Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PREMIER MINISTRE

Centre d'analyse stratégique

RAPPORTS & DOCUMENTS
Août 2012

Des technologies compétitives au service du développement durable

Développement durable

Rapport de la mission présidée par
Jean Bergougnoux

www.strategie.gouv.fr

Des technologies compétitives au service du développement durable

Président

Jean Bergougnoux

Rapporteure générale

Gaëlle Hossie

Rapporteurs

Étienne Beeker
Johanne Buba
Julien Delanoë
Géraldine Ducos
Étienne Hilt
Aude Rigard-Cerison
Aude Teillant

Coordinateur

Dominique Auverlot

Assistante

Élise Martinez

Avec le soutien du CGEIET

Fabrice Dambrine
Françoise Roure

Août 2012

Centre
d'analyse
stratégique

Avant-propos

« Avant la crise, les États-Unis et le monde entier étaient confrontés à de nombreux problèmes, la nécessité de s'adapter au réchauffement climatique n'était pas le moindre […] Après la crise, ces défis seront toujours là, encore plus importants, mais les ressources dont nous disposerons pour y faire face auront considérablement diminué. »

Joseph Stiglitz, *Le triomphe de la cupidité* (2010)

Vincent Chriqui,
directeur général
du Centre d'analyse
stratégique

Le réchauffement climatique, la pollution de notre environnement physique et les tensions sur les ressources fossiles sont autant de défis qui mettent en jeu notre avenir. Nous devrons sans conteste modifier nos comportements mais l'innovation technologique doit parallèlement apporter des éléments de réponse. Dès lors, ces défis formidables doivent aussi nous apparaître comme des opportunités de différenciation et de création de valeur ajoutée pour nos industries et nos entreprises. Les avancées technologiques dans les domaines de l'énergie, du transport et du bâtiment sont déjà porteuses de promesses. Dans bien des cas, il reste cependant des sauts technologiques à effectuer avant de pouvoir envisager une diffusion massive : c'est le cas du stockage de l'électricité, des biocarburants de seconde génération, du photovoltaïque et des super-isolants minces, pour ne citer que quelques exemples.

La réflexion menée dans le cadre de la mission de prospective présidée par Jean Bergougnoux s'est efforcée de recenser les technologies porteuses d'avenir dans ces trois domaines clés et, pour chacune d'entre elles, a cherché à identifier l'état de l'art mais aussi les conditions d'un développement. Les hiérarchiser et n'en retenir qu'une petite sélection n'auraient guère eu de sens : leur importance future dépend bien souvent des sauts technologiques qui pourront ou non intervenir dans les prochaines années. Dans le secteur de la production d'électricité, par exemple, les technologies foisonnent sans qu'il soit possible aujourd'hui de dire laquelle finira par s'imposer.

Si les entreprises, petites et grandes, sont les viviers naturels de l'innovation et doivent en rester les premiers acteurs, le rôle d'accompagnateur de l'État n'en est pas moins crucial. Dans ce contexte, l'identification précise du stade de développement des technologies est un enjeu clé pour la puissance publique. Les capacités de financement public deviennent

elles aussi une ressource en voie de raréfaction, à utiliser de manière judicieuse. Ainsi n'est-il plus envisageable aujourd'hui de soutenir par des aides pérennes de l'État le déploiement massif d'une technologie non compétitive.

L'investissement public doit être adapté à l'état de la technologie : il accompagne les efforts de R & D dans des domaines qui nécessitent des ruptures technologiques, il encourage la réalisation de démonstrateurs pour les technologies dont la faisabilité technique et économique reste à démontrer, il soutient le déploiement à échelle industrielle lorsqu'une technologie est mature et compétitive.

Il importe dans cette perspective d'élaborer une vision partagée des acteurs de l'innovation – chercheurs et industriels – en matière de prospective technologique, afin d'évaluer les coûts et les performances, actuels et projetés, de ces technologies. Une telle démarche, qui s'inscrit dans le prolongement d'initiatives existantes visant à rapprocher entreprises, universités et organismes publics de recherche, permettra de rationaliser les choix d'affectation des crédits disponibles.

La stratégie de la France doit être double : consolider ses atouts en matière d'innovation technologique et s'appuyer sur les ruptures technologiques pour développer son industrie sur des segments de marché où elle est peu présente. Dans un certain nombre de secteurs, notre pays est bien placé au niveau mondial. Il convient de conforter cette position, en accompagnant les actions de recherche – publiques et privées – qui préparent les futures avancées dans ces filières, en veillant à ce que les réglementations n'entravent pas le développement d'un marché intérieur et en soutenant les efforts à l'exportation (des grandes entreprises mais plus encore des PME innovantes). Être précurseur dans la détection et la valorisation d'un saut technologique dans un domaine où l'on était absent doit permettre d'entrer avec succès sur de nouveaux marchés prometteurs. Or notre pays bénéficie d'un avantage concurrentiel important : une recherche publique (CNRS, CEA, etc.) et privée de grande qualité, y compris dans des disciplines que notre industrie a encore insuffisamment valorisées (optoélectronique, nanotechnologies, etc.). C'est en s'appuyant sur cette base scientifique que, le moment venu, l'exploitation d'un saut technologique est susceptible de susciter l'essor d'une filière compétitive.

Une autre stratégie, parfois plus onéreuse, mais souvent très efficace, consiste à acheter la technologie au bon moment en se portant acquéreur d'une entreprise qui la maîtrise. La France pourrait ainsi rattraper son retard de compétitivité dans un certain nombre de domaines. Enfin, pour innover, il faut savoir coopérer : la France ne peut pas – ne doit pas – développer tout, toute seule. À l'échelle européenne, la coopération se révèle fructueuse dans plusieurs domaines de haute technologie. Il est également possible et souhaitable de développer la coopération avec les pays non européens, avec les États-Unis, bien sûr, mais aussi et peut-être surtout avec les pays émergents, en Asie et en Amérique latine. Ces pays constitueront des marchés considérables et orienteront par là-même les choix technologiques.

N'oublions pas enfin qu'une nouvelle technologie ne pourra se développer que dans la mesure où elle ne suscitera pas de réaction de défiance parmi la population. À l'État dès lors de créer les procédures d'information et de concertation nécessaires pour mettre en place des processus d'encadrement des nouvelles technologies recueillant l'adhésion de nos concitoyens.

Sommaire

Synthèse générale 11
Énergie 11
Transport 26
Bâtiment 32
Technologies transverses 42
Propositions 47
Présentation 53

ÉNERGIE

Introduction 59

Le nucléaire 61
1. Les générations de réacteurs : évolutions et révolutions technologiques 63
2. Une question cruciale : la sûreté des installations nucléaires 72
3. Le cycle du combustible 79

L'énergie éolienne 97
1. Différentes technologies éoliennes pour différents marchés 98
2. Les sauts technologiques attendus pour développer une industrie française 100
3. La filière éolienne en France : point de départ 102
4. La filière éolienne en 2030 : une vision d'avenir à laquelle la France peut aspirer 102

L'électricité solaire 105
1. L'énergie solaire photovoltaïque 106
2. Solaire photovoltaïque à concentration 113
3. Solaire thermodynamique à concentration (CSP) 114

Les énergies renouvelables marines 119
1. Développements technologiques 119
2. Aspects systémiques 121
3. Industrie française/acteurs 121

L'hydroélectricité 123
1. L'hydroélectricité dans le contexte énergétique mondial et national 123
2. Les différents types de centrales hydroélectriques et leur contribution à la régulation des systèmes électriques 124
3. Des enjeux très différents d'un pays à l'autre 124
4. Les aspects technologiques 125
5. Une position très forte de l'industrie française 126

La géothermie 127
1. Les puits canadiens 129
2. La géothermie très basse énergie 130
3. La géothermie basse énergie 131
4. La géothermie dans les îles volcaniques 133
5. La géothermie profonde 133

Réseaux de chaleur et valorisation énergétique des déchets 137
1. Progrès sur les composants 137
2. Aspects systémiques 139
3. Industrie française/acteurs 139

Conversion de la biomasse en chaleur ou en électricité 141
1. Éléments de contexte 141
2. Les techniques de production de chaleur et d'électricité à partir de biomasse 142
3. Les voies de progrès technologique 144

Carburants alternatifs d'origine biomassique et fossile 147
1. Contexte 148
2. Les voies de progrès technologique par types de carburants alternatifs 155
3. Les voies de progrès transversales et de type « système » 163

Les réseaux électriques 167

Réseaux électriques intelligents ou *smart grids* 171
1. Définition 171
2. Pour un positionnement stratégique mondial 171
3. État des lieux : quelques éléments de contexte 172
4. Marché des réseaux actuel et en prévision 173
5. Quelques objectifs pour les *smart grids* en Europe 173
6. Intelligence des réseaux : pourquoi et pour qui ? 174
7. Principaux verrous technologiques 177
8. Protocoles, standards et verrous politiques 179
9. Verrous socioéconomiques 180

10. Besoins de R & D 180
11. Comment développer les *smart grids ?* 181
12. Questions économiques et financières 183

Le stockage stationnaire d'énergie 185
1. Hydrocarbures liquides ou gazeux : le cas du stockage souterrain du gaz naturel 185
2. Le stockage stationnaire d'électricité 187

Les applications industrielles de l'électricité 199
1. Progrès technologiques sur les composants 199
2. Industrie et acteurs français 202

Captage, transport, stockage et valorisation du CO_2 203
1. Le captage, transport, stockage de CO_2 204
2. La valorisation du CO_2 209

Les hydrocarbures non conventionnels 211
1. Contexte 212
2. Hydrocarbures non conventionnels et hydrocarbures de roche-mère 213
3. La fracturation hydraulique et les interrogations environnementales qu'elle peut susciter 216
4. Analyse en cycle de vie bdes hydrocarbures non conventionnels 218
5. Avant toute exploration, comprendre le milieu géologique 219
6. La fracturation hydraulique et les techniques associées 219
7. Les questions spécifiques liées à l'utilisation de l'eau 222
8. Aspects législatifs et réglementaires 223
Conclusions et recommandations 225

Les perspectives technologiques dans le raffinage 229
1. Conversion des bruts lourds et extra-lourds 229
2. Déséquilibre de la demande gazole/essence 230
3. Désulfuration des fiouls de soute 230
4. Réduction des émissions de gaz à effet de serre 231
5. Biocarburants et raffinerie 231
6. L'industrie française du raffinage 232
Annexe : principe de fonctionnement d'une raffinerie 232

L'hydrogène 235
1. L'hydrogène-énergie et les piles à combustible : définitions 235
2. Le champ des applications de l'hydrogène-énergie et des piles à combustible 236
3. Production de l'hydrogène 236

4. Les enjeux d'avenir 237
5. Les paramètres clés 239
6. Verrous et leviers 239
7. Les acteurs industriels 241

Interactions eau et énergie 243
1. Production d'eau potable et énergie : le dessalement 243
2. Traitement des eaux résiduaires et énergie 245

TRANSPORT

Introduction 249

Le véhicule particulier 251
1. Contexte 252
2. Types de motorisations 252
3. Le véhicule thermique : d'importants gains apportés par le *downsizing* du moteur 253
4. Le véhicule hybride thermique-électrique : une variété d'optimisations possibles selon l'usage choisi 255
5. Le véhicule électrique : un avenir étroitement lié aux progrès réalisés sur les batteries 256
6. Allègement et amélioration de l'architecture du véhicule : une multiplicité de gains 260
7. Compétitivité de la filière automobile française 262

L'aéronautique 265
1. Contexte 265
2. Des progrès incrémentaux sur la structure de l'avion 267
3. Innovations importantes en matière de propulsion 268
4. L'efficacité énergétique des appareils de bord : des gains faibles mais multiples 269
5. Les technologies de l'information et de la communication : gestion du trafic aérien 270
6. Compétitivité de la filière aéronautique française 271

Le secteur maritime et fluvial 273
1. Contexte 273
2. Structures et revêtements 275
3. Le moteur et la production d'énergie 276
4. Propulsion du navire 276
5. Gestion de l'énergie à bord 277

6. Technologies de l'information et de la communication : sécurité et intelligence à bord 278
7. Compétitivité de la filière navale française 278

Le secteur ferroviaire 281
1. Contexte 281
2. Le transport de voyageurs 282
3. Le transport de fret 285
4. Des mesures communes au fret et aux voyageurs : TIC et nouveaux matériaux 288
5. Compétitivité de la filière ferroviaire française 289

BÂTIMENT

Introduction 293

Les enjeux énergétiques liés au bâtiment 295
1. La place du bâtiment dans la consommation d'énergie et la production de gaz à effet de serre 295
2. Les différents besoins énergétiques des bâtiments et leurs évolutions 295
3. Les normes d'efficacité énergétique 296
4. De l'efficacité énergétique à l'analyse du cycle de vie 297

Le contexte d'accroissement de l'efficacité énergétique des bâtiments 299
1. La structure du parc 299
2. Les critères d'optimisation du seul point de vue du bâtiment 300
3. Des périmètres d'analyse de taille variable 301
4. Les facteurs de variation dans le temps 302

Les pistes de progrès technologiques sur les composants 303
1. L'enveloppe du bâtiment 303
2. Les systèmes de production d'énergie 309
3. Le stockage de chaleur 314
4. La ventilation 314
5. L'éclairage 315
6. L'électroménager et le multimédia 318

Les besoins d'innovation dans l'intégration et les systèmes 319
1. L'évolution des besoins d'énergie dans le bâtiment 319
2. Le besoin d'une approche systémique 320
3. Les innovations d'intégration et d'interconnexion entre les composants 321
4. La position des acteurs français 322

Les limites de la technologie :
les besoins d'innovation dans l'organisation 325

1. Les contraintes de l'innovation dans le secteur du bâtiment 325
2. Les besoins de structuration des filières 326
3. Les outils de simulation 326
4. Les limites introduites par la réglementation, la normalisation et la documentation technique 327
5. Le modèle économique 327
6. La convergence énergie-transport-bâtiment 328

TECHNOLOGIES TRANSVERSES

Introduction 331

Les techniques de régulation et de contrôle-commande 333

1. Enjeux du contrôle-commande 334
2. Les perspectives technologiques 335
3. Le marché du contrôle-commande 336

La métrologie 339

1. Les perspectives technologiques 340
2. Enjeux sectoriels 341

Les nanotechnologies 345

Le réseau domiciliaire 351

1. Enjeux sociétaux et économiques du réseau domiciliaire 351
2. Les perspectives technologiques 352
3. Le marché du réseau domiciliaire 352

ANNEXES

Lettre de mission 357

Composition du groupe de travail 359

Personnes auditionnées 363

Bibliographie 369

Synthèse générale

Au-delà de son rôle clé dans la compétitivité d'un pays, l'innovation technologique est indispensable pour apporter des réponses pertinentes aux défis que pose notre engagement en faveur d'un développement durable en termes de croissance économique, de préservation de l'environnement et de progrès social. La mission de prospective technologique menée par le Centre d'analyse stratégique s'est efforcée d'éclairer cette double problématique en proposant une vision de long terme pour les secteurs de l'énergie, des transports et du bâtiment. Pour chaque technologie étudiée, elle a tenté d'apprécier à la fois la contribution possible en matière de développement durable et le potentiel de compétitivité de notre pays sur la scène internationale. Ses travaux, présidés par Jean Bergougnoux, ont passé en revue les progrès technologiques susceptibles d'intervenir au cours des prochaines décennies dans les secteurs considérés. Ils ont examiné les conditions d'une intégration de ces progrès dans les systèmes et sous-systèmes préexistants (ou à créer) ; et les conditions d'une arrivée à maturité technique, économique mais aussi sociale. Dans la mesure du possible, deux horizons de temps ont été retenus : un horizon à moyen terme, 2030, pour lequel nous avons une vision assez claire des évolutions à venir et un horizon à long terme, 2050, qui permet d'envisager des sauts scientifiques encore incertains. Enfin, la mission s'est intéressée à quatre technologies transverses qui interviennent de façon constante dans les trois grands secteurs étudiés, et qui sont susceptibles de produire des avancées déterminantes (la métrologie ; les nanotechnologies ; la régulation et le contrôle commande ; le réseau domiciliaire).

■ ÉNERGIE

La problématique structurante de l'avenir énergétique mondial est claire : **comment répondre à une demande en énergie croissante, de manière durable, économique et sûre tout en réduisant son impact sur l'environnement et en particulier sur le climat ?** La question est d'autant plus complexe à résoudre que certains pays voient leurs marges de manœuvres budgétaires fortement contraintes, du moins à court terme, par une situation économique difficile.

Le premier défi concerne la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). En octobre 2009, le Conseil européen s'est engagé sur un objectif de réduction de 80 % minimum pouvant aller jusqu'à 95 % en 2050, par rapport au niveau de 1990, objectif réaffirmé en février 2011. On peut donc parler d'un « facteur 5 » (division par cinq des émissions de GES).

Le deuxième défi porte sur la maîtrise – ou plutôt la réduction – des consommations d'énergie primaire et finale, axe qui devrait jouer un rôle décisif dans la division par cinq des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne (UE) à 2050 et de la constitution de son mix énergétique. La feuille de route Énergie 2050 de la Commission européenne envisage ainsi une diminution de l'ordre du tiers de la consommation d'énergie primaire à 2050. Plus ambitieuse, l'Allemagne s'est fixé un objectif de 50 %, même si elle affiche clairement que cette réduction devrait provenir en partie d'une baisse de la population (10 millions d'habitants en moins

selon certaines prévisions). Avec une population qui devrait continuer à s'accroître, la dynamique démographique de la France est bien différente, ce qui suppose des actions ambitieuses dans tous les domaines : maîtrise de la demande d'énergie et en particulier de la demande d'électricité, mais aussi de la croissance de la pointe.

Le troisième défi a trait à la sécurité des approvisionnements énergétiques (combustibles fossiles et électricité), au regard de la volatilité des prix et de la disponibilité des ressources fossiles, dont la part dans les mix énergétiques français et européen est conséquente.

Enfin, au niveau européen et français, **disposer d'une énergie compétitive** est également une des priorités clairement identifiées.

Ces ambitions multiples sont retranscrites dans la politique énergétique européenne, définie dans le Traité de Lisbonne, qui a pour but d'**assurer un approvisionnement durable, à moindre coût et sûr en énergie**. Les enjeux de long terme de la politique énergétique sont par conséquent :

- *économiques* : le prix des énergies est une donnée d'entrée importante de l'économie, qui joue à la fois sur le pouvoir d'achat des ménages comme sur la compétitivité des entreprises. La disponibilité, l'accessibilité et le prix des énergies auront des effets sur la croissance économique du pays, donc sur l'emploi ;
- *environnementaux* et en particulier *climatiques* : pour limiter les conséquences environnementales liées à la production et la consommation d'énergie (notamment les émissions de gaz à effet de serre), il faut favoriser autant que possible le recours à des moyens de production décarbonés ;
- *sociaux* : il s'agit de répondre aux enjeux de gouvernance et d'encadrement des technologies.

Pour concilier ces enjeux, des progrès dans les technologies de l'énergie sont indispensables. Ils concerneront aussi bien les technologies spécifiques au domaine de l'énergie que des technologies transverses, d'une importance fondamentale.

Il faut avoir conscience que le terrain sur lequel se jouent les progrès technologiques de demain et leur mise en œuvre est mondial. Au-delà de la réponse aux enjeux précités, ces progrès offrent à des acteurs français des opportunités de positionnement stratégique à l'échelle mondiale, sur les différents stades de développement des technologies : la recherche fondamentale, la recherche appliquée et l'industrialisation. Ainsi, la politique technologique dans le domaine de l'énergie présente non seulement un volet scientifique, technique, industriel mais aussi un volet commercial avec un fort potentiel de génération d'activité économique (emploi et croissance). À cet égard, le poids économique de pays émergents comme la Chine et l'Inde, qui sont à la fois des marchés et des concurrents, devient de plus en plus important, ce qui impose de ne pas tenir compte uniquement des besoins nationaux mais également de la possibilité de diffusion des technologies en dehors de nos frontières.

Une technologie venant nécessairement s'insérer dans un système technico-économique existant, avec des opportunités et des contraintes spécifiques, toute réflexion sur les évolutions technologiques suppose d'examiner avec soin les conditions de cette intégration systémique et d'établir des calendriers réalistes de leur

accès à maturité. Ce terme recouvre trois notions distinctes relatives à la faisabilité technique, à la rentabilité économique mais aussi à l'acceptation sociale d'une nouvelle technologie. On peut considérer que, sauf entrave à la diffusion, la faisabilité technique est la même d'un pays à l'autre, ce qui conduit les industriels à développer des avantages exportables dans le monde entier. En revanche, les conditions de rentabilité et d'acceptation sociale peuvent varier très fortement d'un territoire à l'autre. Certains pays auront tendance à privilégier un mix exploitant leurs ressources naturelles, qu'il s'agisse d'énergies fossiles, de potentiels hydrauliques ou de conditions de vent ou d'ensoleillement, etc. L'acceptation sociale constitue un aspect à ne pas négliger : la remise en cause dans notre société du sens à donner au progrès technique conduit à des interrogations de plus en plus fortes sur le déploiement des innovations techniques.

Comme évoqué plus haut, le rôle des technologies transverses est crucial, les progrès dans des technologies comme la métrologie[1], la régulation, le contrôle-commande, les TIC et les nanotechnologies étant souvent la condition et le moteur des évolutions dans les technologies spécifiques. La métrologie environnementale et la nanométrologie sont aujourd'hui en plein développement : elles permettront notamment de répondre à certains enjeux sanitaires liés aux technologies. La métrologie est aussi un facteur clé de la compétitivité. L'amélioration des techniques de régulation et de contrôle-commande sera nécessaire pour assurer le bon fonctionnement de réseaux électriques intelligents et de centrales de production électrique, notamment les centrales nucléaires. Enfin, les nanotechnologies fournissent une bonne illustration puisqu'elles ont permis d'ores et déjà la mise sur le marché de batteries nanostructurées plus performantes (gains en intensité énergétique et en durée de vie). De véritables ruptures technologiques liées aux nanotechnologies sont attendues à moyen et long terme, notamment pour les panneaux photovoltaïques, *via* l'amélioration des rendements et la diminution des coûts.

Deux horizons de temps ont ici été retenus : 2030 et 2050. Par définition, les découvertes scientifiques et les ruptures technologiques sont imprévisibles : néanmoins, dans les secteurs capitalistiques comme l'énergie, la durée nécessaire à la diffusion massive d'une innovation envisagée en laboratoire permet d'avoir une vision assez fiable à court et moyen terme. Cette durée longue pour le développement des technologies du secteur de l'énergie est confirmée par une analyse rétrospective des évolutions sur les trente dernières années. Cela n'exclut pas les surprises : ainsi, la révolution des gaz non conventionnels n'avait pas été anticipée, même par les spécialistes. On peut cependant raisonnablement avancer que les technologies qui formeront le paysage énergétique à horizon 2030 ainsi que les verrous techniques, économiques et sociétaux à leur déploiement à grande échelle sont aujourd'hui relativement bien identifiés.

Les familles technologiques permettant de répondre aux enjeux énergétiques évoqués concernent :

- la production décarbonée d'électricité ;
- la régulation et la sécurité du système électrique ;

(1) La métrologie comprend tous les aspects théoriques et pratiques des mesurages, quel que soit le domaine d'application.

- la valorisation de la chaleur provenant des énergies thermiques locales (renouvelables ou fatales) ;
- la production de carburants à faible impact environnemental.

1 ■ Les technologies de production décarbonée d'électricité

Le mix français de production d'électricité est relativement atypique par rapport à celui des autres pays européens. Alors que la production d'électricité en Europe repose essentiellement sur l'utilisation des énergies fossiles (charbon et gaz pour plus de la moitié), l'électricité produite en France[1] est essentiellement d'origine nucléaire (environ 79 %), le reste provenant des centrales thermiques classiques (environ 10 %), de l'énergie hydraulique (environ 9 %), les énergies renouvelables hors hydraulique fournissant les 2 % restants. Du fait de cette particularité française, la part des émissions de CO_2 associées à la production d'électricité est mineure comparativement aux autres secteurs.

Ce caractère faiblement carboné de la production d'électricité, si crucial à l'heure de la lutte contre le changement climatique, peut être prolongé au moyen de plusieurs options technologiques, qui diffèrent par leur stade actuel de maturité technique et économique. Elles sont présentées ci-dessous par source d'énergie.

1.1. L'énergie nucléaire

Il est techniquement possible d'assurer la pérennité à horizon 2030 d'un nucléaire économique et sûr :

- en première étape, grâce à la prolongation de la durée de vie des réacteurs actuels de génération II[2], dès lors que les enseignements de l'accident de Fukushima auront été entièrement pris en compte et que les performances de ces réacteurs se rapprocheront en matière de sûreté de celles de l'EPR ;
- en seconde étape, grâce à la construction en série, en fonction des besoins, de réacteurs EPR qui constituent, à ce jour, la solution la plus aboutie en matière de sûreté[3].

À long terme, la poursuite d'un nucléaire durable suppose :

- une valorisation aussi complète que possible du potentiel énergétique de l'uranium naturel. Les réacteurs à neutrons rapides de quatrième génération et le cycle du combustible qui leur est associé répondent à cet objectif. Leur mise en œuvre à échelle industrielle dans des conditions de sûreté au moins équivalentes à celles de la génération III (EPR) exige la maîtrise de plusieurs ruptures technologiques fortes. La France s'y prépare en développant un prototype de réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium, ASTRID, dont la mise en service devrait intervenir à l'horizon 2020. La maturité technologique devrait être acquise aux environs de 2040. La Chine et l'Inde, voire la Russie, seront sans doute les précurseurs en matière de déploiement des réacteurs à neutrons rapides de génération IV, en

(1) Chiffres 2011.
(2) Cette autorisation de prolongation relève de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).
(3) Même si, là encore, les enseignements de Fukushima devront être intégrés.

parallèle avec la poursuite de programmes électronucléaires de génération III. Dans cette perspective, la Chine manifeste dès aujourd'hui son intérêt pour les installations du cycle du combustible et en particulier la technologie française de traitement des combustibles usés. Faudra-t-il implanter un ou plusieurs réacteurs rapides sur le territoire national, et si oui, quand ? C'est une question éminemment politique à laquelle il faudra répondre en temps et en heure, en tenant compte de différents enjeux, parmi lesquels le confortement de la très forte position de la filière électronucléaire française au plan mondial ne sera pas le moindre ;

- une réponse satisfaisante au stockage des déchets ultimes du nucléaire. Le stockage géologique profond apparaît aujourd'hui au sein de la communauté internationale, y compris la Chine, comme la solution de référence pour le confinement à très long terme des déchets ultimes du cycle nucléaire. Le projet français CIGEO, centre industriel de stockage géologique, qui fera l'objet d'un débat public en 2013, possède deux caractéristiques essentielles : le confinement en milieu sédimentaire et la réversibilité, caractéristiques qui retiennent de plus en plus l'attention au plan international.

En matière de nucléaire, la France dispose d'un atout certain : le quatuor constitué par le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), EDF, AREVA et l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), appuyé par l'expertise de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et la vigilance de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)[1].

1.2. L'hydraulique

En France, et plus généralement dans les pays industrialisés, pour la plupart déjà fortement équipés, les enjeux concernent essentiellement :

- la rénovation et la modernisation des ouvrages existants ;
- la valorisation des ressources encore disponibles (en énergie et en puissance) en intégrant les contraintes environnementales croissantes et les problématiques de compétition pour les usages de l'eau (irrigation, pêche, tourisme) ;
- enfin le renforcement du rôle de l'hydroélectricité dans sa fonction de régulation et d'équilibrage du système électrique pour faire face à la variabilité croissante de la demande (gestion de la pointe) et de l'offre (proportion grandissante d'énergies renouvelables variables).

En France, le potentiel technique de production d'énergie supplémentaire est élevé (environ 28 TWh/an) mais le potentiel de développement effectif est plus faible puisque sa réalisation tient compte des contraintes environnementales et économiques ainsi que des enjeux sociétaux (conflits d'usages). Comme mentionné ci-dessus, l'hydroélectricité va de plus en plus être valorisée pour des besoins de puissance : à ce titre, le potentiel de développement de stations de transfert d'énergie par pompage[2] ou STEP, qui serait de 3 GW minimum, n'est pas à sous-estimer, les capacités d'implantation étant aujourd'hui insuffisamment exploitées essentiellement pour des raisons économiques.

(1) Une règle arrêtée est de ne pas exporter des technologies que l'ASN n'accepterait pas de voir implanter en France.
(2) Il y a également des STEP intersaisonnières comme Grand-Maison.

En revanche, en Russie, en Asie (en particulier en Chine), en Amérique du Sud et en Afrique, le potentiel de développement de l'hydroélectricité pour la production d'énergie est considérable et les tendances technologiques sont aux turbines de grande puissance. La France possède une grande expérience dans ce domaine, sur les turbines hydrauliques (Alstom est le *leader* mondial) mais également sur la conception, la construction et l'exploitation des ouvrages hydrauliques.

1.3. Le gaz naturel

Les centrales à cycle combiné à gaz (CCG) sont aujourd'hui en plein développement, d'une part car elles offrent des alternatives économiquement raisonnables aux pays qui ne retiennent ni l'option du nucléaire ni celle de centrales à charbon plus fortement émettrices de CO_2. D'autre part, leur faible durée de construction et leur souplesse d'exploitation offrent des possibilités de régulation des systèmes électriques face aux aléas liés à la demande et à la part croissante des énergies intermittentes dans la production d'électricité. Les performances atteintes par les CCG sont aujourd'hui remarquables : la montée en charge est très rapide (de l'ordre de 10 minutes à puissance réduite et 30 minutes à puissance maximale) et les rendements atteignent les 60 %, ce qui est bien supérieur (de près de 40 %) aux 34-35 % de rendement moyen des centrales à charbon actuellement en exploitation. De telles performances sont obtenues grâce à l'amélioration des turbines à gaz, notamment de leur rendement : utilisation de matériaux particulièrement thermorésistants, mise au point de techniques de refroidissement avancées permettant de limiter les besoins en air de refroidissement. En revanche, dans une perspective à long terme, ce déploiement risque d'être freiné par l'accès aux ressources, très concentrées, par la volatilité des prix du gaz et par l'instabilité des coûts de production qui en résulte (les prix du gaz représentant une part considérable de ceux-ci). Les émissions de méthane[1] associées à l'extraction et au transport du gaz ne sont pas non plus négligeables : selon certaines études, les centrales à cycle combiné gaz émettraient autant de gaz à effet de serre que les centrales à charbon.

Les hydrocarbures non conventionnels, les hydrocarbures de roche-mère en particulier, font l'objet depuis peu d'un intérêt marqué, à juste titre : les enjeux sont conséquents puisque les réserves de gaz de roche-mère, pour ne mentionner qu'elles, pourraient être deux fois plus importantes que celles des gaz conventionnels (ce qui équivaut à plus d'une centaine d'années de consommation supplémentaire au rythme de consommation actuel). Ces ressources sont connues de longue date mais c'est la combinaison des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique qui a permis de rendre économiquement rentable leur exploitation. Il s'agit d'une véritable révolution qui bouleverse le paysage énergétique mondial, ne serait-ce qu'en raison de la probable autosuffisance énergétique qu'elle conférera au continent nord-américain d'ici quelques années. Le recours à ces nouveaux gisements est en effet déjà une réalité aux États-Unis, où les gaz de roche-mère représentent près de 30 % de la production nationale de gaz naturel, avec pour conséquence une nette diminution des prix du gaz (environ de moitié). Le prix du gaz est ainsi deux fois plus faible qu'en Europe, ce qui apporte aux entreprises américaines un surcroît de compétitivité non négligeable. Cependant, les expériences nord-américaines, menées

(1) Le méthane a une capacité radiative 20 à 100 fois supérieure à celle du CO_2 selon sa durée de séjour dans l'atmosphère, de sorte que 1 % de fuites a plus d'impact que la combustion des 99 % restants.

de façon hâtive et peu respectueuses de l'environnement, ont conduit à une forte suspicion des opinions publiques, notamment en France. La fracturation hydraulique n'est pas moins une technologie mature qui semble pourvoir être mise en œuvre de manière responsable. Seuls une expertise pluraliste permettant un retour d'expérience technique et juridique et un dialogue permanent avec les populations locales et les associations d'environnement pourront conduire en France à l'exploitation de cette ressource. L'enjeu est important : l'exploitation de ces gaz pourrait en effet réduire le déficit de notre balance commerciale de cinq milliards d'euros chaque année[1]. Dans une perspective à long terme, les obstacles à une exploitation rationnelle des ressources d'hydrocarbures non conventionnels devraient pouvoir être levés. Il n'en demeure pas moins que l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité est génératrice de gaz à effet de serre, dans sa combustion (dioxyde de carbone) comme pour sa production et son transport (fuites de méthane).

1.4. Le charbon

Le charbon va continuer de tenir une place importance sur la scène internationale pour la production d'électricité : 40 % en 2030 dans le scénario de référence du *World Energy Outlook 2011* de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Ainsi, l'amélioration du rendement des centrales à charbon, notamment grâce aux centrales à charbon supercritiques[2], est un point important, d'autant que sur ce secteur la France dispose d'une technologie qu'elle développe à l'étranger (mais non sur le territoire national).

Le rendement moyen actuel du parc mondial des centrales à charbon, toutes générations confondues, s'établit à environ 34-35 %. Cette moyenne recouvre cependant des disparités importantes par régions, 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 (notamment en Chine). 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 donc 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 Gt à 2 Gt par an.

Outre l'amélioration du rendement, la question cruciale reste la maîtrise des technologies de captage et stockage du carbone (CCS, *Carbon Capture and Storage)*, qui se pose de manière encore plus vive que pour le gaz. Des projets de démonstration de centrales thermiques avec CCS intégré sont en cours mais leur développement à grande échelle ne saurait vraisemblablement intervenir avant 2030 : au-delà des difficultés techniques et de l'amélioration nécessaire des conditions économiques de sa

(1) Leteurtrois J.-P., Pillet D., Durville J.-L. et Gazeau J.-C. (2012), *Les hydrocarbures de roche-mère en France,* Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et à des technologies (CGEIET), Conseil général de l'environnement de l'énergie et des technologies et du développement durable (CGEDD), rapport initial, février.

(2) L'adjectif « supercritique » caractérise l'état de la vapeur d'eau c'est-à-dire qu'elle se trouve des conditions de température et pression particulières : au-delà de la température critique (374 °C) et de la pression critique de l'eau (221 bars). Les rendements atteints avec les centrales à charbon (houille) supercritiques peuvent avoisiner les 45 %.

rentabilité, l'acceptation sociale est un enjeu majeur qui pèse véritablement sur les perspectives de déploiement de ces technologies. Là encore, la France dispose d'acteurs du domaine de l'industrie (en particulier Alstom) et de la recherche bien positionnés.

Après 2030, le charbon avec CCS intégré apparaît comme un concurrent direct du nucléaire, impactant alors ses perspectives de développement.

1.5. L'éolien terrestre et marin

L'éolien terrestre, avec plus de 200 GW de capacité déjà installée et opérationnelle dans le monde, est une technologie mature techniquement et économiquement (avec, dans des conditions favorables, des prix de revient moyens du kWh comparables aux prix actuels du marché européen). Certains progrès technologiques sont encore possibles pour réduire le prix de l'électricité produite et élargir le marché d'implantation.

L'éolien en mer posé, avec seulement 4 GW de capacité installée, présente quant à lui un gros potentiel de développement technique. Même si le coût de production actuel est bien supérieur au prix de marché en France métropolitaine, une forte diminution est attendue au cours de la décennie à venir. L'éolien en mer entraîne certes des coûts d'installation et de raccordement nettement supérieurs à ceux de l'éolien terrestre mais, convenablement placé, il dispose d'un avantage important puisque dans certaines conditions il pourrait fonctionner 3 500 heures par an (contre 2 200 pour les éoliennes terrestres). Aux progrès liés à la compétitivité en métropole s'ajoutent les progrès substantiels attendus dans l'éolien marin flottant ainsi que dans d'autres technologies qui pourraient permettre son installation dans des géographies qui manquent d'alternatives décarbonées, telles que les DOM.

Au-delà des difficultés posées par l'intégration massive d'énergie éolienne (et de manière générale d'énergies renouvelables variables), qui seront abordées plus loin, l'autre frein au développement de l'éolien terrestre est celui de l'acceptation des populations concernées, qui peuvent être favorables aux éoliennes… tant qu'elles ne représentent pas une nuisance sonore ou visuelle.

La France a misé sur l'énergie éolienne dans ses objectifs Grenelle, avec l'installation à l'horizon 2020 de 19 GW d'éolien *onshore* et 6 GW d'éolien *offshore*. À cette fin, un tarif dédié au terrestre et des appels d'offres ont été mis en place. Au-delà de ces objectifs, l'enjeu industriel et de création d'emplois est primordial, d'autant que le potentiel de croissance mondial est très important, avec des scénarios de capacité installée de 2 000 GW à l'horizon 2050, dont 600 GW en Europe. Pour ce qui est de l'éolien terrestre, la France possède de nombreux sous-traitants, peu visibles mais bien présents dans la chaîne de valeur internationale, et la balance commerciale serait, semble-t-il, positive. L'éolien *offshore* offre des perspectives prometteuses à de nombreux acteurs de l'industrie automobile, navale et aéronautique, dans la construction de lignes électriques ou encore les activités portuaires, maillons nécessaires à l'installation d'aérogénérateurs en mer. Si on ajoute le potentiel de R & D et les capacités logistiques, la France a donc tous les éléments nécessaires pour aspirer à prendre une place de leader mondial dans les technologies éoliennes à l'horizon 2020-2030.

1.6. L'électricité solaire (photovoltaïque, photovoltaïque à concentration et thermodynamique à concentration)

Deux technologies principales existent pour transformer l'énergie des rayonnements du soleil en électricité : les panneaux photovoltaïques, qui convertissent directement le rayonnement en électricité, et les centrales solaires thermodynamiques à concentration, qui utilisent la chaleur du rayonnement pour produire de la chaleur puis de l'électricité, à l'image d'une centrale thermique classique.

Le solaire photovoltaïque

Grâce à des baisses de prix régulières, d'un facteur supérieur à deux tous les dix ans, le photovoltaïque, qui fait appel à plusieurs filières technologiques différentes, est compétitif dans son état technique actuel dans des conditions particulières (fort ensoleillement, demande électrique maximale en été au moment où le photovoltaïque produit le plus, prix de marché du kWh très élevé). Ce n'est pas le cas en France continentale et plus généralement en Europe, hormis, peut-être, dans les régions les plus méridionales. Ainsi que l'a souligné la mission de l'Inspection générale des finances, sur la base d'une évaluation réalisée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), « *dans le bouquet d'énergie renouvelable développée par la France, le photovoltaïque constitue, de loin, l'énergie la plus chère ramenée au kWh produit ou en termes d'aide publique au kWh produit* » : le soutien à la filière représenterait près d'1,5 milliard d'euros au titre de l'année 2012 selon la CRE. Les progrès, nécessaires, portent sur la diminution des coûts d'investissement (à rendement constant) et l'amélioration des rendements (à coût d'investissement constant), ce qui peut parfois se révéler contradictoire. C'est ainsi que, s'agissant des cellules proprement dites, la technologie des couches minces utilise moins de matière active que celle à base de silicium cristallin, ce qui la rend moins coûteuse ; en revanche, ses performances sont aujourd'hui inférieures à celles du silicium cristallin en termes de rendement et de stabilité. À long terme, des ruptures technologiques sont possibles (photovoltaïque organique, mise en œuvre des nanotechnologies).

Lorsqu'on aborde la question de la compétitivité du photovoltaïque sous nos climats, il convient de distinguer le cas des centrales photovoltaïques de forte puissance (plusieurs dizaines de MW) et celui du photovoltaïque intégré au bâti résidentiel ou tertiaire. Grâce aux progrès technologiques et à l'élévation prévisible des prix du marché de gros européen, les centrales photovoltaïques pourraient devenir compétitives, c'est-à-dire ne plus nécessiter de soutien public, aux environs de 2020 : cette perspective doit toutefois être confirmée. Leur inconvénient majeur restera cependant la ressource foncière neutralisée : la centrale de Losse dans les Landes occupe ainsi une surface de 317 hectares pour une puissance maximale possible de 67,2 MWe, ce qui correspond à une densité de puissance par unité de surface jusqu'à 60 fois plus faible par rapport à une centrale nucléaire[1]. Notons au passage que certains pays n'hésitent pas à accorder des conditions préférentielles aux installations produites localement[2]. Les perspectives d'accession à la compétitivité du

(1) La comparaison a été effectuée ici avec le site nucléaire de Civaux, qui contient les derniers réacteurs mis en service : une capacité totale de production de 2 900 MW sur une surface de 220 hectares.

(2) La mission pour la science et la technologie auprès de l'Ambassade de France à Washington mentionne dans un rapport récent l'existence, dans l'État de l'Ontario au Canada, de tarifs d'achat

photovoltaïque en toiture, séduisant à certains égards, restent beaucoup plus lointaines et, en l'absence de progrès décisifs, un déploiement à grande échelle, par exemple pour la réalisation de bâtiments résidentiels à énergie positive, risquerait de se révéler très onéreux pour la collectivité.

Le poids de l'industrie française pour la production de cellules à base de silicium est aujourd'hui limité, du fait du climat concurrentiel fortement capitalistique dominé par la Chine. En revanche, l'industrie française est dynamique sur tous les autres segments de la filière photovoltaïque, comme les équipements pour la filière silicium, les filières couches minces, les matériaux d'encapsulation, la production de modules, tous les composants du BOS (*Balance of System*) et s'appuie sur une recherche de qualité (CEA, CNRS).

Le solaire thermodynamique (CSP, Concentrated Solar Power)

Le solaire thermodynamique, parce qu'il ne valorise que l'ensoleillement direct, est plutôt destiné à des pays à fort ensoleillement, et donc à l'export. Les progrès technologiques concernent la mise au point de systèmes optiques performants, de solutions de stockage à bas coût et de valorisation de la chaleur (froid, dessalement).

Le potentiel de marché en France métropolitaine est maigre faute d'ensoleillement suffisant. Toutefois, le CSP met en œuvre des technologies (réflecteurs, fluides thermodynamiques, stockage thermique, machines thermodynamiques, contrôle-commande, optiques et traitements de surface…) qui sont toutes maîtrisées en France au sein de nombreux groupes industriels, avec une capacité d'exportation reconnue. Les acteurs français disposent ainsi des atouts nécessaires pour se positionner sur les marchés étrangers.

1.7. Les énergies marines

Ce vocable regroupe des formes d'énergie différentes ayant en commun leur provenance marine. Il s'agit principalement de l'exploitation des mouvements de marée (marémotrice), des courants marins et océaniques (hydroliennes), de la houle (houlomoteurs) et de la différence thermique entre eaux profondes et de surface (énergie thermique des mers). Les hydroliennes fluviales sont souvent incluses dans ce lot. Le potentiel énergétique associé est considérable et pourrait représenter pour certaines géographies la seule option possible aux énergies carbonées. Dans le cas particulier de l'énergie marémotrice, la difficile réalisation du fort potentiel théorique existant est essentiellement attribuable à la prise en compte de contraintes environnementales. Pour ce qui est des autres formes d'énergies, ce potentiel reste encore largement inexploité faute de technologies matures et commercialement viables. Il existe aujourd'hui un nombre pléthorique de technologies en développement, qui devront encore franchir des étapes importantes de test avant de passer – dans les 2 à 5 ans à venir – à des implantations de taille pré-commerciale : les technologies actuellement les plus proches de la maturité sont les hydroliennes.

conditionnés au pourcentage de l'installation produit localement (entre 40 % et 60 % pour le photovoltaïque), mécanisme qui aurait fait ses preuves. De telles mesures visant à favoriser l'industrie locale existent également en Inde (dans le cadre de l'appel d'offres sur le solaire) et en Italie (prime supplémentaire sur le tarif de rachat). Source : rapport de la mission « *Solar Tech Tour 2011* », février 2012.

L'industrialisation ultérieure des technologies exploitant l'énergie marine sera envisageable dès lors que leurs coûts de production ne nécessiteront plus de subventions publiques, ce qui pourrait survenir à l'horizon 2025-2030.

Le Royaume-Uni est aujourd'hui chef de file des énergies marines cinétiques avec les sites de test de son Centre européen de l'énergie marine (*European Marine Energy Centre Ltd* ou EMEC[1]) et son fort soutien au futur déploiement commercial (plus de 1 GW de concessions distribuées). Mais, au niveau technologique, les entreprises françaises ne sont pas en reste et détiennent aujourd'hui des prototypes parmi les plus avancés du monde, et une des deux technologies ETM existantes.

1.8. La géothermie haute température pour la production d'électricité

Au niveau national, cette forme d'énergie présente un fort intérêt pour l'Outre-mer dans les îles volcaniques (Martinique, Guadeloupe et la Réunion) en raison de leurs ressources géologiques et du coût élevé des moyens de production de l'électricité. La technique est aujourd'hui globalement maîtrisée et l'intérêt économique dans ce contexte insulaire est reconnu par tous. Les progrès techniques possibles portent en particulier sur la géologie, notamment la diminution des aléas dans la prospection et l'amélioration de la modélisation des réservoirs. Sur les différents créneaux (forages, ingénierie, turbines, alternateurs), la réponse industrielle française est de bonne qualité (même si l'électricité géothermique outre-mer ne dispose que d'une réalisation très expérimentale en Guadeloupe) et les efforts pour constituer une offre industrielle intégrée française sont en bonne voie. Force est de noter que les particularités de l'Outre-mer et le cadre institutionnel actuel (tarifs, fiscalité, absence de couverture des aléas de la prospection géologique) n'ont permis jusqu'à présent de mobiliser des investisseurs dans aucune des trois îles.

En métropole, la géothermie profonde est un important enjeu de recherche sur lequel la France dispose aujourd'hui de bonnes compétences scientifiques. Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin) constitue un site de démonstration qui mobilise un soutien international fort, notamment de l'université de Strasbourg et du Centre de recherche de Karlsruhe : il importe d'y conforter une activité de recherche durable (thèses, exploitation des données, etc.) en consolidant le statut de TGIR (Très grande infrastructure de recherche). Le savoir-faire français est particulièrement reconnu sur la technologie EGS (*Enhanced Geothermal Systems*) et le pilote de Soultz-sous-Forêts fait aujourd'hui figure de pionnier à l'échelle mondiale. Un projet d'exploitation de l'énergie du sous-sol alsacien (à 2 500-3 000 m de profondeur) est en cours et s'appuie en partie sur le savoir-faire acquis à Soultz-sous-Forêts : la centrale géothermique, qui délivrera une puissance de 24 MWth, a pour but d'alimenter en vapeur les procédés industriels du site du groupe Roquette à Beinheim et sa mise en service est prévue pour 2014. Porté par la société ECOGI (Exploitation de la chaleur d'origine géothermale pour l'industrie) créée par Roquette Frères, ES Géothermie (filiale à 100 % d'Électricité de Strasbourg) et la Caisse des dépôts (CDC[2]), ce projet a reçu un important soutien financier de la part de l'ADEME, de la région Alsace et de SAF Environnement (filiale de la CDC).

(1) L'EMEC, créé en 2003, est basé sur les îles d'Orkney au nord de l'Écosse.
(2) Source : Groupe Roquette.

2 ■ Les technologies permettant d'assurer la régulation et la sécurité du système électrique

La variabilité croissante de la demande (augmentation des pics de consommation d'électricité, introduction à venir de flottes de véhicules électriques) et de l'offre (qui s'explique par la pénétration croissante d'énergies renouvelables intermittentes et variables comme l'éolien et le solaire) à l'échelle nationale mais également européenne pose des défis en termes de sécurité et d'équilibre du réseau :

- l'intermittence saisonnière et journalière de ces énergies (inadéquation structurelle et prévisible entre l'offre proposée et la demande) pose la question de la mise à disposition de moyens de production ou de stockage complémentaires ainsi que des moyens de pilotage de la demande afin de gérer leur indisponibilité programmée ;
- la variabilité aléatoire de ces énergies impose d'avoir à disposition des réserves de puissance rapidement mobilisables afin d'assurer l'équilibre du réseau.

Les réserves de capacités nécessaires deviennent importantes dès lors que ces énergies renouvelables (éolien et solaire) représentent une part significative de la production d'électricité, mais une convergence temporelle entre augmentation de la pénétration et disponibilité des solutions de stockage, hydraulique notamment, pourrait neutraliser l'effet. Dans le cas particulier de l'éolien, on constate qu'à certains moments, la disponibilité globale équivaut à moins de 10 % de la puissance éolienne installée sur toute l'Europe. Le bénéfice du foisonnement des régimes de vents à l'échelle européenne est donc limité. Par ailleurs, le foisonnement entre l'Allemagne et l'Espagne se fait à travers la France et encombre des lignes qui pourraient être utilisées à d'autres fins. Ce problème ne devrait véritablement se poser en France métropolitaine qu'à partir de 2020, mais il est d'ores et déjà perceptible dans les DOM où la pénétration des énergies intermittentes (éolien et solaire confondus) est plus importante qu'en métropole.

Les outils de régulation utilisés ne sont pas les mêmes selon l'échelle de temps considéré. Ainsi faut-il distinguer les moyens de modulation saisonnière des moyens de régulation journalière. Pour la modulation saisonnière, on peut avoir recours aux centrales nucléaires, aux centrales thermiques et aux aménagements hydroélectriques dits de « lacs ». Ces derniers se caractérisent par des capacités de réservoir très importantes pouvant assurer des durées de fonctionnement à pleine puissance supérieures à 400 heures par an : l'eau est stockée au printemps puis restituée en hiver. Mais le problème majeur reste la régulation journalière que l'on peut traiter en utilisant le stockage hydraulique (usines d'éclusées ou station de transfert d'énergie par pompage, STEP) ou en régulant certains usages du côté de la demande (en utilisant par exemple l'inertie des bâtiments). C'est là que les réseaux intelligents ou *smart grids* trouvent tout leur intérêt car ils permettent d'intervenir rapidement en particulier pour jouer sur l'interruptibilité de certaines consommations. Un autre moyen est de développer les interconnexions électriques, au niveau européen, voire au-delà, afin de pouvoir bénéficier de la diversité des ressources et des complémentarités éventuelles des structures de demande.

En somme, les solutions technologiques pertinentes envisagées en réponse à ces défis concernent, au-delà des moyens classiques de production déjà évoqués :

- les moyens de stockage stationnaire d'énergie : seules deux technologies semblent matures économiquement aujourd'hui pour des applications de

stockage massif : les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et les stations d'air comprimé. Pour les autres technologies comme le stockage électrochimique, qui pourra être délocalisé, des progrès significatifs en termes de réduction des coûts et d'amélioration des performances techniques sont encore nécessaires pour qu'elles soient économiquement viables sur des marchés comme la France où l'électricité est relativement peu chère. En revanche, ces technologies se développent sur des marchés de niche, en particulier les zones isolées, les zones insulaires, et pourraient devenir compétitives avant 2030 ;

- le pilotage et la maîtrise de la demande en jouant sur l'interruptibilité des usages dans l'industrie, le bâtiment et le transport ;
- les *smart grids* ou réseaux électriques intelligents : leur intérêt majeur sera de permettre une conduite plus adaptée pour réagir à des variations de production en quasi temps réel grâce à l'échange bidirectionnel d'informations instantanées et prévisionnelles entre les différents acteurs du système électrique et à une action sur la demande. Ces nouveaux réseaux intelligents (ou plus intelligents) devront être adaptés à l'accroissement prévisible de la part des énergies renouvelables intermittentes, de la production décentralisée et du développement éventuel du stockage dans le mix électrique. Ils nécessitent la mise au point de nouveaux capteurs et actionneurs, la définition de nouveaux protocoles de communication et la conception de systèmes d'information capables de gérer et d'exploiter les très nombreuses informations échangées sur ces réseaux, protocoles si possible internationaux dans la définition desquels la France doit prendre une place importante si elle veut favoriser son industrie y compris à l'export ;
- les technologies de transport d'électricité sur de longues distances (*super grid* européen, par exemple), avec un intérêt marqué pour les lignes de transmission en courant continu à haute tension (HVDC pour *High Voltage Direct Current*). En effet, par rapport au transport en courant alternatif, le HVDC présente un certain nombre d'avantages notables parmi lesquels des pertes en ligne plus faibles sur de longues distances (3 % de pertes pour 1 000 km), la possibilité de relier des réseaux électriques non synchrones (c'est-à-dire présentant des fréquences différentes), un enfouissement plus facile (argument de poids face à la difficile acceptation sociale qui se traduit par des délais de réalisation longs et donc coûteux pour les lignes aériennes). Ces lignes, parfaitement adaptées pour le transport de longue distance, retrouvent un certain intérêt dans un contexte où les lieux de production tendent à être de plus en plus éloignés des lieux de consommation (soit pour tirer parti des ressources renouvelables abondantes d'un site éloigné comme les déserts ou pour bénéficier de structures complémentaires de la demande). Cette technologie connaît des améliorations progressives qui permettent de réduire les coûts, encore très élevés à l'heure actuelle ;
- l'hydrogène peut également être techniquement envisagé comme moyen de stockage de l'énergie provenant du surplus de production des énergies intermittentes. Toutefois, cette application de l'hydrogène, actuellement à l'étude chez certains énergéticiens, ne peut à court terme faire l'objet d'un déploiement massif compte tenu de son coût élevé : son utilisation nécessiterait de prouver la faisabilité technico-économique de la chaîne et de déterminer la manière dont celle-ci peut s'intégrer dans le système existant alors que des alternatives moins coûteuses existent. C'est le défaut général que l'on peut attribuer à l'hydrogène qui peut également être considéré à d'autres fins, par exemple pour alimenter une pile à combustible dans un véhicule. Là encore, l'utilisation de l'hydrogène se heurte à des contraintes techniques et économiques : au-delà du prix élevé des

piles à combustible, qui certes connaîtra des évolutions, la mise en place des infrastructures de production décarbonée et de distribution d'hydrogène à un coût raisonnable semble difficilement envisageable aujourd'hui.

3 ■ La valorisation de la chaleur provenant des énergies thermiques locales (renouvelables ou fatales)

Le potentiel de sources de chaleur disponible à l'échelle locale est important mais demeure aujourd'hui insuffisamment exploité : il s'agit majoritairement de ressources renouvelables ou récupérables comme la biomasse (bois, déchets agricoles et forestiers, déchets d'élevage, déchets de l'industrie de transformation du bois, part biodégradable des déchets industriels banals et des déchets ménagers), la géothermie basse température ou encore des sources de chaleur fatale (récupération de chaleur fatale issue de procédés). Ces ressources sont plus appropriées à un usage local, afin de valoriser au maximum la chaleur qu'elles produisent.

La biomasse présente également l'avantage de permettre la production simultanée de chaleur et d'électricité (cogénération) par rapport à la géothermie basse température qui ne permet pas la production d'électricité. Les technologies de production d'énergie à partir de biomasse de type combustion directe, cocuisson ou pyrolyse sont globalement matures et déjà commercialisées. Les cogénérateurs à partir de biomasse sont en revanche plus récents sur le marché et les techniques doivent encore progresser en matière de fiabilité, de coût d'exploitation et de bilan énergétique, en particulier pour les installations inférieures à 10 MW. La démonstration industrielle de l'usage de la gazéification en amont d'un cogénérateur à cycle combiné est à confirmer. Cette combinaison offrirait une marge de progrès intéressante en termes de rendement électrique (rendement électrique entre 40 % et 60 %).

Les technologies de valorisation énergétique du biogaz obtenu par méthanisation (digesteur) sont matures et disponibles sur le marché (y compris l'épuration et la compression du biogaz pour injection dans le réseau de gaz naturel). Le rendement des digesteurs peut toutefois être amélioré en augmentant leur flexibilité aux différents profils de biomasse. La valorisation énergétique des gaz de décharges est aujourd'hui dépendante des progrès réalisés en matière d'épuration des gaz (phase de développement industriel en France).

Il est à noter que la marge de progrès de la filière biomasse-énergie se situe pour l'essentiel dans la structuration de son amont : celle-ci passe par une réorganisation de la filière pour mieux exploiter la forêt française et par une meilleure disponibilité du gisement de biomasse (essentiellement bois) en arbitrant entre les différents usages possibles, énergétiques (biocarburants, chaleur) ou non (papeterie, fabrication de meubles et boiseries, etc.). Un autre enjeu clé est la réduction et le contrôle de la pollution de l'air liée à l'utilisation de biomasse, en particulier du bois, pour des besoins énergétiques. En effet, la combustion du bois est une source non négligeable de particules, de composés organiques volatils, de monoxyde de carbone, surtout lorsqu'il s'agit de combustible de mauvaise qualité employé dans des installations domestiques vétustes.

Ces sources de chaleur peuvent être valorisées à travers les réseaux de chaleur pour répondre aux besoins thermiques de l'industrie ou du secteur résidentiel-tertiaire (chauffage, refroidissement et/ou eau chaude sanitaire). Les réseaux de

chaleur ne connaîtront *a priori* pas de ruptures technologiques mais plutôt des améliorations incrémentales visant l'efficacité énergétique et une évolution vers des réseaux intelligents, un peu à l'image des *smart grids*, afin d'adapter les flux de chaleur et la température du réseau en fonction des besoins. Un autre progrès possible concerne le développement de réseaux basse température qui permet de valoriser des sources de chaleur fatale basse température comme les eaux usées provenant des bâtiments.

4 ■ La production de carburants à faible impact environnemental

L'utilisation du pétrole dans le transport conduit à une triple problématique d'émissions de gaz à effet de serre, de prix élevés du pétrole et de sécurité d'approvisionnement. Les principales options technologiques permettant d'y répondre concernent, d'une part, la diminution des émissions de gaz à effet de serre des raffineries et, d'autre part, la diversification des sources d'énergie utilisées : des carburants alternatifs à base de biomasse (biocarburants) ou d'énergies fossiles (charbon et gaz) sont alors envisagés.

En ce qui concerne la diminution des émissions de gaz à effet de serre des raffineries, tendanciellement à la hausse, les technologies existent mais leur impact est assez limité et leur déploiement est compromis par la forte inertie du secteur et par les coûts d'investissement élevés.

Pour ce qui est de la production de carburants alternatifs, le recours au charbon ou au gaz à travers les filières *Coal-to-Liquids* (CtL) ou *Gas-to-Liquids* (GtL) fait appel à des technologies aujourd'hui techniquement matures mais non compétitives sauf sous certaines conditions particulières, par exemple en cas de conversion à des échelles importantes, à proximité des gisements de charbon ou de gaz et en tenant compte de clauses contractuelles spécifiques (contrat de long terme sur les prix). Toutefois, le recours à ces types d'énergies ne peut être considéré comme soutenable que s'il permet véritablement de diversifier les sources d'approvisionnement géographiques et par conséquent de réduire la dépendance énergétique actuelle : la stratégie envisagée au niveau communautaire est alors d'utiliser le gaz européen (ressources conventionnelles et non conventionnelles), ce qui implique des unités de conversion produisant des volumes moins importants et dont la maturité économique est soumise à la levée de certains obstacles technologiques (outre les difficultés liées à l'exploitation des ressources non conventionnelles). La soutenabilité de ces filières est également conditionnée par leur impact environnemental et climatique et, à ce titre, il importe de souligner que les émissions de gaz à effet de serre associées à leur production ne sont pas négligeables et pénalisent ces filières, en particulier la filière CtL, deux fois plus émettrice que la production de carburants par extraction et raffinage du pétrole. Les perspectives de captage et stockage du CO_2 sont théoriquement envisageables mais entraînent un surcoût, et même dans ces conditions, les émissions de CO_2 de la filière CtL restent supérieures de l'ordre de 25 % à celle du diesel conventionnel.

Pour ce qui est de l'utilisation de la biomasse pour la production de biocarburants, on distingue plusieurs générations qui diffèrent par leur stade de maturité, la nature de la biomasse, les technologies employées, leur impact sur l'utilisation des sols. La première génération fait référence aux filières huile et sucre aujourd'hui techniquement matures mais est en compétition directe avec les usages alimentaires qui pourraient

être faits des plantes et des sols. Les bilans environnementaux et énergétiques sont globalement positifs pour les filières canne à sucre et colza. Toutefois, ces bilans sont contestés parce qu'ils ne tiennent pas compte des changements directs dans l'occupation des sols. La deuxième génération offre des perspectives intéressantes : elle diversifie le gisement de biomasse grâce à l'usage de ressources lignocellulosiques (essentiellement bois, plantes entières, résidus agricoles), donc non destinées à l'alimentation. La voie biochimique (hydrolyse et fermentation), qui permet la production d'éthanol, semble aujourd'hui plus avancée que la voie thermochimique (thermolyse et synthèse Fischer-Tropsch) qui permet la production de diesel et de kérosène. Ces technologies de conversion de la biomasse ne sont toutefois pas encore matures techniquement et leur bilan énergétique reste à valider ; d'ici 2020, les démonstrateurs en cours pourraient apporter les confirmations nécessaires et une production massive pourrait dès lors être envisagée. Les coûts des filières de deuxième génération étant à court et moyen terme prohibitifs, les voies d'intégration systémique des biocarburants de deuxième génération passent par l'hybridation des procédés (intégration de biohuiles dans les raffineries ou *co-processing* ; utilisation de résidus pétroliers dans les procédés de conversion de deuxième génération). Enfin, le recours à la troisième génération de biocarburants, qui repose essentiellement sur l'exploitation des algues, nécessite de lever des verrous scientifiques (sélection et optimisation des souches) et techniques, notamment pour ce qui est de la mise au point de procédés de culture à grande échelle des algues et de bilan énergétique satisfaisant. À l'horizon 2030, en référence aux travaux de l'OCDE sur la bioéconomie, une nouvelle génération de biocarburants issue de la biologie de synthèse pourrait apparaître. Elle utiliserait des procédés biochimiques tels que l'hydrolyse enzymatique applicable à une variété de biomasse, dont les algues, issus de l'ingénierie des systèmes vivants. Ces procédés permettent d'éviter l'affectation de terres arables à une monoculture rivale des cultures à finalités alimentaires, non nécessairement durable, ainsi que les problèmes éthiques qui lui sont associés.

■ TRANSPORT

Le secteur des transports représente environ 19 % de la consommation mondiale d'énergie et plus de 26 % des émissions de gaz à effet de serre. Le scénario de référence de l'AIE estime que les émissions de ce secteur devraient augmenter de près de 50 % à horizon 2030 et d'environ 80 % à horizon 2050. La réduction des émissions de gaz à effet de serre est alors un enjeu de taille qui nécessitera le développement de technologies propres et des changements de comportements, notamment dans le choix du mode de transport. Le report modal, tant voyageur que fret de la route vers le rail et/ou le maritime/fluvial, pourrait ainsi faire diminuer les émissions du secteur des transports de 40 % par rapport au niveau de 2005.

De tous les modes, le transport routier est le plus consommateur d'énergie au niveau mondial (plus de 75 %), suivi du transport aérien (10-15 %), du transport maritime et fluvial (environ 10 %) et enfin du transport ferroviaire (2-3 %). Tous auront un rôle à jouer dans la diminution des émissions de gaz à effet de serre mais aucune mesure internationale contraignante n'est aujourd'hui instaurée pour atteindre cet objectif.

Au niveau européen, la situation est différente. La politique des transports est guidée par le Livre Blanc de mars 2011 intitulé *Feuille de route pour un espace européen unique des transports – Vers un système de transport compétitif et économe en*

ressources. Ce document contient 40 propositions, prône **l'augmentation de la mobilité des citoyens**, **la réduction des importations de pétrole de l'UE et la diminution des émissions de gaz à effet de serre** (60 % à horizon 2050). Ce texte propose notamment de développer un réseau de transport plus propre, plus sûr et plus économe en énergie et s'inscrit ainsi dans l'optique de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE à horizon 2020. À ce titre, on notera également l'entrée, cette année, du transport aérien dans le système d'échange de quotas d'émissions de CO_2 européen (ETS). La mobilité des personnes et des marchandises repose sur la meilleure association des divers modes (co-modalités) en s'appuyant sur une intermodalité efficace. En parallèle, l'optimisation de la gestion des trafics dans un souci de fluidification engendrera d'importantes économies d'énergie et réduira l'impact environnemental.

