie du modèle. On sait que cet objectif à un horizon maintenant très proche sera difficile à tenir.

Le groupe n'a pas souhaité envisager de ruptures importantes : par exemple, augmenter très fortement la capacité nucléaire, s'engager dans le captage et le stockage du CO_2 en grande masse, généraliser des solutions aujourd'hui encore très coûteuses d'énergies renouvelables (solaire photovoltaïque, piles à combustibles, etc.) ou compter sur des solutions encore incertaines (hydrogène produit sans émission de carbone, etc.).

4. Avec les hypothèses utilisées, les différents scénarios étudiés ne conduisent pas à diviser les émissions de gaz carbonique en 2050 par plus de 2,1 à 2,4 (hors CSC) par rapport à celles de 1990

4.1. Les scénarios de référence conduisent à une augmentation des émissions de gaz carbonique en 2030

- **Le modèle MedPro-POLES** s'appuie principalement, en termes de demande, sur un prolongement des tendances observées sur la dernière décennie. En 2030, la consommation finale reste quasi constante sur la base des prix de l'énergie adoptés par la commission Énergie et augmente de 16 % (+ 11 % à 2020) sur la base des prix endogènes du modèle. Par rapport à 1990, les émissions de CO_2 augmentent de 3,5 % en 2020 et diminuent de 7 % en 2030 dans l'hypothèse des prix de la commission (plus 12 % à 2020 et 2030 avec les prix endogènes). Dans ce scénario, la production d'électricité nucléaire est limitée à 490 TWh compatible avec une puissance installée de 65 GW. *L'augmentation des émissions de CO_2 en 2020 est principalement due au recours à la production d'électricité à base d'énergies fossiles (charbon et gaz).* La réduction des émissions de CO_2 en 2030 par rapport à 2020 résulte de l'effet de renouvellement du parc automobile, de la part croissante d'énergies renouvelables (éolien en particulier) et d'une contribution accrue (+ 7 %) du parc nucléaire.

- **Le modèle MARKAL** s'appuie, pour le scénario de référence, sur des hypothèses plus « allantes » en ce qui concerne le secteur du bâtiment : valorisation du quart du potentiel d'isolation dans l'ancien d'ici à 2050 (- 1 TWh par an[9]), rythme d'amélioration actuel de la réglementation thermique dans le neuf (- 15 % tous les cinq ans), modération du taux de croissance de l'électricité spécifique (+ 1,4 % par an au lieu de + 3 % actuellement) grâce aux progrès des équipements (éclairage, électronique).

Dans ces conditions, si la croissance de la demande est encore de 20 % en 2020-2030, les émissions de CO_2 diminuent de 3 % en 2020 par rapport à 1990. Au-delà de 2020, la réduction des émissions de CO_2 est obtenue par un appel supplémentaire au nucléaire et à un développement du recours à la biomasse pour la fourniture de chaleur dans le bâtiment.

Le modèle privilégie un développement fort des usages de l'électricité, elle-même produite par un parc nucléaire supplémentaire. Mais cette forte pénétration de l'électricité est à discuter. Dans le bâtiment, une étude de l'adéquation offre/demande devra être envisagée afin de caractériser au mieux l'impact réel des usages saisonniers sur le mix électrique et les émissions en CO_2. Par ailleurs, le paramétrage des sources d'énergie à fort rendement dans le résidentiel et l'industrie (chauffage gaz, cogénération, etc.) devra être vérifié avant de valider la pertinence d'un report massif des besoins vers les installations centralisées de production d'électricité.

4.2. Les résultats des scénarios volontaristes traduisent l'extrême difficulté pratique de dépasser le « facteur 2,1 à 2,4 », sans changement profond des comportements et sans rupture technologique prévisible à ce jour

- **Le modèle MedPro-POLES** s'inscrit dans la perspective mondiale d'une division par deux des émissions de CO_2 à l'horizon 2050 qui, selon Enerdata, doit se traduire pour la France, compte tenu des spécificités de son système de production d'électricité, par la recherche d'un facteur de réduction de 3,5 à cet horizon.

Le modèle MedPro-POLES atteint cet objectif en faisant le choix d'un recours fort à l'électricité produite par des centrales thermiques au charbon associées à une séquestration à hauteur de 60 $MtCO_2$ par an. Il le fait au détriment des énergies renouvelables (biomasse-chaleur et biocarburants) qui sont jugées moins rentables et dont POLES restreint fortement l'utilisation par rapport aux sorties de MedPro. Par ailleurs, il respecte un plafonnement de la puissance électronucléaire installée à 65 GW. Si le recours à la séquestration à cette échelle en France est jugé irréaliste, notamment pour des raisons d'acceptation sociale, il y aurait lieu d'envisager une alternative qui pourrait s'appuyer sur les éléments suivants :

— suppression ou plafonnement du recours à la séquestration (par exemple 10 à 15 $MtCO_2$ par an) ;

9 – 25 % d'un potentiel d'isolation de 190 TWh couverts d'ici à 2050.

— desserrement de la contrainte nucléaire. La puissance installée à 2050 pourrait être portée à 75 ou 80 GW sans ouverture de sites nouveaux grâce à la croissance de la puissance unitaire des nouvelles centrales ;
— recours plus important aux énergies renouvelables :
  – biomasse-chaleur à hauteur de 20 Mtep (au lieu de 10 Mtep dans le secteur résidentiel-tertiaire) ;
  – développement des biocarburants de deuxième génération pour atteindre 14 Mtep.

Le temps a manqué pour réaliser un nouveau passage sur le modèle de ces hypothèses qui devraient permettre d'atteindre un facteur 3,5 en limitant fortement le recours au charbon et à la séquestration du CO_2. L'analyse des sorties de MedPro-POLES, abstraction faite du recours à la séquestration, donne les résultats suivants :

— réduction de la consommation de 16 % en 2020 et de 38 % en 2050 par rapport à 2006 sur la base des prix commission Énergie. Seulement 9 % et 35 % sur la base des prix endogènes du modèle. Ces résultats traduisent l'effet des fonctions d'élasticité de la demande par rapport aux prix de l'énergie majorés d'une valeur du CO_2, elle-même fonction de l'objectif de réduction recherchée des émissions ;
— réduction de 21 % des émissions de CO_2 en 2020.

Ces résultats pour 2020 sont en ligne avec les objectifs de l'UE en ce qui concerne l'efficacité énergétique et les émissions de CO_2. En revanche, la contribution des énergies renouvelables est limitée à 18,7 % en termes de consommation finale et 9,8 % en termes d'énergie primaire. Ainsi, avec les hypothèses assez volontaristes retenues (actions fortes sur les secteurs de la construction et des transports, maintien de la puissance nucléaire installée, prix élevés de l'énergie), il est possible d'atteindre en 2020 l'objectif de réduction des émissions de CO_2 proposé par la Commission européenne.

- **Dans le modèle MARKAL**, seul un objectif de l'UE sur trois est atteint.

— *Les émissions de CO_2* sont réduites, par rapport au niveau de 1990, de 23 % en 2020 et de 52 % en 2050. Cet objectif de l'Union européenne pour 2020 serait donc atteint.
— *La demande finale en énergie* augmente par rapport à 2006 de plus de 6 % en 2020 et reste au niveau de 2006 en 2050. Les hypothèses sur la demande ne permettraient donc pas d'atteindre la baisse de 14 % proposée par l'UE.
— Enfin, la part *des énergies renouvelables* dans le mix primaire dépasse à peine 10 %, le modèle ne conduisant pas à davantage pour des raisons de coût.

Ces résultats contrastés (faible diminution de la demande, forte réduction des émissions de CO_2) s'expliquent par un recours important à l'électricité supposée d'origine nucléaire. En 2050, l'appel est de 732 TWh, soit une puissance installée de plus de 90 GW.

Dans le bâtiment, la pénétration de l'électricité – combinée avec la pompe à chaleur – est forte au détriment du gaz. En revanche, dans les transports, les véhicules au gaz naturel (GNV) et les biocarburants prennent une part de marché importante à partir de 2030 (un tiers de la consommation à cette date). Mais le développement du GNV à ce niveau demeure incertain.

Partie 5

Le modèle MARKAL calcule un terme qualifié de « coût marginal de la tonne de CO_2 évitée » qui traduit l'effort à fournir pour atteindre la contrainte de réduction des émissions imposée comme objectif[10]. Dans le cas d'une contrainte objectif facteur 2, ce coût marginal de la tonne de CO_2 évitée reste acceptable car il varie de 40 €/t à 450 €/t[11]. En revanche, dans le cas où une contrainte facteur 4 est appliquée aux émissions de CO_2 en 2050, ce coût « dérape » dès 2030 en atteignant une valeur de 1 300 €/t. Il « explose » jusqu'à près de 30 000 €/t en 2050. *Ceci traduit l'impossibilité pour le modèle de déterminer des solutions viables (il a épuisé toutes les technologies à sa disposition pour réduire les émissions) et économiquement compatibles avec l'ensemble des contraintes et hypothèses qui lui ont été imposées.* Il faut toutefois rappeler que le modèle ne prend pas en compte d'élasticité-prix qui réduirait la demande utile.

Cette analyse indique qu'avec les hypothèses utilisées sur les données macro-économiques, sur les technologies retenues et sur les évolutions de la demande – prises en compte comme paramètres (*i.e.* sans élasticité) –**, il sera difficile et très coûteux d'aller au-delà d'une division par deux des émissions de CO_2 à l'horizon 2050.**

5. Un « facteur 2 à 2,5 » à l'horizon 2050 constitue un objectif déjà très ambitieux pour la France

- **Les résultats des modèles au regard des critères européens** sont résumés dans les tableaux n° 3 et n° 4. Les trois objectifs ne sont pas atteints simultanément.

Tableau n° 3 : Comparaison des résultats des scénarios de référence et volontaristes à 2020 avec les objectifs globaux de l'UE

Horizon 2020 Scénarios → ↓ Objectifs de l'UE	MARKAL de référence	MedPro-POLES de référence	MARKAL volontariste Contrainte *« facteur 2 »**	MedPro-POLES volontariste
Émissions de CO_2 : - 20 %/1990	- 3 %	+ 3,5 %	- 23 %	- 21 %
Efficacité énergétique : - 14 %/2005	+ 13 %	+ 1 %	+ 6,6 %	- 16 %
Énergies renouvelables : 20 % du mix primaire		8,1 %	10,4 %	9,8 %

* Le modèle atteint une contrainte « facteur 2 ». Avec les hypothèses retenues, au-delà de ce niveau, l'optimisation ne converge pas sur l'ensemble de la période 2005-2050 ; il n'existe pas de « panier technologique » répondant à la demande utile sous une contrainte trop forte de réduction des émissions.

Source : commission Énergie d'après données Enerdata, ENSMP

10 – Il s'agit d'un « coût marginal de la tonne de CO_2 évitée » **à demande constante** ; la valeur de ce coût est bien entendu plus élevée que la traditionnelle valeur de la tonne de CO_2 évitée (cf. MedPro-POLES). Lorsque les prix de l'énergie augmentent, le consommateur a en effet tendance à réduire sa consommation, alors que le modèle MARKAL ne fait que choisir entre les différentes technologies prises en compte par la simulation.

11 – Les modèles MARKAL et MedPro-POLES n'ont pas différencié la valeur carbone par secteur.

Tableau n° 4 : Comparaison des résultats des scénarios en 2050 avec les critères de l'UE

Horizon 2020 Scénarios → ↓ Points de repères	MARKAL de référence*	MARKAL volontariste	MedPro-POLES volontariste
Émissions de CO_2/1990	+ 2,5 %	- 52 % *(facteur 2,1)*	- 58 % (hors CCS) *(facteur 2,4)* - 74 % *(facteur 3,8 dont 60Mt/an CCS)*
Efficacité énergétique /2006	+ 35 %	0 %	- 38 %
Énergies renouvelables : part du mix primaire		15,4 %	16,2 %

* Il s'agit d'une extrapolation du scénario de référence à 2020.

Source : commission Énergie, d'après données Enerdata, ENSMP

- **Les scénarios de référence indiquent une stabilisation des émissions sur le moyen-long terme, dont la raison principale est vraisemblablement l'effet des normes et réglementations en cours qui améliorent continûment les performances techniques** (consommations unitaires des véhicules, performances thermiques des bâtiments, etc.). Il y a un certain découplage (modèle MARKAL) entre les émissions qui se stabilisent et la consommation énergétique qui augmente de 13 % à 20 % à l'horizon 2020-2030, sans doute pour répondre aux besoins de croissance de l'économie. De la même manière, dans le modèle MedPro-POLES, les émissions baissent alors que la consommation se stabilise.

L'effet d'une variation du prix de l'énergie entre les prix retenus par la commission (variante 1) et les prix endogènes (variante 2) est visible sur les scénarios MedPro-POLES (figure n° 1) : l'augmentation du prix (passage de la variante 2 à la variante 1) conduit à stabiliser la consommation et réduit les émissions. Les émissions varient de + 3,5 % en 2020 et de - 7 % en 2030.

- **Dans les scénarios volontaristes, les deux scénarios MARKAL et MedPro-POLES plafonnent respectivement aux facteurs 2,1 et 2,4 (hors CCS) en 2050 si l'on exclut la possibilité de mise en œuvre de la séquestration en France.**

Les figures n° 1 et n° 2 présentent la consommation finale d'énergie et les émissions de CO_2 pour chaque scénario.

Partie 5

Figure n° 1 : Consommation finale dans les scénarios de référence et volontaristes

Variante 1 : scénario prix commission Énergie : 100-150 $/b en 2015-2030 et 100 $/b en 2030-2050
Variante 2 : scénario prix endogène de l'énergie : 52 $/b en 2020, 65 $/b en 2030

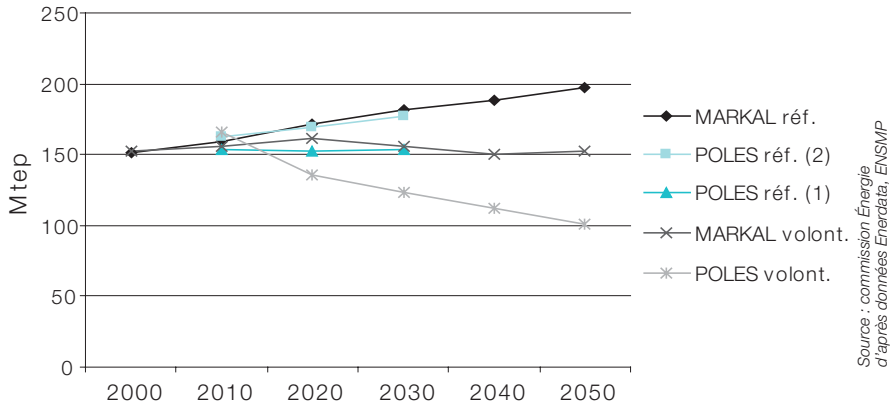
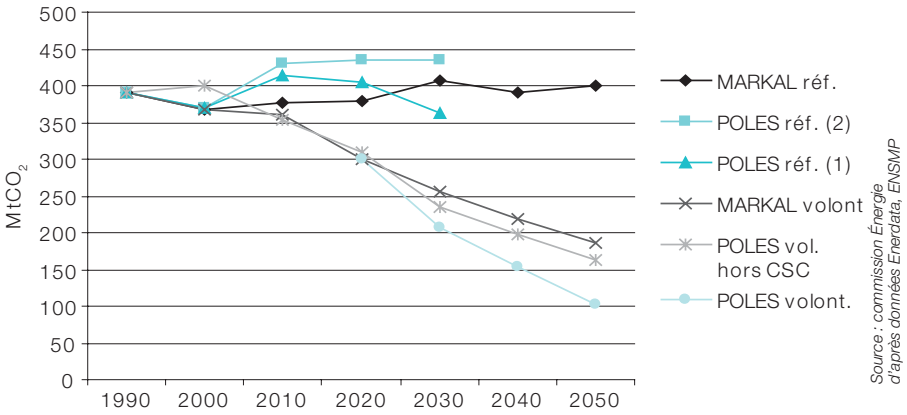


Figure n° 2 : Émissions de CO_2 dans les scénarios de référence et volontaristes



- **Les scénarios volontaristes présentent, à l'horizon 2020, une augmentation de 9 % de la production d'électricité par rapport à la vision « centrale » de RTE**[12]. La production augmente encore de 14 % (MedPro-POLES) et de 30 % (MARKAL) entre 2020 et 2050 (voir tableau n° 5).

12 – Voir également les travaux de la *task force* électricité de la commission Énergie (9 mars 2007). Cf. annexe 5.

Cette observation montre que les modèles accordent une place moindre à différentes solutions décentralisées de production d'énergie ; ils reportent les besoins sur l'électricité et – du fait des contraintes CO_2 appliquées – sur le nucléaire dès lors que sa capacité est moins limitée (MARKAL). Cette source est en effet la plus compétitive pour les moyens de base et n'émet pas de CO_2. Lorsqu'elle est limitée (MedPro-POLES), l'éolien prend une place très importante : 40 000 à 50 000 MW installés, ce qui peut conduire à une impossibilité de gestion du réseau de transport de l'électricité si des centrales à combustibles ne sont pas construites pour pallier les fluctuations propres à la production éolienne.

Afin de pouvoir mieux représenter la diversité des solutions potentielles pour répondre à la demande, les modélisations mériteraient d'être approfondies, en particulier quant au paramétrage de différentes solutions présentant un fort rendement : cogénération, chauffage thermique…

Tableau n° 5 : Comparaison des mix de production d'électricité (en TWh)

	2006	2020			2050	
	RTE	RTE Vision centrale	POLES volont.	MARKAL volont.	POLES volont.	MARKAL volont.
Nucléaire	428,7	431,3	439	549	453	731,6
Hydraulique	60,6*	73,9*	72	70,8	72	72,8
Éolien	2,2	36,7	30	33,2	102***	16,3
Charbon	21,7	10,3	57	0	48	0
Gaz (CCG)	4,9	22,4	55	7,4	56	6,6
Fioul (+ TAC)	3,1	1,1	1	1,8	0	1,8
Thermique décentralisé non EnR**	23,0	23,8	Agrégé avec thermique classique (gaz essentiellement)		Agrégé avec thermique classique (gaz essentiellement)	
Autres EnR, déchets	3,4	11 ,2	13	6,8	27	103,4****
TOTAL	**547,6**	**610,7**	**667**	**669**	**758**	**932,5**

Sources : bilan 2007 RTE pour les deux premières colonnes ; données Enerdata, ENSMP

* Y compris turbinage des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).
** Essentiellement cogénération utilisant le gaz comme combustible.
*** Éolien 81 TWh, photovoltaïque 19 TWh.
**** L'usage orienté par le modèle sur la production centralisée d'électricité à partir de biomasse n'est cependant pas approprié, cette biomasse devant être de préférence valorisée dans un système décentralisé de production d'énergie.

- La commission Énergie a fait le choix de s'appuyer sur deux modèles de logiques différentes pour l'étude de scénarios. Le temps n'a pas permis de rechercher une utilisation combinée des deux modèles. Or il ne serait pas sans intérêt notamment de soumettre les données sorties de MedPro au modèle MARKAL, voire de tenir compte des résultats des fonctions d'élasticité de POLES qui agissent sur la consommation pour effectuer de nouveaux passages sur le modèle MARKAL.

Partie 5

6. Les modèles, même interprétés avec grande prudence, fournissent des tendances susceptibles d'inspirer la politique énergétique française

De cette approche de modélisation et de chiffrage, quelques points forts émergent, même si l'on ne perd pas de vue le caractère discutable des hypothèses retenues et du paramétrage des modèles. Quel que soit le scénario, les émissions de CO_2 du secteur de la production d'électricité restent faibles sur toutes les périodes, comme en 1990 : c'est un atout pour la France, mais un handicap si les programmes de réduction des émissions prennent 1990 comme référence, car, à la différence de la plupart des pays développés, la France ne peut réduire ses émissions de façon significative que dans le résidentiel-tertiaire et les transports.

- **À moyen terme, la prolongation des tendances et mesures existantes ne permet pas de respecter les objectifs globaux européens à l'horizon 2020.**

Les scénarios de référence font apparaître une croissance – au mieux une stabilisation – de la demande d'énergie finale en 2020 et une faible augmentation des émissions de CO_2.

- **Les technologies disponibles ou probables permettraient de réduire de 20 % en 2020 les émissions de CO_2 et de les diviser par 2,1 ou 2,4 (hors CCS) à l'horizon 2050, mais pas davantage.**

Compte tenu des gisements d'économies dans le bâtiment et les transports, les scénarios volontaristes montrent qu'il est possible de réduire de 20 % les émissions de CO_2 à l'horizon 2020, au prix de mesures fortes dont il faudra peser les effets (positifs ou négatifs) sur la compétitivité française. À l'horizon 2050, compte tenu des besoins de croissance, il est apparu difficile d'obtenir mieux qu'un facteur 2, sauf à s'engager dans des ruptures technologiques qui n'ont pas été retenues parce qu'elles ont paru peu probables.

Pour aller au-delà, il faut se préparer à modifier fondamentalement les comportements et l'ensemble de nos processus d'organisation[13] plutôt que se reposer sur la seule perspective de percées ou de ruptures hypothétiques. En particulier :

— **vie quotidienne** : modifications très importantes des comportements individuels et collectifs (déplacements à courtes distances, chauffage des locaux, etc.) ;

— **consommation courante** : proximité des zones d'approvisionnement en produits agricoles ; restrictions d'usage ou rationnement de certains produits énergétiques ;

— **industrie** : mise en œuvre de procédés de production plus économes et moins émetteurs de CO_2, reposant sur des concepts nouveaux, au sein des industries lourdes françaises (sidérurgie, production d'aluminium,

13 – Voie qui paraît préférable pour des gains significatifs à court terme.

cimenteries, etc.) en vue d'éviter des délocalisations ; développement fort du recyclage ;

— **transports** : généralisation des plans de déplacements, limitation de la mobilité, utilisation massive des transports « doux » (marche à pied, bicyclette, etc.) ; reconfiguration des plans d'urbanisme ; promotion des transferts modaux, développement fort du fret ferroviaire, pour aller au-delà de la stabilisation des trafics routiers (déjà retenue au-delà de 2025 dans les hypothèses volontaristes de ce secteur) ;

— **travail et production** : dématérialisation *effective* des supports de la gestion administrative, de la messagerie, de la documentation ; généralisation du télétravail ; remise en cause du « juste à temps » ; recyclage… dans le sens de ce qui est pratiqué beaucoup plus fortement qu'en France dans d'autres pays, mais en allant bien au-delà.

- **Le recours à l'électricité nucléaire est incontournable, malgré la volonté d'équilibre et de diversité entre la production d'électricité centralisée et les sources décentralisées**

Les simulations ont montré que le maintien strict à 2020 de la puissance nucléaire installée et une certaine progression au-delà sont nécessaires.

Les émissions de CO_2 sont incertaines dans le chauffage résidentiel et tertiaire parce que la consommation et l'offre ont été confrontées en valeur annuelle et non saisonnière.

Du fait de l'approche annualisée, comme les deux tiers des besoins de chauffage sont concentrés dans un tiers de l'année, les émissions de CO_2 dues à l'utilisation de moyens centralisés de pointe et semi-pointe sont probablement sous-estimées. Corrélativement, certains usages énergétiques décentralisés à fort rendement parmi les moins polluants sont sous-utilisés alors qu'ils pourraient participer efficacement à la diminution des variations de la demande électrique et à la diminution des émissions de GES.

Le travail sur les modèles demande du temps puisqu'il faut à la fois établir un ou des jeux d'hypothèses, vérifier la pertinence des paramétrages internes au modèle et réaliser des itérations successives. Les délais impartis à la commission Énergie ne permettaient pas d'effectuer la totalité de ce travail, qu'il est donc utile de poursuivre. Une deuxième étape est d'ailleurs engagée pour tenter d'évaluer le coût global des principales mesures figurant dans les hypothèses.

Le groupe de travail a émis le vœu de rester actif et qu'au-delà des travaux réalisés ou en cours, le gouvernement, les administrations et les entreprises les plus concernées puissent constituer un centre de ressources partagées s'appuyant sur les meilleures équipes françaises de modélisation pour poursuivre dans la durée les travaux sur les scénarios énergétiques, sous contrainte environnementale et pour mesurer autant que faire se peut les impacts des différentes mesures possibles en termes de réduction des émissions de GES et de coût pour la collectivité.

Partie 5

Partie 5

Introduction

L'objectif du groupe de travail 5 (Scénarios énergétiques) était de réaliser des approches quantitatives du système énergétique français aux horizons 2020, 2030 et 2050, en appui des réflexions stratégiques engagées par la commission Énergie. Il s'est attaché à examiner en détail où peut mener, aux horizons 2020 et 2030, le simple prolongement des tendances actuelles, compte tenu des mesures déjà adoptées, en termes de demande énergétique et d'émissions de CO_2. Il a recherché, grâce à l'utilisation des meilleures technologies disponibles ou probables, différentes voies pour réduire le plus possible les émissions de CO_2 et a comparé les résultats aux objectifs proposés par la loi POPE à l'horizon 2050 et par l'Union européenne à l'horizon 2020.

Les deux outils de modélisation utilisés, MedPro-POLES (Enerdata) et MARKAL-TIMES (École des Mines de Paris) offrent des principes de modélisation et de résolution différents mais complémentaires. Leur description est donnée dans le chapitre 2 (voir également les annexes 11 et 12). Ces modèles ont permis la simulation de **quatre types de scénarios cohérents** :

— référence MedPro-POLES[14] à 2030,
— référence MARKAL à 2050,
— volontariste MedPro-POLES à 2050,
— volontariste MARKAL à 2050.

Les scénarios sont analysés de façon synthétique (chapitre 3 et 4), afin de comparer leurs principaux résultats avec les objectifs proposés par l'UE (2020) et par la loi POPE (facteur 4 en 2050). Ils sont décrits plus précisément dans les annexes 3 (MARKAL) et 4 (MedPro-POLES).

Le travail sur les hypothèses a permis d'établir une quantification détaillée des données du système énergétique pour la demande et son évolution (chapitre 3, pour les scénarios de référence ; chapitre 4, pour les scénarios volontaristes), d'encadrer l'offre des différentes sources d'énergie dans des limites réalistes et enfin d'assurer la cohérence de ces données sur toute la période considérée.

Sur ces bases, les résultats des simulations apportent une vision prospective cohérente à différentes étapes. Les résultats à l'horizon 2020 permettent de voir si les mesures envisagées sont suffisantes pour atteindre en France les objectifs globaux proposés par l'Union européenne à cette échéance. À l'horizon 2050 sont examinées les perspectives de réduction des émissions de CO_2 en référence à l'objectif facteur 4, en recherchant les voies potentielles d'économies d'énergie ou de réduction des émissions de GES grâce au recours à des énergies primaires à plus faible contenu en CO_2.

14 – Avec deux hypothèses de prix de l'énergie.

Pour l'élaboration des hypothèses, le groupe 5 s'est appuyé sur les travaux des autres groupes de la commission Énergie et sur les exercices de prospective récents menés dans les différents domaines ou secteurs, en particulier ceux réalisés par :

— la DGEMP : scénario tendanciel à 2030 et étude facteur 4 à 2050 ;
— le CEPII : scénarios de long terme de l'économie mondiale (horizons 2020 et 2050) ;
— la Mission interministériel effet de serre (MIES) : scénarios du Plan Climat 2010 et 2020 ;
— le BIPE : projections macro-économiques et sectorielles à l'horizon 2025 ;
— le Conseil général des Ponts et Chaussées (CGPC) : prospective transport à 2050 ;
— le ministère de l'Équipement/DGUHC : évolutions tendancielles à 2030 dans les bâtiments[15].

Les modèles, en produisant des scénarios quantifiés, peuvent donner l'illusion d'une prévision de l'avenir. Mais il faut toujours garder à l'esprit que leurs résultats dépendent des fonctions et des paramétrages internes au modèle, des hypothèses d'entrée, ainsi que d'éventuelles contraintes imposées au modèle. Or tous ces éléments prêtent à discussion. Les résultats ne peuvent donc en aucun cas être assimilés à des prédictions, leur caractère relatif doit être en permanence souligné. En revanche, les modèles permettent une approche quantifiée de situations dotées d'une cohérence en ligne avec celle du modèle. Ils se prêtent également au test d'approximations successives du système énergétique.

15 – Voir l'état de l'art des scénarios énergétiques en annexe 10. Pour chacun des six exercices cités, voir respectivement : chapitre 3, section 1 ; annexe 13 ; chapitre 3, section 2.1 et annexe 7 ; annexe 13 ; annexe 8 ; et enfin annexe 9.

Partie 5

Chapitre 1

Les objectifs de la loi française du 13 juillet 2005 et de l'Union européenne

On rappelle ici les principaux objectifs de la loi d'orientation du 13 juillet 2005 sur l'énergie (loi POPE) et de l'Union européenne. Une brève comparaison de ces objectifs avec ceux des États-Unis et du Royaume-Uni figure également ci-après.

1. Principaux objectifs de la loi d'orientation du 13 juillet 2005

La loi du 13 juillet 2005 fixe les cinq grands objectifs de la politique énergétique française pour les trente ans à venir :

- contribuer à l'indépendance énergétique nationale
- garantir la sécurité d'approvisionnement
- assurer un prix compétitif de l'énergie
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Les principaux objectifs fixés au global et par secteur sont résumés dans le tableau n° 6.

Tableau n° 6 : Principaux objectifs de la loi du 13 juillet 2005

	Objectifs extraits de la loi
Émissions de GES	La lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique qui vise à diminuer de 3 % par an en moyenne les émissions de gaz à effet de serre de la France. En conséquence, l'État élabore un « Plan Climat », actualisé tous les deux ans, présentant l'ensemble des actions nationales mises en œuvre pour lutter contre le changement climatique. Cette lutte devant être conduite par l'ensemble des États, la France soutient en outre la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés.
Intensité énergétique finale	Le premier axe de la politique énergétique est de maîtriser la demande d'énergie afin de porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % dès 2015 et à 2,5 % d'ici à 2030. Un décret en Conseil d'État fixe les conditions d'application de l'article 14 sur les certificats d'économies d'énergie. (Le décret relatif aux obligations d'économies d'énergie fixe un objectif national de 54 milliards de kWh d'économies d'énergie cumulées pour la période du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009. Cet objectif sera réparti entre les différents vendeurs d'énergie au prorata de leurs ventes aux consommateurs finals. Le dispositif a pour but d'inciter les vendeurs d'énergie à vendre aussi des économies d'énergie.)
Énergie	*Énergies renouvelables* Le deuxième axe de la politique énergétique est de diversifier le bouquet énergétique de la France. Cette diversification vise, en particulier, à satisfaire à l'horizon 2010 10 % de nos besoins énergétiques à partir de sources d'énergie renouvelables. Il convient donc d'atteindre l'objectif indicatif d'une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable de 21 % de la consommation intérieure d'électricité totale à l'horizon 2010. Un objectif pour 2020 sera défini d'ici à 2010 en fonction du développement de ces énergies. Les énergies renouvelables thermiques se substituant en très large partie aux énergies fossiles et permettant de réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre, leur développement constitue une priorité essentielle et doit permettre, d'ici à 2010, une augmentation de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable. L'État soutient le développement des biocarburants et encourage l'amélioration de la compétitivité de la filière. À cette fin, l'État crée, notamment par l'agrément de capacités de production nouvelles, les conditions permettant de porter, conformément à nos engagements européens, à 2 % au 31 décembre 2005 et à 5,75 % au 31 décembre 2010 la part des biocarburants et des autres carburants renouvelables dans la teneur énergétique de la quantité totale d'essence et de gazole mise en vente sur le marché national à des fins de transport. *Nucléaire* Maintien de l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant vers 2015 d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel.

Partie 5

	Objectifs extraits de la loi
Énergie *(suite)*	Si, pour les centrales nucléaires actuelles, une durée de vie de quarante ans semble plausible, celle-ci n'est pas garantie et son prolongement éventuel l'est encore moins. Les premières mises à l'arrêt définitif des centrales nucléaires actuelles pourraient donc se produire vers 2020. La durée de vie de chaque centrale sera évaluée au cas par cas et, le moment venu, en tenant compte de ses spécificités de conception, de construction et d'exploitation. Cette durée de vie dépendra donc de l'aptitude des centrales à respecter les exigences de sûreté déterminées, en toute indépendance par rapport aux producteurs, par la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection.
Bâtiments	Pour les bâtiments neufs, l'État abaisse régulièrement les seuils minimaux de performance énergétique globale, avec un objectif d'amélioration de 40 % d'ici à 2020. En outre, il favorise la construction d'une part significative de logements dans lesquels il est produit plus d'énergie qu'il n'en est consommé. Compte tenu d'un taux de renouvellement des bâtiments de 1 % par an, la priorité porte sur l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments anciens afin de diviser par quatre les émissions de dioxyde de carbone avant 2050. Pour ces bâtiments, le niveau d'exigence évolue conjointement à la réglementation thermique pour le neuf. Il est, initialement, en termes d'exigence globale, aussi proche que possible de la réglementation applicable au neuf en 2005. Le ministre chargé de l'Énergie et le ministre chargé du Logement mettent en place un plan « Face-sud » qui assure la promotion et la diffusion des énergies renouvelables dans le bâtiment, pour y renforcer les apports thermiques et électriques naturels. Ce plan assure la mobilisation des moyens nécessaires pour atteindre un objectif d'installation de 200 000 chauffe-eau solaires et de 50 000 toits solaires par an en 2010. Le dépassement du coefficient d'occupation des sols est autorisé, dans la limite de 20 % et dans le respect des autres règles du plan local d'urbanisme, pour les constructions remplissant des critères de performance énergétique ou comportant des équipements de production d'énergie renouvelable.
Transport	Le secteur des transports constituant la principale source de pollution de l'air et d'émissions de gaz à effet de serre, l'État veille à réduire, autant que possible, toutes les émissions polluantes des véhicules et à faire prévaloir une organisation urbaine limitant les déplacements. À cette fin, il favorise notamment : • dans un cadre européen, et sur la base d'accords avec les industriels concernés, une réduction des émissions individuelles moyennes de dioxyde de carbone des automobiles neuves à 120 grammes de dioxyde de carbone émis par kilomètre parcouru à l'horizon 2012 ainsi que la définition d'un objectif de réduction des émissions pour les véhicules utilitaires légers, les poids lourds et les véhicules à deux roues ; • la définition, par les collectivités territoriales compétentes, de politiques d'urbanisme permettant d'éviter un étalement urbain non maîtrisé et facilitant le recours aux transports en commun ;

	Objectifs extraits de la loi
Transport *(suite)*	• l'amélioration du rendement énergétique de la chaîne logistique des entreprises, notamment en matière de transport de marchandises, et l'optimisation des déplacements des salariés entre leur domicile et leur lieu de travail ; • dans un cadre international, la réduction des GES émis par les avions.
Industrie	L'État appuie ici les efforts déjà entrepris pour améliorer l'efficacité énergétique des processus de production mais aussi pour favoriser la diffusion de procédés non émetteurs de gaz à effet de serre, notamment avec le développement d'un système d'échange de quotas d'émissions au sein de l'Union européenne.
Agriculture	Le ministre chargé de l'Énergie et le ministre chargé de l'Agriculture mettent en place un plan « Terre énergie » qui mobilise les moyens nécessaires pour atteindre l'objectif d'une économie d'importations d'au moins 10 millions de tonnes d'équivalent pétrole en 2010 grâce à l'apport de la biomasse pour la production de chaleur et de carburants.

Source : J.O. du 14 juillet 2005

2. Objectifs globaux de l'Union européenne

Le « paquet Énergie » du 10 janvier 2007, *An energy policy for Europe*, fait suite au Livre vert *Une stratégie de l'UE pour une énergie sûre, compétitive et durable* (8 mars 2006). Le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 s'est prononcé sur les différentes mesures comme l'indique le tableau n° 7.

Le « paquet Énergie » rappelle les enjeux de la stratégie européenne de l'énergie :

- **la durabilité** environnementale : 80 % des émissions de GES dans l'UE proviennent de la façon dont l'énergie est produite et consommée ; selon le scénario tendanciel, les émissions augmenteront encore d'ici à 2030 de 5 % au niveau de l'UE et de 55 % au niveau mondial ;
- **la sécurité d'approvisionnement** : la dépendance énergétique extérieure globale de l'UE passerait de 50 % aujourd'hui à 65 % en 2030 ; de 57 % à 84 % pour le gaz ; de 82 % à 93 % pour le pétrole ; la consommation d'électricité augmenterait de 1,5 % par an ;
- **la compétitivité** : avec un baril à 100 $ (dollars 2005) en 2030, la facture énergétique de l'UE sera de 170 milliards d'euros, soit 50 % plus élevée qu'aujourd'hui[16].

Le plan d'action proposé a pour objectif de conduire la transformation de l'Europe vers une économie hautement efficace et peu polluante au plan énergétique. Cette transformation est présentée comme une véritable révolution industrielle accélérant le changement vers une croissance sobre en carbone dans les prochaines décennies. L'enjeu est d'atteindre le résultat escompté en assurant conjointement une meilleure compétitivité de l'économie européenne et en limitant le coût des mesures.

16 – Ou encore une facture équivalant à 350 euros par citoyen européen.

PARTIE 5

Tableau n° 7 : Objectifs proposés par l'UE dans le « paquet Énergie» du 10 janvier 2007 et conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007

(Pour mémoire, en italique : objectifs de l'UE existants)

	Textes	Objectifs
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	« Paquet énergie »	• **Objectif contraignant de 20 % de réduction des GES d'ici à 2020** (base 1990*) • **Effort à répartir entre les États membres** • Extension à - 30 % d'ici à 2020 en cas d'accord international post-2012 (Kyoto) • - 50 % proposés d'ici à 2050 (base 1990) pour tous les pays industrialisés Remarque : cette réduction globale des émissions de GES implique pour l'UE de réduire d'au moins 20 % le volume de CO_2 occasionné par sa consommation d'énergie : d'où une confusion entre objectif de réduction de GES et objectif de réduction de CO_2, accentuée par le fait que l'unité de mesure commune des GES est la t éq. CO_2. Les conclusions du Conseil européen de mars 2007 portent exclusivement sur les GES
Énergies renouvelables	« Paquet énergie »	• **Objectif global de porter à 20 % la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation intérieure brute d'ici 2020** • Objectif souhaité contraignant par la Commission européenne et accepté par les États membres lors du Conseil européen de mars 2007 • Modalités d'application (objectifs sectoriels ou non) et de répartition de l'effort entre États membres *(« burden sharing »)* non définies à ce stade
	Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables, Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires COM(97) 599	• Objectif indicatif de 12 % d'énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute à l'horizon 2010
	Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité	*• Objectif indicatif UE de 21 % en 2010 (part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité)* *• Effort réparti en objectifs indicatifs nationaux différents selon les États membres*

	Textes	Objectifs
Économies d'énergie	« Paquet énergie »	**Réaffirmation de l'objectif du plan d'action pour l'efficacité énergétique annoncé par la Commission européenne en octobre 2006**
	Plan d'action pour l'efficacité énergétique : réaliser le potentiel (octobre 2006)	• **Objectif indicatif de réalisation du potentiel d'économies, estimé à 20 % de la consommation annuelle d'énergie primaire de l'UE par rapport aux projections pour l'année 2020** Remarque : si rien n'est fait, la consommation totale de l'UE atteindra 1 900 Mtep en 2020. L'objectif, grâce à une économie d'énergie de 20 %, est de ramener cette consommation au niveau de 1990, soit environ 1 520 Mtep
	Directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques	• *Objectif indicatif de 9 % (ou plus au niveau national) d'économies d'énergie entre 2006 et 2015 (résultat des économies d'énergie annuelles cumulées et réalisées pendant les neuf années de la période d'application de la directive)*
Transports (biocarburants)	« Paquet énergie »	• **Objectif minimal d'incorporation des biocarburants à hauteur de 10 % de la consommation totale d'essence et de gazole dans les transports en 2020** • Objectif souhaité contraignant par la Commission européenne et accepté par les États membres lors du Conseil européen de mars 2007
	Directive 2003/30/CE visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports	• *Objectifs indicatifs nationaux afin de remplacer des volumes de carburant utilisés dans les transports par des biocarburants sur la base de valeur de référence :* *- 2 % d'ici à 2005* *- 5,75 % d'ici à 2010*

* L'année de base pour le CO_2, le CH_4 et le N_2O est 1990 pour tous les États membres ; pour les gaz fluorés, 12 États membres ont choisi 1995 comme année de base, alors que l'Autriche, la France et l'Italie ont choisi 1990.

Source : Union européenne

Les réflexions et les intentions des États se structurent autour de nouveaux objectifs. Le tableau n° 8 présente ainsi une comparaison entre les objectifs de l'Union européenne et le Plan d'action en faveur de l'environnement des États-Unis.

Partie 5

Tableau n° 8 : Comparaison des objectifs globaux de l'UE et des États-Unis

	Objectifs globaux de l'UE	Objectifs du Plan d'action en faveur de l'environnement (discours sur l'état de l'Union du président des États-Unis, 23/01/07)
Émissions de GES	• 20 % de réduction d'ici à 2020 (base 1990)* • Un objectif pour les négociations internationales de 30 % de réduction des émissions de GES en 2020 et 50 % en 2050 (soit une réduction de 60 % à 80 % pour les pays développés en 2050)	• Réduction de 18 % des émissions d'ici à 2012 (base 2006) • Appuyée par 29 milliards de dollars de R & D, d'assistance et d'incitations dans le domaine énergie-environnement • Décret sur la salubrité de l'air et loi « ciel propre »
Économies d'énergie	• Réduire la consommation d'énergie primaire de 20 % en 2020, soit une économie d'énergie de 13 % par rapport à 2006 (gain de 100 milliards d'euros et 780 $MtCO_2$/an) • Proposition en 2007 d'un accord international sur l'efficacité énergétique	• D'ici à 2017, les économies de carburants et les biocarburants permettraient la réduction annuelle de 10 % des émissions des transports, soit 175 $MtCO_2$ (600 $MtCO_2$ cumulés d'ici 2017)
Énergie	• 20 % d'énergies renouvelables dans le mix primaire en 2020 (7 % aujourd'hui) • 21 % de production d'électricité à partir de renouvelables en 2010	• Promotion des technologies charbon propre : 1,6 milliard de dollars de crédits d'impôts pour aider à compenser le coût des investissements de neuf centrales (10 milliards d'euros) utilisant les techniques de réduction • Cette expérience aboutira à la centrale thermique expérimentale FutureGen en 2012 : 1re centrale de production combinée électricité et hydrogène à très faibles émissions • Projet des techniques de séquestration à grande échelle d'un potentiel de 600 $GtCO_2$ soit environ 200 ans d'émissions du parc thermique des États-Unis

	Objectifs globaux de l'UE	Objectifs du Plan d'action en faveur de l'environnement (discours sur l'état de l'Union du président des États-Unis, 23/01/07)
Énergie *(suite)*	• Mettre en place un mécanisme qui permette la construction et l'exploitation en 2015 de 12 démonstrateurs CCS de grande taille	• Réforme de l'évaluation des réglementations vis-à-vis de l'efficacité, de la pollution et de la sûreté (*New Source Review*, NSR). Dans le secteur de l'électricité, la réforme permettra des investissements immédiats visant l'efficacité et réduira les émissions de CO_2 alors même que les usines investiront environ 50 milliards de dollars au cours des 15 prochaines années pour réduire la pollution et satisfaire aux nouveaux critères d'assainissement de l'atmosphère
Transports	• Minimum d'incorporation de 10 %** de biocarburants dans les carburants pour les transports en 2020 (indicatif de 14 %)	• Stopper la progression des émissions de CO_2 des véhicules d'ici 10 ans • Réduire de 20 % les carburants fossiles d'ici 10 ans ; substitution de 15 % par des biocarburants et 5 % de réduction de la consommation des véhicules (l'objectif de 35 milliards de gallons en 2017 = 5 fois l'ancien objectif de 2012) • Plans de réduction des congestions, d'économie de carburants et des pertes de temps (coût année 2003 des congestions estimé à 63 M$) • R & D : Biofuels Initiative, 179 M$ (2008, + 19 %)
Industrie	• Africa-Europe Energy partnership	• Partenariat Asie-Pacifique sur le développement propre et le climat. Ce partenariat accélère les investissements et crée des marchés pour des technologies, des biens et des services plus propres et plus efficients tout en stimulant la croissance économique durable et en réduisant la pauvreté • Travaux *via* le G8 : « *Gleneagles Plan of action* » • 100 programmes et projets sectoriels dans le cadre de 8 groupes de travail : aluminium, bâtiments et appareils ménagers, ciment, énergie fossile plus propre, mines de charbon, production et distribution d'électricité, production et distribution d'énergies renouvelables et acier

Partie 5

	Objectifs globaux de l'UE	Objectifs du Plan d'action en faveur de l'environnement (discours sur l'état de l'Union du président des États-Unis, 23/01/07)
Industrie *(suite)*		• Coopération avec le secteur privé : engagements de 14 secteurs industriels et de la Business Roundtable, dirigée par plus de 100 sociétés, de tenter de résoudre le problème des émissions de GES, dans le cadre de partenariats avec le ministère de l'Énergie et l'Agence de protection de l'environnement
Technologies	• Plates-formes technologiques • En 2007, un Plan stratégique européen des technologies énergétiques	• R & D : Advance Energy Initiative (2,7 milliards de dollars en 2008, + 26 %/2007, + 53 %/2006) • Partenariats internationaux sur la technologie : fusion, hydrogène, Gen 4, énergies renouvelables, économies d'énergie, CCS, piégeage du méthane

* Répartition des émissions de GES au niveau européen (2004) : énergie 59 % (charbon 30 %), transport 21 %, agriculture 9 %, industrie 8 %, déchets 3 %.
** 1 % en 2005, 5,75 % en 2010.

Source : UE, www.whitehouse.gov

De son côté, le gouvernement britannique a publié le 13 mars 2007 un projet de loi sur le changement climatique qui fixe un objectif de réduction par rapport à 1990 de 60 % des émissions de CO_2 de la Grande-Bretagne en 2050 et un objectif intermédiaire de 26 % à 32 % en 2020. Pour le moyen terme, cette initiative va donc au-delà de l'objectif de - 20 % en 2020 (base 1990) proposé par l'UE dans le « paquet Énergie » du 10 janvier 2007. Pour le long terme, la réduction de 60 % équivaut à un facteur 2,5. Les résultats seront rapportés annuellement devant le Parlement et le plan de quotas de réduction sera révisé tous les cinq ans. Des pouvoirs supplémentaires sont donnés au gouvernement pour engager plus facilement de nouvelles politiques.

Le projet britannique exprime la volonté du pays d'engager résolument la transition vers une économie faiblement carbonée, sans aller toutefois jusqu'au facteur 4. Les différents secteurs de la société seront sollicités, ce qui implique des économies d'énergie, des investissements dans les technologies propres et la modification substantielle des modes de consommation. Mais cela devra se faire tout en maintenant le niveau de vie. Ce projet de loi devrait être déposé au Parlement à l'automne 2007.

Chapitre 2

Les modèles utilisés et leurs limites

5

1. Deux modèles existants ont été mis en œuvre

Le groupe de travail a eu recours à deux modèles déjà utilisés par diverses instances pour ce type d'exercice : le modèle MARKAL-TIMES France, créé et mis en œuvre par l'École nationale supérieure des Mines de Paris, et la combinaison des modèles MedPro et POLES mise au point par Enerdata (voir également l'annexe 12 pour plus de détails).

- **Le modèle MARKAL** optimise, sur un horizon de plusieurs décennies, un coût actualisé d'une représentation technico-économique fine du système énergétique français (demande et offre) : il inclut les substitutions de technologies en fonction de leur compétitivité relative et tient compte de différentes contraintes comme le potentiel maximal d'une ressource ou le rythme de pénétration d'une technologie, ainsi que la recherche d'une réduction des émissions de CO_2. Dans l'exercice considéré, le modèle n'a pas utilisé de fonctions d'élasticité de la demande par rapport aux prix, cet effet étant supposé pris en compte dans le corps d'hypothèses retenues pour la représentation de la demande.

- **Le modèle MedPro** est un modèle technico-économique de simulation de la demande énergétique finale à long terme fondée sur une représentation détaillée de la consommation par secteurs, par usages et par types d'énergie.

À partir de ces éléments pour la France, **le modèle POLES** peut effectuer une simulation du système énergétique mondial, à divers horizons, jusqu'en 2050. C'est un modèle d'équilibre offre/demande à « simulation récursive ». À partir d'un point initial, puis d'année en année, le modèle effectue des ajustements progressifs des variables d'offre et de demande, d'une part, et de prix, d'autre part – y compris pour le pétrole –, en jouant sur les élasticités des différentes demandes par rapport à un prix de l'énergie – lui-même fonction de la demande.