Au niveau national, depuis 1973, la part relative du secteur de l'industrie dans la consommation énergétique finale a diminué, celle du résidentiel-tertiaire est stable, celle du secteur des transports a fortement augmenté (passage de 19 % à 31 %). Toutefois, en valeur absolue, la consommation énergétique du secteur a augmenté fortement entre 1973 et 2000 mais, depuis cette date, s'est stabilisée. En 2010, le secteur des transports représentait environ 30 % de la consommation énergétique finale en France et 33,7 % des émissions de gaz à effet de serre. Le secteur routier est le principal responsable de ces émissions (plus de 90 %). Viennent ensuite, par ordre décroissant (en 2009) : le secteur aérien (de l'ordre de 3 %, avec un pouvoir radiatif environ trois fois supérieur à celui des émissions terrestres[1]), le secteur maritime et fluvial (de l'ordre de 3 %), et le secteur ferroviaire (de l'ordre de 0,5 %). Il faut cependant noter que pour les secteurs aérien et maritime, ces chiffres ne prennent pas en compte les émissions provenant des échanges internationaux, qui constituent la majorité des échanges réalisés par ces modes de transport. Concernant le transport ferroviaire, la situation de la France est différente des autres pays de l'UE car il est essentiellement alimenté par de l'électricité d'origine nucléaire, donc décarbonée.

Au vu des enjeux actuels, à la fois climatiques (émissions de GES), environnementaux et sanitaires (pollution locale, bruit), économiques (dépendance aux ressources fossiles : 98,8 % en 2009[2]) et sociétaux (aménagements urbains, cohésion sociale), des évolutions technologiques sont indispensables, en particulier le recours à **de nouveaux carburants** pour réduire la dépendance au pétrole, le développement **de technologies propres**[3] et efficaces pour diminuer la consommation énergétique et de CO_2 et les rejets polluants, et enfin la promotion du transfert modal vers des modes de transport moins carbonés : de la route vers le rail et de l'aérien vers le rail, ce qui apparaît particulièrement intéressant dans le cas français. **Le développement des**

(1) Ce pourcentage, calculé à partir des émissions de gaz à effet de serre émis par l'aviation en $GteqCO_2$, devrait être au minimum doublé pour considérer le forçage radiatif réel de ces émissions (son impact sur l'effet de serre) en comparaison des autres modes de transport. Plus l'altitude augmente, plus l'impact sur l'effet de serre des émissions est important. Attention, ce sujet ne fait toutefois pas l'objet d'un consensus scientifique. Des programmes de recherche ont été lancés sur les effets des émissions autres que le CO_2 (sont essentiellement concernés les cirrus qui pourraient être induits par les traînées de condensation).
(2) INSEE, SOeS.
(3) Les technologies présentées ici sont associées à un horizon de temps particulier qui correspond à leur maturité à la fois technique et économique (coût de production et réalité économique extérieure).

technologies de l'information et de la communication (TIC) sera également nécessaire pour optimiser la gestion du réseau de transport, ce qui favorisera une baisse de la consommation d'énergie et encouragera l'utilisation de modes de transport moins carbonés. Les entreprises françaises de ce secteur sont compétitives sur ces marchés à haute technicité. Les thématiques présentées ci-dessus étant valables pour l'ensemble des pays de l'OCDE ainsi que de nombreux pays émergents (Chine, Inde, Brésil, etc.), les capacités à l'export de ces entreprises sont de première importance.

1 ■ Le véhicule particulier

Le véhicule particulier est le principal consommateur d'énergie du secteur des transports : 46,4 % de la consommation d'énergie de traction en 2010. C'est aussi le principal émetteur de CO_2 du secteur routier : 56,5 % en 2009. À court terme, un changement de comportement des utilisateurs pourrait conduire à une baisse d'au moins 20 % de la consommation des véhicules. À plus long terme (horizon 2050), les nouvelles technologies pourraient permettre de réduire de 40 % cette consommation. Ces innovations porteront sur les trois types de motorisations, qui coexisteront à horizon 2030-2050 : thermiques, hybrides thermiques-électriques et électriques. Les **motorisations thermiques, toujours largement présentes à horizon 2030**, pourront être perfectionnées grâce au *downsizing*[1] des moteurs, aux procédés de combustion améliorés, à la mise en place progressive de systèmes électroniques de contrôle des soupapes et de pilotage des pistons, et à la meilleure gestion de la production et de l'utilisation de l'électricité dans le véhicule. Ces progrès devraient permettre des réductions de consommation d'énergie allant de 20 % à 40 % à horizon 2020. Les constructeurs PSA Peugeot-Citroën et Renault se partagent 55 % du marché français du véhicule particulier et possèdent un des meilleurs savoir-faire mondiaux en matière de motorisation thermique (performante et peu émettrice de polluants), en particulier les motorisations diesel. Un véhicule bénéficiant de ces avancées technologiques et d'une hybridation douce (système *stop & start* et récupérateur d'énergie au freinage) devrait émettre à terme 50-60 gCO_2/km. Une motorisation hybride thermique-électrique (hybridation forte) devrait pouvoir quant à elle atteindre 40 gCO_2/km avec des performances limitées (vitesse maximale réduite et allègement) : **c'est cette motorisation qui semble la voie d'avenir la plus prometteuse**. Pour la motorisation électrique (0 gCO_2/km du réservoir à la roue[2]), d'importants progrès restent à faire sur **les capacités de stockage des batteries** ainsi que sur leur coût pour que le véhicule électrique à batterie puisse se diffuser à grande échelle.

Quant au véhicule électrique à pile à combustible fonctionnant à l'hydrogène, son développement nécessite de fortes améliorations technologiques en vue d'en réduire le coût. Ce développement est aujourd'hui pénalisé par le coût élevé de la pile à combustible, les dispositions sécuritaires et la mise en place tant des infrastructures de distribution que de production décarbonée de l'hydrogène. Même si, en termes de compétitivité, les entreprises allemandes et japonaises sont meilleures que les entreprises françaises sur le secteur de la motorisation électrique,

(1) Le *downsizing* est un concept visant à réduire la cylindrée du moteur sans en dégrader les performances.
(2) Le coût carbone de production du véhicule et du carburant (pour le cas de l'hydrogène) n'est donc pas pris en compte.

la France possède toutefois un pôle d'excellence sur le développement des batteries de véhicules (Saft, CEA, etc.) et un bon savoir-faire dans le secteur de l'hydrogène (Air Liquide, CEA, IFPEN, etc.). Les problèmes de congestion et de stationnement urbains ont entraîné un doublement du nombre de deux-roues motorisés ces dix dernières années. À l'instar de la Chine où il s'en construit 20 millions par an, ils pourraient être électrifiés, voire carrossés pour être transformés en un nouveau type de petits véhicules légers dédiés à la ville. Enfin, la véritable rupture consisterait à mieux adapter le véhicule à l'usage en le redessinant profondément. **Un changement d'architecture** est nécessaire pour aller vers des structures plus légères, qu'il s'agisse du véhicule tout électrique (400-700 kg) ou du véhicule thermique. Cette voie est encore peu explorée et de nombreuses recherches restent à faire, que ce soit au niveau des constructeurs ou des équipementiers (Michelin, Faurecia, Valeo, etc.).

Les camions n'ont pas fait l'objet d'un chapitre spécifique : les technologies vont évoluer lentement, en suivant les progrès envisagés pour le véhicule particulier. Les progrès techniques pour les véhicules de tonnage limité (6 à 8 tonnes) sont identiques à ceux pour les véhicules particuliers. Pour les grands routiers (20 à 40-45 tonnes), les progrès porteront sur l'amélioration des motorisations diesel, sur l'utilisation d'autres carburants (dual-fuel : gazole-gaz naturel), peut-être sur la transmission électrique à partir d'un moteur thermique, mais aussi sur l'optimisation énergétique globale (auxiliaires) et l'allègement à vide : l'objectif est un gain énergétique de 20 % à 30 % par tonne utile transportée.

2 ■ L'aéronautique

De nombreuses innovations sont à réaliser dans le domaine de l'aéronautique, secteur en pleine expansion, qui a un fort impact sur l'environnement et qui, depuis cette année, est entré dans le système de quotas d'émissions de CO_2. Il s'agira d'une part d'encourager l'émergence de **nouvelles technologies** économes en énergie et, d'autre part, de développer de **nouveaux carburants** moins émetteurs de CO_2. Sur ce dernier point, compte tenu des contraintes spécifiques imposées dans le secteur de l'aéronautique en matière de sécurité, de logistique et de spécifications des carburants, l'approche *drop-in-fuels* est privilégiée : les carburants alternatifs doivent être miscibles en toute proportion au *jet fuel* conventionnel sans en altérer les propriétés et être compatibles avec l'ensemble des organes moteurs de l'avion sans que ceux-ci nécessitent de modifications.

L'objectif principal est de réduire la consommation énergétique des appareils. Parallèlement, il faudra diminuer les émissions de NO_X et de CO_2 ainsi que le bruit perçu. À court terme, **des optimisations sur le cycle de combustion du moteur, le recours à de nouveaux matériaux (composites) et une électrification partielle de l'appareil** peuvent être envisagés. Ces améliorations sont rendues économiquement intéressantes par l'envolée du prix du kérosène. En outre, une meilleure gestion du trafic aérien (plans de vols et opérations au sol optimisées, descentes continues, etc.), permise par les TIC, pourrait réduire de 11 % la consommation d'énergie des appareils à horizon 2020. À plus long terme, les travaux porteront sur le développement de **nouvelles architectures de moteur** (moteur *Open Rotor* : 20 % de réduction, à l'horizon 2020, et moteur à cycle de combustion variable : 20 %, à l'horizon 2030), sur la création de **structures innovantes**, notamment des avions à mi-chemin entre la structure triangulaire de l'aile volante et du fuselage cylindrique

classique (*Hybrid Wing Body* : 25 % de réduction de la consommation, à l'horizon 2030). Ils porteront aussi sur des **moyens novateurs de production et de gestion de l'énergie à bord** (piles à combustible : 5 %, à l'horizon 2030). En intégrant ces paramètres, la consommation de l'avion en *jet fuel* pourrait être réduite de 50 % à horizon 2030. La France dispose d'acteurs de poids sur l'ensemble des technologies de motorisations, de structures, de production de carburants alternatifs et d'équipements (EADS, Safran, Thalès, Dassault, Axens, etc.). Airbus, géant de l'aviation civile, fruit d'une étroite collaboration à l'échelle européenne, maintient son bon positionnement en dépit d'une concurrence mondiale sévère.

3 ■ Le secteur maritime et fluvial

Le secteur maritime et fluvial a une influence majeure sur l'économie mondiale, puisqu'il représente 90 % du transport mondial de marchandises. Ses émissions de CO_2 sont les plus basses à la tonne-kilomètre (par rapport à l'aérien, à la route et même au ferroviaire). Ce secteur regroupe à la fois des entreprises spécialisées dans les navires de fret, les navires de transport de passagers, les navires spécialisés (pour la pose d'éoliennes, par exemple) et les navires militaires. En France, l'industrie est tirée par DCNS (et ses filiales), STX et de nombreuses PME/TPE. L'ensemble du secteur aura l'occasion d'évoluer à court terme sous l'impulsion de plusieurs facteurs : le changement climatique et la volonté connexe de développer de nouvelles sources d'énergies (marines notamment), la saturation du littoral qui rend difficile toute nouvelle implantation, des réglementations environnementales plus restrictives (teneur en SOX dans les gaz d'échappements, rejet des déchets, etc.). De nouveaux usages du transport maritime vont ainsi voir le jour : transport de nouvelles marchandises (CO_2 capturé, eau potable, etc.), exploitation de l'énergie éolienne *offshore* et des énergies marines, développement des activités industrielles en mer, etc.

Pour la France, deuxième puissance mondiale en surface de zone économique exclusive (ZEE), l'exploitation raisonnée et sûre des ressources marines constitue un enjeu majeur, auquel l'industrie navale devra répondre en fournissant les moyens nécessaires.

Il faudra également tenir compte de la construction du grand canal Nord Seine Europe pour lequel Voies navigables de France (VNF) estime le besoin français de construction/modification à 600 navires fluviaux.

De nouveaux navires et structures flottantes vont apparaître, rendus plus propres, plus sûrs, plus économes en énergie et plus intelligents, en réponse à **ces nouveaux enjeux, ces nouveaux usages**. À court terme, des mesures d'optimisation peuvent être prises pour réduire la consommation d'énergie du navire (marchandises, passagers, spécialisés ou militaires) : réduction de la traînée, *downsizing* des moteurs, gestion d'énergie à bord (**automatisation** : 10 % de réduction de la consommation à l'horizon 2015). Des entreprises implantées en France et spécialisées dans la propulsion marine comme DCNS, STX, Moteurs Baudouin, Wärtsilä sont concernées par ces innovations. À moyen terme, horizon 2020, les **systèmes de transmission diesel-électrique novateurs** (5-30 % de réduction de consommation énergétique ; entreprises Jeumont, DCNS, ECA, etc.), les **systèmes de récupération de l'énergie** (10 % ; Hutchinson, etc.) et les **systèmes intelligents et communicants** du navire (aide à la navigation ; Sagem, DCNS, Converteam, Atos Origin, Automatic Sea Vision,

etc.) permettront également des gains substantiels. Enfin, à plus long terme, ce sont les **nouveaux modes de propulsion** (moteur à gaz naturel liquéfié, moteurs hybrides, cerfs-volants et voiles) qui permettront les réductions de consommation énergétique les plus importantes (jusqu'à 20-30 % à l'horizon 2030).

Toutes ces évolutions constituent une opportunité pour l'industrie navale française. Cette filière possédant déjà des compétences techniques de pointe, le relèvement des exigences techniques au niveau international (respect de l'environnement, sécurité, etc.) lui procurera de fait un avantage en matière de compétitivité, notamment par rapport aux chantiers asiatiques qui représentent aujourd'hui plus de 80 % du tonnage construit. Par ailleurs, l'apparition des nouveaux usages du transport maritime lui ouvrira de nouvelles perspectives de croissance.

4 ■ Le secteur ferroviaire

Enfin, pour le secteur ferroviaire, très abouti techniquement en France (2e dans le domaine de la construction ferroviaire en Europe derrière l'Allemagne), **les améliorations apportées à horizon 2030 seront principalement des mesures d'optimisation de la gestion de l'infrastructure**, visant à accroître l'attractivité du ferroviaire, à en augmenter la part de marché au détriment des modes de transport plus carbonés (routier, aérien).

Pour le passager, cela se traduira par une simplification de l'organisation de son voyage, un temps de parcours écourté (surtout pour les longues distances), un stress minimisé en particulier grâce à des informations en temps réel en cas d'incidents, et par le maintien d'une sûreté et d'une sécurité maximales. À court terme, cela signifie notamment la **création d'une base de données consolidée pour un réseau multimodal de transport à l'échelle nationale** (entreprises concernées : IBM, Atos Origin, etc.). En transport urbain, les progrès porteront principalement à court terme sur **les techniques de captage, de stockage et de récupération de courant** (entreprises concernées : Saft, Alstom, etc.). Pour ce qui est du transport sur de longues distances, le train à grande vitesse, matériel technologique sophistiqué et performant, bénéficiera de quelques améliorations incrémentales mais peu d'innovations techniques sont attendues. À plus long terme (2050), **de nouveaux modes de propulsion sont envisageables** (le transport sur « coin d'huile[1] » pour le transport urbain et le train à sustentation magnétique[2] pour les longues distances).

Le secteur du fret, beaucoup moins développé en France que le transport de voyageurs, devra quant à lui être relancé. En réponse aux besoins des chargeurs, essentiellement sensibles à la fiabilité et à la compétitivité de leurs transports, ses évolutions concerneront l'**optimisation de l'intermodalité** (rail-route, interfaces, désengorgement des ports maritimes recevant des porte-conteneurs géants par la création de ports secs, etc.) et **l'optimisation de l'usage des infrastructures**

(1) Cette technique consiste à faire avancer le *tramway* par glissement sur un film d'huile déposé dans des glissières de guidage : le déplacement se fait alors de façon totalement silencieuse et avec une importante économie d'énergie.
(2) Ce type de train utilise les forces magnétiques pour assurer sa sustentation, son guidage et sa propulsion : il n'y a pas de roues en contact avec les rails, ce qui permet de réduire les frottements et d'atteindre des vitesses élevées.

ferroviaires existantes (fluidification des trafics grâce au freinage électronique des wagons, mise en œuvre de trains longs, interopérabilité des systèmes de contrôle commande : ERTMS[1], amélioration des gabarits admissibles, etc.). Pour ces deux types de transport, le développement des **technologies de l'information et de la communication** (entreprises concernées : Alstom, Ansaldo STS France, Thalès) et des **nouveaux matériaux de construction** (voies et trains, entreprises concernées : Alstom, Eurovia, Colas, etc.) seront également très importants.

■ BÂTIMENT

1 ■ Les enjeux énergétiques liés aux bâtiments

Le bâtiment est le premier poste de consommation d'énergie en France (42 % de la consommation totale d'énergie finale) et le deuxième poste pour les émissions directes de gaz à effet de serre (26 % des émissions françaises de CO_2). Les enjeux liés à ce secteur sont donc cruciaux pour la maîtrise de l'énergie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les besoins énergétiques des bâtiments sont de deux natures :

- les besoins thermiques : chauffage et refroidissement, eau chaude sanitaire et cuisson, dont la croissance a été contenue (+ 5,4 % de 1990 à 2008), en dépit d'une croissance forte des surfaces construites ;
- les besoins liés à l'électricité spécifique : il s'agit des usages pour lesquels l'électricité ne peut pas, aujourd'hui du moins, être remplacée par une autre source d'énergie, notamment l'éclairage, l'ensemble des appareils domestiques ou professionnels et, dans le futur, le véhicule électrique.

Au-delà d'un simple rôle de consommateur d'énergie, le bâtiment résidentiel et tertiaire peut jouer un rôle actif soit en stockant, soit en produisant de l'électricité selon différentes technologies, parfois même à des niveaux supérieurs à sa consommation, au moins en moyenne annuelle[2].

Enfin, le pilotage fin de l'ensemble des ressources et des consommations en énergie apporte également un gisement d'économies, alors même que l'introduction d'énergies renouvelables, par nature intermittentes, introduit des éléments de fluctuations supplémentaires du côté de la production d'énergie.

(1) L'ERTMS (*European Rail Traffic Management System*) est un système harmonisé de gestion du trafic permettant d'assurer l'interopérabilité du système ferroviaire européen.
(2) Le « bâtiment à énergie positive » (BEPOS) est obtenu, d'abord, par une efficacité et une sobriété énergétiques maximales (isolation, régulation), puis en utilisant les ressources énergétiques locales thermiques ou électriques (géothermie, biomasse, photovoltaïque). L'existence d'un équilibre moyen des productions et des consommations d'énergie, et non instantané, laisse entière la question des fluctuations journalières et saisonnières, qui peut être traitée soit par du stockage d'énergie, soit par des apports dans un sens ou dans l'autre sur un réseau.

2 ■ Les spécificités du secteur

Le secteur du bâtiment recouvre des réalités très variables, dans le temps et dans l'espace : il n'y a pas un mais des bâtiments, qui diffèrent par la fonction (locaux d'habitation, locaux tertiaires, locaux commerciaux et industriels), la taille (construction individuelle, immeubles collectifs, immeubles de grande hauteur), la localisation géographique et les conditions climatiques associées, et enfin par l'âge, un élément déterminant des matériaux et des procédés employés.

Ce dernier facteur est particulièrement important : les bâtiments ont une longue durée de vie, avec un taux de renouvellement à peine supérieur à 1 %. L'amélioration des performances du parc français passe certes par l'amélioration des constructions nouvelles mais plus encore par la mise en œuvre de dispositifs relevant les performances des bâtiments existants. Il importe donc de veiller à ce que les innovations ne soient pas réservées à la construction neuve mais soient aussi – pour la plupart – adaptées et transposées vers la rénovation de l'existant.

Les questions d'efficacité énergétique d'un bâtiment s'intègrent toujours dans une problématique plus vaste, selon deux dimensions :

- l'énergie consommée ou la quantité de gaz à effet de serre émise ne sont évidemment pas les seuls critères pour optimiser la construction et le fonctionnement d'un bâtiment. Le bâtiment est également soumis à des contraintes de sécurité fortes : il doit présenter les qualités de confort (températures d'hiver et d'été, ventilation, qualité de l'air et hygrométrie, isolation phonique, lumière) escomptées par ses occupants. Surtout, le bâtiment doit répondre aux objectifs fonctionnels fixés par ces mêmes occupants. Ces éléments sont au moins aussi importants que la performance énergétique et, dans une certaine mesure, en contradiction entre eux ;
- le bâtiment est rarement seul : il s'insère dans un tissu de constructions plus ou moins dense et s'articule avec des réseaux d'infrastructures et des services de transport, de fluide, d'énergie (électricité, gaz, réseau de chaleur[1]) ou de télécommunications. Les technologies utilisables pour traiter les problèmes d'énergie d'un bâtiment peuvent avoir une meilleure pertinence, qu'il s'agisse de conception et surtout de régulation, sur des ensembles plus vastes, en passant du logement au bâtiment, lorsqu'il devient collectif, au *quartier* ou même à la *ville*. C'est ainsi qu'ont émergé, à côté des « éco-bâtiments », les « éco-quartiers » ou les « éco-cités », qui font l'objet d'engagements importants de l'État en appui aux collectivités territoriales.

Par ailleurs, l'expérience montre que la consommation d'énergie d'un bâtiment peut varier fortement, près du simple ou double, entre deux constructions identiques, en fonction du comportement des occupants.

3 ■ Les pistes de progrès technologique sur les composants

Les bâtiments sont des assemblages complexes et multi-échelles. Le premier niveau d'innovation concerne les composants pour leur construction et leur équipement.

(1) On trouvera dans la partie Énergie un chapitre consacré aux réseaux de chaleur.

3.1. L'enveloppe du bâtiment

Les besoins de chauffage, prédominants tant dans le résidentiel que dans le tertiaire, dépendent essentiellement de la performance de l'enveloppe du bâtiment (murs, sol, toiture, vitrages), principal lieu de déperditions thermiques avec la ventilation[1]. Pour autant, la performance thermique n'est pas le seul critère déterminant pour l'enveloppe d'un bâtiment, qui doit également posséder des propriétés mécaniques, acoustiques, hydriques et de résistance au feu satisfaisantes et durables.

Les techniques et matériaux de construction

Le béton

La fabrication des matériaux qui composent les parois lourdes (béton, brique, plâtre) est fortement consommatrice en énergie. Des améliorations sont prévisibles, qui se traduiront par une diminution de l'énergie grise[2] associée à l'emploi de ces matériaux. La connaissance fine de la structure du béton, y compris à l'échelle nanométrique, a permis des avancées substantielles dans la formulation de bétons aux performances ciblées. Les innovations en cours portent sur :

- les bétons à ultra haute performance, mais ils ne concernent que des bâtiments à structure architecturale exceptionnelle ;
- les bétons auto-réparants : l'enjeu principal est d'augmenter la durée de vie des bétons en limitant la formation de microfissures donc les risques de corrosion des aciers ;
- les bétons autonettoyants et dépolluants ;
- les bétons à conductivité thermique réduite, particulièrement intéressants car ils réduisent les ponts thermiques qui se constituent naturellement entre les voiles de façade et les planchers de niveaux intermédiaires des bâtiments.

Les écomatériaux

Le développement de l'utilisation du bois, pour la construction de bâtiments de petite taille ou de péri-structures, est envisageable en France, d'autant qu'il se prête bien à la pré-industrialisation et que les procédés de traitement du bois pour améliorer sa tenue dans le temps se sont améliorés.

Les autres écomatériaux comme le chanvre, la terre crue et la paille réapparaissent et font l'objet de travaux de développement : leur utilisation, tout en étant susceptible de croître, ne peut cependant qu'être marginale dans la construction.

La végétalisation des parois extérieures, toitures et maintenant murs, peut également apporter des solutions intéressantes : à leurs propriétés d'isolation thermique et acoustique, les surfaces végétalisées ajoutent des capacités d'absorption de CO_2 et, le cas échéant, de dépollution.

(1) Tout en satisfaisant par ailleurs aux objectifs de renouvellement d'air nécessaire pour assurer sa qualité et le confort des occupants.
(2) L'énergie grise est la quantité d'énergie nécessaire à la production et à la fabrication des matériaux.

Les matériaux d'isolation

Les isolants classiques

Les évolutions, au-delà du renforcement des épaisseurs pour améliorer la performance[1], portent sur l'utilisation d'isolants d'origine végétale ou animale (paille, liège, laine de mouton, laine de chanvre, lin, coton) qui, à conductivité thermique équivalente, possèdent des énergies grises bien inférieures et donc un impact plus faible sur l'environnement.

Les super-isolants minces

Ils sont intéressants pour la construction neuve mais surtout pour l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments existants en permettant des aménagements intérieurs à la structure. On distingue, parmi eux, les panneaux à base d'aérogels et les panneaux isolants sous vide :

- *les aérogels* : ce sont des matériaux issus des nanotechnologies et remplis d'air à 99 % ; ils se présentent sous forme de matelas flexibles, avec une conductivité thermique très faible (de l'ordre de trois fois plus faible que celle d'une mousse standard à épaisseur équivalente). Les plus utilisés sont ceux de silice mais tous les matériaux formant des gels aqueux comme les argiles peuvent *a priori* être employés. Les progrès sont à chercher du côté de la réduction des coûts d'industrialisation, l'aérogel d'argile étant plus facile à fabriquer que celui de silice ;
- *l'isolation sous vide* : les qualités thermiques du panneau isolant sous vide (PIV) sont excellentes : sa conductivité thermique peut être jusqu'à 10 fois inférieure à celle des isolants classiques. Les progrès à réaliser concernent les procédés de fabrication, qui sont trop coûteux aujourd'hui, et les facilités d'utilisation.

Les matériaux à changement de phase

Ces matériaux, qui mobilisent la chaleur latente accumulée ou restituée lors d'un changement de phase, peuvent être utilisés dans l'enveloppe du bâtiment pour améliorer son inertie thermique (qui joue un rôle primordial pour le confort d'été[2]). Ils peuvent également servir pour des applications spécifiques de stockage de chaleur (dans les ballons d'eau chaude ou dans des conteneurs dédiés). Divers matériaux, essentiellement à base de paraffine, ont pu être développés pour avoir des températures de changement de phase répondant aux différents besoins.

(1) Ce qui est possible pour la construction neuve mais pas pour l'amélioration de l'existant.
(2) Le même résultat est recherché avec des matériaux à stockage thermochimique, qui utilisent la rupture d'une liaison chimique ou physique sous apport d'énergie puis son rétablissement en libérant de la chaleur (réaction exothermique). Un avantage notable est l'absence de pertes thermiques pendant la séparation puisque l'énergie est stockée sous forme de potentiel. Mais ne pouvant être intégré dans le bâti, ce type de stockage doit être entreposé à côté du bâtiment, principalement pour des raisons de maintenance et de durée de vie bien inférieure à celle du bâtiment.

Le vitrage

Le vitrage a déjà connu des évolutions importantes, avec le développement des doubles vitrages, aujourd'hui largement répandus.

Les pistes d'innovation ouvertes portent sur les aspects suivants :

- le triple vitrage : dans des pays à climat tempéré, son utilité est à considérer au cas par cas en fonction de la conception du bâtiment ;
- le vitrage à adaptation : l'introduction de couches sensibles à la température (thermochrome), à un courant électrique (électrochrome) ou à la lumière (photochrome) donne au vitrage des propriétés optiques et thermiques variables et réversibles ;
- le vitrage photovoltaïque, générateur d'électricité.

Il convient enfin de souligner que la performance énergétique du vitrage est prioritairement dépendante de la *qualité de la mise en œuvre*, en particulier de la qualité des connexions du cadre avec la structure. Le développement de dispositifs de connexion mécanique de caractéristiques industrielles mériterait d'être étudié.

3.2. Les systèmes de production d'énergie

L'importante réduction des besoins thermiques, obtenue grâce à l'amélioration de la performance de l'enveloppe, modifie sensiblement la hiérarchie des besoins : ceux liés au chauffage deviennent marginaux et de courte période, les autres deviennent dominants[1]. L'ensemble des besoins peut ainsi être satisfait par des systèmes de faible puissance ou des systèmes multifonctionnels qui permettent d'obtenir un meilleur rendement global.

Chauffage et rafraîchissement

La réduction des besoins thermiques permet l'utilisation des technologies suivantes.

Le puits canadien

Le puits canadien constitue un moyen efficace de réguler la température à moindre coût, en hiver comme en été, dans les maisons individuelles : il s'agit d'utiliser la température relativement constante du sol pour préchauffer l'hiver l'air entrant et le rafraîchir l'été. La technique est bien maîtrisée mais un entretien régulier du système est nécessaire pour éviter les problèmes de qualité de l'air insufflé.

La pompe à chaleur (PAC)

Une pompe à chaleur permet l'hiver de transférer de la chaleur prélevée dans l'environnement vers l'intérieur d'un bâtiment. Son rendement est inversement proportionnel à la différence de température entre prélèvement et émission.

(1) Avec une attention particulière pour les besoins de rafraîchissement, appelés à croître avec la hausse prévue des températures, en dépit des efforts pour lutter contre le changement climatique.

Les progrès possibles concernent :

- les diffuseurs à basse température (planchers chauffants/rafraichissants, etc.), qui permettent la bifonctionnalité avec un bon rendement (le rafraîchissement en été étant assuré par *freecooling* ou par la réversibilité de la pompe à chaleur) ;
- le recours à de nouvelles sources de chaleur, par exemple la récupération de l'air vicié que l'on évacue de la maison en associant la PAC à une ventilation mécanique contrôlée (VMC) ou encore la récupération de la chaleur des eaux grises (eaux peu polluées résultant des activités domestiques comme le lavage du linge, de la vaisselle, etc.) ;
- l'utilisation de nouveaux capteurs géothermiques moins contraignants et moins coûteux (capteurs à spirales, pieux et fondations géothermiques, sondes sèches verticales, etc.) ; compte tenu de la bifonctionnalité prélèvement et évacuation de chaleur, l'optimum de profondeur semble être de 200 à 300 m ;
- l'utilisation de compresseurs à vitesse variable, ce qui permet d'adapter la PAC aux besoins thermiques ;
- l'amélioration des performances des PAC réversibles (capables de produire de la chaleur et du froid), face à des besoins de rafraichissement de plus en plus importants notamment dans le secteur tertiaire.

La micro-cogénération

La micro-cogénération fait référence à des appareils de faible puissance (1 à 36 kWe) permettant de couvrir les besoins thermiques (une partie ou l'ensemble selon le dimensionnement) à l'échelle d'un unique bâtiment tout en produisant de l'électricité : ce couplage de production d'électricité et de chaleur permet d'améliorer les rendements énergétiques.

La production d'eau chaude sanitaire (ECS)

Les consommations en énergie pour le chauffage de l'eau chaude sanitaire sont en augmentation et deviennent prioritaires dans les bâtiments neufs, au moins sur la consommation totale annuelle. Les deux principales technologies qui émergent pour répondre à l'avenir à ces besoins sont encore susceptibles d'améliorations importantes[1] :

- le chauffe-eau solaire thermique : il reste à améliorer la capacité de conversion du collecteur et à réduire les pertes thermiques ;
- le chauffe-eau thermodynamique, où le chauffage de l'eau est assuré par une pompe à chaleur air-eau.

La production et le stockage décentralisés d'électricité

Plusieurs procédés de production localisée d'énergie ou de stockage d'énergie peuvent trouver leur place dans un bâtiment. C'est le cas du photovoltaïque. Des évolutions techniques restent nécessaires pour améliorer l'intégration des panneaux

(1) Dans les deux cas, un appoint électrique minimal reste nécessaire pour certaines périodes de l'année.

photovoltaïques dans le bâti (gestion des problèmes de surchauffe responsables de pertes de rendement, facilités de pose, coloris, mise en sécurité des installations, etc.). Le photovoltaïque en toiture demeure néanmoins très coûteux, notamment par rapport aux centrales photovoltaïques au sol de grande puissance (de quelques à plusieurs dizaines de MW).

3.3. La ventilation

Le corollaire d'une enveloppe performante du point de vue thermique (isolation thermique, étanchéité à l'air, inertie thermique) est une ventilation tout aussi performante. Elle est, par ailleurs, d'autant plus importante que les exigences en matière de confort d'été s'accroissent, en parallèle avec le réchauffement climatique. La solution réside, pour l'essentiel, dans les dispositifs de ventilation mécanique contrôlée (VMC) double flux. Celle-ci peut être associée à un puits canadien, qui permet de réguler la température en amont en profitant de la température relativement constante du sol.

3.4. L'éclairage

L'éclairage représente un grand champ potentiel d'amélioration des technologies. Des évolutions fortes sont en cours et en perspective dans les technologies des lampes, alliant économies d'énergie et confort de l'usager :

- les lampes fluorescentes : de grands progrès sont encore possibles sur les poudres fluorescentes afin d'obtenir une lumière de bonne qualité et sur les dispositifs d'allumage (« *inverter* ») ;
- les diodes électro-luminescentes (« *light emitting diodes* » ou LED) : cette technologie récente est susceptible d'améliorations importantes, notamment sur la structure du spectre, la directivité de la lumière, la surchauffe, le maintien des performances nominales en fonction de la température ou le rendu des couleurs. L'introduction de semi-conducteurs organiques dans les diodes électro-luminescentes organiques (« *organic light emitting diodes* » ou OLED) est prometteuse, car ces diodes ont un meilleur rendu et des surfaces rayonnantes qui permettent de produire une lumière plus diffuse.

L'irruption, avec ces dernières technologies, de l'électronique dans l'éclairage modifie les possibilités d'adaptation permanente aux besoins des occupants, qui peut aller dans le sens de l'économie énergétique, mais aussi l'organisation industrielle des producteurs de matériels d'éclairage. Elle ouvre la voie, à côté de la fabrication en masse de composants, à des plus petites entreprises intégratrices et innovantes, où les acteurs français peuvent avoir des perspectives de développement.

3.5. Les équipements électroménagers et multimédia

Au bureau comme au domicile, de nombreux équipements ont une consommation électrique loin d'être optimisée, que ce soit en marche (moteurs, pompes, etc.) ou en veille. Des marges significatives d'amélioration de la performance intrinsèque de ces équipements existent, que la généralisation de l'étiquetage énergétique devrait encourager, comme ce fut le cas pour le gros électroménager (réfrigérateurs, congélateurs, lave-linge, lave-vaisselle).

À l'inverse, la consommation énergétique imputable à l'audiovisuel et à l'informatique a fortement progressé ces dernières années (78 % de hausse par rapport à 1995 pour l'audiovisuel). Cela s'explique en grande partie par l'arrivée de nouveaux appareils, par la multiplication du nombre d'appareils au sein des foyers ainsi que par l'augmentation de leur puissance unitaire. La progression de ces usages a annulé les économies réalisées sur les secteurs du froid ménager, de l'éclairage et du lavage depuis dix ans. Une des premières mesures serait de supprimer, chaque fois qu'ils ne sont pas absolument indispensables, les systèmes de veille qui représentent une part significative de cette consommation[1].

4 ■ Les besoins d'innovation dans l'intégration et les systèmes

Dès lors que les technologies disponibles permettent de réduire très sensiblement les besoins en énergie liés au chauffage – voire bientôt de les supprimer –, la structure des besoins énergétiques des bâtiments est sensiblement modifiée. La production d'eau chaude sanitaire d'une part, les besoins liés à l'électricité spécifique d'autre part, avec l'augmentation de l'équipement des ménages comme des bureaux en matériels liés aux technologies de l'information et de la communication, deviennent les éléments dominants. De plus, les perspectives de vieillissement de la population et de réchauffement climatique accroissent les besoins de ventilation et de régulation thermique d'été.

Par ailleurs, la croissance du parc de véhicules électriques peut créer à terme un nouveau besoin d'électricité primaire significatif, avec son propre rythme temporel.

Il nous faut donc apprécier les perspectives technologiques dans les bâtiments avec des besoins en énergie en forte évolution par rapport à la situation actuelle, en structure, peut-être en volume, et en répartition dans le temps. Il nous faut également les apprécier en intégrant le fait que le bâtiment n'est plus seulement un lieu de consommations d'énergies, variables dans le temps, mais également un lieu de productions décentralisées d'énergie, essentiellement intermittentes et disséminées ; le lien entre productions et consommations pouvant se faire à la fois par un branchement à un réseau mais aussi par du stockage local.

Des gains énergétiques significatifs peuvent être apportés par les couplages entre les différents besoins et les différentes solutions technologiques. La conception et l'exploitation du bâtiment doivent être considérées comme un tout, intégrant l'ensemble des activités qui s'y déroulent, les éléments énergétiques qui leur sont associés, en production et en stockage, ainsi que les régulations associées : un bâtiment peut être d'autant plus efficace qu'il est aussi « intelligent ». Au regard de la diversité des bâtiments et de leurs besoins, le cas par cas s'impose et il faut donc prendre en compte les conditions locales et les caractéristiques du bâtiment, son usage et son environnement.

Qu'il s'agisse de constructions neuves ou de réhabilitation, la conception architecturale est par nature globale. Elle doit apporter sa contribution aux objectifs de performances, en faisant travailler dans une même équipe architectes et ingénieurs. Elle intègre, dans

(1) En France, la consommation annuelle de veille est estimée en moyenne à 500 kWh/logement, soit environ 11 TWh à l'échelle nationale.

le choix d'implantation du bâtiment, son exposition et sa conception, les éléments propres à assurer l'efficacité énergétique. L'essor de l'architecture bioclimatique est révélateur de cette approche.

Autant et peut-être même plus que de progrès technologiques sur les composants, le bâtiment a besoin d'innovations importantes afin de transformer l'ensemble de ces composants en un système, construit et exploité comme tel.

Les pistes suivantes sont susceptibles de progrès significatifs dans les années qui viennent :

- le développement de capteurs de toute nature permettant de suivre ce qui se passe dans le bâtiment. La fiabilité et le faible coût de ces capteurs sont les conditions de leur succès, deux objectifs considérés comme accessibles largement avant 2030 ;
- l'intégration des données rassemblées dans un système unique : l'implantation d'un réseau domiciliaire est la solution à la fois la plus complète, la plus intégratrice et la plus prometteuse. Les technologies (fibre plastique) et les protocoles existent et peuvent atteindre très rapidement des coûts compétitifs ;
- l'utilisation des données pour un pilotage automatisé de toutes les fonctions, permettant de réguler les différents appareils et dispositifs du bâtiment (chauffage, ventilation, éclairage, production d'eau chaude, alimentation du véhicule électrique, etc.), avec les couplages nécessaires et l'intégration de données exogènes accessibles par Internet. Des dispositifs de contrôle-commande en temps réel, dotés de capacités d'apprentissage, sont à la portée des connaissances et des technologies d'aujourd'hui mais doivent être développés ; la question de leur fiabilité est essentielle.

  On peut s'interroger sur le niveau et sur le périmètre sur lequel s'exerce cette régulation. L'échelle individuelle n'est pas nécessairement optimale ; les bases plus larges d'un certain collectif semblent préférables, car les fluctuations y sont, en termes relatifs, atténuées.

5 ■ La position des acteurs français

La position des entreprises françaises est variable selon les métiers concernés, leur degré d'ouverture à la concurrence internationale et leur facilité de délocalisation. Dans la production de composants et de systèmes, la présence de grandes entreprises françaises au rayonnement international (ciment, verre, équipement électrique, par exemple) ne peut cacher des faiblesses importantes par rapport à la concurrence internationale : c'est donc dans l'innovation que peuvent être cherchées les voies d'un développement. Dans la construction, l'entretien et le fonctionnement du bâtiment, par nature non délocalisables, notre pays possède quelques très grands groupes de taille mondiale dans le BTP et les services, ainsi qu'un abondant tissu de PME et d'artisans. Cela n'exclut pas des besoins de formation pour des effectifs nouveaux importants et des actions de structuration de filières.

6 ■ Les limites des technologies : les besoins de l'innovation dans l'organisation

L'atteinte des objectifs ambitieux de réduction de la consommation énergétique et des émissions de gaz à effet de serre par les bâtiments ne relève pas de la seule amélioration des technologies et de leur intégration. En témoigne la lenteur avec laquelle les technologies disponibles atteignent leur pleine utilisation. Le secteur du bâtiment présente un certain de nombre de caractéristiques qui ont des conséquences fortes sur le processus recherche-développement-innovation. La sécurité, la fiabilité, la durée de vie attendues font que le processus d'innovation de ce secteur est lent, et largement incrémental. Il nécessite une validation en grandeur nature et d'assez longue durée avant l'insertion d'une innovation dans les règles de l'art puis sa généralisation [1].

Par ailleurs, la construction faisant intervenir un grand nombre d'entreprises, souvent de petite taille et peu intégrées, le processus d'innovation doit passer par l'information puis la formation d'un grand nombre d'acteurs. Or ceux-ci ne placent pas toujours l'évolution de leur technique au premier rang de leurs préoccupations. Ils n'y voient pas nécessairement la condition d'une amélioration de leur performance économique ou commerciale, alors même que la qualité de leur intervention est déterminante sur les résultats, surtout si les performances visées sont ambitieuses.

Il existe donc également d'importants besoins d'innovations organisationnelles dans le secteur du bâtiment :

- besoins de structuration des filières de construction, de façon à donner un interlocuteur unique, assurant l'intégration des composants et des métiers, notamment pour les clients individuels ;
- besoins de structuration des filières d'exploitation et de maintenance, basée sur des engagements performantiels.

Il importe de s'assurer que la réglementation, la normalisation et la documentation technique prennent bien en compte les apports d'une approche systémique du bâtiment et ne restent pas dans une prescription cloisonnée sur chacune des fonctions traitées. Cette observation concerne en particulier les « documents techniques unifiés » (DTU), qui servent de référence dans le secteur pour les professionnels, maîtres d'ouvrage, maîtres d'œuvre et fournisseurs et dont l'existence est presque toujours la condition de la diffusion rapide d'une technologie.

Enfin, la question du *modèle économique* associé aux objectifs d'efficacité énergétique ne peut être éludée, tant pour la construction neuve que pour la rénovation : elle doit être abordée en intégrant les évolutions prévisibles de moyen et de long terme, aussi bien sur le prix de l'énergie que sur les enjeux climatiques.

(1) L'inadaptation prolongée des règles administratives peut conduire à un décalage de plus de dix ans dans l'introduction de certaines technologies dans notre pays (fondations et sondes géothermiques, par exemple), par rapport aux évolutions constatées ailleurs.

■ TECHNOLOGIES TRANSVERSES

En matière d'innovation technologique, le rôle joué par les technologies transverses est crucial. Le contrôle-commande, la métrologie et les nanotechnologies sont en effet des domaines où les progrès influeront directement sur les évolutions dans les technologies spécifiques. Le réseau domiciliaire apparaît comme une technologie de régulation clé dans le domaine du bâtiment. Certaines technologies transverses comme les matériaux innovants (en particulier les matériaux composites) ou les technologies de l'information et de la communication n'ont pas fait l'objet de chapitres dédiés mais sont systématiquement mentionnées tout au long du rapport, là où elles sont sources de progrès décisifs comme dans le transport (pour l'optimisation et la régulation du trafic, pour une meilleure intermodalité) et dans le bâtiment (pour une meilleure gestion active de la régulation).

1 ■ Le contrôle-commande

Le contrôle-commande, au sens large, regroupe l'ensemble des dispositifs servant à la gestion et la régulation d'un système. Il constitue de ce fait un élément nécessaire à l'optimisation du fonctionnement et à la protection des grandes infrastructures techniques. Il se compose essentiellement de : capteurs (transformation des grandeurs physiques mesurées en signaux électriques) ; d'automates (traitement du signal électrique) ; de moyens de surveillance et commande mis à la disposition d'opérateurs ; et enfin d'actionneurs permettant de transformer les signaux électriques de commandes en actions mécaniques. Il intervient de manière plus ou moins complexe dans de nombreux secteurs, parmi lesquels :

- la production et la distribution d'énergie : réseaux électriques intelligents, centrales nucléaires et installations de retraitement des combustibles usés ;
- le transport, comme outils de gestion du trafic aérien ou routier ;
- le bâtiment : aussi bien au niveau des équipements (appareils électroménagers par exemple) qu'au niveau des outils d'intégration des services du bâtiment (comptage intelligent, réseau domiciliaire).

Les progrès technologiques dans le domaine du contrôle-commande sont principalement poussés par l'évolution vers des systèmes de complexité croissante, ouverts, standardisés, dotés de fonctions intelligentes, intégrés dans les environnements de communication du Web et de l'Internet et pouvant être mis en relation avec d'autres systèmes. Ces progrès concernent :

• *à court terme :*

- la mise au point de puissants modèles de calcul et de programmation permettant de répondre aux contraintes suivantes : l'augmentation des besoins en calcul haute performance, l'hétérogénéité des données et la sûreté des systèmes ;
- la diminution de la consommation énergétique des centres de traitement de données (*datacenters*) ;
- la mise au point de capteurs à basse consommation, voire autonomes en énergie : les nano-capteurs sont à ce titre une piste intéressante ;

- une conception améliorée des interfaces homme-machine : ergonomie et simplicité sont les maîtres-mots ;
- le développement de matériaux de substitution pour pallier la raréfaction de certaines matières premières.

• *à moyen et long terme :*

- le développement de technologies de conception, simulation et de validation des systèmes complexes ;
- l'amélioration de l'autonomie des systèmes : il s'agit aussi bien d'autonomie énergétique que de capacité de résilience suite à des incidents de fonctionnement.

Le marché du contrôle-commande est essentiellement tiré par le secteur de l'énergie et présente de vastes opportunités, les besoins se trouvant tant dans les pays émergents que dans les pays industrialisés. La France fait partie, avec les États-Unis, le Japon et l'Allemagne, des pays les mieux placés sur ce secteur.

2 ■ La métrologie

La métrologie, qui recouvre l'ensemble des techniques et savoir-faire permettant d'effectuer des mesures et de garantir leur fiabilité, est un domaine fondamental car la mesure est un prérequis à la connaissance, à la prise de décision et à l'action. Il s'agit par conséquent d'une science omniprésente jouant un rôle clé pour l'innovation aussi bien dans les technologies matures que dans les technologies émergentes comme les nanotechnologies.

La métrologie représente un enjeu important dans plusieurs domaines :

- dans l'énergie nucléaire : l'augmentation des températures de fonctionnement pour la génération IV nécessite l'amélioration des mesures de températures et de paramètres physico-chimiques à de telles températures ;
- dans le transport ferroviaire, où se développent les outils de mesure embarqués (en particulier pour déterminer la position des obstacles extérieurs lorsque le train se déplace à grande vitesse) ;
- dans le bâtiment : la mesure des concentrations de polluants spécifiques à l'air intérieur conduit à l'établissement de références nationales.

Les progrès technologiques attendus en métrologie tiennent à plusieurs facteurs :

- les besoins ayant trait à la qualité des mesures (précision et dynamisme, en particulier) et à leur analyse rapide impliquent des progrès sur les capteurs en termes de simplicité, de fiabilité et de coût. Ces progrès sont rendus possibles par le couplage entre des mesures *in situ* et des données satellitaires, ou par l'utilisation optimale des complémentarités entre mesure et modélisation ;
- les préoccupations croissantes vis-à-vis de l'impact des technologies (nouvelles ou non) sur l'environnement (notamment la qualité de l'eau, de l'air et du sol) et sur la santé font émerger une nouvelle spécialité : la métrologie environnementale. Celle-ci vise à développer des méthodes d'analyse des mesures rapides et peu coûteuses (en particulier pour la qualité de l'eau) et à permettre l'identification et

l'analyse *in situ* des polluants à très faible dose (résidus pharmaceutiques, perturbateurs endocriniens, pesticides, etc.) ;

- la nanométrologie est une branche nouvelle de la métrologie motivée par l'émergence des nanosciences et des nanotechnologies, et des questionnements sur leurs effets sanitaires et environnementaux. Un des principaux enjeux est la caractérisation (forme, propriétés physico-chimiques) des nanoparticules et l'amélioration des mesures des matériaux nanostructurés.

La France occupe une bonne position en recherche et fait partie des six pays les mieux placés (derrière les États-Unis, le Japon et l'Allemagne). En revanche, le transfert des acquis de la métrologie fondamentale vers l'industrie est problématique : les instituts Carnot pourraient jouer un rôle primordial dans le développement de la recherche en partenariat avec des entreprises (PME en particulier).

3 ■ Les nanotechnologies

Les nanotechnologies regroupent les instruments, les techniques de fabrication et les applications dérivées exploitant les caractéristiques de la matière à l'échelle du nanomètre (10^{-9} m). L'intérêt majeur de ce domaine émergent tient au fait que la dimension nanométrique confère des propriétés et des fonctionnalités nouvelles aux matériaux. Les nanomatériaux apparaissent alors comme des vecteurs d'innovation permettant de développer des produits hautement performants en utilisant des quantités très faibles de matières premières.

Les nanotechnologies sont transversales aussi bien au niveau des nombreuses disciplines qu'elles exploitent (physique, chimie, biologie, mathématiques, etc.) qu'au niveau de leurs applications très diversifiées : celles-ci constituent de véritables innovations et laissent augurer des ruptures technologiques en particulier dans les secteurs investigués ici, à savoir l'énergie, le transport et le bâtiment. On peut citer quelques exemples éclairants :

- dans l'énergie : le recours aux nano-fils de silicium pour augmenter le rendement des panneaux photovoltaïques ; l'utilisation d'électrodes nanostructurées pour améliorer les performances et la durée de vie des batteries pour le stockage de l'électricité (enjeu crucial également pour la mobilité électrique) ; le stockage d'hydrogène à l'état solide dans des nanomatériaux carbonés (nanotubes de carbone ou dans des charbons actifs) ;
- dans le transport : l'utilisation de matériaux nanostructurés plus légers et plus résistants et de revêtements aux multiples propriétés (anti-rayures, anti-usure, etc.) pour la structure des véhicules (en particulier pour l'automobile et l'avion) ;
- dans le bâtiment : les progrès concernent aussi bien l'isolation, les matériaux de construction, le vitrage et l'éclairage : les matériaux nano-poreux pour l'isolation, la dispersion d'additifs nanométriques dans les bétons auto-réparants, le vitrage hydrophobe, les diodes électroluminescentes de nouvelle génération, etc.

Ainsi, les applications sont très variées et leurs stades de maturité le sont tout autant : certaines sont déjà commercialisées, d'autres font encore l'objet de recherches en laboratoire. Malgré des progrès dans les domaines de la métrologie et de la caractérisation des nanoparticules, on ignore encore largement quels peuvent être les impacts sur la santé ou l'environnement de leur diffusion à grande échelle. Les études

sur la toxicité, l'écotoxicité et les moyens de limiter l'exposition aux nanoparticules doivent être poursuivies.

Les acteurs français présents dans ce domaine sont nombreux mais parfois difficiles à identifier (notamment en raison de l'absence, jusqu'à présent, d'un inventaire des entreprises utilisant des nanomatériaux). La recherche est de qualité (voir les travaux du CEA LITEN[1] sur les batteries nanostructurées), mais le transfert technologique vers les applications industrielles et commerciales est beaucoup moins efficace. Les pays en position dominante sur le développement de la recherche et de l'industrie des nanotechnologies sont les États-Unis, la Chine, le Japon et au sein de l'Union européenne, l'Allemagne. Le positionnement des industriels français dépend des applications : pour les bâtiments, Saint-Gobain fait figure de leader sur les vitrages de nouvelle génération (autonettoyants, thermochromes), Lafarge est un acteur majeur des apports des nanotechnologies dans les matériaux de construction cimentaires, et dans le domaine du transport, Airbus, EADS ou Michelin ont une importante activité de R & D liée aux nanomatériaux. On peut noter cependant que, dans l'ensemble, l'investissement privé en R & D en France est très inférieur aux niveaux observés aux États-Unis ou en l'Allemagne.

4 ■ Le réseau domiciliaire

Le concept de réseau domiciliaire renvoie à la gestion commune au sein du bâtiment, à usage résidentiel ou tertiaire, de l'ensemble des services qui lui sont associés, à savoir essentiellement :

- le management de l'énergie (production locale, moyens de stockage locaux) ;
- les services de télécommunications (Internet, téléphonie, télévision) ;
- la santé à domicile ;
- la sécurité des biens et des personnes ;
- les systèmes de confort ;
- les différents appareils électroménagers comme les réfrigérateurs, les lave-linge, etc.

Ces services sont aujourd'hui commercialisés séparément avec des technologies « propriétaires » incompatibles entre elles, ce qui freine considérablement leur diffusion. Tirant enseignement du succès de la commercialisation du *triple play*, combinaison des services d'accès à Internet, de la téléphonie fixe et de la télévision, les industriels impliqués dans la fourniture de services au domicile ont compris l'intérêt de faire converger leurs technologies afin de mutualiser l'infrastructure TIC qui les sous-tend. L'enjeu est économique puisqu'il s'agit de créer de nouvelles opportunités commerciales par le développement d'un nouveau marché. Il est également sociétal puisque le réseau domiciliaire va intégrer les contraintes liées à l'émergence de nouvelles fonctionnalités associées au bâtiment : on peut citer la santé à domicile et le suivi des personnes âgées de même que le rôle du bâtiment comme producteur et gestionnaire d'énergie et plus uniquement consommateur.

(1) LITEN : Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles.

Il s'agit alors de faire converger les différents services – dans le logement ou l'entreprise – au sein d'un même réseau qui concentre l'intelligence dans des *box* en nombre de une à trois. Ces *box* assurent les liaisons avec des serveurs extérieurs (*cloud*), mais aussi un fonctionnement autonome local mettant les usagers à l'abri d'un problème éventuel de réseau de communication. L'acquisition des informations veille à mutualiser autant que possible les capteurs, les capteurs de mouvement pouvant par exemple également servir à recueillir des paramètres sur la santé ou l'environnement. Toutefois, le traitement des données est différent et doit être correctement séparé entre les différentes applications. En particulier, les possibilités de transfert de données vers des centres extérieurs, ou de réalisation d'actions dans les locaux à partir du monde extérieur sont à traiter au cas par cas.

À court-moyen terme, des progrès sont en cours pour l'augmentation significative de la puissance de calcul des unités intelligentes gérant les services dans les locaux considérés, mais aussi dans la recherche et développement sur les actionneurs faible consommation rendus communicants au protocole IP. À long terme, la convergence des piles protocolaires [1] est le point essentiel : actuellement, chaque filière technologique poursuit le développement de ses standards, accentuant *de facto* la cacophonie. La question n'est pas de créer un nouveau standard mais de sélectionner un « bouquet » de standards permettant un interfonctionnement harmonieux entre les différents « silos » technologiques. La perspective actuelle consiste à appliquer à l'ensemble de ces services une architecture IP, en partant du constat que le « monde IP » est désormais incontournable dès qu'il s'agit de réaliser des applications communicantes avec des composants de très grande série.

Les acteurs français dans ce domaine sont aujourd'hui regroupés au sein de l'agora du réseau domiciliaire et d'un syndicat unifié, IGNES (pour Industries du génie numérique énergétique et sécuritaire). L'agora regroupe une vingtaine de membres (industriels et PME) et ambitionne notamment de réaliser un démonstrateur en 2012.

La situation actuelle est favorable pour la France et l'Europe, étant donné que les États-Unis, en avance dans ce domaine, sont aujourd'hui bloqués par les insuffisances de leur approche qui sépare les applications audiovisuelles des autres, rendant difficiles leur convergence et leur couplage.

(1) Une pile de protocoles est une combinaison de plusieurs protocoles de communication réseau (ensemble de règles et de procédures de communication) : dans une pile, les protocoles collaborent entre eux de manière ordonnée et hiérarchisée.

Propositions

Un des enseignements de l'exercice est que la prospective technologique reste, en France, très émiettée, ce qui rend difficile à la fois une approche systémique pourtant indispensable et, s'agissant du bon usage de cette ressource rare que constituent les fonds publics, la définition des priorités sur des bases solides. Dans chaque discipline, dans chaque secteur, les chercheurs, les industriels ont leur propre vision prospective, parfois trop optimiste pour les premiers, mais ces visions s'inscrivent insuffisamment dans un cadre de cohérence permettant d'apprécier l'intérêt réel des innovations envisageables. Mettre autour d'une table les spécialistes des différents domaines comme nous l'avons fait est à la fois complexe et constructif, mais cet exercice exige au préalable un travail méthodologique rigoureux afin d'approfondir et de renouveler périodiquement les connaissances.

Une difficulté d'ordre pratique dans la conduite d'une démarche prospective globale tient à l'absence de bases de données validées et partagées sur le coût et les performances des technologies. Cela vaut aussi bien pour l'état actuel des différentes technologies que pour les informations – au moins les ordres de grandeur – concernant des innovations en cours de développement ou d'expérimentation. Ces données existent ou pourraient exister, si la demande en était clairement formulée, mais elles sont dispersées dans autant d'organismes et supposent une mise en cohérence suffisante pour pouvoir servir de base à une démarche prospective.

PROPOSITION N° 1

Tenir compte, dans la définition des mécanismes de soutien au développement d'une technologie, de sa maturité technique et économique, de sa capacité d'intégration dans les systèmes existants et du positionnement au niveau mondial de la recherche et l'industrie françaises.

La maturité technique et économique

Dans la vie d'une innovation technologique, il y a plusieurs temps : le temps de la R & D, le temps de la démonstration de la faisabilité technique et économique, le temps du déploiement à échelle industrielle. Chacun appelle des mécanismes de soutien appropriés dans le cadre d'un pilotage adaptatif : fonds de soutien à la R & D, aide à la réalisation de démonstrateurs, aide aux premiers pas du déploiement. Il ne sert à rien de brûler les étapes en soutenant prématurément la diffusion à grande échelle d'une technologie qui est encore éloignée de la compétitivité économique.

La capacité d'intégration dans les systèmes existants

Puisqu'une technologie vient nécessairement s'insérer dans un système existant caractérisé, sur les plans technique et économique, par des opportunités et des contraintes spécifiques, un élément important est l'analyse des conditions de cette intégration. Par exemple, l'utilisation de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique

semble offrir des perspectives séduisantes : il peut être produit à partir de différentes sources d'énergie primaire, dont certaines décarbonées et, au-delà de ses usages traditionnels en chimie et pétrochimie, il pourrait être valorisé dans de nombreux usages énergétiques (applications mobiles pour alimenter les véhicules, applications stationnaires dans le bâtiment pour la production d'électricité, combinée ou non avec la production de chaleur). Malheureusement, l'analyse systémique montre que toutes les chaînes « production-transport-stockage-utilisation à des fins énergétiques » (notamment *via* des piles à combustible) employant l'hydrogène comme vecteur intermédiaire, envisageables à ce jour, sont, même en supposant certaines difficultés techniques résolues, dominées par des chaînes énergétiques présentant un meilleur rendement et/ou des coûts d'investissement plus faibles. Des sauts technologiques sont certes possibles mais cela repousse, en tout état de cause, bien loin le développement, au demeurant hypothétique, de l'hydrogène-vecteur énergétique à échelle industrielle.

Le positionnement au niveau mondial de la recherche et de l'industrie françaises

La conception et la mise en œuvre de mécanismes de soutien adaptés supposent une bonne connaissance préalable des forces et faiblesses de la recherche et du tissu industriel français, grandes entreprises et PME.

Prétendre identifier les points forts de la France en matière de maîtrise et d'innovations technologiques en dressant la liste des grandes entreprises françaises compétitives sur la scène internationale serait singulièrement réducteur. Ce serait oublier que la compétitivité que confère la mise sur le marché de produits et services innovants ne peut s'inscrire dans la durée que par la maîtrise des différentes étapes, qui de la recherche, parfois fondamentale, jusqu'au déploiement à échelle industrielle jalonnent l'émergence d'une technologie innovante. Ce serait aussi oublier que ces grandes entreprises s'inscrivent très souvent dans un contexte scientifique et technologique porté par un tissu de laboratoires et de PME qui, loin d'être de simples sous-traitants, sont des acteurs parfois essentiels des différentes étapes du parcours innovant.

Ces précautions prises, il est possible de brosser à grands traits et sans souci d'exhaustivité un état des lieux des filières qui constituent, aujourd'hui, pour la France, dans les domaines qui nous concernent ici, des points forts en matière d'innovation technologique au service de la compétitivité :

- pour l'énergie : la prospection et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures, les grandes centrales de production électriques, les turbines hydrauliques, les matériels de réseau de transport et de distribution ;
- pour les transports : l'aéronautique au sens large (avions civils et militaires, hélicoptères, aérospatial), véhicules de faible consommation, équipements automobiles, grande vitesse ferroviaire, transports urbains, constructions navales de haut de gamme ;
- pour le bâtiment : isolation thermique, verres et vitrages ;
- pour les technologies transverses : métrologie, contrôle-commande et régulation.

Il convient, bien entendu de conforter ces points en soutenant les actions de recherche publiques et privées qui prépareront les futures avancées technologiques dans ces filières, en soutenant les PME innovantes du secteur, en veillant à ce que les réglementations favorisent le développement d'un marché intérieur où les

technologies en cause puissent prospérer et en soutenant les efforts à l'exportation de toutes les entreprises de la filière (les grandes entreprises, certes mais, plus encore, les PME innovantes).

En approfondissant la liste qui précède, on se rend compte qu'un certain nombre de technologies porteuses d'avenir, plus ou moins matures, n'y figurent pas, même si de grandes entreprises françaises s'intéressent de près à certaines d'entre elles : éolien, photovoltaïque, capture et stockage du CO_2, batteries de forte puissance en réseau, matériaux de construction nanostructurés, fondations et sondes géothermiques pour l'utilisation de la chaleur du sous-sol dans le bâtiment, technologie des LED pour l'éclairage, etc. Chaque cas mérite analyse mais *in fine* la même question se posera : faut-il tenter de créer une filière française dans des domaines où notre industrie est peu présente aujourd'hui ou risque de ne pas l'être lorsque le marché se développera ? Même si l'on a envie de répondre positivement, il faut avoir conscience qu'il est très difficile de s'introduire sur un marché mature ou même de combler un retard dans la maîtrise d'une technologie nouvelle lorsqu'elle est proche de la maturité. En revanche, être précurseur en matière de détection et de valorisation bien organisée d'un saut technologique dans un domaine où l'on était absent pourrait permettre d'entrer avec succès sur de nouveaux marchés prometteurs. Or, notre pays bénéficie dans cette perspective d'un avantage concurrentiel important : une recherche publique (CNRS, CEA...) et privée de grande qualité même dans des disciplines que l'industrie française a encore insuffisamment valorisées (optoélectronique, nanotechnologies…). De plus, les soutiens publics, qui permettent aux entreprises de développer la recherche et l'innovation, y sont également importants : en témoignent des mesures comme le crédit d'impôt recherche (CIR) ou le programme « Investissements d'avenir ». C'est en s'appuyant sur cette base scientifique que, le moment venu, la mise à profit d'un saut technologique est susceptible de permettre le développement d'une filière compétitive. Une autre stratégie, plus onéreuse, consiste à acheter la technologie au bon moment par l'acquisition d'une entreprise qui la maîtrise. Elle peut permettre à la France de rattraper son retard dans l'éolien terrestre ou le solaire photovoltaïque.

PROPOSITION N° 2

Dans le domaine de la production d'électricité, encourager le déploiement des énergies renouvelables compétitives et privilégier, pour celles dont le coût de production de l'électricité serait supérieur à un seuil à déterminer, les opérations de démonstration et de recherche.

Afin d'assurer un approvisionnement durable en énergie, sûr et à moindre coût, il est souhaitable de disposer à terme de moyens de production d'électricité à partir de sources renouvelables et de dispositifs de stockage, à des coûts raisonnables. Ces technologies sont aujourd'hui connues pour la plupart et bien que les estimations de coûts soient assez variables, deux certitudes, au moins, apparaissent :

– elles sont plus chères que les technologies mises en œuvre aujourd'hui, voire, pour certaines qui présentent un intérêt majeur à long terme (solaire photovoltaïque, batteries électrochimiques), beaucoup plus chères (dans l'état actuel de la technologie) ;

– des progrès technologiques importants résultant d'investissements judicieux et soutenus en R & D sont susceptibles de modifier radicalement les équations économiques d'aujourd'hui.

Leur développement se heurte toutefois à des contraintes budgétaires de plus en plus fortes. Garantir un soutien pérenne à ces technologies suppose par conséquent le respect d'une méthodologie rigoureuse. Comme explicité dans la proposition précédente, les mesures de soutien accordées au développement des technologies permettant d'exploiter les énergies renouvelables doivent être adaptées à la maturité technique et économique de celles-ci. Il faudrait ainsi :

– pour les technologies dont le prix est encore trop élevé pour que leur déploiement massif soit supportable par les budgets publics ou par les usagers, appuyer les efforts de R & D dans les cas où elles nécessitent des ruptures technologiques et, dans les cas où des bénéfices substantiels sont attendus d'économies d'échelle, mener des opérations de démonstration ou de déploiement limité. Le seuil au-delà duquel une technologie ne peut être considérée comme compétitive est à déterminer ;

– encourager le déploiement des énergies renouvelables dont le prix est proche de celui du marché en privilégiant, à compétitivité égale ou légèrement moindre, les solutions créatrices d'emplois industriels en France. Il serait également pertinent d'étudier des mesures incitant à la fabrication des équipements dans l'Union européenne. Il existe ainsi au Canada et en Italie des tarifs d'achat favorisant les installations photovoltaïques comportant une forte part de production locale (respectivement dans l'État de l'Ontario et dans l'Union européenne[1]) : toutefois, de telles mesures peuvent donner lieu à controverse, l'Union européenne et le Japon ayant porté plainte auprès de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) contre le programme de tarifs de rachat garantis (FIT[2]) de l'Ontario.