Partie 5

La prise en compte des objectifs de réduction des gaz à effet de serre s'effectue par l'introduction d'une valeur du carbone qui s'ajoute au prix de l'énergie. Dans les bilans de l'énergie et des émissions de CO_2, cette valeur carbone affecte :

— la demande par le jeu des fonctions élasticité-prix ;

— les choix techniques (technologies « très basses émissions » ou TBE, mix électrique, etc.).

2. L'utilisation de ces modèles se heurte à certaines limites

Ces deux approches permettent, théoriquement, une modélisation globale de l'offre et de la demande d'énergie en France. Cependant, certaines limites ont été mises en évidence, qu'il serait nécessaire d'approfondir.

• Se pose, en particulier, la question de *la modélisation des usages saisonniers de l'électricité* et de l'optimisation technico-économique du mix de production qui en résulte. Ne prenant pas en compte le caractère aléatoire de l'équilibre offre/demande, en particulier du fait des usages climatiques, certains résultats des simulations sous-estiment le recours aux moyens centralisés de production thermique à flamme, nécessaires pour ajuster à tout instant l'offre à la demande d'électricité, afin d'éviter tout déséquilibre physique. La représentation dans les modèles (déterministe et avec une vision simplifiée de la courbe de charge) ne fait pas suffisamment apparaître le caractère indispensable de cette variable d'ajustement que constitue la production d'électricité à partir d'énergies fossiles en France.

• *La représentation des sources d'énergie décentralisées* (énergies renouvelables, cogénération, chauffage par les moyens thermiques, etc.) n'est pas assez précise, en particulier pour celles qui présentent un très bon rendement énergétique global. Cette imprécision des modèles, qui pourrait être réduite, a ainsi conduit à un report excessif des besoins énergétiques vers les solutions centralisées, en particulier vers l'électricité nucléaire, rapidement sélectionnée dans les critères de choix pour son coût de production relativement bas et l'absence d'émissions de CO_2. Il serait donc nécessaire de considérer davantage deux variables importantes que sont le niveau de la capacité d'ajustement du système et la diversité des sources à mettre en œuvre, en équilibrant les apports potentiels avec une vue prospective :

— recours aux énergies fossiles les moins polluantes ;

— contribution des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, biomasse) ;

— maîtrise de la demande par rapport aux consommations contribuant à la pointe ;

— gestion optimale de la charge (effacement, etc.).

- Lorsqu'un modèle utilise *des élasticités*, il prend des chiffres qui sont généralement contestables, faute de pouvoir mesurer ces données autrement qu'en moyenne sur plusieurs années passées. Ainsi, il ne tient pas compte des variations de nombreux paramètres, et naturellement de l'évolution possible des élasticités dans le futur.

- La complexité du système énergétique est insuffisamment prise en compte par toute la modélisation. Parmi les limites des exercices auxquels le groupe 5 s'est livré, on peut relever les points suivants :
  - l'impact des *variations climatiques* sur les émissions de CO_2 : les émissions ne sont pas linéaires en fonction des températures : en période de froid, on utilise davantage les centrales thermiques à flamme, et les émissions sont plus importantes. Les émissions à climat moyen (modèles MARKAL et POLES) sont donc différentes des émissions moyennes sur plusieurs années[17] ;
  - la prise en compte des *importations/exportations* : les modélisations appliquent les règles du système européen d'allocation des quotas de CO_2 (les exportations sont comptabilisées dans les émissions nationales et les importations non comptabilisées).

17 – Ce qui explique que le bilan historique fait par EDF et l'ADEME sur les émissions de CO_2 du chauffage électrique repose sur une moyenne entre 1998 et 2003.

Partie 5

Chapitre 3

Un scénario de référence s'appuyant sur les mesures déjà connues

1. Cadrage macro-économique : comparaison avec le scénario à 2030 de la DGEMP de 2004

Les hypothèses macro-économiques (communes aux scénarios de référence et volontaristes) sont présentées dans le tableau n° 9, en comparaison avec le dernier exercice de prospective énergétique tendanciel pour la France réalisé par la DGEMP en 2004. Les hypothèses de croissance économique retenues[18] sont conformes à celles de l'étude scénario de long terme de l'économie mondiale (CEPII 2006) et très proches de celles du scénario énergétique WETO-H2 réalisé par le laboratoire du LEPII (CNRS Grenoble) pour la Commission européenne.

Les hypothèses démographiques sont conformes à celles de l'INSEE.

La commission Énergie adopte un scénario de prix du pétrole en hausse d'ici à 2050. Ce prix est supérieur d'environ un facteur 2, au prix retenu dans les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie (AIE[19]). En revanche, il serait proche des hypothèses récentes retenues par le Conseil mondial de l'énergie (CME) dans son exercice de prospective énergétique mondial à paraître en novembre 2007. On peut noter que la valeur haute de la fourchette retenue jusqu'à 2015 (80 $/b) vient d'être atteinte sur le marché du pétrole.

18 – Voir annexe 13.
19 – L'AIE définit à 2030 un prix du pétrole proche du prix actuel.

Le modèle MedPro-POLES, dans la recherche d'un équilibre mondial entre la demande et l'offre de pétrole, génère un prix dit « endogène ». Dans les scénarios étudiés, ce prix est d'environ 50 $/b à 2020 et 65 $/b au-delà, donc sensiblement inférieur aux prix envisagés par la commission Énergie. La prise en compte successive dans le modèle de ces deux niveaux de prix a permis de mesurer la sensibilité des résultats au prix de l'énergie.

Tableau n° 9 : Principales hypothèses macro-économiques

	Scénarios 2030 DGEMP (2004)	Hypothèses des scénarios		
Croissance économique	+ 2,3 %/an	+ 2,1 %/an jusqu'en 2015 + 1,8 %/an pour 2015-2030 + 1,6 %/an pour 2030-2050		
Démographie	64 millions d'habitants	67 M hbts en 2030, 70 M hbts en 2050		
Prix des énergies fossiles		**2015**	**2015-2030**	**2030-2050**
	• Pétrole : 30 $/b	***Pétrole*** *($ 2005)**		
		50-80 $/b	100-50 $/b	100 $/b
	• Gaz naturel : 4 $/Mbtu	***Gaz naturel***		
		8 $/Mbtu	11 $/Mbtu	15 $/Mbtu
	• Charbon : 40 à 50 $/t	***Charbon***		
		60 $/t	90 $/t	120 $/t

* Voir l'argumentation correspondante sur les prix des énergies dans le rapport du groupe 2 *(Perspectives de l'offre et de la demande mondiales).*

Sources : commission Énergie, INSEE, DGEMP

2. Hypothèses sectorielles

2.1. Rappel des mesures du Plan Climat 2004-2012

En ratifiant le protocole de Kyoto[20], l'Europe (UE-15), s'est engagée à réduire de 8 % ses émissions de GES en 2012 par rapport à 1990 (4 200 MteCO_2). Pour la France, il s'agit d'une stabilisation à 568 MteCO_2 en 2012. L'annexe 6 montre les performances des pays européens vis-à-vis de l'objectif de Kyoto. Au global, l'Europe doit renforcer les mesures existantes pour atteindre les objectifs fixés par le protocole pour 2012. La France fait partie des huit pays de l'UE-15 qui devraient réussir à améliorer leurs émissions par rapport à 1990.

En juillet 2004, le gouvernement français a lancé le Plan Climat 2004-2012 définissant des actions nationales de prévention du changement climatique avec cet objectif. Ce Plan s'adresse à tous les secteurs mais en tenant compte de l'évolution tendancielle de chacun. Ainsi, les secteurs agriculture, industrie et énergie doivent baisser leurs émissions pour compenser la croissance dans les transports et le résidentiel-tertiaire.

20 – Le protocole de Kyoto : un engagement de limitation des émissions des pays de l'annexe B, pour parvenir en moyenne annuelle sur la période 2008-2012 à une réduction globale de 5,2 % par rapport au niveau de 1990.

Partie 5

L'objectif étant fixé à 2012, le Plan Climat met la priorité sur les mesures qui produisent des résultats avant cette date[21]. Les prévisions des émissions françaises de GES sont actualisées régulièrement par la Mission interministérielle de l'effet de serre (MIES). Elles prennent en compte les mesures de réduction mises en œuvre dans le cadre du Plan Climat. En parallèle, un inventaire annuel des émissions réelles est produit chaque année par le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) selon des méthodologies validées par le secrétariat de la Convention Climat des Nations unies. Dans le rapport, les résultats sont comparés à ceux de 1990 et de 2006 établis par ces organismes pour la France.

Le bilan 2006 des émissions par secteur depuis 1990 est donné dans le tableau n° 10. Le bilan du passé estime l'impact positif, en termes de réductions annuelles du Plan Climat actuellement engagé, et des mesures du gouvernement décidées depuis, à 33 MteCO_2 de réductions annuelles[22].

Tableau n° 10 : Bilan 2005 des émissions équivalent CO_2 et CO_2 par secteur entre 1990 et 2005

	Émissions			Écart 1990/2006
Secteurs	1990 (MteCO_2)	2006 (MteCO_2)	2006 Part du CO_2 (Mt)	
Résidentiel-tertiaire	89	102	93	+ 15 %
Énergie	79	71	67	- 10 %
Transport	121	147	139	+ 21 %
Industrie	142	114	102	- 19 %
Agriculture Sylviculture Déchets	134	119	11	+ 11 %
TOTAL	565	553	412	- 2,1 %

Source : Plan Climat 2004-2012, MIES, CITEPA, 2007

21 – Chaque année est comptabilisée de manière irréversible.
22 – Source : actualisation 2006 du Plan Climat 2004-2012 (MIES).

Les mesures supplémentaires (2006) du Plan Climat ont pour ambition de permettre un gain supplémentaire de 6 à 8 MteCO_2/an. Les principales touchent tous les secteurs :

— **transport** (- 10 MteCO_2) : renforcement du cadre de soutien au développement des biocarburants (défiscalisation, taxe générale sur les activités polluantes), éco-conduite, modulation CO_2 du certificat d'immatriculation ;

— **bâtiment** (- 3,4 MteCO_2) : RT[23] 2005 et suivantes, application de la directive efficacité énergétique des bâtiments, programme de rénovation ANRU ; renforcement du crédit d'impôt aux particuliers et mise en place des certificats d'économies d'énergie ;

— **énergie** (- 11 MteCO_2) : baisse de la demande électrique *via* la mise en place des certificats d'économies d'énergie et des réglementations du bâtiment, soutien au développement des énergies renouvelables par le tarif d'achat et les appels d'offres du Plan pluriannuel d'investissement (PPI) ;

— **industrie** (- 7,8 MteCO_2) : effort induit par l'application du Plan national d'allocation des quotas (PNAQ), baisse des émissions de gaz fluorés par l'application des directives européennes recyclage, l'extension de la réglementation aux installations de HFC et la directive européenne sur les gaz fluorés ;

— **agriculture** (- 1,4MteCO_2) : campagne de réglage des engins agricoles, soutien à la capture de biogaz.

— **déchets** : Plan déchets.

L'annexe 7 résume les principales mesures et les chiffres du Plan Climat ainsi que les projections correspondantes des émissions à 2010 et 2020. **Le scénario le plus volontariste (incluant les mesures supplémentaires de 2006) conduit à - 11 % de réduction des émissions en 2020 par rapport à 1990.**

2.2. Hypothèses sectorielles

Les hypothèses utilisées par les modèles sont rappelées dans le tableau n° 11. Elles ont été établies principalement à partir des travaux des différents ministères, membres du groupe de travail : DGEMP, CGPC, DGUHC, MIES et des représentants du groupe ou de la commission.

23 – Réglementation thermique 2005.

PARTIE 5

Tableau n° 11 : Principales hypothèses sectorielles des scénarios de référence

Valeurs moyennes	MedPro-POLES	MARKAL
Transports		
Trafic de passagers	+ 40 % entre 2005 et 2025	
Trafic de marchandises*	+ 40 % entre 2005 et 2025	
Hypothèses techniques	Baisse tendancielle des consommations de véhicules (en moyenne - 50 % à horizon 2050)	
Carburants	- Biocarburants génération 1 : 4 Mtep/an	
Résidentiel-tertiaire		
Performances dans le neuf	Baisse des besoins de chauffage : - 0,12 %/an scénario tendanciel	Réglementation thermique : - 15 % tous les 5 ans
Isolation des bâtiments anciens : part du potentiel réalisé		25 %**
Taux de renouvellement des bâtiments	50 000/an	50 000/an
Électricité spécifique	+ 0,5 %/an	+ 1,4 %/an
Hypothèse technique : pompes à chaleur		Possibilité de poursuite de la croissance tendancielle de la dernière décennie (7M en 2050)
Industrie		
Croissance de la production	1,5 %/an	2 %/an
Efficacité énergétique	0,3 %/an	
Énergie		
Limitation de la production nucléaire	65 GW (dimension du parc actuel + Flamanville 3)	90 GW***
Énergies renouvelables		Respect des potentiels techniques et économiques : - hydraulique : 28 TWh - chaleur biomasse : 10 Mtep (2005) et 30 Mtep (2050) - éolien terrestre : 5,50 Mtep en 2050

Sources : commission Énergie, Enerdata, ENSMP, DGEMP, CGPC, DGUHC, MIES, EDF

* Part des types de transports dans la consommation de produits pétroliers : 56 % pour les transports de personnes, 44 % pour le transport de marchandises.
** Sur un potentiel d'isolation total de 190 TWh (ou 16 Mtep).
*** Hypothèse à 2050 non validée par rapport à la capacité des sites actuels.

3. Résultats des scénarios de référence

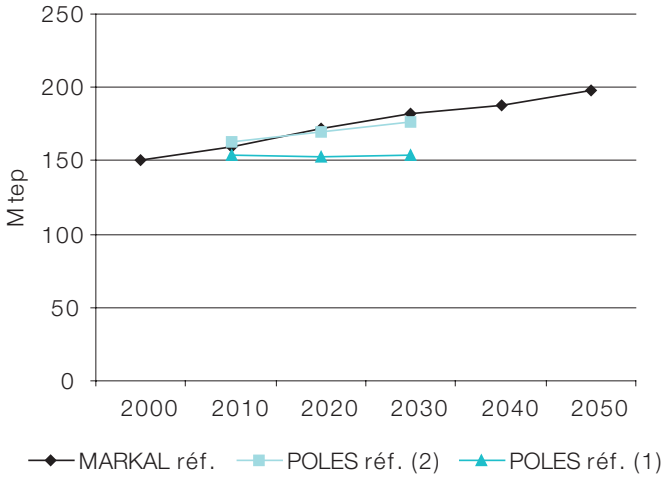
3.1. Consommation finale d'énergie et émissions de CO_2

Les résultats des consommations et des émissions de CO_2, présentés sur les figures n° 3 et n° 4, montrent que les scénarios de référence paraissent inacceptables au regard des objectifs nationaux et européens concernant la réduction de la consommation et des émissions de CO_2. Les scénarios de référence indiquent une stabilisation au niveau actuel des émissions sur le moyen/long terme, dont la raison principale est vraisemblablement l'effet des normes et réglementations en cours qui améliorent continûment les performances techniques (consommations unitaires des véhicules, performances thermiques des bâtiments, etc.).

Il y a toutefois un certain découplage (modèle MARKAL) entre les émissions qui se stabilisent et la consommation énergétique qui augmente de 13 % à 20 % à l'horizon 2020-2030, pour répondre aux besoins de croissance de l'économie. De la même manière, dans le modèle MedPro-POLES, les émissions baissent alors que la consommation se stabilise. L'effet d'une variation du prix de l'énergie entre les prix retenus par la commission Énergie (variante 1) et les prix endogènes (variante 2) est visible sur les scénarios MedPro-POLES : l'augmentation du prix (passage de la variante 2 à la variante 1) conduit à stabiliser la consommation et réduit les émissions; les émissions varient de + 3,5 % en 2020 et de - 7 % en 2030.

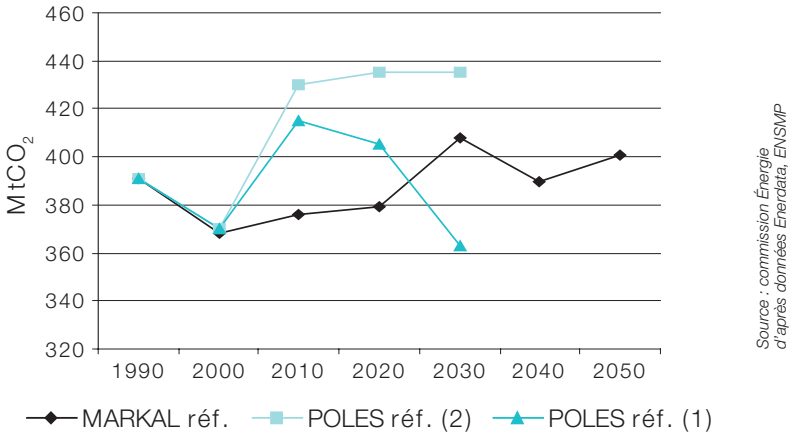
Figure n° 3 : Consommation finale dans les scénarios de référence

Variante 1 : scénario prix commission Énergie : 100-150 $/b en 2015-2030 et 100 $/b en 2030-2050
Variante 2 : scénario prix endogène de l'énergie : 52 $/b en 2020, 65 $/b en 2030



Source : commission Énergie d'après données Enerdata, ENSMP

Figure n° 4 : Émissions de CO_2 dans les scénarios de référence



- ***Le modèle MARKAL*** s'appuie sur des hypothèses plus volontaristes en ce qui concerne le secteur du bâtiment : effort d'isolation significatif du bâti dans l'ancien (- 1 TWh par an[24]), amélioration de la réglementation thermique dans le neuf (- 15 % tous les cinq ans), modération du taux de croissance de l'électricité spécifique (+ 1,4 % par an au lieu de + 3 % actuellement) grâce aux progrès des équipements (éclairage, électronique).

Dans ces conditions, si la croissance de la demande reste de 20 % en 2020-2030, les émissions de CO_2 diminuent de 3 % en 2020 par rapport à 1990, résultat cependant loin de l'objectif global de baisse de 20 % proposé par l'UE à cet horizon. Au-delà de 2020, la réduction des émissions de CO_2 est obtenue par un appel supplémentaire au nucléaire et à un développement du recours à la biomasse pour la fourniture de chaleur dans le bâtiment.

Le modèle privilégie un développement fort des usages de l'électricité, elle-même produite par un parc nucléaire supplémentaire. Mais cette forte pénétration de l'électricité est à discuter. Dans le bâtiment, une étude de l'adéquation offre/demande devra être envisagée afin de caractériser au mieux l'impact réel des usages saisonniers sur le mix électrique et les émissions en CO_2. Par ailleurs, le paramétrage des sources d'énergie à fort rendement dans le résidentiel et l'industrie (chauffage gaz, cogénération, etc.) devrait être approfondi pour véritablement pouvoir valider la pertinence d'un report massif des besoins vers les installations centralisées de production d'électricité.

- ***Le modèle MedPro-POLES*** s'appuie principalement, en termes de demande, sur un prolongement des tendances observées sur la dernière décennie.

En 2030, la consommation finale reste quasi constante sur la base des prix adoptés par la commission Énergie et augmente de 16 % (+ 11 % à 2020) sur

24 – 25 % d'un potentiel d'isolation de 190 TWh couverts d'ici à 2050.

la base des prix endogènes de l'énergie. Par rapport à 1990, les émissions de CO_2 augmentent de 3,5 % en 2020 et diminuent de 7 % en 2030 dans l'hypothèse de prix de la commission Énergie (elles progressent de 12 % à 2020 et 2030 avec les prix endogènes). Dans ce scénario, la production d'électricité nucléaire est limitée à 490 TWh, compatible avec une puissance installée de 65 GW.

L'augmentation des émissions de CO_2 en 2020 est principalement due au recours à la production d'électricité à base d'énergies fossiles (charbon et gaz). La réduction des émissions de CO_2 en 2030 par rapport à 2020 résulte de l'effet de renouvellement du parc automobile, de la part croissante d'énergies renouvelables (éolien en particulier) et d'une contribution accrue (+ 7 %) du parc nucléaire.

3.2. Consommations finales par secteur

Remarque : les chiffres obtenus par MARKAL sont indiqués en noir, ceux donnés par MedPro-POLES[25] en bleu.

Les deux modèles montrent une bonne convergence des résultats de consommation finale et sont cohérents avec le bilan 2006 (tableau n° 12). On indique à titre de comparaison la part du transport international en forte augmentation sur l'horizon.

Tableau n° 12 : Consommations finales, scénarios de référence (en Mtep)

	2006*	2010	2020
Industrie	37,4	40 — 40	45 (+ 20 %) — 41 (9 %)
Résidentiel-tertiaire	70,6	71 — 76	74 (+ 4,8 %) — 78 (10,5 %)
Agriculture	2,9	4 — 3	4,0 (+ 38 %)
Transports	41,6	45 — 43	50 (+ 20 %) — 47 (13 %)
TOTAL	152,4	160 — 162	172 (+ 13 %) — 169 (+ 11 %)
Transport international	9,3	9	12

* *Bilan énergétique 2006 de la France*, DGEMP, Observatoire de l'énergie, 5 avril 2007.

Source : commission Énergie d'après données Enerdata, ENSMP

Les résultats détaillés des modèles sont donnés dans les annexes 3 et 4. On retient par secteur les principaux éléments suivants :

- ***Résidentiel-tertiaire.*** Dans ce secteur, MARKAL suit les orientations de la loi 2005 et du Plan Climat caractérisées par un certain volontarisme dans l'amélioration des performances des bâtis neufs (rythme de RT à - 15 %/5 ans) et existants (traduit ici par un objectif de 25 % du potentiel d'isolation réalisé d'ici à 2050). Il en résulte une baisse des besoins d'énergie et des émissions. En revanche, le modèle MedPro-POLES s'appuie sur un prolongement du rythme de consommation tendanciel des dernières années. La consommation supérieure (11 % contre 5 %) fait appel à des énergies fossiles.

- ***Énergie.*** La consommation d'électricité s'établit en 2020 à 630 TWh (709 TWh), en augmentation de 19 % (34 %) par rapport à 2006, projections supérieures à celle de RTE[26] (610 TWh). Le mix est très différent selon les modèles, plus de nucléaire pour MARKAL à 483 TWh (438 TWh) dont le modèle traduit un

25 – Obtenus ici avec les prix endogènes du modèle.
26 – Bilan RTE 2007, vision centrale.

paramétrage coût/efficacité meilleur pour cette technologie. MedPro-POLES recourt davantage aux énergies fossiles gaz et charbon représentant 157 TWh (49 TWh), du fait de l'hypothèse limitant le développement du nucléaire.

- ***Transport.*** Dans ce secteur, la consommation augmente de 38 % en 2020 (19 %). Les deux modèles présentent des parcs très différents à 2020 : MARKAL rétablit l'équilibre entre le diesel et l'essence (20-20 Mtep) ; MedPro-POLES poursuit l'écart entre les deux carburants (30-10 Mtep).

3.3. Émissions de Co_2 par secteur

Le modèle MARKAL

Tableau n° 13 : Émissions de CO_2, scénario de référence MARKAL, comparées avec la base 2006 (MIES)

en $MtCO_2$

	MIES (Citepa) 2006	MARKAL 2010 Référence	MARKAL 2020 Référence	MARKAL 2030 Référence	MARKAL 2050 Référence
Transport	**139**	134	138	141	150
Résidentiel-tertiaire	**93**	94	90	91	65
Industrie	**102**	82	86	89	95
Agriculture-sylviculture	**9**	10	11	12	14
Électricité	**46***	39**	38	59	61
Raffinerie et préparation coke	**21**	17	16	16	16
Déchets	**2**	0	0	0	0
TOTAL	**412**	376 (- 8,7 %)	379 (- 8 %)	408 (- 1 %)	401 (- 2,7 %)

* Production d'électricité et chauffage urbain.
** Électricité et chaleur.

Source : commission Énergie d'après données Enerdata, MIES

En 2020, le scénario de référence conduit à une réduction des émissions de 8 % par rapport à 2006 (tableau n° 13), soit environ la moitié de l'objectif de - 20 % proposé par l'UE à cette date.

Sur le long terme, seul **le résidentiel-tertiaire** réduit ses émissions sous l'effet de la réglementation thermique dans le neuf et d'un effort d'isolation dans l'ancien. Dans **les transports**, les hypothèses proposées par le groupe correspondent à des flux en augmentation en 2025 de 35 % à 40 % par rapport à 2002 et quasi constants entre 2025 et 2050. Les émissions observées sont quasi stables par rapport à 2006, compte tenu de l'amélioration de la performance des véhicules et l'introduction de biocarburants (6,2 Mtep en 2020 soit 12,5 % de la consommation et 8,5 Mtep en 2050 soit 14,5 %).

L'écart 2006-2010 pour **l'industrie** correspond à un périmètre de mesures différent. Pour le long terme, deux phénomènes s'opposent :

— un taux de croissance moyen de la production des différentes branches d'environ 2 % (scénario central du BIP à 2025) ;

— l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur selon le progrès technique (- 1,3 % sur les dix dernières années) et l'évolution structurelle (- 1 % par an sur les dix dernières années).

La modélisation est tendanciellement pessimiste sur le deuxième point.

Pour **le secteur énergie**, la croissance de la consommation, en particulier l'électricité spécifique, contribue à l'augmentation des émissions, le nucléaire n'étant pas sollicité au-delà de l'EPR de Flamanville.

Le modèle MedPro-POLES

Le scénario de référence montre une augmentation de 10 % des émissions en 2020 par rapport à 2006. Le tableau n° 14 donne la répartition par secteur.

L'augmentation est largement due au secteur de **l'énergie** dont la production d'électricité à base de fossiles, gaz et charbon, augmente fortement. Dans **les transports**, L'accroissement de la performance des véhicules (- 0,2 % à - 0,6 % par an) conduit à une baisse des émissions malgré un trafic en hausse de 40 % d'ici à 2025. Le modèle montre les valeurs des émissions de l'aérien en forte augmentation sur la période (les résultats de MARKAL donnent la même tendance). Les émissions de **l'industrie** stagnent dans un scénario d'entrée caractérisé par une croissance modeste de la production et une faible amélioration de l'efficacité énergétique.

Tableau n° 14 : Émissions de CO_2, référence à 2050 MedPro-POLES, comparées avec la base 2006 (MIES)

en $MtCO_2$

	MIES (Citepa) 2006	MedPro-POLES 2010 Référence	MedPro-POLES 2020 Référence	MedPro-POLES 2030 Référence
Transport*	139	131	126	112
- dont aérien		*26*	*39*	*57*
Résidentiel-tertiaire	93	102	106	102
Industrie	102	74	72	73
Agriculture-sylviculture	9	15	15	15
Électricité	46**	108***	136	113
Raffinerie et préparation coke	21			
Déchets	2	0	0	0
TOTAL (hors aérien)	412	430 (4,2 %)	455 (+ 10,4 %)	415 (+ 1 %)

* Hors carburéacteurs, soutes et matières premières.
** Production d'électricité et chauffage urbain.
*** Électricité et chaleur.

Source : commission Énergie d'après données Enerdata, MIES

Partie 5

Chapitre 4
Scénarios volontaristes

1. Approche sectorielle

La détermination d'hypothèses sectorielles volontaristes nécessite de bien appréhender les possibilités de réduction de la demande et des émissions de CO_2 par l'analyse des gisements potentiels dans les différents secteurs.

1.1. Exemples de gisements dans les processus urbains

Tableau n° 15 : Processus d'organisation relatifs aux villes

Domaine d'action	Levier	Potentiel	Politique
Villes nouvelles et quartiers nouveaux	Éco-conception globale	Les réalisations dans le domaine (cf. Dongtan, Fribourg, Beddington, etc.) montrent des potentiels d'économies d'énergie et de réduction des émissions de CO_2 de 30 % à 70 %	Politique de développement d'une nouvelle ingénierie urbaine
Villes existantes	Optimisation des processus d'organisation (renforcement des objectifs) : PDU, marchandises, déchets, économies d'énergies, transports propres, etc.	Potentiel de 20 % à 30 %	Politique de plans de progrès et d'évaluation régulière (3 ans) au niveau régional et communal
Modes de vie	Télétravail, usage des TIC, etc.	Télétravail : < 5 %	Politique de rattrapage du niveau de pratique des pays les plus avancés

Source : commission Énergie

Tableau n° 16 : Exemples d'éco-villes et d'éco-quartiers

Dongtan 2010 première ville écologique du monde (Chine)	Dongtan comptera entre 50 000 et 80 000 habitants en 2010 (première phase, 630 ha), 500 000 en 2050. Construite à titre expérimental, elle préfigure les nombreuses villes nouvelles des prochaines décennies en Chine. Réduction des trajets, transports propres, dix fois plus d'espaces publics, énergies renouvelables, 80 % des déchets solides recyclés, maintien de l'activité agricole (diminution de la dépendance), biodiversité.
Éco-ville de Fribourg (Allemagne)	500 km de pistes cyclables, connexions efficaces entre les moyens de transports, projet de TGV banlieue pour la liaison avec les villes environnantes, 10 % d'énergies renouvelables en 2010, tri et recyclage des déchets à grande échelle, diminution des émissions de CO_2 (30 %).
Beddington Zero Energy Development (Royaume-Uni)	Ce village écologique, comprenant 82 logements et 2 300 m² de bureaux et commerces, a vu le jour en banlieue sud de Londres, dans le district de Sutton. La rationalisation (recyclage, transports limités, développement économique local renforcé, design des logements, récupération de la chaleur, etc.) permet à BedZED de réduire de 50 % son empreinte écologique. Pour donner un ordre de grandeur, comparativement à des habitations classiques, le chauffage est réduit de 90 %, la consommation totale énergétique de 70 %, et le volume des déchets de 75 %.

1.2. Exemples de gisements dans les transports

Tableau n° 17 : Estimation des gisements de réduction des émissions de CO_2 dans les transports*

Objets d'amélioration	Mesures	Exemples	Gain/an à 2025
Processus	Intermodalité longue distance	3 x 600 km autoroutes ferroviaires 1 600 km LGV CIADT 2003 : - 2000 km autoroutes nouvelles CIADT 2003 - 10 km/h vitesse	0,5 $MtCO_2$ 0,4 $MtCO_2$ 2,6 $MtCO_2$ 0,6 $MtCO_2$
	Collectif urbain	+ 20 % collectif aires urbaines > 300 000 hab.	0,8 - 1,1 $MtCO_2$
	Flottes	Généralisation VE** aux flottes publiques urbaines	0,9 $MtCO_2$
	Urbanisme	Action sur l'urbanisme/limitation de l'étalement urbain	2,5 $MtCO_2$
	Report des déplacements	Réduction du trafic lié par exemple à une hausse de prix	3 - 16 $MtCO_2$
Composants	Carburants	Remplacement de 20 % du pétrole par les biocarburants	28 $MtCO_2$
	Efficacité	Mise aux normes du parc existant à 120 g CO_2/km	13 - 32 $MtCO_2$
Systèmes	Innovation	Véhicule TBE** sur 20 % du parc (VHR** ou VE**)	2,5 - 3,5 $MtCO_2$

* Les exemples cités ne signifient pas qu'ils sont retenus comme hypothèses. Ils visent à éclairer dans un premier temps sur les potentiels respectifs de gains. Les gisements ne sont pas tous cumulatifs.
** VE : véhicule électrique. TBE : très basses émissions. VHR : véhicule hybride rechargeable.

Source : task force *transport, commission Énergie*

1.3. Exemples de gisements dans le résidentiel-tertiaire

La figure n° 5 donne un exemple des gisements théoriques de différents composants dans le résidentiel[27].

Figure n° 5 : Gisements théoriques d'économies d'énergie dans l'habitat existant

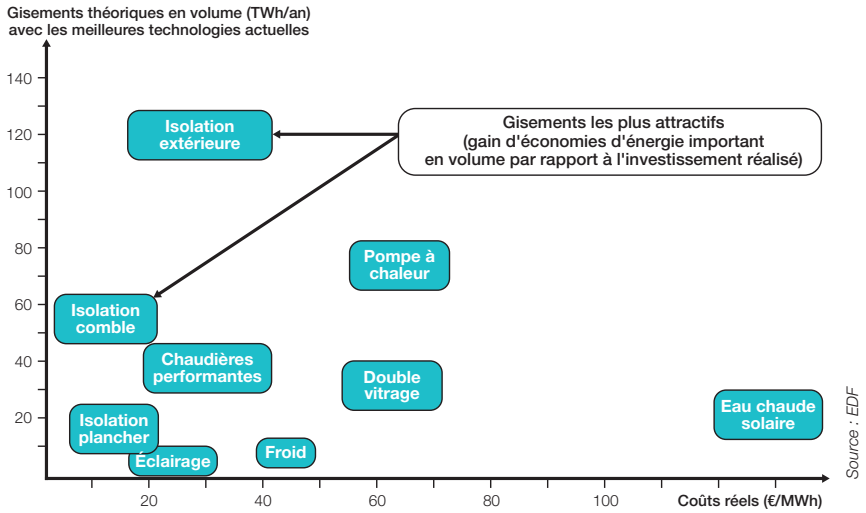


Tableau n° 18 : Estimation des gisements de réduction des émissions de CO_2 dans le résidentiel-tertiaire

Objets d'amélioration	Mesures	Exemples	Gain/an à 2030
Processus	Renouvellement	Résidentiel : démolition de 100 000 logements contre 50 000, remplacés par du neuf	7 $MtCO_2$
Composants	Isolation	Tertiaire : l'isolation renforcée du bâti ferait gagner 18 TWh de fioul et 28 TWh de gaz	12 $MtCO_2$
	Chaufferies	Tertiaire : rénovation des chaufferies tertiaires (+ 15 % de rendement et basculement au gaz)	6 $MtCO_2$
		Tertiaire : 30 % de parts de pompes à chaleur sur les chaufferies gaz ou électricité	4 $MtCO_2$
Systèmes	Bâtiment à énergie positive		

Source : commission Énergie

27 – Cette évaluation est indicative et théorique ; elle n'indique pas notamment l'efficacité qui pourrait résulter de la réalisation effective des travaux et qui réduirait le potentiel. Il s'agira aussi de faire les comparaisons avec d'autres études.

2. Hypothèses sectorielles volontaristes

Pour l'établissement des scénarios volontaristes, le cadrage économique retenu est le même que pour les scénarios de référence. Il est fait appel en revanche à des mesures nouvelles volontaristes. Un premier jeu initial d'hypothèses a été établi avec les experts[28] (annexe 13). Les valeurs ont été ensuite ajustées au fil des exercices, en tenant compte des capacités des modèles et des résultats obtenus. Pour chaque modèle, nous avons abouti à un jeu cohérent d'hypothèses. Ceci explique toutefois que nous ne soyons pas parvenus à un jeu parfaitement identique d'hypothèses pour les deux modèles.

En ce qui concerne les hypothèses volontaristes, il faut préciser que :

— dans l'ensemble, les technologies retenues sont quasi sûres, sauf peut-être l'amélioration sensible du stockage de l'électricité dans les véhicules ;

— la faisabilité économique n'est pas avérée ;

— certains choix supposent des changements profonds de comportements et des investissements considérables : par exemple, stabilisation du trafic routier passagers entre 2025 et 2050, capacité nucléaire à 90 GW, isolation de 75 % du parc de logements anciens, diffusion importante des pompes à chaleur dans l'habitat.

Il est admis qu'un exercice de scénarios doit être contrasté pour permettre la mise en perspective des futurs possibles. C'est à quoi s'est attachée l'élaboration progressive du jeu d'hypothèses de chaque modèle tout en restant dans des bornes jugées raisonnables par le groupe de travail et afin de conserver la cohérence de chaque modèle, condition nécessaire pour avoir des résultats non fluctuants et interprétables sur l'horizon.

Tableau n° 19 : Principales hypothèses sectorielles des scénarios volontaristes

Valeurs moyennes	MedPro-POLES	MARKAL
Transports		
Trafic de passagers	Constant entre 2025 et 2050	
Trafic de marchandises*	+ 20 % entre 2025 et 2050	
Hypothèses techniques	Baisse tendancielle des consommations de véhicules (en moyenne - 50 % à horizon 2050)	
	Part de véhicules hybrides rechargeables et électriques ou hybrides électriques : > 20 % en 2030, 60 % en 2050	Choix des technologies par le modèle dont véhicules hybrides rechargeables et véhicules au gaz naturel (GNV)
Carburants	- Biocarburants génération 1 : 4 Mtep/an - Biocarburants génération 2 : 10 Mtep/an Hypothèses correspondant à une couverture des besoins en carburants de l'ordre de 25 % en 2050	

28 – À titre de supports ayant servi à ce travail, les secteurs transports et résidentiel-tertiaire font l'objet d'une analyse particulière dans les annexes 8 et 9.

Partie 5

Valeurs moyennes	MedPro-POLES	MARKAL
Résidentiel-tertiaire		
Performances dans le neuf	Baisse des besoins de chauffage : - 0,8 %/an	Réglementation thermique : - 15 % tous les 5 ans
Isolation des bâtiments anciens : part du potentiel réalisé		75 % (hypothèse « facteur 2 »)
Taux de renouvellement des bâtiments	50 000/an	100 000/an
Électricité spécifique	+ 0,5 %/an	+ 1,4 %/an
Hypothèse technique : pompes à chaleur		Possibilité de poursuite de la croissance tendancielle de la dernière décennie (7M en 2050)
Industrie		
Croissance de la production	1,5 %/an	2 %/an
Efficacité énergétique	0,45 %/an	
Énergie		
Limitation de la production nucléaire	65 GW (dimension du parc actuel + Flamanville 3)	90 GW**
Part d'énergies renouvelables dans le mix électrique	Sorties du modèle***	21 % en 2010
Énergies renouvelables	- Forte croissance de l'éolien et du solaire thermique - Faible croissance du solaire photovoltaïque	Respect des potentiels techniques et économiques : - hydraulique : 28 TWh - chaleur biomasse : 10 Mtep (2005) et 30 Mtep (2050) - éolien terrestre : 5,50 Mtep en 2050

Sources : commission Énergie, Enerdata, ENSMP, DGEMP, CGPC, DGUHC, MIES, EDF

* Part des types de transports dans la consommation de produits pétroliers : 56 % pour les transports de personnes, 44 % pour le transport de marchandises.
** Hypothèse à 2050 non validée par rapport à la capacité des sites actuel.
*** 2010 : 18 % ; 2020 : 22 % ; 2030 : 26 % ; 2050 : 34 %.

3. Résultats des scénarios volontaristes

3.1. Consommation d'énergie et émissions de CO_2

Les résultats pour les différents scénarios sont présentés dans les figures n° 6 et n° 7. Dans les scénarios volontaristes décrits dans ce chapitre, les prix de l'énergie sont ceux de la commission Énergie (tableau n° 9). Dans l'ensemble, la consommation est stabilisée pour MARKAL. Pour MedPro-POLES, la baisse forte (- 36 %) résulte du double effet des élasticités-prix et valeur carbone, détaillé ci-après.

En ce qui concerne les émissions de CO_2, le scénario volontariste issu de MARKAL a recours au-delà du facteur de réduction 2,1 à 2050 à des valeurs « carbone » en très forte augmentation. Pour ce modèle, avec les technologies utilisées, il est difficile d'obtenir un facteur de réduction des émissions de CO_2 supérieur à 2,1 en dépit d'un recours massif à la production d'électricité électronucléaire (90 GW de puissance installée au lieu de 65 GW actuellement) dont l'acceptabilité sociale est loin d'être démontrée.

Le modèle MedPro-POLES s'inscrit dans la perspective d'une division par deux des émissions de CO_2 à 2050 au niveau mondial et par quatre en France. Il atteint ce facteur de réduction en faisant le choix d'un plafonnement du nucléaire à la puissance installée actuelle, d'un développement de l'éolien très au-delà du potentiel limite estimé pour cette énergie en France et grâce à un recours important à la production d'électricité par des centrales à charbon associée à la séquestration du CO_2 (60 Mt de CO_2 par an à 2050). Sans cette séquestration, le facteur de réduction de CO_2 est limité à 2,4.

Mais si la séquestration à ce niveau en France n'est pas jugée réaliste, notamment pour des raisons d'acceptabilité sociale, le modèle MedPro-POLES pourrait sans doute construire un autre scénario « facteur 3,5 » faisant appel davantage à la biomasse chaleur, aux biocarburants et, pour ce qui concerne la production d'électricité, au nucléaire un peu au-delà de la puissance installée actuelle et au gaz. Faute de temps, ce scénario alternatif n'a pas été modélisé.

Figure n° 6 : Consommation finale dans les scénarios volontaristes

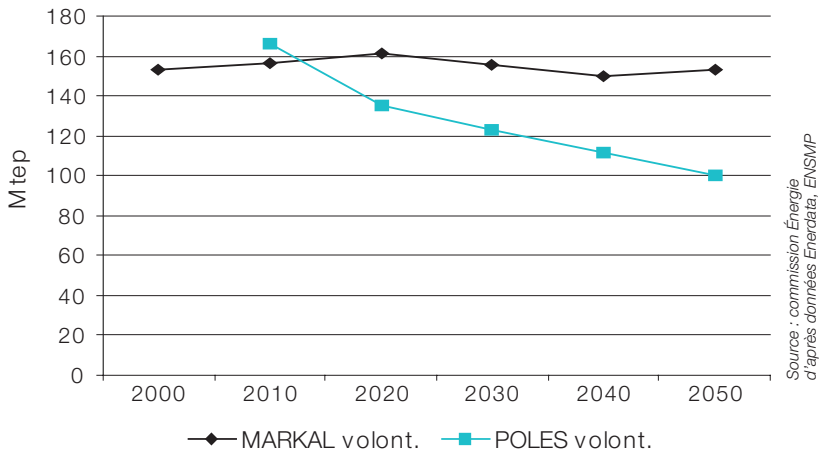
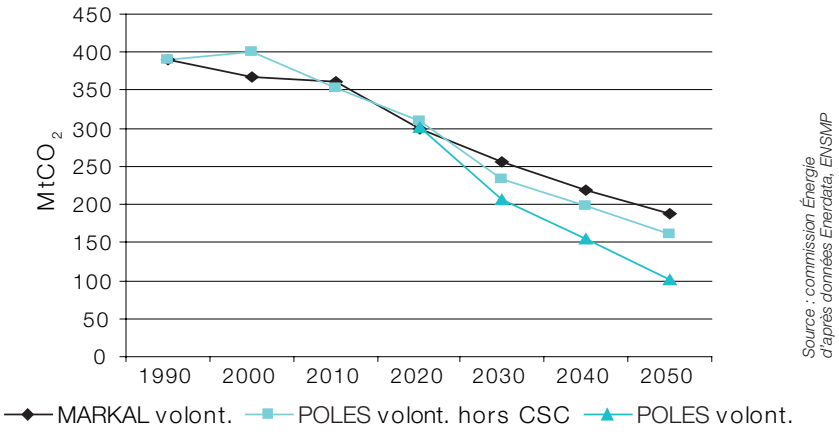


Figure n° 7 : Émissions de CO_2 dans les scénarios volontaristes



3.2. Mix de production d'électricité

Scénarios RTE

Le bilan RTE 2007 et la vision centrale RTE 2020 constituent des points de repère pour l'analyse des résultats des scénarios MARKAL et MedPro-POLES[29]. On se reportera également aux résultats détaillés de la *task force* électricité de la commission Énergie (annexe 5) : les tableaux n° 20 et n° 21 montrent que la part fossile s'établit à 9 % du mix, dont 5 % à 6 % d'équipements centralisés susceptibles d'intervenir pour des besoins intermittents de gestion des variations de la courbe de charge. Malgré une augmentation de 21 % de la consommation entre 2006 et 2020, les émissions de CO_2 n'augmenteraient que de 5 %. On notera les meilleures performances en émissions/kWh des installations gaz et cogénération.

Tableau n° 20 : Caractéristiques des sources de production d'électricité à base d'énergies fossiles, *task force* électricité de la commission Énergie (2006)

	Capacité GW	Conso. TWh	%	Contenu en CO_2 (g/kWh)	Émissions de CO_2 (Mt)
Charbon	6,9	20,1	4 %	935	18,8
CCGT	0	2,7	1 %	400	1,3
Pointe (fioul + TAC)	4,7	3,1	1 %	830	2,6
Plaques industrielles	0,9	0,4	0 %	1 700	0,8
Cogénération	4,6	14,6	3 %	320	4,7
TOTAL	**17,1**	**40,9**	**9 %**		**28,2**

Source : commission Énergie : task force *électricité*

29 – Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande d'électricité en France, RTE Édition 2007.

Tableau n° 21 : Caractéristiques des sources de production d'électricité à base d'énergies fossiles, *task force* électricité de la commission Énergie (2020)

	Capacité GW	Conso. TWh	%	contenu en CO_2 (g/kWh)	Émissions de CO_2 (Mt)
Charbon	3	9	2 %	935	8,4
Charbon neuf	1,6	6,4	1 %	750	4,8
CCGT	4	21	4 %	400	8,4
Pointe (fioul + TAC)	8	2	0 %	830	1,7
Plaques industrielles	0,9	2	0 %	1 700	3,4
Cogénération	2,8	9,1	2 %	320	2,9
TOTAL	**20,3**	**49,5**	**9 %**		**29,6**

Source : commission Énergie : task force *électricité*

Scénarios MARKAL et MedPro-POLES

La répartition de la production électrique dans les scénarios MARKAL et MedPro-POLES est présentée dans les tableaux n° 22 et n° 23. Les scénarios volontaristes MARKAL et MedPro à 2020 et 2050 appellent les observations de fond suivantes :

- **Ajustement aux variations de la charge.** Le scénario MARKAL ne conserve que 9,2 TWh (2020) et 8,4 TWh (2050) de moyens fossiles (tableau n° 22) pour participer à la gestion intermittente de la charge (journalière, saisonnière), contre 33,8 TWh pour le scénario RTE en 2020. À l'inverse, le scénario MedPro-POLES est excessif en moyens fossiles. L'observation de cet écart pose la question du niveau de la capacité d'ajustement du système qu'il faudrait considérer sur l'horizon prospectif et des moyens à mettre en œuvre pour la couvrir avec le moins d'émissions possibles :
  - recours aux énergies fossiles les moins polluantes ;
  - contribution des énergies renouvelables (hydraulique, éolien) ;
  - maîtrise de la demande par rapport aux consommations contribuant à la pointe ;
  - gestion optimale de la charge (effacement, etc.).
- **Niveau de la production d'électricité.** Les scénarios volontaristes présentent à l'horizon 2020 une augmentation de 9 % de la production par rapport à la vision centrale de RTE. La production augmente encore de 14 % (MedPro-POLES) et 30 % (MARKAL) entre 2020 et 2050. Cette observation montre que les modèles accordent une place moindre à différentes solutions décentralisées de production d'énergie ; ils reportent les besoins sur l'électricité et (du fait des contraintes CO_2 appliquées) naturellement vers le nucléaire dès lors que sa capacité est moins limitée, en particulier pour MARKAL. Dans le modèle, cette source est en effet la plus compétitive pour les moyens de base et n'émet pas de CO_2. Afin de pouvoir mieux représenter la diversité des solutions potentielles pour répondre à la demande, les modèles mériteraient d'être approfondis en particulier quant au paramétrage de différentes solutions présentant un fort rendement : cogénération, chauffage thermique, etc.
- **Effet du climat.** Les simulations sont effectuées à climat moyen. Ainsi, contrairement à la méthodologie appliquée par RTE pour ses bilans prévisionnels, le modèle ne réserve pas les capacités nécessaires en production d'électricité pour

passer les vagues de froid, alors même qu'il reporte les usages de chauffage sur l'énergie électrique. En outre, un raisonnement à climat moyen ne permet pas de mettre en évidence l'impact réel sur les émissions de CO_2 des pointes de froid. De même, on ne quantifie pas les conséquences sur les émissions de CO_2 des importations d'électricité en France, plus importantes en période de pointe.

Tableau n° 22 : Comparaison des mix de production d'électricité, modèle MARKAL (en TWh)

	Rappel des résultats des scénarios de référence		MARKAL volont. 2020	MARKAL volont. 2050
	RTE 2020 vision centrale	MARKAL tend. 2020		
Nucléaire	431,3	483,3	549	731,6
Hydraulique	73,9	72,8	70,8	72,8
Éolien	36,7	16,3	33,2	16,3
Charbon	10,3	38	0	0
Gaz	22,4	10,9	7,4	6,6
Fioul pointe	1,1	0	1,8	1,8
Thermique décentralisé non EnR	23,8	Agrégé avec thermique classique		
Autres EnR, déchets	11,2	3,8	6,8	103,4*
TOTAL	610,7	630,2	669	932,5

* Traduit un recours à la biomasse.