PROPOSITION N° 3

Compte tenu des différences de prix entre les installations photovoltaïques au sol et en toiture, étendre le concept de bâtiment à énergie positive à un ensemble plus large, l'îlot ou le quartier, afin de bénéficier d'énergies locales à moindre coût.

Les toitures photovoltaïques résidentielles ou tertiaires présentent aujourd'hui un coût de revient de l'électricité plus élevé que les parcs photovoltaïques au sol. En l'absence de progrès technologiques significatifs sur celles-ci, leur déploiement massif dans la perspective de concevoir des bâtiments à énergie positive pourrait donc s'avérer particulièrement coûteux : aussi semble-t-il souhaitable d'élargir le concept de bâtiment à énergie positive à une échelle spatiale plus grande : l'îlot ou le quartier, qui rendraient possible la production d'électricité à partir de centrales photovoltaïques au sol. Lorsque la disponibilité du foncier n'est pas suffisante pour produire de

(1) L'Italie offre une prime supplémentaire de 10 % pour les installations photovoltaïques dont le coût de construction, à l'exclusion des coûts de main-d'œuvre, est composée à 60 % ou plus de produits fabriqués dans l'Union européenne.
(2) FIT : *Feed-in tariff*. Pour être éligible à ce programme de tarifs de rachat garantis, les parcs éoliens de plus de 10 kW et les installations photovoltaïques entrant en exploitation en 2012 doivent comporter une part minimale (respectivement 50 % et 60 %) de biens et services provenant de l'Ontario.

l'électricité photovoltaïque en quantité satisfaisante, on pourrait s'autoriser à bénéficier d'une production en provenance d'un rayon plus étendu. Cette extension du concept de bâtiment à énergie positive permet de surcroît de bénéficier, avec un meilleur rapport coût/efficacité, d'autres énergies disponibles localement comme la biomasse ou la géothermie ou encore de moyens de gestion comme les réseaux de chaleur.

PROPOSITION N° 4

Investir dans les technologies transverses : les dispositifs de régulation et gestion des systèmes (contrôle-commande) et en particulier du bâtiment (réseau domiciliaire) ; les nanotechnologies ; les techniques de mesure (métrologie) ; les TIC ; les matériaux.

Le rôle des technologies transverses est crucial, les progrès dans ces domaines étant souvent la condition et le moteur des évolutions dans les technologies spécifiques :

- le contrôle-commande regroupe l'ensemble des dispositifs servant à la gestion et la régulation d'un système. Il constitue, de ce fait, un élément nécessaire à l'optimisation du fonctionnement et à la protection des grandes infrastructures techniques. Il intervient de manière plus ou moins complexe dans de nombreux secteurs : la production et la distribution d'énergie (*smart grids*, nucléaire), le transport (outils de gestion du trafic aérien ou routier), les grandes installations industrielles, etc. ;
- le concept de réseau domiciliaire apparaît comme une technologie de régulation clé dans le domaine du bâtiment en permettant la gestion commune de l'ensemble des services qu'il assure (production et stockage de l'énergie, services de télécommunication, santé à domicile, sécurité, etc.) ;
- les nanotechnologies apparaissent comme des vecteurs d'innovation permettant de développer des produits hautement performants en utilisant des quantités très faibles de matières premières. Leurs nombreuses applications laissent augurer de véritables ruptures technologiques, par exemple dans le domaine des cellules photovoltaïques ou des matériaux super-isolants ;
- les progrès en métrologie, laquelle recouvre l'ensemble des techniques et savoir-faire permettant d'effectuer des mesures et de garantir leur fiabilité, permettront une meilleure appréhension des enjeux sanitaires et environnementaux relatifs tant aux technologies matures qu'aux technologies émergentes : par exemple, dans le bâtiment pour améliorer la mesure des concentrations de polluants atmosphériques spécifiques à l'air intérieur ou encore dans le domaine des nanotechnologies, pour affiner la caractérisation (forme, propriétés physico-chimiques) des nanoparticules.

Certaines technologies transverses comme les matériaux innovants (en particulier les matériaux composites) ou les technologies de l'information et de la communication n'ont pas fait l'objet de chapitres dédiés mais apparaissent systématiquement comme sources de progrès décisifs, en particulier dans le transport (pour l'optimisation et la régulation du trafic, pour une meilleure intermodalité) et dans le bâtiment (pour une meilleure gestion active de la régulation).

Conclusion

Le vaste panorama des évolutions technologiques nécessaires pour répondre au défi du développement durable et les champs prometteurs ainsi ouverts justifient le soutien public à accorder, même en période de tension budgétaire, à la recherche publique et privée ainsi qu'au développement de PME, acteurs essentiels de la transition de l'innovation de la recherche au marché. La mise en place d'un signal économique sur le prix du carbone favorise en outre la mise au point des technologies permettant de lutter contre le changement climatique.

Toutefois, au-delà des crédits publics, le développement de ces innovations ne peut se faire sans l'assentiment de la population. Les progrès technologiques, dans un monde où les avancées dans le domaine des TIC ont levé les barrières spatiales et temporelles à l'information, soulèvent une défiance manifeste de la part de la société. En sus des interrogations croissantes qu'ils suscitent sur les risques sanitaires, environnementaux, sociétaux, apparaissent également des critiques de plus en plus fortes concernant l'absence de transparence et la confiscation de l'expertise dans les processus de décision. Tout ceci invite à revoir, en profondeur, les pratiques actuelles en matière de prise de décisions publiques et privées. L'innovation est nécessaire, à tout point de vue, notamment en raison de ses retombées en termes de croissance économique : pour qu'elle puisse se réaliser, les enjeux sociétaux qui lui sont attachés doivent être pris en considération le plus en amont possible à travers des débats de société.

Présentation

Par lettre en date du 27 avril 2011, le directeur général du Centre d'analyse stratégique, Vincent Chriqui, confiait à Jean Bergougnoux, président d'honneur de la SNCF, directeur général honoraire d'EDF, la mission d'animer une réflexion de prospective technologique sur les secteurs de l'énergie, des transports et du bâtiment[1]. La lettre de mission soulignait la nécessité d'examiner avec soin :

- les conditions d'intégration systémiques des évolutions ou ruptures technologiques à venir ;
- les calendriers réalistes à envisager tant pour le développement que pour le déploiement industriel de ces innovations technologiques ;
- la compétitivité des acteurs français sur la scène internationale en matière de développement et de mise en œuvre de ces innovations.

Organisation des travaux

La première phase a été consacrée à un important travail préliminaire mené par les équipes du Centre d'analyse stratégique. Coordonné par Gaëlle Hossie, rapporteure générale de la mission, et s'appuyant sur une analyse bibliographique systématique complétée par des entretiens, ce travail a permis :

- de structurer les travaux à venir en les articulant en thèmes et sous-thèmes et en esquissant les interactions qu'il faudrait prendre en compte dans une analyse systémique ;
- d'établir pour chaque sous-thème une « fiche », parfois volumineuse, susceptible d'initialiser une réflexion collective ultérieure sur le sujet en cause.

Dans une seconde phase a été créé un comité de pilotage (COPIL), qui a d'abord approfondi et complété la liste des thèmes et sous-thèmes à traiter. Sa composition figure en annexe.

Pour chacun des thèmes ou sous-thèmes a été choisi un animateur, secondé par un rapporteur issu des équipes du Centre d'analyse stratégique. Toute latitude a été laissée à ces animateurs d'organiser les travaux sur le thème qui leur était confié de la manière qu'ils jugeraient la plus efficace. Pour certains sujets, des groupes de travail ont été mis en place[2].

Les résultats ont été examinés et discutés en COPIL, souvent à deux reprises : d'abord sur la base d'un rapport préliminaire, puis sur la base d'un rapport plus finalisé mais qui a souvent fait l'objet de demandes de compléments.

(1) La lettre de mission figure en annexe.
(2) Ce fut notamment le cas pour le nucléaire et la géothermie.

Le présent rapport de synthèse, élaboré avec l'aide des rapporteurs du Centre d'analyse stratégique, tente de résumer et de mettre en perspective l'ensemble des travaux dont font état ces rapports spécifiques. Force est de reconnaître que certains sujets très complexes méritent encore des compléments. Il pourrait donc être utile de prolonger ces travaux dans un certain nombre de domaines.

Quelques points de méthode

Notre vocabulaire

Préciser le sens que l'on donne aux mots que l'on emploie n'est jamais inutile. Dans le cas présent, c'est indispensable. Les quelques définitions suivantes, à elles seules, éclairent déjà certains points clés de notre démarche :

- **prospective** : exploration des futurs possibles pour éclairer les décisions d'aujourd'hui ;
- **technique** : procédé permettant de réaliser des objets ou des actions répondant à des spécifications précises ;
- **technologie** : ensemble de méthodes et de techniques mises en œuvre de manière organisée pour permettre la réalisation et l'utilisation d'artefacts complexes, objets ou systèmes matériels ou immatériels, répondant, à un instant donné, à un certain nombre d'objectifs et exigences[1].

Comment évoluent les technologies

Compte tenu de la définition que nous proposons d'adopter, on conçoit aisément que l'évolution d'une technologie peut résulter soit de l'évolution de l'une des techniques mises en œuvre[2], soit de la manière dont on choisit et organise les techniques qui concourent à l'implémentation de la technologie[3]. Bien entendu, les deux hypothèses ne sont pas exclusives et l'on verra des exemples où le progrès d'une technique peut conduire à repenser la technologie au sein de laquelle elle s'applique[4].

Très souvent, les évolutions technologiques sont progressives : les techniques mises en œuvre s'améliorent peu à peu, le retour d'expérience permet d'utiliser les techniques disponibles de mieux en mieux. Mais il peut y avoir aussi des ruptures technologiques qui font que pour répondre à un objectif donné « rien ne sera plus comme avant » ou, même, que des choses réputées naguère impossibles deviennent

(1) Étymologiquement, la technologie est l'étude des techniques. Les « grands dictionnaires » considèrent encore que parler d'une technologie et non d'une technique est un anglicisme condamnable. Nous utilisons ici ce terme dans une acception aujourd'hui parfaitement usuelle qu'il nous a semblé cependant nécessaire d'expliciter, ne serait-ce que pour bien distinguer technologies et techniques. Artefact est ici utilisé dans le sens de « produit de l'activité humaine ».
(2) Par exemple, le développement de matériaux nanostructurés résistant mieux à la cavitation améliorera sans doute la technologie des turbines hydrauliques mais sans la bouleverser dans ses principes.
(3) La performance énergétique d'un bâtiment peut faire des progrès considérables grâce à une utilisation intelligente des matériaux classiques (augmenter l'épaisseur des isolants, supprimer les ponts thermiques, etc.).
(4) Les progrès des batteries ne prendront sans doute leur plein effet que si l'on repense l'architecture des véhicules électriques.

possibles. Ces ruptures peuvent survenir suite à des progrès décisifs dans une technique mise en œuvre au sein de la technologie[1]. Il peut s'agir aussi d'une volonté de rupture par rapport à une technologie existante[2].

Les sources de l'innovation technologique

De tout temps, l'innovation technologique s'est nourrie, en proportions variables, du perfectionnement d'un savoir-faire plus ou moins empirique et de l'utilisation pratique du progrès des connaissances scientifiques[3]. De nos jours, l'approche scientifique est de règle en matière de développement des technologies et, d'une certaine manière, on pourrait avoir le sentiment que la recherche scientifique est largement pilotée par des finalités technologiques. Il arrive cependant que des évolutions décisives dans les technologies résultent de l'appropriation de progrès scientifiques de portée très générale et ne comportant souvent aucun objectif d'application pratique identifié *a priori*[4]. Il existe donc, vu de la logique de l'innovation technologique, une part de hasard exogène aux conséquences *a priori* imprédictibles. Ce facteur d'incertitude n'est pas décisif dans une vision à moyen terme (2030) : compte tenu du temps nécessaire pour passer de la découverte fondamentale aux applications technologiques, on peut dire que les progrès scientifiques fondamentaux qui pèseront sur les technologies des deux prochaines décennies sont aujourd'hui au stade du laboratoire. Encore, bien sûr, faut-il savoir en discerner les conséquences technologiques possibles !

Mais à plus long terme (2050), rien ne peut être exclu et l'on ne peut que constater que telle ou telle technologie séduisante *a priori* ne pourrait progresser de manière décisive que grâce à des progrès scientifiques probablement assez fondamentaux dont on ne sait si et quand ils interviendront[5].

En fait, l'innovation technologique part le plus souvent d'une réflexion sur la nécessité d'améliorer telle ou telle technologie, voire de créer une nouvelle technologie pour répondre à des problématiques actuelles auxquelles notre société est confrontée, telles que la raréfaction de certaines ressources, l'apparition de nouvelles exigences en matière d'environnement, l'évolution des attentes de la société. En un mot, la nécessité de s'inscrire de mieux en mieux dans une logique de développement durable. C'est alors qu'intervient la volonté des acteurs de l'innovation technologique et que l'on entend un discours du genre : « voici l'objectif, voici les obstacles à lever, voici les actions de R & D à engager pour s'assurer d'abord de la faisabilité du projet, puis engager son développement ». Nous les suivrons généralement dans cette

(1) On peut penser que les applications techniques des nanosciences sont susceptibles de provoquer de telles ruptures *(voir le chapitre sur les nanotechnologies)*.
(2) Par exemple, si la technologie des réacteurs nucléaires à sels fondus débouchait sur des réalisations industrielles, ce serait une rupture technologique par rapport aux filières nucléaires actuelles (réacteurs eau légère) ou même en développement (réacteurs rapides refroidis au sodium).
(3) La découverte par Goodyear du procédé de vulcanisation du caoutchouc naturel est le résultat remarquable d'une démarche largement empirique qui n'eût pas été possible sans les progrès réalisés à son époque par une science fondamentale : la chimie.
(4) C'est ainsi, par exemple, que les progrès décisifs dans la mesure extrêmement précise du temps grâce aux horloges atomiques jouent un rôle fondamental dans le développement des systèmes de positionnement par satellite aux enjeux techniques et économiques considérables.
(5) La problématique actuelle du stockage de l'énergie électrique par batterie qui permettrait de réaliser un véhicule électrique polyvalent illustre bien ce type d'interrogation.

démarche en la tempérant cependant par quelques réserves sur le réalisme économique de certains développements techniquement séduisants.

Les « disciplines et technologies transverses » jouent un rôle déterminant dans l'innovation technologique

Une technologie résulte de l'assemblage cohérent et intelligent de techniques variées. Beaucoup de ces techniques relèvent de disciplines ou technologies transverses intervenant dans de nombreuses technologies spécifiques à tel ou tel secteur d'activité. Bien souvent, l'innovation technologique résulte d'innovations dans ces domaines transverses qui se propagent alors dans un grand nombre de technologies spécifiques. Plus souvent encore, l'innovation dans une technologie spécifique est le fruit d'une réorganisation systémique où certaines technologies transverses, telles que l'acquisition et le traitement de l'information et bien d'autres encore, jouent un rôle décisif.

Il n'entrait pas dans notre mission d'aborder exhaustivement les perspectives de ces disciplines et technologies transverses. Nous en avons cependant retenu quatre qui interviennent de façon constante dans les différents secteurs soumis à notre examen et qui ont fait l'objet de chapitres dédiés au sein d'une partie spécifique consacrée aux technologies transverses :

- la métrologie ;
- les nanotechnologies ;
- la régulation et le contrôle commande ;
- le réseau domiciliaire.

Énergie

Introduction

Avec environ 257 Mtep consommés, la France occupait en 2011 la dixième place du classement des pays les plus consommateurs d'énergie derrière la Chine, les États-Unis, l'Inde, la Russie, le Japon, l'Allemagne, le Brésil, le Canada et la Corée du Sud[1]. La consommation d'énergie primaire française s'est stabilisée au cours des années 2000 et elle ne devrait connaître qu'une croissance modérée au cours des prochaines décennies. Au niveau mondial, cependant, l'Agence internationale de l'énergie prévoit, dans le scénario tendanciel du *World Energy Outlook 2011*, une augmentation de plus de 40 % des besoins entre 2009 et 2030.

La problématique structurante de l'avenir énergétique mondial est ainsi posée : comment répondre à une demande en énergie croissante, de manière durable, économique et sûre tout en réduisant son impact sur l'environnement et en particulier sur le climat ? Cette problématique, complexe, l'est d'autant plus pour certains pays qui voient leurs marges de manœuvres budgétaires fortement contraintes, du moins à court terme, du fait d'une situation économique difficile.

Garantir aux entreprises et aux ménages un approvisionnement en énergie durable, sûr et à moindre coût pour soutenir la croissance économique, entre autres, est en effet une résolution partagée par tous les pays. Les défis qu'une telle préoccupation suppose de relever ne sont pas des moindres : réduction des émissions de gaz à effet de serre, maîtrise des consommations d'énergie primaire et finale, sécurité des approvisionnements (combustibles fossiles et électricité), le tout en garantissant des prix compétitifs de l'énergie. Pour y répondre, des progrès, engagés dès aujourd'hui, sont nécessaires dans les technologies de l'énergie, en particulier dans les domaines suivants :

- la production décarbonée d'électricité ;
- la régulation et la sécurité du système électrique ;
- la valorisation de la chaleur provenant des énergies thermiques locales (renouvelables ou fatales) ;
- la production de carburants à faible impact environnemental.

(1) Global Energy Statistical Yearbook 2012.

Il est techniquement possible d'assurer la pérennité à horizon 2030 d'un nucléaire économique et sûr :

- en première étape, grâce à la prolongation de la durée de vie des réacteurs actuels de génération II[1], dès lors que les enseignements de l'accident de Fukushima auront été pris en compte et que les performances de ces réacteurs en matière de sûreté se rapprocheront de celles de l'EPR ;
- en seconde étape, grâce à la construction en série, en fonction des besoins, de réacteurs EPR qui constituent, à ce jour, la solution la plus aboutie en matière de sûreté[2].

À long terme, la poursuite d'un nucléaire durable suppose :

- une valorisation aussi complète que possible du potentiel énergétique de l'uranium naturel. Les réacteurs à neutrons rapides de quatrième génération et le cycle du combustible qui leur est associé répondent à cet objectif. Leur mise en œuvre à échelle industrielle dans des conditions de sûreté au moins équivalentes à celles de la génération III (EPR) exige la maîtrise d'un certain nombre de ruptures technologiques fortes ; la France s'y prépare en développant un prototype de réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium, ASTRID, dont la mise en service devrait intervenir à l'horizon 2020. La maturité technologique devrait être acquise aux environs de 2040. La Chine et l'Inde, voire la Russie, seront sans doute les précurseurs en matière de déploiement des réacteurs à neutrons rapides de génération IV, en parallèle avec la poursuite de programmes électronucléaires de génération III. Dans cette perspective, la Chine manifeste dès aujourd'hui son intérêt pour les installations du cycle du combustible et en particulier la technologie française de traitement des combustibles usés. Faudra-t-il implanter un ou plusieurs réacteurs rapides sur le territoire national ? Quand ? Ce sont des questions éminemment politiques auxquelles il faudra répondre en son temps en tenant compte de différents enjeux, parmi lesquels le confortement de la très forte position de la filière électronucléaire française au plan mondial ne sera pas le moindre ;
- une réponse satisfaisante au stockage des déchets ultimes du nucléaire. Le stockage géologique profond apparaît aujourd'hui au sein de la communauté internationale, y compris la Chine, comme la solution de référence pour le confinement à très long terme des déchets ultimes du cycle nucléaire. Le projet français CIGEO, Centre industriel de stockage géologique, qui fera l'objet d'un débat public en 2013, possède deux caractéristiques essentielles : le confinement en milieu sédimentaire et la réversibilité, caractéristiques qui retiennent de plus en plus l'attention au plan international.

En matière de nucléaire, la France dispose d'un atout certain : le quatuor constitué par le CEA, EDF, AREVA et l'ANDRA, appuyé par l'expertise en sûreté nucléaire et en radioprotection de l'IRSN et la vigilance de l'ASN[3].

(1) Cette autorisation de prolongation relève de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).
(2) Même si, là encore, les enseignements de Fukushima devront être intégrés.
(3) Une règle arrêtée est de ne pas exporter des technologies que l'ASN n'accepterait pas de voir implanter en France. CEA, Commissariat à l'énergie atomique ; ANDRA, Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs ; IRSN, Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire ; ASN, Autorité de sûreté nucléaire.

Quatre considérations liminaires

1. Penser un nucléaire durable suppose une approche systémique couvrant non seulement les problématiques propres aux centrales ou, plus exactement, aux parcs de centrales (conception, construction, exploitation, gestion, démantèlement) mais aussi les différentes étapes du cycle du combustible elles-mêmes interdépendantes (approvisionnement en uranium, enrichissement, fabrication des combustibles, retraitement, recyclage du plutonium et autres matières issues du retraitement, gestion des déchets, y compris stockage final). Le découpage en sections que nous avons adopté ici comporte donc une part d'arbitraire. Il convient aussi de ne pas oublier que le sous-système nucléaire s'insère dans le système énergétique : essentiellement le réseau électrique aujourd'hui, éventuellement demain en tant que source d'énergie pour le dessalement de l'eau de mer ou la production d'hydrogène ou d'autres applications industrielles.

2. Quelles que soient les décisions prises en matière de poursuite ou d'abandon du nucléaire dans le « vieux monde », il est désormais clair que l'avenir du nucléaire civil se jouera pour l'essentiel sur d'autres marchés appelés à connaître un fort développement : Chine, Inde, Russie, Corée du Sud, Asie du Sud-est, Moyen-Orient, Amérique du Sud, Afrique du Sud… C'est là que les industriels qui ont fait leurs preuves sur les différents maillons de la chaîne nucléaire et qui se trouveront souvent confrontés à des marchés intérieurs en faible développement, vont se livrer une concurrence acharnée. La situation est d'autant plus complexe que les pays qui présentent les perspectives les plus ambitieuses ont leur propre vision sur des sujets importants. Il en est ainsi, en particulier, sur la question sensible de la sûreté nucléaire : le partage de conceptions et de normes harmonisées au plan mondial est un objectif fort lointain. Il en est de même s'agissant de stratégie à moyen-long terme : par exemple, la Chine entend miser sur le développement de réacteurs à neutrons rapides et l'acquisition de la maîtrise du retraitement s'inscrit pour elle dans la double perspective du parc actuel et de futurs réacteurs à neutrons rapides.

3. Il ne saurait y avoir de nucléaire durable sans acceptation sociale. Les situations sont aujourd'hui fort différentes d'un pays à l'autre. Dans les pays à niveau de vie élevé, les préoccupations sur la sûreté des installations et la gestion des déchets l'emportent souvent sur les problématiques d'approvisionnement énergétique ou de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre, alors que dans les pays qui se développent à marche forcée, la préoccupation majeure reste la disponibilité au moindre coût de l'énergie nécessaire à la croissance, avec en arrière-plan plus lointain le développement d'une production électrique « décarbonée ». La convergence de ces priorités n'est certes pas pour demain, même si les préoccupations d'acceptabilité par l'opinion publique commencent à apparaître dans certains pays où elles n'étaient pas de mise naguère.

4. S'agissant de prospective technologique, il faut bien comprendre que la conception d'une centrale nucléaire ou d'une étape du cycle du combustible suppose l'assemblage cohérent d'un grand nombre de techniques élémentaires relevant de disciplines très variées. Que l'une de ces techniques connaisse à un instant donné un progrès décisif, ce progrès sera intégré dans toute la mesure du possible dans la technologie nucléaire mais sans que l'on puisse à proprement parler de rupture technologique nucléaire. Les vraies ruptures technologiques résultent de la décision d'engager, pour répondre à des cahiers des charges

radicalement nouveaux, une remise en cause fondamentale des concepts mis en œuvre antérieurement. Une telle rupture est un acte volontariste qui nécessite beaucoup de recherche et développement et, souvent, beaucoup de temps pour passer du concept au démonstrateur puis, éventuellement, à la réalisation industrielle. Un exemple d'une telle rupture technologique est la prise en compte dès la conception de l'EPR de la fusion du cœur, élément essentiel du standard de sûreté de la génération III des réacteurs à eau légère.

1 ■ Les générations de réacteurs : évolutions et révolutions technologiques

1.1. Le concept de génération signale les grandes ruptures technologiques qui ont jalonné et jalonneront encore l'histoire des réacteurs électrogènes

Si le principe de fonctionnement des réacteurs est toujours essentiellement le même[1], les architectures et les technologies diffèrent. Selon le fluide caloporteur et sa pression (eau, gaz, sodium, etc.), selon le spectre d'énergie des neutrons dans le cœur et le matériau modérateur[2] éventuel (eau, graphite, eau lourde), et enfin, selon le combustible nucléaire, les réacteurs nucléaires se classent par filière. Deux filières de réacteurs à eau se sont imposées dans les années 1970 : ceux à eau pressurisée et ceux à eau bouillante, qui représentent aujourd'hui respectivement 67 % et 21 % de la puissance électronucléaire en exploitation dans le monde.

La classification en filière ne rend cependant pas compte des évolutions technologiques des réacteurs. C'est pourquoi, considérés dans la durée, les réacteurs nucléaires sont classés en générations. La première génération correspond aux prototypes et aux premiers réacteurs de taille industrielle à usage commercial mis au point dans les années 1950 et 1960 et entrés en service avant les années 1970. En font partie les réacteurs français UNGG (Uranium naturel graphite-gaz) et les réacteurs Magnox, dont deux sont encore aujourd'hui en service au Royaume-Uni[3]. Les caractéristiques des réacteurs UNGG et Magnox ont été influencées par l'absence à l'époque, en Europe, de technologie industrielle d'enrichissement de l'uranium mais aussi par la volonté de produire du plutonium à des fins militaires. Cette génération est donc définie en premier lieu par la période de construction.

Les réacteurs nucléaires aujourd'hui en exploitation sont majoritairement des réacteurs de « deuxième génération », construits à partir des années 1970. Aux États-Unis et en Europe occidentale, les choix de filières et de programmes ont été dictés par la nécessité d'une meilleure compétitivité de l'énergie nucléaire et d'une

(1) Tous les réacteurs mettent en œuvre la réaction de fission, entretenue par les neutrons qu'elle produit elle-même. Elle dégage de l'énergie calorifique que le fluide caloporteur emporte vers le groupe turbo-alternateur, directement ou *via* des échangeurs de chaleur.
(2) Les neutrons sont produits par la fission avec une énergie cinétique élevée. On les appelle « neutrons rapides ». Pour produire de nouvelles fissions, ils peuvent être utilisés dans cette gamme d'énergie – il s'agit alors d'un « réacteur rapide » – ou être ralentis par un « modérateur » jusqu'à la gamme d'énergie correspondant à la température du milieu ; on les appelle alors « neutrons thermiques » et l'on parle de « réacteur thermique ».
(3) Ces réacteurs devraient être fermés d'ici la fin 2012. Source : Nuclear Power in the United Kingdom, *The World Nuclear Association*, http://world-nuclear.org/info/inf84.html.

amélioration de l'indépendance énergétique dans un contexte de forte tension sur le prix des énergies fossiles, du pétrole en particulier. Il s'agit principalement de réacteurs à eau légère pressurisée (REP) ou bouillante (REB) aux États-Unis, en Europe et au Japon, qui constituent aujourd'hui plus de 85 % du parc électronucléaire mondial, de VVER (équivalent russe du REP) et de réacteurs eau-graphite de type RBMK[1] dans les pays de l'Est, et des réacteurs à eau lourde pressurisée de type CANDU (*PHWR*) au Canada et en Inde, ainsi que quelques réacteurs à gaz (AGR) en Grande-Bretagne. Les réacteurs à neutrons rapides construits en France à la fin du XXe siècle appartiennent également à la deuxième génération (Phénix, Superphénix).

Une troisième génération, qui représente l'état de l'art industriel constructible le plus avancé, est prête à prendre le relais. Ces réacteurs intègrent les enseignements tirés de l'exploitation pendant plusieurs décennies des réacteurs à eau de deuxième génération et de gestion de leur combustible, le tout dans un souci de renforcement des dispositifs de sûreté. La troisième génération se distingue donc de la deuxième essentiellement par les objectifs de sûreté qui sont assignés au réacteur. Le fait qu'il n'existe pas, au plan mondial, de définitions universellement reconnues en matière d'objectifs de sûreté[2] ne permet pas de donner une définition extrêmement précise de la génération III.

En Europe, dans le cadre d'une coopération franco-allemande, le choix a été fait d'un réacteur évolutionnaire, l'EPR, plutôt que d'un réacteur révolutionnaire, pour des raisons de maîtrise de l'évolution technologique et donc de la sûreté et de la disponibilité. Autorités de sûreté, exploitants et constructeurs partageaient en effet la conviction que, d'une part, le retour d'expérience du parc en exploitation pouvait apporter des gains considérables à une nouvelle génération de réacteurs et, d'autre part, que des innovations majeures pouvaient être intégrées à un concept évolutionnaire, en particulier s'agissant de la prévention et de la mitigation des accidents graves[3]. L'EPR intègre une somme considérable de connaissances et les résultats d'une vingtaine d'années de travaux de R & D et d'intégration de retours d'expérience, en particulier d'analyse de situations incidentelles. La prise en compte des accidents graves dès la conception représente une avancée technologique majeure, qu'il s'agisse du récupérateur de corium, de la conception de l'enceinte, de la prévention des détonations d'hydrogène, des explosions de vapeur, de l'échauffement direct de l'enceinte. La phénoménologie des accidents graves, tout comme les questions de facteur humain ou d'architecture des systèmes, ont accompli des progrès remarquables : les réacteurs authentiquement de génération III, et plus particulièrement l'EPR, représentent un progrès technologique majeur.

Pour résumer, l'EPR apporte trois améliorations décisives en matière de sûreté :

– une diminution importante du risque de fusion de cœur ;

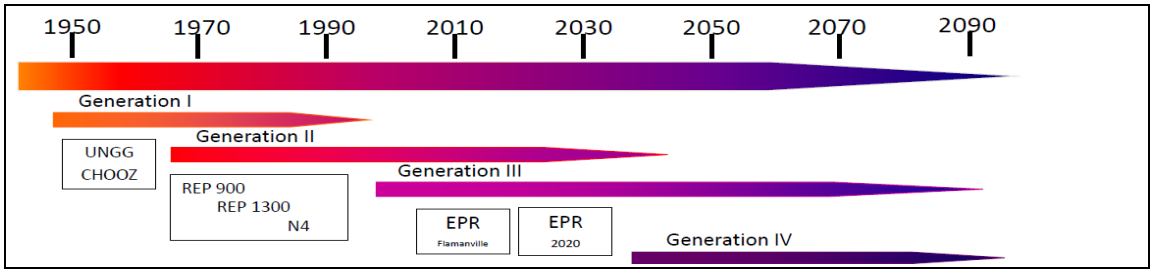
(1) L'accident de Tchernobyl a disqualifié cette filière en 1986.
(2) Les objectifs de sûreté intègrent, bien entendu, le retour d'expérience d'événements majeurs tels que Three Mile Island (États-Unis, 1979) et Tchernobyl (Ukraine, 1986) mais aussi, plus généralement, de tous les incidents plus ou moins graves intervenus dans le monde de même que celui des attentats du 11 septembre.
(3) Un accident grave est un accident au cours duquel le combustible est significativement dégradé par une fusion plus ou moins complète du cœur du réacteur.

- la diminution des risques d'impact radiologique extérieur en cas de fusion du cœur ; et au plan pratique, la possibilité de n'avoir à mettre en œuvre que des mesures limitées dans le temps et dans l'espace vis-à-vis de la population ;
- une protection efficace des fonctions de sûreté contre les agressions externes, y compris les chutes d'avion.

Si l'on se réfère à ces critères, il existerait aujourd'hui une quinzaine de réacteurs de troisième génération en exploitation ou en construction : quatre unités de réacteurs avancés à eau bouillante ABWR, réacteur développé conjointement par General Electric, Hitachi et Toshiba, sont actuellement en exploitation au Japon, et quatre en construction au Japon et à Taïwan ; l'EPR est actuellement en construction en Finlande, en France et en Chine ; plusieurs unités de l'AP1000, réacteur à eau pressurisée américain conçu par Westinghouse, sont en cours de construction en Chine ; l'APR1400, réacteur coréen de génération III, est en construction en Corée du Sud et a été retenu par les Émirats arabes unis ; enfin, des réacteurs VVER AES 92 sont en cours de construction notamment en Inde.

La quatrième génération, sur laquelle nous reviendrons, est celle des « systèmes du futur » et son développement est engagé dès à présent, dans un cadre international avec pour objectif initial, selon la feuille de route Génération IV de l'US-DoE[1], « un déploiement industriel progressif à l'horizon 2030[2] ». Elle vise à assurer un développement durable du nucléaire grâce à une utilisation plus efficiente des ressources en uranium[3], à une gestion améliorée du plutonium, dont elle permet la consommation, et enfin grâce à une optimisation potentielle de la gestion des déchets ultimes par transmutation des actinides mineurs, si cette option est retenue. Elle ouvre en outre des perspectives de diversification des applications de l'énergie nucléaire à d'autres utilisations que la production d'électricité : production d'hydrogène, de chaleur industrielle, d'eau douce, élaboration de carburants de synthèse.

L'évolution des réacteurs nucléaires en France depuis les années 1950



Source : CEA

(1) DoE : *Department of Energy*, ministère américain de l'Énergie.
(2) « The objective for Generation IV nuclear energy systems is to have them available for international deployment about the year 2030, when many of the world's currently operating nuclear power plants will be at or near the end of their operating licenses ». Source: The United States Department of Energy Nuclear Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum (2002), *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems*, décembre, p. 5.
(3) Les réacteurs actuels ne valorisent pas complètement les ressources en uranium naturel puisqu'ils utilisent uniquement l'uranium 235, isotope fissile, contrairement à l'uranium 238, et présent à hauteur de 0,7 % dans le minerai d'uranium naturel.

1.2. L'intégration progressive des progrès technologiques dans le parc de réacteurs tend à estomper les frontières générationnelles

C'est ainsi qu'en France, la génération II représentée par les 58 réacteurs à eau pressurisée (REP) a bénéficié d'une intégration continue de progrès technologiques qui ont amélioré sur bien des points ses performances en matière de sûreté en s'appuyant sur le concept de défense en profondeur[1]. Symétriquement, les travaux sur le réacteur à neutrons rapides (RNR) au sodium, choisi comme voie préférentielle pour le développement de la quatrième génération en France, bénéficient du retour d'expérience des RNR de génération II (Phénix et Superphénix).

La réduction des risques et des durées de construction, une plus grande standardisation, les progrès au niveau de nombreux composants, l'intégration du retour d'expérience de Fukushima dans les réacteurs à eau légère en construction ainsi que dans le design des réacteurs futurs sont des enjeux importants à la fois en termes industriels et de sûreté.

Le développement de réacteurs à eau légère à haut facteur de conversion[2] (0,85 et au-delà contre de l'ordre de 0,6 pour les REP actuels) pose des questions de faisabilité technologique et de sûreté nécessitant des efforts de R & D importants. Des évolutions plus modestes des facteurs de conversion (autour de 0,7) seraient envisageables vers 2030-2050. Mais existera-t-il un marché suffisant pour ce type de réacteurs, sachant que deux acteurs majeurs sur la scène internationale, la Chine et l'Inde, auront besoin de taux de conversion nettement supérieurs à 1, ce que seuls les réacteurs à neutrons rapides peuvent offrir ?

1.3. Pour la génération IV, plusieurs pistes restent ouvertes mais la France a opté pour le réacteur rapide refroidi au sodium : RNR-Na

Le Forum international « Génération IV »

Lancé en 2000 à l'initiative du ministère américain de l'Énergie (DoE), le « Forum Génération IV » (GIF) rassemble aujourd'hui douze pays (Afrique du Sud, Argentine, Brésil, Canada, Chine, États-Unis, France, Japon, République de Corée, Royaume-Uni, Russie, Suisse) en plus de la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom), qui souhaitent mettre en commun leurs efforts de recherche afin de développer des systèmes nucléaires innovants et soucieux du développement durable. Ces systèmes devront répondre à des objectifs précis de durabilité (économie des ressources en uranium et réduction des déchets radioactifs à vie longue), de

(1) Le concept de défense en profondeur est, en France, la base de la philosophie de sûreté et comprend un ensemble de dispositions (automatismes, systèmes et procédures) redondantes et diversifiées permettant de limiter l'effet d'incidents ou d'accidents. C'est à l'occasion des visites décennales que ces remises à niveau technologiques assurant cette défense en profondeur et donc le niveau de sûreté, interviennent sous le contrôle de l'autorité de sûreté. La prolongation de la durée de vie d'une unité nucléaire au-delà des 40 ans initialement prévus confère aux troisième et quatrième visites décennales une importance toute particulière.
(2) Le facteur de conversion est le rapport entre la quantité de matière fissile créée et la quantité de matière fissile consommée dans la réaction nucléaire.

compétitivité économique, de sûreté et fiabilité, et enfin, de résistance à la prolifération[1].

En 2002, six concepts, dont la diversité s'explique par la volonté de répondre aux besoins d'un large éventail d'utilisateurs, ont été sélectionnés : le réacteur rapide refroidi au sodium (RNR-Na) associé à un cycle du combustible fermé ; le réacteur rapide refroidi au gaz (RNR-G) associé à un cycle du combustible fermé ; le réacteur rapide refroidi au plomb (RNR-Pb) associé à un cycle du combustible fermé ; le réacteur à sels fondus (RSF) associé à un cycle thorium fermé ; le réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC) associé à un cycle du combustible ouvert ; et le réacteur à très haute température (RTHT ou *VHTR*) associé à un cycle du combustible ouvert.

Ces concepts n'ont pas du tout la même maturité technologique :

- le réacteur rapide au sodium (RNR-Na) dispose d'une avance de plusieurs décennies sur les autres concepts. Le RNR-Na est un réacteur dont la démonstration industrielle a déjà été faite (mais pas avec les critères de quatrième génération), et qui dispose grâce à ce retour d'expérience du potentiel de remplir les critères de la quatrième génération ;
- le concept de réacteur rapide refroidi au gaz (RNR-G) est intéressant mais sa faisabilité reste encore à établir ;
- les réacteurs rapides refroidis au plomb (RNR-Pb), n'ont fait l'objet que de quelques réalisations russes ;
- les réacteurs à eau supercritique (RESC) et les réacteurs à sels fondus (RSF) sont des concepts en rupture complète : la faisabilité des RESC doit encore être démontrée et pour ce qui est des RSF[2], l'étape de démonstration doit être franchie. Un déploiement industriel éventuel ne semble réaliste qu'au-delà de 2080 ;
- le VHTR constitue une catégorie à part : disposant d'une certaine expérience de réalisation et présentant certaines caractéristiques intéressantes en matière de sûreté, ce concept à neutrons thermiques ne répond pas aux critères concernant l'utilisation optimale des ressources. Son intérêt pourrait résider dans des applications à hautes températures, comme la production d'hydrogène.

Ces six concepts ne bénéficient pas d'une attention égale de la part des pays membres du GIF : les partenaires majeurs du Forum Génération IV (Chine, États-Unis, France, Japon, Russie) s'intéressent prioritairement au réacteur rapide refroidi au sodium (RNR-Na) et au réacteur rapide au gaz (RNR-G).

La R & D française sur les réacteurs de quatrième génération

En matière de R & D sur les réacteurs de quatrième génération, la France a décidé de concentrer ses efforts sur les réacteurs rapides refroidis au sodium et au gaz tout en ayant capitalisé des connaissances sur la filière des réacteurs avancés à très haute température.

(1) The United States Department of Energy Nuclear Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum (2002), *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems*, décembre, p. 6, Encadré « Goals for Generation IV Systems ».
(2) Des prototypes de RSF ont été opérationnels aux États-Unis dans les années 1960.

La filière nucléaire française est ainsi mobilisée pour permettre à la France d'être l'un des premiers pays à exploiter un réacteur de quatrième génération :

- le CEA, chef de file, EDF et AREVA préparent ensemble la construction d'un démonstrateur industriel de RNR-Na d'une puissance de 600 MW électriques (MWe), ASTRID (*Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration*), avec un objectif de mise en service à l'horizon 2020 ; d'autres industriels participent à ces études : Alstom, Comex Nucléaire, Bouygues ;
- en ce qui concerne les réacteurs rapides au gaz, est envisagée dans le cadre d'une collaboration avec la Hongrie, la République tchèque et la Slovaquie, la construction dans l'un de ces trois pays d'un réacteur expérimental d'une puissance de 80 MW thermiques (MWth), Allegro.

Les réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium

Ces réacteurs sont depuis les années 1950 l'objet de recherche et développement dans la plupart des grands pays nucléarisés. Leur faisabilité technique est aujourd'hui démontrée puisqu'ils ont été exploités notamment en France, aux États-Unis, au Japon, au Royaume-Uni, en Russie, en Inde, au Kazakhstan et en Chine. Quelques réacteurs sont d'ailleurs toujours en fonctionnement en Russie, en Inde et en Chine. Deux réacteurs de ce type sont aujourd'hui arrêtés au Japon, suite à des incidents. Un réacteur de 800 MWe est en construction et doit être mis en service dans les prochaines années en Russie, un réacteur de 1 200 MWe étant prévu par la suite. Un prototype de réacteur à neutrons rapides d'une capacité de 500 MWe est également en construction dans le sud de l'Inde depuis 2004 et devrait entrer en service en 2012. Deux autres RNRs, têtes de série du réacteur commercial, sont programmés pour entrer en service vers 2018 sur le même site.

La France a construit et exploité trois réacteurs de ce type : d'abord, un réacteur expérimental Rapsodie d'une puissance de 40 MWth puis un prototype industriel, Phénix, d'une puissance de 233 MWe et mis en service industriel en 1974. Enfin, un réacteur commercial, Superphénix, d'une puissance de 1 200 MWe, a été relié au réseau en 1986 avant d'être arrêté définitivement en 1998.

Aucun des réacteurs rapides au sodium construits à ce jour ne répond cependant aux critères caractérisant les réacteurs RNR-Na de quatrième génération tels que définis par le Forum Génération IV. L'expérience tirée des différents réacteurs exploités jusqu'ici n'en sera pas moins précieuse dans le cadre des travaux de recherche et développement qui permettront aux futurs RNR-Na d'atteindre les objectifs de la quatrième génération.

Le principe de fonctionnement d'un réacteur à neutrons rapides au sodium est fondamentalement le même que celui de tout réacteur nucléaire classique : la fission des noyaux du combustible, amorcée par un bombardement neutronique, libère de l'énergie ainsi que des neutrons qui vont à leur tour pouvoir provoquer d'autres réactions de fission entretenant ainsi la réaction en chaîne. Il existe cependant une différence fondamentale entre les RNR et les réacteurs à eau sous pression d'aujourd'hui. Dans un REP, les neutrons impliqués dans la réaction en chaîne sont de faible énergie car ralentis à l'aide d'un modérateur (l'eau, dans ce cas) ce qui permet d'utiliser des combustibles enrichis à moins de 5 % en uranium 235 (^{235}U) ou de l'ordre de 8 % à 10 % en plutonium pour les MOX. Dans un RNR, les neutrons impliqués dans les réactions de fission sont nettement moins modérés et donc de beaucoup

plus forte énergie, ce qui suppose l'utilisation de combustibles de concentrations plus élevées en matériaux fissiles (typiquement de l'ordre de 20 % à 30 % en plutonium ou en uranium 235).

Un avantage décisif des neutrons rapides tient à la valorisation du plutonium[1] par son multi-recyclage. En effet, le spectre rapide permet de brûler tous les isotopes du plutonium sans dégrader sa composition isotopique, grâce à la conversion de l'uranium 238 en plutonium. Dans ce type de cycle, il faut juste compenser les quantités d'uranium 238 ayant été converties en plutonium, ce qui permet de valoriser tout l'uranium contenu dans le minerai. Dans un système électronucléaire, les réacteurs à neutrons rapides pourraient ainsi jouer un rôle régulateur en gérant au mieux le cycle du plutonium et en valorisant l'uranium appauvri.

En outre, les réacteurs à neutrons rapides limitent la production d'actinides mineurs (éléments radioactifs de longue durée issus de la capture successive de neutrons par les noyaux du combustible, présents à hauteur de 0,1 % dans le combustible usé[2]). Ils permettent également d'envisager la transmutation des actinides mineurs[3] en radioisotopes de radiotoxicité à long terme réduite : la séparation suivie de la transmutation des actinides mineurs dans les RNR permettrait, si cette option était retenue, de réduire la puissance thermique résiduelle des déchets ultimes.

Afin de ne pas ralentir les neutrons, dans un réacteur à neutrons rapides, il est nécessaire d'utiliser un fluide caloporteur adapté. Le sodium dispose des qualités requises pour un tel réacteur et peut-être utilisé jusqu'à 550 °C. Les réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium (RNR-Na) présentent donc un autre avantage par rapport au REP dont la température de l'eau est limitée à 270 °C en permettant un rendement plus élevé du turbo alternateur (40 % environ, contre 33 % pour un REP).

Les principaux défis à relever avant le déploiement de RNR-Na de quatrième génération concernent essentiellement :

- l'atteinte d'un niveau de sûreté au moins équivalent à celui d'un réacteur de troisième génération comme l'EPR[4] ;
- la simplification du système et la réduction de son coût d'investissement ;
- la prise en compte dès la conception des exigences spécifiques concernant les inspections en service, la manutention et les réparations éventuelles ;
- la réduction des risques de prolifération ;

(1) S'agissant de la valorisation du plutonium, la situation en France est actuellement la suivante : 80 % du combustible d'oxyde d'uranium usé est retraité afin d'en extraire le plutonium (environ 1 %) et l'uranium (94 %). Le plutonium ainsi obtenu est recyclé dans la fabrication d'un combustible d'oxydes mixtes d'uranium et de plutonium (MOX) contenant 8 % à 10 % de plutonium. Une fois utilisé, ce combustible contient encore 4 % de plutonium mais la dégradation de sa composition isotopique empêche sa réutilisation dans un réacteur à neutrons thermiques : les combustibles MOX usés sont donc entreposés en attente d'un traitement éventuel futur pour recyclage dans des RNR ou, éventuellement, dans des réacteurs à eau légère améliorés permettant ce multi-recyclage.
(2) La fission des actinides mineurs est bien plus probable en spectre rapide qu'en spectre thermique.
(3) Par ordre décroissant de radiotoxicité, il s'agit de l'américium, du curium et du neptunium. Source : CEA.
(4) Voir *infra,* paragraphe 2.6.

- la conception précise du cycle de combustible, y compris, éventuellement, le recyclage de tous ou certains actinides mineurs.

Dans cette perspective, la conception du prototype ASTRID et la R & D associée intègrent des ruptures technologiques fortes portant, en particulier, sur :

- le comportement dynamique du cœur au plan neutronique ;
- la limitation des conséquences d'une réaction sodium/eau, voire sa suppression ;
- la gestion du corium ;
- la robustesse des systèmes d'évacuation de la puissance résiduelle ;
- les techniques d'inspection en service et de réparabilité.

Le calendrier de réalisation du prototype ASTRID comprend les échéances principales suivantes :

- fin 2012 : remise aux pouvoirs publics des premiers éléments techniques et budgétaires en vue de la poursuite des études de conception de la réalisation du prototype ;
- fin 2014 : fin de l'avant-projet sommaire, remise du dossier d'options de sûreté, décision de lancer l'avant-projet détaillé ;
- fin 2017 : début de la construction du prototype ;
- début de la décennie 2020 : mise en service d'ASTRID.

Les réacteurs à neutrons rapides refroidis au gaz

Les réacteurs à neutrons rapides refroidis au gaz (RNR-G) constituent un concept en rupture puisqu'il s'agit de combiner les avantages des réacteurs à neutrons rapides et des réacteurs à haute température : le spectre rapide, dont les avantages ont été décrits ci-dessus, permet d'inscrire le nucléaire dans une véritable logique de développement durable (économie des ressources naturelles et réduction des déchets). L'accès à des hautes températures (850 °C pour le RNR-G) permet quant à lui d'atteindre des rendements de production d'électricité supérieurs à 45 % et rend possible diverses applications industrielles de la chaleur. La faisabilité de ces réacteurs, qui n'est pas acquise aujourd'hui, est conditionnée par la levée de trois principaux défis technologiques : la conception d'un combustible réfractaire compatible avec un spectre neutronique rapide, la sûreté et l'évacuation de la puissance résiduelle en cas d'accident de dépressurisation de l'hélium, la mise au point de matériaux de structure pour le cœur capables de résister à des hautes températures et aux dégâts causés par les flux de neutrons rapides.

Les réacteurs à très haute température (RTHT)

Le réacteur à très haute température refroidi à l'hélium, tel que retenu par le Forum Génération IV, devait viser une température de 1 000 °C en sortie du cœur pour permettre son couplage à un procédé de production d'hydrogène par décomposition thermochimique de l'eau. Les recherches sur ce procédé ayant été abandonnées en

France[1], cette vision du RTHT a été revue par la suite en fonction des perspectives de fourniture de chaleur industrielle. Le RTHT reprend les acquis des prototypes des réacteurs à haute température (850-950 °C) ayant fonctionné aux États-Unis et en Europe dans les années 1960 à 1980. Sa réalisation suppose de lever des verrous technologiques importants parmi lesquels : la mise au point de matériaux résistants à très haute température (> 950 °C) pour le circuit primaire et ses composants, le développement du combustible, les procédés de conversion associés aux différentes applications (turbine à gaz pour la production d'électricité, électrolyse à haute température pour la production d'hydrogène, fourniture de chaleur pour la production de carburants de synthèse ou autres applications industrielles).

En France, la R & D sur ce système a principalement été menée jusqu'en 2006 dans le cadre du programme ANTARES (*AREVA New Technology based on Advanced gas cooled Reactor for Energy Supply*) lancé en 2004 par le groupe AREVA et consacré aux réacteurs à haute température. La contribution d'AREVA au développement de cette filière s'est déplacée vers les États-Unis en 2007, en prenant la forme d'une participation au projet américain *Next Generation Nuclear Plant* (NGNP).

La question du déploiement industriel des RNR de génération IV se pose différemment pour la France et pour les grands pays émergents

Des pays comme l'Inde ou la Chine, confrontés à une croissance très forte de la demande d'électricité et conscients qu'ils ne pourront indéfiniment refuser de prendre des engagements contraignants en matière de limitation de leurs émissions de gaz à effet de serre, développeront d'importants programmes nucléaires au cours des prochaines décennies. Soucieux à la fois de se prémunir contre les risques attachés à leur approvisionnement en uranium et de disposer, à terme aussi rapproché que possible, des technologies les plus modernes, ils affichent dès aujourd'hui de très fortes ambitions en matière de développement à échelle industrielle de la filière RNR, logiquement complémentaire de leurs programmes de réacteurs de troisième génération. C'est ainsi que la Chine s'intéresse de très près à la technologie française de traitement des combustibles usés dans la perspective de maîtriser en temps utile la technologie des combustibles RNR.

Ces pays seront donc précurseurs dans le déploiement industriel des RNR de quatrième génération dès que, vers 2030-2040, leur maturité technologique et

(1) Les études technico-économiques sur la production nucléaire d'hydrogène menées en France ont rappelé que l'électrolyse alcaline était un procédé disponible à l'échelle industrielle, potentiellement compétitif pendant les heures creuses (70 % du coût de l'hydrogène étant le coût de l'électricité). Les recherches sur des procédés de production d'hydrogène potentiellement plus performants se concentrent depuis 2007 sur l'électrolyse à haute température (800 °C). Cette version avancée de l'électrolyse peut être mise en œuvre soit sans couplage thermique avec le réacteur (régime auto-thermique) soit avec couplage (régime allo-thermique). Ces recherches sont bien intégrées dans le cadre d'un programme européen global, et le couplage avec les réacteurs à haute température, pour une production nucléaire d'hydrogène plus performante, ainsi que d'autres applications potentielles des RTHT (carburants de synthèse, chaleur de procédé pour l'industrie, etc.), ont conduit à l'émergence d'une initiative industrielle sur la cogénération *(Nuclear Cogeneration Industrial Initiative, NC2I)* porteuse de projets de démonstrations technologiques, de la même façon que l'initiative sur les réacteurs à neutrons rapides est porteuse de projets de prototype *(European Sustainable Nuclear Industrial Initiative, ESNII).*

économique sera assurée. Être associé, d'une manière qui reste à définir, à ce déploiement constitue un enjeu majeur pour l'industrie nucléaire française.

En France, comme dans tous les « vieux pays industrialisés », la croissance de la demande d'énergie électrique devrait rester modérée. Fort d'un parc nucléaire très étoffé, homogène et relativement jeune[1], l'exploitant français considère, sans doute à juste titre, que la manière la plus économique de disposer dans les prochaines décennies de capacités substantielles de production nucléaire est de prolonger la durée de vie des centrales existantes au-delà de la durée théorique de 40 ans initialement prévue. Cette prolongation supposera, bien entendu, des remises à niveau technologiques plus ou moins importantes sous le contrôle de l'autorité de sûreté. Ce même exploitant vient tout juste d'entreprendre la construction de son premier EPR et souhaite en construire quelques autres dans le but d'amortir l'investissement réalisé pour la « tête de série ». Le déploiement de la filière RNR sur le territoire national n'est donc pas une urgence à ses yeux. Mais l'échéance du recours aux RNR doit être appréciée au regard de différents critères : compétitivité économique certes, mais aussi sécurité d'approvisionnement, indépendance énergétique, durabilité des ressources, critères environnementaux (gestion des matières, notamment celles issues des MOX usés, et des déchets) et sociétaux. Par ailleurs, maintenir l'avantage de compétitivité que possède aujourd'hui l'industrie électronucléaire français face à la concurrence internationale est un argument à prendre en considération : il milite en faveur de l'introduction, dès que possible techniquement et industriellement, d'un certain nombre de RNR dans le parc nucléaire français.

En tout état de cause, l'engagement, le moment venu, du premier RNR de quatrième génération sur le territoire national relèvera d'une décision éminemment politique qu'il n'y a pas lieu d'anticiper ici, d'autant que des efforts importants de recherche et développement sont encore indispensables pour assurer le développement de la filière dans le respect du cahier des charges en matière de sûreté et dans des conditions économiques raisonnables.

Dans cette perspective, la mise en service du prototype ASTRID dans les années 2020 jouera un rôle essentiel pour la validation de la démarche de sûreté et la démonstration de progrès dans l'opérabilité. L'exploitation pendant une à deux décennies de ce prototype devra permettre de s'assurer que le déploiement de la filière – en France, ou ailleurs dans le monde – peut être envisagé dans de bonnes conditions à horizon 2030-2040.

2 ■ Une question cruciale : la sûreté des installations nucléaires

Il peut paraître surprenant d'engager une réflexion prospective sur la sûreté des installations nucléaires en faisant référence à un événement d'actualité. Notre conviction est que la réflexion prospective doit s'ancrer dans le présent et se nourrit du retour d'expérience pour tenter de discerner les lignes de force de l'avenir. C'est pourquoi le présent chapitre commencera par les enseignements à tirer de l'événement majeur en termes de sûreté nucléaire que constitue l'accident de Fukushima *(2.1)* et par l'examen des dispositions prises à la suite de cet accident en

(1) Les unités de production de la deuxième génération sont massivement entrées en exploitation au cours des années 1980.

matière d'évaluations complémentaires de sûreté du nucléaire français *(2.2)*. Nous montrerons ensuite pourquoi Fukushima ne saurait remettre en cause ni les principes sur lesquels repose en France la sûreté du parc nucléaire en exploitation *(2.3)*, ni les concepts qui président au développement des réacteurs de génération III, en particulier de l'EPR *(2.4)*. Il n'en demeure pas moins que les efforts de R & D en matière de sûreté doivent se poursuivre, voire s'intensifier *(2.5)* et que la sûreté sera au cœur de la conception des réacteurs du futur *(2.6)*. Un autre élément important est l'évolution des techniques de contrôle-commande qui constituent le système nerveux des équipements industriels extrêmement complexes que sont les centrales nucléaires *(2.7)*. Enfin, l'attention portée aux situations accidentelles ne doit pas faire oublier que la minimisation des atteintes à l'environnement et la maîtrise absolue des risques sanitaires en situation d'exploitation normale doivent demeurer des préoccupations majeures *(2.8)*. Ces questions se posent en termes très spécifiques s'agissant de stockage des déchets *(2.9)*.

2.1. Les enseignements de Fukushima

L'accident de Fukushima, qui s'est produit au Japon le 11 mars 2011, suite à la combinaison d'un séisme de magnitude 9 et du tsunami[1] qui en est résulté, a porté au premier plan de la scène médiatique, durant de nombreuses semaines et en temps réel, les phases critiques de la gestion par les acteurs japonais d'un événement exceptionnellement grave en termes de sûreté nucléaire, au point de prendre le pas sur l'analyse des conséquences dramatiques de la catastrophe humaine et économique qu'a constitué le tsunami lui-même. L'opinion publique européenne n'a pas manqué d'être frappée par le fait qu'un accident nucléaire d'une telle gravité (niveau 7 sur l'échelle INES[2]) ait pu survenir dans un pays réputé pour sa maîtrise des très hautes technologies.

Force est cependant de constater que les dispositions adoptées en matière de sûreté nucléaire ont dans le cas d'espèce présenté de graves lacunes :

- s'il est vrai que les problèmes de sismicité avaient été pris en compte lors de la conception de la centrale à un niveau qui a permis un bon comportement des réacteurs face au séisme du 11 mars 2011, celle-ci avait été mal dimensionnée vis-à-vis des risques liés aux tsunamis, phénomènes pourtant courants dans cette zone géographique : la digue avait été dimensionnée pour une vague de 5,7 m, alors que le site a été frappé par une vague de 14 m environ. Il faut noter à cet égard que le référentiel d'inondation par tsunamis et les dispositions de protection n'avaient pas été analysés et approuvés par les autorités de sûreté[3] ;
- les dispositions constructives qui auraient permis de limiter l'impact des rejets dans l'atmosphère (les circuits de dépressurisation du confinement n'étaient pas

(1) Le Japon a subi un cataclysme d'une extrême violence : rupture d'une faille sur 500 km de long et 20 m de décrochement, séisme de magnitude 9, déplacement du Japon de 1 m, environ 25 000 morts causés par le tsunami.
(2) L'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*) a été instaurée en 1990 par l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique). Elle comporte sept niveaux.
(3) Source: IAEA (2011), IAEA International Fact Finding Expert Mission of the Fukushima Dai-ichi NPP Accident Following the Great East Asian Earthquake and Tsunami (ou « Weightman Report »), juin.

équipés de filtres) n'avaient pas été prises et la prévention du risque hydrogène[1] par la présence d'un gaz inerte dans l'enceinte de confinement a perdu toute efficacité lorsque l'hydrogène produit par la fusion du cœur s'est répandu dans le bâtiment réacteur au lieu de se diluer dans l'atmosphère par les cheminées de rejet ;

- la gestion locale de la crise a été particulièrement difficile. Les systèmes de communication ont été sévèrement touchés tant à l'intérieur du site qu'à l'extérieur. De plus, les difficultés d'acheminement des ressources matérielles et humaines liées à l'ampleur du phénomène et à la concomitance de la crise affectant les populations, ainsi que la perte d'accès au site par voie de terre, ont laissé l'exploitant dans un grand isolement ;
- le défaut de positionnement clair et rapide de l'Autorité de sûreté japonaise a été un facteur défavorable tant en ce qui concerne la conduite des actions post-accidentelles que la qualité de la communication. L'articulation des décisions entre le niveau local et le niveau national semble avoir souvent mal fonctionné.

Au premier degré, on pourrait conclure qu'un tel accident ne saurait se produire en France : un tsunami de cette ampleur touchant l'un des sites de production électronucléaire français apparaît comme un événement peu imaginable, la France se situant géologiquement dans une catégorie de zone très différente du Japon.

Il y a cependant des enseignements à tirer, qui confortent globalement les bases de ce qu'on peut appeler notre culture de sûreté :

- sans sous-estimer l'importance de la mise en œuvre des technologies les plus performantes, il faut avoir conscience que, au moins autant que la technologie, c'est la manière dont on combine et gère les différentes ressources matérielles et humaines au sein de chaque centrale et au sein d'un parc de production nucléaire qui permet de bâtir les lignes de défense nécessaires à la sûreté ;
- les critères de dimensionnement des installations face à des agressions externes (sismicité, inondations, etc.) doivent être périodiquement réévalués en fonction de l'acquisition des connaissances, et les conséquences tirées des réexamens doivent se traduire par les modifications nécessaires des installations et par la vérification régulière de leur conformité ;
- la capacité de la centrale à revenir à une situation stable suite à un certain nombre d'événements hors dimensionnement doit également être réévaluée ;
- la gestion du système en situation de crise avec pour objectif ultime la protection des populations doit être optimisée et périodiquement testée.

(1) La production d'hydrogène en cas d'accident grave est une spécificité des réacteurs à eau. Face au risque d'explosion et de défaillance de l'enceinte, des recombineurs catalytiques d'hydrogène sont disposés dans l'enceinte des réacteurs à eau pressurisée, réduisant significativement le risque lié à une combustion. Ce domaine nécessite toutefois une R & D sur le long terme pour mieux connaître la distribution de l'hydrogène (répartition et stratification dans l'enceinte de confinement) : il s'agit là d'un enjeu majeur pour prévenir tout risque de combustion de déflagration et, dans les cas extrêmes, de détonation risquant d'affecter l'enceinte de confinement.

2.2. Les évaluations complémentaires de sûreté après Fukushima et les décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire

Suite à cet accident, des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) ont été lancées par l'ASN, à la demande du Premier ministre et du Conseil européen. Le 15 septembre 2011, les exploitants ont transmis le résultat de leurs analyses qui incluent des propositions pour renforcer la robustesse des installations aux aléas extrêmes supérieurs à ceux retenus dans le référentiel actuel. Sur cette base, l'IRSN a finalisé son rapport d'analyse[1] qui a servi de base aux réunions des groupes permanents « Réacteurs » et « Usines » qui ont eu lieu les 8, 9 et 10 novembre 2011[2] et l'ASN a remis publiquement ses conclusions le 3 janvier 2012.

Après avoir constaté que « *la catastrophe survenue à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi confirme que, malgré les précautions prises pour la conception, la construction et le fonctionnement des installations nucléaires, un accident ne peut jamais être exclu* »[3], l'ASN rappelle que « *l'exploitant est le premier responsable de la sûreté de ses installations. L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire, avec l'appui technique de l'IRSN et de ses groupes permanents d'experts* » et précise que la démarche engagée « *constitue la première étape du processus de retour d'expérience de l'accident de Fukushima, qui pourra prendre une dizaine d'années. Elle est complémentaire de la démarche de sûreté conduite de manière permanente sur la base des référentiels de sûreté applicables* ».

Les conclusions de l'ASN peuvent être résumées en quelques paragraphes.

À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN souligne que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.

L'ASN imposera donc aux exploitants un ensemble de dispositions précisées en annexe à son avis. Elle insiste sur l'importance des mesures suivantes :

- mise en place d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes ;
- pour les centrales électronucléaires : mise en place progressive, à partir de cette année, de la « Force d'action rapide nucléaire (FARN) » proposée par EDF, dispositif national d'intervention rassemblant des équipes spécialisées et des matériels, pouvant assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence en moins de 24 heures. Le dispositif sera complètement opérationnel fin 2014 ;

(1) Le rapport IRSN est accessible sur le site internet de l'Institut : www.irsn.fr.
(2) L'avis et les recommandations des groupes permanents sont accessibles sur le site de l'ASN : www.asn.fr.
(3) b76
Autorité de sûreté nucléaire (2011), *Rapport sur les évaluations complémentaires de sûreté*, décembre.

- pour les piscines d'entreposage de combustible des différentes installations : mise en place de dispositions renforcées visant à réduire les risques de dénoyage du combustible ;
- pour les centrales nucléaires et les silos de La Hague : études de faisabilité en vue de la mise en place de dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique ou d'effet équivalent, visant à protéger les eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave ;
- un certain nombre de priorités concernant les facteurs sociaux, organisationnels et humains, éléments essentiels de la sûreté (renouvellement du personnel, organisation de la sous-traitance, etc.) ;
- l'engagement de travaux de recherche sur ces thèmes, au niveau national ou européen ;
- le renforcement des référentiels de sûreté des installations nucléaires, en particulier sur les aspects « séisme », « inondation » et « risques liés aux autres activités industrielles ».