Source : bilan 2007 RTE (pour la première colonne), données ENSMP

Mais l'orientation par le modèle sur l'utilisation de la biomasse pour la production centralisée d'électricité n'est pas appropriée compte tenu du faible rendement de cette application.

Tableau n° 23 : Comparaison des mix de production d'électricité, MedPro-POLES (en TWh)

	Rappel des résultats des scénarios de référence			MedPro-POLES volont. 2020	MedPro-POLES volont. 2050
	RTE 2006	RTE 2020 vision centrale	MedPro-POLES tend. 2020		
Nucléaire	428,7	431,3	438	439	453
Hydraulique	60,6*	73,9*	72	72	72
Éolien	2,2	36,7	27	30	102
Charbon	21,7	10,3	99	57	48
Gaz	4,9	22,4	58	55	56
Fioul pointe	3,1	1,1	1	1	0
Thermique décentralisé non EnR**	23,0	23,8	Agrégé avec thermique classique		
Autres EnR, déchets	3,4	11,2	13	13	27
TOTAL	547,6	610,7	709	668	758

* Y compris turbinage des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

Source : bilan 2007 RTE pour les deux premières colonnes ; données Enerdata

** Essentiellement cogénération utilisant le gaz comme combustible.

Le recours à l'éolien dans MedPro-POLES volontariste en 2050 va au-delà du potentiel maximal disponible en France. Le recours au nucléaire va au-delà de la puissance installée actuelle, 90 GW au lieu de 65 GW.

3.3. Évaluation des effets prix et carbone

Effet du prix des énergies

Le modèle POLES intègre les flux d'échanges énergétiques et des modules de calcul par équilibre offre et demande mondiales des prix des énergies pétrole, gaz naturel et charbon. Comme le montre le tableau n° 24, les deux jeux d'hypothèses de prix, endogènes (POLES) et exogènes (commission Énergie), présentent des écarts importants : pétrole (rapport 2,5), gaz (rapport 1,5), charbon (rapport 1,2) en 2030.

Tableau n° 24 : Hypothèses de prix des énergies, POLES et commission Énergie

	Projections POLES					Hypothèses CE				
	1990	2001	2010	2020	2030	1990	2001	2010	2020	2030
Pétrole brut										
$05/bl	32	26	39	52	65	32	26	60	107	160
€05/bl	25	20	30	40	50	25	20	46	82	123
Gaz, Europe										
€05/boe	14	16	18	27	33	14	16	33	45	47
€05/Mbtu	3	3	3	5	6	3	3	6	8	9
$05/Mbtu										
Charbon, Europe										
€05/boe	12	8	13	15	17	12	8	10	13	20
€05/t	56	37	61	71	80	56	37	48	64	94
$05/t										

* Voir le rapport du groupe 2 (Perspectives de l'offre et la demande mondiale) de la commission Énergie

Source : Enerdata

Par rapport aux prix endogènes du modèle, les prix de l'énergie de la commission Énergie conduisent aux effets présentés dans le tableau n° 25 :

- en 2020, une baisse de la consommation de 7 % (- 10,6 Mtep), un recul du pétrole de 17 %, du gaz de 12 % et un gain de 3 % de l'électricité. Les émissions de CO_2 baissent de 8 % (et de 12 % hors secteur de l'énergie) ;
- en 2050, une baisse de la consommation de 4 % (- 3,7 Mtep), un recul du pétrole de 11 %, une progression du gaz de + 2 % et une stabilité de l'électricité. Les émissions de CO_2 baissent de 7 % (et de 5 % hors secteur de l'énergie).

Tableau n° 25 : Effets des prix de la commission Énergie par rapport aux prix endogènes dans le scénario volontariste, MedPro-POLES

	2020	2050
Consommation finale	- 7 %	- 4 %
Émissions de CO_2 correspondantes, hors secteur de l'énergie	- 12 %	- 5 %

Source : commission Énergie d'après données Enerdata

Les coefficients d'élasticité-prix du modèle MedPro-POLES (calés sur l'observation des tendances passées) sont assez faibles : un écart important sur les prix des énergies conduit à un effet limité sur les consommations et les émissions.

Valeur carbone

Les deux modèles calculent un coût marginal de la tonne de CO_2. Dans MedPro-POLES, la prise en compte des objectifs de réduction des gaz à effet de serre s'effectue par l'introduction d'une valeur du carbone qui s'ajoute au prix de l'énergie. Dans les bilans de l'énergie et des émissions de CO_2, cette valeur carbone affecte :

— la demande par le jeu des fonctions élasticité-prix ;
— les choix techniques (technologies « très basses émissions » ou TBE, mix électrique).

Le modèle MARKAL calcule un terme qualifié de « coût marginal de la tonne de CO_2 évitée » qui traduit l'effort à fournir pour atteindre la contrainte de réduction des émissions imposée comme objectif. Il s'agit d'un coût marginal de la tonne de CO_2 évitée *à demande constante* ; la valeur de ce coût est bien entendu plus élevée que la traditionnelle valeur de la tonne de CO_2 évitée (comme dans MedPro-POLES). Lorsque les prix de l'énergie augmentent, le consommateur a en effet tendance à réduire sa consommation alors que le modèle MARKAL ne fait que choisir entre les différentes technologies prises en compte par la simulation.

Dans le cas d'une contrainte objectif facteur 2, ce coût marginal de la tonne de CO_2 évitée reste acceptable car il varie de 40 €/t à 450 €/t[30]. En revanche, dans le cas où une contrainte facteur 4 est appliquée aux émissions de CO_2 en 2050, ce coût décroche dès 2030 en atteignant une valeur de 1 300 €/t. Il « explose » jusqu'à près de 30 000 €/t en 2050. *Ceci traduit l'impossibilité pour le modèle de déterminer des solutions viables, économiquement compatibles avec l'ensemble des contraintes et hypothèses qui lui ont été imposées ; le modèle a épuisé toutes les technologies à sa disposition pour réduire les émissions.*

Le calcul du coût marginal de la tonne de CO_2 permet donc :

— dans MARKAL, d'estimer la faisabilité du système énergétique identifié par l'optimisation ;

30 – Les modèles MARKAL et MedPro-POLES n'ont pas différencié la valeur carbone par secteur.

— dans MedPro-POLES, de corriger la demande utile, la valeur carbone représentant l'effort supplémentaire à fournir pour atteindre l'objectif visé de réduction des émissions.

Les « valeurs du carbone » obtenues par les deux modèles sont comparées dans le tableau n° 26.

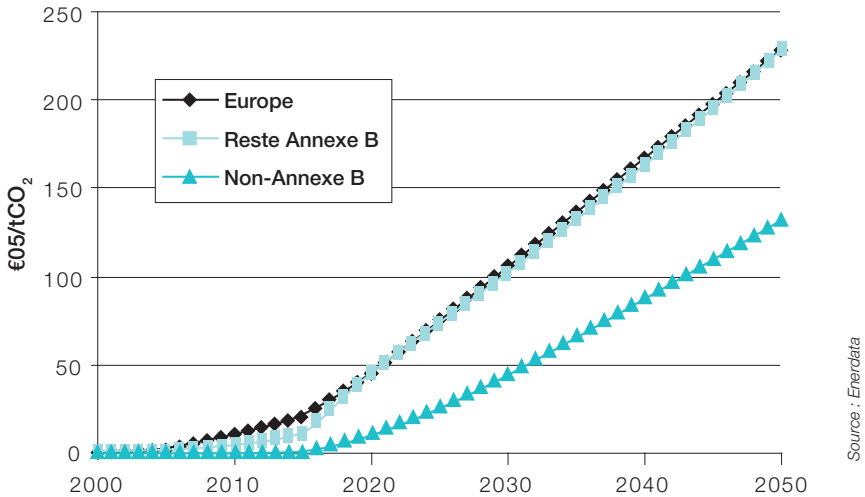
Tableau n° 26 : Valeurs carbone

Scénario volontariste	2020	2050
MARKAL : coût marginal de la tonne de CO_2, à demande constante	103 €/tCO_2	449 €/tCO_2
MARKAL : coût correspondant de la taxe CO_2 appliquée aux technologies*	200 €/tCO_2	
MedPro-POLES : valeur de la tonne de CO_2	50 €/tCO_2	230 €/tCO_2

* La taxe permet, dans le cadre de l'approche MARKAL basée sur une optimisation, de modifier l'ordre des technologies, qui sont choisies dans une hiérarchie coût/efficacité. La taxe pénalise les technologies émissives mais la réorganisation des technologies plafonne à un certain niveau, une fois épuisé le niveau des substitutions intéressantes.

Source : commission Énergie d'après données Enerdata

Figure n° 8 : Évolution de la valeur carbone, POLES



Effet de l'élasticité-prix et valeur carbone dans MedPro-POLES

La trajectoire de POLES conduisant au facteur 4 a un coût. Dans les projections, ce coût est supposé révélé par la valeur du carbone nécessaire, selon le modèle, pour atteindre une réduction par quatre des émissions de GES dans l'ensemble des pays industriels, selon le jeu de prix retenu : endogène (selon un équilibre offre/demande mondiale) ou fixé par la commission Énergie.

Partie 5

La comparaison des projections de consommation finale d'énergie de MedPro et de POLES montre l'ampleur des impacts sur la consommation (- 15 % en 2020, voir le tableau n° 27) que devraient induire ces hausses de prix de l'énergie et de la valeur du carbone, au-delà des technologies efficientes déjà supposées mise en œuvre dans les projections MedPro, pour atteindre une réduction forte des émissions. Ces impacts sont de plusieurs ordres :

— réduction du niveau de satisfaction des besoins de confort et de mobilité ;
— substitution vers des énergies finales plus efficientes et/ou moindre émettrices de CO_2 à l'utilisation (électricité notamment, en fonction des hypothèses des modèles) ;
— accélération et élargissement du déploiement de certaines technologies considérées dans MedPro ;
— réorganisation structurelle (industrie, transport, habitat).

Tableau n° 27 : Effet de l'élasticité-prix et valeur carbone sur la consommation finale

	2001	2010	2020	2030	2050
MedPro, Mtep	160	165	160	163	156
POLES, Mtep	160	166	136	123	100
Effets prix additionnels :					
Mtep	0	0	- 24	- 40	- 56
%	0 %	0 %	- 15 %	- 24 %	- 36 %

Source : Enerdata

On observe à partir de la figure n° 7 et du tableau n° 27 que l'effet de la valeur carbone sur la consommation augmente rapidement entre 2020 et 2050 pour réduire la consommation (donc la demande) de façon à atteindre l'objectif de réduction des émissions.

4. Perspectives à 2020

4.1. Bilan par rapport aux objectifs européens à 2020

Les mesures volontaristes supplémentaires indiquées dans le tableau n° 2 sont appliquées au système. Les résultats des modèles sont présentés sur le tableau n° 28 au regard des trois critères : émissions de CO_2, efficacité énergétique et part des énergies renouvelables.

Tableau n° 28 : Comparaison des résultats des scénarios de référence et volontaristes avec les objectifs globaux de l'UE

Les objectifs globaux de l'UE sont ceux proposés dans le « paquet Énergie » du 10 janvier 2007 et rappelés par le Conseil européen des 8 et 9 mars. Ce sont pour l'instant des chiffres globaux pour l'UE dont les modalités d'application et de répartition par pays ne sont pas encore décidées. Ils sont utilisés ici à titre de points de repère provisoires.

Horizon 2020 Scénarios volontaristes Objectifs de l'UE	MedPro-POLES volontariste	MARKAL volontariste Contrainte Facteur 2 (a)	MARKAL volontariste Contrainte Facteur 4 (b)	Rappel des résultats des scénarios de référence	
				MARKAL	MedPro-POLES
Émissions de CO_2 : - 20 %/1990	- 21 % (c)	- 23 % (c)		- 3 %	+ 3,5 % (prix commission) + 16 % (prix endogènes)
Efficacité énergétique (d) : - 14 %/2005 (e)	- 16 % (f)	+ 6,6 % (f)	- 7,6 %	+ 13 %	+ 1 % (prix commission) + 12 % (prix endogènes)
Énergies renouvelables : 20 % de la consommation primaire	9,8 %	10,4 %			8,1 % (prix endogènes)

Source : commission Énergie d'après données Enerdata, ENSMP

(a) Le modèle poursuit une contrainte facteur 2 à 2050. Avec les hypothèses retenues, au-delà de ce niveau, l'optimisation ne converge pas sur l'ensemble de la période 2005-2050 ; il n'existe pas de panier technologique répondant à la demande utile sous une contrainte trop forte de réduction des émissions.

(b) On considère les nouvelles hypothèses suivantes :

- courbe de contrainte facteur 4 d'ici à 2050 (au lieu de facteur 2) ;
- résidentiel-tertiaire : 100 % du potentiel d'isolation réalisé (au lieu de 75 %) ;
- industrie : effet de tertiarisation, taux de croissance de 1,5 %/an (au lieu de 2 %).

(c) Consommation d'énergie finale.

(d) La référence pour l'UE est la consommation d'énergie primaire. Pour la France, le rapport de la consommation primaire sur la consommation finale a évolué de 1,62 à 1,70 entre 1990 et 2006, soit un écart de 5 %.

(e) La première version du Plan d'action européen pour l'efficacité énergétique a été publiée le 19 octobre 2006. Ce plan fixe un objectif ambitieux pour 2020, repris dans le « paquet Énergie » du 10 janvier 2007 : une baisse supplémentaire de l'efficacité énergétique de - 1,5 %/an (- 1 %/an en linéaire) en plus des évolutions structurelles et des politiques en cours, estimées à - 1,8 %/an, soit au total - 3,3 %/an pour arriver à une consommation de 14 % inférieure à 2005 (soit au niveau européen, une consommation qui passe de 1 750 Mtep en 2005 à une cible de 1 500 Mtep en 2020).

(f) Consommation d'énergie finale.

Remarques

Les résultats concernant MedPro doivent être considérés avec prudence. En effet, le modèle utilise deux mécanismes de contre-réaction qui viennent modifier la demande utile : l'élasticité au prix des énergies, majoré d'une valeur « carbone ». Le détail sur ces deux mécanismes a été apporté au paragraphe « Valeur carbone » (voir supra, section 3.3).

Par ailleurs, pour MARKAL, une baisse de la consommation ne peut être obtenue sans modification des hypothèses. En augmentant, d'une part, le pourcentage des bâtiments isolés, en limitant, d'autre part, le taux de croissance de la production industrielle et en appliquant au système une contrainte facteur 4 à 2050, une baisse supplémentaire de la consommation de 7,6 % peut être réalisée.

4.2. Résultats par secteur

Tableau n° 29 : Consommation d'énergie finale et émissions par secteur d'ici à 2020

	MARKAL 2020 volontariste Efficacité énerg. %/2006	MedPro-POLES 2020 volontariste Efficacité énerg. %/2006	MIES (Citepa) 1990 $MtCO_2$	MIES (Citepa) 2006 $MtCO_2$	MARKAL 2020 volontariste $MtCO_2$	MedPro-POLES 2020 volontariste $MtCO_2$	Réduction par rapport à 1990 %
Transports	+ 14 %	- 18 %	118	139	122	96	- 3,3 % à - 18,6 %
Résidentiel-tertiaire	- 8 %	- 1 0 %	83	93	70	69	- 15,6 %
Industrie	+ 20 %	- 27 %	107	102	76	39	- 29 % à - 63 %
Agriculture-sylviculture	+ 27 %	+ 7 %	11	9	12	10	- 9 % à - 18 %
Électricité	(+ 26 %)	(+ 26 %)	47	46*	5	95	- 70 % à + 34 %
Raffinerie et coke			23	21	16		
Déchets			2	2			
TOTAL	+ 6 %	- 16 %	391	412	301	309	- 23 % à - 21 %
Transport international					40		

* Production d'électricité et chauffage urbain.

Source : commission Énergie d'après données MIES, Enerdata, ENSMP

Les performances dans chaque secteur s'expliquent principalement par les hypothèses retenues et les choix technologiques :

- **Transports :** l'hypothèse de croissance de 40 % de la demande d'ici à 2025 rend difficile la réduction de la consommation et des émissions. MARKAL utilise le seul levier de la réduction tendancielle des consommations unitaires des véhicules conventionnels. MedPro-POLES met en œuvre deux leviers : le véhicule électrique ou l'hybride[31] rechargeable ainsi qu'une certaine correction de la demande par le prix de l'énergie et la valeur carbone bien que celle-ci soit encore modeste en 2020 (40 €/tCO_2).
- **Résidentiel-tertiaire :** les hypothèses de la réglementation thermique (- 15 % tous les cinq ans) et de l'isolation des bâtiments anciens (objectif de trois quarts du potentiel couvert à 2050), initiées dès 2005, portent des effets significatifs à 2020. L'impact des pompes à chaleur (PAC) est quant à lui peu perceptible avant 2020 (200 000 PAC).

31 – Part de véhicules électriques ou d'électricité des véhicules hybrides rechargeables sur la période 2010-2020 : véhicules particuliers 2 %, véhicules utilitaires légers 20 %, camions 5 %, bus 20 %.

- **Industrie :** les deux modèles se distinguent sur les hypothèses, MARKAL maintenant une croissance de la production industrielle et MedPro-POLES présentant un effet de tertiarisation. Dans ce secteur, la valeur carbone utilisée par MedPro-POLES est susceptible d'agir plus fortement sur la demande.
- **Électricité :** à niveau égal de croissance de la production d'électricité, l'optimisation par MARKAL[32] conduit à un net gain sur les émissions de CO_2, comme en témoignent les mix respectifs de production d'électricité (tableau n° 30).

Tableau n° 30 : Comparaison des mix de production électrique à 2020

en TWh

Secteurs	2006	2020		
	RTE	RTE	POLES volont.	MARKAL volont.
Nucléaire	428,7	431,3	439	549
Hydraulique	60,6*	73,9*	72	70,8
Éolien	2,2	36,7	30	33,2
Charbon	21,7	10,3	57	0
Gaz (CCG)	4,9	22,4	55	7,4
Fioul (+ TAC)	3,1	1,1	1	1,8
Thermique décentralisé non EnR**	23,0	23,8	Agrégé avec thermique classique	
Autres EnR, déchets	3,4	11 ,2	13	6,8
TOTAL	547,6	610,7	667	669

* Y compris turbinage des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).
** Essentiellement cogénération utilisant le gaz comme combustible.

Sources : bilan 2007 RTE pour les deux premières colonnes ; données Enerdata, ENSMP

Tableau n° 31 : Comparaison du mix d'énergie primaire

en Mtep et en %

Secteurs	DGEMP 2006	%	MARKAL volontariste 2020	%	MedPro-POLES volontariste 2020	%
Charbon	12,4	4,5	4,3	1,6	17,5	6,8
Pétrole	91,8	33,4	58,3	21,0	65,9	25,6
Gaz naturel	40,3	14,7	46,5	16,8	39,9	15,5
Électricité nucléaire primaire	112,6	40,9	139,6	50,4	114,0	44,3
Électricité hydraulique primaire	5,0	1,8	6,4	2,3	25,3	9,8
Électricité éolienne primaire			2,9	1,0		
EnR thermique	13,1	4,8	11,2	4,1		
EnR biocarburants			8,3	3,0		
TOTAL	275,2	Total EnR : 6,6	277,5	Total EnR : 10,4	262,6 dont exports 5,2	Total EnR : 9,8

Source : commission Énergie d'après données DGEMP, ENSMP, Enerdata

32 – Il conviendrait de vérifier pour MARKAL comment les nécessaires variations de charges (dues aux aléas, climat, saisonnalités, pointes de charge, etc.) peuvent effectivement être couvertes avec si peu de moyens de production thermique.

Globalement, pour le système énergétique, MARKAL valorise mieux les technologies moins émissives, énergies renouvelables et électricité d'origine nucléaire (tableau n° 31).

L'hypothèse retenue d'atteindre l'objectif de 21 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2010 – et fixé comme tel dans MARKAL (en référence à la loi POPE) – a pour conséquence de faire émerger 16 TWh de production éolienne en 2010. Le niveau actuel étant de 1,6 TWh, on peut s'interroger sur la possibilité d'une telle croissance.

4.3. Conclusion à l'horizon 2020

Avec les hypothèses adoptées (croissance encore assez forte de la demande utile de transports, progrès significatifs de l'isolation thermique des bâtiments neufs et rénovation thermique des bâtiments existants très volontariste), le principal objectif de réduction des émissions de CO_2 de 20 % en 2020 par rapport à 1990 semble pouvoir être atteint d'après les deux modèles.

En revanche, l'objectif d'efficacité énergétique n'est pas atteint selon MARKAL, qui ne comporte pas de fonctions d'élasticité-prix. Il est atteint dans le scénario MedPro-POLES volontariste avec les prix de l'énergie de la commission Énergie.

Plusieurs orientations ressortent de l'analyse :

- Le scénario volontariste de MedPro-POLES fondé sur le prix généré par le modèle (50 $/b) montre que si le prix du pétrole se maintenait en moyenne à ce niveau d'ici à 2020, la consommation finale pourrait augmenter de 7 % et les émissions de 8 % à cet horizon. Dans cette hypothèse, l'objectif de - 20 % proposé par l'UE serait donc loin d'être atteint sans de nouveaux mécanismes de majoration du prix de l'énergie.
- Le secteur résidentiel-tertiaire apparaît comme celui où les progrès les plus importants peuvent être obtenus en termes de consommation et d'émissions. Les hypothèses supplémentaires de MARKAL (cf. *supra*, section 4.1.) portant sur l'isolation dans l'ancien (100 %) et le taux de renouvellement des logements (100 000 par an) montrent une possibilité de gain additionnel de 7,6 % sur la consommation finale.
- Dans les transports, il faudrait agir sur les hypothèses définies sur l'horizon 2005-2025 :
  - examiner les possibilités de réduire la croissance de la demande utile (fixée à + 40 %) ;
  - évaluer les possibilités d'accélérer l'entrée des véhicules électriques, GNV ou hybrides.
- Enfin, le rôle d'une taxe carbone ou d'incitations mériterait d'être approfondi pour les effets observés sur la réduction de la consommation finale.

5. Perspectives à l'horizon 2050

5.1. Hypothèses supplémentaires au-delà de 2020

Les projections à 2050 apportent des indications sur l'impact d'actions supplémentaires pour réduire la consommation et les émissions. Les principales hypothèses qui diffèrent de celles de la période précédente (2005-2020) sont les suivantes (cf. tableau n° 19) :

— effet significatif de l'accroissement du nombre de pompes à chaleur qui passe de 200 000 en 2020 à 7 millions en 2050 (MARKAL) ;

— parc important de véhicules électriques et hybrides rechargeables (MedPro-POLES) ;

— stabilisation du trafic routier passagers et baisse de moitié de la croissance du trafic marchandises (20 %).

Dans le cadre des hypothèses de demande utile spécifiées, l'application avec MARKAL d'une contrainte facteur 4 conduit à un coût marginal de la tonne de CO_2 qui atteint des valeurs irréalistes, signalant l'impossibilité pour le modèle de déterminer des solutions viables économiquement avec l'ensemble des contraintes imposées. Il est nécessaire de les limiter à une courbe de contrainte sur les émissions de CO_2 d'un niveau facteur 2 en 2050, afin que les coûts marginaux de la tonne de CO_2 restent à des valeurs raisonnables inférieures à 500 €/tCO_2 (voir plus haut dans ce chapitre, section 3.3., les précisions sur la nature des « valeurs carbone » utilisées par les modèles).

Le modèle MedPro-POLES utilise des élasticités-prix des énergies et valeur carbone qui corrigent la demande utile (- 36 % en 2050, cf. tableau n° 27). Il obtient un facteur de réduction des émissions de 3,8 en recourant à la séquestration de CO_2 à hauteur de 60 Mt en 2050.

5.2. Résultats

Dans ces conditions, les résultats obtenus sont les suivants (tableau n° 32) :

Tableau n° 32 : Comparaison des résultats des scénarios à 2050 avec les critères de l'UE

Horizon 2050 Scénarios Critères	MARKAL référence	MARKAL volontariste	MedPro-POLES volontariste
Émissions de CO_2 /1990	+ 2,5 %	- 52 % (facteur 2,1)	- 58 % (facteur 2,4) hors CCS* - 74 % (facteur 3,8) avec CCS*
Efficacité énergétique/2006	+ 35 %**	0 %**	- 38 %**
Énergies renouvelables : part du mix primaire		15,4 %	16,2 %

* CCS : « *carbone capture and storage* ».
** Consommation d'énergie finale.

Source : commission Énergie d'après données ENSMP, Enerdata

- La consommation finale se stabilise au niveau de 2006 pour MARKAL ; en revanche, POLES utilisant les effets d'élasticité-prix et valeur carbone obtient par ce biais une correction de la demande utile qui réduit la consommation de 38 %.
- La part des énergies renouvelable augmente de 50 % par rapport à la période précédente.

Le modèle MedPro-POLES s'inscrit dans la perspective mondiale d'une division par 2 des émissions de CO_2 à l'horizon 2050 qui, selon Enerdata, doit se traduire pour la France – compte tenu notamment des spécificités de son système de production d'électricité – par la recherche d'un facteur de réduction de 4 à ce même horizon.

Le modèle MedPro-POLES atteint cet objectif en faisant le choix d'un recours fort à l'électricité produite par des centrales thermiques au charbon associées à de la séquestration à hauteur de 60 $MtCO_2$/an. Il le fait au détriment des énergies renouvelables (biomasse-chaleur et biocarburants) qui sont jugées moins rentables et dont POLES restreint fortement l'utilisation par rapport aux sorties de MedPro. Par ailleurs, il respecte un plafonnement de la puissance électronucléaire installée à 65 GW.

Si le recours à la séquestration à cette échelle en France est jugé irréaliste, notamment pour des raisons d'acceptation sociale, il y aurait lieu d'envisager une alternative qui pourrait s'appuyer sur les éléments suivants :

- suppression ou plafonnement du recours à la séquestration (par exemple 10 à 15 $MtCO_2$/an) ;
- desserrement de la contrainte nucléaire. La puissance installée à 2050 pourrait être portée à 75 ou 80 GW sans ouverture de sites nouveaux grâce à la croissance de la puissance unitaire des nouvelles centrales ;
- recours plus important aux énergies renouvelables :
  - biomasse-chaleur à hauteur de 20 Mtep (au lieu de 10 Mtep dans le secteur résidentiel-tertiaire) ;
  - développement des biocarburants de deuxième génération pour atteindre 14 Mtep.

Le temps a manqué pour réaliser un nouveau passage sur le modèle de ces hypothèses qui devraient permettre d'atteindre un facteur 3,8 en limitant fortement le recours au charbon et à la séquestration du CO_2.

Il convient d'examiner les résultats par secteurs (tableau n° 33). Les variations sectorielles entre les deux modèles proviennent d'hypothèses différentes retenues par chacun :

- **Résidentiel-tertiaire** : pour le modèle MARKAL, qui présente les hypothèses les plus volontaristes, au-delà des hypothèses du scénario de référence[33] ayant conduit à un facteur 1,4 de réduction des émissions de CO_2, l'augmentation du

33 – Neuf : - 15 % par tranche de 5 ans et renouvellement de 50 000 logements par an.

renouvellement du parc de logements[34], un effort massif d'isolation de 75 % du parc ancien et la généralisation des PAC[35] permettent d'atteindre un facteur 3 dans ce secteur. L'optimisation des technologies selon un critère de coût/efficacité conduit à une croissance forte de l'usage de l'électricité. L'électricité augmente de 15 Mtep entre 2030 et 2050, alors que le gaz baisse d'autant. Cela correspond aux usages, pompes à chaleur (PAC[36]) et applications spécifiques de l'électricité, pris en compte avec un rythme de développement soutenu, conformément à la tendance de la dernière décennie.

Les mêmes tendances, pour l'électricité et le gaz, sont observées dans MedPro-POLES avec un usage plus important de la biomasse (9 Mtep contre 5 Mtep) en substitution d'une partie de l'électricité.

Tableau n° 33 : Consommation d'énergie finale et émissions par secteur d'ici à 2020

	MARKAL 2050 volontariste Eff. énerg. %/2006	MedPro-POLES 2050 volontariste Eff. énerg. %/2006	MIES (Citepa) 1990 $MtCO_2$	MIES (Citepa) 2006 $MtCO_2$	MARKAL 2050 volontariste $MtCO_2$	MedPro-POLES 2050 volontariste $MtCO_2$ (hors CCS)	Réduction par rapport à 1990
Transports	+ 2,5	- 18	118	139	71	34	- 40 % à - 71 %
Résidentiel-tertiaire	- 21	- 26	83	93	28	41	- 50 % à - 66 %
Industrie	+ 31	- 44	107	102	53	17	- 50 % à - 84 %
Agriculture-sylviculture	+ 79	- 10	11	9	14	8	- 27 % à + 27 %
Électricité	(+ 76)	(+ 43)	47	46*	5	63	- 10 % à - 70 %
Raffinerie et coke			23	21	16		
Déchets			2	2			
TOTAL	+ 0	- 38	391	412	187	162	- 52 % à - 58 %
TOTAL avec CCS						102	
Transport international					40		

* Production d'électricité et chauffage urbain.

Source : commission Énergie d'après données MIES, Enerdata, ENSMP

- **Transports** : MedPro-POLES présente les hypothèses les plus volontaristes. Au-delà de la stabilisation du trafic retenu entre 2025 et 2050 dans les hypothèses communes, le modèle fait le choix d'un fort développement de l'usage de l'électricité entre 2020 et 2050 : 20 % en 2030 et 60 % en 2050. Ce choix se

34 – 50 000 à 100 000 logements/an.
35 – Jusqu'à 7 millions en 2050. En première approximation, l'hypothèse retenue de croissance des PAC prolonge le rythme observé dans les dix dernières années. Les limites d'implantation des PAC dues à la faisabilité technique et aux contraintes de conversion entre énergies n'ont toutefois pas été examinées.
36 – Le nombre cumulé des PAC devient significatif : de 200 000 en 2020 à 7 millions en 2050.

cumule avec la réduction de 50 % des consommations unitaires des véhicules conventionnels. Dans ce cas, la consommation dans le secteur baisse de 18 % par rapport à 2006 et les émissions de 70 % par rapport à 1990.

Dans MARKAL, avec la seule hypothèse de stabilisation du trafic, le modèle conserve jusqu'en 2035 les véhicules actuels (avec une amélioration tendancielle de leurs performances). Au-delà, l'hybride GNV (plutôt qu'électrique) et les biocarburants se développent très rapidement. Sur l'ensemble de la période 2006-2050, la consommation d'énergie du secteur revient à la valeur 2006 et les émissions de CO_2 baissent de 40 % par rapport à 1990.

- **Énergie** : la consommation d'électricité s'établit en 2050 à 932 TWh (758 TWh)[37], en augmentation de 76 % (43 %) par rapport à 2006 et de 5 % par rapport au scénario de référence (883 TWh en 2050) (tableau n° 34).

Tableau n° 34 : Comparaison de la production d'électricité

Comparaison des mix de production d'électricité (en TWh)

Secteurs	RTE 2020 Vision centrale	MARKAL référence 2050	MARKAL volont. 2050	MedPro-POLES volont. 2050
Nucléaire	431,3	715,6	731,6	453
Hydraulique	73,9*	72,8	72,8	72
Éolien	36,7	16,3	16,3	102
Charbon	10,3	66,5	0,0	48
Gaz (CCG)	22,4	6,3	6,6	56
Fioul (+ TAC)	1,1	0,0	1,8	0
Thermique décentralisé non EnR**	23,8	Agrégé avec thermique classique	Agrégé avec thermique classique	
Autres EnR, déchets	11 ,2	3,8	103,4 (biomasse)	27 (biomasse)
TOTAL	610,7	881,3	932,5	758

* Y compris turbinage des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).
** Essentiellement cogénération utilisant le gaz comme combustible.

Source : bilan 2007 RTE pour les deux premières colonnes ; données Enerdata, ENSMP

Le mix est très différent entre les modèles :

— davantage de nucléaire et de biomasse pour MARKAL ;

— recours important aux énergies fossiles et à l'éolien pour MedPro-POLES, notamment du fait de la limitation retenue sur le développement du nucléaire.

La part des énergies renouvelables dans le mix primaire est de 15,4 % (16,2 %) en 2050, soit 45,5 Mtep (35 Mtep), en augmentation de 50 % par rapport à 2020 (tableau n° 35).

37 – Remarque : les chiffres obtenus par MARKAL sont indiqués en noir, ceux donnés par MedPro-POLES en bleu (prix commission Énergie pour POLES).

Il faut souligner que le potentiel de production d'électricité à partir de la biomasse dans MARKAL n'a pas été limité. L'usage de la biomasse convient bien mieux pour la production de chaleur, de biocarburants et la fabrication de bioproduits. Il faut donc lire le résultat du modèle comme la possibilité de substitution d'énergies vers la biomasse non pas pour de l'électricité mais pour des usages décentralisés de chaleur, à même de couvrir les besoins avec un meilleur rendement. Sur ce point, il faudrait améliorer dans le modèle le paramétrage de ces usages décentralisés.

Tableau n° 35 : Comparaison de la consommation d'énergie primaire (en Mtep)

	MARKAL volontariste 2020	%	MARKAL volontariste 2050	%	MedPro-POLES volontariste 2050	%
Charbon	4,3	1,6	2,9	1,0	9,5	4,4
Pétrole	58,3	21,0	16,9	5,7	29,1	13,4
Gaz naturel	46,5	16,8	57,3	19,3	30,3	14,0
Élect. nucléaire primaire	139,6	50,4	174,7	58,8	117,9	54,4
Électricité hydraulique primaire	6,4	2,3	6,6	2,2	35,2	16,2
Électricité éolienne primaire	2,9	1,0	1,4	0,5		
EnR thermique	11,2	4,1	28,1	9,5		
EnR biocarburants	8,3	3,0	9,4	3,2		
Soutes	9,1		19,3			
Sous-total renouvelables	28,8		45,5		35,2	
TOTAL	256,7	Total EnR : 10,4	278	Total EnR : 15,4	222 dont exports 5,2	Total EnR : 16,2

Source : commission Énergie d'après données ENSMP, Enerdata

5.3. Conclusion à l'horizon 2050

Plusieurs orientations ressortent de l'analyse à l'horizon 2050.

Le modèle MARKAL peine au-delà du facteur de réduction 2,1 à trouver des solutions de substitution utilisables pour réduire davantage les émissions de CO_2. La valeur carbone propre au modèle, utilisée pour comparer les solutions techniques, diverge rapidement au-delà de 500 €/t.

Le modèle MedPro-POLES n'atteint, dans le scénario volontariste étudié, le facteur 3,8 que grâce au recours à la production d'électricité par des centrales à charbon associées à de la séquestration à hauteur de 60 Mt en 2050. Sans cette séquestration, le scénario aboutit au facteur 2,4. Mais dans cette hypothèse, il y aurait lieu de faire tourner à nouveau le modèle pour obtenir un facteur 3,5 à 4 en utilisant différents recours : biomasse chaleur décentralisée, biocarburants,

augmentation modérée de l'électricité nucléaire, etc., et avec l'aide éventuelle d'une valeur carbone propre au modèle plus élevée.

Les résultats de MARKAL montrent que la réduction des émissions s'obtient à consommation d'énergie finale constante par rapport à aujourd'hui.

La part des énergies renouvelables dans le mix primaire passe de 10 % à 15 % entre 2020 et 2050.

La tendance des modèles est d'augmenter la consommation d'électricité. Dans la mesure où le nucléaire est limité au niveau actuel, une alternative apparaît :

— un recours important aux énergies fossiles (MedPro-POLES) ;
— le recours aux énergies renouvelables, éolien, bois dont l'entrée dans le système est favorisée par l'introduction d'une taxe carbone. La valeur simulée de 25 €/tCO_2 par MARKAL entraîne un basculement significatif vers le recours aux renouvelables (éolien, biomasse). Toutefois, les contraintes éventuelles pouvant limiter un fort développement n'ont pas été prises en compte.

On note que cet appel important à la production d'électricité centralisée montre que les modèles doivent être améliorés sur les deux points suivants :

— la gestion de l'équilibre du système par différents moyens pour assurer les variations de la courbe de charge de l'électricité (aléas, saisonnalité, climat, besoins de pointe) ;
— la représentation des énergies décentralisées (cogénération, chauffage thermique, etc.) de façon à mieux montrer les cas où ces sources sont compétitives et où elles présentent de l'intérêt pour la réduction des émissions.

Les hypothèses volontaristes après 2020 pour le secteur des transports – stabilisation du trafic, développement des véhicules hybrides électriques ou GNV – améliorent nettement les performances de ce secteur.

Dans le résidentiel-tertiaire, un doublement du taux de renouvellement des logements, une meilleure couverture du potentiel d'isolation et la généralisation des pompes à chaleur conduisent également à tripler les performances en termes de réduction des consommations et des émissions.

Chapitre 5

Comment aller dans les deux modélisations au-delà du facteur 2,5 ?

5

À l'horizon 2050, compte tenu des besoins de croissance, il est apparu difficile d'obtenir mieux qu'un facteur 2,5, à moins de s'engager dans des ruptures technologiques qui n'ont pas été retenues parce que jugées peu probables.

Pour aller au-delà, vers le facteur 4, il faudrait, d'une part, modifier fondamentalement les comportements et l'ensemble de nos processus d'organisation[38] et, d'autre part, compter sur des avancées technologiques difficilement prévisibles. C'est ce que reflète la réduction forte de la consommation obtenue *via* les élasticités-prix et valeur carbone dans le modèle MedPro-POLES (de 36 % en 2050, cf. tableau n° 27). En particulier, seraient concernés :

— **vie quotidienne** : modifications très importantes des comportements individuels et collectifs ;

— **consommation :** rationnement de certains produits énergétiques ;

— **bâtiments-ville et urbanisme** : rupture dans les volumes et les échéances des objectifs pour le neuf et la rénovation, optimisation énergétique des différents processus du fonctionnement de la ville ;

— **transports** : refonte des plans de déplacements, limitation de la mobilité, utilisation massive des transports « doux » (marche à pied, bicyclette…), reconfiguration des plans d'urbanisme, promotion des transferts modaux, développement fort du fret ferroviaire… pour aller au-delà de la stabilisation des trafics routiers (déjà retenue dans les hypothèses volontaristes de ce secteur) ;

— **travail et production** : développement du télétravail, remise en cause du « juste à temps », recyclage… dans le sens de ce qui est pratiqué, beaucoup plus fortement qu'en France, dans d'autres pays, mais en allant bien au-delà.

38 – Voie qui paraît préférable pour des gains significatifs à court terme.

Partie 5

Un défi important de cette problématique consistera à articuler deux approches complémentaires comme a pu le souligner le rapport « facteur 4 » :

— une analyse sectorielle verticale, où sont déclinés l'un après l'autre les principaux secteurs concernés : l'industrie et l'énergie, les transports, le bâtiment, l'agriculture ;

— une démarche transversale, touchant tous les secteurs, débouchant en particulier sur des questions d'organisation sociale et spatiale et de régulation publique.

Annexes

Annexe 1 - Liste des membres du groupe 5

Président : **Thierry Chambolle**, *Académie des technologies*

Rapporteur : **Hervé Pouliquen**, *Centre d'analyse stratégique*

Membres titulaires (les suppléants sont indiqués entre parenthèses) **:**
Michel Destot, *Député de l'Isère*
Claude Gatignol, *Député de la Manche*
Daniel Paul, *Député de la Seine Maritime* (Gwenaëlle Perrier)
Bruno Sido, *Sénateur de la Haute-Marne*
Jean-Claude *Mailly, Secrétaire général de FO* (Jacky Chorin, Sébastien Dupuch)
Bernard Van Craeynest, *Président de la CFE-CGC* (Michel Lamy, Jean Conan)
Jean-François Roubaud, *Président de la CGPME* (Dominique Broggio)
Pierre Perrin, *Président de l'Union professionnelle artisanale (UPA)* **(**Jean Lardin)
Thierry Salomon, *Président de NégaWatt* (Benoît Lebot)
Christian Balmes, *PDG de l'Union française des industries pétrolières (UFIP)*
Jean-François Cirelli, *Président de GDF* (Didier Sire, Stéphane Brimont)
Pierre Gadonneix, *Président d'EDF* (Dominique Lagarde, Bernard Scherrer)
Dominique Dron, *Professeur à l'École nationale supérieure des Mines de Paris*
Nadia Maizi, *Professeur de l'ENSMP, directrice du Centre de mathématiques appliquées*
Émile Quinet, *Professeur honoraire à l'École nationale des Ponts et chaussées*
Jean-Pierre Traisnel, *Université Paris 8, Laboratoire Théorie des mutations urbaines, LTMU-CNRS*
Olivier Paul-Dubois-Taine, *Ingénieur général honoraire au Conseil général des Ponts et chaussées*
Thierry Vexiau, *Conseil général des Ponts et chaussées*
Marie-Christine Lepetit, *Directrice de la législation fiscale, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie* (Cyril Sniadower)
Luc Rousseau, *Directeur général des entreprises, MinEFI* (Emmanuel Caquot)
Dominique Maillard, *Directeur général de l'Énergie et des Matières premières, DGEMP/MinEFI* (Richard Lavergne)
Jean-Marie Aurand, *Directeur des Études économiques et internationales, ministère de l'Agriculture et de la Pêche* (Bernard Chaud)
Bertrand Château, *Directeur général ENERDATA*

Partie 5

Annexe 2 - Références des interventions dans le groupe 5

Chambolle Thierry, *Hypothèses tendancielles et facteur 4,* Commission plénière, diaporama, 14 mars 2007 ; *Hypothèses et scénarios : synthèse,* Commission plénière, diaporama, 12 septembre 2007

Chateau Bertrand, *Scénarios énergétiques pour la France,* diaporama

Criqui Patrick, *Les scénarios WETO-H2 pour la DG-RTD : hypothèses, mobilisation, résultats,* diaporama, 5 décembre 2006

Crozet Yves, *Quels transports pour demain ?,* diaporama, 18 janvier 2007

Gazeau Jean-Claude, *La politique climatique : quels défis ?*, diaporama, 18 janvier 2007

Lamy Jean, « *Rapport énergie » européen du 10 janvier 2007,* diaporama, 18 janvier 2007

Lavergne Richard, *Scénarios tendanciels 2030 et étude facteur 4,* diaporama, 22 novembre 2007

Liger Sophie, *Potentiel d'amélioration des performances dans l'industrie,* diaporama, 6 février 2007

Maizi Nadia, *Facteur 4, l'approche MARKAL,* diaporama, 16 octobre 2006

Martinez Emmanuel, *Travaux de l'AERES,* diaporama, 6 février 2007

Paul-Dubois-Taine Olivier, *Scénarios transports du CGPC*

Pouliquen Hervé, *Quelles variables structurelles pour faire levier vers le facteur 4,* diaporama, 18 janvier 2007 ; *Modèle et hypothèse : scénario tendanciel et facteur 4,* diaporama, 14 février 2007

Tutenuit Claire, *Perspectives à long terme des évolutions de GES,* diaporama, 6 février 2007

Traisnel Jean-Pierre, *Variables structurelles pour faire levier vers le facteur 4,* diaporama, 5 février 2007*; Habitat et enjeux F4,* diaporama, 9 janvier 2007

Vainio Matti, *« Energy scenarios in OG Environment »,* diaporama, 12 septembre 2006

Annexe 3 - Résultats MARKAL - Synthèse des exercices prospectifs

Le Centre de mathématiques appliquées de l'École des Mines de Paris a réalisé cinq exercices prospectifs basés sur une approche de type *bottom up via* une modélisation technico-économique du système énergétique au moyen de MARKAL-TIMES. Ces exercices ont permis d'évaluer sur l'horizon prospectif à la fois des scénarios de référence et des scénarios volontaristes de réduction des émissions de CO_2 à l'horizon 2050. Ils ont également permis d'évaluer les hypothèses fournies par les experts mandatés par le Centre d'analyse stratégique, et parfois de tester leur sensibilité. L'ensemble de ces paramètres regroupait :

— des indicateurs macro-économiques : prix des ressources fossiles, taux d'actualisation ;
— des projections de l'évolution de la demande utile ;
— des options technologiques envisagées sur l'horizon prospectif.

Cette première analyse a conduit aux résultats suivants : pour un choix technologique restreint sur l'horizon prospectif à des éléments que le groupe a considérés comme « tangibles » en termes de faisabilité technique et économique pour la France (sans le vecteur hydrogène, la capture et la séquestration de CO_2, la géothermie roche profonde, l'éolien offshore)[39], le facteur de réduction des émissions de CO_2 à l'horizon 2050 pour la France se situe, suivant les hypothèses retenues, aux alentours de 2, dans le cas d'un scénario dit volontariste (dans deux secteurs principalement : en favorisant un déploiement de mesures d'isolation et de transferts modaux).

1. Les exercices prospectifs

À travers cinq exercices prospectifs successifs, de grandes tendances ont été dégagées pour l'horizon prospectif :

— *1er exercice prospectif* : N. Maïzi et E. Assoumou, présentation au Centre d'analyse stratégique, 2 avril 2007.
— *2e exercice* : N. Maïzi et E. Assoumou, présentation au CAS, 13 avril 2007.
— *3e exercice* : facteur 4 volontariste + zoom transport, N. Maïzi et E. Assoumou, présentation au CAS, 3 mai 2007.
— *4e exercice* : de référence révisé + facteur x, N. Maïzi et E. Assoumou, présentation au CAS, 24 mai 2007.
— *5e exercice* : de référence + volontariste re-révisés + effet des taxes/contraintes CO_2, N. Maïzi et E. Assoumou, présentation au CAS, 19 juin 2007.

Dans ces exercices prospectifs, deux types de scénarios ont été présentés, les scénarios de référence et les scénarios volontaristes.

1.1. Scénarios de référence

Il s'agissait de déterminer un scénario reflétant une évolution des tendances actuelles, seulement tempérée par les lois et les engagements déjà pris par la France. Ces hypothèses sont rappelées dans le tableau n° 36 et seront respectées par l'ensemble des scénarios, sauf mention contraire.

39 – Ces hypothèses sont cohérentes avec les scénarios déterminés : la capture-séquestration de CO_2 n'a pas de place dans une hypothèse de renouvellement du parc électronucléaire ; le vecteur hydrogène, notamment pour le véhicule, est encore évalué à des coûts prohibitifs, et n'améliore pas le contenu émissif du mix associé ; quant à la géothermie roche profonde, les coûts sont également très élevés.

Partie 5

Tableau n° 36 : Contraintes fixées dans la simulation MARKAL

• **Loi du 13 juillet 2005**	- EPR 2012 - RT 2005 : 15 % tous les 5 ans dans le neuf - Potentiel isolation ancien évalué à 190 TWh
• **PPI, objectifs à 2015**	- 1 EPR en 2012 - Rythme de renouvellement des centrales thermiques : • mise en service 1 EPR en 2012 • remise en service 2,6 GW centrales fioul (après 2005), 5,2 GW (2,6 GW en semi-base et 2,6 GW en pointe) en service fin 2015 • effets de la directive GIC* : fonctionnement du parc charbon existant en 2005 - Maintien cogénération (tarif rachat) : scénario central de l'ATEE (division par 2) (idem *task force*)
• **Objectifs européens**	- 21 % d'électricité renouvelables en 2010 (pas dans le scénario de référence)
• **Plan Climat**	- stabiliser les émissions en 2010 à leur niveau de 1990 (564 MteCO_2)
• **Gisements limités des renouvelables**	- Hydraulique : 28 TWh - Biocarburants génération 1 : 4 Mtep/an - Biocarburants génération 2 : 10 Mtep/an - Chaleur biomasse : 10 Mtep (2005), 30 Mtep (2050) - Éolien terrestre : 5,50 Mtep en 2050

* Grandes installations de combustion.

Sources : commission Énergie, ENSMP

Ce scénario a évolué au gré des cinq exercices prospectifs en fonction des modifications apportées aux hypothèses sur les demandes utiles par secteur.

Dans le premier exercice, le scénario de référence reflétait une hypothèse où le nucléaire n'était pas limité en nouvelles capacités installées, et où le prix du gaz atteignait en 2050 une valeur de 15 $/MBtu. Les hypothèses de prix haut considérées sur l'ensemble des ressources fossiles favorisent un regain pour le charbon dans l'ensemble des secteurs et un retrait du gaz. Par ailleurs, le secteur des transports, pour lequel la demande utile était plutôt forte, a dans ce scénario un impact prépondérant en termes d'émissions de CO_2, même hors aviation internationale. En effet, en fin d'horizon, le secteur des transports est responsable de plus de la moitié des émissions (domestique + international). Les ressources fossiles dominantes sont le pétrole. Le secteur résidentiel est très peu énergivore car l'hypothèse retenue sur l'isolation est très forte : tout le potentiel d'isolation sur l'ancien est réalisé sur la période. De plus la RT2005 est suivie. Dans ce schéma, la demande utile diminue fortement et le déploiement des pompes à chaleur permet également des gains de rendement significatifs. Le vecteur privilégié est alors l'électricité. La consommation d'électricité par secteur croît de 30 % de 2000 à 2030, pour atteindre 82 % en 2050. Ceci est à mettre en relation avec l'absence de contrainte sur le déploiement nucléaire sur la période. La compétitivité de l'électricité nucléaire par rapport aux autres technologies de production d'électricité permet de satisfaire la demande croissante.

Les scénarios de référence qui ont été réalisés dans les quatre autres exercices ont corrigé un certain nombre d'éléments :

- le caractère volontariste de ce premier scénario a été gommé en ramenant l'exploitation du potentiel d'isolation dans le résidentiel successivement de 100 % à 50 % puis à 25 %. Ces variations ont eu pour effet d'augmenter la demande utile du résidentiel ;
- la demande de mobilité a été revue à la baisse dès le second exercice prospectif pour ce scénario de référence et évolue selon les valeurs indiquées dans le tableau n° 37.

Tableau n° 37 : Mobilité des personnes

		Base	Référence		Volontariste	
		2002-2004	2025	2050	2025	2050
G. voy./km	VP routier proximité	463	565	597	530	560
	VP routier longue distance	205	360	411	315	360
	T collectif proximité	48	58	66	70	80
	T collectif longue distance	93	140	181	170	220
	Aviation : intérieur	14	20	20	16	16
	Aviation : international	76	144	320	132	213

Source : ministère des Transports/Service économie, statistique et prospective (SESP)

Tableau n° 38 : Mobilités des marchandises (en Gt/km)

	Base	Scénario de référence			Scénario volontariste	
	2000	2005	2025	2050	2025	2050
Transport ferroviaire	57,7	40,7	59,0	71,3	76,0	136,0
Transport routier	266,5	299,7	390,0	471,2	369,0	400,0
Transport fluvial	7,3	7,9	11,2	13,6	15,7	20,0

Source : ministère des Transports/SESP

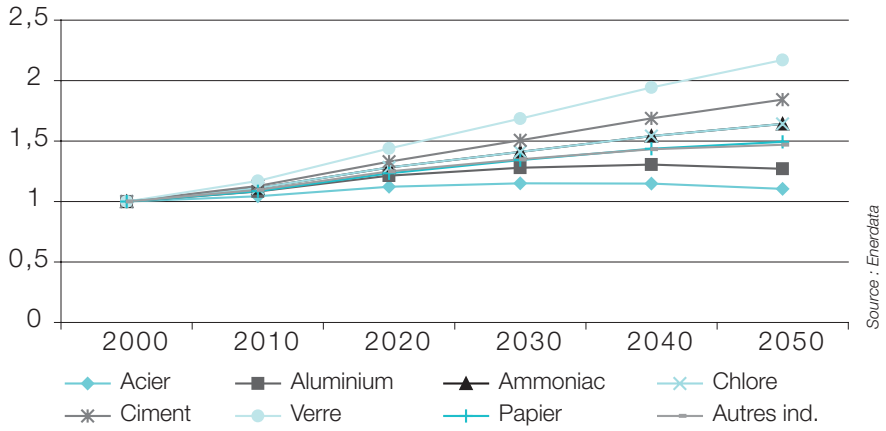
- les valeurs très élevées des prix du gaz ont été abaissées (annexe 11), ce qui a favorisé la pénétration du véhicule à gaz dans l'exercice en fin d'horizon pour les usages particuliers, meilleur compromis finalement qu'un véhicule purement électrique dont l'usage est restreint aux courtes distances.

En ce qui concerne le secteur industriel, les trois premiers exercices ont retenu l'hypothèse de tertiarisation de l'industrie française (ou de délocalisation) induite par les données Enerdata référencées dans l'annexe 11. Ces valeurs seront revues à la hausse dans les deux derniers exercices, pour refléter une autre hypothèse du scénario de référence : celle d'un certain maintien de la croissance industrielle (figure n° 9).

Quant à la pénétration du nucléaire, elle n'a pas été limitée dans un premier temps puis elle a été contrainte respectivement à 90 GW et 65 GW. Dans les scénarios de référence, le mix pour la production d'électricité reste en général fortement dominé par le nucléaire qui se déploie au maximum des contraintes imposées, et le gaz disparaît au profit du charbon. Les énergies renouvelables autres que l'hydraulique ne doivent leur pénétration qu'aux contraintes européennes dont on force le respect. Ceci est cohérent avec la faible compétitivité de ces moyens, les contraintes dynamiques des technologies de production, et la non-pénalisation des émissions de CO_2.

Partie 5

Figure n° 9 : Évolution des demandes de services utiles



La démarche adoptée nous a alors conduit à évaluer ces scénarios de référence contraints sur les émissions de CO_2 (par rapport au niveau de 1990, restreint à l'usage énergie et hors émissions dues au trafic international) suivant le rythme de décroissance nécessaire pour atteindre le facteur 4. Quelles que soient les hypothèses retenues, il a pu être établi que sur ces différents scénarios de référence, et pour des hypothèses conservatrices sur les choix technologiques potentiels, la contrainte facteur 4 était inatteignable. On rappelle que les technologies suivantes ne sont pas envisagées dans nos exercices pour satisfaire la demande, comme étant ni *sûres* ni *probables*, mais seulement *possibles*, selon la terminologie du groupe de travail 3 :

— capture et séquestration de CO_2 ;
— géothermie roche profonde ;
— éolien offshore ;
— vecteur hydrogène.

Par ailleurs, on a limité les gisements renouvelables à un ensemble de valeurs recoupées par les dires des différents experts, telles que décrites dans le tableau n° 36 (contraintes MARKAL). Cette approche donne sans doute une vision prudente du futur. Si l'une ou l'autre de ces technologies arrive à maturité dans un ratio coût-efficacité acceptable, cela permettra d'obtenir une réduction supplémentaire des émissions de CO_2.

Pour les deux premiers exercices, la contrainte facteur 4 n'est possible qu'au prix de choix irrationnels comme l'arrêt de la production industrielle pour la sidérurgie, la production de verre et d'ammoniac[40]. Cette impossibilité de déterminer un choix technologique satisfaisant la contrainte apparaît dans les coûts marginaux associés à la tonne de CO_2 évitée : c'est la valeur qui permettrait de relaxer

40 – Dans notre modélisation, ceci correspond à une solution optimale qui préfère proposer l'importation des quantités permettant de satisfaire la demande utile pour externaliser les émissions de CO_2 afin de satisfaire la contrainte facteur 4.

la contrainte d'un point. On constate qu'elle franchit dans l'ensemble de ces exercices, souvent à partir de 2020, des valeurs de plusieurs milliers d'euros, qui signalent l'impossibilité de trouver une solution cohérente.

1.2. Scénarios volontaristes

Un premier élément d'analyse indique donc que la tendance ne permettra pas sans inflexion notable d'atteindre un quelconque facteur de réduction des émissions de CO_2. Dès lors, il s'agit de jouer sur la demande utile, donnée exogène pour notre approche. Deux options dans ce cas sont envisageables :

— définir des coefficients d'élasticité de la demande aux prix ;
— intégrer cette élasticité dans une nouvelle évaluation de la demande utile.

Les deux options sont possibles avec le modèle MARKAL-TIMES mais la seconde a paru plus pertinente, car relevant d'une approche simple et rationnelle. En effet, une demande utile volontariste a été déterminée avec les experts mandatés par le Centre d'analyse stratégique dans les secteurs du transport et du résidentiel, dont nous maîtrisons mieux les hypothèses (pour les revoir et les amender) que s'il nous avait fallu définir des coefficients d'élasticité par secteur. Dès lors, les scénarios volontaristes évalués au cours des cinq exercices évoqués relèvent de ce principe. On y modifie :

— la demande du secteur des transports en supposant des améliorations de performance et des transferts modaux (comme précisé dans les tableaux n° 37 et n° 38) ;
— la demande du secteur résidentiel en prenant en compte plus de pénétration du potentiel d'isolation et plus de sorties de logements par an.

Ces éléments qui restreignent fortement la demande utile de ces deux secteurs ne s'avèrent pas suffisants pour atteindre aisément un facteur 4 de réduction des émissions, malgré l'option volontariste, comme on l'a montré dans le second exercice prospectif. Pourtant, outre le travail sur la demande utile, on a dans ce scénario libéré un certain nombre d'options supplémentaires :

— véhicules GNV, véhicules GNV hybrides, véhicules hybrides rechargeables, pénétration importante des biocarburants ;
— nucléaire illimité ;
— pas de limitation à la pénétration des pompes à chaleur.

Scénarios volontaristes contraints sur les émissions

Malgré cela, le scénario volontariste contraint au facteur 4 de réduction donne une solution dont les coûts marginaux atteignent des valeurs aux environs de 1 500 à 3 000 € pour la tonne de CO_2 évitée à partir de 2040. Pour les exercices suivants, la tendance à l'infaisabilité du facteur 4 sur les scénarios volontaristes se renforce lorsque, pour plus de réalisme prospectif, on décide de :

— limiter le potentiel d'isolation atteint (de 100 % pour les deuxième et troisième scénarios volontaristes à 75 % pour les deux suivants) ;
— limiter le déploiement des pompes à chaleur à partir du quatrième exercice ;
— limiter la capacité nucléaire à 58 EPR (pour des tranches de 1,6 GW) pour le quatrième exercice puis à 65 GW pour le cinquième exercice ;
— passer d'une hypothèse de tertiarisation de l'industrie (pour les deuxième et troisième scénarios volontaristes) à une hypothèse de croissance (pour les quatrième et cinquième exercices).

Partie 5

Ainsi, dans le troisième scénario, le coût marginal de la tonne de CO_2 évitée atteint en 2050 les environs de 2 500 € lorsque l'option gaz est retenue pour les transports, pour s'envoler à quelque 25 000 € lorsque celle-ci n'est pas retenue. Les contraintes s'amplifiant dans les quatrième et cinquième scénarios volontaristes contraints au facteur 4, l'explosion du coût marginal s'opère beaucoup plus tôt : à partir de 2030.

Dès lors, la question posée devient : quel est le facteur atteignable, étant donné le corpus d'hypothèses auquel nous sommes convenus de nous restreindre ? Les analyses réalisées lors des quatrième et cinquième exercices montrent que le facteur 2 semble une cible potentielle en termes de réduction des émissions de CO_2. Le scénario volontariste facteur 2 du quatrième exercice, dont les coûts marginaux restent de l'ordre de quelques centaines d'euros, propose des options pour :

- le mix de production électrique avec pénétration de l'éolien et de la biomasse (centrale à bois) qui équilibrent une capacité nucléaire moindre ;
- le secteur des transports diminue de moitié ses émissions grâce à des technologies basées sur les biocarburants et le GNV qui pénètrent fortement à partir de 2020 ;
- les secteurs résidentiel-tertiaire et énergie atteignent un facteur 3 ;
- le secteur industriel réduit de moitié ses émissions, avec notamment la substitution du vecteur électrique pour les usages non spécifiques du gaz.

Scénarios volontaristes avec pénalité sur les émissions

Le dernier volet de l'analyse prospective a tenté d'évaluer le niveau de taxes qui permettrait de retrouver le niveau du facteur 2. Ces éléments ont été étudiés à travers le cinquième exercice prospectif qui a bâti des scénarios volontaristes taxés pour les comparer aux scénarios volontaristes contraints par un facteur de réduction, tels que décrits au paragraphe précédent.

Une taxe permet, dans le cadre de l'approche basée sur une optimisation, d'inverser l'ordre des technologies, qui sont choisies dans une hiérarchie coût/efficacité. Pénaliser les technologies émissives revient à favoriser celles dont le coût élevé interdisait toute compétition avec des technologies émissives plus classiques. Il est donc remarquable que la recherche d'un niveau de taxe qui permette d'atteindre le même facteur de réduction à l'horizon 2050, s'assortisse également d'une modification du mix technologique ayant conduit à cet objectif. Il faudra creuser plus avant ces éléments dans un prochain exercice. Des premiers résultats ont émergé les éléments suivants :

- un niveau de taxe de 300 €/tonne de CO_2 émise ne permet pas d'atteindre le facteur de réduction par 2 des émissions ;
- cela signifierait que la taxe a un effet incitatif qui plafonne à partir d'un certain niveau : si on regarde le secteur du transport, on voit qu'un niveau de taxe de 200 € ou 300 € n'améliore pas le niveau émissif du secteur ; il faut ici préciser que la demande utile étant exogène et fixe, ceci reflète le fait que cette taxe ne peut modifier que le choix technologique (qui a ses

limites) et ne traduit pas les impacts potentiels sur le comportement. Car à un certain niveau, il faut envisager que la demande de déplacement soit modifiée.

1.3. Enseignements des exercices prospectifs

L'ensemble des exercices prospectifs réalisés à l'aide de MARKAL-TIMES a permis d'établir un cadre d'hypothèses que l'on peut résumer ainsi :

— prix des ressources fossiles hauts ;
— déploiement maximum du potentiel nucléaire (en termes de faisabilité et d'admissibilité) ;
— progrès technologique sans rupture ;
— gisements renouvelables limités au potentiel accessible ;
— respect des législations ;
— respects des engagements internationaux ;
— exploitation maximale du potentiel d'isolation.

Le scénario de réduction qui pourrait être envisagé au niveau français, étant donné les tendances actuelles, est un scénario de réduction par deux des émissions de CO_2 par rapport à leur niveau de 1990. Un premier travail approché pour évaluer le niveau d'une taxe carbone (sur la tonne de CO_2 émise) situe aux alentours de 200 € la tonne pour atteindre un objectif de réduction de 40 % si la demande n'est pas impactée par cette taxe. Une étude plus approfondie de cette taxe devrait être menée, pour affiner ces résultats, ainsi que l'évaluation d'un certain nombre de mesures incitatives.

1.4. Zoom sur certains résultats des scénarios prospectifs

On commentera ici quelques résultats extraits des scénarios prospectifs évalués avec MARKAL-TIMES, qui donnent une vision d'un futur dans le cadre très précis des hypothèses adoptées.

Scénario de référence

- **Hypothèses**

— résidentiel : on considère 50 000 sorties par an de logements (au lieu de 75 000 actuellement) en moyenne sur l'horizon 2050 ;
— le quart du potentiel d'isolation est valorisé (42 TWh) sur 40 ans. Le taux de croissance annuel moyen de l'éclairage et l'électricité spécifique a été ramené à 1,4 % par an ;
— industrie : en l'absence de référence, la source utilisée est celle de GEM-E3 KUL. La croissance de la branche ciment a été ramenée à celle de la construction ;
— agriculture : taux de croissance de 1,2 % jusque 2025, 0,9 % après (source : GEM-E3 KUL) ;
— transport : les flux sont ceux donnés en annexe 7 et 11, recommandés par le Conseil général des Ponts et Chaussées (CGPC).

- **Consommation finale**

Elle augmente de 13 % à l'horizon 2020 et de 35 % en 2050.

Tableau n° 39 : Bilan par énergie (2006) et scénario de référence MARKAL

en Mtep	2006	MARKAL 2010	MARKAL 2020	MARKAL 2050	MARKAL 2050 (variante 65 GW nucléaire)
Charbon	6,9	6,6	7,5	9,4	9,5
Pétrole	72,0	59,2*	53,9	54,2	54,2
Gaz	34,9	44,3	48,8	47,6	54,9
Électricité**	37,0	38,4	43,6	63,7	57,2
Biomasse thermique	10,9	7,5	7,9	7,3	9,5
Chaleur		1,3	2,8	2,7	2,9
Biocarburants		0,7	6,2	8,5	8,5
Déchets		1,2	1,2	1,2	1,2
TOTAL	161,7	168,7	183,6 (+ 13 %)	218,6 (+ 35 %)	221,8
TOTAL hors transports int.	152,4	159,6	172 (+ 13 %)	194,7 (+ 35 %)	197,9

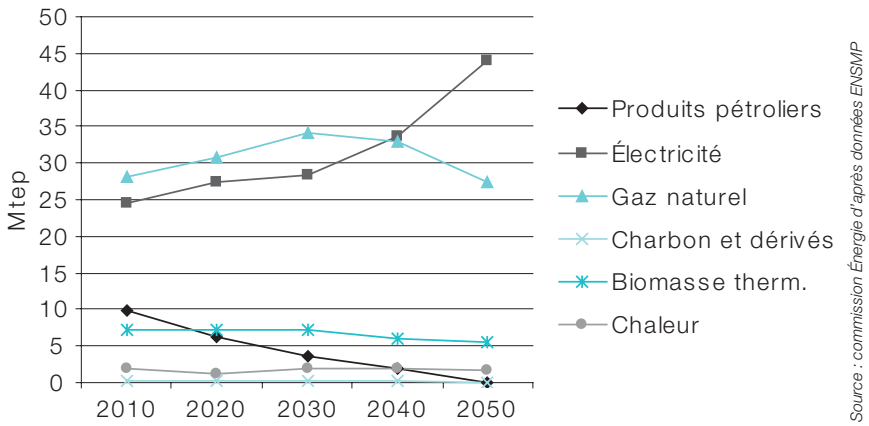
* En 2000, 64,6.
** Compris hydraulique, éolien et photovoltaïque.

Sources : DGEMP, ENSMP

Consommation finale par secteur

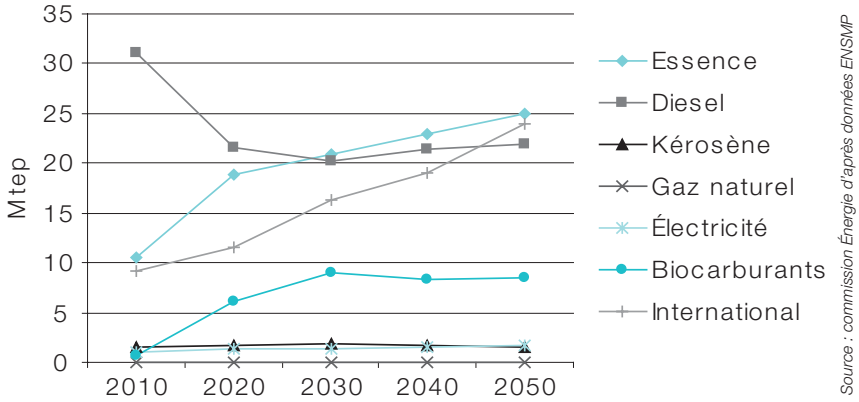
La contribution des différentes énergies par secteur est donnée en figures n° 10, 11 et 12, telle que la font ressortir le critère coût/efficacité appliqué par l'algorithme d'optimisation et le paramétrage des technologies dans le modèle.

Figure n° 10 : Évolution de la consommation finale par énergie du secteur Résidentiel-tertiaire, scénario de référence MARKAL



On note la baisse du gaz naturel sous l'effet de l'hypothèse de prix haut de cette énergie.

Figure n° 11 : Évolution de la consommation finale par énergie du secteur Transports, scénario de référence MARKAL



L'écart entre le diesel et l'essence se réduit et le gaz naturel apparaît nettement dans le mix des sources d'énergie pour les transports.

Figure n° 12 : Évolution de la consommation finale par énergie du secteur Industrie, scénario de référence MARKAL

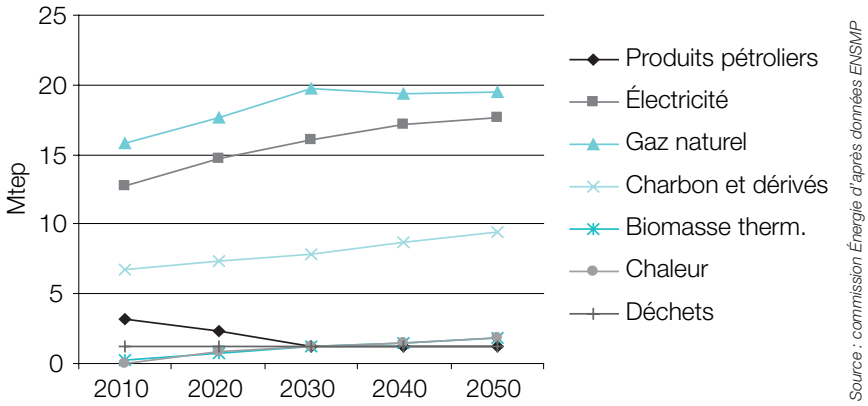


Tableau n° 40 : Bilan de la consommation finale par secteur (2006) et scénario de référence MARKAL

Mtep	2006*	2010	2020	2030	2050
Industrie	37,4	39,9	44,8 (+ 20 %)	48,5	51,8
Résidentiel-tertiaire	70,6	71,2	73,6 (+ 4,2 %)	75,5	78,9
Agriculture	2,9	3,7	4,0 (+ 38 %)	4,3	5,2
Transports	41,6	44,8	49,6 (+ 19 %)	53,4	58,8
TOTAL	152,4	159,6	172,0 (+ 13 %)	181,7	194,7
Transport international	9,3	9,1	11,6	16,3	23,9

* Bilan énergétique 2006 de la France, DGEMP, Observatoire de l'énergie, 5 avril 2007.

Source : commission Énergie d'après données DGEMP, ENSMP

Consommation d'électricité

Figure n° 13 : Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur, scénario de référence MARKAL

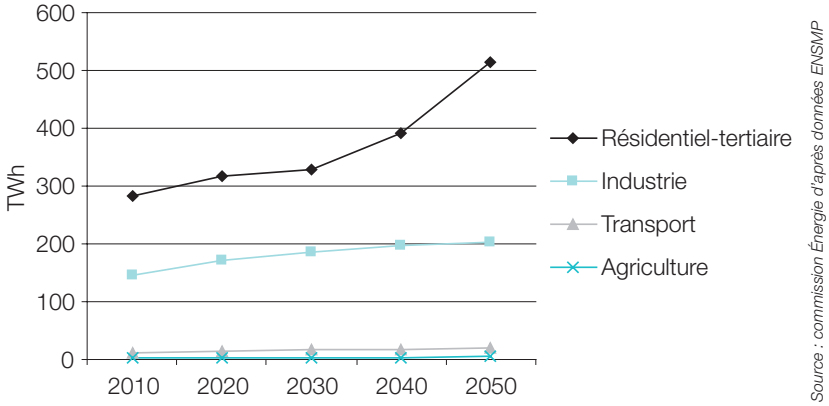
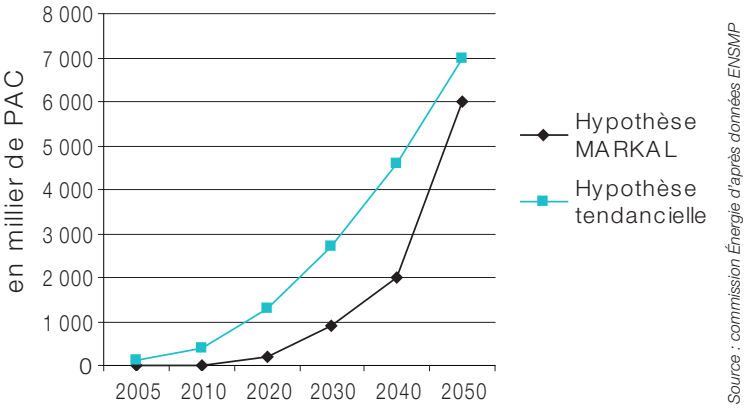


Figure n° 14 : Comparaison de la projection tendancielle (selon croissance 1998-2005) de développement des ventes de PAC avec l'hypothèse d'équipement de MARKAL



Dans le prolongement de la situation actuelle, l'électricité progresse très faiblement dans les transports. Il apparaît une forte croissance de l'électricité dans le résidentiel-tertiaire sous l'effet de la croissance des usages spécifiques et de la part des pompes à chaleur (PAC). L'hypothèse initiale prise dans le modèle pour l'équipement en PAC est la suivante : environ 200 000 pompes en 2020, 1 million en 2030, 2 millions en 2040 et 6 millions en 2050[41]. En 2005, les ventes de PAC

41 – Sur un parc de logements de 33 millions en 2050.

en France s'élèvent à 37 000[42] selon une croissance d'environ 5 000 unités supplémentaires par an. En 1981, les ventes avaient atteint 50 000, partant de 10 000 en 1979. Elles avaient chuté à presque zéro en 1987. L'hypothèse à 2020 est donc plutôt basse puisque le maintien de la croissance actuelle conduirait à 1,2 million de PAC (cf. figure n° 14).

- **Production d'électricité**

On observe (figure n° 15) une nette augmentation de l'appel au nucléaire et au charbon pour répondre aux besoins en électricité, qui s'explique par la compétitivité des deux filières dans le contexte de prix élevés des hydrocarbures (100 $/b de pétrole après 2030). La comparaison des résultats avec ceux de la *task force* électricité de la commission (cf. annexe 3) est donnée dans le tableau n° 41. Les différences relatives sont les plus importantes sur les énergies fossiles et les énergies renouvelables : cela est dû en partie aux hypothèses différentes de prix des énergies.

Figure n° 15 : Production d'électricité

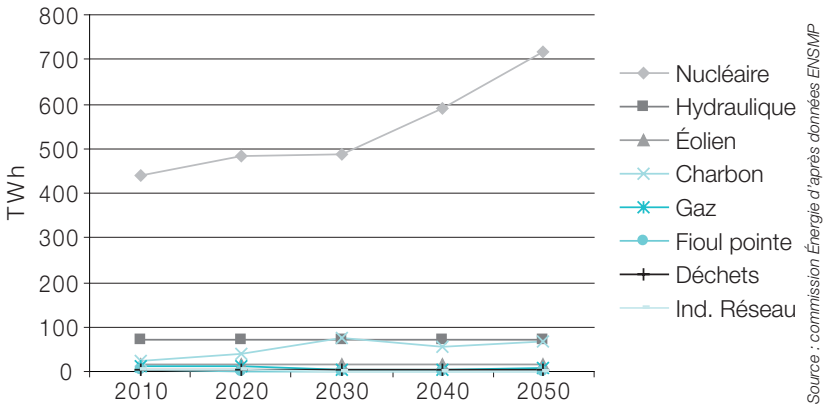
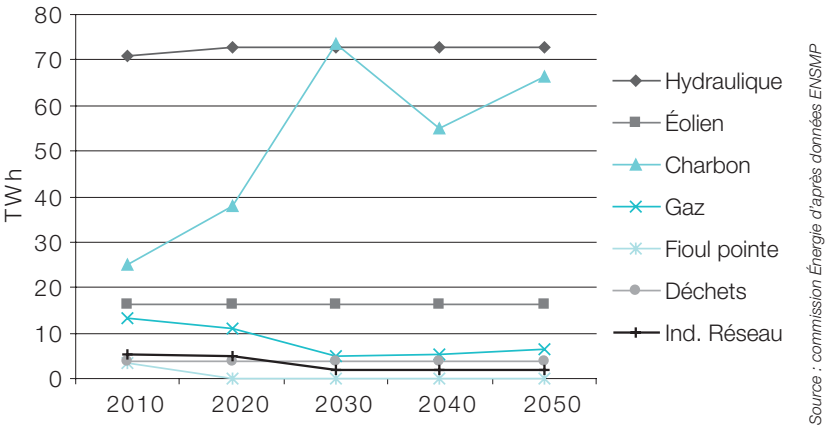


Figure n° 16 : Production d'électricité non nucléaire



42 – En 2003, 25 000 à comparer avec 50 000 en Suède où près de 95 % des constructions neuves sont équipées en PAC.

Partie 5

Tableau n° 41 : Comparaison des mix de production électrique, *task force* électricité (TFE) et scénario de référence MARKAL

en TWh	TFE 2006	MARKAL référence 2010	TFE 2020	MARKAL référence 2020	MARKAL référence 2050
Nucléaire	428,7	441,4	460,0	483,3	715,6
Hydraulique	54,2	70,9	68,0	72,8	72,8
Éolien	2,2	16,3	14,7	16,3	16,3
Charbon	20,1	25,2	15,4	38	66,5
Gaz	2,7	13,4	21,0	10,9	6,3
Fioul pointe	3,1	3,5	2,0	0	0
Autres EnR, déchets	3,3	3,8	6,4	3,8	3,8
Ind. réseau	15,0	5,4	11,1	5,1	1,8
Total	529,3	579,9	598,6	630,2	883,1

*Sources : commission Énergie (*task force *électricité), ENSMP*

Des différences notables apparaissent sur l'éolien et le gaz entre la situation 2006 et les projections 2010. Le tableau n° 42 donne l'évolution du mix dans le cas où la puissance du nucléaire est limitée à 65 TWh et pour une taxe CO_2 de 25 €/tCO_2 qui modifie la priorité des technologies par rapport au critère coût/efficacité.

Tableau n° 42 : Comparaison des mix de production électrique incluant une limitation sur la capacité nucléaire et une taxe de CO_2

en TWh	MARKAL référence 2050 (limite 90 GW de nucléaire)	MARKAL référence 2050 (variante 1 : limite 65 GW de nucléaire)	MARKAL référence 2050 (variante 2 : variante 1 + taxe CO_2 de 25 €/tCO_2)
Nucléaire	715,6	512,5	512,5
Hydraulique	72,8	72,8	72,8
Éolien	16,3	16,3	31,1*
Charbon	66,5	187,0	52,7
Gaz	6,3	5,8	10,9
Fioul pointe	0	0	0
Autres EnR, déchets	3,8	3,8	bois : 94,0 déchets : 3,8
Ind. Réseau	1,8	1,8	1,8
TOTAL	883,1	799,9	799,9

* Le modèle atteint le potentiel limite spécifié d'éolien terrestre.

Source : commission Énergie d'après données ENSMP

- **Émissions de CO_2**

Au global, en 2020, l'évolution tendancielle conduit à une réduction de 8 % par rapport à 2006 (année à - 2 % par rapport à 1990), soit environ la moitié de l'objectif de - 20 % d'émissions proposé par l'UE à cette date.

Tableau n° 43 : Émissions de CO_2, scénario de référence MARKAL

comparées avec la base 2006 (MIES)

	2005 *Mteq CO_2*	MIES (Citepa) 2006 *$MtCO_2$*	MARKAL 2010 référence *$MtCO_2$*	MARKAL 2020 référence *$MtCO_2$*	MARKAL 2030 référence *$MtCO_2$*	MARKAL 2050 référence *$MtCO_2$*
Transport	147	139	134	138	141	150
Résid.-tertiaire	103	93	94	90	91	65
Industrie	115	102	82	86	89	95
Agriculture-sylviculture	105	9	10	11	12	14
Électricité	71	46*	39**	38	59	61
Raffinerie et coke		21	17	16	16	16
Déchets	14	2	0	0	0	0
TOTAL	555	412	376 (- 8,7 %)	379 (- 8 %)	408 (- 1 %)	401 (- 2,7 %)

* Production d'électricité et chauffage urbain.
** Électricité et chaleur.

Source : commission Énergie d'après données MIES, ENSMP

Sur le long terme, seul le résidentiel-tertiaire réduit ses émissions sous l'effet de la réglementation thermique dans le neuf et d'un effort d'isolation dans l'ancien. Dans les transports, les hypothèses proposées par le groupe traduisent des flux en augmentation en 2025 de 35 % à 40 % par rapport à 2002 et quasi constants entre 2025 et 2050. Les émissions observées sont quasi stables par rapport à 2006, compte tenu de l'amélioration de la performance des véhicules et l'introduction de biocarburants (6,2 Mtep en 2020 soit 12,5 % de la consommation et 8,5 Mtep en 2050 soit 14,5 %). Pour l'industrie, deux phénomènes s'opposent :

— un taux de croissance moyen de la production des différentes branches d'environ 2 % (scénario central du BIP à 2025) ;
— l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur selon le progrès technique (- 1,3 % sur les dix dernières années) et l'évolution structurelle (- 1 % par an sur les dix dernières années).

La modélisation est tendanciellement pessimiste sur le deuxième point. Pour le secteur énergétique, la croissance de la consommation, en particulier celle de l'électricité spécifique, contribue à l'augmentation des émissions, le nucléaire n'étant pas sollicité au-delà de l'EPR de Flamanville.

■ *Scénario volontariste*

- **Hypothèses**

Les modifications suivantes sont apportées au scénario de référence :

— résidentiel : on considère 100 000 sorties par an de logements en moyenne sur l'horizon 2050. Les trois quarts du potentiel d'isolation sont valorisés (137 TWh) sur 40 ans ;

— transport : les flux sont ceux donnés en annexes 8 et 13, recommandés par le CGPC ;
— respect du protocole de Kyoto ;
— énergie : 21 % d'électricité renouvelable en 2010. Potentiel d'électricité nucléaire limité à 58 EPR (93 GW).

Pour sélectionner les technologies à partir de la demande utile, le modèle MARKAL applique successivement deux critères : coût/efficacité et niveau de pollution. Il est possible de rentrer une taxe carbone, de l'ordre de 100 et 200 €/tCO_2. À ces prix, la quantité de CO_2 émise actuellement correspond à une facture de 40 à 80 milliards d'euros. L'application d'une contrainte dégressive de réduction des émissions montre que sur l'horizon 2050, seul le facteur 2 est réaliste selon l'indicateur du coût marginal de la tonne de CO_2. Le scénario avec la nouvelle hypothèse facteur 2 est donc détaillé ci-après. Le coût indiqué n'a aucune valeur marché, mais ses fortes discontinuités permettent de détecter quand les solutions établies par le modèle traduisent une infaisabilité économique.

Tableau n° 44 : Coût marginal de la tonne de CO_2 évitée en scénario de référence contraint par une trajectoire facteur 4, MARKAL

€/tCO_2	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
F4	43	82	490	1 317	5 094	9 916	19 700	29 600
F3	45	110	455	505	1 578	2 442	35 123	9 926
F2	41	103	254	257	228	176	228	449

Source : commission Énergie d'après données ENSMP

- **Caractéristiques du scénario volontariste**

Émissions de CO_2

Tableau n° 45 : Émissions de CO_2, facteur 2 à 2050 MARKAL

comparées avec la base 2006 (MIES)

	2005 *Mteq CO_2*	MIES (Citepa) 2006 *$MtCO_2$*	MARKAL volontariste 2010 (F2) *$MtCO_2$*	MARKAL volontariste 2020 (F2) *$MtCO_2$*	MARKAL volontariste 2030 (F2) *$MtCO_2$*	MARKAL volontariste 2050 (F2) *$MtCO_2$*	Facteur de réduction en CO_2 par rapport à 2006
Transport	147	139	131	122	104	71	2,0
Résid.-tertiaire	103	93	88	70	39	28	3,3
Industrie	115	102	81	76	78	53	1,9
Agric.-sylvic.	105	9	10	12	13	14	0,6
Électricité	71	46*	34**	5	6	5	3,2
Raffinerie et coke		21	17	16	16	16	
Déchets	14	2	0	0	0	0	
TOTAL	555	412	361 (- 12 %)	301 (- 27 %)	256 (- 38 %)	187 (- 55 %)	2,2
Transport international			31	40	52	66	

* Production d'électricité et chauffage urbain.
** Électricité et chaleur.

Source : commission Énergie d'après données MIES, ENSMP

Énergie primaire

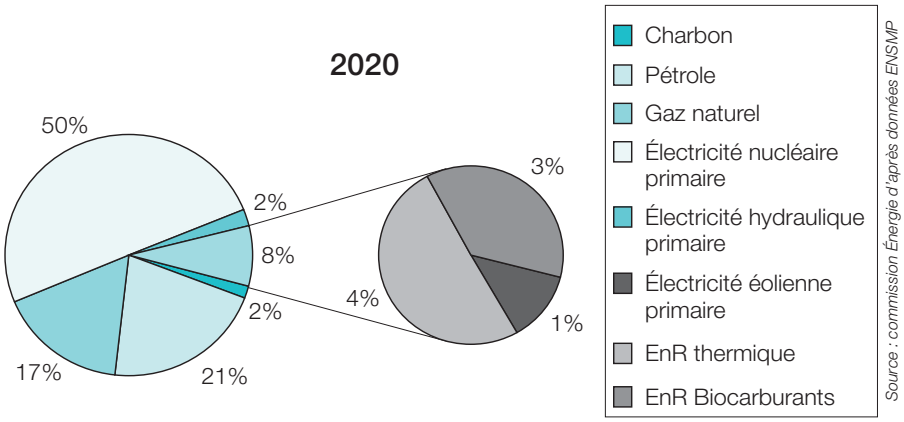
La part des énergies renouvelables atteint 10 % en 2020 (objectif UE de 20 %) et 15 % en 2050.

Tableau n° 46 : Énergie primaire, scénario volontariste, MARKAL

en Mtep	2010	%	2020	%	2050	%
Charbon	11,5	4,5	4,3	1,6	2,9	1,0
Pétrole	68,4	25,7	58,3	21,0	16,9	5,7
Gaz naturel	45,5	17,1	46,5	16,8	57,3	19,3
Électricité nucléaire primaire	114,8	43,1	139,6	50,4	174,7	58,8
Électricité hydraulique primaire	6,0	2,2	6,4	2,3	6,6	2,2
Électricité éolienne primaire	1,4	0,5	2,9	1,0	1,4	0,5
EnR thermique	8,3	3,1	11,2	4,1	28,1	9,5
EnR Biocarburants	0,9	0,3	8,3	3,0	9,4	3,2
Soutes	9,1		11,5		19,3	6,5
TOTAL	256,7		277,5		297,4	

Source : commission Énergie d'après données ENSMP

Figure n° 17 : Répartition de l'énergie primaire, scénario volontariste, MARKAL



Consommation finale par secteur

La consommation finale présente une hausse de 6,6 % en 2020 et une baisse de 5,6 % en 2050 (tableau n° 47). Les simulations avec une contrainte facteur 4 plus volontariste au point 2020 conduisent à une baisse de consommation en 2020 de 7,6 % (tableau n° 49). La contrainte sur les émissions (facteur 2) est donc trop faible au point 2020. Il conviendrait sans doute de retenir d'ici à 2025 la contrainte de l'hypothèse facteur 4 et au-delà la contrainte de l'hypothèse F2. Cette combinaison reste plausible avec les valeurs du coût marginal de la tonne de CO_2 (tableau n° 44).

Tableau n° 47 : Bilan par énergie 2006 et scénario volontariste MARKAL

en Mtep	2006	Référence 2020	Volontariste 2020	Référence 2050	Volontariste 2050
Charbon	6,9	7,5	4,3	9,4	2,9
Pétrole	72,0	53,9	49,3	54,2	7,9
Gaz	34,9	48,8	42,7	47,6	53,6
Électricité*	37,0	43,6	47,3	63,7	68,8
Biomasse thermique	10,9	7,9	8,0	7,3	7,6
Chaleur		2,8	1,2	2,7	2,0
Biocarburants		6,2	8,2	8,3	9,4
Déchets		1,2	0	1,2	0,5
TOTAL	161,7	183,6	172,5 (+ 6,6 %/2006)	218,6	152,7 (- 5,6 %/2006)

* Compris hydraulique, éolien et photovoltaïque. *Source : commission Énergie d'après données DGEMP, ENSMP*

Tableau n° 48 : Bilan sectoriel 2006 et scénario volontariste à 2050 MARKAL

en Mtep	2006*	Volontariste à 2020	Référence 2050	Volontariste 2050 (écart/référence)
Industrie	37,4	44,8 (+ 20 %)	51,8	49,3 (- 4,8 %)
Résidentiel-tertiaire	70,6	65,1 (- 8 %)	78,9	55,7 (- 29 %)
Agriculture	2,9	4,0 (+ 27 %)	5,2	5,2
Transports	41,6	47,3 (+ 14 %)	58,8	42,6 (- 27 %)
TOTAL	152,4	161,2 (+ 6 %)	194,7	152,8 (- 21 %)
Transport international	9,3	11,5	23,9	19,3

* Bilan énergétique 2006 de la France, DGEMP, Observatoire de l'énergie, 5 avril 2007. *Source : commission Énergie d'après données DGEMP, ENSMP*

Tableau n° 49 : Bilan sectoriel 2006 et scénario volontariste à 2050 MARKAL

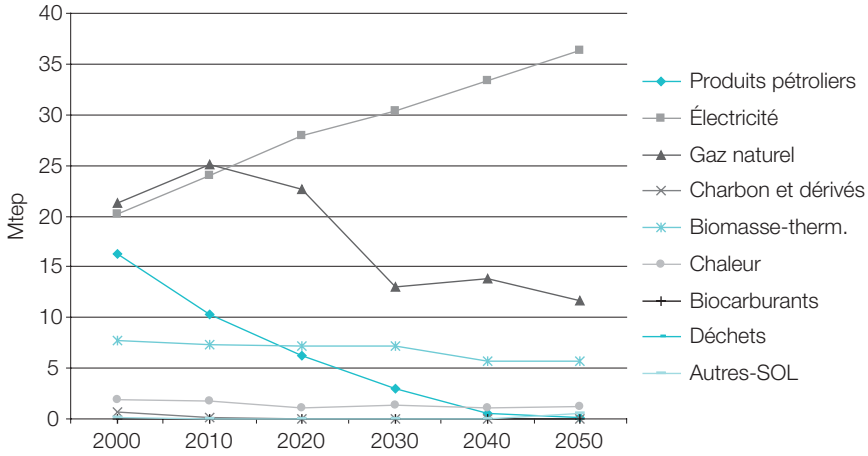
en Mtep	2006*	F4 à 2020**
Industrie	37,4	40,9
Résidentiel-tertiaire	70,6	52,7
Agriculture	2,9	3,0
Transports	41,6	47,2
TOTAL	152,4	140,8
Transport international	9,3	12,8

* Bilan énergétique 2006 de la France, DGEMP, Observatoire de l'énergie, 5 avril 2007. *Source : commission Énergie d'après données DGEMP, ENSMP*

** On considère des hypothèses supplémentaires :
- courbe de contrainte facteur 4 d'ici à 2050 (au lieu de facteur 2) ;
- résidentiel-tertiaire : 100 % du potentiel d'isolation réalisé (au lieu de 75 %) ;
- industrie : effet de tertiarisation, taux de croissance de 1,5 %/an (au lieu de 2 %).

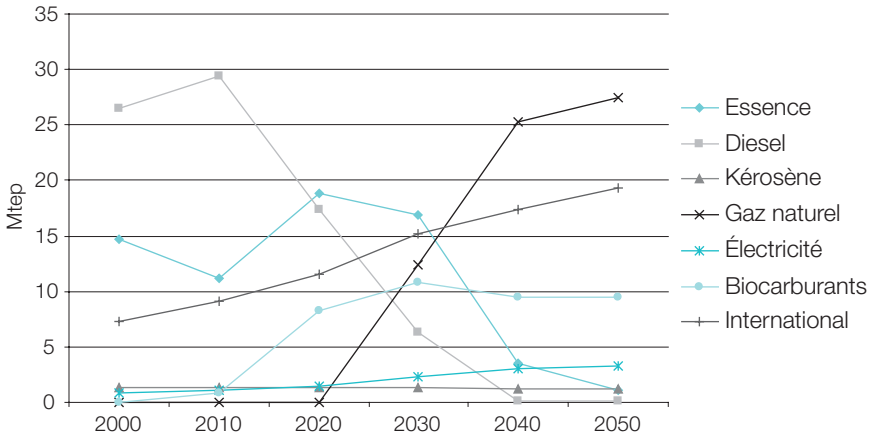
La contrainte facteur 2, assortie des nouvelles hypothèses[43] sur la demande utile, entraîne une baisse de la consommation dans le résidentiel-tertiaire et les transports de près de 30 % en 2050.

Figure n° 18 : Évolution des consommations finales par énergie du secteur Résidentiel-tertiaire, scénario volontariste MARKAL



Source : commission Énergie d'après données ENSMP

Figure n° 19 : Évolution des consommations finales par énergie du secteur Transport, scénario volontariste MARKAL

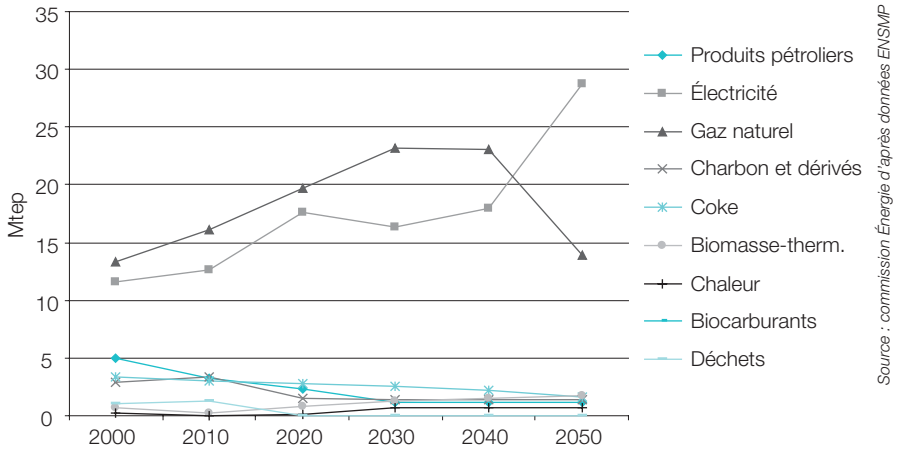


Source : commission Énergie d'après données ENSMP

43 – On considère des hypothèses supplémentaires :
- courbe de contrainte facteur 4 d'ici à 2050 (au lieu de facteur 2) ;
- résidentiel-tertiaire : 100 % du potentiel d'isolation réalisé (au lieu de 75 %) ;
- industrie : effet de tertiarisation, taux de croissance de 1,5 % par an (au lieu de 2 %)

Partie 5

Figure n° 20 : Évolution des consommations finales par énergie du secteur Industrie, scénario volontariste MARKAL

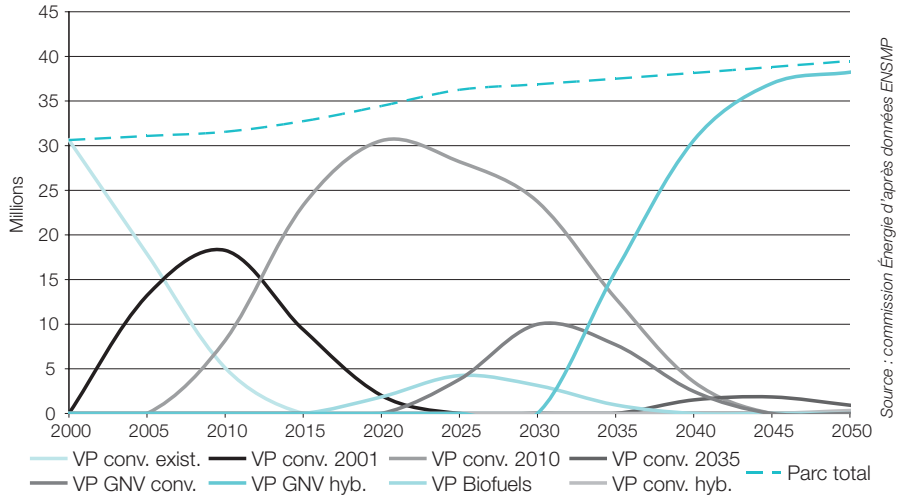


On note la croissance des usages de l'électricité au détriment du gaz dans le résidentiel-tertiaire et dans l'industrie.

Structure des parcs

- Transports

Figure n° 21 : Évolution du parc de véhicules particuliers, scénario volontariste MARKAL



MARKAL-TIMES permet de décrire les technologies sélectionnées sur l'horizon prospectif. Pour ce qui est des véhicules particuliers, la figure n° 21 illustre l'évolution du parc sur la période : les véhicules particuliers conventionnels à injection forment la grande majorité du parc jusqu'en 2035. Ils sont remplacés ensuite par des véhicules hybrides au gaz naturel. Ceci illustre les hypothèses sur les technologies, qui ont notamment exclu les véhicules à hydrogène dans ce scénario.