Ce processus post-Fukushima s'inscrit dans une démarche globale et continue de prise en compte du retour d'expérience. Cette démarche qui vise à renforcer sans cesse le niveau de sûreté suppose un réexamen permanent de l'adéquation du référentiel de sûreté. C'est à cette condition que l'on peut prétendre garantir le niveau de sûreté que nos sociétés sont en droit d'attendre. C'est sans doute ce qui a fait le plus gravement défaut au Japon.

2.3. L'accident de Fukushima étaie les standards retenus pour la conception des réacteurs de génération III, en particulier l'EPR

L'accident de Fukushima conforte, s'il en était besoin, la décision prise par la France, dans les années 1990, de s'engager résolument dans la voie de réacteurs de génération III (EPR, ATMEA1), domaine où notre pays fait partie des précurseurs et des leaders au plan mondial. Dans son rapport précité, l'ASN souligne que « *ce réacteur a intégré dès sa conception des dispositions pour faire face à l'éventualité d'accidents avec fusion du cœur et à la combinaison d'agressions. De plus, l'ensemble des systèmes nécessaires à la gestion des situations accidentelles, y compris graves, est prévu pour rester opérationnel pour un séisme ou une inondation pris en compte dans le référentiel de sûreté* ».

En particulier, trois caractéristiques majeures de l'EPR (reprises dans ATMEA1) répondent aux situations telles que celles rencontrées par la centrale de Fukushima :

- une protection renforcée contre les agressions externes de tout type, qui aurait dans ce cas précis apporté une protection efficace contre le tsunami (diesel opérationnels) ;
- une redondance augmentée, des fonctions de sûreté dont la séparation et la protection sont accrues ;
- la prise en compte des accidents graves dans le dimensionnement du réacteur : enceinte renforcée, apportant une grande autonomie sans rejets en cas de fusion du cœur, conception évitant l'endommagement de l'enceinte par risque hydrogène, récupérateur de corium. Il est à noter que ces dispositifs sont passifs ou disposent d'une autonomie de refroidissement de 24 heures.

Bien entendu, l'accident de Fukushima donne lieu à un retour d'expérience au profit de l'EPR, en cours d'examen, et qui porte en particulier sur les points suivants :

- renforcement supplémentaire de certains locaux ou fonctions vis-à-vis de l'inondation ;
- adjonction de moyens mobiles de pompage et de production électrique, stockés dans des lieux protégés de manière à accroître la durée d'autonomie ;
- renforcement de la sûreté ultime des piscines de stockage du combustible.

2.4. La R & D en sûreté nucléaire en soutien aux réacteurs actuels et en construction

Les événements de Fukushima mettent en relief des besoins pérennes de R & D en sûreté nucléaire. Les cycles de développement de l'industrie nucléaire étant longs, il importe de mettre en place dès maintenant les programmes de R & D qui alimenteront les études de conception de réacteur dans les prochaines décennies. Les résultats de ces programmes permettent aussi d'améliorer encore la sûreté des réacteurs actuels, notamment dans le cadre de la prolongation de leur durée de fonctionnement. Ils contribuent enfin à développer une capacité d'expertise et à la maintenir dans la durée aussi bien du côté des concepteurs (AREVA, EDF, CEA) que des experts en sûreté nucléaire (IRSN). Les programmes de R & D s'appuient largement sur des installations expérimentales dont il convient d'assurer la pérennité, à un niveau qui peut être européen ou mondial.

À titre d'exemples, on citera ici :

- les études de comportement des structures en cas de séisme : la quantification des marges est un point essentiel de la démonstration de robustesse des installations et de l'amélioration de l'appréciation de leur sûreté. Ce champ de R & D s'appuie sur une démarche expérimentale et sur la simulation numérique ;
- les études concernant le comportement des réacteurs en cas d'accident grave avec fusion du cœur et la limitation de ses conséquences. Elles concernent essentiellement le risque hydrogène, la préservation de l'enceinte de confinement avec le maintien en cuve du corium et l'évitement de la percée du radier par ce corium, la limitation des rejets de produits de fission par un accroissement des performances de filtration de la ligne d'éventage de l'enceinte) ;
- l'étude des effets sur l'homme et l'environnement de l'exposition chronique à des rayonnements ionisants à de faibles doses.

2.5. La sûreté des réacteurs de quatrième génération : le cas des réacteurs rapides refroidis au sodium

Les études de sûreté sont au cœur des travaux de conception de ces réacteurs du futur. Les réacteurs rapides refroidis au sodium présentent *a priori* un certain nombre d'avantages importants en matière de sûreté nucléaire : le circuit primaire (cœur, pompes primaires, échangeurs intermédiaires) est entièrement contenu dans la cuve principale et n'est pas pressurisé ; la grande quantité de sodium primaire donne au réacteur une inertie thermique très forte qui augmente le « délai de grâce » en cas de perte de refroidissement ; l'architecture du RNR-Na assure une très bonne mise en

route de la circulation naturelle, ce qui permet de concevoir des systèmes passifs d'évacuation de la chaleur résiduelle.

Les travaux en cours sur ASTRID portent, en particulier, sur la maîtrise de la réactivité en cas de perte du refroidissement par le sodium (cœur à coefficient de vidange négatif), la récupération du corium en cas d'accident grave, l'élimination de toute possibilité d'une réaction sodium-eau, mettant ce réacteur en rupture totale par rapport à tous les RNR-Na antérieurs.

2.6. Les systèmes d'information et de contrôle-commande méritent une attention toute particulière

Les systèmes d'information, de communication et de contrôle-commande attachés à une installation nucléaire complexe en constituent le centre nerveux et conditionnent au plus haut point la bonne marche des dispositifs, en situation d'exploitation normale comme en situation anormale : saisie et intégration des données d'exploitation (lien direct avec la métrologie), interprétation des données en temps réel, commande des dispositifs d'exploitation normale et commande des dispositifs d'urgence, gestion des automatismes, conduite des vérifications et check-lists périodiques, gestion et interprétation des interfaces homme-machine, tenue des journaux d'exploitation, conduite des actions de maintenance, traçabilité, assistance à la gestion d'incidents et de crise. Ils connaissent des perfectionnements continus favorables à la sûreté de l'exploitation mais présentent comme tout système informatique deux types de risques : des défauts de mode commun qui peuvent conduire à les doubler pour quelques fonctions essentielles par des méthodes « câblées » en apparence quelque peu archaïques et des risques d'intrusion malveillante qu'il faudra savoir maîtriser dès lors qu'une ouverture plus ou moins grande de ces systèmes sur l'extérieur s'imposera.

2.7. La protection, le suivi de l'environnement et l'absence de risques sanitaires en situation d'exploitation normale

Un des enjeux en matière de maîtrise des processus intervenant dans l'environnement des installations nucléaires est de compléter les données et modèles pour les analyses de sûreté par des expérimentations *in situ* représentatives des impacts potentiels, prenant en compte la réalité du terrain et reposant sur un contrôle strict des paramètres environnementaux. On vise ainsi à mieux caractériser la réactivité et les potentielles modifications des compartiments physiques et biologiques des écosystèmes sous différents forçages liés aux activités du cycle électronucléaire, dont la dissémination d'éléments radioactifs. On pourra retenir plusieurs orientations scientifiques notamment :

- déterminer les marqueurs environnementaux les plus pertinents pour l'évaluation des impacts ;
- évaluer les mécanismes de transfert au sein de la zone critique et des organismes vivants ;
- étudier le fonctionnement des écosystèmes au travers du suivi d'éléments liés aux problématiques du cycle en parallèle à celui des cycles majeurs (H_2O, C, N, etc.) ;
- développer des capteurs durables (physiques ou biologiques) permettant un accès aux flux et concentrations des éléments d'intérêt ;

– intégrer le contexte socioéconomique (évolutions démographique et sociologique, occupation des sols, habitudes alimentaires, etc.).

Pour mener à bien ces travaux, il faudra disposer de sites densément équipés permettant de développer des programmes expérimentaux sur le long terme.

2.8. L'approche de sûreté spécifique au stockage des déchets

Les installations de stockage des déchets radioactifs présentent des enjeux de sûreté spécifiques liés à la protection de l'homme et de l'environnement sur des périodes de temps extrêmement longues, allant jusqu'à des centaines de milliers d'années. La maîtrise de la sûreté après fermeture repose sur la capacité à décrire l'ensemble des processus qui contribueront à l'évolution du stockage, qu'ils soient externes (géodynamique, climat), ou internes (processus thermiques, hydrauliques, mécaniques, chimiques et radiologiques), puis à élaborer des scénarios d'évolution. La sûreté dépend de la capacité des éléments ouvragés et de la barrière géologique à atténuer et retarder de manière passive le relâchement de radionucléides vers l'environnement. Leur performance peut être qualifiée à partir de scénarios d'évolution du stockage sur de grandes échelles de temps.

Les colis de déchets eux-mêmes constituent une première barrière de confinement. Des développements technologiques sont attendus d'une part pour améliorer la connaissance du comportement des colis ainsi que leur auscultation, d'autre part pour développer des traitements innovants (incinération, stabilisation, etc.) qui stabilisent au maximum les déchets avant leur stockage.

Dans le cas du stockage géologique profond, des enjeux particuliers apparaissent dès la période d'exploitation, liés à la réversibilité exigée du stockage et à la longue durée d'exploitation. Cela impose de développer des technologies pour construire des ouvrages de durabilité séculaire, manipuler les colis, et observer de manière non intrusive l'évolution dans le temps du stockage.

3 ■ Le cycle du combustible

3.1. Un élément-clé pour la durabilité du nucléaire

Un déploiement durable à grande échelle de l'énergie nucléaire au plan mondial n'est concevable qu'à deux conditions :

– une valorisation aussi complète que possible du potentiel énergétique de l'uranium naturel. Les ressources conventionnelles identifiées, présumées ou spéculatives, paraissent amplement suffisantes pour couvrir les besoins prévisibles à court-moyen terme, avec les conceptions actuelles en matière de cycles de combustible. Toutefois, il n'en est plus de même dans une vision à long terme où l'énergie nucléaire jouerait un rôle important dans la satisfaction, avec le moins possible d'émissions de CO_2, des besoins énergétiques des pays aujourd'hui émergents ou en développement *(voir 3.2)* ;

– la maîtrise de la gestion des déchets et, tout particulièrement, des déchets ultimes de l'industrie nucléaire. Si le stockage géologique profond est reconnu aujourd'hui comme la meilleure solution de stockage final de ces déchets ultimes, les bons

sites sont rares et la réduction du volume et de la chaleur résiduelle des déchets à y stocker revêt une importance cruciale *(voir 3.7)*.

Il convient d'abord de rappeler que l'uranium naturel est un métal composé principalement de deux atomes très semblables, différenciables par leur masse : l'isotope 238 (pour 99,3 %) et l'uranium 235 (pour 0,7 %). Peu abondant dans l'uranium naturel, l'uranium 235 est le seul à libérer de l'énergie par fission. Pour être utilisé dans les réacteurs à eau légère qui constituent aujourd'hui l'essentiel du parc électronucléaire mondial, l'uranium naturel doit être enrichi : sa concentration en uranium 235 doit être portée entre 3 % et 5 %. C'est le rôle des technologies d'enrichissement *(voir 3.4)*.

Après son utilisation en réacteur durant trois à cinq ans, le combustible usé est déchargé. Il présente alors une composition très différente de sa composition initiale : près de 95 % d'uranium résiduel appauvri, 1 % de plutonium dont les trois quarts sont fissiles, 4 % de produits de fission sans valeur énergétique et 0,1 % d'actinides mineurs.

C'est ici qu'intervient le choix crucial entre :

- un concept de « cycle ouvert », consistant à considérer que les combustibles usés sont des déchets à stocker en l'état ;
- un concept de « cycle fermé » pour l'uranium et le plutonium, consistant à traiter les combustibles usés pour en extraire, d'une part, l'uranium résiduel, qui peut venir en substitution à l'uranium provenant des activités minières, être ré-enrichi et recyclé en réacteur, d'autre part, le plutonium, qui peut être utilisé comme combustible en mélange (à hauteur de 8 % à 10 %) avec de l'uranium appauvri (combustible MOX), enfin les produits de fission (près de 4 %) et les actinides mineurs (0,1 %), qui constituent le déchet ultime, non valorisable, qui sera immobilisé dans un verre aux qualités de résistance et durabilité très élevées.

Le concept de cycle fermé qui repose sur le traitement-recyclage des combustibles usés *(voir 3.6)* est bien préférable au concept de cycle ouvert tant pour la valorisation énergétique de l'uranium naturel que pour la réduction du volume de déchets à stocker[1].

En réalité, le cycle ne peut être totalement fermé tant que le parc de centrales comporte seulement des réacteurs à eau légère. En effet, il n'est pas possible de recycler plusieurs fois le plutonium dans des réacteurs à eau légère actuels en raison de l'évolution de sa composition isotopique au cours de son utilisation en réacteur. En revanche, les réacteurs à neutrons rapides sont très tolérants à l'égard de cette évolution de composition isotopique et permettent le « multi-recyclage » du plutonium. De surcroît, ils présentent un taux de conversion ajustable et élevé permettant de transformer une part importante d'uranium 238 non fissile en produits fissiles. On voit donc que le recours au RNR, dès lors qu'il serait techniquement au point et économiquement viable, permettrait à la fois une valorisation énergétique maximale

(1) Les réticences à son égard sont essentiellement liées aux risques de prolifération qui s'attachent à la mise en œuvre du plutonium dans le cycle *(voir infra)*.

de l'uranium naturel et une fermeture complète du cycle minimisant la quantité de déchets de haute activité à stocker[1].

3.2. Les ressources en uranium[2]

Dans le domaine des ressources mondiales d'uranium, le Livre Rouge, publié conjointement par l'OCDE et l'AIEA, est l'ouvrage de référence. Des scénarios d'évolution des capacités électronucléaires installées sont aussi régulièrement élaborés par différents organismes : AIEA, AIE, UE, Total, IIASA[3], etc. Besoins d'uranium à différents horizons et ressources disponibles peuvent être ainsi confrontés.

Les ressources sont classées en trois grandes catégories :

- ressources conventionnelles identifiées : 6,3 millions de tonnes[4], dont 2,3 millions de ressources présumées ;
- ressources conventionnelles non découvertes : 10,4 millions de tonnes dont 7,5 millions de ressources spéculatives ;
- ressources non conventionnelles (essentiellement les phosphates) : elles sont estimées entre 9 et 22 millions de tonnes[5]. L'uranium est un produit secondaire de la production de phosphate à des fins agroalimentaires. En conséquence, les capacités annuelles dépendent de la production de phosphate : aujourd'hui, le potentiel théorique maximum est estimé à près de 10 000 tonnes/an d'uranium, soit 17 % du besoin annuel mondial.

L'uranium est aussi présent dans l'eau de mer en grande quantité (4 milliards de tonnes) mais avec de très faibles concentrations (3 parties par milliards ou ppb). On peut douter de l'intérêt économique de l'exploitation d'une ressource aussi diluée[6].

Sur la base des besoins actuels (environ 60 000 tonnes/an), les ressources conventionnelles identifiées permettraient une production électronucléaire pendant ce siècle et davantage en prenant en compte l'ensemble des ressources. Selon les différents scénarios d'évolution des capacités électronucléaires d'ici 2035 – OCDE pré-Fukushima ou AIE et World Nuclear Association (WNA) intégrant les conséquences

(1) La question de la transmutation des actinides mineurs sera évoquée plus loin.
(2) Compte tenu de ce qui a été dit plus haut du peu de vraisemblance d'un développement important de la filière thorium avant la fin du siècle, on se concentrera ici sur le cycle uranium/plutonium.
(3) IIASA : International Institute for Applied Systems Analysis.
(4) Ce chiffre paraît crédible. De surcroît, il n'est pas limitatif et reflète seulement l'état des connaissances à sa date de publication. En fait, l'exploration continue d'ajouter au fil du temps plus de ressources en uranium qu'il n'en est consommé. En revanche, si les volumes de ressources, évalué par le « *Red Book* » de l'OCDE, sont plausibles, il n'en est pas de même des coûts de production qui apparaissent notablement sous-estimés.
(5) Le chiffre de 22 millions de tonnes est basé sur un inventaire minéral général et non pas sur des notifications de ressources. Les estimations de ressources d'uranium sont de 9 millions de tonnes dans quatre pays : Maroc, Mexique, Jordanie et États-Unis.
(6) Récupérer 1 kg d'uranium implique de « filtrer » 350 000 tonnes d'eau. Les coûts seraient de l'ordre de 700 dollars/kg (rapportés par l'OCDE dans son *Red Book 2009*) à 1 100 dollars/kg (COGEMA - ICAPP'03). Le coût de 250 dollars/kg, avancé par des chercheurs japonais, n'est pas crédible.

de Fukushima –, la consommation cumulée jusqu'en 2035 serait de 30 % à 40 % des ressources conventionnelles identifiées.

Il est permis cependant de raisonner différemment : les nouveaux réacteurs de troisième génération installés à partir de 2010 ont une durée de vie prévue de 60 ans. La quantité d'uranium à engager afin de permettre leur fonctionnement sur cette durée est de quelque 10 500 tonnes d'uranium pour 1 GWe. Si l'on considère que la disponibilité de la ressource est un prérequis pour leur démarrage, l'uranium consommé et requis en 2035 dans les deux scénarios évoqués ci-dessus serait compris entre 6,1 et 8,8 millions de tonnes d'uranium, ce qui correspond à la totalité des ressources conventionnelles identifiées.

Bien entendu, beaucoup d'interrogations subsistent tant sur l'évolution des programmes nucléaires à long terme que sur les ressources en uranium qui pourraient être identifiées par une intensification de la prospection. Mais il n'est pas exclu que dans des scénarios de croissance forte du nucléaire, liés en particulier à la reconnaissance de ses vertus en termes de limitation des émissions de gaz à effet de serre, la disponibilité de la ressource en uranium apparaisse à long terme comme une contrainte déterminante.

Cette considération justifie à la fois la poursuite de l'optimisation du cycle de combustible des réacteurs à eau légère afin de consommer le moins possible d'uranium naturel par TWh produit[1]. Elle justifie aussi, parmi d'autre raisons et ne serait-ce qu'à titre de précaution, la poursuite déterminée des efforts en matière de développement au plan mondial d'une filière RNR permettant une valorisation énergétique beaucoup plus poussée de ressources limitées en uranium naturel.

Il n'y a pas lieu de s'étendre ici sur les problèmes d'ajustement à plus court terme de l'offre et de la demande d'uranium mais ils sont bien réels. Les sites miniers ouverts avant 1980 représentent près de 45 % des capacités déclarées des 50 sites actuellement opérationnels. L'exploitation de ces mines ouvertes depuis plus de 30 ans, dont le coût de production augmente avec la durée d'exploitation, arrive à son terme. D'ici 2020, selon l'OCDE, près de quarante sites devraient être mis en exploitation. Il s'agit généralement de gisements à basse teneur ou à faible capacité identifiés dans les années 1970 et qui n'avaient pas été mis en exploitation en raison d'un coût de production élevé. La prospection relancée vers 2005 suite à la remontée des prix du marché a d'ores et déjà donné lieu à quelques découvertes significatives, notamment en Namibie et au Canada. Mais la durée entre la découverte d'un gisement et son exploitation est rarement inférieure à 15 ans et tend plutôt à augmenter du fait de la durée d'instruction des études d'impact environnemental. Ainsi, au-delà de 2025, des tensions sur l'approvisionnement en uranium pourraient apparaître si le rythme de déploiement de nouveaux gisements n'était pas cohérent avec celui du développement du nucléaire au plan mondial.

Au plan technologique, sachant que la tendance vers l'exploitation de gisements à teneurs de plus en plus basses risque de se poursuivre et que les contraintes environnementales deviendront de plus en plus prégnantes, des progrès sont

(1) L'EPR, qui a été conçu pour accepter toute la gamme des combustibles allant de 0 % à 100 % de MOX, offre dans ce contexte une flexibilité propice à cette optimisation. L'introduction de combustibles partiellement chargés au thorium est également à l'étude.

possibles et nécessaires en matière de techniques de prospection et de développement de procédés de traitement et de purification de l'uranium pour des gisements de basses teneurs avec de faibles rejets environnementaux et à des conditions économiques acceptables. S'agissant de ce dernier objectif, les technologies à considérer sont l'extraction liquide-liquide ou sur support solide utilisant des molécules sélectives et robustes et permettant de concentrer l'uranium. À plus long terme, la récupération de l'uranium dans des solutions peu concentrées pourrait être envisagée. Cela nécessiterait la mise au point d'un procédé concentrant significativement l'uranium sur des supports solides afin de limiter les étapes de traitement. Un tel procédé pourrait être appliqué à l'extraction de ressources ou au recyclage d'autres éléments stratégiques que l'uranium.

3.3. Conversion

Les opérations de raffinage des concentrés d'uranium en provenance des usines de traitement des minerais et la transformation de cet uranium raffiné en hexafluorure d'uranium (UF_6) sont généralement regroupées sous la dénomination de « conversion ». Maillon indispensable de la chaîne de fabrication du combustible nucléaire, la conversion consiste à amener l'uranium à la pureté *ad hoc* et à la forme chimique requise pour l'étape suivante de transformation, à savoir l'enrichissement isotopique.

Les technologies d'enrichissement de l'uranium actuellement déployées ou susceptibles de l'être dans le futur prévisible utilisent toutes un composé gazeux, l'hexafluorure d'uranium. Ce composé a l'avantage d'être très stable, solide à température ambiante (bonne sûreté de sa manutention) et de passer à l'état liquide et gazeux à des températures relativement basses (64 °C au voisinage de la pression atmosphérique).

Toute la production des mines va vers la conversion : la plupart des mines d'uranium ne stockent pas d'importantes quantités de concentrés mais expédient leur production vers les usines de raffinage-conversion au fil de l'année. La conversion devient ainsi, de fait, la principale plateforme de stockage stratégique. L'UF_6 sortant des usines de conversion est généralement expédié en quasi flux tendu vers les usines d'enrichissement isotopique.

Il n'y a dans le monde qu'un nombre très restreint d'acteurs assurant cette étape de conversion à une échelle commerciale. En France, AREVA ; au Royaume-Uni, Springfields Fuel Limited (opérateur Groupe Toshiba/Westinghouse) ; au Canada, Cameco ; aux États-Unis, Honeywell/ConverDyn ; en Russie, Rosatom et en Chine, CNNC. Les installations chinoises, essentiellement en cours de construction et démarrage afin d'alimenter leur propre programme de réacteurs, peuvent encore être considérées comme non commerciales. Peu ou pas rémunératrice aux conditions de marché actuelles, l'industrie de la conversion est une activité vieillissante : les installations les plus récentes datent des années 1980, les plus anciennes des années 1950. Des incidents et accidents à répétition, en particulier en Amérique du Nord, avec fermeture temporaire pouvant se compter en mois ont attiré l'attention sur l'activité. Dans ce contexte, l'usine Comurhex II d'AREVA apparaît comme le seul projet commercial au monde pour une industrie à rebâtir.

Fondée sur des *process* bien identifiés, la conversion ne semble pas devoir connaître de saut technologique majeur. Un effort permanent de R & D est néanmoins

indispensable pour une amélioration continue de la performance et de la maîtrise de l'impact environnemental.

3.4. L'enrichissement

L'enrichissement consiste à augmenter la concentration en uranium 235 (autour de 3 % à 5 %) pour obtenir une matière utilisable dans la majorité des réacteurs nucléaires actuels. L'UTS (unité de travail et de séparation) est l'unité de mesure des services d'enrichissement.

En 2010, la demande de services d'enrichissement s'est établie à 49 millions d'UTS. Même si l'accident de Fukushima peut conduire à réviser à la baisse les perspectives de croissance retenues antérieurement, la demande de services d'enrichissement tirée, en particulier, par les ambitieux programmes nucléaires chinois et indiens, devrait connaître une forte croissance au cours des deux prochaines décennies. Publié en septembre 2011, le rapport de la World Nuclear Association estime que la demande atteindra 66 millions d'UTS dès 2020 et dépassera les 80 millions d'UTS dès 2030.

Le marché de l'enrichissement de l'uranium est un marché très concurrentiel mais concentré autour de quatre acteurs majeurs : l'Américain USEC, le Russe Rosatom, le consortium européen Urenco et AREVA. Les capacités d'enrichissement permettent aujourd'hui de satisfaire la demande. Le commerce de services d'enrichissement et/ou d'uranium enrichi et les acteurs de ce marché obéissent à des contraintes fortes de non-prolifération se traduisant par une volonté de non-dissémination de la technologie et de sécurité d'approvisionnement. Cela conduit à une forte probabilité que perdure la structure actuelle de l'industrie avec les quatre enrichisseurs de stature internationale, mais auxquels pourraient s'ajouter des capacités chinoises et indiennes voire, à terme, sud-américaines.

Deux procédés sont actuellement exploités à l'échelle industrielle pour enrichir l'uranium :

- la diffusion gazeuse utilisée par AREVA dans l'usine Georges Besse exploitée par Eurodif et par USEC aux États-Unis ;
- la centrifugation utilisée par Urenco (Royaume-Uni, Allemagne et Pays-Bas), par AREVA dans son usine Georges Besse II en France, Rosatom en Russie, CNNC en Chine et JNFL au Japon.

Le procédé de diffusion gazeuse, très énergivore, est aujourd'hui dépassé par le procédé concurrent de centrifugation. L'ensemble des acteurs mondiaux ont fait le choix dans les dix dernières années de la centrifugation avec des variantes dans la technologie :

- centrifugeuses russes de faible capacité unitaire, de type sous-critique, (moins de 10 UTS/an/machine) avec des développements en cours vers des machines plus performantes ;
- centrifugeuses ETC (entre 35 et 100 UTS/an/machine) : machines très performantes, de type supercritique, dont l'utilisation dans les usines d'Urenco a prouvé les qualités ;
- jumbo centrifugeuses américaines (ACP) de forte capacité (plus de 1 000 UTS/an/machine) mais en développement depuis de nombreuses années.

Historiquement, la France a développé les procédés d'enrichissement par diffusion gazeuse et a mis en service à la fin des années 1970, avec ses partenaires européens (Belgique, Espagne, Italie) dans le cadre de la société Eurodif, une capacité d'enrichissement industrielle, basée sur le procédé de diffusion gazeuse, à des fins civiles et pour des besoins européens. Cette usine d'une capacité allant jusqu'à 10 millions d'UTS/an, qui doit être arrêtée en 2012, a produit de l'ordre de 200 millions d'UTS, permettant de couvrir les besoins français et globalement 25 % du marché mondial.

Suite à la signature d'un accord commercial signé entre AREVA et Urenco complété par un accord intergouvernemental entre les États propriétaires de la technologie (Pays-Bas, Allemagne et Royaume-Uni) et la France, AREVA a pu acquérir 50 % d'ETC, qui conçoit et fabrique les centrifugeuses, bénéficie du droit d'utiliser la technologie de centrifugation dans l'usine Georges Besse II sur le site du Tricastin et développe ainsi aujourd'hui ses capacités d'enrichissement sur les bases d'un procédé et d'une technologie qui sont reconnues comme les plus performants au monde actuellement. La première cascade de centrifugeuses de l'usine Georges Besse II a été mise en service en avril 2011. La capacité nominale de production de cette usine sera atteinte en 2016 avec 7,5 millions d'UTS/an. L'usine Georges Besse II permet d'assurer la pérennité d'une capacité d'enrichissement compétitive jusqu'en 2050.

Même si leur situation est différente, deux des trois autres acteurs vont devoir renouveler tout ou partie, selon les cas, de leur outil de production (Rosatom et USEC). D'ici 2020, ce sont ainsi près de 50 % des capacités aujourd'hui installées (avec AREVA) qui devront être renouvelées, l'industrie de l'enrichissement de l'uranium est donc une industrie en cours de reconstruction.

Un nouveau procédé d'enrichissement par laser de l'UF_6 est en cours de développement par GLE (association de General Electric, Hitachi et Cameco), qui a acquis en 2006 la technologie de l'entreprise australienne Silex Ltd. Les essais réalisés en 2009 et 2010 ayant été satisfaisants, GLE a annoncé qu'une usine pourrait être opérationnelle à la fin de la décennie à condition que la faisabilité commerciale soit démontrée. Les procédés de séparation isotopique par laser pourraient présenter certains avantages : très sélectifs, ils permettraient d'envisager un enrichissement en peu d'étapes pour atteindre la teneur en ^{235}U requise pour le fonctionnement des réacteurs électrogènes avec des rejets ne contenant qu'une faible fraction de ^{235}U[1].

3.5. Les assemblages de combustible

Les assemblages de combustible constituent le cœur du réacteur, endroit où se déroule la fission nucléaire qui produit l'énergie. Ils contribuent à la sûreté du réacteur en assurant le confinement des produits radioactifs de fission dans une gaine étanche en alliage de zirconium. Cette gaine constitue la première barrière de confinement. La quasi-totalité des combustibles pour réacteurs à eau légère est à base d'uranium enrichi (3 % à 5 % d'uranium 235). Dans certains pays, notamment en France, on fabrique aussi des combustibles à base d'oxyde mixte d'uranium et de plutonium UO_2-PuO_2 (MOX) permettant de recycler le plutonium.

(1) Cette sélectivité pourrait faciliter le multi-recyclage de l'uranium dans les réacteurs à eau légère.

La conception des assemblages des combustibles nucléaires doit répondre aux exigences des performances en termes de puissance attendue des réacteurs et d'adaptation aux variations imposées par le réseau, de confinement de la radioactivité, de durée de vie, de fiabilité et d'économie. Les matériaux des assemblages sont choisis pour leur résistance aux sollicitations mécaniques et thermiques durant le fonctionnement des réacteurs, leur compatibilité avec le caloporteur (corrosion) et pour leurs caractéristiques neutroniques.

AREVA fournit des assemblages de combustible pour les réacteurs à eau légère (REP et REB) et les réacteurs de recherche, et maîtrise le processus complet de leur fabrication. Son dispositif de production implanté en France, en Allemagne et aux États-Unis représente près du tiers des capacités mondiales de fabrication.

Un assemblage de combustible peut contenir de 200 kg à 500 kg de matière fissile, en fonction du type d'assemblage. Il est constitué de crayons contenant cette matière fissile et d'un cadre métallique, le « squelette », généralement fabriqué en alliage de zirconium.

La première étape consiste à défluorer l'hexafluorure d'uranium (UF_6) enrichi pour obtenir une poudre d'oxyde d'uranium (UO_2). Ensuite, les techniques de la métallurgie de la céramique permettent de comprimer la poudre pour en faire des pastilles. Celles-ci sont ensuite frittées, c'est-à-dire cuites dans des fours à très haute température (environ 1 700 °C), calibrées à quelques micromètres près et enfin enfilées dans des gaines remplies d'hélium et bouchées à chaque extrémité. Ces « crayons » combustibles contiennent environ 300 pastilles d'uranium chacun et sont insérés dans les structures de l'assemblage. Chaque assemblage comporte, dans le cas du parc de production français, 264 crayons. Selon les types de centrales, le cœur du réacteur comprend entre 157 et 250 assemblages combustibles pour les réacteurs à eau pressurisée. Celui des réacteurs EPR en contient 265.

Pour assurer la production électronucléaire française, environ 1 200 tonnes de combustibles neufs sont chargées annuellement dans les 58 réacteurs, nécessitant l'extraction d'environ 8 200 tonnes d'uranium naturel.

Le traitement des combustibles usés *(voir 3.5)* permet de récupérer 96 % des matières contenues dans l'assemblage à sa sortie du réacteur. L'activité de recyclage consiste à utiliser l'uranium et le plutonium issus de ce combustible usé pour la fabrication de nouveaux combustibles, comme le « MOX », mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium. Le combustible MOX (*mixed oxyde fuel*) est un mélange d'environ 93 % de poudre d'uranium appauvri et de 7 % de poudre d'oxyde de plutonium.

AREVA est leader mondial en matière de fabrication de combustible MOX avec plus de 1 570 tonnes de métal lourd et plus de 3 000 assemblages produits depuis le démarrage de l'usine AREVA Melox en 1995.

Le comportement en réacteur du combustible MOX, obtenu grâce au recyclage du plutonium, est globalement comparable à celui du combustible à l'uranium enrichi. Le combustible MOX est utilisé depuis 1972 en Allemagne, 1984 en Suisse, 1987 en France, 1995 en Belgique. En France, 21 réacteurs sont techniquement adaptés pour recevoir ce type de combustible. Ces réacteurs fournissent 20 % à 25 % de la production électrique nationale. Des demandes d'autorisation d'EDF pour charger d'autres réacteurs sont en cours. La Chine a inscrit le recyclage dans sa politique de

gestion des combustibles usés. AREVA, après avoir réalisé des études exploratoires, est en négociation pour la fourniture à la Chine d'une usine de traitement-recyclage.

Aux États-Unis, AREVA, en partenariat avec le Groupe Shaw, poursuit, pour le compte du ministère américain de l'Énergie (DoE), la construction de l'usine MFFF (*Mixed Fuel Fabrication Facility*) de fabrication de combustible MOX à partir de plutonium d'origine militaire. Ce projet s'inscrit dans le cadre des accords signés entre les États-Unis et la Russie pour recycler le plutonium issu du démantèlement des armes nucléaires déclarées en excès, sous forme de combustible à usage civil.

L'exploitant a encore de nombreuses attentes en matière d'amélioration de la performance des assemblages en réacteur, qu'il s'agisse de la fiabilité du combustible en exploitation, des possibilités d'optimisation de la longueur des campagnes, de la flexibilité de la gestion des combustibles permettant de s'adapter aux aléas du système électrique, tout ceci, bien sûr, s'inscrivant dans le respect des critères de sûreté aussi bien en fonctionnement normal, qu'incidentel ou accidentel.

Des évolutions relevant d'une R & D industrielle sont donc constamment en cours pour accroître les performances des assemblages (pastilles, gainages, structures) et s'adapter aux évolutions à plus long terme du parc de production. On citera à titre d'exemple de R & D industrielle de moyen terme les recherches sur les matériaux et les technologies de structuration pour limiter les déformations des assemblages au cours des quatre cycles dans les paliers 1 300 MW et N4 (1 450 MW). De telles recherches mettent de 10 à 15 ans à partir de l'idée en centre technologique pour déboucher sur un déploiement industriel (5 à 15 tranches du parc). Elles sont menées principalement par le fabricant de combustibles et l'exploitant de réacteurs avec le concours des centres publics de recherche.

La « communauté combustible » poursuit aussi des recherches de plus long terme. On citera à titre d'exemple les matériaux de gainage pour empêcher le dégagement d'hydrogène en cas d'accident grave, ou les recherches sur les matériaux utilisant les nanotechnologies pour les gainages des combustibles de quatrième génération à très haut taux de combustion. Il faut de 20 à 30 ans pour que de telles recherches trouvent une application industrielle, si tant est qu'elles aboutissent.

Les technologies de fabrication développées pour les combustibles des réacteurs à eau légère actuels sont matures et seront applicables aux réacteurs de troisième génération, tels l'EPR. De plus, AREVA a développé avec le CEA le procédé COEX qui permet de co-extraire l'uranium et le plutonium puis de réaliser la fabrication d'un combustible MOX avec les procédés classiques. Les différentes étapes unitaires de ce procédé sont d'ores et déjà maîtrisées : il pourrait être utilisé pour fabriquer les combustibles MOX des futurs réacteurs de troisième génération.

Par ailleurs, dans le cadre des études sur les réacteurs de quatrième génération, un projet de construction d'un Atelier de fabrication du combustible U/Pu des cœurs (AFC) est associé au projet de réalisation du prototype ASTRID. Des études de faisabilité d'un atelier de fabrication d'assemblages chargés en actinides mineurs (ALFA) permettant la poursuite des expériences de transmutation sont également réalisées.

3.6. Le traitement des combustibles usés

Nous avons déjà souligné le rôle crucial que joue le traitement des combustibles usés dans la conception d'un cycle nucléaire fermé valorisant au maximum la ressource rare que constitue l'uranium naturel et réduisant au strict minimum la quantité de déchets ultimes à stocker.

Le combustible usé déchargé des réacteurs (de l'ordre de 1 200 tonnes par an en France) est pour l'essentiel « retraité » ou « recyclé », ce qui aboutit à répartir ses composants en trois flux principaux :

- l'uranium résiduel (majoritaire, près de 95 %), qui peut, en substitution à l'uranium provenant des activités minières, être ré-enrichi et recyclé en réacteurs (combustibles à l'uranium de retraitement enrichi ou URE) ;
- le plutonium (1 %), dont près des trois quarts des isotopes présents sont fissiles, qui peut être utilisé comme combustible en mélange (8 % à 10 %) avec de l'uranium appauvri pour former un combustible MOX ;
- les produits de fission (près de 4 %) et actinides mineurs (0,1 %), qui constituent le déchet ultime, non valorisable, immobilisé dans un verre aux qualités de résistance et durabilité très élevées.

S'y ajoutent les déchets de structure métallique des assemblages combustibles.

En pratique, EDF recycle aujourd'hui sous forme de MOX la totalité du plutonium séparé. Il n'y a donc pas d'accumulation de plutonium séparé.

Les combustibles MOX usés (120 tonnes par an), de même que les combustibles à l'uranium ré-enrichi (80 tonnes par an) une fois déchargés des réacteurs, ne sont pas retraités ; ils sont stockés sous eau dans l'attente d'un retraitement différé.

Ce traitement et ces recyclages en réacteurs à eau qu'il permet sont importants à divers égards :

- la valorisation du potentiel énergétique des matières recyclées (près de 10 % de l'électricité d'origine nucléaire en France provient des combustibles MOX et 6 % à 7 % proviennent de la combustion d'URE) ;
- des déchets sans plutonium ni uranium, confinés de façon sûre et pérenne ;
- l'absence de tout accroissement de stocks de plutonium séparé (on retraite le combustible à hauteur des possibilités de recyclage de plutonium) ;
- la réserve énergétique en plutonium mobilisable ultérieurement (par exemple pour le déploiement de réacteurs de quatrième génération) que constituent les stocks de combustible MOX usés. Il est en effet difficile d'envisager un recyclage récurrent du plutonium dans les réacteurs à eau (en raison de la dégradation de la composition isotopique du plutonium au fil des recyclages successifs, vers la formation d'isotopes de masse élevée et aussi de transplutoniens, ou actinides dits « mineurs » - AM tels que l'américium et le curium). C'est l'un des principaux intérêts des réacteurs à neutrons rapides que de procurer des rendements de fission élevés pour tous les isotopes du plutonium, et rendre ainsi possible son « multi-recyclage ».

Le procédé industriel actuel de traitement des combustibles usés repose aujourd'hui, de façon quasi exclusive, sur le procédé PUREX. Basé sur l'extraction sélective de l'uranium et du plutonium par un composé organique, le phosphate tributylique (TPB), il a supplanté toutes les autres voies explorées pour la récupération du plutonium dans les matières irradiées. Il est en particulier mis en œuvre à grande échelle en France par AREVA (La Hague), au Royaume-Uni par BNFL (usine THORP à Sellafield) et au Japon (Rokkasho-Mura). Il comporte plusieurs étapes :

- à l'issue d'une phase d'entreposage en piscine de quelques années permettant une décroissance significative de la radioactivité du combustible et de la puissance thermique qu'il dégage, les assemblages sont découpés en tronçons de quelques centimètres ;
- la matière nucléaire est ensuite dissoute dans de l'acide nitrique bouillant et concentré. L'uranium et le plutonium sont ainsi mis en solution sous forme de nitrates. Les effluents gazeux produits au cours de l'opération (oxydes d'azote, produits de fission volatils, aérosols, etc.) font l'objet de traitements appropriés (lavage, piégeage de l'iode, filtration, etc.) ;
- intervient ensuite le procédé PUREX proprement dit. Il permet par l'affinité sélective de la molécule du phosphate tributylique d'extraire l'uranium et le plutonium sans extraire les actinides mineurs et les produits de fission. Cette extraction de l'uranium et du plutonium est réversible, c'est-à-dire qu'en modifiant certaines conditions chimiques on peut ramener en solution aqueuse les matières extraites, ce qui permet d'effectuer en cascade des cycles d'extraction-désextraction pour parvenir à des produits aussi purs que possible. La mise en œuvre industrielle de cette phase, aujourd'hui complètement maîtrisée, est extrêmement complexe, en raison notamment d'un niveau de radioactivité élevé, voire très élevé, durant toutes les opérations, et de la nécessité de traiter et recycler tous les produits intervenant dans le procédé ;
- les produits du traitement des combustibles usés sont ensuite conditionnés : le plutonium sous forme de poudre d'oxyde de plutonium (PuO_2) destinée à l'usine Melox, l'uranium de retraitement sous forme d'une solution de nitrate d'uranyle qui sera ensuite convertie en oxyde d'uranium destiné à être ré-enrichi, puis utilisé dans la fabrication d'assemblages combustibles. Les déchets font quant à eux l'objet de conditionnements spécifiques selon leur nature et leur radioactivité. Ils sont entreposés pour refroidissement jusqu'à leur expédition aux clients.

En conclusion, le traitement des combustibles usés fait appel à des procédés de haute technicité qui ont nécessité à la fois des efforts de R & D très importants et l'acquisition d'un savoir-faire industriel remarquable. La France, par sa maîtrise de cette technologie et la vitrine que constituent ses installations industrielles, est extrêmement bien placée pour la valorisation à l'exportation de ses compétences. Les marchés à l'international sont ceux des services de traitement-recyclage d'une part, et ceux de l'exportation du savoir-faire industriel français dans ces domaines, sous forme en particulier de conception ou de construction d'usines. Les usines de traitement de Tokaï, tout d'abord, puis surtout de Rokkasho-Mura au Japon sont des succès commerciaux très importants pour l'industrie française. L'usine MFFF en construction aux États-Unis par le consortium AREVA-Shaw n'aurait pas vu le jour sans les usines performantes de La Hague et de Melox. Les discussions en cours avec la Chine aujourd'hui, demain peut-être avec les États-Unis, pour la construction d'usines sur le modèle de La Hague et de Melox, illustrent que ces usines sont

devenues une référence ; ces contrats présents ou à venir ne sont possibles que fermement ancrés dans ces usines qui servent à la fois de vitrine technologique et de source de maintien et de développement des compétences industrielles.

Les installations de traitement-recyclage doivent s'adapter à l'évolution des flottes de réacteurs nucléaires des clients d'AREVA, au premier rang desquels EDF, à l'évolution des combustibles utilisés (augmentation des taux de combustion, modification des matériaux ou du design, etc.) et aux évolutions des dispositions réglementaires qui encadrent l'activité nucléaire. À terme, l'introduction de RNR dans le parc et la mise en œuvre éventuelle de la transmutation des actinides mineurs dans ces RNR conduiraient à des évolutions significatives des installations tant du traitement que du recyclage, avec une gestion spécifique de certains actinides mineurs.

Concernant les capacités de traitement-recyclage, l'usage du MOX devrait s'étendre. En particulier, les réacteurs EPR et ATMEA, avec leur capacité technique à utiliser un cœur 100 % MOX, pourraient jouer un rôle déterminant en France ou à l'étranger. Dans certains pays, la reprise et le recyclage des stocks accumulés de combustibles usés deviendraient dès lors un objectif accessible et important.

L'émergence possible de réacteurs rapides conduira à terme à une évolution plus radicale du cycle du combustible et, en particulier, du traitement recyclage. Des programmes très volontaristes existent en Inde d'abord, mais aussi en Chine ou en Russie au-delà de 2030. Il est toutefois possible, compte tenu des niveaux d'investissement que représentent les réacteurs nucléaires et de leur durée de vie, que l'introduction de réacteurs rapides se fera progressivement, entraînant une cohabitation de flottes à eau légère et de flottes à neutrons rapides vivant en symbiose, les matières issues d'un type de réacteurs pouvant être efficacement utilisées dans l'autre type de réacteur.

À moyen terme, les évolutions des installations du cycle s'inscriront vraisemblablement dans la continuité des processus actuels et relèveront plus de l'optimisation économique que de l'innovation technologique. Il est cependant essentiel de mener les recherches visant à préparer un recyclage récurrent à terme de l'uranium et du plutonium (« multi-recyclage »), notamment dans la perspective d'un déploiement de réacteurs à neutrons rapides.

Une question prospective et souvent controversée est celle de la transmutation des actinides mineurs. Les actinides mineurs (neptunium, américium et curium) représentent environ le 1/1 000e de la masse du combustible usé (moins de 1 kg par tonne, soit de l'ordre de 1 tonne par an dans les combustibles au déchargement) mais ils sont à terme les principaux contributeurs à la toxicité potentielle résiduelle des déchets ultimes. Le principal contributeur est à moyen terme l'américium et à très long terme le neptunium qui a une durée de vie de 15 millions d'années.

La radiotoxicité intrinsèque (dose susceptible d'être engagée suite à incorporation) de certains actinides mineurs (neptunium, américium) est supérieure de plusieurs ordres de grandeur à celle des produits de fission. Toutefois, les travaux menés par l'ANDRA (l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) montrent qu'en condition de stockage (concept CIGEO) les actinides seraient quasi immobiles et ne pourraient contribuer à la dose délivrée à l'exutoire, à la différence de quelques produits de fission ou d'activation à vie longue (iode 129, chlore 36) qui présentent une moindre toxicité mais une solubilité et une mobilité supérieures.

La transmutation des actinides mineurs est donc motivée par la recherche d'une diminution du terme source, même si l'incidence sur l'impact radiologique à l'exutoire en conditions normales n'est pas significative. C'est ce qui a motivé l'essor des recherches en ce domaine, à l'échelle internationale, depuis plus de deux décennies.

Une autre motivation plus récemment mise en évidence est la possible réduction de la charge thermique et de l'emprise du stockage géologique que pourrait procurer l'élimination des actinides mineurs (essentiellement celle de l'américium 241) des déchets ultimes. Les premières évaluations menées avec l'ANDRA sur le concept CIGEO conduisent à envisager des facteurs de réduction d'emprise (liés à la réduction de la chaleur dégagée par les colis à échéance de quelques siècles, permettant un stockage « densifié ») de l'ordre de 5 à l'échelle des alvéoles de colis de haute activité et à vie longue (le gain est moindre à l'échelle de l'ensemble du stockage, mais reste significatif). Cette possibilité d'optimisation du stockage apparaît intéressante, un site de stockage pouvant être vu comme une ressource rare. Il est toutefois important de considérer l'emprise totale du stockage qui comporte des colis à fort dégagement thermique mais aussi des colis « froids » de déchets à vie longue, sur lesquels l'élimination des actinides mineurs n'a pas d'impact.

Les recherches menées au CEA depuis 1991 ont permis de mettre au point et de qualifier, à l'échelle de plusieurs kilogrammes de combustible usé, des procédés pour la récupération des actinides mineurs, en aval des opérations « classiques » de retraitement.

La transmutation des actinides mineurs récupérés n'est efficacement envisageable que sous flux de neutrons rapides. Les réacteurs à eau ne présentent pas de potentialité à cet égard, alors que les réacteurs rapides limitent en premier lieu (d'un facteur 5 à 10 en comparaison des réacteurs à eau) la quantité d'actinides mineurs formés lorsque l'on y recycle le plutonium sous forme de combustible MOX et permettent d'envisager le recyclage en vue de la fission des actinides mineurs.

Divers concepts sont envisageables : un recyclage « homogène » (les actinides mineurs sont dilués dans l'ensemble des combustibles) ou un recyclage « hétérogène » (les actinides mineurs sont disposés de façon plus concentrée dans des objets spécifiques : couvertures radiales, cibles).

Les études menées jusqu'ici par le CEA, en coopération avec EDF et AREVA, montrent que de tels dispositifs sont envisageables avec les RNR à sodium. Toutefois, des détriments potentiels sont à considérer à divers égards (notamment fabrication des éléments combustibles porteurs d'actinides mineurs) ; et l'incidence sur le coût moyen actualisé du kilowattheure pourrait être une majoration de quelques pourcents selon les premières évaluations. Les études en cours visent à mieux évaluer ces divers aspects, à surmonter les inconvénients de la façon la plus efficace et à apprécier à l'aune de divers critères, conformément à la loi du 28 juin 2006, « les perspectives industrielles » de la transmutation.

3.7. Le stockage final des déchets

Le stockage géologique profond apparaît aujourd'hui au sein de la communauté internationale, y compris la Chine, comme la solution de référence pour le

confinement à très long terme des déchets ultimes du cycle nucléaire. Les sites favorables pour l'implantation de tels stockages sont cependant relativement rares et la minimisation des quantités de ces déchets et leur gestion optimale restera une question pérenne justifiant des efforts de R & D soutenus.

En France, l'ANDRA a reçu entre autres missions de développer des solutions de stockage réversible pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue en s'appuyant sur une recherche et développement de haut niveau. L'agence travaille en étroite liaison avec les producteurs de ces déchets et bénéficie de l'appui scientifique de plusieurs établissements de recherche dont le CEA.

Grâce au traitement des combustibles usés, le volume des déchets de haute activité (HA) reste relativement modeste. Ces technologies permettent notamment de disposer de colis de déchets HA conditionnés dont la qualité du confinement est optimisée. Par ailleurs, les conséquences sur la charge thermique et d'emprise du stockage de la transmutation d'une partie des actinides mineurs dans les réacteurs surgénérateurs méritent d'être évaluées. Parallèlement, la réduction du volume total des déchets non encore conditionnés (en particulier de moyenne et faible activité à vie longue) pourrait être envisagée et leur forme physico-chimique améliorée par la mise en œuvre de traitements innovants.

Le projet CIGEO

L'objectif des études en cours est de choisir un site et de concevoir le centre de stockage dans des délais permettant l'instruction de la demande d'autorisation de création en 2015. Sous réserve d'autorisation, la mise en exploitation du centre est prévue en 2025. Le processus spécifique d'instruction de la demande d'autorisation de création est défini par la loi du 28 juin 2006. Le dépôt de la demande d'autorisation de création du centre sera précédé d'un débat public, prévu en 2013. Dans cette optique, un « programme industriel de gestion des déchets » (PIGD), établi avec les producteurs de déchets (AREVA, CEA, EDF), permet de planifier et de mettre en cohérence les moyens industriels à développer, sur les sites des producteurs et dans le cadre du projet CIGEO.

Les travaux de R & D associés à ce projet répondent à différents objectifs :

- conforter les modèles et mieux évaluer les marges dont on dispose en matière de sûreté sur les longues échelles de temps ;
- faciliter l'exploitation réversible de CIGEO, ce qui va conduire à développer des capteurs et des réseaux de mesure innovants ;
- penser dans une perspective industrielle la gestion du futur stockage qui devrait s'étendre sur plus d'un siècle.

Au-delà de ces travaux immédiatement liés au développement du projet CIGEO, il convient de poursuivre des recherches prospectives sur plusieurs sujets importants concernant l'ensemble des solutions de gestion :

- le traitement et le conditionnement des déchets : les procédés de traitement et de conditionnement devraient répondre aux objectifs suivants : réduire le volume des déchets, obtenir une forme physico-chimique la plus inerte possible par rapport aux besoins du stockage (production de gaz, réactivité chimique, etc.), prendre en

charge les déchets sans filière à ce jour, fournir une alternative à certaines solutions de stockage (par exemple, le recyclage des déchets métalliques très faiblement radioactifs). Les recherches à conduire s'adressent tant à des déchets existants que, de manière plus prospective, aux déchets du nucléaire du futur et cela pour différentes filières électronucléaires sur lesquelles la R & D pourra être mobilisée ;

- modélisation et simulation des mécanismes fondamentaux aux échelles pertinentes : les stockages de déchets radioactifs engendrent dans le temps et en fonction de la nature des déchets stockés, un ensemble de sollicitations de type thermique, hydraulique-gaz, mécanique et chimique. Au stade actuel des recherches, il est montré que la caractérisation, depuis l'échelle du nanomètre aux échelles supérieures au micromètre, de la structure interne des matériaux, l'étude des phénomènes élémentaires physico-chimiques qui en découlent et le développement des codes et solveurs permettant leur simulation, constituent des enjeux majeurs pour optimiser les modèles de comportement des matériaux des stockages et préciser les modalités de transfert des radionucléides et des toxiques chimiques ;
- poursuite de la mise au point et de l'optimisation des procédés de stockage en support à la construction du centre de stockage : la performance des ouvrages doit pouvoir être évaluée à différentes échelles de temps et d'espace. Dans cette optique, des essais de longue durée sont réalisés dans le Laboratoire souterrain puis seront menés dans le stockage lui-même. On poursuivra la R & D sur de nouveaux matériaux permettant d'améliorer les performances des composants des stockages, d'augmenter la compatibilité avec les environnements géologiques et de limiter les conséquences de leur dégradation (par exemple, la production d'hydrogène lors de la corrosion des aciers) ;
- développement de méthodes d'observation et de surveillance durables pour la gestion réversible du stockage : les axes de R & D abondent, qu'il s'agisse des capteurs permettant une instrumentation *in situ* (laissés à demeure), des réseaux de capteurs sans fil, des méthodes et essais non destructifs pour le suivi des matériaux et le contrôle des colis, des moyens de gestion des données.

Le marché de la gestion des déchets radioactifs et de leur stockage est naissant. Les différentes entreprises, dont celles du BTP et les ingénieries, s'engagent en recherchant un positionnement pour le futur, sur les activités du démantèlement et du stockage.

Les clients proviennent de marchés sur lesquels l'électronucléaire est déjà développé, mais la perspective de primo-accédants est intéressante, surtout lorsqu'il s'agit de pays ayant d'autres déchets radioactifs à stocker (résidus de traitement des eaux profondes liées à la production de pétrole, par exemple). Les marchés concernent actuellement surtout les pays de l'Est, souvent avec des financements européens. Les marchés des grands pays émergents pourraient aussi offrir des perspectives, notamment en Russie où aucun dispositif de stockage des déchets de l'électronucléaire n'existe.

Les appels d'offres portent aujourd'hui principalement sur le stockage des déchets d'exploitation. En ce domaine, le produit phare de l'ANDRA, c'est-à-dire le stockage de surface, sur le modèle du Centre de stockage des déchets à faible et moyenne

activité de l'Aube et toutes les prestations qui peuvent s'y rattacher, est une excellente référence.

Des prestations, cependant beaucoup plus limitées, voient aussi le jour autour du stockage géologique. À cet égard, la Suède s'est très tôt positionnée sur la scène internationale avec un concept reposant principalement sur des conteneurs en cuivre et moins sur le milieu géologique granitique d'accueil. Le projet français fait référence à un stockage en milieu sédimentaire et au concept de réversibilité qui suscite un intérêt de plus en plus grand au plan international (Allemagne, Japon, etc.).

3.8. Le démantèlement

Le démantèlement couvre l'ensemble des activités réalisées après l'arrêt d'une installation nucléaire jusqu'à l'atteinte d'un état final prédéfini. Cet état final à l'issue du démantèlement doit être « satisfaisant[1] » au regard de la protection des personnes et de l'environnement. En France, la loi du 26 juin 2006 prévoit que la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement d'une installation nucléaire de base sont subordonnés à une autorisation préalable. L'autorisation délivrée par décret fixe les caractéristiques du démantèlement, son délai de réalisation et les types d'opérations à la charge de l'exploitant après le démantèlement.

Les opérations de démantèlement en cours sur le territoire national concernent :

- dix installations nucléaires de base d'EDF : six réacteurs de la filière uranium-naturel-graphite-gaz (à Chinon, Saint-Laurent-des-Eaux et au Bugey) ; le réacteur à eau lourde de Brennilis, construit et exploité conjointement avec le CEA ; le réacteur REP de Chooz A ; le réacteur à neutrons rapides Superphénix de Creys-Malville ; l'installation d'entreposage des chemises de graphite de Saint-Laurent ;
- la décision a été prise en 2001 de déconstruire ces installations au plus tôt, sur une durée envisagée initialement de l'ordre de 25 ans. Cette durée, qui permet une certaine décroissance radiologique, doit tenir compte du temps nécessaire pour la mise au point de solutions de gestion à long terme de déchets de faible activité à longue durée de vie issus de la « déconstruction » des réacteurs UNGG[2] ;
- 21 opérations de démantèlement d'installations nucléaires de base sont en cours au CEA : elles concernent en particulier les deux réacteurs de recherche RHAPSODIE et PHENIX et le site de Grenoble dont la dénucléarisation est quasiment achevée. Dans ce dernier cas, il s'agit d'un exemple unique de démantèlement à l'échelle d'un site entier qui permet aujourd'hui de disposer d'un retour d'expérience très utile ;
- un certain nombre d'installations du cycle chez AREVA.

(1) Pour être plus précis : « *il doit permettre de prévenir ou de limiter le plus possible les risques ou inconvénients que peut présenter le site pour la sécurité, la santé, la salubrité publique ou la protection de l'environnement, compte tenu notamment des prévisions de réutilisation du site ou des bâtiments et des meilleures méthodes et techniques d'assainissement et de démantèlement disponibles dans des conditions économiques acceptables* ».
(2) Plusieurs scénarios de gestion sont étudiés à ce stade avec l'ANDRA impliquant des recherches sur les possibilités de tri ou de traitement avant mise en stockage des déchets de graphite.

Le retour d'expérience confirme la capacité à démanteler des équipements et installations complexes, de haute activité, en faisant appel à un très large panel de techniques d'intervention, au contact ou à distance, à l'aide d'engins télé-opérés (bras, robots, etc.), de techniques de décontamination, de découpe, de conditionnement de déchets solides, de traitement d'effluents.

Au plan industriel, l'ensemble de ce retour d'expérience et les bons résultats obtenus en matière de sécurité et sûreté dans ces opérations démontrent l'acquisition d'un réel savoir-faire et de techniques maîtrisées dans ce domaine, que ce soit à l'intérieur des trois grands industriels, EDF, CEA et AREVA, ou dans les entreprises prestataires spécialisées dans ce domaine.

Des pistes d'amélioration sont d'ores et déjà identifiées. Elles permettront de réduire l'impact économique et environnemental du démantèlement des installations nucléaires. Elles font l'objet de programmes d'études et de développement portant sur :

- l'amélioration continue des techniques utilisées : robotique, télémanipulation, découpe Laser ;
- l'utilisation de techniques de mesures rapides et non destructives pour l'évaluation préalable de la contamination des structures avant démantèlement ;
- la migration de radionucléides mobiles, notamment dans les bétons ;
- les procédés de décontamination, de limitation des effluents et de rémédiation des sols ;
- les techniques de conditionnement de déchets ;
- le recyclage des déchets (métaux, bétons) ;
- la meilleure compréhension des phénomènes liés à la radiolyse.

En conclusion, il est aujourd'hui permis de dire que :

- le démantèlement des réacteurs des générations passées et présentes est techniquement faisable, dans le respect des règles de sûreté, de radioprotection et de protection de l'environnement ;
- des pistes d'amélioration sont identifiées et peuvent faire l'objet de développements ultérieurs permettant d'accroître encore l'efficacité des techniques et processus industriels et d'en réduire le coût et les impacts radiologiques et environnementaux ;
- la prise en compte, dès la conception des installations futures, des enseignements tirés des démantèlements en cours permettra, le moment venu, de simplifier ces opérations et d'en réduire encore les coûts.

L'énergie éolienne

La France a misé sur l'énergie éolienne dans ses objectifs du Grenelle, qui visent l'installation à l'horizon 2020 de 19 GW d'éolien *onshore* et de 6 GW *offshore*. À cette fin, un tarif dédié au terrestre a été mis en place, des appels d'offre ont été lancés. Au-delà de ces objectifs, l'enjeu industriel et de création d'emplois est capital, à la mesure du potentiel de croissance mondial, avec des scénarios de capacité installée de 2 000 GW à l'horizon 2050, dont 600 GW en Europe. La France compte de nombreux sous-traitants, peu visibles mais bien présents dans la chaîne de valeur internationale, un potentiel de diversification pour de nombreux acteurs de l'industrie automobile, navale et aéronautique. Si on ajoute le potentiel de R & D et les capacités logistiques, la France a tous les éléments nécessaires pour aspirer à une place de *leader* mondial dans les technologies éoliennes à l'horizon 2020-2030.

Il existe plusieurs technologies éoliennes, qui se distinguent par le marché exploité : il y a le terrestre, avec ses différentes catégories (standard, vents faibles, spécifique, petit) et l'*offshore* (moyen, grand, géant, flottant). Dans les vingt à trente prochaines années, ces technologies auront chacune leur courbe d'évolution, de la plus mature (le terrestre standard) à la moins mature (l'*offshore* géant). Certaines améliorations ou sauts technologiques révolutionneront le marché éolien et permettront aux acteurs industriels d'apporter des éléments à forte valeur ajoutée, donnant une opportunité aux nouveaux entrants (flottant, géant). D'autres sauts technologiques pourraient favoriser un déploiement massif de l'éolien à des coûts proches de la parité réseau, mais les places sont réservées largement à des acteurs déjà existants.

Enfin, certaines innovations permettront le développement de l'éolien dans des conditions particulières : il s'agit de marchés de niche (éoliennes insulaires, furtives, etc.) mais leur potentiel n'est pas à négliger. Parallèlement, il faudra s'efforcer de lever de multiples barrières, en travaillant notamment sur le renforcement de la prédictibilité/prévision, sur l'évolution nécessaire des cadres juridiques, institutionnels et règlementaires, ainsi que sur l'acceptabilité sociale.

Les objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) de la France, issus du Grenelle de l'environnement, visent à porter leur part à au moins 23 % de la consommation d'énergie finale d'ici à 2020. Pour y parvenir, le gouvernement mise avant tout sur l'éolien terrestre (*onshore*) et sur l'éolien en mer (*offshore*), avec l'installation à ce même horizon de 19 GW d'éolien *onshore* et 6 GW d'éolien *offshore*, pour un investissement de l'ordre de 3 milliards d'euros par an. L'enjeu est de taille puisque fin 2010, la puissance éolienne installée en France, exclusivement terrestre, était de 5,6 GW pour une production électrique représentant à peine 1,7 % de la consommation électrique[1].

Au-delà du respect des objectifs du Grenelle, l'enjeu industriel, et bien plus encore de la création d'emplois, est primordial. D'autant que les potentiels de croissance ne s'arrêtent pas aux frontières françaises : à l'horizon 2050, les scénarios présentent des chiffres ambitieux de développement des capacités éoliennes, soit 2 000 GW au niveau mondial dont 600 GW en Europe. On considère, peut-être à tort, que la filière industrielle de l'éolien *onshore* n'a guère sa place en France, car de grands

(1) Source : RTE.

champions européens, chinois et américains dominent d'ores et déjà le marché. Pourtant, la France possède de nombreux sous-traitants, peu visibles mais bien présents dans la chaîne de valeur, qui doivent être intégrés dans l'analyse des potentialités de développement de la filière, *onshore* et *offshore*. Le gouvernement français soutient l'éolien *onshore* avec un tarif dédié et entend également impulser le développement du secteur *offshore*, encore à ses balbutiements au niveau européen comme mondial. Il a ainsi lancé mi-juillet 2011 un appel d'offres pour des parcs d'éoliennes en mer d'une capacité maximale de 3 GW sur cinq zones prédéfinies. D'autres appels d'offres devraient suivre pour compléter cette première tranche et atteindre l'objectif des 6 GW installés en mer à l'horizon 2020.

1 ■ Différentes technologies pour différents marchés

Le marché éolien se divise en deux grands segments : l'éolien terrestre, segment historique et relativement mature, représentant plus de 95 % de la capacité éolienne installée, et l'éolien *offshore*. Même si la technologie *offshore* est aujourd'hui coûteuse à l'installation, elle est prometteuse car elle bénéficie, par rapport à la branche terrestre, de meilleures conditions de vent, qui permettraient un plus grand nombre d'heures de fonctionnement sur l'année (de 3 000 h à 5 000 h contre environ 2 000 h pour le terrestre). Les technologies éoliennes se différencient par le marché exploité (conditions météorologiques, maturité de la technologie capable d'exploiter ce marché, etc.).

Les différents types d'éoliennes

ÉOLIEN TERRESTRE	**Éoliennes « standard »** : des éoliennes d'une puissance de 2 à 3 MW, équipées de rotors (la partie constituée du moyeu et des pales) de grandes dimensions. Ces éoliennes constituent la grande majorité de la capacité installée au monde et utilisent des vitesses moyennes de vent comprises entre 6 et 12 mètres par seconde (m/s) pour fonctionner et assurer une production électrique.
	Éoliennes « vents faibles » : une appellation qui couvre les machines adaptées à des régimes de vent avec des vitesses de 3 à 6,5 m/s. Ces machines sont actuellement en cours de développement et test.
	Éoliennes « spécifiques » : **insulaires, furtives, zones froides, et « passe partout »** : le marché des zones insulaires et des zones difficiles d'accès se développe avec des machines d'une puissance de l'ordre de 1 à 2 MW, et une spécificité pour les zones cycloniques qui requièrent des éoliennes rabattables, avec de nombreuses installations déjà en opération.
	Le « petit éolien », qui se limite aux éoliennes dont la puissance est inférieure à 100 kW pour des applications principalement à usage individuel et non raccordé, qu'il s'agisse d'une maison, d'une ferme isolée ou bien d'un bateau de plaisance, pour ne citer que les exemples les plus courants.
ÉOLIEN EN MER	**Éoliennes moyennes** : la plupart du marché éolien en mer installé et en exploitation est constitué aujourd'hui de machines issues directement de la technologie de l'éolien terrestre. De capacité moyenne (2 à 3 MW), elles sont posées en mer sur des fondations qui peuvent aller du socle par gravité – pour le format le plus simple – au monopieu – pour le plus répandu – en passant par le jacket (une fondation en treillis tubulaire) pour la structure en acier plus complexe, par les structures en béton ou bien les tripodes. La profondeur d'eau pour une installation économiquement viable reste aujourd'hui à un maximum de 40 mètres.

	Grandes éoliennes : les nouveaux modèles en cours de déploiement ont une puissance pouvant aller jusqu'à 6 MW, mais des prototypes de 7, 8 et 10 MW ont été annoncés par les constructeurs. Le diamètre du rotor peut dépasser les 150 mètres, faisant de l'éolienne *offshore* une des machines tournantes les plus grandes du monde.
	Éoliennes géantes : des prototypes en étude envisagent des puissances de 10 à 20 MW par éolienne avec, entre autres, l'objectif de réduire le coût unitaire d'installation par mutualisation des autres coûts structurels (logistique, raccordement, fondations, etc.).
	Éoliennes flottantes : elles permettront d'exploiter le potentiel de l'éolien à des profondeurs d'eau plus importantes, comme celles que l'on trouve en Méditerranée ou en Atlantique dès que l'on s'éloigne des côtes. Les premiers prototypes sont en construction/test.

Source : mission CAS

Pour que la filière se développe, les innovations et/ou sauts technologiques doivent répondre à l'une des cibles suivantes :

- **augmenter la taille du marché exploitable** : les technologies existantes demandent des conditions minimales d'opération (vitesse et régularité des vents, nature des sols et sous-sols, profondeurs, etc.). Des avancées technologiques permettront d'exploiter des marchés aujourd'hui inaccessibles, tels que des zones de faibles vents, cycloniques, ou encore des profondeurs en mer importantes ;
- **réduire le coût du kWh produit** : les coûts sont majoritairement liés au type de parc éolien choisi. En particulier pour *l'offshore*, cela dépend de la profondeur, de la distance aux côtes, de la productivité et de la fiabilité des turbines choisies, de la qualité de vent et de la météo (cruciale pour les opérations de maintenance). À l'horizon 2020, les perspectives de progrès permettent d'envisager pour l'éolien une baisse de coût de 15 % à 20 %. Tant que la parité réseau n'est pas atteinte, la filière dépend largement du soutien financier octroyé par l'État ;
- **améliorer la qualité de la prestation** : des services rendus au système électrique permettront une meilleure intégration de l'éolien et une augmentation de sa part dans le mix énergétique. On pourra citer, par exemple, le lissage et la prévisibilité de la production, l'exploitation et la maintenance de l'éolien *offshore*, la participation à l'équilibre du réseau, au réglage en fréquence ou en tension, et l'optimisation des programmes de production et de la qualité du courant ;
- **minimiser les risques inhérents aux opérations**, afin de mieux maîtriser l'impact sur les coûts et sur la qualité de la prestation ;
- **garantir une bonne insertion environnementale et sociétale avec des niveaux d'impacts minimaux** ou même, selon des études récentes sur l'éolien en mer, se servir de l'éolien comme vecteur de développement de la biodiversité.

Importance des sauts technologiques attendus par segment de marché

Marché éolien		Importance relative des sauts technologiques attendus						
		Augmenter la taille du marché exploitable	Réduire le coût du kWh produit	Améliorer la qualité de la prestation	Minimiser les risques inhérents aux opérations	Garantir une bonne insertion environnementale et sociétale	Maturité techno-logique∗	Taille potentielle du marché à horizon 2030
terrestre	Standard		++	++	+	+	4	++++++
	Vents faibles	++++	++++	+++	+	+	2	++++
	Spécifiques	+	++	++	+	+	4	+
	Petit éolien	+	++	+++			3-4	+
en mer	Moyennes		+	+	+	+	4	+
	Grandes	+	+++++	+++++	+++++	+++	4	+++
	Géantes	++	+++++	+++++	+++++	+++	1	++
	Flottantes	+++++	+++++	+++++	+++++	+++	1-2	++++

(∗) Niveau de maturité technologique 1) en étude labo, 2) premiers prototypes construits, 3) démonstration pré-commerciale, (4) déploiement commercial.

Source : mission CAS

2 ■ Les sauts technologiques attendus pour développer une industrie française

En raison de potentialités de marché différentes, on peut classer les améliorations, innovations ou sauts technologiques en trois sous-groupes, correspondant à trois potentiels industriels différents. S'y ajoute un dernier groupe, celui des innovations permettant de lever certains verrous communs à l'ensemble des segments éoliens. Seules quelques innovations ont été retenues ici.

Les améliorations ou sauts technologiques qui révolutionneront le marché éolien et permettront aux acteurs industriels d'apporter des éléments à forte valeur ajoutée, donnant une opportunité aux nouveaux entrants

Cela concerne principalement les technologies liées aux éoliennes flottantes et aux éoliennes géantes en mer. Compte tenu des conditions climatiques et d'implantation, l'avenir de ces technologies – donc d'une industrie française associée – est conditionné par la levée des importants verrous présents sur ce segment.

Les sauts technologiques qui vont permettre un déploiement massif de l'éolien à des coûts proches de la parité réseau : places réservées largement à des acteurs déjà existants en Europe – y compris en France –, aux États-Unis et en Asie

Sur le marché terrestre, le potentiel de pénétration par des acteurs français est limité par la présence déjà nombreuse d'industriels étrangers, notamment européens et asiatiques, et par l'existence de technologies déjà plus ou moins matures. Néanmoins, les sous-traitants français pourraient tirer profit encore davantage qu'aujourd'hui d'un

déploiement à très grande échelle de ces technologies. Si aucune rupture technologique majeure n'est attendue sur ce segment, il existe néanmoins des points d'amélioration, pouvant conduire notamment à une réduction des coûts ou à une meilleure acceptabilité qui pourront accélérer encore plus le déploiement de l'éolien terrestre.

Quant au grand éolien *offshore*, des progrès sont attendus sur la fiabilité des turbines et sur leur installation, ce qui permettrait de réduire les coûts de déploiement et d'opération.

Les sauts technologiques qui vont permettre un développement de l'éolien dans des conditions particulières, plutôt de niche, sans avoir un impact massif au niveau du marché mondial : places ouvertes à des acteurs existants et nouveaux

Certaines zones peuvent représenter des marchés de niche, car réclamant une technologie spécifique, adaptée aux conditions météorologiques et à une accessibilité limitée. C'est le cas des DOM-TOM pour la France, zones souvent soumises aux cyclones, avec des réseaux plus instables et isolés.

Le déploiement de l'éolien dans des zones où l'infrastructure logistique est déficiente présente des difficultés particulières : à la complexité de l'installation s'ajoute la complexité de la maintenance, par manque de ressources qualifiées et parfois des longues distances à parcourir. Ces machines devront donc être aussi extrêmement fiables et faciles à entretenir.

Pour un autre marché de niche, des éoliennes furtives sont en cours de conception et s'inspirent des technologies militaires. En outre, le potentiel de production d'électricité éolienne dans des zones souvent inhabitées au Grand Nord et sur les crêtes est très important, mais l'exploitation des éoliennes présente des particularités quand celles-ci sont contraintes de fonctionner dans des températures au-dessous de 0 °C.

En dernier lieu, l'éolien intégré au bâti pourrait constituer une nouvelle voie de pénétration, notamment pour des bâtiments de grande taille dans les zones urbaines et périurbaines.

En complément, certains sauts technologiques et actions transverses permettront à l'éolien en général de se développer

Afin de développer l'éolien à grande échelle (tous types d'éolien confondus), il faudra veiller à l'évolution du contexte économique global, de nature à impacter fortement un marché en croissance comme celui-ci. En parallèle, il faudra travailler fortement sur certaines barrières à lever, parmi lesquelles on trouve :

- la nature variable de la production électrique d'origine éolienne et le renforcement de la prédictibilité/prévision ;
- le besoin de structuration et coordination des efforts de recherche, de démonstration et de formation ;
- le développement d'outils industriels à grande échelle et des politiques associées ; l'évolution nécessaire des cadres juridiques, institutionnels et de la réglementation ;
- l'acceptabilité sociale et le contexte géopolitique lié à des matières premières clés.

3 ■ La filière éolienne en France : point de départ

La France compte **quelques entreprises sur le marché de la fabrication et de l'assemblage des turbines**, qui effectuent un effort important de R & D pour s'assurer une part de marché significative et rattraper les champions du secteur. Vergnet est le leader mondial pour la conception et l'installation d'éoliennes terrestres bipales rabattables, spécialisé dans les éoliennes de moyenne puissance. AREVA a fait l'acquisition du constructeur allemand Multibrid – désormais AREVA Wind – pour se positionner sur le marché de l'*offshore* et détient déjà plusieurs unités de 5 MW en production en Allemagne. Alstom a fait l'acquisition de l'espagnol Ecotecnia, positionné sur l'éolien terrestre pour créer Alstom Wind.

La filière éolienne est créatrice d'emplois en France, **pour la fabrication de pièces et composants d'éoliennes** à l'export ainsi que pour l'installation et l'opération de parcs sur le marché national. Plusieurs dizaines d'entreprises produisent des composants vendus aux grands fabricants d'éoliennes étrangers. On peut citer des acteurs très spécialisés, comme Rollix (spécialiste mondial de couronnes d'orientation et roulements spéciaux pour éoliennes), et d'autres, qui ont diversifié leurs activités (Converteam/GE, Leroy Somer pour les génératrices, Mersen pour les balais en graphite, Nexans pour les câbles, Schneider Electric pour le matériel électrique, Ferry Capitain pour des pièces de fonderie, etc.).

Certains acteurs industriels, non spécialisés au départ dans l'éolien, pourraient y voir une possibilité de développement, au regard de leurs compétences : les ports français, les industriels de l'automobile, de la construction navale (DNCS, STX), du ferroviaire et de l'aéronautique (EADS Astrium). Des entreprises de travaux publics se sont spécialisées dans le domaine des travaux de fondation et d'installation (Bouygues, Vinci, Eiffage) et de raccordement électrique. Au total, ce sont une cinquantaine d'entreprises qui sont actives dans ce domaine, auxquelles s'ajoutent les entreprises spécialisées dans la maintenance des parcs. De plus, certaines entreprises françaises, comme Technip, joueront un rôle important dans l'éolien *offshore* grâce à leur compétence en ingénierie *offshore*. Pour les navires de pose, on pourrait citer les acteurs DCNS, STX et Louis Dreyfus, entre autres.

Des nouveaux acteurs proposent désormais des services bien spécifiques : prédiction court terme, métrologie, études de participation au marché de l'électricité. Ces sociétés de service ou bureaux d'études représentent ainsi un important potentiel de développement (de diversification ou de reconversion de sociétés déjà existantes). Les ports français et leur tissu industriel se mobilisent aussi pour contribuer au développement de la filière éolienne en mer.

En complément, les éoliennes flottantes constituent un axe de développement important pour la France. Deux prototypes financés avec le concours des Investissements d'avenir sont en fabrication pour des tests à l'eau prévus en 2013.

4 ■ La filière éolienne en 2030 : une vision d'avenir à laquelle la France peut aspirer

- En 2030, la France affiche une politique claire de développement du renouvelable, avec des niveaux de prix du kilowattheure compatibles avec ceux du réseau, avec

un consensus politique sur la nécessité et l'importance de la contribution des énergies renouvelables et de l'éolien dans le mixte énergétique français.

- La France a contribué, avec les développements technologiques de ses industriels et de ses centres de recherche, à une baisse importante des coûts de l'électricité produite grâce à l'éolien à terre et en mer.

- La compétitivité, la qualité et l'innovation des composants d'éoliennes terrestres fabriqués en France ont permis à notre pays de maintenir une position importante après des années de forte concurrence internationale.

- La France continue à moderniser ses parcs terrestres, ce qui permet d'augmenter la production à des coûts moindres sans accroître la surface occupée par l'éolien.

- La France a couvert ses zones exploitables pour l'éolien posé, ses leaders industriels se concentrent sur l'exportation de technologies éprouvées ainsi que sur le développement et la fabrication des nouvelles technologies nécessaires pour moderniser les champs en exploitation en France et en mer du Nord (éoliennes géantes).

- La France est devenue leader dans la production de technologies flottantes, qui servent à augmenter la capacité éolienne mais qui sont aussi exportées, particulièrement autour de la Méditerranée, dans les îles et vers des marchés en développement.

- La France maintient son leadership sur les marchés spécifiques de la moyenne puissance (insulaires, « passe-partout ») dans un marché en plein développement de production décentralisée d'électricité.

- La France a une avancée reconnue dans le service électrique associé à la production éolienne : électronique de puissance, stockage, prévision, soutien et sécurité du réseau.

- La France propose à ses filières des centres de test et de certification à la hauteur de sa présence industrielle sur les marchés internationaux.

L'électricité solaire

Deux technologies principales existent pour transformer l'énergie des rayonnements du soleil en électricité : les panneaux photovoltaïques, qui convertissent directement le rayonnement en électricité, et les centrales solaires thermodynamiques à concentration, qui utilisent le rayonnement pour produire de la chaleur puis de l'électricité à l'image d'une centrale thermique classique.

Grâce à des baisses de prix régulières, d'un facteur supérieur à deux tous les dix ans, le photovoltaïque, qui fait appel à plusieurs filières technologiques, est aujourd'hui compétitif dans des conditions particulières : fort ensoleillement, demande électrique maximale en été au moment où le photovoltaïque produit le plus, prix de marché du kilowattheure très élevé. Ces conditions ne sont pas remplies en France continentale et plus généralement, en Europe, sauf peut-être dans les régions les plus méridionales. Ainsi que l'a souligné la mission de l'Inspection générale des finances, sur la base d'une évaluation réalisée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), « *dans le bouquet d'énergie renouvelable développée par la France, le photovoltaïque constitue, de loin, l'énergie la plus chère ramenée au kWh produit ou en termes d'aide publique au kWh produit* » : le soutien à la filière représenterait près d'1,5 milliard d'euros au titre de l'année 2012. Les progrès, nécessaires, portent sur la diminution des coûts d'investissement (à rendement constant) et l'amélioration des rendements (à coût d'investissement constant), ce qui peut se révéler contradictoire. C'est ainsi que s'agissant des cellules proprement dites, la technologie des couches minces utilise moins de matière active que celle à base de silicium cristallin, ce qui la rend moins coûteuse. En revanche, ses performances sont aujourd'hui inférieures à celles du silicium cristallin en ce qui concerne le rendement et la stabilité. À long terme, des ruptures technologiques sont possibles (photovoltaïque organique, mise en œuvre des nanotechnologies).

S'agissant de la compétitivité du photovoltaïque sous nos climats, il convient de distinguer le cas des centrales photovoltaïques de forte puissance (plusieurs dizaines de MW) et celui du photovoltaïque intégré au bâti résidentiel ou tertiaire. Grâce aux progrès technologique et à l'élévation prévisible des prix du marché de gros européen, les centrales photovoltaïques pourraient devenir compétitives, c'est-à-dire ne plus nécessiter de soutien public, aux environs de 2020 : cette perspective doit toutefois être confirmée. Leur inconvénient majeur restera cependant la ressource foncière neutralisée : la centrale de Losse dans les Landes occupe une surface de 317 hectares pour une puissance maximale de 67,2 MWe, soit une densité de puissance par unité de surface jusqu'à 60 fois inférieure à celle d'une centrale nucléaire[1]. Notons au passage que certains pays n'hésitent pas à accorder des conditions préférentielles aux installations produites localement[2]. Séduisant à certains égards, le photovoltaïque en toiture offre toutefois des perspectives d'accession à la compétitivité beaucoup plus lointaines : en l'absence de progrès décisifs, son déploiement à grande échelle, par exemple pour la réalisation de bâtiments résidentiels à énergie positive, risque de se révéler très onéreux pour la collectivité.

(1) La comparaison a été effectuée ici avec le site nucléaire de Civaux, qui contient les derniers réacteurs mis en service : une capacité totale de production de 2 900 MW sur une surface de 220 hectares.

(2) La mission pour la science et la technologie auprès de l'Ambassade de France à Washington mentionne dans un rapport récent l'existence, dans l'État de l'Ontario au Canada, de tarifs d'achat conditionnés au pourcentage de l'installation produit localement (entre 40 % et 60 % pour le photovoltaïque), mécanisme qui aurait fait ses preuves. De telles mesures visant à favoriser l'industrie locale existent également en Inde (dans le cadre de l'appel d'offres sur le solaire) et en Italie (prime supplémentaire sur le tarif de rachat). Source : rapport de la mission « *Solar Tech Tour 2011* », février 2012.

Le poids de l'industrie française pour la production de cellules à base de silicium est aujourd'hui limité, du fait du climat concurrentiel fortement capitalistique dominé par la Chine. En revanche, l'industrie française est dynamique sur tous les autres segments de la filière photovoltaïque, tels que les équipements pour la filière silicium, les filières couches minces, les matériaux d'encapsulation, la production de modules, tous les composants du BOS (*Balance of System*). Elle s'appuie sur une recherche de qualité (CEA, CNRS).

Le solaire thermodynamique, quant à lui, ne valorise que l'ensoleillement direct. Il est donc plutôt destiné à des pays à fort ensoleillement. Ses atouts essentiels sont la capacité d'hybridation avec des centrales thermiques classiques et la modulation de la production électrique grâce à des stockages thermiques. Les progrès technologiques concernent la mise au point de miroirs performants et de solutions de stockage à bas coût.

Le potentiel de marché en France continentale est maigre, faute d'ensoleillement suffisant. Toutefois, le CSP met en œuvre des technologies (réflecteurs, fluides thermodynamiques, stockage thermique, machines thermodynamiques, contrôle-commande, optiques et traitements de surface, etc.) qui sont toutes maîtrisées en France par de nombreux groupes industriels, avec une capacité d'exportation reconnue. Les acteurs français disposent ainsi des atouts nécessaires pour se positionner sur les marchés étrangers, en pleine croissance.

L'énergie solaire : un potentiel gigantesque

L'énergie solaire est la source d'énergie la plus abondante sur terre. On dit souvent que l'énergie reçue par la terre en provenance du soleil en une heure est supérieure à la consommation mondiale d'énergie en une année. Ce potentiel est bien sûr théorique : il suppose la récupération de l'énergie solaire sur l'ensemble de la surface terrestre (continentale et océanique) avec un rendement de conversion de 100 %, ce qui est illusoire. Le potentiel technique, dont la mesure suppose d'évaluer la surface de terre utilisable avec des rendements de conversion plus réalistes, est une unité plus significative : ses estimations sont très variables allant de l'ordre du millier à plusieurs dizaines de milliers d'exajoules (soit 10^{18} joules) par an. Cette énergie peut être utilisée pour des applications très différentes comme la production de chaleur, de froid ou d'électricité. La production d'électricité à partir d'énergie solaire, qui fait l'objet de ce chapitre, peut faire intervenir deux familles technologiques différentes : les technologies photovoltaïques, qui convertissent directement le rayonnement solaire en électricité grâce aux propriétés des matériaux semi-conducteurs utilisés, et les technologies de solaire thermodynamique à concentration, qui, comme leur nom l'indique, concentrent le rayonnement solaire pour produire de la chaleur qui sera ensuite utilisée pour générer de l'électricité.

1 ■ L'énergie solaire photovoltaïque

1.1. Les différentes technologies : état de l'art et perspectives

Plusieurs filières technologiques existent : le silicium cristallin ; les couches minces, principalement à base de silicium amorphe, de tellurure de cadmium (CdTe), d'alliages de cuivre, indium, gallium et sélénium (CIGS) ; les cellules solaires hybrides et organiques ; les concepts à très haut rendement (recourant aux nanotechnologies). Parmi les technologies parvenues au stade commercial, on distingue principalement le silicium cristallin et les couches minces qui diffèrent par

leurs performances et leur stade de pénétration sur le marché. Sont aujourd'hui également disponibles sur le marché des cellules solaires photovoltaïques à concentration : il s'agit de cellules à très haut rendement couplées à des dispositifs de concentration du rayonnement solaire (à l'exemple des lentilles de Fresnel). Cette technologie émergente qui s'adresse à des marchés différents est traitée, plus loin, dans une partie dédiée.

Le silicium cristallin – monocristallin ou polycristallin – est la filière la plus mature, avec 85 % de part de marché en 2010. Cette filière est celle qui affiche actuellement les rendements[1] de modules commerciaux les plus élevés, de l'ordre de 14 % à 20 %. Le silicium polycristallin qui représente plus de la moitié de la production, affiche des rendements un peu plus faibles que le monocristallin mais il est également moins coûteux. La filière du silicium cristallin, qui domine le marché depuis les années 1970 et devrait conserver une part majoritaire dans le court-moyen terme, a vu ses prix baisser de manière régulière, entre 15 % et 20 % à chaque doublement de la production. Cette baisse des coûts devrait être encouragée par la conjonction de quatre facteurs principaux : la baisse du coût du silicium purifié ; la réduction de la quantité de silicium utilisée (l'objectif pour ces deux facteurs étant une baisse de moitié) ; l'augmentation des rendements et enfin des gains de productivité sur les procédés et les équipements. Ces améliorations réalisables sur la base des connaissances actuelles pourraient permettre, selon le CEA, de réduire de moitié le prix du module à terme. Les obstacles à une réduction plus forte sont le coût des matériaux support et d'encapsulation (qui représente actuellement 20-25 % du prix) et l'obtention de rendements supérieurs à 25-30 % (qui supposera le recours à des multijonctions, soit l'empilement de plusieurs matériaux semi-conducteurs captant chacun une partie du spectre).

L'intérêt majeur des couches minces, quelles que soient les nombreuses filières technologiques étudiées, réside dans la forte réduction de la quantité de matière active utilisée, ce qui permet de diminuer les coûts par rapport au silicium cristallin. Toutefois, les technologies développées (CdTe, silicium couches minces, CIGS) n'atteignent pas aujourd'hui les performances du silicium cristallin en termes de rendement et de stabilité, et certaines font appel à des éléments toxiques à l'exemple du cadmium (CdTe) ou « stratégiques » comme l'indium (CIGS). Des efforts de R & D sont entrepris en vue de l'augmentation des rendements et de la recherche d'alternatives pour les matériaux rares ou critiques comme l'indium, le gallium ou le tellure. Les progrès attendus concernent également les techniques de contrôle de qualité et de robustesse à long terme ainsi que le développement de procédés de fabrication rapides et bon marché, ce qui devrait permettre de diminuer de manière significative les coûts de production. Enfin, des ruptures en termes de rendement sont possibles grâce à l'utilisation d'autres matériaux comme l'arséniure de gallium (des rendements de cellule record de 28 % ont été atteints) qui pourrait constituer une véritable percée si on arrivait à en réduire les coûts.

Le photovoltaïque organique est une technologie émergente qui laisse envisager des ruptures potentielles, d'une part en raison de l'utilisation de matériaux organiques à très faible coût et en très faible quantité, d'autre part en raison d'un fort potentiel en termes de productivité des équipements et procédés de fabrication. Il faut distinguer

(1) Le rendement des modules photovoltaïques au silicium cristallin a progressé d'environ 2 % par an, l'objectif étant d'atteindre 23 % en 2020.

les cellules à colorants – partiellement organiques –, aujourd'hui commercialisées pour des applications de faible puissance, et les cellules tout organiques qui en sont encore au stade expérimental et pour lesquelles les rendements obtenus sont encore faibles par rapport à ceux des technologies dominantes même si de nets progrès ont été constatés ces dernières années. L'allongement de leur durée de vie est également un enjeu de recherche majeur : elle est actuellement très limitée (quelques milliers d'heures et on peut espérer cinq ans d'ici 2015), alors que les technologies dominantes permettent aux modules des durées de vie d'environ 25 ans[1]. Toutefois, le fort potentiel de réduction des coûts de production (mentionné ci-dessus), la souplesse et la conformabilité[2] des modules et la facilité de recyclage sont autant d'arguments en faveur de cette filière.

Des concepts avancés de couches minces (à très haut rendement), encore à l'état de recherche, pourraient conduire, grâce aux nanotechnologies, à de véritables ruptures sur le long terme.

Globalement, les progrès sur les technologies photovoltaïques pour réduire les coûts concernent la diminution de la quantité de matériaux utilisés, l'amélioration des rendements, l'augmentation de la productivité des procédés de fabrication (mais également du contrôle de la qualité) et de la durée de vie des modules (de 25 ans aujourd'hui à 35 ans en 2020). Outre la diminution des coûts, l'amélioration de la qualité environnementale est un objectif crucial, visé par la réduction du temps de retour énergétique[3], la recyclabilité des matériaux employés et l'exclusion de matériaux toxiques.

Enfin, une meilleure intégration du photovoltaïque est indispensable : elle concerne à la fois l'intégration dans les réseaux de distribution d'électricité, grâce à une meilleure gestion de la demande, et à terme, l'utilisation de systèmes de stockage et l'amélioration de l'intégration du photovoltaïque dans le bâti (gestion des problèmes de surchauffe, facilités de pose *via* le développement de produits réellement adaptés, coloris, mise en sécurité des installations, etc.).

Au-delà des modules photovoltaïques, une installation complète comporte de nombreux éléments regroupés sous le terme de *Balance of System* (BOS) : les supports et fixations, le câblage électrique, les équipements de protection, la conversion électrique (onduleur[4]) et le raccordement électrique, ainsi que des organes de sécurité et de suivi, voire du stockage. La part de ces éléments dans le coût final est lourde et varie entre environ 40 % pour les centrales au sol à plus des deux tiers pour les systèmes résidentiels intégrés en toiture. Ce n'est donc pas un aspect à négliger dans la démarche actuelle de fortes réductions des coûts des systèmes photovoltaïques.

(1) Aujourd'hui, la durée de vie des modules au silicium cristallin dépasse les 25 ans et devrait atteindre 35 ans en 2020.
(2) Il s'agit de la capacité d'adaptation des modules aux différentes déformations pouvant se produire.
(3) Le temps de retour énergétique est le temps au bout duquel le panneau aura produit autant d'énergie que sa production en a consommé. Il varie entre un et trois ans. Pour certains panneaux de nouvelles générations, il peut atteindre six mois suivant le lieu de production et l'ensoleillement.
(4) La durée de vie actuelle des onduleurs est de 15 ans et devrait atteindre 25 ans en 2020.

À titre indicatif, les objectifs (coûts et performances) à court, moyen et long terme de la feuille de route de la plateforme technologique de recherche européenne sur le photovoltaïque (EU PV Platform) et de l'association européenne de l'industrie photovoltaïque (EPIA) sont présentés ci-dessous.

Objectifs de recherche de la feuille de route européenne sur le photovoltaïque

	1980	Aujourd'hui	2020	2030	Potentiel de long terme
Prix moyen d'un système de 100 kW clés en main (2011 €/W hors TVA)	> 30	2,5	1,5	1	0,5
Coûts de production de l'électricité en moyenne dans le sud de l'Europe (2011 €/kWh)	> 2	0,19	0,10	0,06	0,03
Temps de retour énergétique d'un système classique dans le sud de l'Europe (années)	> 10	0,5-1,5	< 0,5	< 0,5	0,25

Hypothèses :
– un système PV de 100 kW pour une toiture commerciale dans le sud de l'Europe
– un indice de performance (PR) de 80 %, une énergie spécifique de 1 440 kWh/kWc.an
– une durée de vie de 25 ans, un taux d'actualisation de 6,5 %

Source : European Photovoltaic Technology Platform (2011), A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology, *2e édition*

Objectifs 2020 de l'initiative industrielle européenne (EII, *European Industrial Initiative*) sur le solaire

État des technologies et principaux objectifs à 2020		2007	2010	2015	2020
Prix d'un grand système clés en main (€/Wp)✶		5	2,5-3,5	2	1,5
Coût de production de l'électricité PV dans le sud de l'Europe (€/kWh)✶✶		0,3-0,60	0,14-0,20	0,10-0,17	0,07-0,12
Rendement d'un module PV classique (%)	Silicium cristallin	13-18 %	15-19 %	16-21 %	18-23 %
	Couches minces	5-11 %	6-12 %	8-14 %	10-16 %
	PV à concentration	20 %	20-25 %	25-30 %	30-35 %
Durée de vie d'un onduleur (années)		10	15	20	> 25
Durée de vie d'un module (années)		20-25	25-30	30-35	35-40
Temps de retour énergétique (années)		2-3	1-2	1	0,5
Coût d'un système PV + stockage à petite échelle (€/kWh) dans le sud de l'Europe (couplé au réseau)✶✶✶			0,35	0,22	< 0,15

✶ Le prix d'un système ne dépend pas uniquement des améliorations technologiques mais également de la maturité du marché (qui implique des infrastructures pour l'industrie et des coûts administratifs).
✶✶ Le coût de production de l'électricité dépend des coûts de financement et de la situation géographique. Les sites dans le sud de l'Europe considérés ici ont des niveaux d'ensoleillement allant de 1 500 kWh/m^2/an (e.g. Toulouse) à 2 000 kWh/m^2/an (e.g. Syracuse).
✶✶✶ Chiffres estimés d'après les feuilles de route d'EUROBAT (NDLR : Association européenne de fabricants de batteries automobiles et industrielles).

Source : Solar Europe Industry Initiative, Implementation Plan 2010-2012, mai 2010, document réalisé par l'EPIA et l'EU PV Platform

1.2. Marchés et filières industrielles du solaire photovoltaïque

Fin 2010, la capacité mondiale cumulée du photovoltaïque atteignait 40 GW dont 30 GW rien qu'en Europe : la capacité annuelle installée en 2010 a atteint 18 GW, en hausse de 139 % par rapport à 2009. La croissance du marché s'est fortement accélérée ces dernières années, passant de 15 % par an auparavant à 50 % par an sur les quatre dernières années. L'Europe représente le premier marché mondial avec 80 % des capacités nouvelles installées [1]. Trois marchés dépassaient 1 GW : l'Allemagne, qui occupe la première place en termes de puissance cumulée installée (avec 17 GW), l'Italie et la République tchèque, et parmi les marchés dépassant les 500 MW, on retrouve les États-Unis, la France, le Japon et la Chine. Les estimations pour la capacité installée en 2011 sont d'environ 20 GW. Il est intéressant de souligner qu'aujourd'hui, les marchés les plus importants ne sont pas les pays ayant le plus de ressources solaires.

D'après l'association européenne de l'industrie photovoltaïque, l'EPIA, le marché annuel pourrait passer à 35 GW d'ici à 10 ans, avec un rythme de 19 GW en 2015 s'il est bien piloté. Selon divers scénarios, l'Europe pourrait avoir installé entre 80 GW (fourchette basse) et plus de 200 GW (fourchette haute) de solaire en 2020.

Aujourd'hui, l'industrie photovoltaïque mondiale est en crise[2] : les investissements en capacité de production réalisés par de nouveaux acteurs, chinois pour la plupart, ont été très importants, de sorte que la capacité de production dépasse d'un facteur proche de deux la demande. En conséquence, les prix des panneaux ont baissé si vite que même les plus gros fabricants ne résistent plus à la fonte de leurs marges, alors que la demande et les subventions chutent en Europe, leur principal marché actuel. D'importantes restructurations sont donc en cours, et certains producteurs vendent aujourd'hui à perte.

L'industrie française fait face à un marché local limité, déstabilisé par les récentes modifications du cadre réglementaire national, ainsi qu'à un marché international en pleine guerre des prix. Elle aura du mal à jouer sur les leviers de prix et de volume. Restent les autres pistes pour le moyen terme : le renforcement des critères de qualité et en particulier des critères environnementaux (l'électricité bas carbone dont

(1) En 2010, les capacités nouvelles installées en énergies renouvelables en Europe ont dépassé les capacités installées en énergies fossiles, le photovoltaïque occupant la première place dans le classement des énergies renouvelables avec environ 13 GW (et la 2e place derrière le gaz dans le classement regroupant énergies renouvelables et fossiles).

(2) La baisse brutale des subventions au secteur solaire un peu partout en Europe, et tout dernièrement en Allemagne et en Grande-Bretagne, combinée à la course à la production, ont fait chuter les prix des panneaux de 30 % à 40 % sur une année, poussant de nombreux groupes à fermer, comme les américains Solyndra et Spectrawatt, mais aussi de petits fabricants chinois. Chez les plus grands fabricants, le taux d'utilisation de certaines usines a été ramené à 75 %, et chez les acteurs de taille moyenne, ce taux est tombé sous les 50 %. Les leaders mondiaux du solaire – les chinois Suntech et JA Solar et l'américain First Solar – freinent tous leur expansion, après plusieurs années de course effrénée aux nouvelles usines. Seule solution pour le secteur, freiner la production pour faire remonter les prix, mais l'effet de la surproduction actuelle pèsera sur les prix pendant encore plusieurs trimestres. De grands acteurs européens ont déjà pris des décisions en ce sens : les allemands Conergy, Solarworld et Solon, et le norvégien REC ont fermé des usines. En France, le groupe Photowatt est en redressement judiciaire.

elle bénéficie assure un faible contenu en carbone aux modules produits en France), le ciblage de certains créneaux de la chaîne de valeur (par exemple les équipements pour la filière silicium, les modules couches minces, les composants du BOS), la diversification et l'innovation (en collaboration avec les organismes de recherche, qui sont plutôt bien positionnés). En effet, le solaire pourrait à terme assurer une part notable dans la production d'énergie au cours du prochain siècle, grâce notamment à une baisse du prix de revient du kilowattheure électrique. La France peut ici profiter de certains atouts de son marché local et de la spécificité des marchés insulaires.

La capacité de la France à exporter devra être analysée à partir du croisement entre ses atouts et les clés de la compétitivité et cela, non pas de façon globale, mais segment par segment tout au long de la chaîne. À titre d'exemple, un faible prix de l'électricité est un facteur essentiel pour l'amont de la chaîne (purification et cristallisation du silicium, qui comptent pour près d'un tiers dans le prix du module photovoltaïque). On peut noter que bien qu'importateurs de modules chinois, les États-Unis équilibrent leur balance commerciale sur le solaire en exportant du silicium purifié vers la Chine.

D'autres facteurs comme le coût d'accès au capital et la vitesse d'adaptation des outils industriels aux innovations sont décisifs, d'autant que le coût de main-d'œuvre joue peu sauf pour l'installation.

Dès lors que l'on s'intéresse à la compétitivité du photovoltaïque, il faut distinguer plusieurs marchés :

- les installations connectées au réseau et les installations autonomes (particulièrement intéressantes dans le cas de sites isolés) ;
- les centrales au sol et le photovoltaïque installé sur toiture ; cette distinction peut être affinée en quatre segments de marché : les toitures résidentielles (puissance inférieure à 10 kilowatts-crête[1] ou kWc) ; les toitures commerciales (entre 10 kWc et 100 kWc) ; les toitures industrielles (entre 100 kWc et 1 MWc) ; et les centrales au sol (puissance supérieure à 1 MWc). La compétitivité du photovoltaïque sur toiture est à analyser par rapport au prix de détail de l'électricité pour le consommateur résidentiel, commercial ou industriel, tandis que la compétitivité des centrales au sol est à évaluer par rapport au marché de gros de l'électricité.

(1) La puissance maximale d'un panneau photovoltaïque dans des conditions normalisées dites « STC » (*Standard Test Conditions*) est la puissance-crête exprimée en watts-crête.

Décomposition en valeur ajoutée et en emplois de la filière photovoltaïque française

	R & D	Équipements de production	Matériaux solaires + Wafer	Cellules Modules	Matériel électrique	Ensembliers + composants structures	Installeurs/ ingénierie
Valeur ajoutée	Répartie sur la chaîne de valeur		9 % + 14 %	16 % + 21 %	20 %		20 %
Emplois	1 220	680	600	1 910	2 150	16 682 (68 %)	
Acteurs (exemples)	CEA/INES CNRS IRDEP Pôles de Compéti-tivité EDF ENR PV Alliance	ECM Semco Vincent Adixen Eolite Mersen (ex-Carbone Lorraine) EFD Vesuvius	Air Liquide Saint-Gobain Mersen Arkema Total Axter Tenesol	Photowatt ✶ MPO Apollon Solar EMIX S'Tile Fonroche Solsia Bosch Nexcis Tenesol Solaire Direct	Ainelec Comeca Comel Emelec Leroy Somer Saft Socomec Schneider E. SMA France Alstom-Grid	Photowatt ✶ Clipsol Tenesol Apex Solar Fonroche Solaire Direct Giordano Exosun Auversun Mecosun Sunnco	EDF EN GDF Suez Solaire Direct Evasol Cegelec Aerowatt Sunnco

✶ NDLR : l'entreprise Photowatt a été reprise par EDF suite à décision du tribunal de commerce de Vienne en date du 27 février 2012.

Source : DGEC (2011), Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010, Édition 2011

Les acteurs mondiaux

Entreprises	Pays	Technologie des cellules	Capacité de production 2010	Capacité de production 2011	Capacité prévue en fin 2012
Suntech Power	Chine	Si cristallin (mono, poly)/Couches minces (a-Si, mc-Si)	1 585	2 220	2 746
First Solar	États-Unis	Couches minces (CdTe)	1 412	1 981	2 520
JA Solar	Chine	Si cristallin (poly)	1 463	1 690	3 000
Yingli Green Energy	Chine	Si cristallin (poly)	1 060	1 604	2 450
Trina Solar	Chine	Si cristallin (mono)	1 050	1 550	2 400
Motech Industries	Taiwan	Si cristallin (mono, poly)	945	1 100	1 600
Canadian Solar	Canada	Si cristallin (mono, poly)	523	1 010	2 000
Haeron Solar	Chine	Si cristallin (mono, poly)	155	940	1 376
Sunpower	États-Unis	Si cristallin (mono)	563	922	1 200
Gintech	Taiwan	Si cristallin (mono, poly)	827.	873	1 500

CdTe : *Cadmium telluride* (tellurure de cadmium) ; a-Si : Silicium amorphe ; mc-Si : Silicium micro cristallin ; CIGS : Cuivre indium gallium sélénium.

Source : EurObserv'ER, 2012

2 ■ Solaire photovoltaïque à concentration

Cette technologie solaire repose l'utilisation de dispositifs optiques (lentilles de Fresnel, optiques de Cassegrain) pour concentrer la lumière du soleil sur de minuscules cellules photovoltaïques multicouches à très haut rendement. Les rendements des cellules sont supérieurs à ceux des autres filières (le record est détenu par l'entreprise américaine Solar Junction avec 43,5 %). Dans les cellules à concentration, les cellules multi-jonctions couvrent une faible part de la surface, le reste étant constitué par les dispositifs optiques de concentration qui peuvent être en plastique[1] : le faible coût de ces dispositifs permet alors de compenser le coût élevé de la cellule au cm².

Les modules sont majoritairement de grande taille et posés obligatoirement sur suiveurs solaires *(trackers)*. Les centrales ont vocation à être déployées dans les pays de la ceinture solaire de la planète (ou *sunbelt*) – régions au ciel limpide de latitude inférieure à 35-40 dans les deux hémisphères Nord et Sud à l'exemple du pourtour méditerranéen[2] – sous forme de dizaines, voire de centaines de mégawatts. En effet, cette technologie ne valorise que l'ensoleillement direct et par conséquent, ne trouve sa légitimité que dans des zones très ensoleillées (soumises à une radiation directe supérieure à 1 800 kWh/m²/an).

2.1. Marché et filières industrielles du CPV

L'année 2011 a marqué le décollage du marché photovoltaïque à concentration (CPV). Il y a encore peu de temps, la puissance cumulée des centrales CPV en développement ou en service dans le monde était anecdotique : seulement quelques dizaines de MW cumulés, principalement en Espagne, aux États-Unis ou encore en Australie (concurrence technologique du solaire photovoltaïque classique et du solaire thermique à concentration). Mais les choses sont en train de changer avec l'annonce ces derniers mois de projets de fermes géantes. Le cabinet américain GTM Research prévoit ainsi le passage d'un marché CPV installé de 5 MW en 2010 à 1 GW en 2015. Les plus gros projets connus à ce jour atteignent 150 MW de puissance.

Une poignée d'acteurs domine ce marché dont le français Soitec (avec le rachat de l'Allemand Concentrix). De même, seuls quelques pays sont pour l'instant concernés par le solaire CPV, mais plusieurs indices laissent présager que le marché va s'ouvrir à d'autres territoires.

Soitec a récemment mis en exploitation un site de démonstration de 500 kW à Rians (Var) et est engagé dans plusieurs projets de plusieurs centaines de MW. De son côté, la *start-up* Heliotrop a raccordé au réseau un module HCPV (High CPV) sur le site du CEA à Cadarache (Alpes-de-Haute-Provence) ; à noter aussi le développement d'Exosun, fabricant de *trackers*, et des fabricants d'optiques.

(1) Des sociétés comme Amonix, Arima ou Opel Solar utilisent des lentilles de Fresnel en acrylique (PMMA pour polyméthacrylate de méthyle).
(2) Dans la ceinture solaire, on compte de nombreuses zones de grande densité de population : le sud de l'Europe, le sud des États-Unis, la Chine, l'Inde, l'Afrique du Nord, le Moyen-Orient, etc. Les pays de la ceinture solaire représentent près de 80 % de la population mondiale mais leur part dans la consommation d'énergie mondiale n'est que de 40 %.

2.2. Filières, verrous et perspectives

Comme pour les autres technologies, la première clé sera la diminution des coûts, qui passera par :

- la réduction des coûts de fabrication avec une forte automatisation pour les optiques et les suiveurs ;
- l'augmentation du rendement des cellules et du système ;
- l'augmentation éventuelle du facteur de concentration, qui nécessitera de relever des défis d'ordre thermique (refroidissement), optique (aberrations chromatiques pour les options Miroir de Fresnel) et mécanique (alignement notamment) ;
- l'amélioration de la durabilité des systèmes grâce à la résolution de problèmes technologiques liés entre autres aux fortes variations de température et d'humidité entre jour et nuit sous certains climats, tant pour les modules que pour les *trackers*.

L'arrivée attendue de nouvelles cellules à quatre jonctions ou plus devrait hisser les rendements cellules et systèmes à 45 % et 30 % respectivement, d'ici trois ou quatre ans. Si la cellule constitue la clé du développement de la technologie, ses performances et son coût relatif dans le système sont intimement liés à ceux des autres composants, et en particulier à l'optique. Les rendements optiques moyens des systèmes de concentration sont aujourd'hui de 80 % seulement et pénalisent encore fortement le rendement module. L'utilisation de taux de concentration très élevés (supérieurs à 1 000) apparaît également comme un moyen efficace de réduire l'impact du coût « cellules » dans le système à court/moyen terme.

3 ■ Solaire thermodynamique à concentration (CSP)

La filière solaire thermodynamique fait référence aux technologies permettant de produire de l'électricité en concentrant le rayonnement solaire grâce à des miroirs ou des réflecteurs : on parle alors de solaire thermodynamique à concentration (en anglais *Concentrated Solar Power* ou CSP). Tout comme pour le solaire photovoltaïque à concentration, le rayonnement diffus ne pouvant être focalisé, seul le rayonnement direct du soleil (qui représente entre 50 % et 90 % de la totalité du rayonnement solaire au sol, selon la nébulosité) va être concentré ; mais contrairement au solaire photovoltaïque dans le cas du solaire thermodynamique, la concentration du rayon lumineux va permettre de chauffer un fluide caloporteur qui va être utilisé, comme dans une centrale thermique classique, pour produire de l'électricité. Par conséquent, le solaire thermodynamique nécessite un ensoleillement direct élevé : les sites doivent se trouver dans les régions soumises à une radiation directe d'environ 1 800 kWh/m²/an. Les marchés concernés sont similaires à ceux du solaire photovoltaïque à concentration, à savoir la ceinture solaire (mentionnée plus haut).

3.1. Les marchés du solaire thermodynamique à concentration

Le solaire thermodynamique présente des avantages par rapport au photovoltaïque :

- une production plus régulière tout au long de la journée, contrairement aux panneaux photovoltaïques dont la production peut chuter brutalement au moindre nuage ;

- un couplage avec des systèmes de stockage de l'énergie à grande échelle, qui permettent d'utiliser cette technologie en semi-base ;
- une cogénération électricité/chaleur, cette dernière ouvrant la voie à d'autres applications : froid, dessalement.

La capacité installée de CSP (environ 1 GW) est concentrée en Espagne et aux États-Unis, mais le marché se développe dans le reste de la ceinture solaire. Cette technologie pourrait être idéale pour l'Afrique du Nord. Des centrales à concentration sont en cours de construction en Italie, au Maroc et en Algérie pour une capacité totale d'environ 625 MW.

Cependant, compte tenu de la compétition en termes de coûts avec le photovoltaïque, la situation du CSP peut devenir difficile dès lors que seule l'énergie électrique est valorisée[1]. Cette technologie n'en est qu'à ses débuts et les estimations sur son potentiel futur divergent selon les scénarios. Elles s'accordent toutefois sur le fait que cette filière devrait connaître une très forte croissance dans la décennie à venir : selon l'AIE, par exemple, à l'horizon 2020, la capacité mondiale installée sera de 148 GW.

Il existe trois typologies de marché[2] :

- *les grosses centrales* situées dans la ceinture solaire et susceptibles d'alimenter en électricité « le reste du monde » ;
- *les centrales de taille plus modeste* pour alimenter des zones rurales dans les pays en développement : l'essentiel de la demande concerne les populations des pays émergents qui n'ont pas aujourd'hui accès à l'électricité, soit 1,6 milliard de personnes, dont 800 millions dans des sites isolés, principalement en Afrique et en Asie. Le site isolé typique est un village d'environ 500 à 1 000 habitants avec une centaine d'habitations. Le besoin est alors de quelques centaines de kWh/jour au plus, pour servir des besoins en éclairage ou télécommunications et des activités artisanales ou agricoles, avec une consommation répartie sur la journée, d'où la nécessité d'un stockage de l'énergie. Le nombre de sites isolés dans le monde est estimé entre 500 000 et un million, soit un marché potentiel d'au moins 100 milliards d'euros pour des installations de 100 kWh/jour, ou quelques dizaines de GW électriques répartis (soit quelques pourcents du marché pris en compte par l'AIE) ;
- *les centrales hybrides combustibles fossiles (charbon, gaz)/CSP* qui constituent une solution intéressante à court terme pour réduire les émissions de CO_2 provenant des centrales thermiques classiques.

L'ensemble des technologies de CSP, qui peut couvrir une gamme allant de 500 KWe à 500 MWe, est choisi en fonction du mode de valorisation de l'énergie solaire collectée et de l'électricité produite. On en distingue trois principaux :

- la production d'électricité avec garantie de fourniture, qui nécessite alors stockage et hybridation pour effacer les variations de la ressource solaire et répondre aux besoins en hiver. Cette garantie de capacité permet, suivant la taille du stockage

(1) Aux États-Unis, les distributeurs d'électricité, qui ont des quotas d'énergie « verte » à respecter, vont au moins cher. Plusieurs grands projets solaires thermiques ont été transformés en photovoltaïque ces derniers mois : depuis juin 2010, environ 3 GW de projets thermiques sont devenus photovoltaïques.
(2) Cf. feuille de route de l'ADEME.

et le rapport entre la taille du champ solaire et la puissance de la turbine, d'étaler, de déplacer, voire de concentrer la production électrique dans le temps. On peut alors ou bien produire aux heures de forte consommation ou bien lisser la production aux heures de moindre demande ;

- la production décentralisée d'électricité dans des zones ne disposant pas de réseau de distribution structuré, mais qui pourraient bénéficier des technologies nouvelles, de gestion intelligente, de micro-réseau de distribution d'électricité ;
- l'intégration au sein d'unités industrielles de production qui utilisent l'énergie électrique ou la chaleur pour leurs besoins propres (par exemple, dessalement d'eau de mer, traitement de l'eau, etc.) ou la chaleur.

3.2. Verrous et objectifs technologiques

Les progrès technologiques attendus concernent principalement la mise au point de systèmes optiques et de solutions de stockage à bas coût ainsi que de fluides caloporteurs plus performants (pour améliorer les rendements). La technologie bénéficiera également d'améliorations technologiques incrémentales visant à réduire les coûts de maintenance (entretien des miroirs nécessaire pour ne pas perdre des points de rendement) et les coûts des divers composants (supports, systèmes de suivi de la course du soleil ou *trackers*, miroirs, turbines, etc.).

Comme toutes les technologies destinées à récupérer une énergie solaire certes abondante mais peu dense, les fermes solaires CSP présentent une grande emprise au sol. Ainsi, la centrale Andasol en Andalousie occupe une superficie de 510 000 m^2 pour une puissance de 50 MW et une production de 180 GWh/an.

Les objectifs technologiques sont les suivants :

- l'objectif à horizon 2020 est un coût de production de 10 centimes d'euros/kWh ; actuellement, il est estimé à environ 17 centimes d'euros/kWh pour des centrales de grande capacité (autour de 100 MW) et 30 centimes sur les petites centrales. L'objectif à terme est d'atteindre un coût de production de 7 centimes d'euros/kWh pour les grandes centrales et 15 centimes d'euros/kWh pour les petites ;
- le challenge est celui du stockage thermique, qui permet un fonctionnement en semi-base du solaire thermodynamique à concentration ;
- pour rendre cette technologie économiquement compétitive il faut également rentabiliser la chaleur produite (séchage, eau chaude sanitaire, réseaux de chaleur ou de froid, etc.).

Les évolutions suivantes pourraient permettre de réduire le coût à 7 centimes d'euros/kWh :

- les coûts du CSP sont répartis sur l'ensemble des composants ; c'est donc en premier lieu l'industrialisation qui réduira les coûts par les effets d'échelle ;
- des progrès progressifs sur les miroirs (minces mais plus fragiles) ;
- le développement de nouveaux fluides caloporteurs ou la génération directe de vapeur pour améliorer le rendement ;
- le développement de turbine à vapeur (100 bar) de basse puissance ;

– la mise au point de solutions de stockage thermique performantes (coût et rendement) : c'est le principal verrou.

Il existe des possibilités de couplage avec d'autres applications que la production d'électricité, notamment la production de froid (qui présente un intérêt notable dans les pays de la ceinture solaire) et le dessalement d'eau de mer (cible : 1 euro/m^3).

3.3. Filière industrielle

Le potentiel de marché en France métropolitaine est maigre faute d'ensoleillement suffisant. Toutefois, le CSP met en œuvre des technologies (réflecteurs, fluides thermodynamiques, stockage thermique, machines thermodynamiques, contrôle-commande, optiques et traitements de surface, etc.) qui sont toutes maîtrisées en France au sein de nombreux groupes industriels, avec une capacité d'exportation reconnue. Les acteurs français disposent ainsi des atouts nécessaires pour se positionner sur les marchés étrangers, en pleine croissance. En plus des technologies Fresnel déjà disponibles sur le territoire national, la France compte des fabricants de turbines, d'alternateurs, de miroirs, de *trackers*, de structures métalliques, de récepteurs, et aussi des groupes d'ingénierie, électriciens, chaudronniers, chaudiéristes, etc. Des programmes de recherche ont été lancés pour soutenir le développement de centrales à concentration solaire. Il existe des centres de recherche déjà mobilisés comme celui de l'INES ou du CNRS.

À l'international, de nombreux grands industriels internationaux tels Siemens, AREVA, Alstom, ABB et General Electric ont investi, pour certains très largement, dans des spécialistes du solaire thermodynamique.

Les principaux acteurs du CSP

	Exemples parmi les principaux acteurs				
	Études	Solar Block	Power Block	Développement et installation	Opération et maintenance
France	CINM Bertin Solar Euromed SAED Sogreah	AREVA (Fresnel) CNIM (Fresnel) Alstom (Tours) Saint-Gobain (Miroirs) Arkema (fluids) Schneider Electric (contrôle) Siemens (récepteurs)	GE France Alstom Altawest Siemens	Technip Total Solar Euromed Dalkia Sogreah Entrepose Contracting Enertime SAED	Total Solar Euromed Dalkia Veolia
International		Acciona Solar Millenium Abengoa Skyfuel Ferrotaal ACS Cobra	ABB	Acciona Abengoa Solar Millenium Torresol Energy ACS Cobra Novatec Biosol	ENEL RWE Acciona Abengoa ACS Cobra

Source : DGEC (2011), Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010, Édition 2011

Les énergies renouvelables marines

Les énergies renouvelables marines recouvrent plusieurs technologies qui n'ont pas toutes la même maturité et les mêmes perspectives de développement. Malgré le fort potentiel français (ressource physique et acteurs), elles devraient occuper une place relativement faible dans le mix énergétique à l'horizon 2030. Leur contribution ne fait pas l'objet d'objectifs chiffrés, contrairement à l'éolien *off-shore*. L'énergie *marémotrice*, qui fait appel à des technologies matures, présente un fort potentiel théorique dont la réalisation concrète est limitée essentiellement pour des raisons environnementales et d'acceptabilité sociale. L'énergie *hydrolienne*, sans doute la plus prometteuse, pourrait faire l'objet de réalisations industrielles avant 2030 : des prototypes et démonstrateurs sont en cours de test en France. L'énergie *houlomotrice* est moins mature, on recense environ 140 technologies différentes au niveau mondial, dont certaines sont développées en France. L'énergie *thermique* (ETM) se heurte encore à des verrous technologiques importants, qui ne laissent pas prévoir de déploiement à l'échelle industrielle avant plusieurs années. Les premières réalisations pourraient avoir lieu dans les DOM-COM, où les conditions géographiques de mise en œuvre sont plus favorables et où le coût de l'énergie est élevé. Enfin, l'énergie *osmotique* ne devrait faire l'objet d'aucune réalisation en France, compte tenu de son coût, de son manque de maturité et de la rareté des sites propices.

La France dispose d'un potentiel important en termes d'acteurs, tant au niveau de la R & D que des industriels (DCNS, EDF, Sabella, Alstom, Technip, etc.).

Les énergies renouvelables marines, encore inexploitées faute de technologies matures, laissent entrevoir un marché mondial émergent, avec des perspectives de croissance non négligeables. En France, le Grenelle de la mer estime à 3 % la contribution des énergies renouvelables marines (y compris l'éolien *off-shore*) dans la consommation d'énergie finale en 2020, soit 6 000 MW installés. Pour tirer pleinement partie du potentiel français, il semble nécessaire de mettre rapidement en place une politique industrielle volontariste.

1 ■ Développements technologiques

L'énergie marémotrice, dont les perspectives de développement sont très limitées en dépit d'un fort potentiel, a l'avantage d'être prédictible et régulière. Elle présente des coûts de production de l'électricité difficilement quantifiables mais variant autour de 100 euros/MWh[1], bien inférieurs à ceux des autres énergies renouvelables marines. La technologie est mature mais elle peut être optimisée. L'exploitation de l'énergie marémotrice a des impacts environnementaux qui constituent l'un des principaux freins à son développement (modification du biotope, envasement, etc.). Les développements technologiques actuels portent sur les aménagements à plusieurs bassins, les lagons *offshore* (aucune réalisation à ce jour), les turbines basse chute (1 à 2 mètres) et les ouvrages en zones déjà artificialisée. L'énergie

(1) Le coût d'une usine marémotrice est compris dans une large fourchette : si le coût de l'énergie de l'usine marémotrice de la Rance semble nettement supérieur à 100 euros/MWh, il est néanmoins possible dans des configurations favorables d'obtenir un coût du MWh proche de 100 euros/MWh, voire inférieur.

marémotrice pourrait connaître un renouveau hors de France, notamment en Corée du Sud où une centrale comparable à l'usine marémotrice française de la Rance vient d'être mise en opération.

Les hydroliennes, permettant l'exploitation de **l'énergie des courants**, bien qu'elles soient encore au stade de test de prototypes, font partie des technologies les plus matures, avec un début de commercialisation attendu aux environs de 2015. Leur marché devrait connaître une croissance rapide et soutenue. Les technologies développées présentent des variantes (axe vertical/horizontal, simple turbine/multi-turbines, etc.) et les perspectives d'évolutions sont importantes. Elles pourront concerner l'amélioration du rendement énergétique et la fiabilisation des opérations. L'installation et la maintenance nécessitent le développement de solutions innovantes afin de réduire *in fine* les coûts de production de l'électricité (de 200 à 250 euros/MWh actuellement à 150 euros/MWh ou moins en 2020), et l'aspect industriel doit être conforté. À l'horizon 2030, une deuxième génération d'hydroliennes pour les sites moins énergétiques et plus éloignés des côtes (grands jets océaniques) pourrait voir le jour. Des hydroliennes de petites puissances vont se développer en sites estuariens et en outre-mer (passes d'atolls).

L'énergie houlomotrice, assez régulière et prédictible, est caractérisée par un foisonnement de technologies peu matures, encore au stade de recherche ou de prototype : on en recense plus de 140. S'il est difficile d'écarter *a priori* certaines technologies, celles avec le moins de pièces en mouvement sembleraient à privilégier, même en échange d'un rendement moindre. Les concepts les plus développés aujourd'hui sont des concepts *onshore* et *nearshore*. Des concepts *offshore* à de très longues distances pourraient voir le jour à mesure que les verrous technologiques liés à l'éloignement des côtes seront levés, au même titre que pour l'éolien flottant. Des solutions hybrides (type éolien *offshore-houlomoteur*) sont en cours d'étude : elles pourraient permettre la mutualisation des coûts de raccordement au réseau et contribuer au lissage de la production électrique[1].

L'énergie thermique des mers (ETM), disponible en continu, permet de produire de l'électricité (ou du froid) dans les régions où la différence de température entre eaux profondes et de surface est d'au moins 20 °C : les îles intertropicales des DOM-COM bénéficient d'un potentiel important. Les verrous technologiques sont liés au faible rendement des groupes de production d'électricité, aux échangeurs thermiques et fluides caloporteurs, et à la tenue mécanique de la conduite d'eau froide de large diamètre (environ 5 mètres) qui doit plonger à 1 000 mètres de fond. D'où des coûts d'investissement élevés. Les progrès technologiques laissent espérer des coûts de l'ordre de 250 euros/MWh[2] pour les premières centrales. Dans ce cas, une diffusion au niveau industriel pourrait commencer en 2025. Des technologies *offshore* sont développées par les deux leaders, le français DCNS et l'américain Lockheed Martin. Cependant, cette technologie doit être dimensionnée pour résister aux cyclones. Dans une logique de mutualisation des usages de la mer, le concept de petites usines ETM multi-produits (électricité, climatisation, eau douce, aquaculture, etc.) ouvre des perspectives industrielles intéressantes à court terme dans des régions côtières isolées de la zone intertropicale, mais surtout une des seules options possibles pour « décarboner » la production d'électricité de base. Une autre possibilité, en zone

(1) Pour la mer du Nord, une étude a montré le déphasage entre le vent et la houle.
(2) Source : INDICTA.

tempérée, consiste à utiliser l'eau de surface pour refroidir les climatiseurs ou en source froide de PAC, avec éventuelle alimentation de réseaux de chaleur. La corrosion des échangeurs thermiques constitue le principal obstacle à lever.

L'énergie osmotique, trop peu mature pour une contribution avant 2030, consiste à exploiter la différence de pression entre eau douce et eau salée par migration de l'eau douce à travers une membrane. Les technologies développées sont le turbinage de la pression osmotique (expérimentée par l'entreprise norvégienne Statkraft[1]), l'électro-dialyse inversée[2] (Pays-Bas), et l'exploitation des différences de pression de vapeur (moins développée). Le principal verrou technologique est la membrane entre les réservoirs d'eau douce et d'eau salée, très chère actuellement. Les perspectives technologiques concernent l'amélioration du rendement et de la tenue dans le temps de ces membranes, avec d'éventuelles ruptures technologiques (nano-biotechnologie de pompe à sel, membranes nano-composites de dessalement).

2 ■ Aspects systémiques

Le caractère régulier et prédictible des énergies marines et leur facteur de charge[3] supérieur à celui d'autres énergies renouvelables (éolien, solaire, etc.) permettraient une utilisation de ces énergies en semi-base et base, limitant ainsi les contraintes liées à l'intermittence de la production, avec les répercussions induites sur la gestion du réseau. Pour toutes les énergies renouvelables marines, des solutions innovantes doivent être développées afin de lever les verrous liés à l'environnement marin : matériaux durables, solutions d'installation et de maintenance (barges spécifiques). Dans une logique d'accompagnement de la R & D, des centres d'essais commencent à voir le jour en France. Ils doivent être davantage développés, à terre mais aussi de façon primordiale en mer. Le développement de la filière doit se faire sur toute la chaîne de valeur, de la R & D jusqu'au démantèlement.

3 ■ Industrie française/acteurs

La France possède un potentiel important en termes d'acteurs, tant au niveau de la R & D que des industriels (DCNS, EDF, Sabella, Alstom, Technip, etc.). Concernant l'énergie marémotrice, la France a longtemps été leader au niveau mondial. Aujourd'hui, des projets voient le jour en Corée du Sud, au Royaume-Uni, au Canada, en Russie. Cependant, cette énergie suscite globalement un intérêt limité de la part des acteurs spécialisés dans les projets de grande ampleur, en raison des contraintes environnementales. Actuellement, seules quelques sociétés disposent de technologies hydroliennes pré-industrielles : MCT, OpenHydro (dont DCNS est actionnaire), Alstom, Sabella, Rolls-Royce, Hammerfest Strøm, etc. Une phase d'investissement accélérée au niveau mondial est à prévoir à court terme. La prime au premier entrant est un élément important à prendre en compte dans les stratégies des industriels les plus avancés, qui doivent développer un modèle d'affaires international.

(1) En 2009, la société norvégienne Statkraft a lancé un prototype de 3 kW et espère pouvoir mettre en service une centrale de 25 MW à l'horizon 2015.
(2) Dans cette technique, l'eau douce et l'eau de mer sont séparées par une membrane ionique sélective. Du fait de la différence de concentration de sel à travers la membrane, les ions salins migrent à travers la membrane et génèrent un courant électrique.
(3) Nombre d'heures de fonctionnement dans une année à puissance nominale maximale.

Le Royaume-Uni est aujourd'hui leader. La France développe des concepts nationaux (Sabella) et adapte et industrialise, *via* des entreprises françaises, des concepts développés à l'étranger (Alstom et Clean Current, DCNS et OpenHydro). Pour l'houlomoteur, la France développe plusieurs projets, en utilisant des technologies françaises (Searev, S3) ou étrangères (projet EDF et DCNS utilisant la technologie australienne Ceto). Un déploiement au niveau industriel des technologies houlomotrices est à envisager à l'horizon 2020. La France, pionnière historique de la technologie ETM, peut en poursuivre le développement : à l'heure actuelle, le français DCNS et l'américain Lockheed Martin sont les deux industriels à développer des technologies visant à exploiter cette forme d'énergie. La France projette de développer dans un premier temps trois pôles d'exploitation de l'ETM là où le coût de l'énergie est le plus élevé (Martinique, Réunion, Tahiti). Pour l'énergie osmotique, les pays lancés dans la recherche sont essentiellement la Norvège et les Pays-Bas, mais également la Corée du Sud, les États-Unis et le Japon.

Pour la France, et plus généralement pour les pays industrialisés, déjà fortement équipés, les enjeux concernent essentiellement :

- la rénovation et la modernisation des ouvrages existants ;
- la valorisation des ressources encore disponibles (en énergie et en puissance) en intégrant les contraintes environnementales croissantes et les problématiques de compétition pour les usages de l'eau (irrigation, pêche, tourisme) ;
- et enfin le renforcement du rôle de l'hydroélectricité dans sa fonction de régulation et d'équilibrage du système électrique pour faire face à la variabilité croissante de la demande (gestion de la pointe) et de l'offre (proportion grandissante d'énergies renouvelables variables).

En France, le potentiel technique de production d'énergie supplémentaire est élevé (environ 28 TWh/an) mais le potentiel de développement effectif est plus faible puisque sa réalisation tient compte des contraintes environnementales et économiques ainsi que des enjeux sociétaux (conflits d'usages potentiels avec les autres usages de l'eau). Comme mentionné ci-dessus, l'hydroélectricité va de plus en plus être valorisée pour des besoins de puissance : à ce titre, le potentiel de développement de stations de transfert d'énergie par pompage ou STEP, qui serait de 3 GW minimum, n'est pas à sous-estimer, les capacités d'implantation étant aujourd'hui peu exploitées essentiellement pour des raisons économiques.