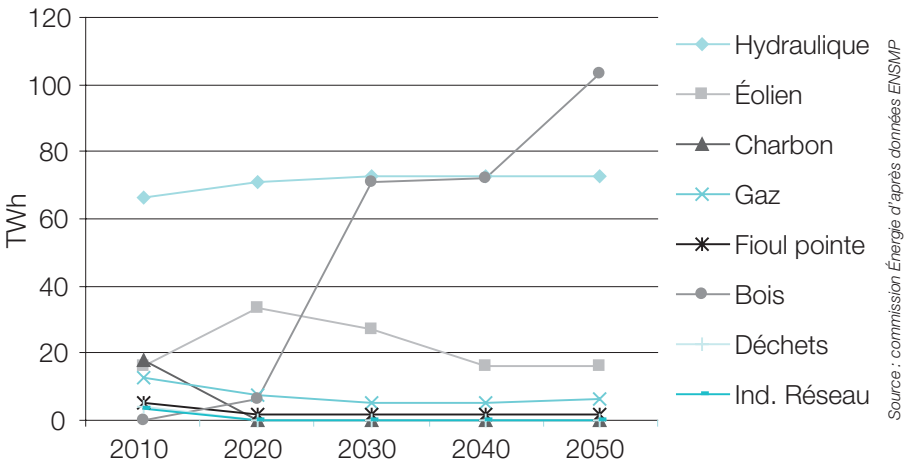
- Production d'électricité

Tableau n° 50 : Comparaison des mix de production électrique, *task force* électricité (TFE) et MARKAL

en TWh	TFE 2020	MARKAL référence 2020	MARKAL volontariste 2020	MARKAL volontariste 2050
Nucléaire	460,0	483,3	549,0	731,6
Hydraulique	68,0	72,8	70,8	72,8
Éolien	14,7	16,3	33,2	16,3
Charbon	15,4	38,0	0	0
Gaz	21,0	10,9	7,4	6,6
Fioul pointe	2,0	0	1,8	1,8
Autres EnR, déchets	6,4	3,8	6,8	103,4
Ind. Réseau	11,1	5,1	0	0
TOTAL	598,6	630,2	669,0	932,5

Sources : données ENSMP, task force *électricité de la commission Énergie*

Figure n° 22 : Production d'électricité non nucléaire, scénario volontariste MARKAL



Partie 5

Conclusion des scénarios MARKAL-TIMES France

Scénario de référence

- La consommation d'énergie finale augmente de 13 % en 2020 et 35 % en 2050.
- Un prix du pétrole de 100 $/b au-delà de 2030 favorise le développement des usages de l'électricité et le recours au charbon.
- L'évolution tendancielle des pompes à chaleur (en référence à la période 1997-2005) conduit à une substitution des usages du gaz dans le résidentiel-tertiaire.
- Les émissions de CO_2 sont en baisse de 8 % en 2020 par rapport à 2006, sous l'effet de l'effort de l'industrie et du secteur de l'énergie ; résidentiel-tertiaire et transports restent constants.

Scénario volontariste

- La consommation d'énergie finale augmente de 6,6 % en 2020 et baisse de 5,6 % en 2050, sous l'effet d'une baisse significative dans le résidentiel-tertitaire (renouvellement du parc, isolation massive) et les transports (stagnation des flux entre 2025 et 2050).
- La part des énergies renouvelables dans le mix primaire est de 10 % en 2020 et 15 % en 2050.
- Les émissions de CO_2 sont en baisse de 27 % en 2020 et de 55 % en 2050 par rapport à 2006. Les secteurs résidentiel-tertiaire et énergie atteignent un facteur 3, l'industrie et les transports un facteur 2.
- L'écart se creuse entre l'électricité et le gaz dans le résidentiel-tertiaire et dans l'industrie. L'appel aux énergies renouvelables (6 à 8 Mtep) reste faible dans le résidentiel-tertiaire.
- Dans les transports, les véhicules GNV et les biocarburants prennent une forte part à partir de 2020.

Annexe 4 - Les résultats MedPro-POLES

1. Hypothèses

1.1. Taux de croissance de la demande (MedPro)

Les taux de croissance annuel moyen (tcam) fixés dans MedPro pour les différents secteurs sont résumés dans le tableau n° 51; ils permettent de comparer les hypothèses entre les deux scénarios.

Tableau n° 51 : Hypothèses de croissance dans les différents secteurs, MedPro

en Tcam % / an	Référence à 2030 (période 2001-2030)	Volontariste à 2050 (période 2001-2050)
Résidentiel		
Total des résidences principales	1,06	0,84
Besoins unitaires de chauffage	- 0,12	- 0,80
Taux d'équipement des ménages en électroménager	1,02	0,73
Besoins spécifiques d'électricité	0,60	- 0,14
Tertiaire		
Emplois	0,70	0,75
Besoins thermiques	- 0,04	- 0,60
Besoins électriques	1,32	0,90
Transports		
Trafic voiture	1,23*	0,86**
Trafic passager collectif route	0,46	1,26
Trafic passager fer	2,53	3,11
Trafic passager air	9,30	4,95
Parc véhicules particuliers (VP)	0,98	0,86
Trafic marchandises route	1,69	1,05
Trafic marchandises fer	0,70	3,21
Consommation véhicule conventionnel neuf	- 0,20	- 0,55
Consommation véhicule marchandises	- 0,59	- 0,86
Consommation transport en commun	- 0,36	- 0,98
Part de l'électricité dans le VP neuf	- 0,36	2 % en 2020 20 % en 2030, 50 % en 2050***
Industrie		
Taux de croissance annuel moyen (tcam) de la production	- 1,7 à + 2,5**** moy. : - 0,1	- 1,5 à + 4***** moy. - 0,06
Croissance annuelle de la valeur ajoutée	0,7 à 3 ,4 moy. 1,5	0,6 à 1,2 moy. 1,4
Efficacité électrique (en valeur ajoutée) hors effet de structure	- 0,20	- 0,34
Efficacité thermique (en valeur ajoutée) hors effet de structure	- 0,41	- 0,62
Efficacité électrique électro intensifs (consommation)	- 0,02	- 0,06
Efficacité thermique électro intensifs (consommation)	- 0,09	- 0,32

Source : commission Énergie d'après données Enerdata

* Dont urbain 0,20 ; périurbain 1,01 ; longue distance 2,86.
** Dont urbain - 0,15 ; périurbain 0,61 ; longue distance 3,21.
*** Véhicules utilitaires légers de marchandises 20 % en 2020, 50 % en 2030, 80 % en 2050. Camions 5 % en 2020, 15 % en 2030, 30 % en 2050. Bus urbains 20 % en 2020, 50 % en 2030, 80 % en 2050.
**** Papier 2,5 % par an ; acier 1,3 % par an.
***** Papier 4,2 % par an ; acier 0,8 % par an.

Remarques

- *Résidentiel : dans le scénario de référence, le modèle traduit peu les mesures de réduction des besoins de chauffage (évolution des RT et isolation dans l'ancien), 3,6 % d'ici 2030 (24 % dans l'annexe 13). Dans le scénario volontariste, les besoins baissent de 0,8 % par an, soit 40 % sur la période (60 % dans l'annexe 13).*
- *Transport : le trafic suit les hypothèses de l'annexe 13.*
- *Les performances techniques des véhicules sont en nette augmentation entre le scénario de référence et le scénario volontariste. Pour ce dernier, les hypothèses retiennent un scénario électricité marqué : la part de l'électricité est fixée selon les types de véhicules entre 30 % et 50 % à 2030 et 50 % à 80 % en 2050.*
- *Industrie : les taux de croissance présentés traduisent difficilement une croissance de 2 % de la production (scénario central du BIPE pour 2025) ou 2,5 % (scénario dynamisme mondial du BIPE) y compris en y incluant la croissance de l'activité tertiaire. Ces hypothèses pourraient sous-estimer l'activité.*
  Inversement, les hypothèses de progrès en efficacité énergétique de l'industrie sont faibles ou très faibles dans les deux scénarios (rappel 1990-2002 : - 1,3 % par an hors effet de structure égal à - 1 % par an sur 1990-2002).

1.2. Hypothèses sur les prix des énergies

Le modèle POLES intègre les flux d'échanges énergétique et des modules de calcul par équilibre offre/demande des prix des énergies pétrole, gaz naturel et charbon. Entre les deux hypothèses de prix endogène (POLES) et exogène (commission Énergie[44]), il y a de forts écarts : pétrole (x 2,5), gaz (x 1,5), charbon (x 1,2), comme le montre le tableau n° 52.

Tableau n° 52 : Hypothèses de prix des énergies, MedPro-POLES et commission Énergie (groupe 2)

	Projections POLES					Hypothèses CE				
	1990	2001	2010	2020	2030	1990	2001	2010	2020	2030
Pétrole brut										
$05/bl	32	26	39	52	65	32	26	60	107	160
€05/bl	25	20	30	40	50	25	20	46	82	123
Gaz, Europe										
€05/boe	14	16	18	27	33	14	16	33	45	47
€05/Mbtu	3	3	3	5	6	3	3	6	8	9
$05/Mbtu										
Charbon, Europe										
€05/boe	12	8	13	15	17	12	8	10	13	20
€05/t	56	37	61	71	80	56	37	48	64	94
$05/t										

Source : commission Énergie d'après données Enerdata

44 – Il reste des différences dans les chiffres retenus par MedPro-POLES. Pétrole : 160 $/b au lieu de la fourchette proposée de 100-150 $/b ; Gaz : 9 Mbtu au lieu de 11 Mbtu.

Comparaison des résultats entre les scénarios avec prix de la commission Énergie et prix endogènes

Dans le scénario de référence à 2020, l'impact du scénario de prix de la commission se traduit par une baisse de la consommation de 9 % (- 17 Mtep), un recul du pétrole de 13 %, du gaz de 19 % et une augmentation de l'électricité de 2 %. Les émissions de CO_2 baissent de 7 %. Pour le scénario volontariste, l'impact des prix de la commission par rapport aux prix endogènes se traduit par :

— en 2020, une baisse de la consommation de 7 % (- 16 Mtep), un recul du pétrole de 17 %, du gaz de 16 % et aucun effet sur l'électricité. Les émissions de CO_2 évoluent comme suit : - 12 % sur l'énergie finale, + 32 % dans le secteur énergie, 3 % au global (hors CCS).

— en 2050, une baisse de la consommation de 4 % (- 3,7 Mtep), un recul du pétrole de 11 %, du gaz de 2 % et une stagnation de l'électricité. Les émissions de CO_2 évoluent comme suit : - 5 % sur l'énergie finale, - 17 % dans le secteur énergie, - 19 % au global (hors CCS).

2. Scénario de référence

2.1. Consommation finale

La consommation finale augmente de 20 % en 2020 et 30 % en 2030. Les prix endogènes bas du pétrole expliquent l'utilisation accrue du pétrole.

Tableau n° 53 : Bilan par énergie 2006 et scénario de référence MedPro-POLES avec prix endogènes

en Mtep	2006*	MedPro-POLES 2010	MedPro-POLES 2020	MedPro-POLES 2030
Charbon	6,9	5,9	5,5	5,5
Pétrole	72,0	73,3	73,7	70,9
Gaz	34,9	37,8	42,4	46,7
Électricité**	37,0	40,4	46,3	51,8
Biomasse thermique	10,9	14,1	13,3	18,1
Chaleur				
Déchets				
dont Biocarburants		*1,0*	*2,0*	*4,0*
TOTAL	161,7	171,5	181,2 (+ 12 %)	192,9 (+ 19 %)

* Bilan énergétique 2006 de la France, DGEMP, Observatoire de l'énergie, 5 avril 2007.
** Compris hydraulique, éolien et photovoltaïque.

Source : commission Énergie d'après données DGEMP, Enerdata

Consommation par secteur

Dans les transports, l'hypothèse de croissance du trafic routier (40 % d'ici 2025) se traduit par une croissance forte de la consommation du secteur.

Dans le résidentiel-tertiaire, l'absence de mesures (amélioration de la RT et isolation) conduit à une augmentation des consommations.

Partie 5

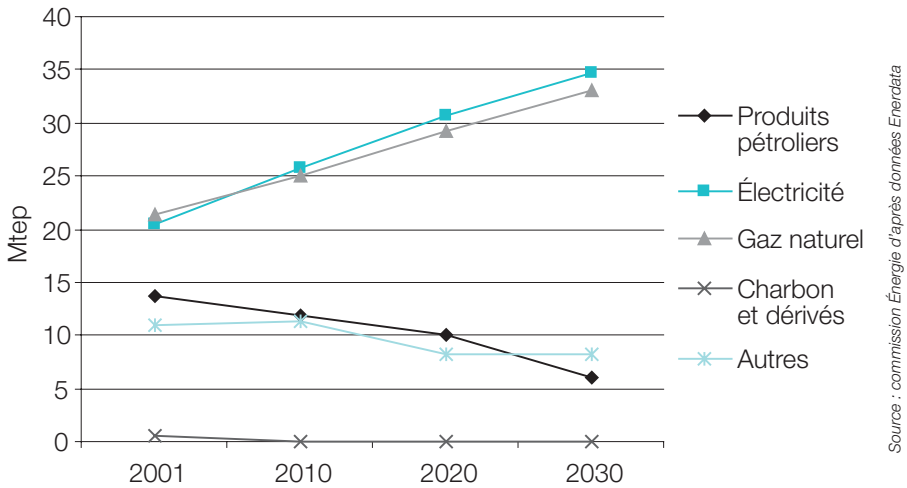
Tableau n° 54 : Bilan de la consommation par secteur (2006) et scénario de référence MedPro-POLES, avec prix endogènes

en Mtep	2006*	2010	2020 (écart par rapport à 2006)	2030
Industrie	37,4	41,0	41,4 (+ 10,7 %)	43,3
Résidentiel-tertiaire	70,6	74,1	78,2 (+ 10,8 %)	82,1
Agriculture	2,9	3,0	3,0 (+ 3,5 %)	3,0
Transports**	50,8	53,4	58,7 (+ 15 %)	64,6
TOTAL	161,7	171,5	181,3 (+ 12 %)	193,0

* Bilan énergétique 2006 de la France, DGEMP, Observatoire de l'énergie, 5 avril 2007.
** Compris international carburéacteurs et soutes.

Source : commission Énergie d'après données DGEMP, Enerdata

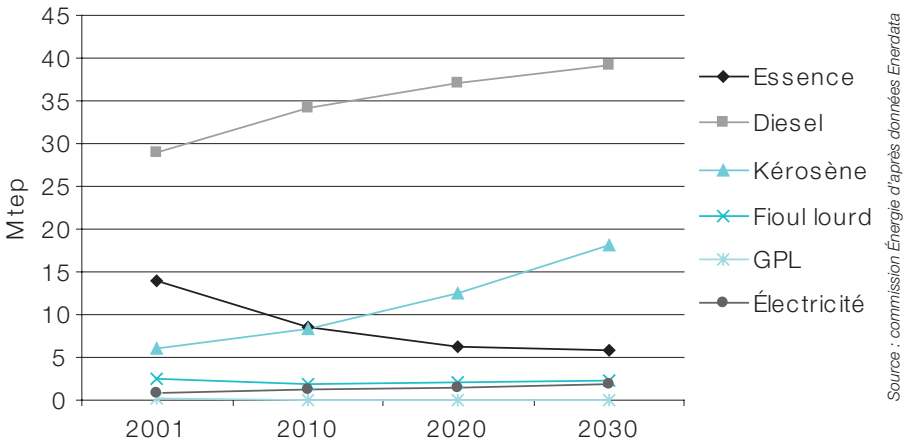
Figure n° 23 : Évolution de la consommation finale par énergie du secteur Résidentiel-tertiaire, 2006 et scénario de référence MedPro-POLES



Source : commission Énergie d'après données Enerdata

Le gaz naturel et l'électricité continuent de progresser avec le quasi-maintien des besoins de chauffage (- 0,12 % par an) et l'augmentation du nombre de logements.

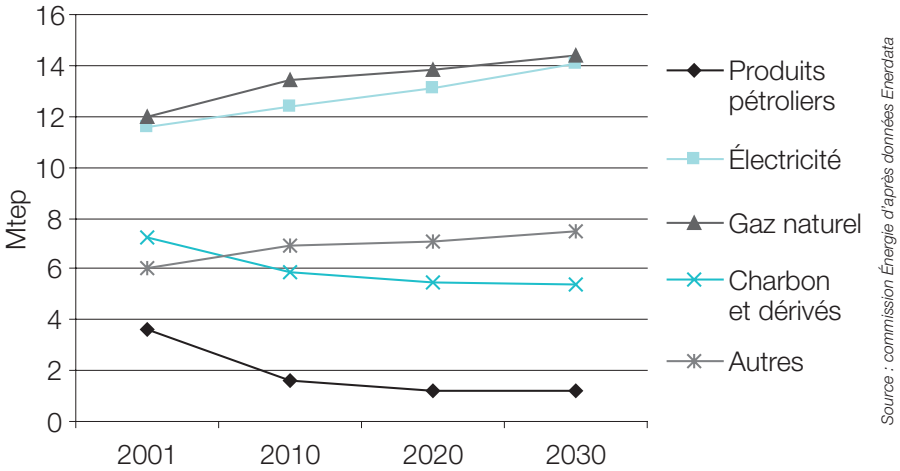
Figure n° 24 : Évolution de la consommation finale par énergie du secteur Transports, 2006 et scénario de référence MedPro-POLES



La tendance de répartition entre le gazole et l'essence enclenchée ces dernières années se poursuit.

Les biocarburants sont considérés incorporés dans l'essence ou le diesel.

Figure n° 25 : Évolution de la consommation finale par énergie du secteur Industrie, 2006 et scénario de référence MedPro-POLES



2.2. *Production d'électricité*

Figure n° 26 : Production d'électricité, scénario de référence MedPro-POLES

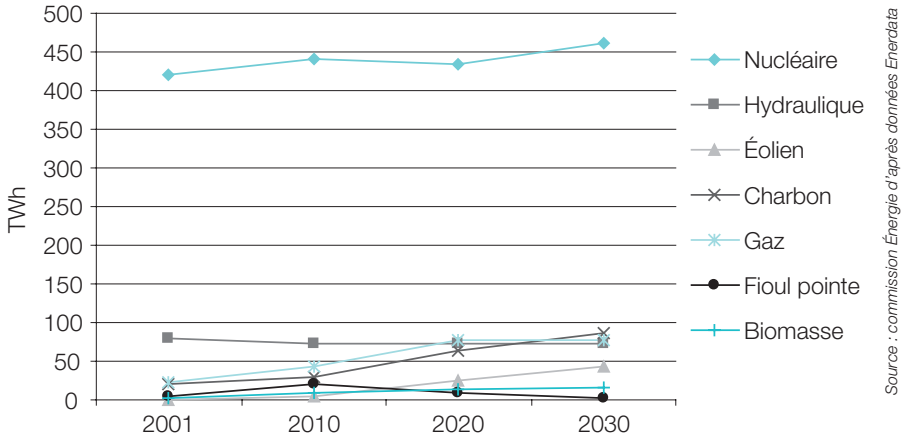
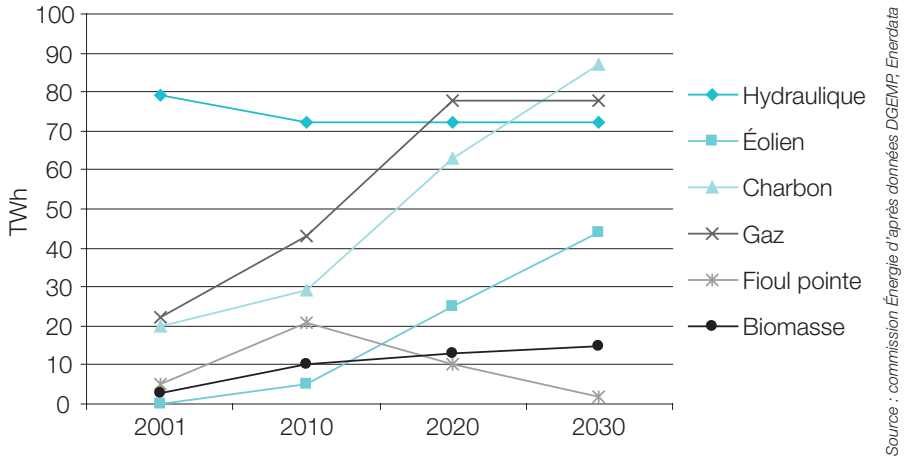


Figure n° 27 : Production d'électricité non nucléaire, scénario de référence MedPro-POLES



Dans un contexte de prix faibles des hydrocarbures, le gaz connaît un très fort développement (2,7 TWh à 78 TWh en 2020). L'éolien est également en forte progression (25 TWh en 2020, 44 en 2030). Le modèle présente en revanche une hypothèse qui laisse quasi constante la production nucléaire. Les autres énergies (éolien, gaz, charbon) augmentent fortement pour suivre la croissance de l'électricité principalement dans le résidentiel-tertiaire.

Tableau n° 55 : Comparaison des mix de production électrique, scénario *task force* électricité (TFE) de la commission Énergie et scénario de référence MedPro-POLES, prix endogènes

en TWh	TFE 2006	MedPro-POLES 2010	TFE 2020	MedPro-POLES 2020	MedPro-POLES 2030
Nucléaire	428,7	442	460,0	435	461
Hydraulique	54,2	72	68,0	72	72
Éolien	2,2	5	14,7	25	44
Charbon	20,1	29	15,4	63	87
Gaz	2,7	43	21,0	78	78
Fioul pointe	3,1	21	2,0	10	2
Autres EnR, déchets	3,3	10	6,4	13	15
Ind. réseau	15,0	0	11,1	0	0
TOTAL	529,3	622	598,6	696	759

Sources : données Enerdata, task force *électricité de la commission Énergie*

Tableau n° 56 : Comparaison des mix de production électrique, scénario *task force* électricité (TFE) et scénario de référence MedPro-POLES, prix commission Énergie

en TWh	TFE 2006	MedPro-POLES 2010	TFE 2020	MedPro-POLES 2020	MedPro-POLES 2030
Nucléaire	428,7	442	460,0	438	490
Hydraulique	54,2	72	68,0	72	72
Éolien	2,2	5	14,7	27	49
Charbon	20,1	61	15,4	99	94
Gaz	2,7	30	21,0	58	52
Fioul pointe	3,1	7	2,0	1	0
Autres EnR, déchets	3,3	10	6,4	13	15
Ind. réseau	15,0	0	11,1	0	0
TOTAL	529,3	627	598,6	709	772

Sources : données Enerdata, task force *électricité de la commission Énergie*

2.3. Émissions de CO_2

Au global, le scénario de référence montre une augmentation de 6 % des émissions en 2020 par rapport à 2006 (année à - 2 %/1990). Celle-ci est largement due au secteur de l'énergie dont la production d'électricité à base de fossiles, gaz et charbon, augmente fortement. L'accroissement de la performance des véhicules (- 0,2 % à - 0,6 % par an) conduit à une baisse des émissions malgré un trafic en hausse de plus de 40 % d'ici à 2025. Les émissions de l'industrie stagnent dans un scénario d'entrée caractérisé par une croissance modeste de la production et une faible amélioration de l'efficacité énergétique.

Tableau n° 57 : Émissions de CO_2, scénario de référence à 2050 MedPro-POLES, comparées avec la base 2006 (MIES)

	2005 *Mteq CO_2*	MIES (Citepa) 2006 *$MtCO_2$*	MedPro POLES 2010 Référence *$MtCO_2$*	MedPro POLES 2020 Référence *$MtCO_2$*	MedPro POLES 2030 Référence *$MtCO_2$*
Transport*	147	139	131	126	112
dont aérien			*26*	*39*	*57*
Résid.-tertiaire	103	93	102	106	102
Industrie	115	102	74	72	73
Agric.-sylvic.	105	9	15	15	15
Électricité	71	46**	108***	136	113
Raffinerie et coke		21			
Déchets	14	2	0	0	0
TOTAL *(hors aérien)*	555	412	430 (4,2 %)	455 (+ 10,4 %)	415 (+ 1 %)

* Hors carburéacteurs, soutes et matières premières.
** Production d'électricité et chauffage urbain.
*** Électricité et chaleur.

Source : commission Énergie d'après données Enerdata, MIES

3. Scénario volontariste

3.1. Hypothèses

En ce qui concerne le transport, les hypothèses de trafics passagers sur la route sont celles de la commission Énergie. Les hypothèses techniques sont les suivantes :

- L'indice d'amélioration des consommations spécifiques de véhicules (indice 0,5 à 0,6 entre 2000 et 2050[45]) correspond à une liste d'améliorations possibles (incluant l'hybride non rechargeable). On observe que ce potentiel d'amélioration est déjà atteint à partir de 2020-2030 pour les véhicules individuels ; il l'est à moitié (0,7 à 0,8) pour les poids lourds et les transports en commun.
- Les courbes de coût marginal des véhicules en fonction de la réduction des émissions de CO_2 indiquent : une réduction de 30 % des émissions obtenue pour des surcoûts de 1 500 à 2 000 euros en fonction de la puissance du véhicule ; une réduction de 50 % des émissions obtenue pour des surcoûts de 4 000 à 6 000 euros.

Par hypothèse dans le modèle MedPro-POLES, le parc des véhicules électriques ou hybrides est réparti comme l'indique le tableau n° 58.

45 – Données ADEME, étude facteur 4 de 2005.

Tableau n° 58 : Hypothèses du parc, scénario volontariste MedPro-POLES

	Électrique pur	Hybride rechargeable	Parcours électrique	Consommation spécifique électrique
Véhicules particuliers	20 % du neuf (2030-2050)	40 % du neuf (2030-2050)	10 000 km/an/véh. (75 % des km pour hybrides)	25 kWh/100km
Véhicules utilitaires légers		100 % du parc (en 2050)	13 500 km/an/véh. (80 % des km pour hybrides)	40 kWh/100km
Camions		50 % du parc (en 2050)	26 000 km/an/véh. (60 % des km pour hybrides)	65 kWh/100km
Bus urbains		100 % du parc (en 2050)	23 500 km/an/véh. (80 % des km pour hybrides)	160 kWh/100km

Source : commission Énergie d'après données Enerdata

3.2. Émissions de CO_2

Tableau n° 59 : Émissions de CO_2, dans un contexte cohérent avec une réduction facteur 4 pour les pays industriels et facteur 2 pour le monde, comparées avec la base 2006 (MIES), prix commission Énergie

	2005 *Mteq CO_2*	MIES (Citepa) 2006 *$MtCO_2$*	MedPro-POLES 2001 volontariste *$MtCO_2$*	MedPro-POLES 2020 volontariste *$MtCO_2$*	MedPro-POLES 2030 volontariste *$MtCO_2$*	MedPro-POLES 2050 volontariste *$MtCO_2$*	Facteur de réduction en CO_2 par rapport à 2006
Transport*	147	139	145	96	56	34	4,0
dont aérien			*22*	*20*	*17*	*11*	
Résidentiel-tertiaire	10	93	102	69	59	41	2,3
Industrie	115	102	82	39	33	17	6,0
Agric.-sylvic.	105	9	15	10	11	8	1,1
Électricité	71	46**	56***	95	75	63	1,1
Raffinerie et coke		21					
Déchets	14	2	0	0	0	0	
TOTAL** hors CCS**		412	400 (- 3 %)	309 (- 25 %)	234 (43 %)	162 (- 61 %)	2,5
CCS				- 8	- 28	- 60	
TOTAL avec CCS	555	412	400 (- 3 %)	301 (- 27 %)	206 (- 50 %)	102 (- 75 %)	4,0

* Hors aérien international.
** Production d'électricité et chauffage urbain.
*** Électricité et chaleur.
**** Papier 2,5 %/an ; acier 1,3 %/an.

Source : commission Énergie d'après données MIES, Enerdata

Le tableau n° 59 donne les résultats des émissions de CO_2 dans le cas du scénario volontariste. Dans les transports, l'hypothèse d'un développement significatif des véhicules hybrides électriques et la poursuite de l'amélioration

des performances des véhicules conventionnels, conduisent à une forte baisse des émissions. L'effet du prix du pétrole apparaît important dans ce secteur. La baisse significative des besoins unitaires de chauffage des bâtiments (- 0,8 % par an, RT et isolation) ainsi que la réduction des consommations d'électricité spécifique (- 0,14 %) donnent lieu à un facteur 3. Le doublement du taux de décroissance de l'efficacité énergétique dans l'industrie conduit au facteur 3. Les émissions du secteur de l'énergie restent quasi constantes. En effet, les besoins en électricité dans les transports notamment nécessitent le recours à la production d'origine fossile non freinée par le prix des énergies.

3.3. Énergie primaire

La part des énergies renouvelables atteint 69,8 % en 2020 et 16,2 % en 2050.

Tableau n° 60 : Énergie primaire, scénario volontariste MedPro-POLES, prix commission Énergie

en Mtep	2020	%	2050	%
Charbon	17,5	6,8	9,5	4,4
Pétrole	65,9	25,6	29,1	13,4
Gaz naturel	39,9	15,5	30,3	14,0
Électricité nucléaire primaire	114,0	44,3	117,9	54,4
Électricité primaire + EnR	25,3	9,8	35,2	16,2
TOTAL	262,6 dont 5,2 export		222,0 dont 5,2 export	

Source : commission Énergie d'après données Enerdata

Consommation finale

Elle baisse de 16 % en 2020 (prix commission) et de 43 % en 2050.

Tableau n° 61 : Bilan sectoriel, 2006 et scénario volontariste à 2050 MedPro-POLES, prix commission Énergie

en Mtep	2006*	2020 (Écart par rapport à 2006)	2050 (Écart par rapport à 2006)
Industrie	37,4	27,3 (- 27 %)	21 (- 44 %)
Résidentiel-tertiaire	70,6	63,3 (- 10 %)	52,4 (- 26 %)
Agriculture	2,9	3,1 (+ 7 %)	2,6 (- 10 %)
Transports	50,9	41,8 (- 18 %)	24,5 (- 52 %)
TOTAL	161,8	135,5 (- 16 %)	100,5 (- 38 %)

* Bilan énergétique 2006 de la France, DGEMP, Observatoire de l'énergie, 5 avril 2007.

Source : commission Énergie d'après données DGEMP, Enerdata

La stagnation du trafic entre 2025 et 2050 explique la plus forte baisse du transport.

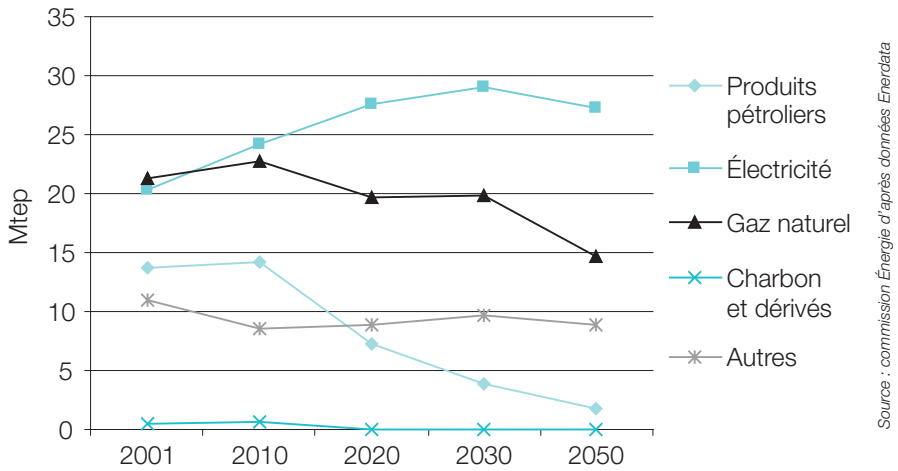
Tableau n° 62 : Bilan par énergie, 2006 et scénario volontariste à 2050 MedPro-POLES, prix commission Énergie

en Mtep	Consommation primaire				Consommation finale	
	2006*		Volontariste, 2050 Hypothèses à 160 $/b entre 2030 et 2050 ($2005)		2006	Volontariste, 2050
Charbon	12,4	5 %	9,5	4 %	6,9	0,7
Pétrole	91,8	33 %	29,1	13 %	72,0	18,5
Gaz	40,3	15 %	30,3	14 %	34,9	19,8
Électricité**	117,6	42 %	117,9	54 %	37,0	48,7
EnR thermiques et déchets	13,1	5 %	30,0 (thermique et biocarburants)	14 %	10,9	12,8
TOTAL	275,3		216,8		161,7	100,5

* Bilan énergétique 2006 de la France, DGEMP, Observatoire de l'énergie, 5 avril 2007.
** Compris hydraulique, éolien et photovoltaïque.

Source : commission Énergie d'après données DGEMP, Enerdata

Figure n° 28 : Évolution des consommations finales par énergie du secteur Résidentiel-tertiaire, scénario volontariste MedPro-POLES

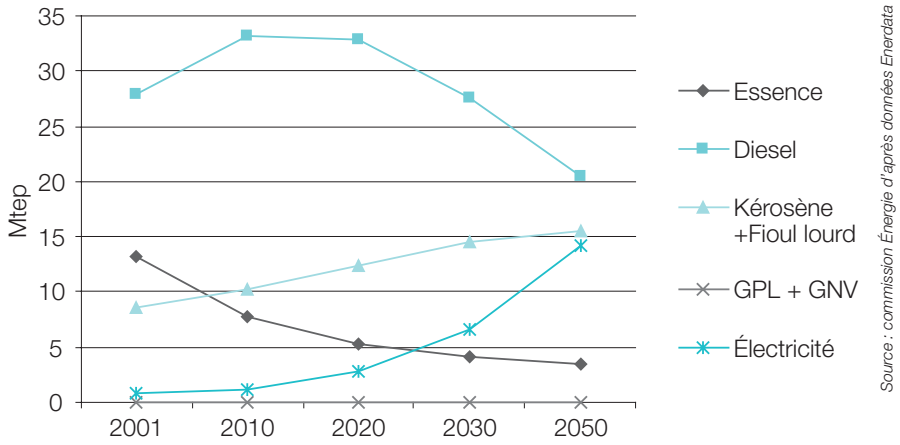


Source : commission Énergie d'après données Enerdata

Les résultats montrent une substitution du gaz par les énergies renouvelables et dans une moindre mesure le recours à l'électricité.

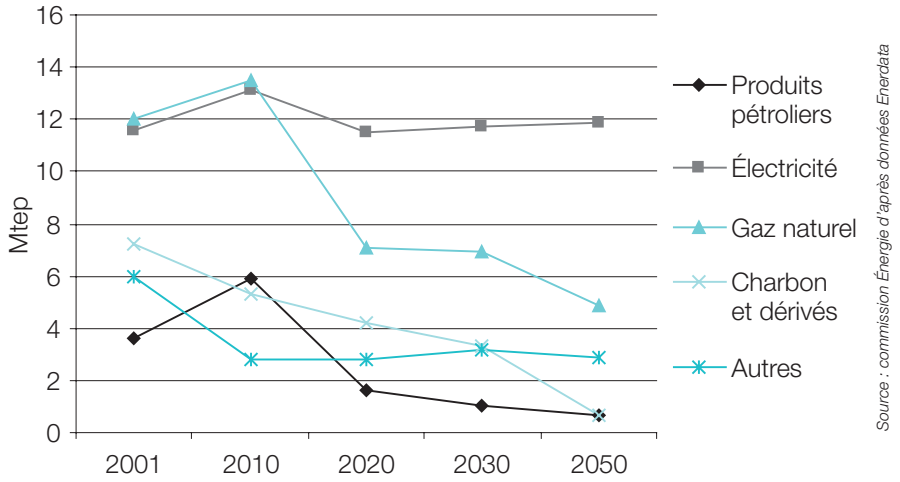
Partie 5

Figure n° 29 : Évolution des consommations finales par énergie du secteur Transport, scénario volontariste MedPro-POLES



Les véhicules hybrides et électriques prennent des parts de marché au diesel. L'essence s'effondre comme dans le scénario de référence.

Figure n° 30 : Évolution des consommations finales par énergie du secteur Industrie, scénario volontariste MedPro-POLES

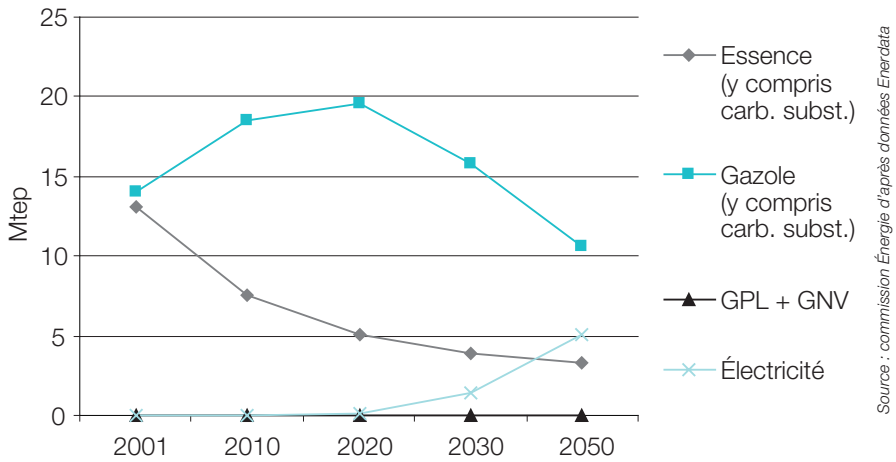


Le charbon s'efface par rapport au scénario de référence.

3.4. *Structure des parcs*

Transports

Figure n° 31 : Évolution du parc de véhicules, scénario volontariste, MedPro-POLES



Source : commission Énergie d'après données Enerdata

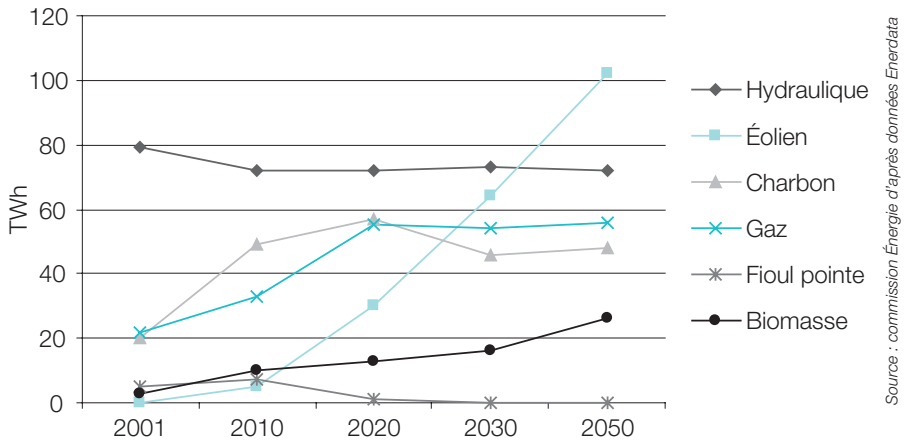
Production d'électricité

Tableau n° 63 : Comparaison de la production d'électricité, scénario *task force* électricité et scénario volontariste MedPro-POLES, prix commission Énergie

en TWh	TFE 2020	POLES référence 2020	POLES volontariste 2020	POLES volontariste 2050
Nucléaire	460,0	435	439	453
Hydraulique	68,0	72	72	72
Éolien	14,7	25	30	102
Charbon	15,4	63	57	48
Gaz	21,0	78	55	56
Fioul pointe	2,0	10	1	0
Autres EnR, déchets	6,4	13	13	27
Ind. réseau	11,1	0	0	0
TOTAL	598,6	630,2	668	758

Sources : données Enerdata, task force *électricité de la commission Énergie*

Figure n° 32 : Production d'électricité non nucléaire, scénario volontariste MedPro-POLES



Source : commission Énergie d'après données Enerdata

Tableau n° 64 : Comparaison de la capacité électrique installée, scénario *task force* électricité (TFE) et scénario volontariste, MedPro-POLES, prix commission Énergie

Capacité installée (GW)	TFE 2006	MedPro-POLES volontariste 2010	TFE 2020	MedPro-POLES volontariste 2020	MedPro-POLES volontariste 2050
Nucléaire	63,3	63,4	65,5	62,6	63
Hydraulique	24	25,4	24,0	25,5	26
Éolien	1,3	2,5	7,0	15,0	53
Charbon	6,9	10,9	4,6	11,0	11
Gaz	0	9,7	4,0	13,8	22
Fioul pointe	4,7	9,3	8,0	7,1	2
Autres EnR, déchets	0,6	1,7	1,1	2,2	4
Ind. Réseau	5,5	0	3,7	0	0
TOTAL	106,3	122,9	117,9	137,2	181

Sources : données Enerdata, task force *électricité de la commission Énergie*

Conclusion des scénarios MedPro-POLES

Scénario de référence

- La consommation d'énergie finale augmente de 5 % en 2020.
- Un prix moyen (65 $/b en 2030) favorise le maintien de la consommation de pétrole ; le recul est de 20 % avec un prix élevé (100 $-150 $).

- Les émissions de CO_2 stagnent en 2020 par rapport à 2006 (elles croissent de 12 % avec l'hypothèse de prix endogènes).

Scénario volontariste

- Par rapport à 2006, la consommation d'énergie finale baisse de 16 % en 2020 (- 7,6 % avec prix endogènes) et de 38 % en 2050. La baisse est plus marquée dans les transports et l'industrie.
- La part des énergies renouvelables dans le mix primaire est de 9,8 % en 2020 et 16,2 % en 2050.
- Les émissions de CO_2 sont en baisse de 25 % en 2020 et de 61 % en 2050 par rapport à 2006. Le secteur résidentiel-tertiaire atteint un facteur 2, l'industrie une facteur 6, les transports un facteur 4 et l'énergie un facteur 1.
- Les énergies renouvelables se substituent de façon importante au gaz dans le résidentiel-tertiaire.
- Dans les transports, les véhicules hybrides électriques prennent selon l'hypothèse choisie une part de 20 % en 2030 et 60 % en 2050.

Annexe 5 - Estimation des émissions de CO_2 du secteur de l'électricité à l'horizon 2020

Étude dans le cadre de la task force *électricité (EDF, 9 mars 2007)*

L'objet de cette note est d'estimer les émissions de CO_2 du secteur de l'électricité français à l'horizon 2020, et de les comparer à celles de 1990 et aux émissions actuelles. Les chiffres pour 2020 correspondent à la projection d'offre faite par EDF à partir d'une projection de demande construite par RTE et retenue par la *task force* électricité.

1. Demande d'électricité France (hors Corse)

Pour la demande intérieure, on retient le scénario de référence (élaboré sur la base d'une croissance économique moyenne de 2,3 % par an) présenté devant la commission Énergie par RTE le 13 février 2007, soit 534 TWh (consommation intérieure France hors Corse y compris autoconsommation).

2. Structure du parc de production France

- **Nucléaire :** on retient un potentiel de production nucléaire, *à partir du parc existant + Flamanville 3*, de 460 TWh, soit une augmentation de 30 TWh par rapport aux productions 2005-2006 (cf. présentation effectuée par EDF devant la commission Énergie le 20 février 2007).
- **Hydraulique gravitaire :** on retient une production en année moyenne de 68 TWh.
- **Énergies renouvelables (éolien + biomasse, hors hydraulique)**

- **Éolien :** on retient une puissance installée de 7 GW correspondant à une production annuelle de 14,7 TWh (2 100 heures). Il s'agit d'une hypothèse minorante, prudente en termes d'émissions de CO_2.

- **Autres énergies renouvelables (unités d'incinération des ordures ménagères-UIOM, biomasse) :** on retient une puissance installée de 1,1 GW pour une production de 6,4 TWh.

■ Thermique à flamme

- **Cogénération :** on retient une hypothèse de puissance installée de 2,8 GW pour une production annuelle d'environ 9 TWh, avec une réduction de 1,8 GW consécutive au non-renouvellement des installations les moins performantes.
- **TAC et centrales fioul :** on retient une puissance de l'ordre de 8 GW**,** en légère augmentation par rapport à la situation actuelle, pour faire face à l'accroissement de la pointe, fournissant une énergie d'environ 2 TWh.
- **Charbon :** le parc 250 MW (EDF et SNET) sera entièrement fermé à l'horizon 2015. Il subsiste 5 tranches (3 EDF + 2 SNET) de 600 MW, dites Q600, soit 3 GW pour une production annuelle d'environ 9 TWh. On retient la mise en service de deux unités de 800 MW de charbon propre supercritique à haut rendement, soit 1,6 GW pour une production annuelle de 6 TWh.
- **Plaques industrielles :** on retient une puissance installée de 0,9 GW (Dunkerque et Gonfreville) pour une production d'environ 7 TWh dont 2 TWh issus de la combustion de gaz de hauts fourneaux et 5 TWh de gaz naturel.
- **Cycle combiné gaz (CCG) :** on retient l'hypothèse de 4 GW installés en 2020 (soit 9 CCG) pour une production annuelle d'environ 21 TWh.

3. Bilan de l'offre et de la demande

Tableau n° 65 : Bilan 2006 de l'offre et de la demande d'électricité et projection à 2020

en TWh	2006*	2020
Production nucléaire	428,7	460,0
Production hydraulique	54,2	68,0
Production EnR hors hydraulique	5,5	21,1
Production thermique classique	40,9	49,5
TOTAL offre	529,3	598,6
Demande France (hors Corse)	476,5	534,0
Autoconsommation	- 12,1	- 12,0
Solde Pompage	1,6	1,6
Balance des exports	63,3	75,0
TOTAL demande	529,3	598,6

* 2006 en données réalisées provisoires, à partir des éléments publiés par RTE. *Sources : EDF, RTE*

Il résulte du bilan 2020 un solde exportateur de 75 TWh proche des limites des capacités d'interconnexions disponibles.

4. Estimation des émissions de CO_2 du secteur électrique en 2020

Tableau n° 66 : Projections à 2020 des caractéristiques de la production d'électricité

	GW	Production TWh	Production %	Contenu en CO_2 *(g/kWh)*	Émissions de CO_2 *(Mt)*
Nucléaire	65,5	460,0	77 %	0	0,0
Hydraulique gravitaire	24,0	68,0	11 %	0	0,0
Éolien	7,0	14,7	2 %	0	0,0
Autres EnR (UIOM-biomasse)	1,1	6,4	1 %	0	0,0
Charbon	3,0	9,0	2 %	935	8,4
Charbon neuf	1,6	6,4	1 %	750	4,8
CCGT	4,0	21,0	4 %	400	8,4
Pointe (fioul + TAC)	8,0	2,0	0 %	830	1,7
GHF	0,9	2,0	0 %	1 700	3,4
Cogénération	2,8	9,1	2 %	320	2,9
TOTAL	118	598,6	100 %		29,6

Sources : EDF, RTE

L'estimation pour 2020 du contenu en CO_2 du kWh de chauffage électrique est de 129 g CO_2/kWh, valeur sensiblement inférieure au contenu historique calculé sur la période 1998-2003 (180 g CO_2/kWh). Par ailleurs, les estimations des émissions CO_2 en 2020 sont inférieures aux émissions de 1990 qui se montaient à 44 $MtCO_2$ (Source : IEA, *CO_2 emissions from fuel combustion*, édition 2001). Enfin, les émissions correspondantes à la période 1998-2003 (période historique de l'étude ADEME) sont en moyenne de l'ordre de 32 Mt.

5. Estimation des émissions réalisées récentes de CO_2 du secteur électrique

Tableau n° 67 : Caractéristiques de la production d'électricité (2004-2006)

2004	GW	Production TWh	Production %	Contenu en CO_2 *(g/kWh)*	Émissions de CO_2 *(Mt)*
Nucléaire	63,3	426,9	81 %	0	0,0
Hydraulique gravitaire	24,0	57,9	11 %	0	0,0
Éolien	0,3	0,5	0 %	0	0,0
Autres EnR (UIOM-biomasse)	0,6	3,4	1 %	0	0,0
Charbon	7,4	23,0	4 %	935	21,5
CCGT	0	0	0 %	400	0,0
Pointe (fioul + TAC)	4,1	1,8	0 %	830	1,5
Plaques Ind. part GHF	0,3	1,4	0 %	1 700	2,4
Cogénération	4,6	14,7	3 %	320	4,7
TOTAL	105	529,6	100 %		30,1

Partie 5

2005	GW	Production TWh	Production %	Contenu en CO_2 *(g/kWh)*	Émissions de CO_2 *(Mt)*
Nucléaire	63,3	430,0	81 %	0	0,0
Hydraulique gravitaire	24,0	50,2	9 %	0	0,0
Éolien	0,7	0,9	0 %	0	0,0
Autres EnR (UIOM-biomasse)	0,6	3,4	1 %	0	0,0
Charbon	7,2	25,8	5 %	935	24,1
CCGT (production de DK6)	0	2,0	0 %	400	0,9
Pointe (fioul + TAC)	4,1	3,5	1 %	830	2,9
Plaques Ind. part GHF	0,9	0,5	0 %	1 700	0,9
Cogénération	4,6	14,5	3 %	320	4,6
TOTAL	105	530,9	100 %		33,5

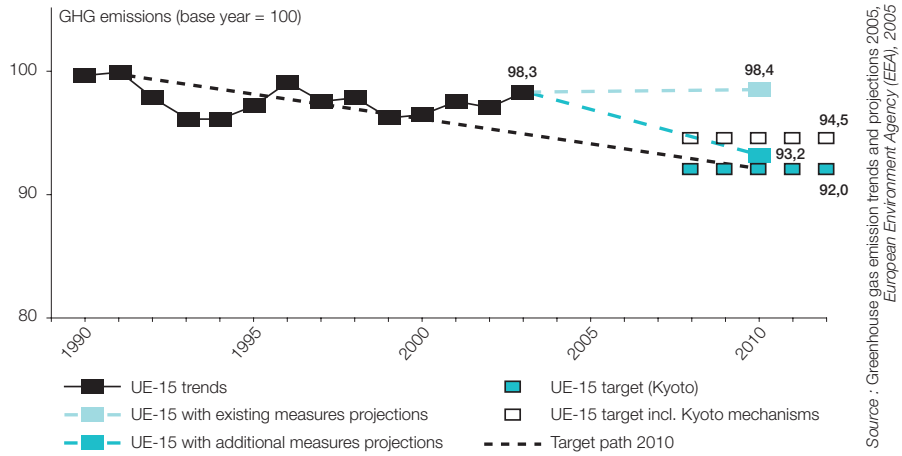
2006	GW	Production TWh	Production %	Contenu en CO_2 *(g/kWh)*	Émissions de CO_2 *(Mt)*
Nucléaire	63,3	428,7	81 %	0	0,0
Hydraulique gravitaire	24,0	54,2	10 %	0	0,0
Éolien	1,3	2,2	0 %	0	0,0
Autres EnR (UIOM-biomasse)	0,6	3,3	1 %	0	0,0
Charbon	6,9	20,1	4 %	935	18,8
CCGT (production de DK6)	0	2,7	1 %	400	1,3
Pointe (fioul + TAC)	4,7	3,1	1 %	830	2,6
Plaques Ind. part GHF	0,9	0,4	0 %	1 700	0,8
Cogénération	4,6	14,6	3 %	320	4,7
TOTAL	106	529,3	100 %		28,1

Sources : EDF, RTE

Annexe 6 - Performances des pays européens vis-à-vis des émissions de GES

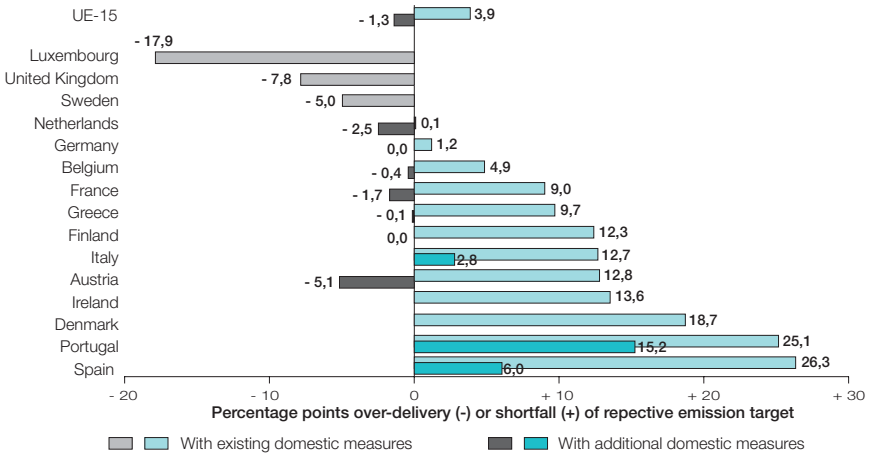
1. Projections globales et par pays

Figure n° 33 : Projection des émissions de GES (UE-23)



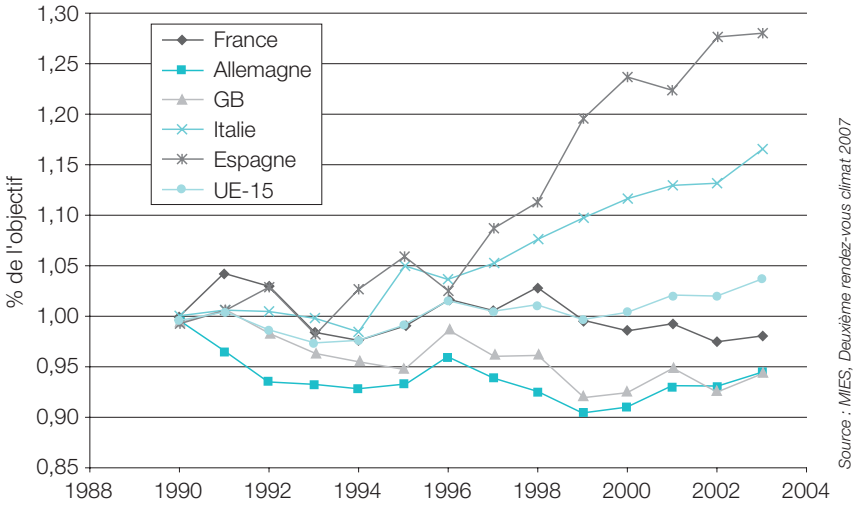
Source : Greenhouse gas emission trends and projections 2005, *European Environment Agency (EEA), 2005*

Figure n° 34 : Écart des pays (UE-15) par rapport à l'engagement 2008-2012 du protocole de Kyoto



Source : Greenhouse gas emission trends and projections 2005, *European Environment Agency (EEA), 2005*

Figure n° 35 : Émissions de quelques pays de l'UE-15 vis-à-vis de leur contrainte 2010



2. Plan Climat européen. Politiques et mesures

En juin 2001, la Commission européenne a adopté le Plan Climat européen (ECCP : *European Climate Change Programme*). Le potentiel de réduction des émissions de GES a été estimé à 300 MteCO_2 en 2010, ce qui correspond à la réduction nécessaire pour atteindre les engagements de Kyoto pour l'UE-15. Un certain nombre de politiques et mesures coordonnées a été identifié. Les principaux textes sont les suivants :

Secteurs industrie, résidentiel-tertiaire, énergie

- EU CO_2 emissions trading scheme (Directive 203/87/EC, adopted by the Council and the Parliament in October 2003, started 1 January 2005).
- Directive linking the EU CO_2 emissions trading scheme with the Kyoto mechanisms (COM (2003) 403 final, adopted by the Council and the Parliament in October 2003, to be transposed by Member States by November 2005).
- Directive on the promotion of electricity from renewable energy sources (2001/77EC, adopted by Council and Parliament in 2001, transposed by Member States by October 2003).
- Directive on Combined Heat and Power to promote high efficiency cogeneration (2004/8/EC, adopted by Council and Parliament in February 2004, to be transposed by Member States by February 2006).
- Directive on the Energy Performance of Buildings (2002/91/EC, adopted by Council and Parliament in January 2003, to be transposed by Member States by January 2006).

— Directive restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity (2003/96/EC, adopted by Council in October 2003, to be transposed by Member States by 2005).
— Directive on establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-using products (2005/32, adopted by Council and Parliament in July 2005, to be transposed by Member States by 2007).

Tableau n° 68 : Modifications des réglementations des pays après l'adoption par l'UE du plan CCPM

CCPM	Austria	Belgium	Denmark	Finland	France	Germany	Greece	Ireland	Italy	Luxembourg	Netherlands	Portugal	Spain	Sweden	United Kingdom
Taxation of energy products 2003/96/EC	N		B	B	B	B		B	R		B	N		R	B
Émissions trading 2003/87/EC	N	N	N	N	N	N	N	N	N		B	N	N	N	R
Promotion of electricity from RE sources 2001/77/EC	N	N	B	R	R	B	R	R	N		R	R	R	B	N
Promotion of cogeneration 2004/8/EC		B	R	R	B	B	R	N	N		B	B		B	N
Directives on energy labelling of appliances	N		B	N	N	N	N	N	R		N	N	N	N	N
Moter challenge, voluntary EC programme			N			R		N			N			N	
Energy performance of buildings 2002/91/EC	N	N	R	N	N	R	R	N	N		B	R		N	N
Eco-management & audit scheme (EMAS) EC 761/2001	N		N	N	N	N	R				B	N	N	B	
Efficiency of hot water bollers 92/42/EEC	N		B		N	R	B	N			B	N	N	N	N
Transport modal shift to rail 2001/12/EC etc.	N	N	R	N	B			N	N		B		N	R	N
Promotion of biofuels for transport 2003/30/EC	N	N	N	N	R	R	N	N	N		N	N	N	R	N
Consumer information on cars 1999/94/EC	N	N	R		N	N		N			N	N	N	N	N
Agreement with car manufacturers ACEA, etc.	N	N			R	R	R		B		N	N		N	R
Support under CAP (1782/2003)	N	B	N	N	R	N		N			N		N	N	N
Support under CAP - amendment (1783/2003)		B	N	N	R			N			N			N	N
Landfill directive 1999/31/EC	B	B	B	B	B	B	R	N	N		B	N	R	B	N

N — New national PAM implemented after CCPM was adopted
B — National PAM already in force before CCPM was adopted
R — Existing national PAM re-enforced by CCPM
Not reported/not implemented

Source : Greenhouse gas emission trends and projections 2005, *European Environment Agency (EEA), 2005*

- **Transport**
  - Reduction in the average CO_2 emissions of new passenger cars (voluntary commitment by car manufacturers in EU, Japan and Korea; 1998-1999).
  - Directive on use of biofuels in transport (2003/30/EC, adopted by Council and Parliament in May 2003, to be transposed by Member States by 2005).
- **Agriculture**
  - Common rules for direct support schemes under the common agricultural policy and establishing certain support schemes for farmers (carbon credit for energy crops) (Regulation 1782/2003).
- **Déchets**
  - Recovery of methane from biodegradable waste in landfills (Landfill Directive 1999/31/EC, transposed by Member States in July 2001).

Annexe 7 - Chiffres objectifs, mesures et simulations du Plan Climat

1. Objectifs et mesures

Les principaux chiffres objectifs du Plan Climat sont rapportés par secteur dans le tableau n° 69 :

Tableau n° 69 : Résumé des principales mesures du Plan Climat 2004-2012

	Objectifs nationaux *(mesures supplémentaires 2006)*
Transport	
Plan biocarburants	5,75 % d'incorporation en 2008 *7 % en 2010 et 10 % en 2015*
Étiquette « énergie »	Obligatoire pour les véhicules neufs (mai 2006) *Obligatoire pour les véhicules d'occasion (mis en circulation après juillet 2004)*
Automobile	Accord volontaire UE-constructeurs (ACEA, JAMA, KAMA) à 140 gCO_2/km pour 2008-2009. France bien placée avec 152 g en 2005 *À l'étude pour le long terme 120 gCO_2 /km* *Programme pour mettre sur le marché en 2010 une voiture familiale consommant moins de 3,4 l/100km (hybride diesel consommant - 30 %)* *Programme flex-fuel (0 % à 85 % d'éthanol dans l'essence)* *Défiscalisation des biocarburants*
Éco-conduite	Économie de 13 % en moyenne des consommations de carburants
Plans de déplacement	*Création des plans de déplacements urbains de 2e génération pour les grandes agglomérations* (2009)*
Marchandises en ville	*Examen dans le cadre des PDU. 40 % des émissions de GES en milieu urbain trouvent leur origine dans la livraison des marchandises.* *La réduction des surfaces de stockage augmente les livraisons.*

	Objectifs nationaux *(mesures supplémentaires 2006)*
Objectif SNCF	Plus de carburants fossiles à l'horizon 2025
Grands chantiers complémentaires à la route	*Autoroute ferroviaire Alpes, Luxembourg-Perpignan, Nord-Pays basque*
Marchés de quotas de CO_2	*Propositions d'extensions au niveau européen pour progressivement orienter particuliers et entreprises vers des solutions plus sobres en carbone*
Aérien	Objectifs de la communauté aéronautique européenne de réduction de 50 % les émissions de CO_2 d'ici à 2020
Bâtiments	
Réglementation thermique neuf	RT 2005 : 15 % plus exigeante que la RT 2000 *Objectif désormais fixé de baisse de 40 % des consommations unitaires en 2020 par rapport à 2000*
	Création d'un label français « Très basse consommation » en relation avec l'association Effinergie : moins de 50 kWh/m²
Logement social	*Mise en place d'un prêt à taux réduit (2,45 %) pour le financement des coûts additionnels de la très haute performance énergétique (THPE) pour les HLM*
Bâtiments existants	*Abaissement de 1 000 m² (directive 2002 sur les bâtiments) à 200 m² du seuil de performances énergétiques minimales pour les rénovations*
Diagnostics performance énergétique	Bilan énergie et CO_2 *Généralisation de l'étiquette « énergie » lors des transactions*
Crédit d'impôt DD	*Renforcement*
Livret développement durable	Objectif 0,7 MteCO_2
PREBAT	*Objectifs :* - *proposer des solutions performantes pour une modernisation durable du parc existant* - *intégrer dans le neuf des matériaux, composants et techniques diminuant par 4 la consommation des bâtiments* - *trouver des méthodes et des techniques qui permettent à moyen et long terme la mise à disposition d'ouvrages à énergie positive*
Matériaux	*Critères de performance énergétique minimale* *Obligations de réhabilitation énergétique des bâtiments existants*
Équipements	Croissance : - PAC : 40 %/an (25 000 PAC en 2005,) - chauffe-eau solaire : 72 %/an (+ 110 000 m² de nouveaux capteurs - bois : 127 %/an - chaudières à condensation : doublement des équipements
Industrie	
Directive PNAQ	PNAQ 2 : - 6 %/PNAQ1 (hors nouveaux entrants)
Audits énergétiques	
Projets domestiques	*Crédits d'émission dans les secteurs non couverts par le marché des quotas (1Mte CO_2 sur 2008-2012)*
Logistique	*Promouvoir la réalisation de bilan carbone dans les grandes zones d'activité*

PARTIE 5

	Objectifs nationaux *(mesures supplémentaires 2006)*
Énergie	
Loi du 13/07/05	Accélération de la baisse de l'intensité énergétique Énergies renouvelables : - 50 % thermique en 2010 - 21 % électrique en 2010 - éolien : multiplication par 14 en 4 ans Impulsion de la R & D Option nucléaire ouverte
Certificats d'économies d'énergie	54 TWh sur 3 ans Doublement de l'objectif sur la période 2009-2012 (objectif de coût 1 c€/kWh économisé)
EnR	Tarifs d'achat, fiscalité favorable
Chaleur	*PPI chaleur : scénario d'augmentation de 50 % des énergies renouvelables d'ici à 2010-2015 avec une priorité donnée au soutien à la production de chaleur renouvelable collective.* *Soutien financier doublé à la production de chaleur d'origine renouvelable*
Agriculture	
Bois-énergie	Programme bois-énergie 2000-2006 d'aide à l'investissement
Biomasse	Nouvel arrêté de tarif de rachat d'électricité issu de la biomasse
Biogaz	Actions pour la conversion du méthane en énergie : - *encouragement des bonnes pratiques environnementales dans l'agriculture par l'extension des audits* - *mise en œuvre d'un programme de valorisation du biogaz agricole* - *plan Serres*
Déchets	
	Développement du recyclage
	*Valorisation énergétique des biogaz de décharge. On estime à 3,3 Mtep/an**, l'énergie qui pourrait être produite par le biogaz valorisable en France (10 % de la consommation nationale de gaz naturel)* *La chaleur récupérée par les 132 unités d'incinération des ordures ménagères est de 1 Mtep (700 000 logements chauffés) et le potentiel supplémentaire est de 4 Mtep à l'horizon 2020*
Sensibilisation, formation, recherche	
	- Campagne « Faisons vite, ça chauffe ! » (2003-2006) - Création d'espaces « info énergie » (2001) - Généralisation de l'affichage énergétique ou CO_2 (à partir de 2004) - *Montée en puissance de la campagne de communication* - *Doublement d'ici à 2010 du nombre d'espaces « info énergie »* - *Regroupement des meilleurs établissements de recherche et d'enseignement supérieur dans le domaine du climat en Île-de-France* - *Plan de formation concernant tous les acteurs du bâtiment*
Collectivités locales	
	- Développement des Plans Climat territoriaux (à partir de 2004)

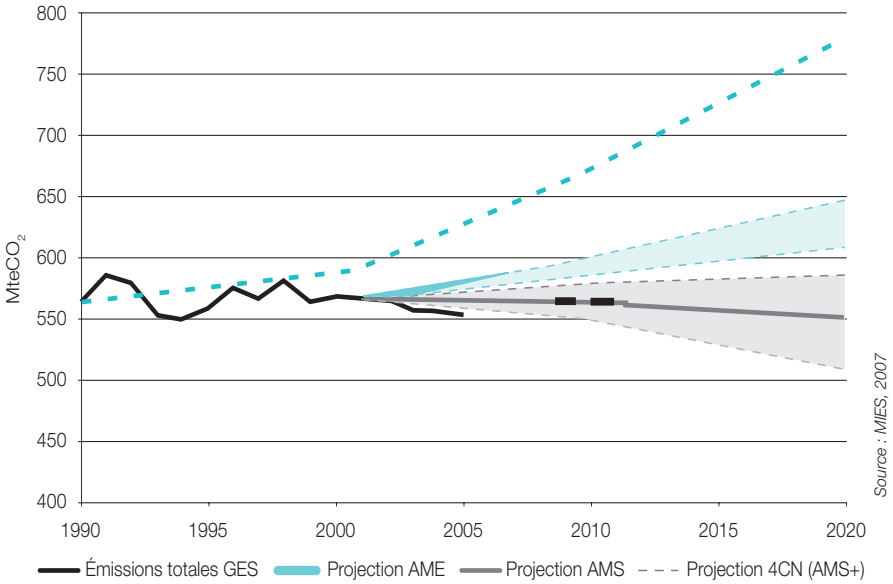
* 13 agglomérations de plus de 100 000 h et 57 unités urbaines de plus de 100 000 h, soit 27 Mh.
** Dont 1,8 Mtep/an de l'agriculture et l'agroalimentaire et 1,45 Mtep des déchets ménagers.

Source : Plan Climat, MIES, 2007

2. Simulations

Les simulations menées par la MIES dans le cadre du Plan Climat apportent plusieurs indications (figure n° 36).

Figure n° 36 : Projections sans les mesures (SM), avec les mesures existantes (AME) et avec les mesures supplémentaires (AMS) du Plan Climat 2004-2012



- Les projections avec les mesures existantes (AME) conduisent en trajectoire moyenne à des émissions de 597 $MteCO_2$ en 2010 et 626 $MteCO_2$ en 2020. L'effet provient principalement des économies d'énergie, de la politique de traitement des déchets et de la baisse des émissions de N_2O et de gaz fluorés.
- Les projections avec les mesures supplémentaires (AMS) conduisent en trajectoire moyenne à des émissions de 563 $MteCO_2$ en 2010 et 550 $MteCO_2$ en 2020. Les meilleurs résultats (AMS +) conduisent à une baisse des émissions de 10 % en 2020 par rapport à 1990 (à comparer avec l'objectif - 20 % de l'UE).

Tableau n° 70 : Comparaison des émissions de GES par secteur entre différents exercices

en $MteCO_2$	Référence 1990	2006	AMS 2010	AMS 2020	UE 2020
Transport	121	147	144	139	118
Résid.-tertiaire	89	102	113	108	82
Industrie	142	114	115	114	92
Énergie	79	71	77*	77	57
Agric.-sylvic.	118	105	101	100	84
Déchets	16	14	12	10	11
TOTAL	565	553	562	548	444

* Le PNAQ2 (déc. 2006) attribue une enveloppe de 49,1 $MtCO_2$/an aux installations qui représentent 82 % du secteur de l'énergie, pour la période 2008-2012.

Sources : CITEPA, MIES, DGEMP, UE

Annexe 8 - Hypothèses et scénarios du secteur transport

1. Les scénarios

1.1. Scénarios 2030 DG TREN (2003)

Les caractéristiques principales du scénario de référence pour l'UE-15 sont données dans le tableau n° 71.

Tableau n° 71 : Scénario DGTREN 2030

Scénario de référence UE-15	Période 2000-2030	Variables	% par an
Économie	Modernisation économique continue Progrès technologique substantiel Développement du marché intérieur	Croissance du PIB mondial	3 %
		Croissance du PIB UE-15	2,3 %
Énergie	Politique d'efficacité énergétique et de renouvelables. Économie davantage tournée vers les services et vers moins de production industrielle énergivore Pas de nouvelles mesures sur la réduction des émissions de GES Prix du pétrole plus faible en 2030 qu'en 2000	Énergie primaire	0,6 %
		Énergie finale	0,8 %
		Intensité énergétique primaire	- 1,7 %
		Intensité énergétique finale	- 1,4 %
Transport	Accord sur l'efficacité énergétique avec les constructeurs automobiles	Croissance du transport de passagers	1,4 %
		Croissance du transport de marchandises	2,1 %
Demande d'énergie des transports	Moins rapide que dans la période précédente, suite aux améliorations de l'intensité énergétique du secteur correspondant (notamment aux accords environnementaux de l'industrie automobile), malgré une poursuite du report vers l'aérien et la route	Croissance de la demande	0,9 %

* Au niveau de l'UE-25, la part du rail (passagers et fret) décroît fortement au profit de la route et de l'avion.
En 2000, les pays accédant ont une part de fret ferroviaire de 43 % et l'UE-15 de 13 % ; ils tendent à rejoindre le type d'organisation des 15.

Source : European Energy and Transport – Trends to 2030, 2003

1.2. Scénarios 2050 facteur 4 DGEMP-Enerdata-LEPII (2005)[46]

Les hypothèses relatives aux trafics de passagers et marchandises au-delà de 2030 s'appuient sur l'étude PREDIT 3 (scénario de mobilité durable pour la France). Les variables principales sont la démographie, le taux de croissance, le budget temps de transport des personnes, la vitesse, les volumes de trafic et leur répartition modale. Les hypothèses retenues sur la technologie sont celles

46 – Voir *Étude pour une prospective énergétique concernant la France*, DGEMP, Enerdata, LEPII, février 2005.

d'un basculement du paradigme moteur à combustion interne/pétrole vers un nouveau paradigme propulsion électrique/production d'électricité embarquée. Pour les véhicules légers, la réduction progressive du ratio d'émission de carbone par véhicule-km est de 140 gCO_2 (accord ACEA) en 2008 à 30 gCO_2 en 2050.

1.3. Scénarios exploratoires CGPC 2050 pour la France (2006)

Les enseignements du passé montrent que les cinquante dernières années ont été marquées par une forte croissance des transports sous l'effet de cinq facteurs :

- accroissement de la richesse ;
- ouverture des économies, transformation des modes de vie (accès à l'automobile : taux de motorisation multiplié par 10 depuis 1955, maison individuelle, temps libre, etc.) ;
- disponibilité d'une énergie abondante à bas prix, développement des transports rapides (voies rapides, autoroutes, TGV, avion, etc.) ;
- externalisation d'une partie du processus de production : les dépenses de transport de marchandises sont largement inférieures aux gains réalisés grâce à l'utilisation de la sous-traitance, même la plus lointaine ;
- transit routier en croissance de 5 % par an sur les dix dernières années, concentré sur quelques itinéraires autoroutiers (16 % du transport intérieur de marchandises).

Les transports représentent 27 % des émissions de CO_2[47]. Ces émissions ont augmenté de 23 % entre 1990 et 2002 et sont stables depuis. Celles du transport routier ont été multipliées par 6,4 entre 1960 et 2000.

Quatre scénarios ont été élaborés à partir de quatre images du contexte économique et géopolitique. À partir des hypothèses de ces scénarios et de la modélisation des flux de transport, les simulations donnent des ordres de grandeur des évolutions possibles pour les cinquante prochaines années :

- la route reste le mode de transport prédominant. Dans aucun des scénarios, le coût de la mobilité ne constitue un facteur limitant. Le prix élevé de l'énergie a peu de conséquences sur le volume global des flux de transport. + 50 % du prix de l'énergie par véhicule-km entraîne une baisse de 6,4 % des kilomètres parcourus (tenant compte de l'amélioration des technologies permises par l'augmentation des prix des carburants) ;
- modération de la croissance des flux ;
- ralentissement de la mobilité voyageur notamment sur les *courtes distances*, 0 km à 50 km, expliqué par les paramètres suivants : tassement de la croissance du revenu des ménages, augmentation du coût des transports, (environnement, sécurité, carburants), maturité de la motorisation des ménages, plafond du budget temps consacré aux transports, stabilité-diminution des vitesses. La croissance serait de 10 % à 40 % sur la période 2000-2050. Ces déplacements de courte distance resteraient la part prépondérante (59 % à 64 %) de la mobilité globale des personnes (68 % en 2002). La part du collectif est de 8 % à 10 % ;

47 – Industrie 21 %, bâtiments 20 %, énergie 13 %, agriculture 16 %, déchets et autres 4 % (Source : CITEPA, ministère de l'Écologie et du Développement durable, 2004).

Partie 5

- croissance soutenue pour les *moyennes et longues distances*, 50 km à 1 000 km en faveur de la voiture et du TGV. La croissance serait de 50 % à 200 % sur la période 2000-2050 ;
- la croissance des déplacements *aériens* baisse de 4,3 % par an à + 2,2 % par an. La croissance serait de 100 % à 320 % sur la période 2000-2050 ;
- ralentissement de la croissance du flux de *marchandises*, ciblé sur l'international et concentré sur quelques axes ou nœuds de fort transit. La croissance serait au plus de 1 % par an sur la période 2000-2050 ;
- le scénario le plus volontariste sur la question énergétique envisage des véhicules plus efficaces (3l/100 km) et une moindre dépendance aux carburants pétroliers (1/3 biomasse, 1/3 électricité d'origine nucléaire ou charbon CCS, 1/3 pétrole) ;
- des potentiels existent pour les modes de transports alternatifs à la route (économes en GES), en particulier dans les grandes agglomérations (IdF, agglomérations > 300 000 hab. : 40 % à 60 % des déplacements), sur les axes fret massifiés et grâce à l'extension du réseau et de l'offre TGV ;
- le scénario le plus optimiste conduit à une division par 2,6 des émissions de CO_2 de l'ensemble des transports et 2,7 pour le transport terrestre par rapport à 2000.

Tableau n° 72 : Hypothèses des 4 scénarios du secteur des transports pour la France

	1975-2002	Scénario 1 • Modèle fédéral fort à 25 • Gouvernance mondiale en matière d'énergie • Maintien des activités industrielles compétitives	Scénario 2 • Économie mondiale centrée sur Asie et États-Unis • Cohésion européenne faible, repli • Absence de gouvernance européenne ou mondiale de l'énergie	Scénario 3 • Europe centrée sur compétitivité et sécurité • Europe plus unie après 2015 • Intégration forte avec la CEI et le pourtour méditerranéen	Scénario 4 • Europe fédérale à 25+ • Domination États-Unis et Asie • Place importante des valeurs de l'emploi et de l'environnement
Démographie	46,5 M	67 M Population plus dispersée en fonction des revenus	59 M Vieillissement et chômage Habitat périurbain et en autarcie	67 M Périurbanisation forte Forte activité dans le Sud et l'Ouest de la France Développement de l'habitat dans les zones à faible densité	70 M Retour en ville Développement des régions actives autre que Sud et Ouest
Croissance du PIB		1,5 %/an	1 %/an	2 %/an	1,5 %/an
Industrie		Fort potentiel industriel européen Concentration dans les grands pôles industriels et portuaires	Gains de productivité insuffisants/ concurrence internationale Délocalisation	Délocalisation vers les voisins de l'Europe et l'Asie	L'Europe préserve ses activités industrielles en protégeant son marché et son modèle économique spécifique
Politique énergétique		Active Régulation mondiale forte	Peu active	Volonté politique européenne de diminuer la dépendance et limiter les émissions Faible gouvernance mondiale	Régulation européenne de l'énergie mais tardive Normes sociales et environnementales protectionnistes
Prix du baril dont taxe carbone	28 $	90 $ 60$	60 $ 0 $	90 $ 30 $	180 $ 60 $
Prix		1,8 €/l, usage : + 30 % au km parcouru	1,3 €/l, usage : + 20 % au km parcouru	1,7 €/l, usage : + 30 % au km parcouru	2,4 €/l

	1975-2002	Scénario 1 • Modèle fédéral fort à 25 • Gouvernance mondiale en matière d'énergie • Maintien des activités industrielles compétitives	Scénario 2 • Économie mondiale centrée sur Asie et États-Unis • Cohésion européenne faible, repli • Absence de gouvernance européenne ou mondiale de l'énergie	Scénario 3 • Europe centrée sur compétitivité et sécurité • Europe plus unie après 2015 • Intégration forte avec la CEI et le pourtour méditerranéen	Scénario 4 • Europe fédérale à 25+ • Domination États-Unis et Asie • Place importante des valeurs de l'emploi et de l'environnement
Technologie	154 gCO_2/km en 2003	Véhicule hybride Forte diminution de la consommation unitaire Véhicules : + 10 % à achat et + 50 % à l'entretien 90 gCO_2/km	Progrès des véhicules limités. Régulation par le marché 120 gCO_2/km	Développement modéré des technologies basses émissions Véhicules : + 40 % à l'entretien 110 gCO_2/km	Développement modéré des technologies basses émissions Financement des énergies alternatives avec la taxe carbone élevée Véhicules : + 10 % à achat et + 50 % à l'entretien
Carburants		Biocarburants jusqu'à 50 %	Report par à-coups sur les carburants de substitution 8 % biocarburants	Augmentation de 11 % des consommations 20 % biocarburants	Faible baisse de la consommation 30 % biocarburants
Flux terrestre voyageurs courtes et moyennes distances (< 50 km)	Croissance de 90 % entre 1975 et 2002 Part du collectif dans les déplacements motorisés de 12 % à 8 %	Croissance de la mobilité fortement ralentie : 30 % d'ici à 2050	Forte périurbanisation mais croissance de la mobilité fortement ralentie Croissance du trafic automobile : 10 % et du collectif 25 % Doublement du trafic TGV	Croissance de la mobilité moyennement ralentie du fait de l'augmentation des revenus Part du collectif dans les déplacements motorisés à 10 %	Croissance de la mobilité fortement ralentie Part du collectif dans les déplacements motorisés de 8 % à 10 %
Énergie et CO_2		Diminution forte des émissions : 62 %/2002	Faible diminution des émissions : 19 %/2002	Faible diminution des émissions : 8 %/2002	Diminution moyenne des émissions : 37 %/2002

	1975 - 2002	Scénario 1 • Modèle fédéral fort à 25 • Gouvernance mondiale en matière d'énergie • Maintien des activités industrielles compétitives	Scénario 2 • Économie mondiale centrée sur Asie et États-Unis • Cohésion européenne faible, repli • Absence de gouvernance europ. ou mondiale de l'énergie	Scénario 3 • Europe centrée sur compétitivité et sécurité • Europe plus unie après 2015 • Intégration forte avec la CEI et le pourtour méditerranéen	Scénario 4 • Europe fédérale à 25+ • Domination États-Unis et Asie • Place importante des valeurs de l'emploi et de l'environnement
Flux terrestre* voyageurs longues distances (50 à 1 000 km)	49 (1975) Base 100 (2002)	150 Doublement de la mobilité d'ici à 2050 > 300 km : + 160 % Trafic TGV : 300 % Limitation vitesse sur route	118 Croissance d'un tiers	164 Doublement de la mobilité d'ici à 2050 Déplacement long (> 300 km) bénéficiant au collectif	158 Doublement de la mobilité d'ici à 2050 Répartition inchangée entre route et collectif
Flux aériens*	46 (1986) Base 100 (2002) 4,3 %/an entre 1986 et 2004	191 Diminution notable (croissance modérée, économie d'énergie) Croissance 1,4 %/an (inf. au doublement) Trafic européen en concurrence avec le TGV	185 Croissance 1,4 %/an	318 Croissance 2,5 %/an (x 3,5) Forte croissance du trafic international Croissance ADP et régionaux	168 Croissance 1,1 %/an
Flux* de marchandises	54 (1965) Base 100 (2002) Croissance 1 %/an	167 Croissance 1 %/an Forte croissance des trafics d'échanges et de transits Concentration des flux sur les grands axes de transport transeuropéens et les zones portuaires	94 à 117 Stabilisation (croissance économique faible, peu de dynamisme du commerce extérieur, délocalisations) Activité forte des ports	146 à 182 Croissance 1 %/an Essor des échanges marchands avec le pourtour méditerranéen et avec la CEI Transits plus faibles vers Italie et Espagne	150 Développement du fret inter régional Développement de l'économie locale

* Valeurs relatives par rapport à une base 100 en 2002, montrant l'évolution des tendances.

Source : commission Énergie d'après données CGPCC

1.4. Projection de la demande de transport (tendanciel et facteur 4)

Dans le cadre des travaux du groupe 5 pour la définition de scénarios 2025 et 2050, Olivier Paul-Dubois-Taine, membre du groupe, s'est livré à l'exercice ci-après de projection 2025 de la demande de transport à partir de données détaillées en 2002 et de projections tendancielles 2025 établies par le Service économie, statistique et prospective du ministère des Transports (SESP), ainsi que des analyses de l'INRETS effectuées dans le cadre de la démarche prospective transport 2050 du Conseil général des Ponts et Chaussées (CGPC).

Ces projections 2025 (scénario tendanciel et scénario facteur 4) portent :

- **sur les déplacements de personnes** (voyageurs x km en transport intérieur au sens des comptes transport) et analysent différents marchés de la mobilité :
  - les déplacements de proximité (moins de 100 km) des habitants des agglomérations urbaines (habitat dense, services quotidiens proches, transports collectifs) ;
  - les déplacements de proximité (moins de 100 km) des habitants des espaces périurbains et ruraux (faible densité, services quotidiens plus éloignés, peu de transports collectifs) ;
  - les déplacements à longue distance (plus de 100 km) qui se partagent entre la voiture, le train, l'autocar et l'avion.
- **sur le transport aérien international** (exprimé en voyageurs sur les aéroports français) ;
- **sur le transport intérieur de marchandises** (exprimé en tonnes x km), en distinguant la longue distance (essentiellement les semi-remorques de plus de 25 tonnes) et la courte distance. Cet exercice a été prolongé jusqu'en 2050, avec un scénario facteur 4 qui prend en compte un certain nombre de ruptures (technologies et coût d'usage des véhicules, organisation urbaine et services de mobilité, etc.) ; quelques perspectives tendancielles ont été extrapolées, pour mémoire.

Répartition actuelle de la demande de mobilité des personnes, selon les marchés

Cette répartition a été reconstituée pour l'année 2002 à partir des récentes analyses du SESP et de l'INRETS, en voyageurs x kilomètres annuels parcourus (déplacements motorisés des Français en France, hors trajets internationaux et touristes étrangers) et en véhicules x kilomètres (tableau n° 73).

Tableau n° 73 : Répartition des flux et des trafic par zone (base 2002)

Milliards de voy./km parcourus		dont transports collectifs		dont VP		Trafic : G. VP x km	
Urbain de proximité (0 à 100 km)	Île-de-France	14		26			
	Reste France	8		112			
	Total	*22*	*17 %*	*138*	*20 %*	*119*	*26 %*
Périphérie et rural de proximité	Île-de-France	12		38			
	Reste France	14		287			
	Total	*26*	*13 %*	*325*	*49 %*	*232*	*50 %*
Longues dist. (plus de 100 km)	Île-de-France	38		52			
	Reste France	55		153			
	Total	*93*	*70 %*	*205*	*31 %*	*114*	*25 %*
Ensemble	Total général	141	100 %	668	100 %	465	100 %

Source : ministère des Transports/SESP

Par rapport aux enjeux de consommation d'énergie et d'émissions de CO_2, cette situation appelle les principaux commentaires suivants :

- les déplacements de proximité (moins de 100 km) comprennent les déplacements de semaine et de fin de semaine ; environ 20 % de ces kilomètres correspondent à des trajets domicile-travail ;
- environ la moitié des kilomètres parcourus en voiture résulte des déplacements de proximité (moins de 100 km) effectués par les habitants des zones périphériques et rurales à faible densité ;
- pour ces déplacements de proximité, la part des transports collectifs urbains est forte en Île-de-France (44 %), plus modeste dans les autres agglomérations urbaines (17 %) et très faible dans les zones périphériques et rurales (9 %) ;
- la part des déplacements à longue distance reste limitée (25 % de l'ensemble des véhicules x kilomètres annuels parcourus), même s'ils s'accroissent à un rythme nettement plus élevé ;
- pour ces déplacements à longue distance, les modes de transport alternatifs à la voiture (train ou avion) sont utilisés plus fortement par les habitants d'Île-de-France, qui disposent d'une offre plus étendue et dont les revenus élevés prédisposent à des déplacements plus longs.

La mobilité des personnes selon les marchés : évolutions 2002-2025

Par rapport au scénario tendanciel (mise en œuvre des mesures décidées ou très probables), un scénario 2025 volontariste implique à la fois des mesures :

— de régulation par les prix, avec une augmentation du prix des carburants (taxe carbone ou équivalent) de l'ordre de 50 % (en monnaie constante) sur la période ;

— de mise en œuvre à un rythme plus soutenu des politiques de développement des modes alternatifs à la route et à l'aérien intérieur (avec des mesures de régulation des vitesses et de partage de la voirie dans les zones urbaines denses) ;

— de développement des services de mobilité à la personne, dans les zones à faible densité où les transports collectifs sont peu capables d'offrir des services alternatifs à la voiture.

Partie 5

Les gisements potentiels d'économie de mobilité en voiture et les modes d'action susceptibles d'y contribuer sont très différents selon les trois marchés de la mobilité des personnes :

- **Mobilité urbaine** *(26 % des kilomètres en voiture)* : les moyens d'action sont ceux des politiques locales (plans de déplacements urbains) : développement des transports collectifs, partage de la voirie, stationnement payant, développement des modes non motorisés pour déplacement de proximité (vélo). Ils peuvent être intensifiés et étendus avec l'instauration de péages urbains par les autorités d'agglomération. L'effet de ces politiques est limité aux grandes agglomérations et à leur extension (localisation des commerces et des activités, politiques foncières, etc.). L'objectif du scénario volontariste serait une croissance de 40 % de la clientèle des transports collectifs dans les grandes agglomérations (au lieu de 15 % dans le scénario de référence).
- **Mobilité de proximité en périurbain et rural** *(50 % des kilomètres en voiture)* : c'est le gisement de mobilité automobile de loin le plus important mais le plus difficile à exploiter. Les transports collectifs classiques étant peu adaptés à ces zones à faible densité, les alternatives à la mobilité en voiture individuelle restent : le covoiturage sous toutes ses formes ; le télétravail et les télé-services ; et, sur le long terme, l'organisation du développement de l'habitat et des activités autour de pôles de services permettant de regrouper les déplacements et d'améliorer l'efficacité des transports collectifs. Dans le scénario volontariste, une augmentation de 50 % sur le prix d'usage de l'automobile pour les déplacements quotidiens de proximité conduirait à abaisser de 34 % à 23 % la croissance de la circulation automobile sur la période. Le développement des TER et des tram-trains permettant l'accès rapide au centre des grandes agglomérations entraînerait une croissance des voyageurs x km de 25 % (scénario tendanciel) à + 50 % (scénario facteur 4).
- **Mobilité à longue distance** *(25 % des kilomètres en voiture)* : les moyens d'action combinent une offre de transports collectifs renforcée (développement de TGV aux dépens de l'avion, services d'autocars interurbains sur les liaisons mal desservies par le transport ferroviaire) et le prix d'usage de la voiture individuelle (+ 50 % d'augmentation sur la période). Ils conduiraient à une croissance beaucoup plus forte de la clientèle des transports collectifs (+ 100 % au lieu de + 50 %) et à une plus faible croissance des trafics automobiles (+ 54 % au lieu de + 76 %) sur la période.
- **Performance des véhicules :** les performances énergétiques du parc VP en France étaient en 2002 de 170 gCO_2/km en moyenne. Dans un scénario tendanciel, compte tenu de l'accord ACEA et des pressions des instances européennes, ces performances devraient à l'horizon 2025 s'abaisser à 145 gCO_2/km, compte tenu d'un rythme normal de renouvellement. Dans un scénario plus volontariste (facteur 4), la consommation moyenne du parc s'abaisserait à 125 gCO_2/km, compte tenu d'un objectif de commercialisation des véhicules neufs à 120 gCO_2/km et d'incitation à un renouvellement accéléré du parc.

Estimation des flux 2025 pour les scénarios tendanciel et volontariste

Le tableau n° 74 porte sur les projections des flux de transports et des trafics en 2025 selon les hypothèses tendancielles prises en compte par l'étude du SESP.

Tableau n° 74 : Projection 2025, scénario tendanciel

Milliards de voy./km parcourus		dont tr. collectifs	2025/ 2002	dont VP	2025/ 2002	Trafic VP	2025/ 2002
Urbain de proximité (0 à 100 km)	Total	25	+ 15 %	145	+ 5 %	125	+ 5 %
	dont TCSP	*16*					
	dont bus	*9*					
Périphérie et rural de proximité	Total	33	+ 25 %	420	+ 29 %	305	+ 34 %
	dont fer	*21*					
	dont bus	*12*					
Longues dist. (plus de 100 km)	Total	140	+ 50 %	360	+ 76 %	200	+ 76 %
	dont fer	*95*					
	dont aérien	*20*					
Ensemble	Total général	198	+ 40 %	925	+ 35 %	630	+ 36 %

Source : ministère des Transports/SESP

Le tableau n° 75 porte sur les projections des flux de transports et des trafics en 2025 selon les hypothèses plus volontaristes décrites ci-dessus.

Tableau n° 75 : Projection 2025, scénario facteur 4

Milliards de voy./km parcourus		dont tr. collectifs	2025/ 2002	dont VP	2025/ 2002	Trafic VP	2025/ 2002
Urbain de proximité (0 à 100 km)	Total	30	+ 40 %	135	- 2 %	115	- 3 %
	dont TCSP	*18*					
	dont bus	*12*					
Périphérie et rural de proximité	Total	40	+ 50 %	395	+ 21 %	285	+ 223 %
	dont fer	*26*					
	dont bus	*14*					
Longues dist. (plus de 100 km)	Total	170	+ 80 %	315	+ 54 %	175	+ 54 %
	dont fer	*130*					
	dont aérien	*16*					
Ensemble	Total général	240	- 70 %	845	+ 25 %	575*	+ 23 %

* Avec une hypothèse d'élasticité de - 0,20 du trafic automobile au prix des carburants.

Source : ministère des Transports/SESP

La mobilité des personnes : scénario 2050 facteur 4

Dans un scénario volontariste tourné vers le facteur 4, la période 2025-2050 serait marquée par des ruptures technologiques et organisationnelles préparées dès les prochaines années, mais dont la durée de maturation dépasse plusieurs décennies. D'une part, les évolutions technologiques des véhicules conduiraient à une utilisation massive de l'électricité pour les trajets à courte et moyenne distance (véhicules urbains tout électrique ou véhicules hybrides

rechargeables) entraînant une forte diminution, par rapport à la situation 2025, du coût kilométrique des véhicules pour ce type de trajets (malgré le coût des batteries). D'autre part, outre la concentration d'une partie de la croissance urbaine dans les agglomérations denses, l'espace périurbain et rural de proximité aurait développé des pôles de services de proximité permettant de limiter les déplacements et de faciliter l'organisation de transports « semi-collectifs ».

Tableau n° 76 : Projection 2050, scénario facteur 4

Milliards de voy./km parcourus		dont tr. collectifs	2050/ 2002	dont VP	Trafic VP	(G V x km)	2050 /2002
Urbain de proximité (0 à 100 km)	Total	32	+ 45 %	140	Total	120	0 %
	dont TCSP	20			dont électr.	100	
	dont bus	12			dont carb.	20	
Périphérie et rural de proximité	Total	48	+ 85 %	420	Total	300	+ 30 %
	dont fer	32			dont électr.	180	
	dont bus	16			dont carb.	120	
Longues dist. (plus de 100 km)	Total	220	+ 140 %	360	Total	200	+ 75 %
	dont fer	160			dont électr.	0	
	dont aérien	16			dont carb.	200	
Ensemble	Total général	300	+ 70 %	920		620*	+ 33 %

* Avec une hypothèse d'élasticité de - 0,20 du trafic automobile au prix des carburants.

Source : ministère des Transports/SESP

- **Mobilité urbaine** *(20 % des km en voiture)* : les politiques volontaristes de développement des agglomérations urbaines denses, avec limitation de la circulation dans les zones centrales et développement des transports collectifs, seraient complétées par la substitution de la majeure partie de la circulation automobile classique par des « petits véhicules électriques » non polluants et moins encombrants (avec des réglementations ou des incitations tarifaires). La circulation automobile serait stabilisée au niveau atteint en 2025 (légère augmentation liée aux extensions urbaines). La part des transports collectifs serait également stabilisée entre 2025 et 2050.
- **Mobilité de proximité en périurbain et rural** *(48 % des kilomètres en voiture)* : la politique d'organisation des territoires autour de pôles de services de proximité (commerces, santé, écoles, livraisons et autres services de mobilité) aurait pour effet de limiter la demande de déplacements quotidiens, autres que professionnels, et d'encourager le regroupement de l'habitat à proximité de ces pôles, avec un usage important de la voiture électrique (environ 60 % des kilomètres parcourus, compte tenu de la diminution des distances de trajets quotidiens). La part des transports collectifs à moyenne distance (plus de 20 km) continuerait à s'accroître, principalement avec les TER et les trams-trains (pour l'accès aux principaux pôles d'activité).
- **Mobilité à longue distance** *(32 % des kilomètres en voiture)* : la croissance du trafic automobile est très ralentie, compte tenu du prix élevé des carburants

(doublement du coût kilométrique). La demande de transport ferroviaire continuerait sa croissance, de façon un peu ralentie par rapport à la période 2005-2025 (fin de l'effet d'offre de nouvelles lignes à grande vitesse), notamment sur les liaisons ferroviaires internationales et entre capitales régionales. Les liaisons interrégionales par autocar rapide continueraient à se développer.

- **Performance des véhicules** : à l'horizon 2050, le parc VP comprendrait environ 44 millions de véhicules dont la moitié serait tout électrique (petits véhicules urbains ou de proximité) ou hybride rechargeable (avec une autonomie de batterie pour les trajets courts). Compte tenu d'une part de 45 % de km parcourus avec de l'énergie électrique, la consommation totale de carburants (dérivés, du pétrole ou biocarburants) serait de l'ordre de 11 à 12 millions de Tep.

Transport aérien international

Le trafic total des aéroports français métropolitains s'élevait en 2004 à 124,4 millions de passagers, dont **76,1 millions pour le trafic international** (41,5 millions pour les échanges avec les pays de l'Union européenne et 34,5 avec les autres pays du monde). Après un effet de rattrapage suite à la stagnation du trafic entre 2001 et 2004, la croissance tendancielle du trafic aérien (en nombre de passagers sur les aéroports français) serait de 3 % à 3,5 % par an sur la période 2005-2050, soit 190 millions de passagers en 2030 (x 2,5) et 320 millions en 2050 (x 4,2). Dans un scénario volontariste, avec un prix du kérosène en forte croissance (taxe carbone européenne d'ici à 2025 et mondiale vers 2030) et un développement des liaisons ferroviaires à grande vitesse entre les pôles européens, cette croissance pourrait être limitée :

— entre 2 % et 2,5 % sur la période 2005-2030, soit 150 millions de passagers en 2030 (x 2,0) ;
— entre 1,5 % et 2 % après 2030, soit 212 millions de passagers en 2050 (x 2,8).

Cette « pression environnementale » incitera les opérateurs à optimiser l'utilisation de leur flotte, avec des appareils de plus grande capacité et des moteurs plus économes. La consommation d'énergie au passager x km transporté pourrait ainsi diminuer d'un facteur 2 d'ici à 2030.

Transport intérieur de marchandises

En 2002, le transport intérieur routier de marchandises représentait 277 milliards de tonnes x km :

— la majeure partie (environ 93 %) est transportée par poids lourds (plus de 3,5 tonnes) représentant 27 G véh. x km ;
— le reste (livraisons fractionnées à courte distance, pour l'essentiel) est assuré par les VUL (environ la moitié des km parcourus), soit 43 G véh. x km.

Scénario 2025 tendanciel : le transport routier de marchandises s'accroît d'environ 1,5 % par an (soit + 41 % entre 2002 et 2025), compte tenu de la hausse des prix des carburants et des progrès de productivité de la profession (moteurs plus économes, meilleur remplissage des camions). Compte tenu de la plus forte croissance à l'international (semi-remorques de 40 tonnes), l'augmentation du trafic de poids lourds serait légèrement inférieure. Le transport ferroviaire devrait renouer avec la croissance, compte tenu notamment de l'ouverture du marché à de nouveaux opérateurs et des aménagements programmés de capacité ferroviaire.

Scénario 2025 facteur 4 : à volume de transport identique (en tonnes x km), ce scénario se caractérise par une accélération des programmes de développement des capacités et services de transports ferroviaires et fluviaux prévus au CIADT de décembre 2003. Le transport ferroviaire, entre 2005 et 2025, s'accroîtrait de 85 % (au lieu de 44 %), notamment avec la réalisation de plusieurs autoroutes ferroviaires, et le volume du transport fluvial doublerait. La croissance du TRM entre 2005 et 2025 serait ramenée de 30 % à 13 %. Le trafic des poids lourds diminuerait plus faiblement, dans la mesure ou les transferts modaux portent sur des trafics routiers très optimisés. La progression du trafic des VUL (supérieure à celle des tonnes x km) ne serait pas affectée.