En revanche, en Russie, en Asie (en particulier en Chine), en Amérique du Sud et en Afrique, le potentiel de développement de l'hydroélectricité pour la production d'énergie est considérable et les tendances technologiques sont au développement de turbines de grande puissance. La France possède une grande expérience dans ce domaine, sur les turbines hydrauliques (Alstom est le leader mondial de la profession) mais également sur la conception, la construction et l'exploitation des ouvrages hydrauliques.

1 ■ L'hydroélectricité dans le contexte énergétique mondial et national

Avec un peu plus de 3 000 térawatts-heures produits chaque année, l'hydraulique assure aujourd'hui environ 16 % de la production d'électricité mondiale. Cette production ne représente cependant que 35 % du potentiel hydroélectrique économiquement aménageable aux conditions économiques actuelles[1].

La situation est cependant très différente d'une zone géographique à l'autre :

- les pays industrialisés et de forte tradition hydroélectrique ont déjà largement exploité leur potentiel hydroélectrique : 72 % pour les États-Unis, 71 % pour l'Europe hors Russie, 65 % pour le Canada. En revanche, la Chine, pourtant d'ores et déjà premier producteur mondial, ne s'est encore équipée qu'à 27 % de son potentiel. Quant à l'Afrique, avec seulement 11 % de potentiel exploité, elle dispose encore de ressources très abondantes non utilisées ;

(1) *International Journal on Hydropower and Dams - 2008 World Atlas.*

– le poids de l'hydroélectricité dans la production d'électricité est très variable d'un pays à l'autre : 98 % en Norvège, 87 % au Brésil, 54 % en Suisse, 12 % en France...

Malgré ce pourcentage comparativement faible, l'hydroélectricité constitue la première source d'électricité renouvelable en France. Avec une production annuelle moyenne de 70 térawattheures par an et une puissance installée de 25 000 MW, notre pays dispose du deuxième parc installé en Europe (après la Norvège).

2 ■ Les différents types de centrales hydroélectriques et leur contribution à la régulation des systèmes électriques

On distingue schématiquement :

– les aménagements hydroélectriques avec réservoir : ils permettent de stocker de l'eau et donc de produire de l'énergie électrique au moment où elle est la plus utile. Suivant le rapport entre la capacité du réservoir et la puissance installée dans l'usine, on parlera de réservoirs journaliers ou hebdomadaires (« éclusées »), saisonniers (« usines de lac ») ou même interannuels. Dans tous les cas, un point important est que l'on dispose, grâce à ce type d'aménagements, de puissances immédiatement mobilisables pour assurer l'équilibre entre la demande et la production d'électricité et, plus généralement, la régulation du système électrique[1] ;

– les aménagements hydroélectriques « au fil de l'eau ». Ils ne disposent que de très faibles capacités de stockage et produisent donc de l'électricité en raison directe des flux hydrauliques qu'ils reçoivent. À noter cependant que ces flux dépendent des décisions de turbinage prises sur les aménagements avec réservoirs situés éventuellement en amont. D'où l'importance d'une gestion optimale de l'eau, non au niveau d'un aménagement isolé, mais d'une vallée, voire d'un bassin versant ;

– les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) : elles permettent de monter de l'eau d'un réservoir inférieur vers un réservoir supérieur dans les périodes où le coût de production du système électrique est faible (pompage) pour produire des kilowattheures (turbinage) aux moments où le coût de production du système électrique est élevé, voire aux moments où l'on a impérativement besoin de puissance pour assurer l'équilibre du réseau. Le rendement de telles installations (énergie produite/énergie de pompage) est d'environ 80 %. En France, la capacité des usines de pompage/turbinage est de 4 300 MW environ.

3 ■ Des enjeux très différents d'un pays à l'autre

Dans les pays qui possèdent encore un important potentiel hydroélectrique non exploité, il est encore possible d'envisager de construire des aménagements hydroélectrique de forte taille, tant en capacité de réservoir que de puissance

(1) Sous réserve, bien sûr, qu'il reste suffisamment d'eau dans le réservoir. Cette remarque permet d'évoquer la gestion extrêmement complexe des réservoirs hydroélectriques. À chaque instant se pose la question : est-il plus judicieux d'utiliser un mètre cube d'eau tout de suite avec les avantages immédiats qui s'y attachent ou de le conserver pour l'utiliser à un moment plus propice ?

installée, tels l'aménagement d'Itaipu à la frontière du Brésil, de l'Argentine et du Paraguay ou celui des « Trois Gorges » en Chine.

Dans les pays déjà fortement équipés, trois défis sont à relever :

- rénover et moderniser des parcs de production hydroélectrique fréquemment vétustes et hétérogènes ;
- essayer de valoriser les ressources encore disponibles dans le cadre de contraintes environnementales de plus en plus strictes ;
- renforcer la contribution de la production hydroélectrique à la régulation de systèmes électriques dont les équilibres vont être rendus plus complexes à gérer compte tenu de la montée en puissance de productions intermittentes (éolien, photovoltaïque). Ces besoins de régulation accrus peuvent justifier d'augmenter la puissance installée des usines à réservoir à capacité de réserve inchangée (« suréquipement en puissance ») ou à développer de nouveaux équipements de pompage-turbinage : c'est la tendance que l'on observe déjà en Europe, notamment en Suisse[1].

4 ■ Les aspects technologiques

Il faut poser une fois pour toutes que l'hydroélectricité ne se prête pas à la standardisation : chaque équipement est un cas particulier. C'est encore plus vrai pour la rénovation d'un parc hydroélectrique construit à différentes époques et nécessairement très hétérogène. C'est dire l'importance que revêt le perfectionnement continu de puissants codes de calcul intervenant dans la conception et le dimensionnement des barrages, des ouvrages hydrauliques et des turbines. Ces codes sont validés, épaulés et complétés par des simulations sur maquette dans des laboratoires spécialisés, tels que ceux d'EDF et d'Alstom Hydro pour la France.

La technologie hydroélectrique intègre les progrès réalisés dans des disciplines transverses : matériaux aux propriétés améliorées, résistant mieux à la corrosion et à la cavitation, contrôles-commandes évolués, etc. Elle a aujourd'hui aussi des défis spécifiques à relever, parmi lesquels :

- la conception et la réalisation de turbines de très fortes puissances unitaires bien adaptées aux très grands équipements nouveaux ;
- le développement de turbines « ichtyophiles » limitant la mortalité des poissons ;
- le développement de turbines-pompes à vitesse variable permettant à des STEP de participer à la régulation des systèmes électriques, même durant les périodes de pompage ;
- plus généralement, la recherche de performances accrues en matière de souplesse de fonctionnement et en particulier de vitesse de montée en puissance.

S'agissant de l'exploitation du parc existant, au-delà d'un certain nombre de progrès susceptibles d'alléger la maintenance, la question centrale sera sans doute d'adapter

(1) La France dispose d'un certain nombre de sites propices à l'installation de STEP (Redenat, Orlu, etc.) dont l'équipement n'apparaissait pas économiquement justifié. L'accroissement des besoins de régulation pourrait conduire à ré-ouvrir certains de ces dossiers.

la gestion du système hydroélectrique et la conduite des installations à des exigences accrues en matière de contribution à la régulation des systèmes électriques à des échelles géographiques de plus en plus étendues[1].

5 ■ Une position très forte de l'industrie française

La France a une tradition très ancienne et très forte en matière d'hydroélectricité et dispose aujourd'hui d'atouts très importants en ce domaine :

- un très haut niveau scientifique en matière de mécanique des fluides, un enseignement dont la qualité est mondialement reconnue dans le domaine de l'hydraulique et de l'hydroélectricité ;
- des références importantes en matière de réalisations et d'exploitation ;
- des bureaux d'études de qualité, tels le centre d'ingénierie hydraulique d'EDF, le centre mondial de technologie d'Alstom Hydro et plusieurs autres ;
- le *leadership* mondial d'Alstom Hydro pour les générateurs hydroélectriques (turbines/alternateurs) de forte puissance. Ses réalisations se trouvent au cœur des plus importantes centrales hydroélectriques construites ces dernières années : La Grande au Canada (33 groupes turbine/alternateur totalisant 8 654 MW), Itaipu au Brésil (10 groupes turbine/alternateur de plus de 700 MW chacun), Trois Gorges en Chine (14 groupes turbine/alternateur de 700 MW chacun).

(1) C'est ainsi que les aménagements hydroélectriques du sud de l'Europe (France, Suisse, Autriche, etc.) et, peut-être demain, des pays scandinaves, devraient avoir un rôle encore plus important qu'aujourd'hui à jouer dans la régulation du système électrique européen. Il faudra évidemment veiller à ce que le renouvellement des concessions hydroélectriques ne mette pas en péril la capacité de régulation globale du système hydroélectrique français.

La géothermie

La géothermie connaît un nouvel essor mondial et devrait, en France notamment, contribuer significativement aux objectifs de croissance des énergies renouvelables à des coûts acceptables. Une multiplication par 6 en dix ans est attendue pour plusieurs segments de la géothermie mais impliquerait, au-delà de la résolution de certains défis technologiques, de régler différents problèmes qui entravent la diffusion.

Les puits canadiens sont l'une des technologies du bâtiment dont l'image est la plus favorable. Ils constituent une réponse emblématique à la demande de solutions durables, aussi passives que possible, pour assurer le confort à la fois l'hiver et l'été, le sous-sol fournissant alternativement la chaleur et le rafraîchissement. L'enjeu essentiel est ici la qualité des mécanismes d'information des acteurs et le bon fonctionnement des réseaux de diffusion des matériels, en particulier pour la construction individuelle.

Le développement de la géothermie à très basse température appuyée sur les pompes à chaleur repose sur trois technologies principales : diffuseurs de chaleur, pompes à chaleur géothermiques et capteurs. La réduction de l'écart entre les températures de la source chaude et de la source froide est le moteur principal de l'évolution des performances techniques et économiques, aussi bien pour le transfert de chaleur vers le bâtiment que pour le stockage dans le sol en été. Les technologies de la construction et de la régulation sont bien maîtrisées par les entreprises françaises. En revanche, l'intégration dans le bâtiment (pieux, fondations, planchers) et la généralisation des capteurs verticaux imposent de lever rapidement plusieurs verrous réglementaires : documents techniques unifiés (DTU), code minier, code de l'environnement, absence d'une couche spécifique dans la carte géologique, Réglementation thermique (RT) 2012. Rejoindre les taux de pénétration de la Suisse ou de la Suède dans la construction neuve imposera de former des effectifs importants pour la production des machines et encore plus pour l'intégration des systèmes, leur pose et leur maintenance.

L'utilisation de la géothermie pour les réseaux de chaleur a été dans les années 1970-1985 un grand succès français, avant de connaître des échecs temporaires totalement résolus aujourd'hui (corrosion, contrechoc pétrolier, planification des raccordements). Le retour d'expérience depuis 1990 et les forages réalisés depuis 2000 mettent à nouveau en lumière les impératifs techniques et économiques essentiels au bon fonctionnement durable (énergies multiples, valorisation des chaleurs récupérables, couplage avec réseaux de froid). À noter que les entreprises françaises de service en énergie ont des activités importantes à l'étranger, certes hors de la géothermie.

La géothermie dans les îles volcaniques : la production d'électricité par géothermie présente un fort intérêt dans les îles volcaniques (Martinique, Guadeloupe et Réunion) en raison de leurs ressources géologiques et du coût élevé de tous les moyens de production de l'électricité dans ces îles. La technique est aujourd'hui globalement maîtrisée et l'intérêt « économique » dans ce contexte insulaire est reconnu par tous. Les progrès techniques possibles portent en particulier sur la géologie, notamment la diminution des aléas dans la prospection et l'amélioration de la modélisation des réservoirs. Sur les différents créneaux (forages, ingénierie, turbines, alternateurs), la réponse industrielle française est de bonne qualité (même si l'électricité géothermique outre-mer ne dispose que d'une réalisation très expérimentale en Guadeloupe) et les efforts pour constituer une offre industrielle intégrée française sont en bonne voie. Force est de noter que les particularités de l'outre-mer et le cadre institutionnel actuel (tarifs, fiscalité, absence de couverture des aléas de la prospection géologique) n'ont pas permis jusqu'à présent de mobiliser des investisseurs dans aucune des trois îles.

La géothermie profonde : prélever l'énergie à très grande profondeur (jusqu'à plus de 5 km) est un enjeu de recherche très important. Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin) constitue un site de démonstration qui mobilise un soutien international, notamment de l'université de Strasbourg et du Centre de recherche de Karlsruhe. Il importe d'y encourager une activité de recherche durable (thèses, exploitation des données, etc.) en consolidant le statut de TGIR (très grande infrastructure de recherche). La « feuille de route » publiée par l'AIE en juin 2011 souligne un potentiel mondial d'industrialisation et de déploiement considérable à horizon 2050. Le savoir-faire français est particulièrement reconnu sur la technologie EGS (*Enhanced Geothermal Systems*) et le pilote de Soultz-sous-Forêts fait aujourd'hui figure de pionnier à l'échelle mondiale. Un projet d'exploitation de l'énergie du sous-sol alsacien (à 2 500-3 000 m de profondeur) s'appuie en partie sur le savoir-faire acquis à Soultz-sous-Forêts : la centrale géothermique, qui délivrera une puissance de 24 MWth, a pour but d'alimenter en vapeur les procédés industriels du site du groupe Roquette à Beinheim et sa mise en service est prévue pour 2014. Porté par la société ECOGI (Exploitation de la chaleur d'origine géothermale pour l'industrie) créée par Roquette Frères, ES Géothermie (filiale à 100 % d'électricité de Strasbourg) et la Caisse des dépôts (CDC)[1], ce projet a reçu un important soutien financier de la part de l'ADEME, de la région Alsace et de SAF Environnement (filiale de la CDC).

Depuis peu, la géothermie connaît un nouvel essor en Europe. Ce renouveau résulte en particulier des politiques menées pour répondre au double défi de la crise énergétique et du changement climatique. Il se traduit notamment en France par des objectifs ambitieux fixés par le Grenelle de l'environnement et par le Plan de développement des énergies renouvelables, à savoir la multiplication par six de la production d'énergie issue de la géothermie. Il s'agit d'atteindre environ 1,3 million de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2020 grâce au développement des réseaux de chaleur et à l'utilisation des pompes à chaleur géothermiques dans le résidentiel et le tertiaire. Il était également prévu que, dans les DOM, l'énergie géothermique participe aux efforts d'autonomie énergétique. Il s'agit à la fois de contribuer à atteindre l'objectif national de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie à l'horizon 2020 et d'encourager l'émergence en France d'une filière industrielle créatrice d'emplois.

Rappel des objectifs fixés en 2009

	2006	2020
Pompes à chaleur géothermiques – ktep	90	570
Réseaux de chaleur (et autres usages directs) - ktep	130	500
Électricité outre-mer - ktep (équivalent énergie primaire)	17	105
GWh	78	475
MW	15	80

Sources : arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur - Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables

On peut distinguer cinq types de géothermie :

– les puits canadiens ;

(1) Site internet du groupe Roquette, rubrique actualités, 2011 : www.roquette.fr/2011-actualites-chimie-verte-microalgues-proteines/ecogi-lalliance-de-la-geothermie-et-de-lindustrie/.

- la géothermie très basse énergie (températures inférieures à 20/30 °C, quelques mètres à plusieurs centaines de mètres de profondeur) qui fait appel à des pompes à chaleur ;
- la géothermie basse énergie (températures entre 30/40 °C et 90 °C, jusqu'à 2 000 m de profondeur environ) qui peut être valorisée directement sur un réseau de chaleur ;
- la géothermie en zone volcanique ;
- la géothermie profonde.

1 ■ Les puits canadiens

Le développement des bâtiments basse consommation (BBC) fait apparaître de nouvelles technologies ou remet au goût du jour des technologies anciennes. Certaines peuvent être perçues comme emblématiques des nouvelles manières de construire mais cette assimilation dans l'imaginaire collectif ne signifie pas forcément qu'elles prendront une part significative sur le marché. Les puits canadiens font clairement partie de ces technologies emblématiques, en particulier parce qu'ils semblent répondre de manière « intégrée » aux besoins de **confort hiver et été**. Reste à savoir si les puits canadiens pourront devenir une technologie largement répandue.

Le puits canadien sert à récupérer la chaleur (en hiver) ou le froid (en été) stockés dans le sol. Il permet de disposer d'une quantité de chaleur ou de froid sans utiliser de machine pour en produire. La seule consommation d'énergie – non négligeable – est celle des ventilateurs qui font transiter l'air par le puits. Elle est liée à la perte de charge des réseaux ainsi qu'au débit d'air, qui en fonctionnement d'été doit être largement supérieur aux débits d'hygiène. Le puits canadien doit être placé en amont de l'air introduit dans le bâtiment. Pour obtenir une bonne répartition de l'air dans les pièces, il devra donc être accompagné d'un réseau de soufflage qui complétera le réseau d'extraction d'air.

Un des freins au développement des puits canadiens est l'existence de produits alternatifs assurant pour partie les mêmes fonctions. C'est le cas des pompes à chaleur réversibles avec diffuseurs basse température pour le confort d'été et d'hiver ou, dans le logement, de la ventilation double flux avec échangeur comme moyen de maîtriser le confort d'hiver. En été, le puits canadien permet de rafraîchir le bâtiment, ce que ne permet pas le système double flux quand la température extérieure est forte (la nuit, la température de l'air extérieur peut être du même niveau qu'avec le puits canadien, voire inférieure). Un autre concurrent en développement est le puits canadien « hydraulique » (réseau hydraulique dans le sol relié à un échangeur sur air intérieur), qui sur le même principe permet d'éviter les contraintes liées à la qualité de l'air intérieur.

Toutefois, plusieurs facteurs peuvent améliorer la diffusion de cette technologie :

- en maison individuelle : le développement de cette technologie au-delà d'un cercle de convaincus par les aspects « naturels » du produit passe par l'implication d'acteurs ayant des réseaux de vente importants que ce soient les industriels ou les constructeurs de maisons individuelles ;

- en immeuble collectif ou tertiaire pour lesquels il n'y a pas de solution « clés en main », son développement passe par la capacité pour les bureaux d'études techniques (BET) à concevoir et dimensionner correctement les systèmes, ainsi qu'à prédire de façon fiable les gains énergétiques et en termes de confort d'été ;
- comme pour tous les systèmes de ventilation avec insufflation (double flux avec échangeur), une limite sera les difficultés d'entretien ;
- le dispositif de gestion régulation doit faire l'objet d'une étude, ou *a minima* d'un calage au cas par cas de façon à optimiser le fonctionnement du système, en matière de consommations d'énergie et de confort thermique (en particulier en période intermédiaire) mais également de gestion du stock thermique.

L'intérêt d'un puits canadien est directement lié aux besoins de chauffage ou de refroidissement. Il est plus grand dans les climats très chauds ou très froids. Il est plus limité dans les climats tempérés. Il est d'autant plus efficace que les écarts de température saisonniers et les écarts jour-nuit sont importants.

Les problèmes sanitaires potentiels parfois évoqués sont principalement de deux ordres :

- problèmes communs à tous les systèmes avec soufflage de l'air, provenant de la nature des matériaux utilisés ou de la croissance de micro-organismes liée aux condensations. Ces points se maîtrisent par une bonne conception (évacuation des condensats, pente, siphons, etc.) et par une maintenance effective (possibilité de nettoyer le réseau) ;
- problèmes liés au radon : cette question concerne les puits canadiens mais non les technologies connexes comme les pompes à chaleur géothermiques. Pour le radon, quelques études ont documenté une augmentation des concentrations intérieures. Il serait prudent de faire le retour d'expérience des pays où il y a une antériorité importante à la fois pour la gestion du risque radon et pour l'utilisation des puits canadiens.

2 ■ La géothermie très basse énergie

La gestion de la chaleur à bas niveau est aujourd'hui un enjeu durable dans les différents types de bâtiments, résidentiel individuel ou collectif, bureaux, installations sportives, l'utilisation de systèmes thermodynamiques réversibles permettant le chauffage en hiver et le rafraîchissement en été.

Les systèmes thermodynamiques sont ici d'autant plus performants que l'écart de température entre source chaude et source froide est plus faible, qu'il s'agisse de prélever la chaleur dans le sol ou de la stocker. Les ruptures technologiques essentielles (qui ne sont pas achevées) visent d'abord à la réduction de cet écart : diminution de la température dans les planchers chauffants et rafraîchissants, prélèvement de la chaleur à plus grande profondeur (augmentation de 3 °C tous les 100 m). On ne doit pas non plus oublier le développement des régulations, qui est déterminant dans ce secteur comme dans beaucoup d'autres, ni le transfert vers les pompes à chaleur géothermiques de technologies développées sur les PAC aérothermiques.

Dans une vision à 30 ou 40 ans, le potentiel de ces solutions est considérable, à condition que l'on obtienne rapidement en France dans la construction neuve et dans la rénovation lourde le taux de pénétration des systèmes thermodynamiques que l'on constate dans les autres pays de l'Union européenne ou en Suisse, par exemple. Nous possédons encore peu de sondes sèches verticales et pratiquement pas de pieux ni de fondations géothermiques.

La diffusion de ces systèmes ne pose pas de difficultés techniques particulières mais doit répondre à deux impératifs :

- à court terme, tout en généralisant les démarches de qualité pour préserver les intérêts environnementaux et assurer un développement durable de la filière, faire évoluer les référentiels professionnels et réglementaires pour que les « règles du jeu » soient d'application directe sans passer par une procédure individuelle (DTU, moteur de calcul de la RT 2012, travaux miniers, etc.). À défaut, la taille modeste des projets impliquant que les décisions soient très décentralisées, toute incertitude ou tout délai (et leurs conséquences sur les coûts) conduiraient nécessairement à privilégier d'autres solutions thermiques. Comme pour beaucoup de questions concernant l'urbanisme et la construction, il convient d'assurer sans retard une simplification des régulations par l'État et de décentraliser tout ce qui peut l'être, en particulier pour le permis de construire ;
- l'essor de ces solutions va demander un développement rapide des effectifs de professionnels apportant une prestation intégrée pour la conception, l'installation et la maintenance des systèmes. On évalue les effectifs actuels à quelque 12 000 personnes, dans un segment où l'on escompte en dix ans une multiplication par 6 de l'utilisation des pompes à chaleur géothermiques. Sur ce plan également, l'enjeu est important.

3 ■ La géothermie basse énergie

L'utilisation de la géothermie pour l'alimentation de réseaux de chaleur dans le Bassin parisien et en Aquitaine a été un grand succès dans la période 1970-1985. Les graves difficultés rencontrées ensuite et l'absence d'analyse de leurs causes ont en revanche été à l'origine d'une longue période de discrédit dont on ne sort que depuis cinq ans environ. Pourtant, cette géothermie représente une ressource alimentant environ 150 000 logements dans de bonnes conditions économiques et le segment connaît un regain de dynamique avec de nouvelles opérations en cours.

Une synthèse rapide de différents documents sur cette problématique peut conduire à définir quatre axes pour assurer le développement de la géothermie valorisable dans un réseau de chaleur.

L'amélioration des technologies et des systèmes pour :

- une baisse des coûts de forage, d'exploitation et de maintenance (matériaux innovants, automatisation de certaines tâches, prolongation de la durée de vie des projets, rationalisation des chantiers, etc.) ;
- une amélioration des rendements de ces systèmes ;

- la poursuite de la recherche d'une meilleure connaissance de la corrosion, des dépôts, des développements bactériologiques, d'une meilleure intégration en milieu urbain.

La recherche de nouvelles ressources et une meilleure évaluation des ressources actuelles, grâce à :

- une meilleure connaissance du sous-sol ;
- une maîtrise accrue des risques géologiques pour une meilleure garantie de réussite des projets ;
- un développement plus important de la filière professionnelle correspondante.

Le développement des utilisations autres que le chauffage des bâtiments résidentiels ou tertiaires

Ce développement dans l'industrie, l'agriculture, la restauration collective, les blanchisseries, est conditionné par :

- une plus grande sensibilité aux intérêts de cette énergie des décideurs politiques nationaux et locaux, des aménageurs, des urbanistes, des maîtres d'ouvrage ;
- le développement d'offres de services globales prenant en compte l'investissement, l'exploitation et la maintenance, adaptée à chaque type de clients ;
- le développement de nouveaux modes de financement ;
- l'optimisation des aides publiques et la simplification des procédures.

Le développement des réseaux de chaleur dans l'optique de leur intégration optimisée dans les bouquets énergétiques du futur

Ce quatrième point est très important : les ressources énergétiques de demain sur un territoire donné (bâtiment, îlot, quartier, ville, etc.) devraient connaître une forte évolution vers des systèmes multi-énergies, hybrides, avec des énergies produites localement et d'autres récupérées des énergies fatales, et avec des échanges énergétiques entre infrastructures urbaines assurant des fonctions différentes. En effet, la baisse substantielle des besoins de chaleur pour les bâtiments, alliée à un développement de l'utilisation des énergies renouvelables produites localement, conduira à faire appel à de nouveaux types d'énergies, complémentaires aux énergies traditionnelles : énergies solaires thermique et photovoltaïque, biomasse, systèmes de micro-cogénération ou de pompes à chaleur électriques, gaz ou hybrides.

Les réseaux de chaleur eux-mêmes pourront associer différentes énergies : par exemple, géothermie, biomasse et solaire. Leur couplage avec les réseaux de froid, lorsqu'ils coexistent, permettra de bénéficier de la récupération d'énergie de l'un pour alimenter l'autre. La gestion globale de ces systèmes énergétiques locaux passera également par des systèmes de stockage, auxquels la géothermie peut contribuer de façon majeure grâce au stockage de chaleur journalier ou intersaisonnier. La géothermie devra impérativement contribuer à cette « synergie énergétique locale » pour se développer.

4 ■ La géothermie dans les îles volcaniques

L'utilisation de l'énergie géothermique à haute température pour produire de l'électricité a un intérêt tout particulier dans les îles volcaniques. À cause de la géologie (poches magmatiques, réservoirs à haute température, circulation de l'eau et de la vapeur, réalimentation) mais aussi parce que l'insularité confère aux autres moyens de production d'électricité des caractéristiques très spécifiques (petite taille, importations très coûteuses d'hydrocarbures, peu d'hydroélectrique, régime cyclonique des vents).En outre, les trois îles volcaniques françaises ont une population importante dont les besoins en électricité sont croissants.

Pour l'ensemble de ces raisons, beaucoup de réflexions ont souligné l'intérêt de développer l'électricité géothermique dans ces trois îles : Réunion, Martinique, Guadeloupe, avec possibilité d'une interconnexion Guadeloupe-la Dominique-Martinique. Cette situation a conduit en 2010 à modifier les mécanismes de la loi sur l'énergie (seuils, etc.). Les freins au développement de cette technologie ne sont pas d'ordre technique mais plutôt économique, le tarif actuel (130 euros/MWh depuis juillet 2010) ne suffisant à susciter de projet d'investissement dans aucune de ces îles. La technique est aujourd'hui globalement maîtrisée et l'intérêt économique dans ce contexte insulaire est reconnu par tous. Les progrès techniques porteront en particulier sur la géologie, notamment la diminution des aléas dans la prospection et l'amélioration de la modélisation des réservoirs. Sur les différents créneaux (forages, ingénierie, turbines, alternateurs), la réponse industrielle française est de bonne qualité (même si l'électricité géothermique outre-mer ne dispose que d'une réalisation très expérimentale en Guadeloupe) et les efforts pour constituer une offre industrielle intégrée française sont en bonne voie. Force est de noter que les particularités de l'outre-mer et le cadre institutionnel actuel (tarifs, fiscalité, absence de couverture des aléas de la prospection géologique) n'ont pas permis jusqu'à présent de mobiliser des investisseurs dans aucune des trois îles.

Une des caractéristiques de l'outre-mer français est l'existence de la péréquation tarifaire (service public de l'électricité) : le développement de la production d'électricité à partir des EnR permet de limiter la croissance de la Contribution pour le service public de l'électricité (CSPE) dès lors que le tarif d'achat de l'électricité produite par géothermie reste inférieur aux coûts de production évités, qui correspondent ici aux performances des moteurs diesel ou des turbines à gaz, soit 200 à 250 euros/MWh.

D'autres actions pouvant encourager le déploiement de cette technologie sont à chercher du côté de la formation, du rôle des pôles de compétitivité, de la création d'un mécanisme d'assurance eu égard à l'importance de l'aléa géologique, de la création d'une redevance minière communale et départementale. La nécessité de faire évoluer les législations pour éviter les contradictions avec les règles de protection de la nature et du littoral est également à souligner : comme cela a été clairement exprimé lors des discussions du Grenelle, il serait rationnel d'autoriser la réalisation de forages déviés ou horizontaux dans le sous-sol des zones protégées dès lors que les têtes de puits sont en dehors du périmètre.

5 ■ La géothermie profonde

L'importance du sujet dans une prospective à l'horizon 2050 est soulignée en particulier par deux publications récentes : d'abord les « Comptes rendus de

l'Académie des sciences » consacrés à la géothermie profonde en août 2010 ; ensuite la « Feuille de route géothermie » diffusée par l'Agence internationale de l'énergie en juin 2011[1]. Ces deux documents montrent à la fois l'avancement des connaissances, les questions à élucider dans les années à venir et la situation envisageable en 2050 au plan mondial.

Soultz-sous-Forêts constitue un atout essentiel à l'échelle européenne. D'une part, le gisement pétrolier de Pechelbronn avait conduit sur ce site à des travaux géologiques très fructueux depuis le début du XXe siècle (à l'origine notamment des progrès de la géophysique française). D'autre part, sa localisation en fait un lieu de coopération naturelle entre équipes françaises, allemandes et suisses. La consolidation durable de cette coopération de recherche implique de mobiliser les différents mécanismes permettant d'associer l'université de Strasbourg, le Centre d'excellence de Karlsruhe, le BGR, le BRGM, etc. (thèses, travaux de post-doctorat…). Les modes de financement européens, nationaux et régionaux évolueront sur la période : il est important d'assurer durablement le pilotage des travaux de recherche fondamentale et appliquée dont il faut souligner l'intérêt pour réduire les coûts et aléas de cette technologie. Ce site a été classé en décembre 2008 par la ministre de la Recherche dans les 90 « Très grandes infrastructures de recherche » (le total des financements publics français, allemands et européens qui lui ont été consacrés depuis l'origine dépasse les 110 millions d'euros). La consolidation de ce classement appelle une vigilance particulière.

Le portage par un GEIE[2] industriel franco-allemand et le financement de l'électricité produite par le biais des charges du service public (tarif fixé en juillet 2010 à 200 euros/MWh) constituent des facteurs de nature à stabiliser le fonctionnement de ce site (certes hors amortissements) : il ne faut toutefois pas oublier qu'une installation de démonstration est exposée à des aléas dont on ne peut évaluer complètement l'importance aujourd'hui mais qu'il faut systématiquement rappeler pour éviter les risques de *stop and go*.

Les technologies EGS *(Enhanced Geothermal System)* présentent un fort potentiel de marché mais font face à des défis importants en termes de réduction des coûts. Fermement soutenue par les pouvoirs publics, la filière française se trouve actuellement au début de sa structuration, s'appuyant sur l'expérience de Soultz-sous-Forêts et de nouveaux projets comme celui porté par la société ECOGI (Exploitation de la chaleur d'origine géothermale pour l'industrie) créée par Roquette Frères, ES Géothermie (filiale à 100 % d'électricité de Strasbourg) et la Caisse des dépôts (CDC[3]). Ce projet, qui a reçu un soutien financier de la part de l'ADEME, de la région Alsace et de SAF Environnement (filiale de la CDC), vise la production d'énergie (24 MWth) à partir de la chaleur du sous-sol alsacien dans le but d'alimenter les procédés industriels du site Roquette de Beinheim (Alsace) : la mise en service est prévue pour début 2014. Au-delà de ces projets, les acteurs français disposent de

(1) Académie des sciences (2010), « Vers l'exploitation des ressources géothermiques profondes des systèmes hydrothermaux convectifs en milieux naturellement fracturés », *Comptes Rendus Geoscience*, tome 342, n° 7-8, juillet-août, p. 493-684 ; Agence internationale de l'énergie (2011), *Technology Roadmap : Geothermal Heat and Power,* juin.
(2) Groupement européen d'intérêt économique.
(3) Source : site internet du groupe Roquette, rubrique actualités, 2011 : www.roquette.fr/2011-actualites-chimie-verte-microalgues-proteines/ecogi-lalliance-de-la-geothermie-et-de-lindustrie/.

fortes compétences et d'une bonne expertise, que ce soit pour la partie amont de l'exploration et l'exploitation du sous-sol (caractérisation, modélisation, forages) ou la partie aval des équipements surfaciques (turbine, circuit vapeur, générateur).

Ce type de géothermie implique dans sa phase de développement de recourir aux techniques de fracturation hydraulique ou de stimulation hydraulico-chimique pour augmenter la perméabilité des réservoirs sollicités. Les connaissances acquises sur le projet mené à Soultz-sous-Forêts ont contribué à améliorer la compréhension des circulations hydrauliques dans le sous-sol fracturé et conduit à faire évoluer fortement le concept de base dénommé HDR *(Hot Dry Rock)* vers le concept EGS pour lequel le savoir-faire français est aujourd'hui particulièrement reconnu. Qu'il s'agisse de fracturation hydraulique ou de stimulation hydraulico-chimique, il s'impose en tout état de cause de réaliser et de diffuser des études d'impact et des analyses de risque de qualité même si l'expérience minière ou pétrolière en matière de conséquences chimiques ou microsismiques est largement disponible.

Il est recommandé qu'une grande importance soit accordée à ces études préalables et à l'association très ouverte du public, des collectivités et des organisations non gouvernementales (ONG), dès la préparation des projets de forages profonds, même s'il ne s'agit que d'une phase de recherche technologique. La prévention des incidents rencontrés à Bâle[1] impose à l'évidence une transparence complète. La nécessité de construire durablement l'appropriation de cette forme de géothermie par l'opinion publique est une raison supplémentaire de consolider les relations et partenariats avec les collectivités, universités et organismes de recherche.

(1) Le projet bâlois de géothermie profonde « Deep Heat Mining » a été abandonné en 2009 car sa mise en œuvre avait provoqué une série de tremblements de terre en 2006 et 2007, dont un d'une magnitude de 3,4 sur l'échelle de Richter le 8 décembre 2006.

Réseaux de chaleur et valorisation énergétique des déchets

La période récente a vu un regain d'intérêt pour les réseaux de chaleur, notamment grâce à l'opportunité qu'ils représentent pour le développement des EnR & R[1] et la réduction de la « thermosensibilité » du réseau électrique.

Les principales évolutions attendues concerneront à la fois la production et la distribution, pour de nouveaux projets, mais surtout la modernisation des réseaux existants. On devrait assister à une diversification des sources d'approvisionnement pour valoriser les sources d'énergies fatales et renouvelables disponibles localement, en ligne avec la PPI chaleur[2] qui prévoit 2,5 Mtep supplémentaires de chaleur renouvelable dans les réseaux à l'horizon 2020. À ce titre, la valorisation énergétique des déchets devrait occuper une place de plus en plus importante si elle surmonte l'image négative diffusée sur l'incinération. La diminution des températures dans les nouveaux réseaux permettra d'étendre cette récupération à des sources difficilement valorisables. La gestion plus fine de la distribution, *via* le développement de réseaux intelligents et de moyens de stockage, constituera un élément important dans l'optimisation du fonctionnement des réseaux. Enfin, les réseaux de distribution de froid continueront à se développer, en général de façon distincte des réseaux de chaleur, mais parfois en utilisant la chaleur des réseaux dans des groupes à absorption.

Les projets réalisés et en cours laissent envisager un avenir fondé sur de nouvelles améliorations technologiques plus que sur des ruptures. En effet, le foisonnement de technologies existantes et l'organisation de la filière française (avec des grands groupes en maîtrise d'ouvrage déléguée) orientent la R & D dans une logique de sécurisation et d'adaptation des technologies actuelles plus que de ruptures.

1 ■ Progrès sur les composants

Concernant la **production (ou récupération) de chaleur**, les « centrales thermiques » alimentant les réseaux devront mieux valoriser les ressources locales de chaleur fatale, en vue de fournir « en base » les trois besoins que sont le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la production de froid. Les unités puissantes pour les grands réseaux coexisteront avec des centrales de taille sensiblement plus faible, alimentant les réseaux plus petits, mais qui auront aussi leur place de façon décentralisée dans les grands réseaux, dont elles compléteront le niveau d'énergie, et permettront l'optimisation du fonctionnement général[3]. Des réseaux d'eau tiède, avec des centrales fournissant en permanence une eau tempérée (de 18 °C à 32 °C) qui servirait de base de chauffage ou de rafraîchissement, ouvriraient la porte à des ressources

(1) La part des énergies renouvelables et de récupération (EnR & R) dans les réseaux de chaleur était de 32 % en 2008 (dont 20 % dans les UIOM, Unités d'incinération des ordures ménagères). Elle devrait passer à 77 % en 2020 (Comité opérationnel n° 10 du post-Grenelle de l'environnement).
(2) Programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur.
(3) Il est préférable de pouvoir lancer une puis deux, trois petites unités en cas de pointe, plutôt qu'une grosse unité.

très élargies pour les alimenter, étant notamment associées à du solaire thermique pour un relèvement local de température. Dans un horizon plus proche, les réseaux basse température (70 °C environ) devraient se généraliser pour les nouveaux réseaux, permettant la diversification des sources de chaleur, mais aussi l'utilisation de matériaux plastiques et composites. Les besoins en froid peuvent trouver une réponse dans les réseaux : réseau de froid[1] pour la distribution d'eau glacée produite par des groupes frigorifiques centralisés, mais aussi production de froid en sous-stations avec des machines à absorption alimentées par un réseau de chaleur. La première option semble aujourd'hui privilégiée.

Les perspectives de développement technologiques au niveau des **réseaux de distribution de chaleur** sont essentiellement d'ordre organisationnel : il s'agit d'améliorer l'efficacité énergétique de la distribution et d'assurer un fonctionnement de type « réseau intelligent ». Cela peut passer par une optimisation des durées et heures de fonctionnement des centrales, par l'optimisation de la température de consigne, par le calcul instantané du mix énergétique optimal, en tenant compte des rendements des différents moyens de production, de leur optimum de fonctionnement (courte-longue durées) et positionnement sur le réseau, et des niveaux de stockage dans le réseau. Les outils de stockage de chaleur et de froid vont également se développer. Le stockage intersaisonnier de chaleur fatale peut être autorisé par des progrès technologiques, comme la géothermie à double sens[2] sur laquelle des essais sont en cours. Le stockage de froid peut se faire par stockage de chaleur latente (sous forme de glace) ou de chaleur sensible (sous forme d'eau glacée). La première alternative est la plus prometteuse.

Les performances environnementales des unités de production constituent un enjeu important. La plupart des technologies en matière de maîtrise de la pollution de l'air (SO_2, poussières fines, NOx, métaux, dioxines) et de la prévention de la légionellose (aéroréfrigérants) sont éprouvées pour les grosses unités de production. Des progrès sont à rechercher pour les chaufferies de taille moyenne (petits réseaux ou extrémités de grands réseaux), sur la base de technologies existantes mais peu utilisables telles quelles pour des raisons économiques et techniques.

Les déchets peuvent être valorisés énergétiquement à travers les réseaux de chaleur. Sauf à privilégier la décharge, l'UIOM (Unité d'incinération des ordures ménagères) restera indispensable pour les déchets résiduels, dont le PCI (pouvoir calorifique intérieur) pourrait très sensiblement augmenter, au-delà des niveaux déjà atteints.

L'utilisation des refus de tri (ou de la fraction combustible issue de TMB[3]/méthanisation) imposera des grilles et chaudières adaptées, sauf émergence de techniques très différentes, mais non envisageables raisonnablement à ce jour, compte tenu des résultats peu convaincants de diverses tentatives. Les combustibles solides de récupération (CSR) peuvent être utilisés en alimentation des chaufferies. De nouvelles techniques de contrôle en continu (tri optique pour éliminer des indésirables, chlore ou métaux par exemple) garantiront la bonne qualité du produit

(1) Le réseau de froid parisien, Climespace, est le premier réseau européen de distribution de froid, de par sa longueur et le nombre de bâtiments raccordés.
(2) Le projet Geostocal prévoit de stocker une part de l'énergie issue de l'UIOM du SYCTOM (Syndicat intercommunal de traitement des ordures ménagères) d'Ivry-sur-Seine dans la nappe du Dogger, pour en déstocker 31 GWh l'hiver. Pour cela, un puits à double sens sera utilisé.
(3) Traitement mécano-biologique.

envoyé en chaudière. Dans les centrales thermiques à CSR, des équipements de dépollution complémentaires seront à mettre en place pour assurer une émission conforme aux normes. Le contrôle du respect des valeurs limites d'émission (fumées) sera effectué par simple développement des techniques existantes.

La méthanisation des déchets, qui produit du biogaz et une fraction combustible issue du TMB (CSR), n'a pas encore atteint pleinement sa maturité technologique et son développement exigera des acquis technologiques assurant une grande fiabilité (y compris pour la prévention des odeurs).

Le principal handicap du **bois énergie** réside dans la pollution importante qu'engendre sa combustion. Souvent situées en zones urbaines, les centrales bois font l'objet d'exigences techniques cohérentes avec celles qui brûlent des CSR, notamment en ce qui concerne le bois déchet (bonne séparation, tri et contrôle). Les grosses chaufferies bois, préférables aux petites chaufferies dispersées, doivent connaître des progrès techniques pour réduire encore les émissions, notamment de poussières fines, et optimiser la gestion des cendres.

La possibilité de mettre en œuvre des unités de production locale d'électricité assises sur des énergies fatales locales, pour faire face à la **consommation électrique des divers auxiliaires** associés à la « modernisation » des réseaux, sera un outil fort de leur développement. Un des seuls sauts technologiques identifiés est la possible généralisation de productions locales d'électricité type ORC[1], à condition de dépasser les stades de démonstration et validation.

2 ■ Aspects systémiques

L'information, la formation, mais surtout les outils pour connaître, percevoir et agir sont des éléments clés dans toute approche énergétique d'ensemble. Les techniques manquent encore, en matière d'information de l'usager sur ses consommations – sur base annuelle et surtout en instantané. Le comptage des consommations de chaleur et d'ECS (eau chaude sanitaire) ne dispose pas encore des outils techniques nécessaires à sa généralisation. Les progrès technologiques devraient pallier ce manque sans difficulté et à coût acceptable, pour peu que le besoin en soit exprimé. L'évolution vers des réseaux de chaleur et de froid intelligents suppose des outils métrologiques et d'information performants.

3 ■ Industrie française/acteurs

Les compétences françaises en matière de gestion des réseaux et des déchets se partagent entre les grands groupes et s'exportent au niveau européen et international. Parmi les grands gestionnaires français de réseaux de chaleur et de froid, on peut citer Dalkia, premier exploitant des réseaux de chaleur en Europe, et Cofely, filiale de GDF Suez Environnement. Le marché est mondial (pays d'Europe de l'Est, Moyen-Orient, Canada, etc.). Concernant l'incinération et la méthanisation, le marché est peu concurrentiel, il se partage entre les grands gestionnaires de déchets (Suez-Sita et Véolia Propreté) et les constructeurs d'incinérateurs (CNIM, TIRU, filiale d'EDF).

(1) Cycle organique de Rankine.

D'autres acteurs sont concernés par les activités liées aux réseaux de chaleur et à la valorisation énergétique des déchets : industries des canalisations, des échangeurs, de la maitrise et du contrôle de la pollution, activités pour lesquelles le savoir-faire français est reconnu. Tous ces éléments permettent à la France d'exporter ses compétences : réhabilitation des réseaux de chaleur des pays d'Europe de l'Est, développement de réseaux de froid au Moyen-Orient, gestion des déchets dans les pays en développement, en relation souvent avec les deux secteurs de l'eau potable et de l'assainissement, où notre pays est également très bien positionné.

Conversion de la biomasse en chaleur ou en électricité

Les programmations pluriannuelles des investissements de production de chaleur et d'électricité (dites PPI chaleur et PPI électricité) visent, d'ici à 2020, un quasi-doublement de la production de chaleur (de 9 255 ktep en 2006 à 16 455 ktep par an) et une multiplication par 6 de la production d'électricité (de 240 ktep en 2006 à 1 440 ktep par an) à partir de biomasse.

Les technologies de production d'énergie de type combustion directe, cocuisson ou pyrolyse sont globalement matures et déjà commercialisées. Les cogénérateurs à partir de biomasse sont en revanche plus récents sur le marché et les techniques doivent encore évoluer en matière de fiabilité, de coût d'exploitation et de bilan énergétique, en particulier pour les installations inférieures à 10 MW. La démonstration industrielle de l'usage de la gazéification en amont d'un cogénérateur à cycle combiné est à confirmer. Cette combinaison offrirait une marge de progrès intéressante en termes de rendement électrique (rendement électrique entre 40 % et 60 %).

Les technologies de valorisation énergétique du biogaz obtenu par méthanisation (digesteur) sont matures et disponibles sur le marché (y compris l'épuration et la compression du biogaz pour injection dans le réseau de gaz naturel). Le rendement des digesteurs peut toutefois être amélioré en augmentant leur flexibilité aux différents profils de biomasse. La valorisation énergétique des gaz de décharge est aujourd'hui dépendante des progrès réalisés en matière d'épuration des gaz (phase de développement industriel en France).

Il est à noter que la marge de progrès de la filière biomasse-énergie se situe pour l'essentiel dans la structuration de son amont, en particulier, dans la mise à disposition du gisement de biomasse (essentiellement bois).

1 ■ Éléments de contexte

La biomasse se définit comme « *la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers* » (article L211-2 du code de l'énergie).

Les programmations pluriannuelles des investissements (PPI) pour la production de chaleur et d'électricité visent une augmentation de la production de chaleur à partir de biomasse de 9 255 à 16 455 ktep par an, et un accroissement de la production d'électricité de 240 à 1 440 ktep par an sur la période 2006-2020.

Actuellement, **la production de chaleur à partir de biomasse est en grande partie effectuée dans des installations de petite taille** (< 70 kW). Près de 5,75 millions de foyers utilisent un chauffage au bois domestique (cheminées à foyer ouvert avec des rendements d'environ 15 %). Ce parc est actuellement en phase de transition pour être remplacé par des inserts ou des poêles avec des rendements compris entre 60 % et 80 %. Les installations de grande taille (> 70 kW) alimentant des structures collectives (ensembles immobiliers, équipements publics) ou industrielles, principalement par

l'intermédiaire de réseaux de chaleur urbains demeurent peu développées en France[1] par rapport aux autres États membres. La France est relativement en retard dans la fabrication d'équipements collectifs/tertiaires/industriels et accueille un faible nombre d'opérateurs sur son territoire.

Sur le plan de la puissance électrique, le ministère de l'Énergie (2009)[2] vise une capacité d'environ 2 380 MWe en 2020 à partir de biomasse contre environ 750 MWe en 2008, principalement à partir d'installations de cogénération. Cet objectif est compatible avec **la directive 2004/8[3], qui juge le potentiel de cogénération sous-utilisé dans la Communauté et considère la promotion de la cogénération à haut rendement, notamment à partir de biomasse, comme une priorité communautaire**. En France, c'est la cogénération à partir de gaz naturel qui s'est d'abord développée sous l'impulsion d'une politique de soutien *via* des tarifs régulés de rachats d'électricité (période 1990-2000). À partir de 2000, cette politique s'est orientée vers la cogénération biomasse. Aujourd'hui, les principaux contrats du tarif d'obligation d'achat pour la cogénération arrivent à échéance et la filière française doit prendre des décisions importantes pour son développement futur (ministère de l'Énergie, 2010). La puissance électrique produite par cogénération à partir de biomasse est actuellement faible (environ 10 MWe) par rapport à celle au gaz naturel (un peu plus de 3 500 MWe, soit 56 % de la puissance électrique totale produite par cogénération). Elle a cependant vocation à augmenter très fortement pour atteindre un peu plus d'1 GWe d'ici à 2020 (ministère de l'Énergie, 2010)[4].

Enfin, concernant les usages du biogaz, quatre décrets ont été récemment publiés[5] pour développer l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel avec, entre autres, l'instauration d'un tarif d'achat entre 45 et 125 euros par mégawattheure (MWh), en fonction de la taille de l'installation, du type d'unité de production et de la nature des déchets valorisés.

2 ■ Les techniques de production de chaleur et d'électricité à partir de biomasse

La biomasse peut être valorisée en chaleur et/ou électricité par voie thermochimique ou biochimique. Les traitements thermochimiques peuvent être classés en quatre grandes catégories :

– **la combustion** permet une transformation directe de la biomasse en énergie thermique utilisable en tant que telle ou convertie en électricité. Pour la production d'électricité, la biomasse est brulée afin de produire de la vapeur à haute pression. Celle-ci active une turbine qui est reliée à une génératrice qui produit de

(1) On compte environ 1 500 chaufferies collectives (résidentiel et tertiaire) et 1 000 chaufferies industrielles en France (source : ADEME).
(2) MEDDTL (2009), Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables, période 2009-2020, 120 p.
(3) Il s'agit de la directive européenne 2004/8 du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie.
(4) MEDDTL (2010), Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement, 118 p.
(5) *Journal officiel* du 23 novembre 2011.

l'électricité. Le rendement thermique d'une chaudière au bois est d'environ 85 %. Le rendement électrique est d'environ 25 % ;

- **la cocuisson** consiste à brûler la biomasse avec du charbon dans des chaudières de centrales traditionnelles. Elle permet de convertir la biomasse en électricité avec un rendement oscillant entre 33 % et 37 % ;
- **la pyrolyse** utilise traditionnellement des températures de 300 °C à 600 °C et produit du charbon de bois. Celui-ci a un pouvoir calorifique inférieur (PCI) élevé mais il ne contient que 30 % à 50 % de l'énergie initiale du bois. Les procédés plus modernes utilisent des températures plus élevées et permettent de récupérer l'énergie des produits volatils. La pyrolyse rapide à haute température (de 800 °C à 900 °C), par exemple, transforme 10 % de l'énergie contenue dans le bois utilisé en combustible solide et 60 % en combustible gazeux de bonne qualité (gaz de synthèse riche en hydrogène et en monoxyde de carbone)[1] ;
- **la gazéification** chauffe la biomasse solide à des températures élevées dans un environnement dépourvu d'oxygène afin de produire un gaz combustible (ou gaz de synthèse). Il existe essentiellement deux types de gazéifieurs biomasse : les lits fixes (contrecourant, co-courant) et les lits fluidisés (dense, circulant et entraîné). Le gaz de synthèse peut être valorisé en électricité dans une installation de cogénération (turbine à gaz, turbine à cycles combinés ou moteur à combustion interne) ;
- **la cogénération** récupère l'énergie thermique perdue d'ordinaire lors de la production d'énergie électrique, et met à disposition de la chaleur et de l'électricité avec un rendement global nettement plus élevé que celui résultant de filières séparées[2]. Les technologies de cogénération sont diverses : turbine à vapeur, turbine à gaz, cycles combinés, moteur à combustion interne. L'usage de la biomasse peut être direct (combustion ou co-combustion) ou nécessiter une étape préalable de traitement (liquéfaction directe, pyrolyse rapide ou gazéification). Un cogénérateur peut être installé aussi bien dans le résidentiel individuel et collectif que dans le tertiaire et l'industrie, ou intégré à un réseau de chaleur.

La valorisation chaleur/électricité de la biomasse peut également se faire par voie biochimique. **La méthanisation, ou digestion anaérobie**, de la biomasse produit en effet un gaz combustible appelé biogaz. Celui-ci est composé d'environ 50 % à 70 % de méthane (CH_4), de 20 % à 50 % de gaz carbonique (CO_2) et de quelques gaz traces et impuretés (NH_3, N_2, H_2S). Il peut être utilisé en tant que combustible pour la production de chaleur et/ou d'électricité dans une installation de cogénération ou être injecté dans le réseau de gaz naturel. Il peut aussi être valorisé en carburant (gaz naturel véhicule ou GNV, voir le chapitre suivant) ou être converti en hydrogène dans une unité de vaporeformage de méthane (*Steam Methane Reformer* ou SMR). Pour l'une ou l'autre de ces utilisations, le biogaz doit être épuré pour respecter les prescriptions techniques des opérateurs[3]. L'épuration consiste à éliminer non seulement les éléments traces comme la vapeur d'eau, l'hydrogène sulfuré, les composés halogénés, mais aussi le gaz carbonique, afin d'enrichir la concentration de méthane. Divers modes de traitement sont possibles. Les plus courants sont

(1) DGEC (2011). L'industrie des énergies décarbonées en 2010, 189 p.
(2) Le rendement des unités de cogénérations varie entre 65 % et 90 % selon les technologies considérées. Source : MEDDTL (2010), *op. cit*.
(3) Pour les opérateurs du réseau de gaz naturel ; le gaz « H », distribué sur la majeure partie du territoire français, doit posséder un PCS supérieur à 10,7 kWh/m^3, ce qui implique d'épurer le biogaz afin d'obtenir au moins 96,5 % de méthane.

l'épuration par membrane, l'absorption physico-chimique (lavage à l'eau ou aux amines) et l'adsorption (tamis moléculaire).

Le Club Biogaz ATEE[1] recense 197 installations de méthanisation en 2011 (contre plus de 5 700 en Allemagne), dont 80 dans le secteur industriel, 41 à la ferme, 7 installations centralisées/territoriales, 60 stations d'épuration et 9 centres de traitement d'ordures ménagères. Quarante-six installations sont en construction, essentiellement dans le secteur agricole. La majorité des méthaniseurs en France ont recours à la technologie infiniment mélangée qui est la plus ancienne (77,5 %). Ce type de digesteur fonctionne généralement autour de 35 °C avec des bactéries mésophiles. Les bactéries thermophiles agissent à des températures plus élevées (50-65 °C). Leur utilisation reste rare mais commence à se développer, notamment dans les installations de très grande puissance.

La méthanisation en digesteur ou méthaniseur est usuellement distinguée de celle ayant lieu dans les sites de stockage d'ordures ménagères, les gaz extraits de ces dernières étant appelés « gaz de décharge ». Il existe en 2008, en France, 301 Installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) dont 201 avec captation de biogaz (ADEME et GrDF, 2010)[2].

3 ■ Les voies de progrès technologique

La démonstration industrielle des technologies de gazéification de la biomasse reste à confirmer. Les principaux verrous résident dans l'hétérogénéité de la biomasse employée, qui suppose une étape de prétraitement, et dans les impuretés du gaz de synthèse (goudrons, particules, alcalins, etc.), qui nécessitent une étape d'épuration pas encore mature (DGEC, 2011). Il existe plusieurs projets en cours sur cette technologie, dont le projet ANR[3] GAMECO qui a débuté fin 2010[4].

Selon le ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement (MEDDTL, 2010)[5], **les cogénérateurs biomasse sont récents sur le marché et la technologie doit encore évoluer sur le plan de la fiabilité et du coût d'exploitation.** La mise en place de grosses unités de cogénération est en cours *via* les appels à projets de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La filiale du groupe GDF-Suez (Cofely) va par exemple investir 500 millions d'euros dans cinq centrales à biomasse en France. Ces centrales fonctionneront au bois, auront une puissance totale de 99 MW et produiront à la fois de la chaleur et de l'électricité. Aussi, **les progrès sont essentiellement attendus des petites installations** ayant des niveaux de puissance situés entre 1 MWe et 10 MWe : dans ces gammes de puissance, la gazéification, notamment en lits fluidisés denses, serait une voie particulièrement prometteuse sur les plans économique et environnemental. Les sociétés Eneria, experte dans les centrales de cogénération équipées de moteurs à

(1) Club Biogaz ATEE (2011), État des lieux de la filière méthanisation en France, 146 p.
(2) ADEME et GrDF (2010), Étude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz, rapport final, septembre, 142 p.
(3) ANR : Agence nationale de la recherche.
(4) Ce projet vise à améliorer la gazéification de biomasse pour des applications de cogénération, en se basant dans le même temps sur le développement de modèles spécifiques intégrables et la validation sur pilote semi-industriel.
(5) MEDDTL (2010), *op. cit.*

gaz, et Xylowatt, développeur d'une technologie de gazéification qui transforme de la biomasse sèche (bois) en un gaz combustible de haute qualité, ont plusieurs projets de développement pour les installations de petite taille en France et en Belgique, dont un projet de 5 MWe dans les Vosges.

L'ensemble du procédé de production de biogaz par digesteur est globalement mature et disponible sur le marché. Le rendement des digesteurs peut toutefois être amélioré en augmentant leur flexibilité à la variabilité de la biomasse. Le principal inconvénient de ce procédé, outre l'investissement non négligeable qu'il requiert, est qu'il nécessite une demande suffisante en gaz naturel dans la zone desservie par le réseau. La consommation baissant en été, une baisse de production ou un torchage du biogaz excédentaire peut être nécessaire. Pour éviter ce torchage, il sera possible de consommer tout le biogaz produit à tout moment dans l'année lorsque les réseaux basse pression de distribution seront équipés de compresseurs permettant de remonter le gaz dans les réseaux haute pression de transport (le rebours).

L'injection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel permet dès maintenant la valorisation sous forme d'hydrogène renouvelable, puisque les SMR existants sont déjà raccordés au réseau de gaz naturel. Néanmoins, **investir dans des équipements de valorisation complémentaires (cogénération, séchage de fourrage, SMR localisés sur les sites de production, etc.)**[1] **associés à un système d'optimisation de l'offre et de la demande en biogaz de la filière injection et des filières complémentaires** pourrait conduire à une plus grande rentabilité de la filière. On produira ainsi de l'hydrogène renouvelable utilisé en combinaison avec une pile à combustible dans des applications stationnaires (relais télécom, chauffage résidentiel, production décentralisée d'électricité et de chaleur pour locaux commerciaux, etc.) ou mobiles (véhicules, chariot élévateur, etc.). Sans compter toutes les utilisations industrielles où l'hydrogène renouvelable permettra de diminuer l'empreinte carbone du produit final (hydrogénation des huiles dans l'agroalimentaire, fabrication de verre plat pour le bâtiment ou les pare-brise des véhicules). Une étude de marché conduite par l'ADEME et GrDF en 2010[2] appuie la voie locale en indiquant que des synergies intéressantes peuvent être exploitées entre les usages carburant et injection dans le réseau de gaz naturel, et que le développement du biogaz carburant peut être largement facilité si l'injection du biogaz dans le réseau de gaz naturel se développe.

Enfin, **une marge de progrès intéressante est possible à partir des gaz de décharge, aujourd'hui insuffisamment valorisés en énergie**. Des procédés d'épuration de ces gaz basés sur un couplage entre membrane et distillation cryogénique sont, par exemple, en développement et un essai pilote en Normandie débutera en 2012. Cette voie de valorisation est également étudiée au Royaume-Uni, aux États-Unis ou en Inde[3].

Que ce soit pour une valorisation carburant ou une injection dans le réseau, des voies de progrès restent à explorer pour améliorer l'efficacité technico-économique de la filière biogaz et pour réduire au maximum son empreinte environnementale :

- les techniques de traitement du digestat pour améliorer sa valorisation agronomique (engrais) ;

(1) Club Biogaz ATEE (2011), *op. cit.*
(2) ADEME et GrDF (2010), *op. cit.*
(3) Source : entretien Air Liquide, 16 novembre 2011.

- les technologies d'épuration du biogaz, notamment par membranes, issu de digesteur pour diminuer le coût de conversion en biométhane ;
- les techniques de tri et de prétraitement de la biomasse pour gagner en rendement lors de la méthanisation.

La valorisation agronomique du digestat peut constituer un débouché très intéressant sur les plans économique et environnemental à condition que les moyens techniques de conversion en engrais de bonne qualité soient disponibles.

Carburants alternatifs d'origine biomassique et fossile

La double tendance à la hausse de la demande énergétique et du prix du baril conduit à s'intéresser fortement aux ressources alternatives au pétrole : biomasse, charbon et gaz naturel. Les projections à l'horizon 2035 de l'Agence internationale de l'énergie[1] mettent en exergue la progression de la contribution des carburants alternatifs dans le monde. Le volume de carburants de synthèse d'origine fossile serait multiplié par 6 d'ici 2035 et atteindrait 1,8 million de barils d'équivalent pétrole par jour (Mbep/j), en combinant le CTL (*coal-to-liquids*, *du charbon vers les liquides*) et le BTL (*biomass-to-liquids*, de la biomasse vers les liquides). Au même horizon, on aurait un triplement des biocarburants (4 Mbep/j).

Trois générations de carburants à partir de biomasse peuvent être mobilisées à plus ou moins long terme. Les technologies de la première génération, qui utilisent les réserves sucrières, amidonnées ou huileuses des plantes, sont matures et permettent actuellement de produire 2 540 ktep par an de biocarburants en France (soit environ 900 bep/j[2]). Leur bilan semble toutefois de plus en plus mitigé, tant du point de vue des émissions de gaz à effet de serre (hormis peut-être pour les carburants issus de la canne à sucre, à condition de ne pas les produire sur des terres déforestées) que du point de vue de l'augmentation des prix des produits alimentaires à laquelle elles peuvent conduire, ainsi que l'a montré l'envolée des prix du maïs aux États-Unis en 2008. La deuxième génération utilise les ressources lignocellulosiques et donc l'ensemble de la plante, ce qui permet d'envisager des cultures qui ne seraient plus en concurrence avec les productions alimentaires. La voie biochimique (hydrolyse puis fermentation) semble la plus avancée : elle fait l'objet d'une opération de démonstration, dans le cadre du projet Futurol en France, qui devrait permettre d'en montrer la faisabilité technique et économique. La voie thermochimique (gazéification puis synthèse Fischer-Tropsch ou liquéfaction/pyrolyse) donne également lieu à des opérations de démonstration mais les coûts de production semblent aujourd'hui très élevés. Les recherches sur le procédé gazéification-synthèse FT sont majoritairement localisées en Europe (Choren, BioLiq, etc.) dont, en France, le projet BioTfueL. Le développement industriel de cette filière est attendu à partir de 2020. La troisième génération est fondée sur les ressources algales. Son développement industriel n'est pas envisagé avant 2030, la culture des algues étant encore très peu maîtrisée.

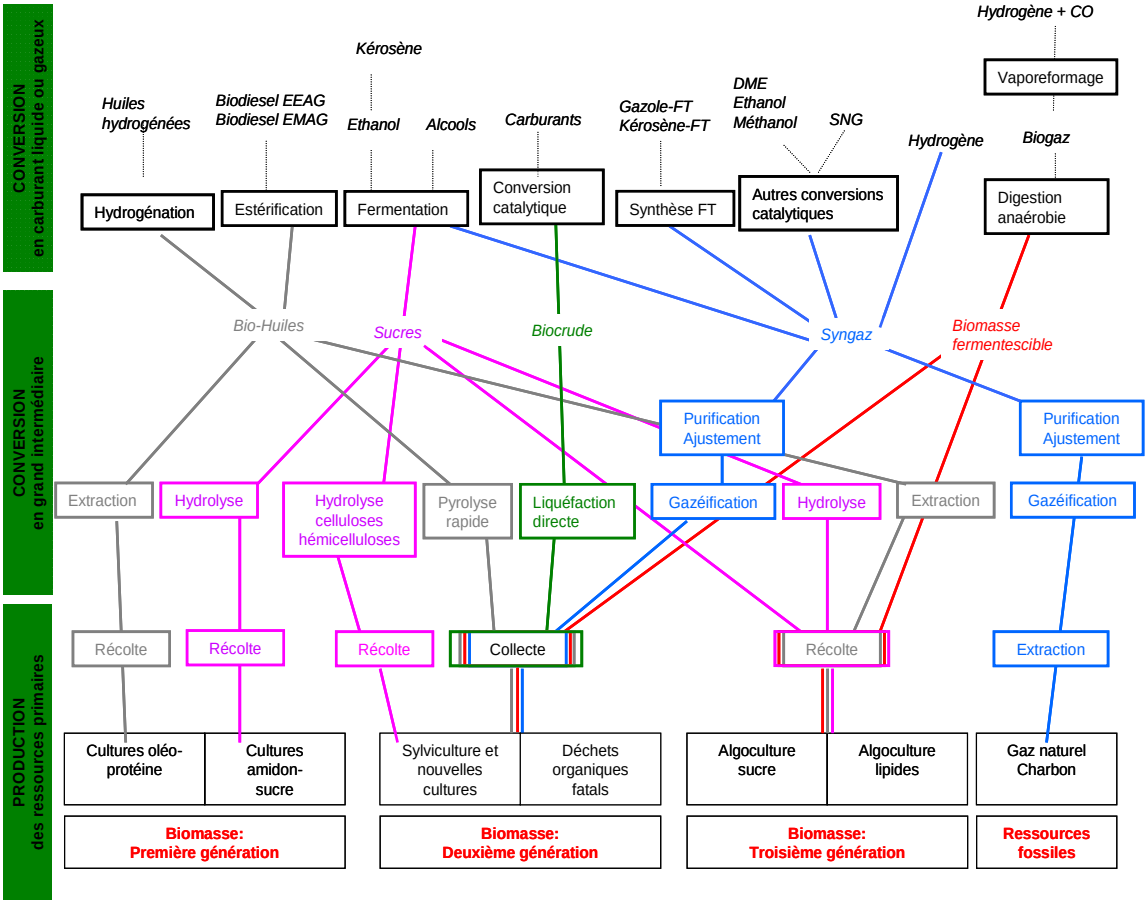
Les technologies de production de carburants de synthèse à partir de charbon (CTL) ou de gaz naturel (GTL) sont matures pour des installations de grande échelle. Il existe plusieurs usines de production en fonctionnement dans les régions du globe riches en gaz ou en charbon. Leur rentabilité dépend des prix relatifs du gaz, du charbon et du pétrole. Ces procédés, en l'absence du captage et stockage de CO_2, sont fortement émetteurs de gaz à effet de serre. La recherche européenne explore les possibilités techniques et économiques de production de ce type de carburants dans des installations de petite taille ou flottantes, dont le marché est l'exploitation des gisements de ressource de taille modérée (par exemple, gaz de schiste) ou peu accessible (par exemple, gaz *offshore*). La France est impliquée dans certains de ces projets.