Scénario 2050 facteur 4 : le transport routier de marchandises s'accroîtrait à l'horizon 2050 de + 50 % à + 70 % par rapport à 2005 (selon la structure de l'économie et les délocalisations). Pour faire face à cette croissance et notamment à la concentration des flux internationaux, les services de transport ferroviaires seraient développés à grande échelle sur les deux axes de transit nord-sud dédiés au fret reliant l'Espagne à l'Europe du Nord et de l'Est, afin de reporter sur le fer l'essentiel du transit routier international. Le trafic ferroviaire serait multiplié par 3 ou 3,5 (selon la technologie développée sur l'infrastructure dédiée fret) et le trafic routier se stabiliserait à un niveau un peu supérieur à celui atteint en 2025.

Performance des véhicules : les consommations de carburant au véhicule x km des poids lourds pourraient s'améliorer d'environ 15 % à l'horizon 2025 et de 30 % à l'horizon 2050. Les véhicules utilitaires légers devraient suivre une évolution technologique parallèle à celle des voitures particulières, à savoir : des véhicules tout électriques pour livraisons en milieu urbain et à courte distance ; des véhicules hybrides rechargeables pour la moyenne et longue distance.

Tableau n° 77 : Projections marchandises : 2025 et 2050

Variables marchandises	2005	2025 Tendanciel	2025 Facteur 4	2050 Facteur 4
Total Gtonnes x km	348	459 (+ 37 %)	459 (+ 37 %)	556 (+ 60 %)
dont route	*300*	*390*	*369*	*392 à 412*
dont ferroviaire	*41*	*59*	*76*	*124 à 144*
dont fluvial	*7*	*10*	*14*	*20*
G.PL. x km > 3,5 tonnes	35	44 (+ 26 %)	42 (+ 20 %)	46 à 48 (+ 33 %)
G.VUL. x km < 3,5 tonnes	45*	63 (+ 40 %)	63 (+ 40 %)	75 (+ 70 %)

* On a considéré que la moitié des VUL x km était affectée au transport de marchandises (l'autre moitié étant prise en compte dans les VP x km voyageurs).

Source : ministère des Transports/SESP

1.5. Concept et scénario de mobilité urbaine

Les travaux du PREDIT apporte une classification conceptuelle des politiques de la mobilité urbaine qui montre, face à un objectif d'accroissement ou de réduction de la mobilité, deux types de politiques par l'organisation et la régulation d'une part et par les mécanismes de marché d'autre part.

- **Scénario 1 :** situation prédominante pendant longtemps, expliquée par une forte confiance dans le progrès technologie censé apporter beaucoup de réponse aux besoins de la société. Hors contraintes d'environnement, la tendance est de rester dans la voie technologique.
- **Scénario 2 :** modèle prévalant en Angleterre (péage urbain).
- **Scénario 3 :** considérant que le péage donne de l'argent à l'État, les transactions sont organisées entre pollueur et pollué. Le contrat est préféré à la taxe.
- **Scénario 4 :** la transaction est collective et politique (c'est le modèle allemand et suisse).

Tableau n° 78 : Concepts relatifs à la mobilité urbaine

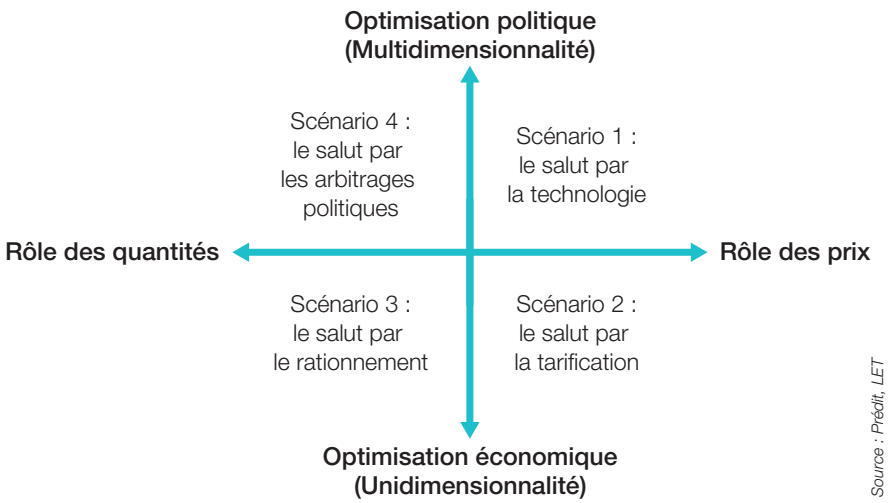
Les programmes *(policy)* **Les choix collectifs** *(politics)*	Recours préférentiel aux organisations et à des processus collectifs de régulation	Recours préférentiel aux marchés et à des incitations individuelles
Maintien, voire accroissement de la mobilité des personnes et des marchandises	**Scénario 1** « Volontarisme technologique » homo technicus	**Scénario 2** « Connaissance des coûts et vérité des prix » homo œconomicus
Recherche d'une réduction de la mobilité des personnes et des marchandises	**Scénario 4** « Maîtrise de la mobilité par une transaction urbaine » homo politicus	**Scénario 3** « Maîtrise de la mobilité par des transactions privées » homo contractor

Source : PREDIT, Laboratoire d'économie des transports, LET

Trois modes d'actions sont possibles, relevant de théories économiques différentes :

— jouer sur les prix,
— réagir par rapport à la fixation de quantités,
— apporter une réponse politique qui traduit la complexité, les rapports de forces sociaux et rejette les arbitrages économiques (prix ou quantité).

Figure n° 37 : Modes d'action à partir de la théorie économique



Source : Prédit, LET

Annexe 9 - Hypothèses et scénarios du secteur résidentiel-tertiaire

1. Évolution tendancielle dans les bâtiments : parcs, consommations d'énergie, émissions de CO_2 (ministère de l'Équipement/DGUHC)

Situation 2005

Le parc résidentiel 2005[48] est estimé à 31,082 millions de logements dont 4,863 millions de résidences secondaires et logements vacants. Le parc 2005 des bâtiments à usage tertiaire est évalué à 868,035 millions de m². Pour l'année 2005 la consommation d'énergie de l'ensemble des bâtiments s'est élevée à 796,3 TWh (120,6 $MtCO_2$) dont 548,6 TWh (85,6 $MtCO_2$) pour le secteur résidentiel.

Évolution 2005-2030

Afin d'évaluer les caractéristiques des bâtiments (taille de parc, consommation d'énergie[49] et émissions de CO_2[50]) à l'horizon 2030, les facteurs d'évolution suivants ont été retenus :

- l'accroissement du parc des résidences principales est considéré égal à l'accroissement du nombre des ménages ressortant de l'étude INSEE[51]. Il se traduit, en fonction de deux hypothèses (basse et haute) d'évolution des comportements de cohabitation, par une augmentation du nombre des résidences principales égal à 5,890 millions de résidences (hypothèse basse) ou égal à 6,530 millions de résidences (hypothèse haute) ;
- le taux de croissance annuel moyen du parc des résidences secondaires et des logements vacants a été estimé à + 0,2 % par an ; celui des locaux tertiaires à + 1,7 % par an ;
- deux hypothèses de rythme moyen annuel de démolition de résidences principales ont été prises en compte : soit 50 000 logements par an, soit 100 000 ;
- Pour ce qui intéresse les caractéristiques thermiques des bâtiments neufs, il a été retenu l'entrée en vigueur d'une nouvelle réglementation thermique tous les cinq ans induisant une diminution de 15 % des consommations précédentes. En ce qui concerne les bâtiments existants, les dispositions du Plan Climat en cours ont été prolongées avec un renforcement des incitations et de la réglementation tous les cinq ans conduisant à une réduction accrue des émissions de 10 % (hypothèse basse) ou de 15 % (hypothèse haute).

À partir de la situation 2005 et en intégrant les hypothèses d'évolutions évoquées, deux tendanciels, l'un « plancher » et l'autre « plafond », ont été évalués :

- le tendanciel « *plancher* », favorable, obtenu par combinaison des hypothèses (accroissement de 5,890 M du nombre des résidences principales ; démolition de 100 000 logements par an et augmentation de 15 % tous les 5 ans

48 – Métropole + Dom au 01/01/2005.
49 – Énergie finale.
50 – Masse de CO_2 calculée par conversion des énergies finales consommées.
51 – Étude A. Jacquot.

des effets du Plan Climat pour les bâtiments existants) conduit à la *valeur 2030 BASSE* de la consommation d'énergie globale des bâtiments évaluée à 598 TWh (dont 328 TWh pour le résidentiel) se traduisant par une émission globale de 89 $MtCO_2$ (dont 51 $MtCO_2$ d'origine résidentielle) ;

- le tendanciel « *plafond* », défavorable, retient les hypothèses d'un accroissement de 6,530 M du nombre des logements ; d'une démolition en moyenne de 50 000 logements par an et d'une augmentation de 10 % tous les 5 ans des effets du Plan Climat pour les bâtiments existants. Dans ce cas, la valeur *2030 HAUTE* de la consommation globale d'énergie des bâtiments est évaluée à 648 TWh dont 372 TWh pour le résidentiel. L'émission de CO_2 correspondante s'élève à 96 $MtCO_2$ pour l'ensemble des bâtiments et à 58 $MtCO_2$ pour le seul secteur résidentiel.

Tableau n° 79 : Scénarios de consommation du parc de logements (DGUHC)

SITUATION 2005

	Parc	Consommation d'énergie	Émissions de CO_2
Résidentiel	*(Millions de lgts)*	*(TWHh)*	*($MtCO_2$)*
Résidences principales	26,219	530,1	82,7
Résid. second. et L.V.	4,863	18,7	3,0
Résidentiel ensemble	*31,082*	*548,8*	*85,6*
Tertiaire	*(Millions de m²)*	*(TWHh)*	*($MtCO_2$)*
	868,0	247,5	35
Ensemble des constructions		**796,3**	**120,6**

SITUATION 2030

Situation « plancher » (hypothèse de croissance « basse » ; 100 000 logts démolis reconstruits par an et Plan Climat accru 15 % par tranche de 5 ans

	Parc	Consommation d'énergie	Émissions de CO_2
Résidentiel	*(Millions de lgts)*	*(TWHh)*	*($MtCO_2$)*
Résidences principales	32,109	308,2	48,1
Résid. second. et L.V.	5,113	19,4	3,0
Résidentiel ensemble	*37,222*	*327,6*	*51,1*
Tertiaire	*(Millions de m²)*	*(TWHh)*	*($MtCO_2$)*
	1 323,0	270,6	38,2
Ensemble des constructions		**598,2**	**89,3**

Situation « plafond » (hypothèse de croissance « haute » ; 50 000 logts démolis reconstruits par an et Plan Climat accru 10 % par tranche de 5 ans

	Parc	Consommation d'énergie	Émissions de CO_2
Résidentiel	*(Millions de lgts)*	*(TWHh)*	*($MtCO_2$)*
Résidences principales	32,749	352,6	55,0
Résid. second. et L.V.	5,113	19,4	3,0
Résidentiel ensemble	*37,862*	*372,0*	*58*
Tertiaire	*(Millions de m²)*	*(TWHh)*	*($MtCO_2$)*
	1 323,0	276,4	38,2
Ensemble des constructions		**648,4**	**96,2**

2. Scénarios 2030 DG TREN (2003)

Les caractéristiques principales du scénario de référence pour l'UE-15 sont données dans le tableau n° 80.

Tableau n° 80 : Scénario DG TREN 2030

Scénario de référence UE-15	Période 2000-2030	Variables	% par an
Économie	Modernisation économique continue Progrès technologique substantiel Développement du marché intérieur	Croissance du PIB mondial Croissance du PIB UE-15	3 % 2,3 %
Énergie	Politique d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables Économie davantage tournée vers les services et vers moins de production industrielle énergivore Pas de nouvelles mesures sur la réduction des émissions de GES Prix du pétrole plus faible en 2030 qu'en 2000	Énergie primaire Énergie finale Intensité énergétique primaire Intensité énergétique finale	0,6 % 0,8 % - 1,7 % - 1,4 %
Résidentiel-tertiaire		Croissance du résidentiel (UE-15) Croissance du tertiaire (UE-15)	0,6 % 1,1 %

Source : European Energy and Transport – Trends to 2030, 2003

3. Scénarios 2050 facteur 4, DGEMP - Enerdata - LEPII (2005)

Voir l'étude *Prospective énergétique à 2050 pour la France* (DGEMP, ENERDATA, LEPII, février 2005).

4. Scénarios 2050 facteur 4, P. Radanne, MIES (2004)

L'éco-conception des bâtiments peut conduire à une division par deux des consommations de chauffage.

Figure n° 38 : Scénario de référence et facteur 4 en 2050 pour les consommations de chauffage (TWh)

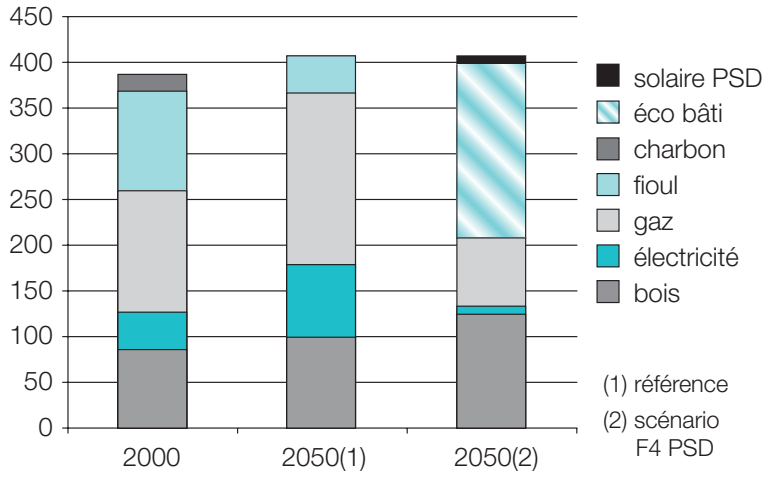
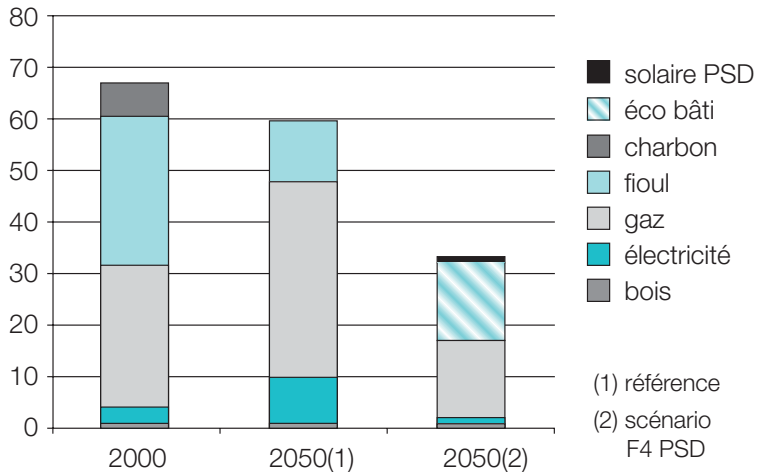


Figure n° 39 : Scénario de référence et facteur 4 en 2050 pour les émissions correspondant aux mix énergétiques de la figure n° 38 ($MtCO_2$)



Source : P. Radanne, MIES, 2004

5. Objectifs facteur 4 pour le parc de logement

(J.-P. Traisnel, LTMU-CNRS 2004)

Tableau n° 81 : Perspective d'évolution des consommations de chauffage des bâtiments

	Année de construction				
	ancien	1949-1974	1975-1999	neuf (2000-2005)	Total
Consommations unitaires en 2005 *(kWh/m²/an)*	220	190	110	92	172 (moyenne)
Consommations unitaires : objectif 2050 *(kWh/m²/an)*	135	60	60	30	75 (moyenne)
Réhabilitation : gain à obtenir en 2050 *(kWh/m²/an)*	85	130	50	52	84,4 (moyenne)
Surfaces estimées *(Mm²)*	854	551	637	118	2 160
Gain total estimé *(TWh)*	72,6	71,6	31,9	6,1	182,2

Source : J.-P. Traisnel, 2004

Annexe 10 - Scénarios énergétiques : état de l'art

Depuis une dizaine d'années, on remarque un foisonnement dans la construction de scénarios énergétiques, au niveau national[52] et international. L'observation de ces exercices permet de situer les différents éléments à prendre en compte dans des travaux d'analyse stratégique du secteur énergétique et d'élaboration de scénarios de long terme. Les principales familles de modèles sont présentées, puisque le travail de modélisation et de simulation accompagne désormais les exercices de prospective pour répondre au besoin croissant de quantification des phénomènes. Plusieurs enseignements sont extraits des différents exercices relatifs aux scénarios nationaux et internationaux.

1. Les scénarios au niveau français

Au niveau national tout d'abord, on peut citer entre autres :

- ***Énergie 2010-2020 : Trois scénarios énergétiques pour la France*, Commissariat général du Plan**, groupe de travail présidé par Pierre Boisson (1998). Le Commissariat général du Plan a proposé, sur la base d'un large consensus entre les acteurs, trois scénarios quantifiés pour la France, fournissant un cadre de cohérence et d'analyse critique. La méthode d'exploration utilisée[53] fait le postulat d'un caractère ouvert et incertain de l'avenir, écartant une approche fondée sur la seule projection de tendances passées. C'est le sens de la construction des trois scénarios, dont aucun n'est tendanciel. Reposant sur quelques hypothèses macro-économiques communes, ils ne sont pas directement construits autour de politiques publiques alternatives mais plantent différents contextes plausibles d'évolution de la société française d'ici à 2020 en fonction desquels les acteurs actuels de la scène énergétique, dont les pouvoirs publics français, ont à concevoir leurs stratégies. Quant au rôle de l'État, les scénarios envisagent, concomitamment aux évolutions quantitatives synthétisées, une différentiation des modalités de l'action publique. Il s'agit des scénarios :
  - S1 : « société de marché », qui correspond à une situation allant dans le sens d'une plus large confiance dans les mécanismes régulateurs de marché et donc une réduction de l'intervention économique de l'État ;
  - S2 : « État industriel », où l'État entend redevenir interventionniste dans le domaine économique et industriel au nom des intérêts de long terme de la nation et de la compétitivité ;
  - S3 : « État protecteur de l'environnement », caractérisant une situation où l'État est prioritairement le gardien de valeurs de protection de la santé, de prévention des risques technologiques et de préservation de l'environnement.

- ***Le scénario tendanciel de la DGEMP-Observatoire de l'Énergie,*** publié en 2004, qui a été construit pour répondre à une demande spécifique de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), conformément à l'engagement de la France

52 – Giraud P.-N., *Effet de serre : modélisation économique et décision publique*, Rapport du Commissariat général du Plan, la Documentation française, mars 2002, annexe 1, pages 139-144.
53 – Cf. annexe 1 du rapport *Énergie 2010-2020*.

vis-à-vis de cette Agence de communiquer un tel scénario lors de la revue en profondeur 2003-2004. Il s'agissait d'analyser les évolutions de l'offre et de la demande d'énergie à l'horizon 2030 si aucune mesure nouvelle de politique publique, en matière de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) notamment, n'était mise en œuvre d'ici là : on poursuit tout simplement les tendances actuelles ; en conséquence, ni les dispositions de la future loi d'orientation sur l'énergie, ni les mesures préconisées par le Plan Climat 2004 ne sont prises en compte. S'agissant de la lutte contre le changement climatique, le protocole de Kyoto, en tant que tel, n'est donc pas pris en considération. Ses hypothèses macro-économiques sont cohérentes, pour que la comparaison soit possible avec le scénario tendanciel publié par la DGEMP en 2000, ainsi qu'avec les scénarios S1, S2, S3 du groupe « Énergie 2010-2020 ».

Comme le souligne la synthèse (juin 2004) des travaux réalisée par l'Observatoire de l'énergie de la DGEMP, dans ce scénario tendanciel, la France ne devrait pas connaître de crise majeure ou de rupture marquée sur les plans économique, social et politique. Elle devrait voir la poursuite de la construction européenne et de la mondialisation des échanges, ainsi que le maintien de l'évolution technologique actuelle pour l'énergie ; ainsi, pour le nucléaire, le réacteur nucléaire EPR fait partie intégrante du *trend*. On notera :

- une série d'hypothèses prises de type macro-économique, sectoriel sur la demande (transport, industrie, résidentiel-tertiaire) et sur l'offre (électricité, gaz, raffinerie, biocarburants) ;
- différents résultats sur :
  - la consommation finale d'énergie (application du modèle MEDEE aux hypothèses), la production et la consommation d'énergie primaire (offre d'énergie établie à partir de modèles développés par le RTE pour l'électricité et l'IFP pour les raffineries) ;
  - l'intensité énergétique (baisse moyenne de 1,5 % par an jugée optimiste par rapport au passé récent : - 0,3 % par an sur 1990-2000) ;
  - émissions de CO_2 (accélération entre 2003-2010 du fait des transports et entre 2020-2030 du fait du remplacement, dans les hypothèses considérées, d'une partie des centrales nucléaires par des centrales au charbon et au gaz).

Deux scénarios en variantes ont été établis, mais de manière approximative :

- scénario X1 : abandon du nucléaire en fin de vie (40 ans) et remplacement par le gaz ou le charbon ; efforts redoublés pour les économies d'énergie et les renouvelables ;
- scénario X2 : mêmes efforts en faveur des économies d'énergie et des renouvelables que pour X1 mais développement soutenu du nucléaire.

- ***Le scénario DGEMP Objectif facteur 4,*** publié en 2005***.*** Le soutien à un objectif international d'une division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, nécessite une division par 4 ou 5 des émissions pour les pays développés. Pour y parvenir, le président de la République a fixé un objectif de division par quatre de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050, qui a été inscrit dans le Plan Climat du gouvernement en 2005. Un groupe de travail interministériel, présidé par Christian de Boissieu, président délégué du Conseil d'analyse économique, a réfléchi aux incidences socio-économiques d'un tel engagement. Les conclusions de ce groupe de travail peuvent être opportunément utilisées pour construire le (ou les) scénario(s) énergétique(s) souhaitable(s) pour l'avenir.

- ***Le scénario dit « avec mesures existantes » (MIES)*** à l'horizon 2020 dans le cadre du Programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC), qui fait état des efforts nationaux réalisés dans le cadre des engagements nationaux relatifs au protocole de Kyoto. Ce scénario, contrairement au précédent, prend en compte l'ensemble des mesures mises en œuvre, ou en voie de l'être, pour lutter contre le changement climatique.
- ***Les scénarios du Conseil général des Ponts et Chaussées (CGPC)*** s'intéressent en particulier à l'évolution des transports à l'horizon 2050.
- ***Le scénario de « division par trois » en 2030 du Conseil général des Mines (CGM)*** décrit les différentes options techniques et technologiques permettant d'atteindre un objectif de division par trois des émissions de GES à l'horizon 2030.
- ***Le scénario dit « RADANNE », élaboré pour le compte de la MIES,*** s'intéresse lui aussi au potentiel de réduction des émissions de GES, mais propose une orientation différente de celle du scénario précédent. Il met l'accent sur des actions très volontaristes de l'État en matière de promotion des énergies nouvelles et renouvelables (éolien, biomasse, etc.) et de la MDE, avec une forte limitation du recours à l'énergie nucléaire.

2. Les scénarios au niveau européen

L'examen rétrospectif des travaux sur les scénarios énergétiques menés par la Commission européenne montre plusieurs types d'exercices.

- ***« European Energy to 2020 » (DG TREN), 1996***, caractérisé par 4 scénarios :

« *Sagesse conventionnelle* » qui constitue le scénario de continuité (dit *business as usual*, BAU) caractérisé par un rebond de croissance à court terme (2000) puis une croissance économique faible sur le long terme. Le prix du pétrole atteint 30 $ en 2020.

« *Champs de bataille* » : qui repose sur l'idée d'un choc pétrolier brutal au début de la décennie 2000, suivi par une récession profonde vers 2005-2006 et une longue période de stagnation. L'atteinte de la globalisation est considérée comme trop amitieuse. On assiste alors à une fragmentation du monde en grandes régions et à une montée des protectionnismes. Cela conduit aussi à une Europe à la carte. Le prix du pétrole atteint 40 $ en 2005 puis baisse à 28 $ en 2020. Les politiques énergétiques cherchent l'indépendance énergétique ; l'accent est mis sur la protection de l'outil de production plutôt que sur le contrôle de la demande.

« *Hyper-marché* », scénario de mondialisation, de globalisation et de libéralisation des marchés avec des prix bas de l'énergie et une hypothèse de forte croissance. Le volet environnemental des politiques énergétiques est au second plan, la priorité étant accordée à l'efficacité des mécanismes de marché dans un objectif fort de compétitivité.

« *Écologique* », qui suppose l'internalisation des coûts externes des sources d'énergie, la promotion des investissements relatifs au développement durable. L'intervention politique est forte en ce sens et l'on attend un développement marqué des nouvelles technologies énergétiques et de la maîtrise de

la demande. Les changements sont soutenus par les consommateurs et les producteurs et s'en trouvent accélérés. Le prix du pétrole reste autour de 16 $ pendant toute la période.

- ***European Union Energy Outlook to 2020 (DG TREN), novembre 1999***, s'est penché sur les arguments et les causes qui conduiraient les développements des sources d'énergies, des technologies, des secteurs et des pays. La démarche a mis l'accent sur l'analyse quantitative et de nombreux allers-retours avec les experts et les organisations du milieu de l'énergie. Trois scénarios ont été construits autour de la problématique CO_2. On note par exemple le résultat des simulations de surcoût du système énergétique occasionné par la contrainte carbone entre 25 et 55 milliards d'euros par an (augmentation des investissements, des tarifs…). Le chiffre varie beaucoup entre les différents pays européens selon le mix énergétique et le type d'industries. L'étude énumère plusieurs incertitudes :
  - la place du nucléaire : sous la contrainte carbone et avec une faible opposition, la capacité nouvelle à installer entre 2015 et 2030 pourrait s'élever à 200 GW, pour étendre et remplacer les installations en fin de vie ;
  - le prix du gaz ;
  - le rôle du transport impactant la dépendance par rapport au pétrole et les émissions ;
  - les changements structurels de l'économie sur le long terme au sein de l'UE, ayant des répercussions sur la demande d'énergie.
- ***European Energy and Transport Trends to 2030 (DG TREN)***, janvier 2003. Le rapport analyse les sujets clés et les perspectives énergétiques, du transport et de la pollution par le CO_2. Les résultats s'appuient sur une analyse quantitative utilisant des modèles issus de plusieurs organisations (POLES, PRIMES, etc.). L'exercice part de la définition d'hypothèses macro-économiques (contexte international et place de l'Europe) et relatives au secteur de l'énergie (prix, part des différentes sources, des consommations et des émissions). L'étude élabore ensuite un scénario de référence susceptible ultérieurement de servir de base à l'analyse de scénarios particuliers pour évaluer l'effet de mesures de politiques énergétiques.
- ***Énergie, technologie et politique climatique, WETO (DG Research) (Word Energy, Technology and Climate Policy Outlook)***, 2003. Ce rapport compare un scénario de référence à paramètres constants et un scénario de réduction du carbone afin de montrer l'impact que pourraient avoir les politiques liées au changement climatique.

Scénario de référence : les tendances économiques actuelles, les changements technologiques et structurels de l'économie mondiale se poursuivent dans la même ligne qu'aujourd'hui. Les objectifs politiques spécifiques de la politique énergétique et environnementale et les mesures mises en œuvre après 2000 ne sont pas prises en compte (par exemple, les objectifs de réduction de CO_2 du protocole de Kyoto, l'élimination progressive de l'énergie nucléaire dans certains pays et les objectifs d'augmentation de la part des énergies renouvelables). Les résultats montrent que la demande énergétique mondiale augmentera de 1,9 % par an entre 2000 et 2030. La demande des pays en développement augmentera rapidement (part de 50 % en 2030 contre 40 % aujourd'hui). Pétrole, charbon et gaz représenteront 90 % de l'approvisionnement énergétique total en 2030. Dans l'UE, les renouvelables et le nucléaire représenteront moins de 20 % de l'approvisionnement.

Scénario de réduction de carbone : les engagements pris par les différentes régions pour réduire les émissions de CO_2 à moyen terme sont pris en compte, mais certaines régions ne sont pas incluses (exemple : CEI), ni les renforcements pour l'après-Kyoto. Les hypothèses tiennent compte de la mise en œuvre des politiques de développement durable dans un grand nombre de secteurs économiques. La valeur carbone appliquée à l'utilisation de combustibles fossiles est fixée pour l'UE au double de celle des autres régions. Les résultats montrent 11 % de diminution de la consommation mondiale d'énergie par rapport au scénario de référence (1,3 % croissance de la demande). La part des principales sources d'énergie serait fortement affectée : charbon (- 42 %), pétrole (- 8 %), gaz (inchangé), nucléaire (+ 36 %), énergies renouvelables (+ 35 %). Les émissions mondiales baisseraient de 21 % mais resteraient plus élevées en 2030 qu'en 1990 (en Europe - 15 %/1990).

Remarque :

La principale limite de ces scénarios est due à l'insuffisance de données sectorielles sur l'ensemble des pays de l'UE. On a par exemple noté une forte disparité entre les données relatives aux consommations d'énergie du secteur agricole produites en France et celles utilisées par la Commission européenne pour les scénarios. En effet, ces données sont bel et bien renseignées par les pays membres, mais elles ne sont pas régulièrement actualisées. En outre, elles sont harmonisées par Eurostat sur la base d'une comptabilité européenne qui demeure somme toute encore assez approximative ; cette procédure explique une grande partie des écarts entre les résultats des scénarios nationaux et ceux fournis par la Commission.

3. Les scénarios au niveau international

• ***World Energy Outlook (AIE)***, 2004. L'AIE présente un scénario tendanciel (*business as usual*, donc avec la même orientation que la DGEMP) et un scénario alternatif qui analyse l'impact global des politiques environnementales, de sécurité d'approvisionnement et d'économies d'énergie que les pays considèrent actuellement. Ces scénarios ont pour objet principal d'alerter les autorités des pays membres de l'OCDE sur l'épuisement « annoncé » des ressources fossiles. Bien que très réduit par rapport au scénario de référence, le niveau des émissions reste en 2030, dans le scénario alternatif, au-dessus du niveau d'aujourd'hui. Le scénario de référence donne plusieurs points de repère :

— des besoins d'énergie supérieurs de 60 % en 2030 et des émissions aussi supérieures de 60 % ;
— un *peak oil* au-delà de 2030 et une part des énergies fossiles de 85 % du mix énergétique à cette date, dont les deux tiers sont absorbés par les pays en développement ;
— l'augmentation des risques, notamment risque de sécurité d'approvisionnement et risque climatique. Les pays de l'OCDE, la Chine et l'Inde dépendent d'importations lointaines en provenance de pays instables ; en ce sens, le rapport recommande une évaluation claire et transparente des réserves de gaz et de pétrole ;

— l'explosion du commerce international va accroître la dépendance entre les pays exportateurs et les pays producteurs ;
— les investissements sont estimés à 16 000 milliards de dollars, absorbés majoritairement par la production d'électricité (10 000 milliards, dont la moitié dans les pays en développement) ;
— la part des sources de production non carbonées reste minoritaire : le nucléaire progresse légèrement en valeur absolue et les énergies renouvelables passent de 2 % à 6 % du mix (éolien et biomasse) ;
— le rôle central de la Russie d'ici à 2030 pour la sécurité d'approvisionnement du monde, en particulier pour le gaz. Les incertitudes sont nombreuses quant au niveau des investissements, aux caractéristiques des gisements, aux capacités futures de production et à l'efficacité énergétique du pays ;
— la fourniture d'énergie aux populations les plus pauvres de la planète reste vitale mais incertaine.

• *Global Energy* ***Scenario to 2050 and beyond (Conseil mondial de l'énergie)***, 2004. L'élaboration de scénarios énergétiques au sein du Conseil mondial de l'énergie trouve son origine à la fin des années 1970. Le rapport *Energy for Tomorrow's World* en 1993 est une étape importante. Trois scénarios sont présentés, enrichis de tendances à 2100. Le rapport présente :
— *un scénario A (High Growth)* promoteur d'une forte croissance où la consommation augmente conjointement avec des améliorations importantes de l'efficacité énergétique ;
— *un scénario B (Référence)* de type tendanciel ;
— *un scénario C (Ecologically Driven*) où les politiques avec les autres acteurs sociaux et économiques réussissent à promouvoir l'efficacité énergétique, l'innovation technologique des énergies non fossiles, la réduction des barrières institutionnelles et la baisse des émissions polluantes.

Depuis 1993, le Conseil mondial de l'énergie a créé plusieurs variantes, en collaboration avec l'International Institute of Applied Systems Analysis (IIASA) :
— scénario A1 : utilisation massive du pétrole et du gaz ;
— scénario A2 : utilisation intensive du charbon ;
— scénario A3 : accent mis sur le gaz naturel, les énergies renouvelables et le nucléaire pour lutter contre les niveaux d'émissions ;
— scénario B : référence ;
— scénario C1 : accent mis sur l'efficacité énergétique, les renouvelables (solaire pour le long terme) et nucléaire ;
— scénario C2 : expansion du nucléaire.

Les nouveaux scénarios du Conseil mondial de l'énergie qui succèdent à la version de 1998 paraîtront en novembre 2007 lors de la conférence de Rome (du 11 au 15 novembre). Ce travail doit rendre compte de la problématique globale du système énergétique et des approches locales. La méthode d'élaboration de type « *bottom up* » part de la description d'« histoires » régionales sur les avenirs possibles. Deux débats ont marqué le début de l'exercice :
— le lien entre croissance économique et énergie (la croissance peut-elle être bridée ?) ;
— le pic pétrolier.

Il a été demandé aux différents pays/régions participant à l'exercice de structurer leur réflexion par rapport à quatre horizons de temps 2005, 2020, 2035 et 2050, selon les deux axes suivants :

— degré d'engagement des États ou des pouvoirs publics ;
— coopération entre États, entreprises et intégration des marchés.

Les scénarios des pays sont aussi examinés à l'aune des 3A :
— accessibilité (*Accessibility*) : fournir des services énergétiques modernes ;
— disponibilité (*Availability*) : sécurité d'approvisionnement, continuité et qualité de fourniture ;
— acceptabilité (*Acceptability*) : aspects sociaux et environnementaux.

Sept groupes transverses approfondissent les thématiques suivantes :
— mobilité ;
— génération d'électricité ;
— systèmes stationnaires ;
— usages finaux de l'électricité ;
— fondamentaux des prix :
— financement ;
— changement climatique.

Remarques :

L'expérience du Conseil mondial de l'énergie indique que :
— *les scénarios passés se sont trompés en excès sur la consommation d'énergie mondiale, sous-estimant le progrès technologique et la baisse tendancielle de la consommation ;*
— *l'enjeu climatique est perçu très différemment dans le monde. L'accessibilité est souvent d'une priorité supérieure à l'acceptabilité ;*
— *le message sur la réduction des émissions de CO_2 semble plus porteur que celui sur le changement climatique.*

Signalons également l'existence de scénarios produits par les pétroliers, en particulier en 2005, ceux de **SHELL** ***(Global Scenarios to 2025)*** et **Exxon Mobil** ***(The Outlook for Energy, a View to 2030)***.

Remarques :

La construction de chacun de ces scénarios, comme de l'ensemble des scénarios d'ailleurs, suppose un certain nombre d'hypothèses, notamment sur les évolutions des variables de contexte macro-économique international dites « exogènes » ou de scénarios d'entrée par rapport à des décisions ou des comportements éventuels :
— *la démographie, la croissance du PIB, les prix des matières (pétrole, gaz, charbon, etc.), les taux de change euro/dollar ;*
— *le volontarisme des autorités publiques nationales comme internationales en matière de régulation : maîtrise de la demande, lutte contre le changement climatique dont taxe CO_2 et prix des permis d'émissions négociables, promotion des renouvelables ;*
— *l'impact futur attendu ou escompté des mesures déjà mises en œuvre ou à venir (quels seront par exemple les effets de la dernière réglementation thermique sur les consommations futures d'énergie des bâtiments) ;*
— *l'évolution des contraintes inhérentes aux accords internationaux (Kyoto 2, par exemple).*

Annexe 11 - La modélisation dans les scénarios énergétiques

Les travaux d'élaboration des scénarios énergétiques reposent de plus en plus sur des outils de modélisation dont on peut relever deux familles principales, gouvernées par des fonctions d'équilibre ou des fonctions d'optimisation. Le choix des outils va également dépendre du type d'exercice de prospective considéré. En résumé, citons la prévision (par prédiction économétrique), la prospective exploratoire (par la méthode des scénarios) et enfin la prospective d'anticipation (par la définition d'objectifs et la recherche des voies pour les atteindre).

1. Modèles *top down* (modèles d'équilibre)

- **Les modèles d'équilibre partiel énergétiques**

Ils s'appuient sur une subdivision du monde en marchés : région, pays, secteur. La mise en équation du système énergétique dans les marchés et entre eux s'effectue par des fonctions d'équilibre offre/demande. La fonction de production est agrégée, des hypothèses de prix de départ étant affectées à chaque source d'énergie. Des modules traitent la demande finale en fonction des secteurs, des technologies énergétiques, de la conversion d'énergie. Il s'agit généralement de comprendre le fonctionnement d'un marché en interaction avec l'offre et la demande. Il est assez simple de coupler ces modèles aux modèles macro-économiques d'équilibre général. Exemples :

Tableau n° 82 : Exemples de modèles d'équilibre partiel

POLES	*Prospective Outlook on Long-term Energy Systems*	LEPII Grenoble – bases Enerdata et ODYSSEE	• Compatibilité avec MEDEE • Possibilité de cohérence forte avec les exercices DGEMP • Utilisé pour l'étude facteur 4 • Extension VLEEM modèle énergie-environnement à très long terme (Commission européenne et ADEME) • Projet IDRI-EPE*: - couplage énergie/macro-économie (IMACLIM-POLES) - couplage énergie/matériaux-urbanisme-transport (POLES) *POLES prend comme point de départ les données sectorielles très désagrégées issues de MEDEE. Les données macro-économiques sont exogènes mais voir les essais de couplage (IMACLIM, modèles CEPII, etc.)*
PRIMES	*PRice Inducing Model of the Energy System*	Université nationale technique d'Athènes (NTUA) – bases Eurostat et ODYSSEE**	PRIMES prend comme point de départ les données macro-économiques de GEM-E3, les données sectorielles Eurostat (habitat, transport, industries, etc.).

* Institut du développement durable et des relations internationales - Entreprises pour l'environnement.

Source : commission Énergie

** ODYSSEE est un projet entre l'ADEME, la DG TREN/Commission européenne et 15 agences d'efficacité énergétique de différents pays européens. Coordonné par l'ADEME avec le support technique d'Enerdata, il repose sur une base des consommations d'énergie, de l'efficacité énergétique et des émissions de CO_2.

- **Les modèles d'équilibre général**

On distingue les modèles d'équilibre général calculable (GEM-E3, GEMINI-E3), des modèles d'équilibre partiel ou seul le système énergétique est pris en compte et non le reste de l'économie.

Tableau n° 83 : Modèles d'équilibre général

GEM-E3	Université d'Athènes + réseau européen (KUL/Louvain, ERASME/ ECP, Paris I, univ. Mannheim, etc.	• Couplage PRIMES-GEM E3
GEMINI-E3	Collaboration entre le ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement (METL) et le CEA	• GEMINI-E3 XL-France est une adaptation nationale • La famille comporte un modèle mondial GemWTrapP • Couplage POLE-GEMINI E3 resté en projet
IMACLIM	Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)	• Impact macro-économique des contraintes carbone (emploi, investissement, revenus, fiscalité, marchés internationaux, prix)

Source : commission Énergie

2. Modèles *bottom up* (modèles d'optimisation)

Tableau n° 84 : Exemples de modèles *bottom up*

MARKAL	*MARKet ALlocation model*	AIE (réseau international ETSAP*) Mines Paris – Centre de mathématiques appliquées	• Base technologique très détaillée • Identification d'un système énergétique de référence à partir de l'objectif et des contraintes • Communauté d'utilisateurs dans le cadre de l'ETSAP *Les données technologiques sont très détaillées, la demande s'exprime de façon agrégée sous forme de courbe de charge*
TIMES	*Integrated MARKAL-EFOM system*	AIE (réseau international ETSAP*) Mines Paris – Centre de mathématiques appliquées	• Version plus complète de MARKAL, qui peut notamment être couplée avec des modèles économiques • E3 (*energy, economy, environment*) optimization
PERSEUS	*Programme Package for Emission Reduction Strategy in Energy Use and Supply (européen)*		
ERIS	*Energy Research and Investment Strategy, (européen)*		

* *Energy Technology Systems Analysis Programme* de l'AIE (depuis 1980). *Source : commission Énergie*

Ils sont restreints à l'analyse d'un seul secteur de l'économie. Le système énergétique peut être d'un point de vue technologique fortement détaillé à chaque niveau (production, transport, utilisation) ; la demande est décrite sous forme de courbes de charges. La finalité de ces modèles d'optimisation est souvent d'identifier un ensemble optimal de technologies ou de moyens de production satisfaisant un objectif de demande. La méthode de résolution est une optimisation du système énergétique considéré, sous contrainte avec des objectifs tels que la minimisation des dépenses, la maximisation des gains, la minimisation des émissions, etc.

3. Des modèles hybrides

Ils commencent à apparaître, combinant des modèles sectoriels énergétiques (d'optimisation dynamique, d'équilibre partiel, de demande) et des modèles globaux (d'équilibre général, macro-économiques). Ils forment des modèles de type E^3 (*energy, economy, environment*).

Tableau n° 85 : Exemples de modèles hybrides

MESSAGE-MACRO	IIASA/Conseil mondial de l'énergie
IMACLIM-POLE	LEPII Grenoble – CIRED
TIMES	

Source : commission Énergie

4. Les modèles de demande

Ils alimentent les modèles énergétiques par deux approches différentes :

— modèles économétriques (*top down*), où la consommation énergétique est reliée à différentes variables économiques : PIB, population, etc. Exemples : HERMES (Belgique, Bureau fédéral du Plan), MIDAS ;

— modèles technico-économiques (*bottom up*), qui intègrent une analyse détaillée de la demande par usage selon des scénarios de choix économiques et politiques (MEDEE).

Tableau n° 86 : Modèles de demande

MIDAS	Université nationale technique d'Athènes (NTUA)	Modèle type entrée/sortie, multinational, utilisant les bilans économiques nationaux, très forte désagrégation sectorielle, analyses à court terme des changements politiques, pas de prise en compte des évolutions technologiques Approche économétrique (prix, valeurs ajoutées, etc.) pour l'estimation de l'évolution de la demande
MEDEE	Enerdata France (dans plus de 100 pays et régions depuis 1970)	• Famille MedPro Environnement (projections pour les émissions de GES) • Développement du modèle MEDEE-Transport avec le support de l'ADEME, pour une application préliminaire en France (PREDIT 2000-2003) • MEDEE-S (Europe du Sud), MEDEE-A (Afrique)

Source : commission Énergie

Partie 5

5. Éléments de la démarche de modélisation

Quelle que soit la méthode, il importe d'examiner les éléments du processus de travail qui entourent la modélisation et la simulation :

- description des **hypothèses de référence** : caractéristiques macro-économiques et des systèmes énergétiques, fonctions de demande, comportements des acteurs, etc. ;
- définition de **scénarios d'entrée** : décisions politiques, projections de prix, disponibilité des nouvelles technologies, etc. ;
- écriture des **équations de contraintes** : ayant pour but de respecter l'environnement, les matériels, de maîtriser les risques ;
- fixation des **objectifs** : quelles technologies, quels investissements sont optimaux ; quelles projections de prix, des émissions ; quels gains économiques…

L'établissement de ces données d'entrée résulte de débats et de consensus sur un certain nombre de questions clés du secteur énergétique dans son environnement social institutionnel et économique.

Annexe 12 - Fiches sur les outils MARKAL et MEDEE-POLES

1. MARKAL

Le Centre de mathématiques appliquées, soutenu par le Conseil français de l'énergie[54], s'est investi depuis 2003 dans le développement d'un modèle MARKAL-TIMES pour la France (MARKAL étant la contraction de *Market Allocation*). MARKAL-TIMES France est un outil prospectif qui permet d'obtenir des informations normatives à partir d'analyses de scénarios reflétant les différentes politiques, mesures ou incitations concernant le système énergétique français.

MARKAL-TIMES France optimise sur un horizon de plusieurs décennies un coût actualisé (technique, économique ou environnemental) d'une représentation technico-économique du système énergétique français sous contrainte de satisfaction de la demande. Cette représentation consiste en une description détaillée de la chaîne énergétique, de l'amont (production et offre énergétique) à l'aval (secteurs économiques utilisant l'énergie finale), en passant par tous les secteurs intermédiaires consommateurs ou producteurs d'énergie. Cette représentation détaillée constitue l'atout principal de l'approche[55]. À partir de données technico-économiques et d'hypothèses exogènes sur les tendances (demande, prix des ressources, taux d'actualisation, etc.) MARKAL-TIMES France fournit les évolutions (typiquement tous les cinq ans jusqu'en 2050) des principaux déterminants du système énergétique :

- l'impact des prix des énergies à court et moyen terme ;
- l'estimation des émissions de polluants ;
- la simulation des différentes compétitions technologiques et économiques
- la prise en compte de certaines mesures incitatives de réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- l'effet de ruptures technologiques ;
- le rôle des mesures liées à la maîtrise de la demande d'énergie ;
- l'impact du secteur des transports ;
- l'impact de différents projets de recherche et développement (performances énergétiques, projets d'énergies renouvelables, maîtrise de la demande d'électricité, etc.) ;
- les conséquences des politiques énergétiques (par exemple les objectifs du protocole de Kyoto ont été envisagés *via* MARKAL-TIMES pour la planification nationale de l'Inde, du Canada, de la Suisse, etc.).

Les données sur lesquelles repose la représentation du système énergétique français – décrite dans la thèse de Edi Assoumou[56] – sont issues de bases statistiques largement validées :

54 – *Via* l'Institut français de l'énergie dont l'objectif est de favoriser l'émergence dans les laboratoires de recherches liées à l'étude des enjeux économiques dans le domaine de l'énergie

55 – Assoumou E., Bordier M., Guerassimoff G., Grange C. et Maïzi N., « La famille MARKAL de modèles de planification énergétique : un complément aux exercices de modélisation dans le contexte français », *Revue de l'Énergie*, n° 558, juillet 2004.

56 – Assoumou E., *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français*, Thèse à l'École des Mines de Paris, spécialité Économie et Finance, 22 juin 2006.

— la représentation des technologies provient de la base de données du projet européen NEEDS (construction d'un modèle MARKAL-TIMES pour les 25 pays européens), les confrontations au sein de cette communauté garantissant la robustesse des descriptions adoptées ;
— les données pour la France sont extraites des publications officielles : RTE, DGEMP, etc.

MARKAL-TIMES est enfin un outil ouvert, utilisé par une large communauté internationale, développé dans le cadre d'un consortium impliquant des équipes de modélisation dans plus de 35 pays, ce qui permet les échanges au sein d'un grand panel d'utilisateurs. Cette approche a déjà permis à la Chine[57], au Royaume-Uni[58] et à la Norvège[59], entre autres, de développer des scénarios facteur 4 à l'horizon 2050.

2. MEDEE

Le modèle MEDEE est un modèle technico-économique explicatif (non statistique). Il s'attache à décrire les systèmes futurs de consommation énergétique dans un univers macro-économique donné, globalement cohérent. Il combine une description physique et technologique des processus de consommation énergétique avec une approche économique des déterminants de ces consommations. MEDEE est un modèle fortement désagrégé où la demande énergétique est appréhendée au niveau des principaux usages de l'énergie, pour chacun des grands secteurs de consommation (industrie, ménages, service, transport, autres) et les principales catégories (usage final).

MEDEE permet d'évaluer l'impact de la demande énergétique future résultant des évolutions technologiques et des changements structurels de l'économie, si ceux-ci peuvent être décrits. De même, l'impact des mesures politiques peut être évalué dès lors que l'on peut les traduire en variables d'entrées technologique ou socio-économique.

Le modèle est en difficulté sur l'évaluation des impacts des variations de prix des énergies (impact du contexte sur la variabilité des élasticités-prix des consommations, effet sociologique au prix, influence progressive des progrès technologiques). La résolution s'opère par une recherche de cohérence entre ces facteurs, par rapport aux observations du passé ou de situations à l'étranger.

3. POLES

Le modèle POLES est un modèle de simulation du système énergétique mondial à l'horizon 2030, étendu aujourd'hui à 2050. La dynamique est donnée, à partir du point initial puis d'année en année, par des ajustements progressifs des

57 – Larson E. D., DeLaquil P., Wu Z., Chen W. et Gao P., « Exploring implications to 2050 of energy-technology options for China », *Sixth Greenhouse Gas Control Technologies Conference*, Kyoto, Japon, 30 sept.-4 oct. 2002.
58 – Leach M. et Anderson D., « Options for a low carbon future : Review of modelling activities and an update », *DTI Economics Paper*, septembre 2005.
59 – Aamodt Espegren K., Fidje A. et Rosenberg E., « Reducing Norwegian Greenhouse Gas Emissions with 75 % by 2050 », *International Energy Workshop*, Le Cap, 27-29 juin 2006.

variables de l'offre et de demande d'une part, et de prix d'autre part. Le souci est de conserver dans le modèle des technologies explicites et non génériques. Cela signifie qu'un effort de prospective technologique doit être mené afin d'identifier toutes les technologies susceptibles d'avoir un développement quantitatif important à 2050.

Le modèle est construit selon une structure hiérarchisée de modules, interconnectés au niveau national, régional et mondial. Sur le plan national, le modèle intègre les modules de consommation, d'énergies nouvelles, de conversion en électricité et de production d'énergies fossiles pour chaque région. Sur le plan régional ou mondial, il intègre les flux d'échanges énergétiques et les modules de prix internationaux pour les trois grandes énergies faisant l'objet d'un large commerce international (pétrole, gaz naturel et charbon). Dans sa désagrégation actuelle (38 régions), le modèle permet à la fois de distinguer les grands acteurs de la scène de l'énergie ou de la négociation climat, et de reconstituer divers schémas régionaux.

Dans POLES, les évolutions démographiques et économiques, pour chacun des grands pays ou régions du monde, sont considérées comme exogènes. En revanche, les évolutions de l'ensemble des variables caractérisant la consommation, la transformation, la production et les prix de l'énergie sont endogènes au modèle. POLES permet :

— la prospective détaillée du système énergétique mondial, par grands pays ou régions, avec simulation de la demande par secteur, des technologies liées aux énergies nouvelles, des systèmes électriques, de l'offre et des prix des hydrocarbures ;
— l'analyse du progrès technique du secteur de l'énergie avec simulation des scénarios de percée technologique et une endogénéisation des effets d'expérience et d'apprentissage sur les nouvelles technologies ;
— l'analyse des impacts potentiels de la prise en compte des contraintes d'environnement global.

Il est important de calibrer les fonctions de demande de POLES pour la France avec les résultats du modèle MEDEE.

Extension VLEEM *(Very Long Term Energy-Environment Model)*

VLEEM est un modèle dont l'horizon de temps est le demi-siècle ou le siècle. Élaboré par un consortium européen pour la Commission européenne (DG Recherche) et l'ADEME, il comprend deux grandes parties : une sur la prospective des besoins de services énergétiques et l'autre sur la prospective des systèmes technologiques pouvant répondre à ces besoins en respectant des critères de soutenabilité.

L'idée est d'utiliser les images 2050 de VLEEM pour cadrer les évolutions simulées par MEDEE et POLES au-delà de 2030. Seule la France et l'Europe seront explicitement traitées dans ce sens, les autres régions du monde restant traitées par POLES selon une simple extrapolation des évolutions 2000-2030.

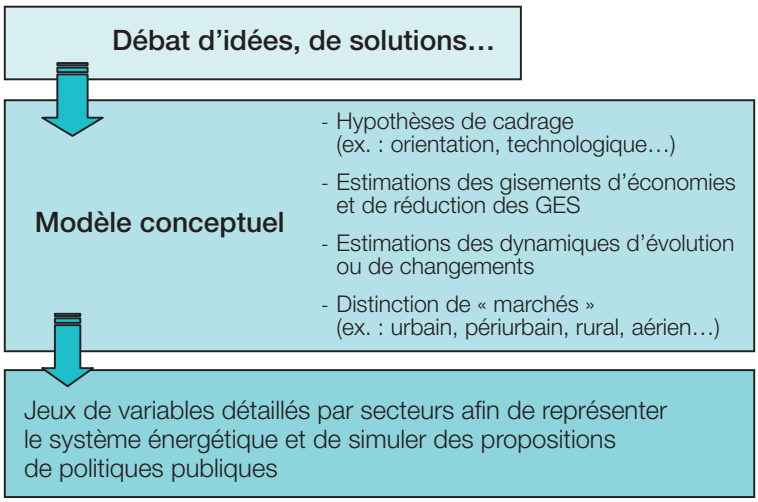
Partie 5

Annexe 13 - Variables, hypothèses, données de référence et de contrôle détaillées par secteur

Dans le but de modéliser finement le système énergétique, en particulier côté demande, et d'identifier les politiques et mesures pertinentes et réalistes vers le facteur 4, il a été jugé nécessaire de rassembler au travers de cette démarche les informations suivantes (figure n° 40) :

- les hypothèses de cadrage stratégique par secteur : macro-économie, transports, résidentiel-tertiaire, industrie, énergie ;
- les estimations des gisements d'économies et de réduction des GES ;
- les estimations des dates et des dynamiques d'évolutions ou de changements ;
- la distinction de marchés où se rencontrent une demande (usages) et une offre de produits et d'énergie, pour prendre en compte les spécificités de la demande et ses possibilités d'évolution.

Figure n° 40 : Démarche de travail pour l'élaboration des hypothèses facteur 4 à 2050



Source : Centre d'analyse stratégique

Tableau n° 87 : Variables, hypothèses, données de référence et de contrôle détaillées par secteur

MACRO-ECONOMIE			
VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050
1. Croissance du PIB	*Sur un échantillon d'une centaine de pays, le taux de croissance potentiel du PIB mondial serait de 2,5 % sur les 45 prochaines années. Ce chiffre est un peu inférieur à la valeur de 3 % observée entre les années 1980 et 2005. La croissance potentielle du PIB pour la France serait de 1,8 % à l'horizon 2020 (estimation Banque mondiale 2,2 %) et de 1,6 % à l'horizon 2050* *Entre 2005 et 2050, les évolutions de la part de PIB des grands blocs sont très différentes : les États-Unis se maintiennent (35 % à 37 %), l'Europe baisse (25 % à 17 %), la Chine augmente (10 % à 22 %), en $2000 constant. Les taux de croissance du PIB seraient de 4,6 %/an pour la Chine et 4,5 %/an pour l'Inde* *(Source : étude Scénarios de long terme de l'économie mondiale CEPII, 2006)*		
Croissance annuelle moyenne (monde)	➤ 3 %/an (AIE 2006 : 2,9 %/an DGEMP 2004 : 2,6 %/an)	➤ 3 %/an (WETO-H2 2006 : 2,6 %/an)	➤ 2,5 %/ an (WETO-H2 2006 : 2,2 %/an AIE ACT, TECH+ 2006 : 2,9 %/ an DGEMP étude F4, 2005 : 2,3 %/an)
Croissance annuelle moyenne (France)	➤ 2,1 % jusqu'en 2015 ➤ 1,8 % entre 2015 et 2030 (DGEMP 2004 : 2,3 %/an)	➤ 1,8 % (WETO-H2 2006 : 1,8 %/an)	➤ 1,6 % (WETO-H2 : 1,4 %/an)
	Un test de sensibilité sera effectué avec + 0,5 % de croissance soit 2,3 % et 2,1 % entre 2015 et 2050		
2. Démographie			
Monde	➤ 7 800 M hab. *(Source : WETO-H2, DGEMP)*	➤ 7 800 M hab.	➤ 8 900 M hab.
France *(Source : scénario central INSEE, métropole)*	➤ 2030 : 67,2 M ➤ 2005 : 60,7 M (DGEMP 2004 : 63,9 M, base INSEE 2003 WETO-H2 : 64 M)	➤ 2030 : 67,2 M	➤ 2050 : 70 M (DGEMP 2004 : 64 M, base INSEE 2003, WETO-H2 2006 : 64 M)
< 20 ans	➤ 22,6 % 2005 : 25 %	➤ 22,6 %	➤ 21,9 %
20-64 ans	➤ 53,9 % 2005 : 58,7 %	➤ 53,9 %	➤ 51,9 %
> 64 ans	➤ 23,5 % 2005 : 16,4 %	➤ 23,5 %	➤ 26,2 %

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050
3. Prix des énergies *(Source : Groupe offre/ demande mondiales, commission Énergie)*	Données 2006 (DIGEC) Charbon : 61 $/t Gaz naturel : 8,8 $/Mbtu Uranium : 41 $/lb Pétrole : 50 $/b CO_2 : 20 €/t		
Prix du pétrole	*2005-2015* • Ralentissement économique mondial • Arrivée de nouvelles capacités de production et de raffinage ➤ 2005-2015 : 50 $/b à 80 $/b (DGEMP 2004 : 30 $/b)	*2015-2030* • L'OPEP devra faire la preuve de son potentiel minier, technique et financier, voire organisationnel et politique, afin de pallier le plafonnement irréversible de la production hors OPEP même en tenant compte des innovations technologiques les plus pointues ➤ 2015-2030 : 100 $/b à 150 $/b	*2030-2050* • Cette période ne peut être envisagée que sous l'angle des substituts. La satisfaction de la demande de carburants reposera sur un mix faisant intervenir d'autres énergies primaires : charbon, gaz naturel, biomasse • En première approche, le prix du pétrole sera donc essentiellement déterminé à long terme par le coût marginal le plus élevé parmi les différents substituts • Des épisodes de forte volatilité des prix dans une fourchette de 50 $ à 200 $ doivent être envisagés sous l'effet des saturations et des excès périodiques de capacités de production ➤ 2030-2050 : 100 $/b avec une volatilité entre 50 $/b et 200 $/b
Prix du charbon	Le prix du charbon est étroitement lié aux coûts de production et de transport. L'ampleur des réserves et l'absence de contrainte perceptible sur les capacités de production et d'exportation des grands pays charbonniers ont permis de modérer la hausse des prix même dans le contexte de prix des hydrocarbures depuis 2003 ➤ 2005-2015 : 60 $/t	➤ 2015-2030 : 90 $/t	Tension sur la demande et investissements dans de nouvelles infrastructures ➤ 2030-2050 : 120 $/t

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050
Prix du gaz	*À l'horizon 2020, les arbitrages gaz se combineront avec les arbitrages inter-énergies pour jouer la modération des prix dans une bande de fluctuation de 6 à 15 $/Mbtu pour les volumes marginaux, l'essentiel des volumes conservant le lien organique avec le prix du pétrole à travers les formules d'indexation. Un facteur de volatilité proviendra du degré croissant de dépendance des principaux marchés que resteront l'Amérique du Nord (États-Unis essentiellement) et l'Europe de l'Ouest* (projections marché US 2025, données US 2005 : 4 à 8 $/Mbtu)	*Le lien d'indexation pétrole-gaz se déplacerait vers un lien gaz-charbon, les deux énergies étant en compétition pour la production électrique.* *Dans un scénario facteur 4, les coûts de la dépollution des centrales charbon donneraient l'avantage au gaz qui verrait sa demande se maintenir, ainsi que les prix.*	*Même si les avis divergent, la poursuite du rythme tendanciel de production devrait être difficilement soutenable à partir de la décennie 2030. La volatilité du prix associée à un tel scénario est virtuellement illimitée et amplifiée par le caractère non substituable et non stockable de l'électricité, principal débouché des ressources gazières, dont le prix est lui-même très volatil, tout au moins dans le cadre d'un marché libéralisé.* *L'industrie gazière sera marquée à plus long terme par une élasticité-prix de la production et du renouvellement des réserves très affaiblie. Seules l'intensité et l'efficacité de l'exploration seront susceptibles d'assurer la continuité des mises en production au fil du temps face à une demande d'électricité inextinguible.*
	➤ 2005-2015 : 8 $/Mbtu	➤ 2015-2030 : 11 $/Mbtu	➤ 2030-2050 : 15 $/Mbtu
4. Environnement			
Objectif de l'UE		**Objectif UE du 10 janvier 2007** - 20 % d'émissions de GES en 2020 par rapport à 1990	
Contrainte carbone (prix secteur ETS)*	➤ Valeur plafond : 20 $/t$CO_2$	➤ Valeur plafond : 30 $/t$CO_2$	➤ Valeur plafond : 60 $/t$CO_2$
5. Maîtrise de la demande d'énergie			
	Loi du 13 juillet 2005 • - 2 %/an d'ici à 2015 • - 2,5 %/an entre 2015 et 2030	**Objectif UE du 10 janvier 2007** • 3,3 %/an d'ici à 2020 tenant compte de : — 2,3 %/an de croissance — 1 %/an supplémentaire	
	➤ - 2,5 %/an	➤ - 3,3 %/an	➤ - 3,5 %/an

* *Emissions Trading System*.

TRANSPORT

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050 *(mesures correspondantes)*
1. Mobilité des personnes	*- Plans de déplacements urbains (PDU)* *- Développement d'infrastructures nouvelles de transports collectifs (TGV, métros, tram...)*	*- Renforcement des PDU – péages urbains* *- Fort développement des transports collectifs* *- Réorganisation de l'économie locale : télétravail, télé-services, télé-achat* *- Taxe carbone élevée et modulée*	*Mêmes mesures avec en plus :* *- généralisation des transports de personnes à TBE* *- rapprochement logements - pôles de services - zones d'emplois*
Mobilité de proximité en zone urbaine	➤ Faible croissance des km VP ➤ Croissance TC + 20 % *Politique de limitation de la voiture en ville et de développement des transports collectifs urbains (Plans de déplacements urbains)* (2002) VP : 138 G voy./km ; 119 G véh./km TC : 22 G voy./km ➤ VP : 145 G voy./km ; 125 G véh./km ➤ TC : 25 G voy./km	➤ Stagnation des km VP ➤ Croissance TC + 50 % *Renforcement des Plans de déplacements urbains (expérimentations péage urbain)* *Quartiers nouveaux denses organisés autour des TC* ➤ VP : 135 G voy./km ; 115 G véh./km ➤ TC : 30 G voy./km	➤ Baisse de km x VP ➤ Poursuite croissance TC *Mêmes mesures avec en plus :* *- obligation motorisation électrique en ville* *- généralisation péage urbain dans les grandes agglomérations* ➤ VP : 140 G voy./km ; 120 G véh./km ➤ TC : 32 G voy./km
Mobilité de proximité en zones périurbaine et rurale	➤ Croissance des km VP : + 34 % Pas de contrainte d'usage de la VP, hors prix du pétrole et congestion à proximité des grandes métropoles (2002) VP : 325 G voy./km ; 232 G véh./km TC : 26 G voy./km Part des VUL : 25 % environ ➤ VP : 420 G voy./km ; 305 G véh./km ➤ TC : 33 G voy./km	Croissance ralentie des km VP : + 23 % Plans locaux de mobilité dans les bassins de vie périurbains et ruraux ; télétravail, télé-services et covoiturage Taxe carbone élevée et modulée ➤ VP : 395 G voy./km ; 285 G véh./km ➤ TC : 40 G voy./km	➤ Stabilisation des km VP après 2025 Mêmes mesures avec en plus : - croissance des voitures TBE + 2 %/an - pôles d'urbanisation et de services + TC - péage kilométrique modulé VP : 420 G voy./km ; 300 G véh./km TC : 48 G voy./km

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Mobilité à longue distance (transport intérieur français, y compris tourisme international)	➤ Croissance des km VP : + 76 % ➤ Doublement trafic TGV *Programme LGV CIADT* (2002) VP : 205 G voy./km ; 114 G véh./km TC : 79 G voy./km Aérien intérieur : 14 G voy./km ➤ VP : 545 G voy./km ; 200 G véh./km ➤ TC : 120 G voy./km ➤ Aérien intérieur : 20 G voy./km	➤ Croissance des km VP : + 54 % ➤ Triplement trafic TGV + autocars interrégionaux *Capacité ferroviaire LGV et gares et développement des services associés* *Taxe carbone élevée (doublement prix carburants).* ➤ VP : 315 G voy./km ; 175 G véh./km ➤ TC : 154 G voy./km ➤ Aérien intérieur : 16 G voy./km	➤ Faible croissance des km VP longue distance, après 2025 *Pôles et services touristiques accessibles par transport collectif* *Généralisation péage kilométrique modulé* ➤ VP : 360 G voy./km ; 200 G véh./km ➤ TC : 204 G voy./km ➤ Aérien intérieur : 16 G voy./km
Aérien international (voyageurs aéroports métropolitains)	➤ Croissance trafic 3 % à 3,5 % par an *- Développement TGV européens* Aérien international : 76,1 millions de passagers (Mp.) en 2004 ➤ 2030 : 190 Mp. (x 2,5) **Loi du 13 juillet 2005** Réduction des GES des avions **Plan Climat** Objectif de la Communauté aéronautique européenne de réduction de 50 % des émissions de GES d'ici à 2020	➤ Croissance trafic 2 % à 2,5 % par an *- Modification du tourisme vers des destinations de proximité* *- Taxe kérosène ou quotas européens* ➤ 2030 : 150 Mp. (x 2,0)	➤ Croissance trafic 1,5 % à 2 % par an après 2030 *- Développement des télé-échanges* *- Taxe kérosène mondiale* ➤ 2050 : 212 Mp. (x 2,8) *N. B.* : 320 Mp. (x 4,2) dans un tendanciel 2050 (croissance trafic de 3 % à 3,5 % par an)

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050 *(mesures correspondantes)*
2. Mobilité des marchandises	*Renchérissement des coûts routiers* *Concurrence et productivité du transport routier de marchandises (TRM)* *Organisation de la distribution dans les grands centres urbains* **Plan Climat** *Réexamen des processus de livraisons de marchandises en ville (40 % des émissions de GES)*	*- Croissance du ferroviaire sur les grands axes massifiés* *- Généralisation 44 tonnes* *- Taxe carbone ou permis négociables à l'échelle européenne*	*Mêmes mesures avec en plus :* *- généralisation 60 tonnes sur les grands axes* *- étiquetage carbone incluant le transport*
Longues distances	➤ Croissance TRM 2005-2025 : + 30 % ➤ Croissance PL 2005-2025 : + 26 % ➤ Croissance ferroviaire et fluvial + 44 % *Programme ferroviaire du CIADT*	➤ Croissance TRM 2005-2025 : + 23 % ➤ Croissance PL 2005-2025 : + 20 % ➤ Croissance ferroviaire et fluvial + 88 % *Développement du transport ferroviaire : aménagements de capacité ; autoroutes ferroviaires*	➤ Croissance TRM 2005-2025 : + 34 % ➤ Croissance PL 2005-2025 : + 20 % ➤ Croissance ferroviaire et fluvial : + 200 % *Mêmes mesures + lignes fret dédiées au transit nord-sud*
Courtes distances	➤ Croissance VUL : + 40 %	➤ Croissance VUL : + 40 % *Organisation des tournées* *Développement des centres de distribution*	➤ Croissance VUL : + 70 % *Généralisation VUL électriques ou hybrides*
3. Développement technologique		*Progrès significatifs sur la consommation unitaire des véhicules, en particulier en urbain* *Contrainte carbone moyenne*	*Généralisation de véhicules BE et TBE à partir de la substitution des biocarburants et de l'électricité* *Contrainte carbone importante*
Performances des véhicules individuels (moyenne du parc)	En 2002 : 170 gCO_2/km **Loi du 13 juillet 2005** ➤ Objectif de 120 gCO_2/km en 2012 **Plan Climat** ➤ *Accord volontaire UE/constructeurs à* 140 gCO_2/km en 2009 ➤ *Hybride diesel 3,4 l/100 km en 2010* ➤ 145 g CO_2/km	➤ Cible : 125 gCO_2/km ➤ Consommation VLh : - 30 % (VLh : véhicules légers à hydrocarbures naturels) *(réglementation européenne + incitations au renouvellement du parc)*	➤ Cible : 90 gCO_2/km ➤ Consommation VLh : - 50 % *(Généralisation électrique (urbain) et hybride rechargeable : moins 70 g équivalent CO_2/km)*

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Conso. moyenne du parc	Moyenne du parc 145 gCO_2/km	Moyenne du parc 125 gCO_2/km	Moyenne du parc 90 gCO_2/km
Performances poids lourds	➤ Conso. d'énergie/PL x km : - 15 %	➤ Conso. d'énergie/PL x km : - 15 % (poids lourds gaz ?)	➤ Conso. d'énergie/PL x km : - 30 %
Économies d'énergie	**Plan Climat** - Éco-conduite : - 13 % en moyenne de consommation de carburants - Plans de déplacements urbains de 2e génération ➤ 15 % hors véhicule	➤ 20 % hors véhicule	➤ 20 % hors véhicule
Hypothèse de répartition des énergies du secteur transport	2002 : 53 Mtep 2020 : 60 Mtep, dont : - électricité : 2 Mtep - biocarburants : 4 Mtep - hydrocarbures : 54 Mtep	Cible : 50 Mtep, dont : - électricité : 5 Mtep - biocarburants : 7 Mtep - hydrocarbures : 38 Mtep	Cible : 50 Mtep, dont : - électricité : 13 Mtep - biocarburants : 14 Mtep - hydrocarbures : 23 Mtep
Hypothèse volontariste transport électrique		*Effort élevé vers les flottes* *Forte R & D sur les futurs systèmes TBE* *Report trafic sur le fer (collectif urbain et longues distances, voyageurs et marchandises)*	*Généralisation d'une gamme de véhicule TBE* *Report trafic sur le fer (collectif urbain et longues distances, voyageurs et marchandises)*
	VHR (véhicule hybride rechargeable) 2 % du parc/10 % véhic. neufs 0,7 TWh/an	VHR 15 % du parc/40 % véhic. neufs 6 TWh/an	VHR 75 % du parc/75 % véhic. neufs 24 TWh/an
	VE particulier 0,4 % du parc/2 % véhic. neufs 0,4 TWh/an	VE particulier 5 % du parc/10 % véhic. neufs 5,4 TWh/an	VE particulier 25 % du parc/25 % véhic. neufs 16 TWh/an
	VE flottes 6 % du parc 0,9 TWh/an	VE flottes 36 % du parc 5,4 TWh/an	VE flottes 75 % du parc 10 TWh/an

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
	Rail (2002 : 12 TWh) 15 TWh	30 TWh	60 TWh
	Total 17 TWh	Total 47 TWh	Total 110 TWh
Équivalent prix du carbone pour les transports	15 €/tCO_2	70 €/tCO_2 Rapprochement TIPP gazole - essence	140 €/tCO_2
4. Variables de contrôle			
Prix/km VL incorporant l'achat	En 2002 : 16 c€ ➤ 20 c€	➤ 22 c€ (Surcoût provenant du prix du pétrole et des efforts d'adaptation à la lutte contre les émissions de GES)	➤ 30 c€ (Surcoût des nouveaux véhicules TBE et contrainte carbone renforcée)
Budget - temps	Déplacements quotidiens : constant Déplacements occasionnels : très variable	Déplacements quotidiens : constant Déplacements occasionnels : très variable	Déplacements quotidiens : constant Déplacements occasionnels : très variable
Contrainte temps		En augmentation : demande de vitesse	En augmentation : demande de vitesse
Élasticité de la demande au PIB			
Ouverture des marchés européens et internationaux	Moyenne	Moyenne	Forte

RÉSIDENTIEL

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050 *(mesures correspondantes)*
1. Parc de logements		*Politique très active de rénovation thermique* *Zones de renouvellement urbain (éco-quartiers)* *Reprise d'un mouvement haussier de construction neuve*	*Généralisation des bâtiments à énergie positive* *Accélération du rythme de renouvellement urbain (éco-quartiers)*
Nombre de résidences principales (France métropolitaine)	2005 : 25,5 M ➤ 30 M de résidences principales	➤ 33 M de résidences principales	➤ 33 M de résidences principales en 2050
Stock	➤ Stock antérieur à 2005 : 24 M de RP	➤ Stock antérieur à 2005 : 22,5 M de RP	➤ Stock antérieur à 2005 : 18,75 M de RP
Neuf	2005 : 350 000 logements ➤ Neuf construit dans l'intervalle 2005-2025 : 6 M de RP ➤ 300 000 logements par an	➤ Neuf construit dans l'intervalle 2000-2025 : 7,5 M de RP ➤ Moy. de 375 000 logements par an	➤ Neuf construit dans l'intervalle 2005-2050 : 14,25 M de RP ➤ Moy. de 320 000 logements par an en 45 ans ➤ Soit + 6,75 M (2025-2050)
Maisons individuelles	➤ Maisons individuelles : 57 % du parc (taux de MI dans le neuf : 57 %, si les taux de sorties MI/IC ne sont pas différenciés)	➤ Maisons individuelles : 50 % du parc (taux de MI dans le neuf : 35 % en moyenne) (La réduction du taux de maisons individuelles dans le neuf s'appliquerait aux tissus urbains non continus)	➤ Maisons individuelles : 45 % du parc (taux de MI dans le neuf : 32 % en moyenne) *Orientation vers des logements groupés (frein au pavillonnaire)*
Rénovation/ renouvellement		*Action sur l'existant :* • *par composant* • *par logement* • *par immeuble* • *par quartier*	*Augmentation du taux de sortie : selon le critère d'obsolescence du bâti, mais surtout selon la possibilité de desserte par transports en commun*

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050 *(mesures correspondantes)*
Sorties	➤ 75 000/an (taux de renouvellement : 0,3 %)	➤ 150 000/an (taux de renouvellement : 0,6 %)	➤ 150 000/an (taux de renouvellement : 0,6 %)
Accroissement du parc	➤ De 25,5 M de ménages à 30 M en 20 ans : 225 000/an en moyenne	➤ De 25,5 M de ménages à 30 M en 20 ans : 225 000/an en moyenne	➤ De 25,5 M de ménages à 33 M en 45 ans : 170 000/an en moyenne (baisse de l'accroissement du nombre de ménages sur le long terme)
Cibles de répartition et consommation	➤ *RP : 2 646 Mm²* ➤ *Stock : 1 796 Mm²* ➤ *Neuf : 850 Mm²*	➤ *RP : 2 649 Mm²* ➤ *Stock : 1 785 Mm²* ➤ *Neuf : 864 Mm²*	➤ *RP : 2 890 Mm²* ➤ *Stock : 1 533 Mm²* ➤ *Neuf : 1 357 Mm²*
Surfaces de logements	➤ *RP : 2 646 m²* ➤ *Stock : 1 796 m²* ➤ *Neuf : 850 m²*	➤ *RP : 2 649 m²* ➤ *Stock : 1 785m²* ➤ *Neuf : 864m²*	➤ *RP : 2 890 m²* ➤ *Stock : 1 533 m²* ➤ *Neuf : 1 357 m²*
2. Aménagement des territoires	*En 10 ans, alors que la population a crû de 4 %, les terres urbanisées se sont étendues de 17 %, soit 4 fois plus vite ; elles ont doublé depuis 1945.*	• *Favoriser une plus grande densité d'occupation du sol à proximité des TC.* • *Favoriser une meilleure intégration des commerces et des services afin de développer la vie de quartier et les déplacements doux.* • *Organisation des bâtiments en forme urbaine continue (maisons de ville, petits immeubles en R+ 3) : couplage habitat-activité, - 30 à - 50 % de déperdition thermique par l'enveloppe.*	*Favoriser la construction d'une gamme variée de logements pour répondre aux besoins des personnes et des nouveaux quartiers.*
Taux d'étalement	➤ 1,5 %/an	➤ 0 %/an	➤ - 1 %/an (Est-il possible de réduire les superficies des terres urbanisées ?)

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Zones urbaines (Agglomérations de 50 à 500 000 h et RP)	2005 : 15,5 M de RP ➤ 17,5 M de RP ➤ Sorties : 0,75 M ➤ Logements neufs : 3 M Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables	➤ 18,5 M de RP ➤ Sorties : 1,5 M ➤ Logements neufs : 4 ,5 M Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables *(15 % d'éco-quartiers* *Forte incitation à la rénovation de l'ancien – label HQE Ancien : 50 % du stock et facteur 2 sur les consommations)*	➤ 20 M de RP ➤ Sorties : 2 M (2025-2050) ➤ Logements neufs : 3,5 M (2025-2050) Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables *(30 % d'éco-quartiers* *Forte incitation à la rénovation de l'ancien – label HQE Ancien : 75 % du stock et facteur 2 sur les consommations)*
Zones péri-urbaine et rurales (Agglomérations de 50 à 500 000 h et RP)	2005 : 10 M de RP ➤ 12,5 M de RP ➤ Sorties : 75 000/an ➤ Logements neufs : 3 M Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables	➤ 11,5 M de RP ➤ Sorties : 1,5 M ➤ Logements neufs : 3 M Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables *(15 % d'éco-quartiers et centres de services)*	➤ 13 M de RP ➤ Sorties : 1,75 M (2025-2050) ➤ Logements neufs : 3,25 M (2025-2050) Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables *(30 % d'éco-quartiers)*

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050 *(mesures correspondantes)*
Rural diffus (< 10 000 h)	Parc : 11,7 M (2050 13,1 M) Complément/an : RP + autre : 50 000 + 30 000 Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables 75 % de constructions neuves en diffus en 2003	Parc : 9,7 M Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables • *Forte incitation pour la rénovation thermique de l'habitat rural : 30 % du stock avant 2000 couvert* • *10 % d'éco-quartiers*	Parc : 9,7 M Croissance du parc : ➤ Cible de densité à 500 m des TC ➤ Densité de desserte par TC ➤ Densité de commerces et services/quartier ➤ Km de voies piétonnières ➤ Km de pistes cyclables • *Forte incitation pour la rénovation thermique de l'habitat rural : 60 % du stock avant 2000 couvert* • *20 % d'éco-quartiers*
3. Taux d'amélioration des consommations de chauffage des logements			
Parc moyen	2005 : moyenne du parc 175 kWh/m²/an ➤ Tendanciel : moyenne du parc 133 kWh/m²/an	➤ Moyenne du parc : 117 kWh/m²/an	Moyenne du parc 69 kWh/m²/an
Logements neufs	2005 : 75 kWh/m²/an ➤ Tendanciel : 40 kWh/m²/an **Loi du 13 juillet 2005** - Objectif d'amélioration de la performance énergétique dans le neuf de 40 % en 2020 **Plan Climat** - Baisse de 40 % de la consommation en 2020	➤ 35 kWh/m²/an	➤ RT 2050 15 kWh/m²/an (Label passiv Haus) 50 % de bâtiments RT à 15 kWh/m²/an 50 % de bâtiments à énergie positive
Logements 1975-1999 (13 % du parc avant 1981 et 22 % depuis)	2005 : 90 kWh/m²/an ➤ Tendanciel : 81 kWh/m²/an	➤ 67 kWh/m²/an	➤ 45 kWh/m²/an

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Logements 1949-1975 (34 % du parc)	2005 : 125 kWh/m²/an ➤ Tendanciel : 112 kWh/m²/an	➤ 94 kWh/m²/an	➤ 62 kWh/m²/an
Logements avant 1949 (31 % du parc)	2005 : 215 kWh/m²/an ➤ Tendanciel : 193 kWh/m²/an	➤ 160 kWh/m²/an	➤ 107 kWh/m²/an
Réhabilitation du stock avant 2005	➤ 20 % du parc réhabilité (réduction de 50 % des consommations unitaires)	➤ 50 % du parc réhabilité (400 000 logements rénovés/réhabilités par an soit 50 % des logements qui changent de main)	75 % du parc réhabilité Objectif moyen du parc en 2050 : F2 sur les consommations tendancielles de chauffage et F2 par substitution énergies renouvelables - 75 à 80 kWh/m²/an (chauffage) - 15 à 20 kWh/m²/an (ECS)
4. Développement technologique		Généralisation des composants et appareillages économes arrivés à maturité	Généralisation des bâtiments à énergie nulle ou positive
Équipements de chauffage	*Maintien des parts de marché 2005* *Remplacement tous les 20 ans*	*Rénovation :* *Priorité au remplacement des chaudières fioul/GPL par du gaz et des PAC HT.* *Ces remplacements peuvent se faire plus vite que les ravalements thermiques du fait de la durée de vie des chaudières et sont complémentaires.*	*Id + substitution*
Bilan consommation finale	2003 : 381 TWh, dont - électricité : 40 TWh - gaz : 145 TWh - bois : 90 TWh	Consommation finale totale : 320 TWh dont : - électricité (Joule + PAC) ~ 45 TWh (dont ~ 30 de PAC) - fossiles ~ 145 TWh - bois ~ 130 TWh EnR intégrées au mix final *via* les PAC : de l'ordre de 60 TWh Total EnR intégrées au *mix* des besoins de chauffage : 160 TWh sur 320 TWh soit 50 %	

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Pompe à chaleur (PAC)		Généralisation de la pompe à chaleur réversible dans le neuf et remplacement de 50 % des chaudières fioul et gaz (MI stock) Neuf : - 100 000 PAC/an tout type en 2020 Existant : - 160 000 PAC/an (essentiellement PAC air/eau dans la MI) en 2020	À partir de 2020 : palette de solutions PAC disponibles, par exemple : - substitution progressive sur chaudières gaz par des PAC hybrides et compactes (élec. + appoint gaz) pour le collectif à chauffage individuel gaz (chaudière murale) - PAC hybrides (avec appoint gaz) de forte puissance pour le collectif centralisé et le tertiaire - solution de capteur de chaleur dans le sol pour améliorer les coefficients de performance (COP) des PAC en baissant les coûts (permettrait des COP supérieurs à 4 dans la rénovation) - solutions adaptées à la rénovation des chauffages « Joule » : solutions mixtes PAC air/air réversible (avec COP > à 3) en pièces principales + Joule en pièces secondaires
Biomasse de chauffage hors réseau	Bois-énergie 2005 : 85 TWh énergie finale Avec des installations à mauvais rendement, CU moy. de 250 kWh/m² (IC, 8 Mm²) à 330 kWh/m² (MI, 245 Mm²)	Gain facteur 2 en rendement Cible consommation : 100 TWh	Cible consommation : 120 TWh
Réseaux de chaleur (dont bois-énergie)	2005 : 15 TWh	Cible consommation 2025 : 30 TWh (100 % OM + Biomasse)	Cible consommation 2050 : 60 TWh (100 % OM + Biomasse)
Eau chaude sanitaire (ECS)	2005 : 45 TWh Croissance : 0,6 TWh/an Tendanciel consommation 2025 : 65 TWh **Plan Climat** Plan face sud : 200 000 chauffe-eau solaires	Cible consommation : 40 TWh (Économie + solaire thermique neuf) Favoriser solaire + appoint électricité joule, voire PAC en combinaison avec les solutions chauffage mises en place.	Cible consommation : 35 TWh (Économie + solaire thermique neuf + solaire thermique sur le stock) À long terme, il paraît difficile de faire mieux que de substituer 25 % toutes sources confondues : (~ 15 TWh pour résidentiel + tertiaire par rapport à 65 TWh tendanciel), en équipant tous les sites les mieux placés.

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Éclairage	2005 : 9 TWh		
Électricité spécifique + clim.	2005 : 70 TWh **Bilan** - Gros électroménager : 28 TWh - Cuisson : 30 TWh (1/3 élec., 2/3 gaz) - Audio : 13 TWh - Divers : 18 TWh **Plan Climat** - Mise en place de seuils de consommation maximale des appareils en veille (1W)	2020 : 100 TWh L'essentiel des gains à espérer sur l'électricité spécifique dans le résidentiel va passer par l'éco-conception des appareils (incluant la baisse progressive des veilles jusqu'à atteindre systématiquement 1 W par appareil existant après 2030) et les campagnes de sensibilisation pour éviter les effets rebonds **Cibles** - Gros électroménager : 19 TWh - Cuisson : 30 TWh (1/3 élec., 2/3 gaz) - Audio : 13 TWh - Divers : 32 TWh (multiplication des appareils divers difficilement réglementables)	2020 : 80 TWh
Production décentralisée d'énergie et stockage	**Plan Climat** - 50 000 toits solaires/an en 2010		

TERTIAIRE			
VARIABLES	**SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030** ***(mesures correspondantes)***	**SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030** ***(mesures correspondantes)***	**SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050** ***(mesures correspondantes)***
Surfaces	2005 : 868 Mm^2 ➤ 1 320 Mm^2	➤ 1 320 Mm^2	➤ 1 320 Mm^2
Consommations	2005 : 247 Mm^2 ➤ 276 Mm^2 dont chauffage + ECS, 140 TWh (2003)	➤ 270 Mm^2	
Bilan de consommation finale	2003 : chauffage + ECS - électricité : 22 TWh - gaz : 64 TWh - fioul : 38 TWh - autre : 13 TWh		chauffage + ECS - électricité : 30 TWh - gaz : 36 TWh - fioull : 20 TWh - autre : 15 TWh
Taux d'amélioration des consommations de chauffage et ECS	Parc moyen : 2003 : ➤ 86 kWh/m^2/an pour le chauffage électrique ➤ 153 kWh/m^2 pour les autres énergies		Parc moyen : ➤ 75 kWh/m^2/an pour l'ensemble du parc Au travers : - des actions de rénovation du bâti (potentiel de 700 Mm^2 de surface hors électricité sur 900 Mm^2) - de rénovation des chaufferies (amélioration des rendement gaz et PAC)

INDUSTRIE

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050 *(mesures correspondantes)*
1. Taux de croissance des branches industrielles (2004-2025)	*De manière générale, ce sont clairement les secteurs des services qui portent la croissance dans les 20 prochaines années : ils se situent en phase d'accélération par rapport aux deux décennies précédentes.* *(Source : BIPE)* *On observe une nette croissance des émergents dans certains secteurs (textile, automobile, produits électriques)*	*L'évolution de l'activité industrielle sur le moyen long terme est liée aux parts de marché que pourront conserver la France et l'UE.* *Celles-ci dépendent de nos capacités technologiques et du cadre institutionnel.* *Les hypothèses qui pourraient être retenues pour le facteur 4 sont celles :* *- d'un redressement des capacités technologiques de l'UE* *- de l'absence de résistances institutionnelles laissant la place au rattrapage des émergents (ensemble des marchés non cloisonnés)* *Ces facteurs peuvent conduire à un scénario caractérisé par :* *- la stabilisation des parts de marchés dans un marché s'élargissant,* *- la ré-industrialisation de l'UE (désindustrialisation évitée) comprenant points forts technologiques, spécialisation sur le haut de gamme, société de la connaissance.* *(Source : CEPII)*	
Taux de croissance moyen annuel de la production *(Source : BIPE)*	Scénario central : 2 % (Scénario dynamisme mondial : 2,5 % Scénario perte de compétitivité : 1,5 %)	*Les hypothèses ci-dessus permettent de s'inscrire dans le cas d'un scénario dynamique mondial et de retenir un taux de croissance annuel de l'industrie de 2,5 % jusqu'en 2050.* *Dans ce sens, la trajectoire facteur 4 peut contribuer à cette augmentation et affecter positivement la croissance de certains secteurs.*	
Croissance de la valeur ajoutée			
Agriculture, sylviculture, pêche	➤ - 1,1 %/an (1,3 %/an pour 1980-2004)	➤ 2 %/an *(montée en puissance des biocarburants, capacité de la France à participer à la contrainte alimentaire du monde)*	Agriculture, sylviculture, pêche
Agro-alimentaire	➤ 0,6 %/an (1,6 %/an pour 1980-2004)	➤ 2 %/an	Agro-alimentaire

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Automobile (TCAM production)	➤ 2,2 %/an (3,7 %/an pour 1980-2004)	➤ 2,2 %/an *(nécessité de reconvertir les véhicules classiques vers des véhicules TBE)*	
Bâtiment	➤ 1,4 %/an (0,6 %/an pour 1980-2004)	➤ 2 %/an *(croissance soutenue correspondant à une volonté de renouvellement /rénovation du parc vers l'objectif F4)*	
Bois et papier	➤ 0,55 %/an (1,7 %/an pour 1980-2004)	➤ 0,55 %/an *(tendance à la dématérialisation sur le long terme par les TIC)*	
Construction navale, aéron. et ferroviaire	➤ 1,8 %/an (4,5 %/an pour 1980-2004)	➤ 2 %/an *(le facteur 4 appelle un effort vers les transports collectifs)*	
Chimie, caoutchouc, plastique	➤ 0,8 %/an (2,7 %/an pour 1980-2004)	➤ 0,8 %/an	
Combustibles et carburants	➤ - 2 %/an (- 2 %/an pour 1980-2004)	➤ - 2 %/an	
Eau, gaz, électricité	➤ 2,1 %/an (3 %/an pour 1980-2004)	➤ 2,1 %/an	
Métallurgie et transf. des métaux	➤ 2,1 %/an (0,7 %/an pour 1980-2004)	➤ 2,1 %/an	
Produits minéraux	➤ 0,8 %/an (0,6 %/an pour 1980-2004)	➤ 0,8 %/an	
Textile	➤ - 0,7 %/an (- 1,3 %/an pour 1980-2004)	➤ - 0,7 %/an	

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
2. Environnement			
Contrainte enveloppe PNAQ2, déc. 2006 Part industrie (46 % des émissions de l'industrie en 2005)	➤ Obj. 2012 : 53,8 $MteCO_2$/an (2005 : 53,2 $MteCO_2$/an)		
Taux de décarbonisation de l'industrie	➤ - 1,5 %/an (cf. écart enveloppe PNAQ1-PNAQ2 : - 7,9 % sur 5 ans)	➤ - 2 %/an	➤ - 2,5 %/an
3. Amélioration de l'efficacité énergétique *(Source : ADEME, ODYSSEE-MURE Workshop 04/2005 Paris : Energy efficiency trends in France)*	Le cadre européen fixe un objectif tendanciel global de 20 % d'économie énergie en 2020 soit - 1 %/an avec une croissance du PIB de 2,3 % (total - 3,3 %/an)		
Évolution de l'intensité énergétique à structure constante, en moyenne au sens technique)	➤ - 1,7 %/an (1990-2002 : - 1,3 %/an dont 1990-1996 : - 0,6 %/an et 1996-2002 : - 2 %/an)	➤ - 2 %/an	➤ - 3 %/an
Impact de l'effet structurel	➤ - 1,3 %/an (1990-2002 : - 1 %/an dont 1990-1996 : - 0,5 %/an et 1996-2002 : - 1,4 %/an)	➤ - 1,5 %/an	➤ - 1,5 %/an
Total	➤ - 3 %/an (1990-2002 : - 2,3 %/an dont 1990-1996 : - 1,2 %/an et 1996-2002 : - 3,4 %/an)	➤ - 3,5 %/an	➤ - 4,5 %/an

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050 *(mesures correspondantes)*
Par secteur			
Agro-alimentaire	1990-2002 : gain de 2 %		
Manufacturing	1990-2002 : gain de 16 %		
Équipements	1990-2002 : gain de 16 %		
Ciment	1990-2002 : augm. de 8 %		
Papier	1990-2002 : gain de 23 %		
Chimie	1990-2002 : gain de 27 %		
Non ferreux	1990-2002 : augm. de 16 %		
Acier	1990-2002 : gain de 20 %		
Non métallique	1990-2002 : gain de 4 %		
Textile	1990-2002 : augm. de 40 %		
4. Niveau de recyclage des produits			
Pourcentage de matières premières secondaires dans la production des matériaux			
Acier	2004 : 43 % L'utilisation de matière première secondaire permet d'économiser 80 % de CO_2 par rapport à la production d'acier à partir de matière première brute. Le taux théorique maximum est de 80 % et dépend de la quantité d'acier fabriqué environ 15 ans auparavant *(Source : Arcelor)* ➤ 50 %	➤ 55 %	➤ 65 %
Plastique	2004 : : taux de recyclage 7 % ➤ 15 %	➤ 20 %	➤ 25 %

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Papier-carton	2004 : taux de recyclage 58 % (maximum théorique 80 %, moyenne europ. 47 %) ➤ 60 %	➤ taux de recyclage : 65 %	➤ taux de recyclage : 70 %
	2004 : taux de récupération : 61 % (moyenne européenne 60 %, All. 74 %) ➤ 70 %	➤ taux de récupération : 75 %	➤ taux de récupération : 80 %
Verre	2004 : taux de récupération de la production de verre creux 55 % (All. 85 %) ➤ 70 %	➤ taux de récupération : 85 %	➤ taux de récupération : 90 %
Métaux non ferreux	2004 : 35 %		
5. Dématérialisation du cycle de vie des produits (allègement)	*La dématérialisation des produits (caractéristiques conservées voir améliorées avec moins de matière) peut avoir un certain effet sur les quantités produites. On peut néanmoins supposer à l'horizon considéré que l'excès d'énergie nécessaire par unité produite et l'élargissement des marchés vont compenser cet effet.*		
Rendement énergétique des chaînes logistiques	**Loi du 13 juillet 2005** *Amélioration du rendement énergétique de la chaîne logistique des entreprises en matière de transport de marchandises et de l'optimisation des déplacements des salariés entre leur domicile et leur lieu de travail.*		
Effet de la décarbonisation du cycle de vie des produits	*Relatif à la réduction de l'impact environnemental des produits fabriqués sur l'ensemble du cycle de vie. Les effets dépassent le secteur de l'industrie. Le gisement correspondant pourra être évalué de façon globale.*		

ÉNERGIE			
VARIABLES	**SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030** ***(mesures correspondantes)***	**SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030** ***(mesures correspondantes)***	**SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050** ***(mesures correspondantes)***
1. Objectifs institutionnels			
Énergies renouvelables	**Loi du 13 juillet 2005** Diversification du bouquet énergétique : • 10 % des besoins énergétiques français à partir de sources d'énergie renouvelables à l'horizon 2010 • Production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation en 2010 • Développement des énergies renouvelables thermiques pour permettre d'ici à 2010 une hausse de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable **PPI** : énergies renouvelables connectées au réseau : 17 GW en 2015 **Objectifs européens du 10 janvier 2007** 20 % d'énergies renouvelables dans le *mix* primaire en 2020 (7 % en 2005) ➤ *15 % du mix primaire*	➤ *20 % du mix primaire*	➤ *25 % du mix primaire*

Variables	Sc. tendanciel Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles d'ici à 2030 *(mesures correspondantes)*	Sc. facteur 4 Cibles 2030 à 2050 *(mesures correspondantes)*
Énergie nucléaire	**Loi du 13 juillet 2005** • Maintien de l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020, en disposant vers 2015 d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel • Le prolongement au-delà de 40 ans n'est pas garanti : cela dépend, au cas par cas et le moment venu, de l'aptitude des centrales à respecter les exigences de sûreté. ➤ *40 % du mix primaire*	➤ *45 % du mix primaire*	➤ *50 % du mix primaire*
Bio masse	**Objectifs européens du 10 janvier 2007** Biocarburants : 10 % des carburants en 2020 ➤ 30 Mtep en 2025 Indicatif de répartition par secteur : - bioproduits : 5 % à 10 % (2005 : 1,5 %) - biocarburants : 7 % à 10 % (2005 : 1 %) - chaleur : 15 % (2005 : 10 %) - électricité : 1 % (2005 : 0,5 %) **Plan Climat** - 2005 : 1 Mtep récupérées par les unités d'incinération des ordures ménagères (700 000 logements chauffés) - Potentiel supplémentaire : 4 Mtep	➤ 30 Mtep	➤ 50 Mtep Indicatif de répartition : - bioproduits : 30 % - biocarburants : 30 % à 40 % - chaleur : 30 % - électricité : 1 %

VARIABLES	SC. TENDANCIEL CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES D'ICI À 2030 *(mesures correspondantes)*	SC. FACTEUR 4 CIBLES 2030 À 2050 *(mesures correspondantes)*
Hypothèse de bilan du secteur de la production électrique	2020 — En TWh Production nucléaire — 460 Production hydraulique — 70 Production EnR hors hydraulique — 20 Production thermique classique — 50 Total Offre — 600 Demande France (hors Corse) — 530 Autoconsommation — - 10 Solde Pompage — 2 Balance des exports — 80 Total Demande — 600		
2. Environnement			
Contrainte enveloppe PNAQ2, déc. 2006 : Part énergie (82 % des émissions de l'énergie en 2005)	Obj. 2012 : 49,1 $MteCO_2$/an (2005 : 58,4 $MteCO_2$/an) (écart enveloppe PNAQ1-PNAQ2 : - 16 % sur 5 ans)		
Taux de décarbonisation du secteur énergie	➤ - 1 %/an (Objectif - 35 % sur 45 ans)	- 1 %/an	➤ - 1 %/an
Économies d'énergie	**Plan Climat** - Certificats d'économies d'énergie : 54 TWh cumulées entre juillet 2006 et juin 2009 - Doublement de l'objectif sur la période 2009-2012		