(1) International Energy Agency (2010), *World Energy Outlook 2010*.
(2) 1 tep correspond approximativement à 7,6 barils.

1 ■ Contexte

La production de pétrole conventionnel semble avoir atteint un plateau alors que la demande en produits, spécialement carburants diesel et kérosène, est en forte croissance du fait des économies émergentes. Cela conduit à une tendance à la hausse des prix du baril qui justifie la mise en exploitation de ressources alternatives. La biomasse, le gaz naturel et le charbon font partie de ces ressources. Un tableau des substitutions possibles entre carburants conventionnels et leurs alternatives d'origine biomassique et/ou fossile est proposé ci-dessous.

Principales filières de production de carburants alternatifs au conventionnel d'origine biomassique et fossile



Source : CAS à partir de données IFPEN

1.1. Les carburants alternatifs d'origine biomassique (« biocarburants »)

La directive 2009/28/CE fixe à 10 %, sur la base de la teneur énergétique, la part des énergies renouvelables, y compris sous forme non liquide, dans la consommation finale d'énergie dans le secteur des transports d'ici à 2020. Selon le Comité opérationnel n° 10 du Grenelle de l'environnement, cet objectif se traduirait par un accroissement de la consommation de biocarburants de 3,3 Mtep par rapport aux 0,68 Mtep produits en 2006, soit 2,5 à 3 millions d'hectares supplémentaires par rapport aux 0,67 million d'hectares dédiés aux cultures compatibles avec la

production de biocarburants de première génération en 2006[1]. En 2010, la part des biocarburants dans les carburants français devrait approcher 6,8 % pour l'ensemble des deux filières essence et diesel (6 % estimé pour les essences et presque 7 % pour le gazole)[2]. Selon les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie, les approvisionnements en biocarburants devraient tripler d'ici à 2035 et dépasser les 200 Mtep à l'échelle de la planète[3].

Gisements de biomasse mobilisable pour la production de biocarburants de deuxième génération

Selon la feuille de route de l'ADEME sur les biocarburants avancés, la biomasse mobilisable pour les biocarburants de deuxième génération, essentiellement constituée de résidus agricoles (notamment la paille) et de produits forestiers (bois, résidus de l'industrie du bois et bois en fin de vie) s'élève entre 4,1 et 8,4 Mtep à l'horizon 2020. Suivant une hypothèse pessimiste de 15 % du rendement matière d'une installation BTL, la production de biocarburant de deuxième génération à partir de cette quantité de biomasse disponible s'élèverait entre 1,47 et 3 Mtep/an, et entre 2,9 et 5,9 Mtep dans une hypothèse optimiste.

En plus de ce gisement, l'ADEME considère que le gisement de production lignocellulosique (taillis à courte rotation, triticale[4]) pourrait s'élever entre 1 et 5 Mtep/an pour une surface estimée entre 0,23 et 1,2 million d'hectares, ce qui pose un problème de concurrence d'usage des sols. Cette ressource correspondrait, dans une hypothèse pessimiste (rendement de 15 %), à une production de biocarburant entre 1,8 et 4,8 Mtep, et dans une hypothèse optimiste (rendement de 30 %), entre 3,6 et 9,5 Mtep par an.

Les trois générations de biocarburants : les ressources utilisées

Trois générations de biocarburants sont usuellement citées dans la littérature avec, souvent, des définitions différentes. Ici, un biocarburant est attribué à l'une ou l'autre des générations en fonction de la biomasse utilisée et de la maturité des technologies employées.

La première génération est produite à partir de sucre, d'amidon ou d'huile issus des organes de réserve de plantes vivrières tels que les racines de betterave, la canne à sucre, les grains de maïs, de blé, les graines de colza, de tournesol. Elle se caractérise aussi par des technologies de conversion (estérification ou hydrogénation des huiles et fermentation des sucres) globalement matures et déjà commercialisées. En 2010, 32 unités de production d'esters méthyliques d'acide gras (EMAG, biodiesel de première génération) et 20 unités de production de bioéthanol ont bénéficié d'un agrément français pour une capacité de production de plus de 3 millions de tonnes d'EMAG et de 867 000 tonnes de bioéthanol[5].

La deuxième génération se différencie de la première par l'utilisation de la ressource lignocellulosique (plantes entières, ligneuses ou herbacées, résidus agricoles ou

(1) La Surface agricole utile de la France est de 32 millions d'hectares, dont 18,5 de terres arables.

(2) DGEC (2011), L'industrie pétrolière et gazière en 2010, 87 p.
(3) AIE (2011), *World Energy Outlook*, résumé, 14 p.
(4) Hybride entre le blé et le seigle.
(5) Ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement (MEDDTL).

sylvicoles, déchets verts), ce qui étend considérablement le gisement de biomasse. Lorsqu'elle mobilise des résidus agricoles ou sylvicoles, ou des déchets verts, la deuxième génération présente l'avantage de ne pas être en compétition directe avec les autres usages des cultures, en premier lieu les usages alimentaires. Toutefois, les technologies de conversion de la biomasse lignocellulosique nécessitent quelques années de recherche et développement avant d'atteindre le stade industriel. Cette génération ne produit pas encore de biocarburant à échelle industrielle.

La troisième génération mobilise des ressources végétales d'origine aquatique (maritime ou autre) et exploite les sucres, amidon, huiles ou cellulose qui en sont extraits. Ici, les technologies de conversion de la ressource primaire sont matures (principalement l'estérification ou l'hydrogénation des huiles algales) mais les moyens de production de la ressource ne sont pas prêts – même à moyen terme. Cette génération ne produit donc pas non plus de biocarburant à échelle industrielle.

Utilisation actuelle des biocarburants dans les transports

En France, le **bioéthanol de première génération** est actuellement utilisé en mélange dans les essences commerciales :

- soit de manière systématique jusqu'à 5 % en volume dans les supercarburants sans plomb SP95 et SP98 ou jusqu'à 10 % en volume dans le SP95-E10. L'usage du SP95 et du SP98 ne nécessite aucune adaptation du moteur et du véhicule. Le supercarburant SP95-E10 est compatible avec 70 % des véhicules à essence actuellement en circulation et avec la très grande majorité des véhicules neufs ;
- soit à haute teneur dans le carburant Superéthanol E85, qui contient entre 65 % et 85 % en volume d'éthanol selon les saisons. Ce carburant est destiné à des véhicules pourvus d'une motorisation adaptée, appelés véhicules Flex Fuel.

Le bioéthanol peut toutefois conduire à un accroissement de la volatilité des essences lorsqu'il est incorporé directement et à des phénomènes de démixtion (en présence d'eau). Une solution est alors de le transformer en ETBE (Éthyl tertio butyl éther), ce produit étant beaucoup plus stable. Il résulte de la synthèse de l'éthanol avec une base pétrolière issue des raffineries (isobutène)[1]. Il contient 49,75 % en masse (47 % en volume) d'éthanol combiné sous forme chimique. L'ETBE peut être incorporé jusqu'à 22 % en volume dans toutes les essences distribuées en France.

Les **moteurs diesel modernes** (à injection directe, notamment à haute pression) ne sont pas compatibles avec les huiles végétales pures. Celles-ci sont en effet instables à haute température et ont une viscosité élevée à température ambiante, à basse température (augmente les risques de bouchage des filtres), mais aussi à plus haute température, ce qui modifie les conditions de pulvérisation du carburant. C'est donc pour rendre ces huiles compatibles avec les moteurs de voitures, de poids lourds mais aussi des tracteurs agricoles modernes, qu'elles sont transformées en biodiesel par transestérification. Le produit obtenu (ester méthylique d'huile végétal-EMVH,

(1) La synthèse de l'ETBE est très proche de celle du MTBE (additif d'origine pétrolière utilisé pour améliorer l'indice d'octane). De ce fait, les unités de production de MTBE peuvent être transformées pour la production d'ETBE grâce à des investissements faibles (réalisés par Total dans les années 1990). Un autre fort potentiel de production existe grâce à l'usine Lyondell à Fos-sur-Mer (750 000 tonnes d'ETBE). Source : www.industrie.gouv.fr/infopres/presse/fillieresbiocarburants.pdf.

biodiésel de première génération) peut être utilisé en mélange avec le gazole sur la plupart des moteurs à des taux de 7 % à 30 % en volume[1].

Il convient, par ailleurs, de remarquer que le contenu énergétique volumique (ou massique) des biocarburants, c'est-à-dire leur capacité à libérer de la chaleur à volume constant (ou à masse constante) et par conséquent à effectuer des kilomètres à volume constant (ou à masse constante), est très variable d'un produit à l'autre *(voir tableau)* : on parle également de pouvoir calorifique inférieur ou PCI.

Pouvoir calorifique inférieur (PCI) des carburants conventionnels et des biocarburants de première génération

	Contenu énergétique massique (pouvoir calorifique inférieur, MJ/kg)	Contenu énergétique volumique (pouvoir calorifique inférieur, MJ/l)	Masse volumique (a) (kg/l)
Bio-éthanol (éthanol produit à partir de biomasse)	27	21	0,778
Bio-ETBE (éthyl tertio butyl éther produit à partir de bioéthanol)	36 (dont 37 % issus de sources renouvelables)	27 (dont 37 % issus de sources renouvelables)	0,750
Bio-éthanol (méthanol produit à partir de biomasse, utilisé comme biocarburant)	20	16	0,800
Bio-MTBE (méthyl tertio butyl éther produit à partir de biométhabnom)	35 (dont 22 % issus de sources renouvelables)	26 ((dont 22 % issus de sources renouvelables)	0,743
Bio-DME (diméthyléther produit à partir de biomasse, utilisé comme biocarburant)	28	19	0,678
Bio-TAEE (tertioamyléthyléther produit à partir de bioéthanol)	38 (dont 29 % issus de sources renouvelables)	29 (dont 29 % issus de sources renouvelables)	0,763
Bio-butanol (butanol produit à partir de biomasse, utilisé comme biocarburant)	33	27	0,818
EMAG (ester méthylique d'acides gras produit à partir d'une huile végétale ou animale, utilisé comme biocarburant) (b)	37	33	0,892
EEAG (ester éthylique d'acides gras produit à partir d'une huile végétale ou animale, utilisé comme biocarburant)	38	33	0,868
Biogazole de synthèse ©	44	34	0,773
Huile végétale pure (huile provenant de plantes oléagineuses obtenue par pression, extraction ou procédés comparables, brute ou raffinée, mais sans modification chimique, dans les cas où son utilisation est compatible avec le type de moteur et les exigences correspondantes en matière d'émissions)	37	34	0,919

(1) Le carburant à 30 % en volume d'EMAG appelé « B30 » n'est pas commercialisé en stations-services car il n'est pas compatible avec les moteurs de nombreux véhicules diesel déjà mis en circulation. Le B30 est réservé à une utilisation en « flotte captive », c'est-à-dire pour des flottes de véhicules qui disposent de leur propre logistique d'approvisionnement et de distribution et de conditions de maintenance adaptées.

	Contenu énergétique massique (pouvoir calorifique inférieur, MJ/kg)	Contenu énergétique volumique (pouvoir calorifique inférieur, MJ/l)	Masse volumique (a) (kg/l)
Biogaz (gaz combustible produit à partir de biomasse et/ou de la fraction biodégradable des déchets, purifié jusqu'à obtention d'une qualité équivalente à celle du gaz naturel et utilisé comme biocarburant, ou gaz produit à partir de bois)	50	-	-
Essence – supercarburant sans plomb	43	32	0,744
Gazole	43	36	0,837

(a) La masse volumique est déduite du ratio (contenu énergétique volumique/contenu énergétique massique).

(b) Les esters méthyliques d'acides gras (EMAG) comprennent les esters méthyliques d'huiles végétales (EMHV), les esters méthyliques de graisses animales (EMHA) et les esters méthyliques d'huiles usagées (végétales ou animales) (EMHU).

(c) Le biogazole de synthèse comprend le gazole filière Ficher-Tropsch (hydrocarbure synthétique ou mélange d'hydrocarbures synthétiques produits à partir de biomasse) et les huiles végétales hydrotraitées (huile végétale ayant subi un traitement thermochimique à l'hydrogène).

Source : Annexe I de l'arrêté du 1er décembre 2011 (JORF n° 0296 du 22 décembre 2011, texte n° 56)

Les PCI des huiles végétales et des esters méthyliques sont relativement satisfaisants (entre 37 et 38 MJ/kg) mais leurs caractéristiques à froid sont affectées. Celui du bioéthanol (27 MJ/kg) est inférieur d'environ 35 % à celui de l'essence. Le PCI de l'ETBE est quant à lui de l'ordre de 36 MJ/kg[1].

Enfin, **les carburants formulés pour l'aéronautique doivent répondre à un ensemble de spécifications très strictes**, notamment en termes de contenu énergétique *(voir encadré)*, de stabilité et de tenue au froid. Or, la constitution du parc aéronautique, associée au taux de renouvellement des avions, conduit à n'envisager de solutions alternatives que sous forme de liquides parfaitement miscibles dans les *jet fuels* conventionnels : c'est la stratégie « *drop in fuel* ». En conséquence, les solutions vers lesquelles il faudra s'orienter seront celles conduisant à des **hydrocarbures**, c'est-à-dire des huiles végétales hydrogénées, ou encore des produits de **deuxième génération** comme le BTL. La production d'alcanes à partir d'autres bases telles que les alcools est aussi au stade de la recherche.

PCI des carburants dans l'aéronautique

Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est une dimension importante pour les carburants utilisés dans l'aéronautique car il impacte directement le rayon d'action de l'aéronef. Un carburant doit avoir un PCI supérieur à 42,8 MJ/kg pour être considéré comme potentiellement utilisable dans l'aéronautique.

Or les biocarburants de première génération de la filière sucre (bioéthanol) ont un PCI de 27 MJ/kg, soit environ 40 % inférieur à celui du *jet fuel*. Celui des biocarburants de la filière huile (huiles végétales et EMHV) se situe entre 37 et 38 MJ/kg, ce qui les éloigne moins des

(1) IFPEN (2009), « Aéronautique et carburants alternatifs », *Le point sur…*, 5 p. ; Kuentzmann P. (2011), « Carburants alternatifs aéronautiques », Présentation, Conférence CNAM, 22 mars.

cibles du *jet fuel* mais leurs caractéristiques à froid sont inadaptées. L'hydrogénation des huiles végétales permet, quant à elle, d'accroître leur PCI d'environ 20 % (PCI final de 44 MJ/kg), ce qui les rend équivalentes en termes de pouvoir calorifique au kérosène.

Concernant la deuxième génération, le kérosène Fischer-Tropsch, dont le procédé de production nécessite de l'hydrogène pour ajuster le gaz de synthèse[1], a un PCI d'environ 44 MJ/kg, ce qui le rend également intéressant pour l'aéronautique.

S*ource : IFP (2009), « Aéronautique et carburants alternatifs »,* Le point sur…*, 5 p.*

La valorisation carburant du biogaz (**gaz naturel véhicule**) est une voie encore peu exploitée en France[2], alors que la Suède, l'Allemagne, l'Autriche ou la Suisse ont déjà plusieurs sites de production industriels. Dans les conditions actuelles en France, ce carburant est limité aux flottes captives d'entreprises et de collectivités locales, les infrastructures n'étant pas adaptées à la flotte de véhicules particuliers. Un développement à plus grande échelle avec une offre de distribution pour le grand public passerait par la création d'un réseau de stations suffisamment développé.

1.2. Les carburants alternatifs d'origine fossile

Selon les scénarios de l'AIE (AIE, 2011), la production de diesel et kérosène issus de charbon (CTL) ou gaz naturel (GTL) pourrait passer de 0,3 à 1,8 million de barils par jour à l'horizon 2035, ce qui ferait un complément significatif en distillats moyens[3]. Les carburants alternatifs d'origine fossile considérés ici couvrent les carburants de synthèse à partir de charbon ou de gaz naturel.

La conversion du charbon et du gaz naturel en carburant liquide

À partir de charbon, deux voies de conversion en carburant liquide sont possibles :

- voie indirecte : gazéification (sur lit fixe mais surtout sur lit fluidisé et flux entraîné) puis conversion du gaz de synthèse en carburant par synthèse Fischer-Tropsch[4] ;
- voie directe : liquéfaction en lit bouillonnant.

Le gaz naturel est en revanche converti en carburant liquide uniquement par voie indirecte : il est d'abord transformé en gaz de synthèse par vaporeformage, ATR (*Auto-Thermal Reforming*) ou POx (oxydation partielle), ce dernier est ensuite converti en carburant par synthèse Fischer-Tropsch.

(1) Le gaz de synthèse, ou syngaz, est un mélange gazeux qui contient essentiellement et en proportions variables en fonction de la matière première employée pour le produire, du monoxyde de carbone, de l'oxygène et, un peu de dioxyde de carbone. Le gaz de synthèse s'obtient de différentes façons : par gazéification de la biomasse (voie thermochimique de conversion de la biomasse en biocarburant liquide, ou « *Biomass-to-Liquids* ») ; par gazéification du charbon (« *Coal-to-Liquids* ») ; par vaporeformage du gaz naturel (« *Gas-to-Liquids* »).
(2) Quatre sites exploitent le biogaz en tant que carburant : CVO de Lille, site de Claye-Souilly, station d'épuration de Marquette-lez-Lille et décharge de Trifyl.
(3) La demande de produits pétrolier, biocarburants non compris, est estimée à 99 millions de barils d'ici à 2035 et la production de pétrole brut conventionnel est estimée à 68 millions de barils par jour à la même échéance.
(4) D'autres synthèses existent comme le méthanol mais elles sont moins adaptées aux besoins du marché en termes de produits liquides en sortie.

Plusieurs réacteurs Fischer-Tropsch sont actuellement utilisés pour produire du gaz de synthèse à partir de charbon, de gaz naturel ou même de biomasse, en carburant, principalement :

- les réacteurs en lit fixe : ils sont parmi les plus anciens en termes de conception. Ils sont constitués d'un faisceau de tubes parallèles remplis de catalyseur. Les développements technologiques se sont orientés vers des réacteurs multi-tubulaires pour contrôler le caractère fortement exothermique de la synthèse Fischer-Tropsch ;
- les réacteurs en lit bouillonnant triphasique : le gaz de synthèse est injecté en fond de colonne et est intimement mélangé aux phases liquide/solide composées des hydrocarbures lourds produits par la réaction Fischer-Tropsch et du catalyseur sous forme de poudre. Le mélange liquide/solide constitue une phase homogène à l'intérieur du réacteur (pas de décantation du solide) appelée « *slurry* ». Un échangeur interne permet d'éliminer la chaleur produite par la réaction et également de contrôler la température dans le réacteur. En tenant compte des contraintes liées à la réaction et des contraintes mécaniques, la capacité par réacteur est actuellement de l'ordre de 17 000 barils par jour.

Les unités de production de carburants de synthèse à partir de charbon et de gaz naturel dans le monde

Le charbon

Les premières unités de production d'hydrocarbures de synthèse à partir de charbon ont été démarrées quelques années avant la Seconde Guerre mondiale en Allemagne. Compte tenu de ses réserves importantes en charbon (8e réserve mondiale) et pour assurer son indépendance énergétique, l'Afrique du Sud a développé sa propre technologie Fischer-Tropsch. De même, **l'utilisation du charbon comme ressource énergétique est en fort développement**, notamment en Chine (régions de Shenhua et Ningxia) ou en Inde, pays riches en réserves carbonifères. L'accompagnement ou non de tels projets par du captage et du stockage de CO_2 influera fortement sur l'empreinte écologique et sur les coûts. Plusieurs modèles économiques sont étudiés. Certains ont plutôt une finalité chimique et dans ce cas utiliseront plutôt un Fischer-Tropsch haute température, voire une synthèse de méthanol plutôt qu'un Fischer-Tropsch ; d'autres ciblent les carburants et utiliseront de préférence le Fischer-Tropsch basse température.

Le gaz naturel

Plusieurs projets industriels de production de carburant à partir de gaz naturel ont été mis en œuvre dans le monde :

- le projet Bintulu, en Malaisie, est le premier projet industriel au monde de conversion du gaz naturel en hydrocarbures par la synthèse Fischer-Tropsch (réacteur en lit fixe). Les unités démarrées en 1993 permettaient de convertir 3 millions de mètres cubes de gaz naturel produit en mer de Chine et de fournir initialement 12 500 barils par jour de composés hydrocarbonés (l'unité a été remodelée depuis et sa capacité de production est passée à 14 700 barils par jour). Ce projet développé par la compagnie pétrolière Shell met en avant ses propres technologies ;

- l'autre projet industriel de Shell au Qatar avec réacteur en lit fixe, Pearl GTL, s'est orienté uniquement vers la production de naphta et distillats moyens. L'extraction de 45 millions de mètres cubes de gaz naturel permettra de produire à terme environ 140 000 barils par jours de naphta, kérosène et diesel grâce au procédé de synthèse Fischer-Tropsch développé par Shell. Deux trains de 12 réacteurs en lit fixe seront nécessaires pour produire cette quantité. Huit unités de séparation d'air (pour produire l'oxygène pur nécessaire aux sections POX de production du gaz de synthèse par gazéification du méthane) ont été construites pour alimenter les deux plus grosses unités au monde de réformage à la vapeur. Les besoins en vapeur du complexe sont gigantesques (8 000 t/h). Le projet Pearl GTL sera alors, de loin, le plus important projet *Gas-to-Liquids* du monde (l'investissement a été estimé entre 18 et 19 milliards de dollars et a nécessité un chantier d'environ 50 000 personnes sur quatre ans). Le démarrage a eu lieu en 2010 ;
- le projet Oryx au Qatar fut la première mise en œuvre d'un procédé en lit bouillonnant pour la synthèse Fischer-Tropsch à partir de gaz naturel. Il produit actuellement 34 000 barils par jour, soit une consommation de 10 millions de mètres cubes par jour de gaz naturel.

Les distillats moyens issus du procédé Fischer-Tropsch sont de très bonnes bases pour les carburants diesel, en raison de leur bon indice de cétane et de leur faible teneur en soufre et en aromatiques. Le diesel ex-Fischer-Tropsch souffre toutefois d'une densité un peu faible qui oblige à l'utiliser en mélange avec les diesels conventionnels (à de rares exceptions près). Sa teneur en polyaromatiques est en revanche nulle, ce qui réduit l'émission de particules dans les gaz d'échappement. **Le bilan des émissions de gaz à effet de serre est peu dépendant du procédé mais complètement lié à la ressource primaire**. Le CTL a un mauvais bilan GES (doublement des émissions par rapport à des distillats pétroliers) qui peut être amendé grâce à du CCS (capture et séquestration du CO_2). Le GTL a un bilan GES proche d'un distillat pétrolier. Le BTL peut atteindre 90 % de réduction de GES sur les distillats.

2 ■ Les voies de progrès technologique par types de carburants alternatifs

Cette section présente les technologies de la première, deuxième et troisième génération de biocarburants ainsi que celles des carburants de synthèse d'origine fossile. Les technologies transversales et les avancées de type « système » seront exposées dans la section suivante.

2.1. La première génération de biocarburants

La filière huile

Il existe deux principales filières de conversion de la biomasse en biocarburant selon la biomasse employée : la filière huile qui produit du biodiesel et la filière sucre qui produit de l'éthanol. Toutes deux sont industriellement matures et commercialisées.

Concernant la filière huile, deux procédés de conversion sont usuellement employés :

- **la transestérification** : ce procédé consiste à faire réagir un corps gras (les triglycérides contenus dans les huiles) avec un alcool (méthanol ou éthanol) pour obtenir un ester d'acide gras. En France, c'est principalement l'huile de colza qui est utilisée (avec une faible part d'huile de tournesol) et ce sont essentiellement des esters méthyliques d'acide gras (EMAG) qui sont fabriqués ;
- **l'hydrogénation** : les huiles végétales ou les graisses animales sont hydrogénées (traitement à l'hydrogène). L'hydrogénation peut/doit être suivie d'une hydroisomérisation.

La filière huile peut encore se développer par **l'optimisation de la transestérification avec l'éthanol** (Ester éthylique d'acide gras - EEAG). Cette réaction est encore peu développée car elle présente des contraintes techniques de production, mais il s'agit d'un procédé innovant qui offre des débouchés pour le bioéthanol dans la filière gazole. Le bilan économique de la filière peut en outre être amélioré par la valorisation du glycérol généré lors de la transestérification, notamment en chimie du végétal.

À noter, par ailleurs, que les procédés industriels **d'hydrogénation** sont disponibles et qu'il existe aujourd'hui une unité de production de biogazole de synthèse par hydrogénation avec agrément. La création de nouvelles unités nécessite cependant des investissements importants. À capacité équivalente, ce type d'installation s'avère plus onéreux qu'une unité de production d'EMAG. L'hydrogénation des huiles végétales présente toutefois un avantage, puisqu'elle accroît le PCI d'environ 20 % (PCI final de 44 MJ/kg), ce qui permet à ce biocarburant d'être considéré comme une alternative prometteuse au gazole mais aussi au *jet fuel* d'origine fossile[1].

La filière sucre

La filière sucre est basée sur un procédé de conversion par **fermentation**. Le glucose ou le saccharose est transformé en alcool qui est ensuite distillé et déshydraté pour obtenir du bioéthanol. Le bioéthanol consommé dans les carburants français est issu, en quasi-totalité, des productions agricoles nationales (betterave à sucre et céréales[2]).

La synthèse de l'ETBE est très proche de celle du MTBE (produit d'origine pétrolière utilisé pour améliorer l'indice d'octane des essences). De ce fait, les unités de production de MTBE peuvent être transformées pour la production d'ETBE grâce à des investissements faibles (réalisés par Total dans les années 1990). L'usine Lyondell de Fos-sur-Mer présente aussi un fort potentiel de production (750 000 tonnes d'ETBE[3]).

2.2. La deuxième génération de biocarburants

La ressource primaire peut suivre les voies biochimiques ou thermochimiques pour être convertie en biocarburant liquide ou gazeux :

- **la voie biochimique** est identique à celle de la première génération de la filière sucre, à l'exception de la préparation de la biomasse lorsqu'elle est

(1) IFPEN (2009), *op. cit.* ; Kuentzmann P. (2011), *op. cit.*
(2) Les cultures utilisées pour la production de bioéthanol représentent moins de 5 % de la production agricole française globale de céréales et de plantes sucrières.
(3) www.industrie.gouv.fr/infopres/presse/fillieresbiocarburants.pdf.

lignocellulosique, qui représente un verrou technologique important. Ce type de biomasse est en effet constitué de cellulose, d'hémicellulose et de lignine. Or, seules la cellulose et l'hémicellulose sont valorisables en biocarburant. Une étape de **prétraitement chimique, physique ou biologique de la biomasse** est donc nécessaire afin de rendre ces dernières plus accessibles et faciliter l'étape suivante d'hydrolyse. À noter toutefois qu'il est plus facile d'obtenir du sucre à partir de l'hydrolyse de la cellulose que de celle de l'hémicellulose ;

- **la voie thermochimique** consiste, dans la plupart des cas, en un **prétraitement** de la biomasse puis en sa **gazéification**. Le gaz de synthèse obtenu appelé « syngaz » est ensuite converti en carburant par **synthèse Fisher-Tropsch**. Le procédé est en général orienté vers la production de diesel (« gazole-FT ») et de kérosène (« kérosène-FT »). Ce dernier présente un PCI particulièrement intéressant (environ 44 MJ/kg), notamment pour l'aéronautique.

L'objectif de la plupart des recherches en cours est d'accéder à des produits aux bilans énergétiques, massiques, environnementaux et aux rendements surfaciques améliorés. Les recherches font appel à la fois à des technologies conventionnelles, à des technologies de rupture et à leur intégration.

Concernant la voie biochimique

Les performances de **déstructuration maîtrisée de la biomasse lignocellulosique** (déstructuration des lignocelluloses en lignine, hémicellulose et cellulose pour faciliter l'accès aux enzymes hydrolytiques) sont actuellement très limitées. Les biotechnologies vertes, notamment les organismes génétiquement modifiés (OGM), pourraient offrir de nouvelles perspectives pour améliorer l'efficacité de cette étape[1].

L'**hydrolyse enzymatique de l'hémicellulose**, qui nécessite des enzymes différentes de l'hydrolyse de la cellulose, est encore à l'étude car son rendement actuel est faible. De plus, les sucres (pentoses) qui en découlent sont difficilement fermentescibles. La recherche industrielle française dans le domaine de l'hydrolyse enzymatique est principalement menée dans le cadre du projet FUTUROL. Le déploiement industriel pourrait être une réalité à partir de 2020. Il existe de nombreux projets en Europe et dans le monde.

La **production de triglycérides à partir de biomasse lignocellulosique ou de déchets organiques par voie microbienne** (notamment levures) est aujourd'hui envisageable sous réserve de développement des biotechnologies blanches[2]. Il s'agit de rechercher de nouveaux micro-organismes et enzymes candidats (exploitation de la biodiversité) et notamment de déployer les outils du génie génétique pour améliorer ou modifier en profondeur les performances (par exemple, modification de voies métaboliques). Ce verrou est important mais les technologies nécessaires existent et les progrès de la biologie synthétique[3] permettent d'envisager des avancées rapides. L'effort français dans ce domaine n'est cependant pas suffisamment structuré.

(1) ANCRE.
(2) ANCRE.
(3) La nouvelle discipline scientifique qui a pour objet d'appliquer les règles de l'ingénierie à la création de micro-organismes et, plus généralement, de biodiversité artificielle est appelée « biologie synthétique ».

Enfin, **une voie de progrès intéressante est attendue grâce au procédé *Sugar to Alkane***, qui repose sur la fermentation bactérienne. La société française Global Bioenergies effectue actuellement des recherches dans ce domaine en développant un procédé de production d'isooctane (carburant pour moteur essence) *via* la production d'isobutène à partir de biomasse de première et deuxième génération. Elle fait notamment appel à la biologie synthétique pour créer une activité enzymatique permettant la conversion de sucres en isobutène.

Concernant la voie thermochimique

La **qualité physico-chimique de la biomasse** étant très variable (densité, granulométrie, humidité, teneur en matières minérales, etc.), le réglage et le contrôle des équipements de combustion ou de gazéification est délicat. Deux options sont alors possibles :

- adapter la biomasse aux procédés et aux applications visées ;
- inversement, concevoir des procédés flexibles adaptables à la biomasse. L'ANCRE préconise des méthodes d'analyse et de diagnostics efficaces de l'influence du type de biomasse pour optimiser le réacteur de transformation et les rendements en énergie ou en produits recherchés.

Les marges de progrès sont ensuite essentiellement localisées dans les filières gazéification, pyrolyse rapide et liquéfaction directe de la biomasse. Les recherches effectuées pour la filière gazéification concernent notamment :

- la **préparation du syngaz (purification et ajustement) pour la synthèse Fischer-Tropsch** : la composition du syngaz étant dépendante de la biomasse utilisée, ces deux étapes sont primordiales au bon déroulement de la synthèse Fischer-Tropsch. Des travaux sont en cours dans ce domaine, par exemple le projet BioTFueL ou, au CEA, la réalisation de tests sur les différentes solutions allo-thermique ou auto-thermique de production d'hydrogène nécessaire à l'ajustement du syngaz (projet « SYNDIESE » de Bure-Saudron). La technologie Fischer-Tropsch est en revanche globalement mature ;
- la **fermentation du syngaz par les bactéries** : elle se pratique actuellement aux États-Unis. L'entreprise Coskata met au point un procédé innovant par lequel le syngaz est soumis à une fermentation bactérienne qui convertit le CO et/ou le H_2 du syngaz en éthanol. L'étape de synthèse Fisher-Tropsch, très consommatrice d'énergie, est ainsi remplacée par une fermentation. Une technologie similaire est développée par une filiale d'Ineos *(Ineos New Planet Bioenergy)* ;
- la **méthanation catalytique du syngaz** : elle consiste à convertir le monoxyde de carbone et l'hydrogène en méthane. C'est le procédé inverse au vaporeformage catalytique[1]. La recherche française est relativement active dans ce domaine : démonstrateur à Lyon piloté par GDF pour la production de méthane ; démonstrateur à Bure et à Lyon pour la production de méthane et de biodiesel ; projet GAYA pour la technologie de méthanation.

(1) Méthanation : $CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$; vaporeformage du méthane : $CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$.

La **pyrolyse rapide de la biomasse** produit une huile pyrolytique qui peut être valorisée en carburant *via* un hydrotraitement. IFP Énergies nouvelles en France ou le VTT en Finlande travaillent actuellement sur les technologies de pyrolyse.

Pour le plus long terme, la **liquéfaction directe de la biomasse** consiste à mettre en solution la biomasse dans un solvant aqueux ou organique et à jouer sur des paramètres comme la température (optimalité entre 250 et 450 °C), la pression ou encore la présence de catalyseur afin de produire un liquide organique dont les caractéristiques sont proches d'un hydrocarbure. Les recherches n'en sont qu'à leur début[1]. Les Pays-Bas (TNO notamment) développent actuellement des procédés dans cette voie.

Synthèse

Portée par la filière éthanol aux États-Unis, la voie biochimique est à un stade de développement plus avancé que la voie thermochimique. Il existe environ 65 usines (pilotes/démonstrateurs en fonctionnement et en cours de mise en service) d'éthanol cellulosique dans le monde pour une capacité de production de 338 millions de litres par an, alors qu'on ne compte que 13 usines de gazole-FT pour une production de 41,6 millions de litres par an. Sur le moyen terme, cet écart demeurera, puisqu'il existe plus de projets d'usines de production d'éthanol cellulosique (environ 60 projets pour une capacité de production potentielle de 5 100 millions de litres par an) que de gazole-FT (13 projets pour une production de 888 millions de litres par an)[2].

Les projets de production d'éthanol cellulosique se situent, pour la plupart, aux États-Unis, puis au Brésil (entreprise Petrobras). En Asie, la capacité de production devrait augmenter significativement ces prochaines années (principalement en Chine, en Thaïlande et au Japon). En Europe, les plus grosses capacités de production se trouvent en Scandinavie et en Espagne. La France compte quelques projets dont FUTUROL.

Les projets de gazole-FT sont en revanche majoritairement localisés en Europe (Choren, en faillite BioLiq, etc.). En France, BioTfueL[3] est le principal projet de démonstration en France pour la chaîne complète de production (depuis la préparation de la biomasse, sa torréfaction, sa gazéification, l'épuration des gaz et la synthèse Fisher-Tropsch). Il permettra de démontrer la production de 200 000 à 300 000 litres de biocarburant par an. Le projet SYNDIESE avec le CEA à Bure-Saudron s'inscrit également dans cette démarche. Les États-Unis ne délaissent pas cette voie malgré leur préférence pour l'éthanol, tirée par la structuration du parc automobile, et des projets de démonstration sont également annoncés : Rentech, GTI (Gas Technology Institute), etc.

(1) Ballerini D. (2006), Les biocarburants : état des lieux, perspectives et enjeux du développement, IFP Publication, 321 p.
(2) Agence internationale de l'énergie.
(3) Projet cofinancé par l'ADEME (associant IFPEN, Total, CEA, Sofiprotéol, Uhde).

2.3. La troisième génération de biocarburants

La culture des algues fait l'objet de nombreuses recherches portant principalement sur trois grands types de cultures :

- **culture en autotrophie** (apport de lumière, de CO_2 et de nutriments). On parle aussi de culture photoautotrophe. Elle peut être pratiquée en système ouvert (lumière naturelle – *raceway* ou photobioréacteurs) ou fermé (lumière artificielle - photobioréacteurs) ;
- **culture en hétérotrophie** : la source d'énergie n'est pas lumineuse mais chimique. Elle est fournie par un substrat carboné. La culture hétérotrophe se fait dans des fermenteurs ;
- **culture en mixotrophie** : c'est un mode de culture qui associe les deux types précédemment décrits (par exemple : culture autotrophe avec léger apport de sucre pour augmenter le rendement).

Lorsque l'on cite la troisième génération, c'est en général la filière autotrophe avec apport de CO_2 qui est ciblée. Par ailleurs, la filière hétérotrophe est plutôt à considérer comme une filière de deuxième génération dans la mesure où il y a un apport de sucre.

Une fois produite, la biomasse algale doit être récoltée. Différentes façons sont envisageables : par sédimentation gravitaire par différence de masse volumique, par floculation-décantation, par flottation, par centrifugation, par filtration frontale (tamisage, séparation par exclusion de taille), etc. La **molécule d'intérêt** (lipide en général mais peut être des sucres ou même les cellules algales en tant que telles) est ensuite **extraite et transformée en carburant suivant les voies traditionnelles de la première génération**, pour les huiles ou les sucres, ou de la deuxième pour les cellules algales. Selon le Livre Turquoise des acteurs des filières algues[1], un hectare de culture de micro-algues peut théoriquement produire entre 60 et 300 barils d'équivalent pétrole (bep) par an (7 bep pour le colza) – signalons que la valeur haute annoncée est très optimiste[2]. ExxonMobil retient le chiffre d'environ 115 bep par an par hectare.

Enfin, la conversion hydrothermale de la matière algale est aussi un axe de valorisation sous forme de biohuile.

La plupart des recherches menées aujourd'hui visent à produire des lipides en partant du constat qu'en cas de carence en macronutriments, la croissance de l'algue est ralentie et la voie de synthèse des triglycérides (lipides) est favorisée. Il semble cependant difficile de produire de l'énergie à échelle industrielle à partir d'algues sur le court terme, la filière devant lever des verrous importants[3] :

- lors de la phase de **production de la ressource primaire** : sélection des meilleures souches algales (identifier-optimiser les souches adaptées à l'exploitation

(1) Person J. (2011), *Livre Turquoise - Algues, filières du futur*, Édition Adebiotech, 182 p.
(2) Ainsi, selon les données du Livre Turquoise, il faut une surface comprise entre 3 300 et 16 600 hectares pour produire un million de barils de pétrole. À titre de comparaison, la consommation française de pétrole dans le secteur des transports était d'environ 350 millions de barils en 2010.
(3) Sources : feuille de route ADEME, Livre Turquoise, Algogroup.

industrielle) ; préparation des milieux de culture, d'amplification et d'inoculations ; choix des réacteurs pour progresser dans la conception de systèmes de production à grande échelle (bassins, réacteurs flottants, photobioréacteurs, etc.). Il existe, en outre, des obstacles biologiques et métaboliques à surmonter pour espérer atteindre des productions robustes et stables sur de longues périodes. Enfin, la gestion des écosystèmes aquatiques n'est pas encore maîtrisée (prévention des disséminations indésirables dans les écosystèmes existants ; résistance aux agresseurs biologiques) ;

– lors de la phase de **concentration et d'extraction des substances d'intérêt :** le coût et la consommation d'énergie des procédés de décantation/floculation, cyclones, ultrafiltration, membranes, extraction par solvants, osmose, etc., sont encore trop élevés. Selon Lardon *et al.* (2009[1]), la balance énergétique de la production de biodiesel à partir d'algues peut être rapidement compromise et même conduire à une chaîne de production contre-productive. 90 % de la consommation d'énergie proviennent de la phase d'extraction des lipides (70 % lors d'une extraction humide). Il est donc clair que la recherche doit se concentrer sur l'amélioration de la performance énergétique de cette phase du procédé.

La **production d'hydrogène à partir d'algues** est réalisable *via* un large éventail d'approches comprenant l'hydrogène photosynthétique, la photo-fermentation, et la fermentation obscure. La technique la plus prometteuse est sans doute l'hydrogène photosynthétique. Ici, les algues sont des organismes photosynthétiques qui produisent de l'H_2 directement à partir de la lumière solaire, du CO_2 et de l'eau.

Il est important de souligner que la filière se développe aujourd'hui essentiellement grâce à la production de produits à forte valeur ajoutée (cosmétique, nutrition, etc.). **L'équilibre économique de la filière algocarburant ne semble possible qu'en complément de la valorisation des coproduits (valorisation d'Oméga3, etc.).**

Bien que la France soit l'un des pays référents en matière de publications et de brevets, le retard des investissements industriels par rapport aux autres pays, comme les États-Unis, la Chine ou même le Royaume-Uni, est important. Depuis 2005, plusieurs projets de recherche français (par exemple SHAMASH ou SYMBIOSE) et de nombreux projets industriels (SALINALGUE, EIMA, ALGOHUB, ECOKELP, AZOSTIMER, TOPLIPID, etc.) sont mis en œuvre, pour certains spécifiquement dédiés au développement de la filière biocarburant[2]. Par exemple, le projet SALINALGUE, dans le sud de la France, mené par un consortium d'industriels et de laboratoires pilotés par La Compagnie du Vent, envisage la culture à grande échelle d'algues dans des bassins reconvertis à partir de salines en bord de mer[3]. En Europe, les Pays-Bas développent des technologies de photobioréacteurs et/ou *raceways* (AlgaeParc, université de Wageningen). Le plus grand photobioréacteur en Europe (500 km de tubes) se trouve en Allemagne (usine Roquette située à Klötze). À l'international, des démonstrateurs en plein air sont en place en Israël (Seambiotic), à Hawaii (consortium Cellana) et au San Diego Center for Algae Biofuels. Le plus grand pilote sous serre à

(1) Lardon L., Hélias A., Sialve B., Steyer J.-P. et Bernard O. (2009), « Life-cycle assessment of niodiesel production from microalgae », *Environmental Science & Technology*, vol. 43, n° 17, p. 6475-6481.
(2) Voir Person J. (2011), *op. cit.*
(3) Le milieu extrêmophile constitué par l'eau hyper-salée limite les contaminations et les diverses prédations, ce qui est un avantage par rapport à la culture conventionnelle en milieu ouvert.

ce jour, et probablement le mieux automatisé, est celui du consortium Synthetic Genomics-EMRE (Exxon Mobil) en Californie. La serre abrite des photobioréacteurs de divers types ainsi qu'une quinzaine de *raceways*.

2.4. Les carburants de synthèse d'origine fossile

Les technologies de gazéification (filière charbon) sont matures et déjà sur le marché. Les acteurs R & D et les fournisseurs sont présents dans plusieurs pays dans le monde. En France, c'est essentiellement Air Liquide par son rachat de la société Lurgi qui peut fournir ce type de technologies.

La technologie Fischer-Tropsch (FT) pour les filières charbon et gaz naturel est industrielle (Sasol, Shell). La France compte parmi les leaders mondiaux car Axens fait partie des rares sociétés à proposer cette technologie sous licence.

Des recherches sont toutefois en cours pour améliorer les performances de ces réacteurs :

- les réacteurs en lit fixe utilisent le plus souvent un catalyseur à base de cobalt. La société Exxon Mobil a beaucoup travaillé sur une technologie de catalyseurs mais n'est pas allée jusqu'à leur industrialisation, alors que la société Shell utilise vraisemblablement de tels catalyseurs à l'échelle industrielle dans son unité de Bintulu en Malaisie. La technologie sur lit fixe est utilisée à une échelle industrielle de grande taille dans l'usine de Pearl au Qatar également développée par Shell. Les recherches en cours visent à augmenter le rendement des réacteurs en travaillant sur des couples catalyseurs/procédé plus sélectifs et/ou plus actifs ;
- les réacteurs en lit bouillonnant emploient une technologie de réacteur de type colonne à bulles/*slurry* qui est, pour le moment, exclusivement utilisée pour la synthèse Fischer-Tropsch basse température par des catalyseurs à base de cobalt. En France, Axens et IFPEN ont développé leur propre technologie avec ENI, qui a été validée grâce à une unité pilote de 20 barils par jour située dans la raffinerie de Sannazzaro. Axens la commercialise. Les recherches en cours visent à améliorer la performance du catalyseur pour maximiser le rendement en distillats ainsi que sa résistance mécanique. Le coût de l'investissement reste toutefois le point bloquant de cette technologie. Une unité de 50 000 barils par jour représente un investissement de plus de 3,5 milliards de dollars. Cela explique le nombre limité d'unités en service et en projet à ce jour.

La technologie de liquéfaction directe du charbon est maîtrisée et commercialisée par Axens. Elle est à l'aube de sa vie commerciale. Les retours des premières industrielles permettront de mieux définir les voies de progrès.

On voit par ailleurs émerger des recherches sur des technologies adaptées à des installations de petite taille ou flottantes basées sur l'utilisation de réacteurs micro-structurés et dont le marché est l'exploitation des gisements de ressource de taille modérée (gaz de schiste, par exemple) ou peu accessible (gaz *offshore*). On peut citer entre autres les technologies Oxford Catalyst/Velocys ou Compact GTL. Les verrous sont essentiellement liés à la micro-fluidique et à l'encrassement des micro-canaux contenant les catalyseurs. Aussi, le projet OCMOL, cofinancé par la Commission européenne, vise à développer une technologie GTL adaptée à un approvisionnement

limité. Des évaluations sont en cours et la rentabilité de telles technologies reste à établir.

En conclusion, la filière GTL est globalement mature mais sa rentabilité est encore très contrainte : l'installation doit notamment être proche du gisement de gaz naturel et bénéficier d'un accord à long terme sur les prix avec le fournisseur de gaz naturel. Sa rentabilité dépend de l'évolution des prix relatifs attendus du gaz naturel et du pétrole. Il en est de même pour la filière CTL avec, de plus, une contrainte supplémentaire liée à la séquestration du CO_2.

3 ■ Les voies de progrès transversales et de type « système »

Il existe deux axes technologiques transversaux dans la **voie biochimique des première, deuxième et troisième générations** pour améliorer le rendement des étapes d'hydrolyse, de fermentation et de digestion anaérobie, à savoir[1] :

- **les biotechnologies vertes** regroupant les biotechnologies qui intéressent l'agriculture, l'élevage et l'agroalimentaire. Elles sont tissulaires, cellulaires ou moléculaires. Elles comprennent les techniques de transgénèse végétale ou animale avec lesquelles on obtient des organismes génétiquement modifiés ;
- **les biotechnologies blanches** désignant, par opposition, une production en milieu confiné. Elles utilisent les systèmes biologiques pour produire des molécules d'intérêt à fort potentiel énergétique à travers la biocatalyse (avec des enzymes) et la fermentation à partir d'une variété de biomasse, dont les algues. Les techniques mobilisées sont, entre autres, l'ingénierie métabolique et la biologie de synthèse. Cette dernière consiste en un « *design intentionnel de systèmes artificiels comportant (notamment, mais pas exclusivement) des composants biologiques naturels, synthétiques ou hybrides* » (Roure, 2012)[2]. La **biologie de synthèse** fait partie des changements majeurs potentiellement induits par le développement des nanotechnologies et des nano-objets et nanomatériaux de synthèse. Elle **constitue une voie de progrès significative pour augmenter l'efficacité des première, deuxième et troisième générations de biocarburants**, notamment par la baisse des coûts de production et la décroissance de la consommation d'énergie. Elle permettra, en outre, d'éviter l'affectation de terres arables à une monoculture rivale à finalités alimentaires, non nécessairement durable, ainsi que les problèmes éthiques qui lui sont associés (Roure, 2012).

En France, de jeunes sociétés innovantes en biotechnologies se positionnent sur les technologies de transformation de biomasse : Deinove, Global Bioénergies, Biométhodes, etc. Certaines sociétés se positionnent uniquement sur l'apport de micro-organismes spécifiques à différentes étapes de transformation de la biomasse (déconstruction de la lignocellulose, conversion en éthanol). C'est le cas de la société danoise Novozymes[3].

Les progrès technologiques de la **voie thermochimique**, et plus particulièrement de la filière FT (BTL, CTL, GTL), concernent essentiellement les étapes entre la gazéification

(1) ADEME (2010), Feuille de route « Biocarburants avancés », 60 p.
(2) Roure F. (2012), « Les enjeux économiques et industriels de la biologie de synthèse », *Table ronde sur les enjeux économiques et juridique de la biologie de synthèse*, IHEST, 16 janvier, 7 p.
(3) MEDDTL (2011). Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010, 189 p.

et la synthèse-FT, à savoir l'épuration du syngaz et son ajustement. Cette filière est en effet capable de convertir un très large éventail de ressources (charbon, gaz naturel, biomasse lignocellulosique, déchets ménagers et agricoles, etc.) par leur gazéification mais le gaz de synthèse qui en est issu peut avoir des compositions et des niveaux de pureté très différents en fonction de la biomasse utilisée.

Les catalyseurs sont au cœur de nombreux procédés de conversion de la biomasse ou de ressources fossiles, notamment synthèse FT, hydrogénation, transestérification, procédés de conversions DME, SNG, et méthanol. Les recherches actuelles peuvent se structurer en trois axes principaux :

- augmenter la flexibilité des catalyseurs afin d'y introduire des liquides ou gaz d'origine biomassique de composition variable en jouant sur la porosité des matrices ;
- augmenter leur rendement en améliorant les outils analytiques permettant de définir le matériau de départ et celui que l'on souhaite obtenir. Cette étape est essentielle en vue d'optimiser au mieux le procédé et d'éviter tant que faire se peut les pertes ;
- réduire les opérations de maintenance.

L'apport d'hydrogène est nécessaire à différentes étapes de la production de carburants alternatifs, en particulier lors de l'ajustement du syngaz (doublement du rapport H_2/CO), de l'hydrogénation des huiles végétales ou pyrolytiques et de la méthanation du syngaz (triplement du rapport H_2/CO). L'hydrogène est produit par l'un des procédés suivants :

- vaporeformage (à partir de méthane et d'eau) ;
- *Water Gas Shift* (réaction du gaz à l'eau à partir de moxoxyde de carbone et d'eau) ;
- électrolyse (à partir d'eau uniquement).

Ces procédés ont des bilans environnementaux très variables. Le *Water Gas Shift*, qui est le plus courant, est émetteur de CO_2, l'électrolyse de l'eau est énergivore, et, que ce soit le *Water Gas Shift* comme l'électrolyse de l'eau ou encore le vaporeformage du méthane, ces procédés consomment de l'eau *(voir le chapitre Hydrogène pour plus de détails)*. Le captage et la séquestration du CO_2 émis par les filières CTL, GTL et BTL lorsqu'il y a usage du procédé *Water Gas Shift*, le CTL étant le plus émetteur, et aussi de la filière méthanisation, sont développés dans le chapitre consacré au CCS.

Enfin, des solutions de type « système » pourraient offrir de nouveaux débouchés aux installations existantes et par conséquent des économies d'échelle non négligeables, par exemple :

- intégration des huiles pyrolytiques issues de biomasse lignocellulosique ou de déchets ménagers ou agricoles dans les raffineries de pétrole (lors du craquage catalytique, i.e. co-processing) (projet européen BIOCOUP) ;
- intégration des sucres issus de biomasse lignocellulosique ou algale dans les bioraffineries de première génération (filière fermentation) ;

- intégration des biohuiles issues de biomasse lignocellulosique (huiles pyrolytiques) ou algale dans les bioraffineries de première génération (filières transestérification ou hydrogénation).

Ces transitions doivent être conçues de sorte que le rayon d'approvisionnement de ressources biomassiques et/ou fossiles reste viable d'un point de vue économique et environnemental.

À noter également que plus on évolue vers un système complexe (intégrant de plus en plus de filières de conversion différentes), plus la traçabilité des flux devient difficile et plus il s'avère nécessaire d'adapter les outils de traçabilité. Ceci est particulièrement vrai dans le secteur de l'aéronautique où la sécurité est une priorité. Enfin, et cela va de pair avec un système complexe, les interfaces hommes-machines doivent évoluer ainsi que les compétences humaines locales (sur site).

Les réseaux électriques

Les technologies de transport d'électricité sur longues distances connaissent un nouvel essor, avec un intérêt marqué pour les lignes de transmission en courant continu à haute tension (HVDC pour *High Voltage Direct Current*). En effet, le HVDC présente plusieurs avantages notables sur le transport en courant alternatif, parmi lesquels des pertes en ligne plus faibles sur longues distances (3 % pour 1 000 km), la possibilité de relier des réseaux électriques non synchrones (présentant des fréquences différentes), un enfouissement plus facile (argument de poids face à la difficile acceptation sociale des lignes aériennes). Ces lignes, parfaitement adaptées pour le transport de longue distance, trouvent un certain regain d'intérêt dans un contexte où les lieux de production sont de plus en plus éloignés des lieux de consommation (soit pour tirer parti des ressources renouvelables abondantes d'un site éloigné comme les déserts, soit pour bénéficier de structures complémentaires de la demande). Cette technologie connaît des améliorations progressives, notamment en ce qui concerne la maîtrise des coûts, encore très élevés à l'heure actuelle.

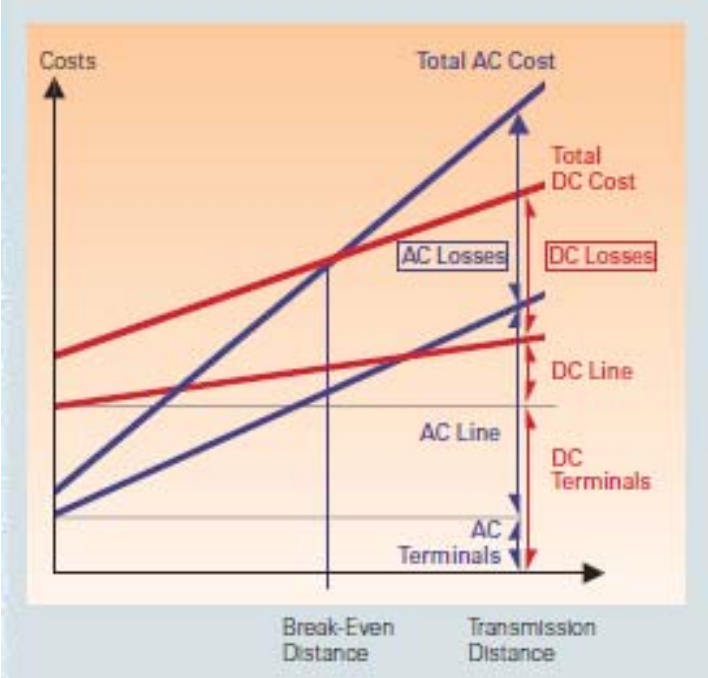
À l'origine, c'est-à-dire à la fin du XIXe siècle, les réseaux de transport d'électricité étaient en courant continu (DC, pour *Direct Current*). On se souvient de la controverse qui a opposé Thomas Edison à Nikola Tesla, ce dernier faisant la promotion d'un réseau en courant alternatif (AC, pour *Alternative Current*) : malgré l'empire industriel qu'avait bâti le premier, et malgré sa notoriété, c'est le point de vue du second qui s'est imposé, le bilan de l'AC s'étant révélé meilleur que celui du DC, en particulier en raison des capacités de réglage de la tension qu'il offrait, grâce à la présence de puissance réactive.

Le DC n'a toutefois jamais été complètement abandonné car il permet d'interconnecter des zones non synchronisées (France et Royaume-Uni par exemple), au prix cependant de l'installation de coûteuses stations de conversion. Depuis quelque temps, les lignes de grand transport en courant continu à haute tension (HVDC, *High Voltage Direct Current*) sont remises au goût du jour. Plusieurs raisons expliquent ce retour en grâce :

- des avancées dans le domaine de l'électronique de puissance dans les stations de conversion, qui les rendent plus économiques et plus efficaces ;
- le besoin potentiel de transporter de grandes quantités d'énergie depuis des lieux éloignés de production d'énergie renouvelable (champs éoliens en mer, solaire dans les zones désertiques, grand hydraulique en zones isolées, etc.) ;
- des pertes plus faibles en DC qu'en AC (deux câbles au lieu de trois, pas d'effet de peau donc utilisation complète de la section du conducteur) ;
- une emprise au sol inférieure à puissance transportée égale, et donc un impact visuel plus faible *(voir figure ci-après)* ;
- moins d'ondes électromagnétiques ;
- moins de bruit ;
- un enfouissement plus facile, même s'il reste coûteux (solution retenue pour la liaison France-Espagne, par exemple) ;
- une bonne adaptation au transport sous-marin.

Ces raisons ont fait percevoir les HVDC comme « respectueux de l'environnement », et il leur est parfois attribué le qualificatif de « réseaux verts ». Selon la division HVDC de Siemens, le coût du transport de l'électricité serait plus faible avec des lignes DC à partir d'une certaine distance (entre 500 et 800 km aujourd'hui).

Coûts comparés des lignes de transmission en courant continu et en courant alternatif



Source : Siemens HVDC

Emprises au sol des lignes DC et des lignes AC

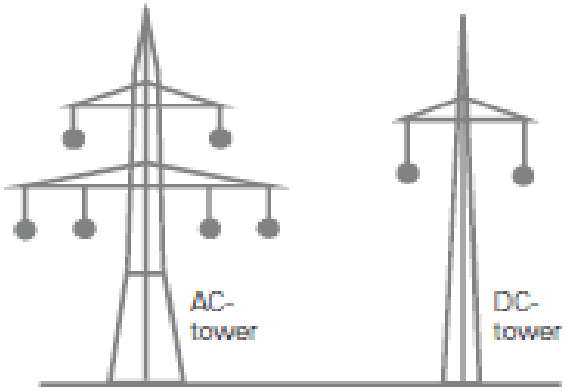


Fig. 1-2: Typical transmission line structures for approx. 1000 MW

Source : Siemens HVDC

Le recours au transport en courant continu à haute tension soulève un certain nombre de questions techniques, économiques et réglementaires.

Questions technico-économiques

- État des lieux des stations de conversion (technologie, emprise au sol, coûts) ;
- coûts des différentes solutions, adaptation au problème (sous-terrain, sous-marin, longue distance, etc.) ;
- problèmes techniques d'intégration aux réseaux plus traditionnels ;
- horizon prévisible de déploiement ;
- positionnement des différents acteurs (Nexans, AlstomGrid, Siemens, etc.) ;
- normalisation des équipements.

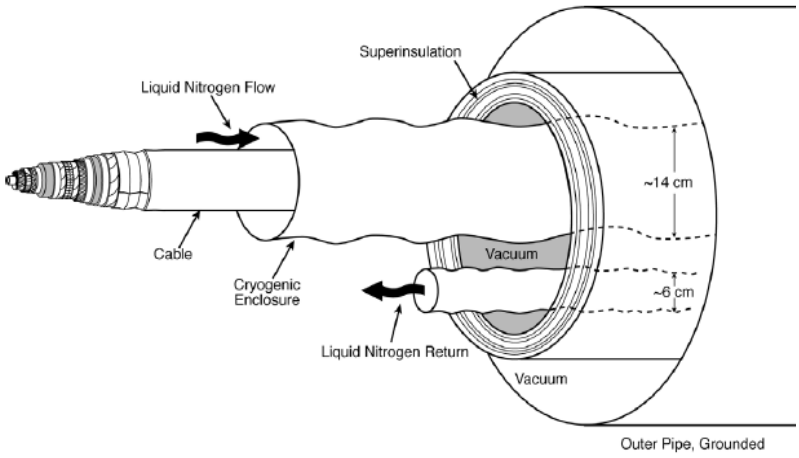
Questions liées à l'exploitation des réseaux

- Intégration aux réseaux existants et transition vers les modèles « *smart grids* » ;
- gestion de portions de réseau DC compte tenu des impératifs de maintien de la tension, de la stabilité du réseau, de la gestion des incidents, etc. ;
- équation économique ;
- problèmes juridiques (exemple de la mer du Nord) ;
- coordination de l'exploitation entre les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (GRT) ;
- harmonisation du cadre de régulation ;
- acceptabilité du public.

Par ailleurs, la découverte à la fin des années 1980 d'une classe de **matériaux supraconducteurs** à des températures de plus en plus élevées[1] a ouvert de nouvelles perspectives et relancé la quête de la supraconductivité à température ambiante. Ces câbles, sans aucune résistance interne, permettent de transporter de plus grandes puissances, sans pertes par effet Joule. Ils doivent être maintenus à des températures très basses (de l'ordre de – 140 °C) mais aujourd'hui atteignables car elles dépassent celles de l'azote liquide (– 196 °C), fluide suffisamment facile à produire et à faire circuler dans ces câbles pour laisser entrevoir la rentabilité économique. Ces câbles peuvent, de plus, être facilement enterrés (mais ils semblent moins bien adaptés au transport sous-marin). Ils se déroulent comme du câble traditionnel. Les connexions avec les parties classiques du réseau nécessitent néanmoins encore des études.

(1) Ces températures sont élevées par rapport aux températures requises pour la supraconductivité conventionnelle, observée pour la première fois en 1911 sur du mercure à une température de – 269 °C.

Les câbles avec circulation d'azote liquide permettent aujourd'hui la supraconductivité



Source : Electric Power Research Institute (EPRI)

Le **transport en AC** continue d'évoluer de son côté et des câbles à âme en carbone (HTLS, *High Temperature Low Sag*) sont à l'étude. Ils présenteraient le double avantage d'offrir une meilleure capacité pour une puissance identique transportée et, étant plus légers, d'avoir une flèche plus réduite, donc de ne nécessiter que la moitié des pylônes généralement nécessaires (un pylône tous les 1 000 m au lieu de tous les 500 m).

Les **lignes à isolation gazeuse** (LIG) sont issues de la technologie des postes sous enveloppe métallique[1], une technologie qui est aujourd'hui largement éprouvée. Elles sont essentiellement constituées de tubes métalliques contenant des conducteurs soutenus par des isolateurs de support. L'isolation est assurée par un gaz (ou un mélange, généralement de l'hexafluorure de soufre, SF_6) sous pression. Grâce à leurs caractéristiques physiques intrinsèques, les LIG peuvent devenir une alternative plausible aux lignes aériennes sur des longueurs qui restent toutefois réduites en raison de nombreuses contraintes, dont le coût. Celui de l'installation d'une LIG est estimé aujourd'hui à 9 fois celui d'une ligne aérienne (chiffre annoncé lors du débat public sur la ligne Maine-Cotentin). L'utilisation de ces lignes n'est pas complètement neutre pour l'environnement, s'agissant d'une technologie en tranchée (l'emprise est d'environ 15 mètres de large et doit rester dégagée). La dissipation thermique sous terre est également à prendre en compte, ainsi que certaines caractéristiques intéressant la gestion du réseau (présence de courants induits, dits « courants capacitifs », et impédance trois fois moindre que celle des lignes aériennes).

(1) Les postes électriques haute tension (> 50 kilovolts) sont des éléments clés du réseau d'acheminement de l'énergie électrique servant à transformer la tension et aiguiller le courant. Dans les postes sous enveloppe métallique, dits également « postes blindés », l'isolation des conducteurs est assurée en les enfermant dans des enveloppes métalliques (généralement en alliage d'aluminium ou en acier) remplies de gaz sous pression (SF_6 le plus souvent). Ces derniers présentent des avantages en termes de compacité (emprise au sol) et de fiabilité, ainsi que des besoins de maintenance réduits par rapport aux postes conventionnels où l'isolation est assurée par l'air ambiant, moins isolant que le SF_6.

Réseaux électriques intelligents ou *smart grids*

Grâce à l'échange bidirectionnel d'informations instantanées et prévisionnelles entre les différents acteurs du système électrique et à une action sur la demande, les réseaux électriques intelligents ou *smart grids* permettront de gérer de manière plus économique, plus flexible et plus sûre les différentes contraintes auxquelles le système électrique est soumis (intégration de moyens de production intermittents et décentralisés, gestion de la pointe, développement de nouveaux usages de l'électricité). Leur développement nécessite la mise au point de nouveaux capteurs et actionneurs, la définition de nouveaux protocoles de communication et la conception de systèmes d'information capables de gérer et d'exploiter les très nombreuses données échangées sur ces réseaux. La France doit prendre une place importante dans la définition de ces protocoles si elle veut favoriser son industrie.

1 ■ Définition

D'après la feuille de route technologique sur les *smart grids* de l'Agence internationale de l'énergie[1], un *smart grid* est un réseau électrique couplé à un réseau d'information et de communication pour contrôler et gérer l'acheminement de l'électricité à partir de toutes les sources de production afin de répondre à la demande – variable – des utilisateurs finaux. Les *smart grids* coordonnent les besoins et ressources de tous les producteurs, opérateurs de réseaux, utilisateurs finaux et acteurs du marché de l'électricité pour opérer l'ensemble du réseau de la façon la plus efficace possible en minimisant les coûts et les impacts environnementaux tout en maximisant la fiabilité, la résilience et la stabilité du système.

2 ■ Pour un positionnement stratégique mondial

La stratégie française de développement des *smart grids* doit dès le départ intégrer une vision mondiale, car le marché des solutions *smart grids* ne peut être que mondial. En effet, la croissance de la demande en énergie est aujourd'hui tirée par des pays comme la Chine, l'Inde et le Brésil, même si leurs besoins en *smart grids* (nouvelles infrastructures qui seront directement « intelligentes ») ne sont pas les mêmes que ceux des pays développés (vieillissement/renouvellement des infrastructures, et nouveaux développements en parallèle de l'intelligence du réseau basée sur les technologies de l'information et de la communication ou TIC).

Par ailleurs, des développements spécifiquement dédiés au marché français risqueraient d'être trop coûteux, de rester marginaux, vite dépassés techniquement et de réduire notre compétitivité sur la scène internationale en nous focalisant sur des objets de marché trop limité.

(1) AIE (2011), *Technology Roadmap – Smart Grids*, avril.

A contrario, la France a intérêt à se concentrer sur le développement de technologies utiles et diffusables dans le monde entier, et à servir de laboratoire et de site d'expérimentation de ces technologies. Cela implique en particulier de se positionner sur les technologies de l'information et de la communication, de l'Internet, du matériel et du logiciel, et de fortement s'impliquer dans les groupes de normalisation internationaux (actuellement très investis par des acteurs asiatiques et américains).

Enfin, la vision mondiale est indispensable pour assurer la compatibilité de nos solutions, avec pour objectif qu'elles s'imposent de fait comme standards, et contribuent ainsi au développement des entreprises françaises à l'international.

3 ■ État des lieux : quelques éléments de contexte

3.1. Contexte mondial et européen

Les systèmes électriques mondial et européen présentent les caractéristiques suivantes :

- des pointes de consommation électrique qui augmentent régulièrement ;
- des sources d'électricité renouvelables en croissance mais intermittentes, délocalisées, réparties sur un large spectre de puissance (quelques kW à quelques dizaines de MW) ;
- une croissance de la demande à moyen terme, notamment avec la poursuite de l'électrification des activités comme l'augmentation du recours aux pompes à chaleur dans les logements ou celle de la mobilité électrique (+ 10 % de demande électrique en 2050 au niveau mondial selon l'AIE, quelques pourcents en Europe), avec pour corollaire un impact fort sur la puissance appelée instantanée, ainsi que la croissance des usages liés aux TIC. Tous ces éléments rendent impérative une gestion intelligente du réseau, non seulement pour en assurer la qualité de service mais aussi limiter les investissements ;
- des pays, notamment asiatiques, connaissant une croissance économique et une demande énergétique fortes et dont les infrastructures électriques seront d'entrée de jeu « intelligentes » ;
- au niveau européen, des mesures et des échanges d'informations qui doivent s'accroître entre gestionnaires de réseaux de transport (cf. l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ENTSO-E, le centre de coordination technique régional CORESO, etc.) afin d'avoir une meilleure connaissance en temps réel du système électrique ;
- des acteurs économiques majeurs et par ailleurs gourmands en énergie comme les acteurs des TIC et de l'Internet, et qui entendent bien entrer dans le marché de l'énergie avec leur vision « Internet » ;
- des marchés et des contextes de régulation variés.

3.2. Contexte français

Le système électrique français comporte les particularités suivantes :

- croissance de la thermo-sensibilité de la pointe de la demande électrique (de 1 à 2 GW/°C en dix ans), due en particulier au chauffage électrique ;

- difficulté à construire de nouvelles infrastructures (lignes très haute tension, THT) pour des raisons de coût et d'acceptabilité. Cela implique d'aller vers un réseau plus réactif, interactif et anticipatif ;
- risques croissants de *blackout* pour les deux « presqu'îles » électriques : les régions PACA et Bretagne ;
- un réseau de transport conçu pour des sites de production massive (centrales nucléaires, hydrauliques, thermiques) et non pour des sources fortement délocalisées ;
- des pays limitrophes (Allemagne, Espagne) dont la part d'énergies renouvelables intermittentes augmente rapidement ;
- un besoin d'améliorer la connaissance de l'état en temps réel de la consommation et de la part de la production diffuse sur des réseaux de distribution conçus jusqu'à présent pour gérer des flux d'énergie unidirectionnels.

4 ■ Marché des réseaux actuel[1] et en prévision[2]

D'après le programme stratégique de recherche à horizon 2035 de la plateforme technologique européenne S*martGrids*, les membres de la communauté européenne auraient à investir plus de 750 milliards d'euros dans les infrastructures d'énergie électrique dans les trente ans à venir, répartis à parts égales entre la production électrique et les réseaux (dont environ 90 milliards pour le transport et 300 milliards pour la distribution).

Dans le monde, la Chine et les États-Unis représenteraient actuellement chacun un marché de 7 milliards de dollars par an ; le Japon et la Corée du Sud, environ 800 millions chacun. L'investissement envisagé par la Chine sur les dix prochaines années serait même de 270 milliards d'euros (*CleanTech Republic,* mars 2011).

5 ■ Quelques objectifs pour les *smart grids* en Europe

En Europe, les *smart grids* doivent permettre :

- d'intégrer massivement les énergies renouvelables sans réduire la qualité de service du réseau ; cela impliquera notamment le développement de stockage adapté en sus de la gestion intelligente de la demande *(demand/response)* ;
- d'optimiser l'investissement dans de nouvelles infrastructures en encourageant la production, le stockage, la maîtrise de la consommation électrique et la gestion de cet ensemble à une échelle locale ;
- de développer simultanément des infrastructures européennes de transport massif d'électricité, notamment Nord-Sud *(supergrids)* ;
- de permettre le développement de la mobilité électrique (le scénario de référence du bilan prévisionnel de RTE estime à 5,6 millions le nombre de véhicules

(1) Zpryme Research & Consulting.
(2) Avec toutes les incertitudes inhérentes à ce genre de prévisions.

électriques et hybrides rechargeables en 2030[1]) et répondre de façon générale à une croissance de la demande électrique (en provenance des TIC, en particulier *data centers* et serveurs, des bâtiments, de l'industrie, etc.) ;

- de faciliter les actions de maîtrise de la demande et plus généralement d'efficacité énergétique pour l'ensemble du système électrique ;
- de limiter le recours aux énergies fossiles ;
- d'accroître la flexibilité de fonctionnement du réseau et l'interopérabilité entre acteurs du système électrique.

6 ■ Intelligence des réseaux : pourquoi et pour qui ?

L'intelligence dans les réseaux peut être vue de deux façons[2] :

- l'intelligence qui va optimiser l'adaptation offre/demande en temps réel : c'est un ensemble d'anticipation, d'acquisition et de traitement de données aux différentes échelles du réseau, et d'actions coordonnées vers le réseau et ses acteurs ;
- l'intelligence des services associés notamment due à l'anticipation et à une meilleure connaissance de l'état du système (y compris à l'échelle européenne).

Ces deux niveaux sont bien entendu à la fois connectés et complémentaires : ce sont les mêmes informations (production, consommation, stockage, flux financiers) qui sont échangées, mais les acteurs et jeux d'acteurs ne sont pas les mêmes ou n'ont pas les mêmes objectifs (responsables d'équilibre dans le premier cas, prestataires de services et divers acteurs tels que *traders*, *brokers* dans le second).

6.1. Intelligence du réseau : acquisition et traitement de données, interactions entre les acteurs

Pour développer l'intelligence des réseaux électriques, il faut tout d'abord se poser la question de sa localisation, c'est-à-dire « qui doit communiquer et interagir intelligemment avec qui ? ». On constate que la majeure partie des acteurs et composants à interconnecter et faire interagir se trouve aux extrémités du réseau : en amont, au niveau des moyens de production massifs et fournisseurs de capacités associés, et en aval, au niveau des millions de consommateurs (y compris sous forme agrégée), des petits producteurs locaux (photovoltaïque ou éolien), des moyens de stockage (véhicules électriques ou autres formes de stockage, y compris thermique). Entre ces deux extrêmes, on trouve les opérateurs de réseaux, des *traders*, *brokers* et, bien sûr, les responsables d'équilibre. Un peu comme dans les TIC, l'intelligence n'est pas tant dans le transport de l'information qu'au niveau des terminaux qui l'élaborent, la traitent et la diffusent.

(1) RTE (Réseau de transport de l'électricité) (2011), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* - Édition 2011.
(2) Le terme « intelligence » recouvre ici notamment tous les aspects TIC de captage et traitement de données en temps réel, le contrôle-commande, les logiciels d'anticipation et d'apprentissage, les couplages réseau électrique/réseau d'information, etc.

Le réseau Internet, déjà mondialement présent et connectant la plus grande partie des acteurs mentionnés, pourra être une des solutions – ou une source d'inspiration – pour répondre aux besoins d'intelligence des réseaux électriques.

L'introduction d'intelligence (c'est-à-dire de plus de mesures en temps réel, d'anticipation, de capacité à réagir) à tous ces niveaux pourra avoir les conséquences suivantes :

- l'introduction massive de moyens de suivi et de contrôle en temps réel du fonctionnement du réseau à tous les niveaux, ce qui implique le développement de la métrologie et l'ouverture de nouveaux marchés ;
- l'introduction probable de nouveaux acteurs en plus des actuels énergéticiens, par exemple les acteurs des réseaux de télécommunications, ceux de l'Internet, ceux des autres réseaux (eau, transports, gaz, etc.), des agrégateurs, des gestionnaires locaux, immobiliers ;
- flexibilité, interopérabilité (de préférence avec des standards que nous aurons contribué à imposer), intelligence, sécurité de fonctionnement seront les mots clés des réseaux de demain ;
- une harmonisation des réglementations et des standards à l'échelle européenne sera nécessaire pour que la valeur ajoutée des réseaux de demain soit un facteur de développement économique ouvert.

6.2. Infrastructures

À partir des regards d'experts et des feuilles de route établies entre autres par l'ADEME, l'AIE ou encore la plateforme technologique européenne *SmartGrids*, on peut élaborer une vision de l'évolution des systèmes électriques pour l'Europe et pour les pays en développement.

Pour ces derniers, qui manquent de moyens de production massifs et souvent d'infrastructures de réseau fiables et bien distribuées, le développement se fera probablement à partir de communautés locales, par échanges entre elles puis par coalescence en un réseau national.

En Europe, les systèmes électriques actuels ont une architecture plutôt centralisée, à la fois dans leurs modes de production (centrales de puissance supérieure à 1 GW) et dans leur mode de contrôle. Demain, cette architecture pourrait – par exemple – évoluer vers des structures plus locales, des « poches » ancrées dans les territoires, avec l'objectif de consommer le plus localement possible la production locale – notamment à partir d'énergies renouvelables – tout en restant connectées et en interaction *demand/response* avec le réseau de transport national afin de garantir la stabilité du réseau à tout instant, mais en veillant à maîtriser et optimiser les coûts pour la collectivité et notamment les usagers.

Une telle évolution entraînerait les développements ou approches suivants :

- développement de *smart* quartiers et *smart cities* fonctionnant en *microgrids*[1] (micro-réseaux) interconnectées avec le réseau national, combinant et synchronisant mobilité, stockage, production, et pilotage de la demande ;

(1) Exemple du projet Issy Grid à Issy-les-Moulineaux.

- évolution vers une énergie multi-acteurs (citoyens, entreprises, etc.) qui impliquera largement les acteurs et décideurs locaux et mettra l'énergie au cœur de la conception de ces quartiers ; cela implique le développement d'une réflexion concertée sur un schéma du développement énergétique local ;
- prise en compte croissante du stockage sous ses différentes formes – y compris véhicules électriques – et de son rôle dans l'adaptation de l'équilibre offre/demande et sur les marchés de l'électricité (marché de capacités) ;
- cette évolution implique également un rôle croissant des échanges entre réseaux de transport et d'interconnexion de pays limitrophes. Il s'agit donc non seulement de développer au niveau national l'intelligence, les mesures et moyens d'anticipation et de contrôle des réseaux, mais aussi de les harmoniser avec les autres pays européens (ou pays d'Afrique du Nord impliqués dans des opérations de fourniture ou d'échange d'électricité de type « *Transgreen* »[1] ou « *Desertec Industrial Initiative* »[2]). L'objectif étant de coordonner les actions au niveau d'un *supergrid* (réseau de transmission à grande échelle*)*.

6.3. Les *smart grids* pour gérer la complexité d'un gigantesque système de systèmes

L'intelligence des réseaux électriques est donc l'élément central pour introduire massivement les énergies renouvelables, répondre à l'accroissement de la demande et permettre le développement de la mobilité électrique, des TIC ou de l'industrie sans augmenter les émissions de CO_2.

Le réseau électrique est LE lien entre tous ces systèmes et leurs acteurs et son intelligence passe par un couplage croissant avec le ou les réseaux d'information. Les *smart grids* sont donc un gigantesque système de systèmes, à considérer simultanément sous l'angle de ces couplages réseau électrique/réseau de communication/échanges de données techniques et financières, et ce à toutes les échelles, du local au transeuropéen.

Échelle locale, systèmes énergétiques locaux :

- du composant électrique chez l'usager (radiateur, machine à laver, etc.), de son système énergétique (contrôle-commande, compteur intelligent) et de sa « box »

(1) L'initiative *Transgreen* a vu le jour dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée sous l'impulsion d'entreprises françaises. Ses objectifs sont d'étudier la faisabilité d'un réseau de transmission transeuropéen et transméditerranéen à grande distance des énergies renouvelables du Plan solaire méditerranéen (PSM). L'initiative a été constituée le 27 mai 2010 sous la forme d'une société de droit commercial, établie à Paris, pour une durée de trois ans. Treize entreprises ont signé le protocole d'intention : EDF, RTE, Alstom, AREVA, Nexans, Prysmian, Atos Origin, Caisse des dépôts infrastructure, Agence française de développement, Véolia, Siemens, Abengoa Solar (Madrid), Taqa Arabia (Le Caire). Les réseaux de transport d'électricité italien Terna (Rome) et espagnol Red Electrica (Madrid) ont également annoncé leur intention d'être associés à *Transgreen.*
(2) L'initiative industrielle, Dii GmbH (Dii signifiant *Desertec Industrial Initiative*) a été créée en octobre 2009, avec pour objet l'analyse et la mise en place d'un cadre technique, économique, politique et réglementaire favorable à la mise en pratique du concept Desertec dans la zone MENA *(Middle East and North Africa)*. Il s'agit d'une société privée dont l'actionnariat, majoritairement allemand, comprend la Fondation Desertec ainsi qu'une vingtaine d'entreprises des secteurs de l'énergie (énergéticiens, transport d'électricité, industrie solaire) et de la finance (banques et assurances).

Internet, et ce à l'échelle du logement, du bâtiment, puis du quartier. Avec des échanges d'informations de l'utilisateur d'électricité vers le réseau, vers son fournisseur d'énergie et réciproquement ;

- des producteurs locaux (solaire, éolien, petite cogénération, etc.), voire du stockage local ;
- des véhicules électriques, des transports urbains électriques et de la nécessaire intelligence de leur alimentation/recharge locale, en ville, dans les parkings… et donc également de l'échelle du bâtiment à l'échelle du quartier, de la ville.

Échelle régionale :

- interactions coordonnées entre sites de production et moyens de stockage massif, sites industriels et grands consommateurs.

Échelle nationale :

- flux d'informations, flux physiques et flux financiers entre producteurs, réseau de distribution et réseau de transport.

Échelle européenne :

- intelligence (flux d'informations, flux physiques et flux financiers) et coordination entre réseaux nationaux de transport et *supergrid*.

Compte tenu de cette structure complexe avec de multiples acteurs et de multiples niveaux d'interaction entre ces acteurs, on voit qu'une approche système de systèmes est nécessaire. L'interopérabilité sera à prendre en compte dès la conception et concernera les différents niveaux d'échanges (format des données, protocoles de communication, interopérabilité des *softwares* et services proposés). Les outils TIC qui seront développés doivent donc être génériques et adaptables aux différentes échelles (géographique, de puissance, etc.) du réseau et garantir la sûreté de fonctionnement des applications critiques du système et sa robustesse face à la cybercriminalité.

7 ■ Principaux verrous technologiques

7.1. Interface réseau communication/réseau physique

Le nécessaire développement de l'acquisition d'informations sur le fonctionnement en temps réel du réseau et des interactions entre parties prenantes requiert un couplage entre réseaux de communication et réseau physique de distribution de l'électricité. Ce couplage amène plusieurs interrogations et choix techniques mais aussi réglementaires et économiques :

- choix des niveaux pertinents de relevé et d'intégration des données ;
- choix du ou des types de réseaux de communication (courants porteurs en ligne ou CPL, Internet, réseaux de fibres optiques, etc.) ;
- choix du niveau d'ouverture de l'accès à ces données : entre l'Internet, où les plateformes performantes économiquement sont des plateformes ouvertes, ou des plateformes fermées, propriétaires par exemple des seuls opérateurs ou offreurs de service ;

- évaluation et prise en compte des risques liés aux couplages entre réseau physique et réseau d'information et communication ; développement de solutions adaptées ;
- besoin de protection intelligente du réseau : les variations des paramètres physiques du réseau peuvent devenir plus importantes du fait de la flexibilité accrue, d'où le besoin de détection et décision « intelligentes » sur les réglages pour une meilleure capacité d'adaptation du réseau. Par ailleurs, cette protection doit s'adapter au niveau qu'elle contrôle.

7.2. Logiciels et outils TIC : Internet des objets, optimisation et sûreté de fonctionnement

- Optimisation du lien entre le compteur[1] et l'observabilité du réseau ; visibilité de ce qui se passe en temps réel sur le réseau ; traitement de données à optimiser ;
- sécurité de fonctionnement dans le cadre du couplage entre les réseaux de communication et de transport/distribution de l'électricité à renforcer ;
- développement de méthodes de prédiction et d'apprentissage de la production et de la consommation toujours plus précises et fiables ;
- pour un réseau plus réactif, plus souple, besoin d'informations agrégées aux bons niveaux et en temps réel du réseau ; diffusion de l'intelligence nécessaire tout au long de la filière énergétique ;
- marché futur plus large et plus ouvert (perspectives de quelques millions de véhicules électriques, de millions de producteurs autonomes et d'acteurs d'effacement diffus) : cela implique un très grand nombre d'acteurs interagissant en temps réel avec le réseau, une plus grande variété de solutions technologiques, et donc un développement en matière de métrologie et d'intelligence à mettre dans le système et en couplage avec le réseau d'information. Intelligence accrue du réseau pour être en capacité d'interagir avec l'Internet des objets qui lui seront connectés (composants énergétiques des bâtiments, de production ou de stockage local, véhicules électriques, etc.).

7.3. Évolution des infrastructures et intelligence associée

- Architecture réseau : nécessité d'avoir une conception intégrée TIC – réseau apportant de la flexibilité et de nouvelles architectures permettant l'accueil de taux élevés de production locale, ce qui implique par exemple une architecture plutôt en mailles locales qu'arborescente ;
- réseau autocicatrisant : instruments – y compris TIC – qui détectent ou anticipent les défaillances et prennent automatiquement les mesures visant à limiter les coupures (durée, occurrence) ;
- rôle du stockage : le stockage peut contribuer à faire évoluer les choix de mix énergétique et de gestion de l'énergie, et ce à différents niveaux de puissance et

(1) La nécessaire interopérabilité des compteurs implantés en France (liberté de choix des fournisseurs d'électricité) pourrait impliquer de passer des compteurs Linky au standard actuel CPL G1 vers le CPL G3 qui est Internet compatible.

donc de localisation sur le réseau[1]. Si des progrès sont à réaliser sur le plan technologique pour arriver à des objectifs de prix compatibles avec l'application réseau *demand/response* (environ 5-10 centimes d'euros du kWh restitué pour un service au minimum de dix ans), ils sont à compléter de progrès sur l'intelligence de la gestion de ces moyens de stockage. Un véritable développement de l'intelligence de la gestion des véhicules électriques et hybrides pourrait leur permettre de jouer un rôle dans l'amélioration de la flexibilité du système électrique : nécessaire lissage à la charge, utilisation optimale de l'électricité renouvelable fatale, contribution à l'effacement des pointes[2] ;

– plus d'intelligence et de données pour aller plus loin dans l'efficacité énergétique du système et des objets, dont perspective d'exploitation avec de nouvelles architectures de maille ; perspectives de développement de réseaux en courant continu (DC) à différentes échelles[3].

8 ■ Protocoles, standards et verrous politiques

Dans un marché de l'électricité dont l'ouverture européenne devrait se poursuivre (aussi bien en termes d'échanges d'électricité que d'ouverture des marchés nationaux à de nouveaux producteurs et fournisseurs d'énergie ou de services), les questions de protocoles (de communication, d'opérations réseaux, etc.) et les standards (métrologie, compteurs communicants et intelligents, etc.) doivent être définis *a minima* à l'échelle européenne. Il est clair que les pays les plus proactifs pour intégrer les énergies renouvelables, les concepts d'utilisation locale d'une énergie produite localement ou encore du stockage pèseront dans ces choix de normes et standards. La France doit se positionner dans ces discussions par sa capacité à innover et évoluer.

Il est donc nécessaire d'explorer les conditions réglementaires, économiques et politiques qui pourraient faciliter le « produire, stocker et consommer local » ainsi que l'accès à la valeur ajoutée des réseaux intelligents à de nouveaux acteurs économiques et de nouveaux services tout en maîtrisant les coûts d'évolution du système pour la collectivité et notamment les usagers.

(1) Stockage centralisé (CAES-*Compressed Air Electricity Storage*, STEP-Stations de transfert d'énergie par pompage, production/stockage hydrogène, etc.), stockage distribué (véhicules électriques ou stockages chez les usagers).
(2) 1 million de voitures x 10 kWh = 10 GWh ; concept « *Vehicle to grid* ».
(3) Perspectives de réseaux DC à deux échelles :
Basse tension < 120 V : intérêt dans l'habitat = gain en composants, éviter les transformateurs et les problèmes de compatibilité électromagnétique. Quelques verrous dans le bâtiment, essentiellement normatifs et culturels, pas technologiques. Possibilité d'optimisation d'architecture de réseau local : PV + stockage + utilisation DC locale *microgrid*).
Moyenne tension : 1-10 kV (marché à évaluer) ; difficultés : choix niveau tension, maintien de ce niveau tension, sécurité. Raccordement d'éolien *offshore*. Machines synchrones à vitesse variable : on a intérêt à raccorder en DC toutes les machines.
Fortes puissances : interconnexions entre sources EnR en multipoints (maillés) ; interconnexions à grande distance ou *supergrid* (éolien *offshore*, solaire dans le Sahara avec connexion Europe projets *Transgreen* ou *Desertec*).

9 ■ Verrous socioéconomiques

- Prise en compte de l'utilisateur devenu « consom'acteur » (production, stockage, effacement, consommation) et protection de ses données privées ;
- perspective de développement d'un marché de capacité au niveau local (quartier, ville, etc.), couplant production, stockage (dont optimisation du niveau de (dé)localisation) et effacement. S'il n'y a pas de difficultés techniques insurmontables à cette évolution, en revanche la question est plutôt celle de l'équilibre économique et informationnel entre les acteurs : usagers, opérateurs de réseaux, opérateurs de service, et surtout collectivités locales qui pourraient avoir un rôle dans ce développement d'une énergie plus « locale »[1] ;
- une réflexion est à mener sur les modèles d'affaires qui doivent pouvoir se développer autour des réseaux, les nouveaux services notamment en direction des « consom'acteurs », le partage de la valeur, etc. En effet, les *smart grids* devraient être vus comme une opportunité de développer ce secteur économique avec de nouveaux services innovants. Comme évoqué ci-dessus, des conditions favorisant l'innovation ouverte sont une des clés pour que des acteurs français réussissent dans ce domaine ;
- rôle du stockage : c'est le marché de capacité qui va faire en partie la place de certaines solutions de stockage, au même titre que l'effacement qui peut être considéré comme une « capacité négative » ;
- les collectivités pourraient avoir un rôle beaucoup plus proactif en matière d'énergie dans les années à venir (producteur, agrégateur, etc.).

10 ■ Besoins de R & D

Les priorités de recherche à caractère technologique, telles qu'identifiées par l'ADEME dans sa feuille de route stratégique sur les *smart grids*, sont retranscrites dans le tableau suivant.

(1) Les contrats de concession des réseaux par les collectivités pourraient être un support de développement de cette intelligence et d'une utilisation locale d'une énergie produite localement. Une analyse juridique et économique de ce point serait à mener.

Les priorités de recherche à caractère technologique

Les priorités de recherche technolotgique en lien avec le matériel et l'électrotechnique des réseaux et de ses composantes	Conception et développement de systèmes de protection des réseaux de distribution adaptés à une forte pénétration de la production distribuée et intermittente
	Conception et développement de systèmes de stockage décentralisé adaptés aux contraintes de fonctionnement des installations de production distribuée et à l'insertion sur les réseaux de distribution
	Conception et développement de capteurs et d'organes de coupure en réseaux télé-opérables
	Conception et développement de systèmes et d'architecture adaptés au fonctionnement des réseaux îlotés à faible puissance de court circuit
	Conception et développement de modèles et d'outils de suivi du vieillissement des matériels, d'anticipation et de détection, localisation des pannes sur les réseaux
	Conception et développement d'outils de prévision (court-moyen terme) de la production intermittente et de consommation adaptés aux besoins des différents acteurs en particulier sur les territoires non interconnectés
Les priorités de recherche technologique en lien avec les systèmes de gestion de l'information nécessaire à la croissance de l'intelligence des réseaux	Conception et développement d'outils transverses et de normes pour le dialogue et la circulation d'information entre les acteurs du système
	Conception et développement d'outils permettant de gérer les phases d'entrées et de sorties des régimes îlotés
	Conception et développement d'interfaces permettant des transmissions optimisées d'information entre les différents acteurs (ex. : consommateur, agrégrateur, producteur, fournisseur) / composantes (ex. : maisons, départs, postes sources) du système électrique
	Conception et développement d'outils de conduite en temps réel des réseaux de distribution : estimation d'état, automatisation des manœuvres de reprise, du réglage de la tension, etc.
	Conception et développement d'outils de planification des réseaux en cas de présence massive de PDE (production décentralisée d'électricité).

Source : ADEME (2010), Feuille de route sur les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables*, juin*

11 ■ Comment développer les *smart grids* ?

L'évolution du système électrique vers plus d'intelligence doit être prise en compte dès à présent, notamment pour tout ce qui concerne les investissements en infrastructures matérielles et logicielles, ne serait-ce que pour assurer sa compatibilité avec les systèmes électriques des pays voisins.

On peut imaginer que cette évolution se fasse par étapes, partant de démonstrateurs et d'initiatives locales puis s'étendant au niveau régional. C'est aussi ce type

d'évolution – du local au régional/national – qui est attendu dans les pays en développement, sous forme de nouvelles infrastructures.

Moyens à déployer

- Le système électrique ne peut évoluer qu'à partir de l'existant, mais il doit évoluer dès à présent : il existe des perspectives d'évolution par niveaux, par exemple à différentes échelles géographiques (bâtiment, quartier, ville, agglomération, région, etc.) ;
- un premier stade pour augmenter l'intelligence des réseaux pourra être celui du bâtiment avec le développement, d'une part, de son équipement en gestion de l'énergie (*hard* et *soft*), y compris de l'énergie produite et stockée, et d'autre part, d'un protocole d'échange avec le réseau, ou un opérateur du réseau (par exemple, un fournisseur d'énergie ou d'accès à Internet) ;
- un second stade, qui peut être mené simultanément à celui des bâtiments, est le développement de vastes démonstrateurs *smart grids* à l'échelle de nouveaux quartiers ou de rénovation lourde d'infrastructures dans un quartier. On peut citer par exemple des projets comme *Nice Grid*, *GreenLys*, ou *Issy Grid*, ce dernier visant un fonctionnement en *microgrid* en couplage avec le réseau ;
- les collectivités possèdent les réseaux électriques (infrastructures) de distribution. À ce titre, elles peuvent également s'impliquer pour faire évoluer le niveau d'intelligence du réseau[1] mais aussi intervenir dans la gestion d'une production locale (à base d'énergies renouvelables), du stockage et de la maîtrise de la consommation (dont effacement) ;
- l'infrastructure de transport et de distribution nationale restera le ciment. Elle devrait cependant interagir en temps réel de façon cohérente et en interdépendance avec les *smart* quartiers ou îlots et leurs spécificités locales en matière de gestion, production, stockage, consommation, effacement, garantissant la maîtrise et l'optimisation des coûts du système pour la collectivité ;
- on peut souligner aussi l'intérêt du foisonnement de la production renouvelable pour moyenner sur le pays (voire sur l'Europe) les risques liés aux aléas de production ; l'intelligence du réseau permettra d'optimiser la gestion et l'utilisation de ce foisonnement, même si cela ne saurait suffire à résoudre le manque de production à base d'énergies renouvelables lors d'anticyclones hivernaux prolongés avec couverture nuageuse ;
- amélioration de la connaissance de l'état et du fonctionnement en temps réel du réseau et donc amélioration du monitoring à différents niveaux (distribution, réseau européen) ;
- l'optimisation du mix énergétique doit pouvoir par exemple intégrer les différents niveaux : le niveau régional, local, voire citoyen, puis dans un schéma directeur national pour ensuite profiter de l'interconnexion avec les régions et pays voisins ;
- par certains côtés, le nucléaire pourrait permettre une transition plus douce et dans de bonnes conditions, d'une part, vers davantage d'énergies renouvelables, parce qu'il fournit la production de base nécessaire et à un prix relativement stable car peu dépendant du combustible, contrairement aux

(1) Le renouvellement des concessions de ces réseaux pourrait être une opportunité pour ce faire.

centrales à gaz, et d'autre part, vers davantage de véhicules électriques parce qu'il apporte une électricité décarbonée.

Lien avec d'autres réseaux

Les réseaux de chaleur, voire de gaz ou d'eau, pourraient également bénéficier des technologies d'optimisation de la gestion et de l'intelligence (anticipation, capture et traitement d'informations, contrôle-commande) développées pour les réseaux électriques. Par ailleurs, ces différents réseaux ayant des parcours communs et des usagers communs, des couplages pourraient être mis à profit. L'Europe s'oriente d'ailleurs vers des compteurs intégrés.

12 ■ Questions économiques et financières

Les investissements doivent nécessairement coupler les infrastructures matérielles (même celles qui sont en renouvellement) et informationnelles (compteurs, logiciels, contrôle-commande, sécurité.) comme souligné par l'AIE ; il serait intéressant, mais probablement difficile de faire la part de l'une ou l'autre, les technologies logicielles représentant des sommes souvent plus importantes encore que les composants matériels. Les investissements nécessaires au développement de ces *smart grids* en Europe peuvent être estimés à plus d'une dizaine de milliards d'euros par an pendant plusieurs décennies (le ministère de l'Énergie américain table sur 20 milliards de dollars par an sur vingt ans).

Comme le fait remarquer l'AIE, le seul marché pourrait ne pas parvenir à réaliser ces investissements, et un vrai travail de concertation est à entreprendre entre États, régulateurs, consommateurs, producteurs, agrégateurs, et les nombreux nouveaux entrants sur ce marché.

Parmi les éléments de réflexion et les questions qui seront à prendre en compte, citons :

- qui doit/va payer les évolutions d'infrastructures, qu'il s'agisse des infrastructures matérielles ou informationnelles ? Qui va en assurer la maintenance ? notamment si une évolution possible du système électrique est le développement de « *smart-quartiers* », gérant production et consommation locales ?
- quels nouveaux rôles pour les collectivités, associations de consommateurs, de petits producteurs ou stockeurs, acteurs des télécommunications, Internet, de l'immobilier ?
- quels seront les modèles économiques qui permettront de rentabiliser cet investissement ?
- comment en mesurer les bénéfices (dont réduction CO_2, économie/report d'investissement dans des lignes HT, en moyens de pointe, réduction du risque de *black-out*, etc.) et distribuer la valeur ajoutée qui doit en résulter ?
- quels acteurs seront autorisés à intervenir ? Quel partage de la valeur ajoutée et quels mécanismes de régulation permettant ce partage ?
- quel couplage économique avec les autres pays d'Europe s'il n'y a pas une harmonisation des systèmes économiques ?

- quels coûts d'investissement, quel modèle économique lié à la gestion du stockage ?

Au cours de cette réflexion, il sera nécessaire de garder à l'esprit plusieurs considérations importantes :

- le système énergétique mondial va être bousculé et entraîné par de nouveaux entrants qui « ont faim » d'énergie supplémentaire, comme les pays en développement rapide ou encore les gros consommateurs de l'Internet (fermes de serveurs) ;
- certaines formes de régulation/réglementation ou choix politiques peuvent être des freins majeurs à l'innovation, à la création de valeur et au partage de cette dernière, y compris au détriment du consommateur (voir la feuille de route technologique sur les *smart grids* de l'AIE) ;
- le montant des investissements envisagés nécessitera un environnement d'innovation ouverte de façon à en partager le poids avec un maximum d'acteurs. Cela implique de permettre à des acteurs innovants d'installer des dispositifs aux extrémités du réseau, en respectant bien sûr un cahier des charges assurant le bon fonctionnement du système électrique ; de permettre le recueil et l'accès des données opérationnelles (*open data*) par les acteurs innovants, ce qui nécessite une réflexion et des avis sur la propriété des différentes données, les droits de chacun à les consulter, modifier, transmettre. Il serait souhaitable de séparer l'innovation de la régulation du système électrique, tout en lui donnant un cadre strict pour assurer la sécurité de fonctionnement du réseau ;
- pour plus d'efficacité et de création de valeur, l'innovation devrait être la plus ouverte possible ; cela doit aussi interroger sur l'accès à l'infrastructure qui pourrait également être générique et ouvert, car les solutions à mettre en œuvre pourront être d'une grande variabilité selon les acteurs, par exemple sur la maîtrise de l'énergie ;
- il faudra également définir des règles d'utilisation des données (propriété et conditions d'accès) tout en veillant à maîtriser et optimiser les coûts pour la collectivité et notamment les usagers ;
- il convient d'accroître la flexibilité d'un système électrique dont la gestion, notamment celle des réseaux, devient plus complexe ;
- ces évolutions technologiques et les investissements nécessaires à leur déploiement doivent garantir la maîtrise et l'optimisation des coûts du système pour la collectivité et notamment les usagers.

Le stockage stationnaire d'énergie

L'énergie peut être stockée avant transformation lorsqu'elle est sous sa forme primaire (hydrocarbures liquides et gazeux, charbon, uranium, etc.) : c'est le mode de stockage d'énergie le plus commode. L'objectif est alors de constituer des réserves afin d'assurer l'équilibre de l'offre et de la demande, quels que soient les usages, en se prémunissant contre des ruptures d'approvisionnement éventuelles. Dans le cas particulier du gaz naturel, détaillé ici en raison de son importance croissante dans le mix énergétique mondial, le stockage remplit une nouvelle fonctionnalité : réguler le système électrique qui subit des variabilités structurelles ou exceptionnelles de la production et de la demande en électricité. Il s'agit donc de stocker le gaz naturel pour une utilisation dans des moyens de production rapidement mobilisables tels que les turbines à combustion, qui viennent en appui pour pallier les aléas de demande et de production liés à la part croissante des énergies renouvelables variables. La France bénéficie d'un retour d'expérience positif de plus de cinquante ans en matière d'utilisation du sous-sol pour stocker de l'énergie ainsi que d'une très bonne acceptabilité locale. Cette expertise peut être mise à profit pour développer des systèmes de stockage souterrain d'air comprimé permettant un stockage d'électricité à échelle industrielle.

L'énergie peut aussi être stockée après transformation en électricité. Mais l'électricité n'étant pas directement stockable, il faut lui donner une forme qui le soit : le plus efficace est de la transformer en eau ou en air. Dans ce cas, il s'agit soit d'assurer la sécurité du réseau électrique soit de pourvoir à l'alimentation électrique de sites isolés, en couplage avec des énergies renouvelables intermittentes (comme le photovoltaïque). Seules deux technologies semblent matures économiquement : les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et les stations d'air comprimé. Pour les autres types de technologies comme le stockage électrochimique, des progrès significatifs en matière de réduction des coûts et de performances techniques sont encore nécessaires. Par conséquent, ces technologies semblent pour l'instant réservées à des marchés de niche, en particulier les zones isolées.

Enfin, l'énergie peut être stockée après transformation en chaleur : les applications sont plutôt dans le bâtiment *(voir la troisième partie)* ou dans des sites industriels faisant intervenir des procédés fortement émetteurs de chaleur. Le stockage de chaleur intervient aussi dans certains moyens de production à partir de sources renouvelables tel le solaire thermodynamique à concentration (stockage de sels fondus) comme élément clé pour garantir un approvisionnement constant *(voir le chapitre sur l'électricité solaire)*.

1 ■ Hydrocarbures liquides ou gazeux : le cas du stockage souterrain du gaz naturel

1.1. Les stockages souterrains de gaz naturel : un maillon essentiel du système énergétique français et de sa sécurité d'approvisionnement

Les stockages souterrains de gaz naturel constituent un maillon vital de la chaîne énergétique. Ils répondent à plusieurs besoins, notamment :

– garantir la sécurité d'approvisionnement : situés en aval de la chaîne gazière, les stockages permettent de faire face à la défaillance temporaire d'une source

d'approvisionnement ou à des conditions climatiques extrêmes. Le volume de gaz stocké en France peut ainsi couvrir trois mois de la consommation française ;

- ajuster l'offre et la demande de gaz naturel : la consommation de gaz en France est fortement modulée. En effet, les volumes de gaz consommés varient de façon importante selon les périodes de l'année, avec une demande en janvier pouvant être jusqu'à cinq fois supérieure à la demande du mois d'août. Ce rapport est même d'un pour dix entre une journée chaude estivale et une journée froide en hiver. Mais les approvisionnements, dont 97 % sont importés, ne sont ajustables que dans une fourchette limitée. Ainsi, pour assurer aux clients une livraison fiable tout au long de l'année, le gaz naturel est stocké dans des réservoirs souterrains ;
- favoriser le développement des énergies renouvelables : les stockages souterrains de gaz naturel apportent de la flexibilité très rapidement mobilisable qui est tout particulièrement utile pour les installations de production électrique à partir de gaz. Ces moyens de production électrique peuvent ainsi poursuivre leur développement afin d'accompagner celui des énergies renouvelables, de type éolien ou solaire, en couvrant leurs intermittences.

1.2. Trois technologies parfaitement maîtrisées donnant un avantage concurrentiel à la France

Stocker le gaz naturel sous terre est la solution la plus simple, la plus sûre et la plus discrète. Naturellement étanches et situées à de grandes profondeurs, les principales structures géologiques utilisées en France sont des couches profondes formées de roches poreuses saturées d'eau, les « aquifères » ; d'anciens gisements de gaz reconvertis en stockage, les « déplétés » ; ou des réservoirs creusés dans d'épaisses et profondes couches de sel gemme, les « cavités salines ». Les structures géologiques sont reliées à la surface par des puits.

Le stockage souterrain de gaz naturel est un secteur dans lequel la France occupe un leadership mondial. En Europe, sur le plan de la capacité totale, elle se place en troisième position avec environ 13 milliards de mètres cubes de volume utile.

En France, le plus ancien stockage français est celui de Beynes, mis en service en 1956, qui est toujours en exploitation et dont la concession vient d'être renouvelée jusqu'en 2031. Globalement, les opérateurs français exploitent depuis plus de 50 ans un parc de plus de 500 puits, dont la quasi-totalité est encore en activité. Les stockages souterrains sont particulièrement bien insérés dans leur environnement et font l'objet d'une bonne acceptation locale.

1.3. Une technologie pouvant être mise à profit pour stocker l'électricité

Le savoir-faire développé autour de la création et de l'exploitation des cavités salines pourra dans les années à venir être mis à profit pour développer le « stockage d'air comprimé » sur le marché électrique, une des solutions envisagées pour stocker de l'électricité *(voir 2.3)*.

2 ■ Le stockage stationnaire d'électricité

L'évolution des réseaux électriques avec l'intégration croissante d'énergies renouvelables intermittentes (éolien et solaire essentiellement), le développement de nouveaux usages comme le véhicule hybride ou électrique et l'introduction d'un pilotage des réseaux *(demand/response)* qui fera massivement appel aux technologies de l'information, ainsi que l'avènement dans les marchés de l'électricité de marchés de capacités, pourrait – voire devrait – se traduire par un fort développement du stockage stationnaire de l'électricité, pour différents usages, à différentes échelles de capacités et donc avec des technologies potentiellement très variées.

D'ores et déjà, en milieu insulaire, et en présence de taux élevé de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes (solaire ou éolien), le stockage de l'énergie électrique est une composante importante de la stabilité du réseau et devient très vite économiquement rentable compte tenu des prix de revient locaux de l'électricité[1].

2.1. Les principaux usages du stockage envisagés au service des réseaux

Lissage des pointes par les responsables d'équilibre

C'est la principale application actuelle. Sur le continent, les puissances adaptées à ce type d'usage sont dans la gamme de 100 MW à 1 GW, pour des durées de charge/décharge de plusieurs heures. Il s'agit essentiellement de stations de pompages turbinages (STEP[2]), et d'air comprimé (CAES[3]), qui sont les moyens les moins coûteux.

Au-delà de la concurrence des cycles combinés gaz, le stockage se trouve bien entendu en concurrence lors des pointes avec les possibilités d'effacement de la consommation d'électricité en industrie ou d'effacement diffus dans le secteur résidentiel-tertiaire, option qui sera offerte par les *smart grids*.

Intégration des sources EnR intermittentes

Cette application plus récente requiert de fortes puissances (de 100 kW à 50 MW) qui sont à dimensionner en fonction de l'équipement de production, ou du site à alimenter (selon qu'il doit fonctionner de manière plus ou moins autonome). Ce type de stockage nécessite une très bonne tenue en cyclage, une grande réactivité, de bons rendements, et doit assurer des durées de décharge de quelques minutes à quelques heures. Les technologies adaptées à cet usage sont nombreuses et n'ont pas toutes atteint le même niveau de maturité. Là encore, les STEP et les CAES apparaissent comme les moyens les plus économiques. On peut également citer les batteries, dont les batteries Li-ion, Zebra, Na/S, les *redox-flow*, certaines batteries au Pb, voire, dans un autre registre, la production d'hydrogène.

(1) En 2009, le coût du MWh a été de 120 à 280 euros selon les régions insulaires.
(2) Station de transfert d'énergie par pompage.
(3) *Compressed Air Electricity Storage*.

Stabilisation en fréquence/puissance

Le stockage est ici un outil au service des responsables d'équilibre du réseau face aux aléas, notamment ceux dus aux variations brutales des sources renouvelables intermittentes. Les caractéristiques de tels stockages sont typiquement les suivantes : fortes puissances (1-100 MW), excellente tenue au cyclage – des dizaines de milliers de cycles –, grande réactivité pour encaisser des durées de charge/décharge courtes : de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Parmi les technologies répondant à ce cahier des charges on trouve : certaines batteries et super-capacités, les volants d'inertie, les bobines supraconductrices (SMES[1]).

Stockage délocalisé

Les stockages développés pour les sites isolés entrent notamment dans cette catégorie. Le stockage peut être conçu de façon à pallier un réseau de mauvaise qualité (dans certaines parties du monde), ou – comme en Allemagne – pour promouvoir l'autoconsommation lorsqu'il est associé à des installations photovoltaïques ou éoliennes de petites dimensions (toits, par exemple). Il peut aussi s'agir d'un stockage à l'échelle d'un quartier. De puissances allant de quelques kW à quelques MW, pour des durées de décharge de moins d'une heure à quelques heures, ces stockages potentiellement très diffus pourraient à l'avenir être traités de façon agrégée par un opérateur de service et intervenir également sur le réseau. C'est un vaste marché potentiel, qui concerne majoritairement les batteries : Na/S, Zebra, Li-ion, plomb, les *redox-flow*, etc.

2.2. Marché du stockage stationnaire

Aujourd'hui, les stockages les plus répandus sont les STEP, suivies par les CAES[2], qui sont les technologies les moins chères. Ils n'ont cependant pu se développer que dans les pays qui présentent des sites adaptés (barrages de retenue ou cavités souterraines). Les pays ne bénéficiant pas de ces conditions favorables s'orientent vers des CAES de surface et du stockage électrochimique (Na/S, *redox-flow*, Li-ion, etc.). Les marchés les plus dynamiques sont l'Asie (Chine, Corée du Sud, Inde), notamment pour les STEP, ainsi que les États-Unis suite à l'établissement de nouvelles régulations sur le stockage d'énergie, et les pays montagneux d'Europe (à l'exemple de la Suisse).

En 2010, le marché mondial était compris entre 1,5 à 4,5 milliards de dollars, largement dominé par les STEP, et de 400 à 600 millions de dollars pour les batteries, super-capacités et volants d'inertie. Les projections pour 2020 sont comprises entre 16 et 35 milliards de dollars pour de nouvelles capacités installées (de 7 à 14 GW par an).

Pour pallier les intermittences de l'éolien, l'AIE[3] prévoit le développement des capacités de stockage mondial qui passerait de 100 GW actuellement à 200 GW en

(1) *Superconducting Magnetic Energy Storage*.
(2) Notamment aux États-Unis, en Europe et en Chine, pays qui ont des mines de sel et donc disposent de cavités potentielles.
(3) IEA (2009), *Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids*, 90 p.

2050 si le taux d'insertion de l'éolien était de 15 %, voire 300 GW pour 30 % d'éolien. En Europe, le besoin de stockage d'ici 2050 serait de 60 GW pour 15 % de taux d'éolien à 100 GW pour 30 % d'éolien.

Le marché du stockage diffus est difficile à évaluer et dépend largement à la fois du coût de l'investissement en batteries et des incitations politiques ou économiques locales. L'Energy Power Research Institute (EPRI), institut de recherches américain, évaluait à 50 GW le marché du stockage diffus aux États-Unis[1]. Selon Pike Research, les installations photovoltaïques (PV) résidentielles pourraient représenter 3 GW en 2020 aux États-Unis et si le stockage pénétrait 10 % seulement de ce marché avec des batteries Li-ion à $345/kW, cela représenterait donc une opportunité de 100 millions de dollars.

Sans oublier que le marché du stationnaire c'est aussi aujourd'hui – et ce sera demain – une grande quantité de batteries (au plomb actuellement) pour la sécurisation des installations (UPS : *Uninterrupted Power Systems*).

2.3. Valorisation économique du stockage

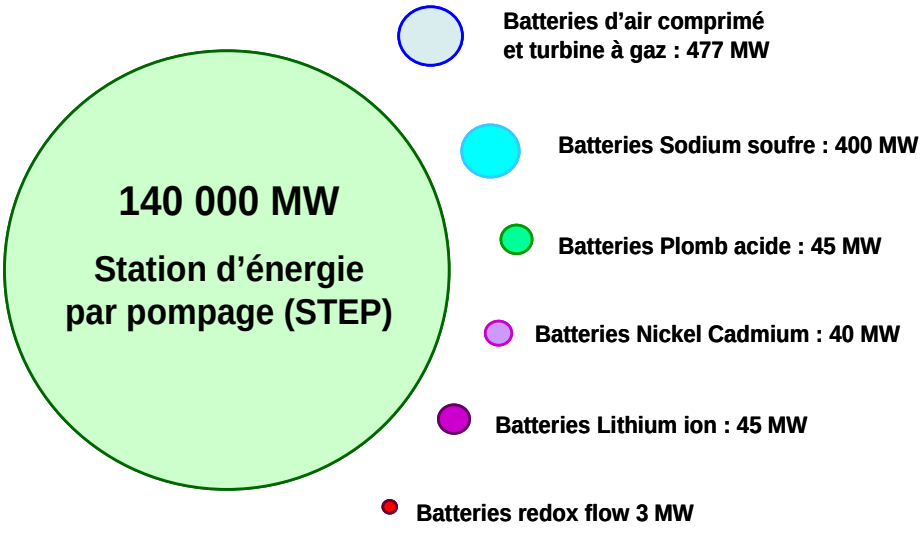
Les différentes applications possibles du stockage en soutien à la gestion du réseau ont été exposées précédemment. De façon générale, l'EPRI a montré que l'intérêt économique d'un système de stockage augmentait si son utilisation pouvait viser plusieurs usages : par exemple, l'intégration des EnR (lissage des variations brutales de puissance) et soutien à la qualité du réseau (tension/fréquence). Cela pourrait à terme favoriser le développement de certaines technologies par rapport à d'autres. Cela signifie également que ces stockages doivent être pilotés en étroite relation avec les responsables d'équilibre.

Par ailleurs, les coûts d'investissement en stockage restent élevés aujourd'hui – même si ces coûts doivent diminuer dans les vingt ans à venir. Une réflexion serait donc à mener sur les modèles d'affaires qui permettraient de valoriser le stockage face à la concurrence des moyens classiques de gestion des pointes, comme l'effacement et les cycles combinés gaz, et ce d'une part en fonction du type de régulation (modèle régulé *versus* non régulé et leurs acteurs respectifs) et d'autre part en prenant en compte, c'est-à-dire en valorisant, les investissements évités par la présence de ces stockages (moins de *black-out*, moins d'investissement dans de nouvelles infrastructures, moins de pertes sur les réseaux par une consommation plus locale, etc.).

Il est à noter que la valorisation de l'effacement pose des questions semblables à celles du stockage : dans les deux cas, de nouveaux modes réglementaires peuvent apporter des éléments de réponse, à commencer par la mise en place des marchés de capacité et des tarifs variables dans la journée.

(1) Electric Power Research Institute (EPRI) (2010), *Electricity Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*, décembre, 170 p.

Capacité mondiale installée pour le stockage d'évaluation



Source : Fraunhofer Institute, EPRI, EDF R & D

2.4. Les principales technologies et leurs perspectives de développement

Le stockage hydraulique

Le principe de fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) est simple : pendant les heures creuses, de l'électricité est utilisée pour pomper de l'eau d'une retenue inférieure vers un lac de retenue à plus haute altitude. Pendant les heures de pointe, l'eau, en descendant du lac supérieur vers le niveau inférieur, actionne des turbines reliées à des alternateurs, produisant ainsi de l'électricité. En France, ces stations sont majoritairement localisées dans les Alpes et les Pyrénées, pour une puissance installée de 4,3 GW et une production annuelle de l'ordre de 6 TWh. On peut également compter sur la production d'usines de type « éclusée » (4,2 GW) en stockage journalier (les durées de remplissage variant entre 2 et 400 heures) ou encore celle des usines de lac de barrage (9,1 GW), pour un stockage sur une période beaucoup plus longue (les durées de remplissage étant supérieures à 400 heures).

Les STEP sont une technologie de stockage éprouvée, fiable, de bon rendement (jusqu'à 80 %) et peu coûteuse, ce qui leur permet d'être économiquement intéressantes par rapport au cycle combiné à gaz en ces périodes d'énergie fossile chère. Toutefois, leur développement est limité par la disponibilité de sites au relief adapté, c'est-à-dire présentant des dénivelés naturels suffisants. En Europe, plus de 10 GW de construction de STEP sont prévus (Allemagne, Espagne, Autriche, Portugal). En France, le potentiel de développement de STEP supplémentaires serait supérieur à 3 GW, ce qui n'est pas négligeable.

Les progrès possibles concernent :

– la construction de STEP souterraines et de STEP en bord de mer (installation d'Okinawa au Japon) afin de pallier le manque de sites adaptés ;

– le recours à des turbines à vitesse variable permettrait d'obtenir un rendement optimal dans les deux sens : turbinage et pompage.

Parmi les grands fournisseurs, on compte Alstom, Siemens et ABB.

Le stockage à air comprimé ou CAES[1]

Le principe consiste à comprimer l'air au moyen d'un compresseur électrique puis de stocker l'air comprimé dans des cavités souterraines, généralement des mines de sel. Sur appel du gestionnaire de réseau, l'air est détendu et son passage dans une turbine permet de convertir l'énergie stockée en électricité. La localisation des CAES est donc le plus souvent déterminée par la présence de cavités souterraines de stockage. Des développements se font également en stockage de surface.

Il n'existe pas de stockage de ce type en France et le seul cas en Europe est la centrale de 290 MW à Huntorf en Allemagne, construite en 1978. Un site se trouve en Alabama, un autre est en construction dans l'Ohio (300 MW). Il s'agit d'une technologie à faible taux de risque, d'un rendement de 50 % qui peut être amélioré par stockage/restitution de la chaleur lors des cycles de compression de l'air.

Parmi les projets destinés à faire progresser cette technologie, on peut citer l'« *Advanced Adiabatic* CAES », système dont l'efficacité est améliorée en récupérant la chaleur de l'air en entrée du stockage pour la réinjecter lors de l'expansion du gaz dans la turbine. L'avantage de cette technologie serait de ne pas consommer de gaz naturel et donc d'être totalement décarbonée. Ce projet est financé par la Commission européenne. Des projets de l'Agence nationale de la recherche visent également ces développements en France.

Le coût moyen actualisé du kWh stocké, difficile à estimer étant donné qu'il n'y a aujourd'hui que deux sites en fonctionnement, serait proche de celui des STEP et par conséquent, le CAES est également directement concurrent des cycles combinés au gaz pour répondre aux pointes électriques.

Les constructeurs sont Siemens, Alstom, General Electric.

Il est également possible de stocker l'air comprimé dans des conteneurs de surface, plus coûteux en investissement (environ 15 % de plus) que les cavités mais l'impact sur le coût complet de l'énergie stockée reste faible. En plus des voies de progrès susmentionnées, on peut citer le stockage hydropneumatique d'énergie (HyPES, *Hydro-pneumatic Energy Storage*) qui permet d'améliorer significativement l'efficacité de ce type de stockage et constitue une alternative plus pratique car de taille adaptable et indépendante des contraintes topologiques et géographiques. Le principe consiste à mettre sous pression un gaz (air, azote, etc.) à l'aide d'un moteur-pompe hydraulique et d'un fluide (huile ou eau) isolé ou non du gaz. L'électricité est produite par l'intermédiaire d'un train de turbinage comprenant une génératrice électrique et un moteur hydraulique.

(1) *Compressed Air Energy Storage*.

Les batteries électrochimiques

Les batteries électrochimiques génèrent du courant par conversion de l'énergie chimique en énergie électrique de manière réversible (réaction chimique d'oxydo-réduction). Le principe physique de stockage, le choix des matériaux et leur bonne association définissent les paramètres clés de la batterie, notamment en termes de densité d'énergie, de densité de puissance, de durée de vie et de cyclabilité (nombres de charge et décharge), de sécurité et de coût.

Les batteries Redox-flow

Les batteries *redox-flow* (vanadium[1], Zn/B, etc.) sont des technologies assez sûres du fait de leur faible densité d'énergie, avec de bons rendements (65-75 %) et une bonne durée de vie annoncée (supérieure à 10 000 cycles). Des installations allant de 200 kW à quelques MWh existent dans le monde avec toutefois un retour d'expérience limité.

Les marges de progrès visent :

- la réduction des coûts par effet d'échelle ;
- l'optimisation de la gestion du système dans son couplage avec les EnR ou le réseau ;
- l'augmentation de la durée de vie des composants critiques, en particulier les membranes.

Parmi les industriels concernés, on peut citer pour la *redox-flow* vanadium : CellStrom, Cellenium, Ashlawn Energy, Prudent Energy en Chine, et pour la *redox-flow* Zn/Br : ZBB, Premium Power.

Les batteries Na/S

Il s'agit d'une technologie fiable (plus de 4 000 cycles), à faible impact environnemental[2], fonctionnant à 350 °C et d'une sûreté à évaluer. Son coût est encore élevé (environ 2 500 €/kW pour les systèmes de 1 MW-6 MWh) car c'est une technologie en phase de déploiement. On peut estimer qu'il diminuera par effet d'échelle et en optimisant la gestion du système pour « effacer » l'intermittence de la source EnR.

La firme japonaise NGK possède un démonstrateur en fonctionnement depuis juillet 2010 à la Réunion : il permet de restituer une puissance de 1 MW pendant 7 heures.

Les batteries Na/MCl

Initialement connue sous le nom de Zebra, la batterie au sodium/chlorure de nickel est assemblée à partir de sel (NaCl) et de poudre de nickel et d'aluminium. Elle a été développée en premier lieu pour les applications automobiles (*Th !nk*, *Berlingo* de La Poste en 2010, etc.) mais est plus adaptée aux applications stationnaires.

(1) À noter le caractère toxique du vanadium, qui est de plus une ressource rare.
(2) Mais présence de polysulfides.

L'avantage de cette technologie haute température réside dans son faible impact environnemental, sa fiabilité et son bon rendement pour peu qu'elle soit utilisée quotidiennement.

Parmi les industriels concernés, on peut citer l'entreprise italienne Fiamm SoNick et l'américain General Electric.

Les batteries au lithium (Li-ion, etc.)

Pour que ce marché devienne massif, les coûts de ces technologies doivent diminuer. La cible 2020-2030 du CEA pour les batteries Li-ion est de 200-300 euros/kW pour 20 000 cycles, avec un objectif en 2030 du prix du kWh restitué à 7,5 centimes d'euro/kWh. Par ailleurs, les prix des batteries Li-ion baissent rapidement par effet d'échelle (30 % par an ces dernières années), baisse qui devrait se poursuivre avec la production massive de batteries pour les véhicules électriques et hybrides. Des progrès technologiques sont aussi attendus en termes de capacité (tension plus élevée), de gestion de la batterie (BMS, *Battery Management System*), etc.

Parmi les industriels concernés, on peut citer Saft (France), Byd (Chine), A123 (États-Unis).

Les bobines supraconductrices ou SMES

Les bobines supraconductrices ou SMES *(Superconducting Magnetic Energy Storage)*, qui stockent l'électricité sous forme d'énergie magnétique, ont pour principaux avantages de fournir une réponse rapide et de disposer d'une grande efficacité de conversion de l'énergie (rendements de l'ordre de 90 %). Ces systèmes qui peuvent couvrir la gamme d'énergie de quelques MWh à quelques GWh permettent la stabilisation en fréquence ou en tension du réseau de façon ponctuelle (quelques minutes). Ils permettent aussi d'intervenir pendant plusieurs heures pour accommoder soit des variations de production (EnR), soit des variations de charge (pointes). Leur coût d'investissement reste élevé en raison du prix des matières premières utilisées et des coûts de cryogénie. Il varie selon les applications et l'énergie stockée. La technologie en est aujourd'hui au stade de la démonstration.

Les supercapacités ou supercondensateurs

Les supercapacités stockent de l'énergie sous forme électrostatique : elles sont capables de fournir ou d'absorber des puissances unitaires très élevées (densité de puissance de 5 000-10 000 W/kg) avec une constante de temps de quelques dizaines de secondes. Un autre avantage est que leur cyclabilité est quasi illimitée. En revanche, leur densité d'énergie est faible, donc les temps de décharge sont courts (de quelques secondes à quelques minutes), ce qui restreint leur champ d'application. Leur coût peut être réduit en augmentant la tension, c'est-à-dire en faisant évoluer les matériaux d'électrodes et électrolytes.

En France, on compte quatre acteurs principaux dans ce domaine : Saft, BatScap (société du groupe Bolloré), Hutchinson (filiale du groupe Total) et Dow Kokam (dont

les principaux actionnaires sont le groupe Dassault et les compagnies américaines, The Dow Chemical Company et TK Advanced Battery).

Les volants d'inertie

Le principe du stockage dans un volant d'inertie ou FES (*Flywheel Energy Storage*) consiste en l'accumulation d'énergie cinétique dans un volant accouplé sur une même ligne d'arbre à une ou deux machines électriques tournantes, l'une étant un alternateur débitant sur un réseau secondaire, l'autre un moteur alimenté par un réseau électrique. C'est une technologie intéressante pour lisser les variations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables intermittentes (éolienne ou photovoltaïque) mais aussi en termes de régulation (fréquence, puissance instantanée) du réseau. Il s'agit d'un stockage de courte durée (inférieure à 1 heure), l'énergie stockée allant de 1 kWh à plusieurs centaines de kWh. La technologie est encore en phase de démonstration.

La production de petits systèmes à volant d'inertie augmente régulièrement, en parallèle avec la demande en UPS[1] (système d'alimentation sans interruption). Ses intérêts majeurs sont un taux de maintenance très faible et un très bon rendement de conversion. En revanche, le taux d'autodécharge est élevé. Ce système est aussi testé dans le domaine du transport sur rails.

En France, les entreprises Alstom, Sevil, Socomec, Ercteel travaillent sur cette technologie, de même que Thalès AES et EADS. Les acteurs étrangers sont : en Allemagne, Piller et Magnet Motors ; aux Pays-Bas, Centre for Concept in Mechatronics (CCM) ; au Canada, FESI ; aux États-Unis, Beacon Power, Sandia National Lab, Amber Kinetics Inc., Vycon, Regenerative Power and Motion, NASA.

Stockage d'électricité sous forme thermique

L'électricité peut également être stockée sous forme thermique[2] (chaud ou froid) mais dans ce cas, elle n'est pas récupérée ultérieurement et l'énergie thermique stockée sera utilisée sans transformation pour couvrir des besoins de chaleur ou de rafraîchissement :

- en ballon d'eau chaude (5 kWh pour produire 100 litres d'eau chaude sanitaire) ;
- dans l'inertie des murs : par exemple chauffage à + 2-3 °C d'un bâtiment en anticipant l'heure de pointe pendant laquelle le chauffage pourra être coupé ; le chauffage représente environ 100 kWh/jour l'hiver par logement de 100 m^2) ; l'inertie thermique des murs peut être améliorée à travers l'utilisation de matériaux à changement de phase ;
- dans le froid (eau glacée) dans les zones réclamant de la climatisation.

Transformation de l'électricité en un autre vecteur : hydrogène

Une manière de stocker l'énergie électrique fatale (en provenance des énergies renouvelables ou d'autres moyens de production comme le nucléaire en heures

(1) UPS : *Uninterruptible Power Supply*.
(2) Le stockage thermique est abordé de manière plus détaillée dans la partie Bâtiment.

creuses) est de la transformer en un autre vecteur énergétique, par exemple en produisant de l'hydrogène par électrolyse. L'hydrogène est ensuite facilement valorisable : en chimie, dans le réseau de gaz naturel, pour la production de carburants de synthèse, ou encore dans le cadre de la valorisation de CO_2 (par co-électrolyse ou par chimie). L'hydrogène peut aussi être stocké pour utilisation ultérieure en pile à combustible par exemple pour des applications dans les transports, ou encore, mais avec un rendement très faible par rapport à d'autres modes de stockage, pour réinjection d'électricité dans le réseau. Seulement, une difficulté majeure est la rentabilité économique de ce type de système, pénalisé par les coûts encore élevés des électrolyseurs et des dispositifs de stockage : la rentabilité est loin d'être acquise aujourd'hui en comparaison des options existantes.

À titre d'exemple, E.ON investit dans une installation pilote au Nord-Est de l'Allemagne capable de produire par électrolyse 360 m^3 d'hydrogène qui sera injecté dans le réseau de gaz.

L'hydrogène peut être produit par électrolyse à haute ou basse pression, à basse température (électrolyse alcaline ou PEM-*proton exchange membrane*) et, à long terme, par électrolyse à haute température, qui en est aujourd'hui au stade de la R & D. Selon les technologies, les rendements d'électrolyse varient de 50 % à 80 %. À titre d'exemple, *Proton Energy* commercialise aujourd'hui des électrolyseurs PEM d'un rendement de 52 %, une durée de vie de 10 000 heures, et un coût annoncé de l'hydrogène de 7 euros/kg.

Les fabricants ou développeurs d'électrolyseurs sont essentiellement des industriels et des PME : aux États-Unis, Proton Energy Systems ; au Canada, Hydrogenics ; en Norvège, Hydrogen Technologies (groupe Statoil); en Suisse, IHT ; en Allemagne, ELT, Siemens ; en France, CETH, Helion.

Caractéristiques des moyens de stockage et coûts d'investissement associés

Le tableau ci-après récapitule les différentes caractéristiques physiques des dispositifs de stockage (puissance, rendement, durée de vie) ainsi que les coûts d'investissement associés.

S'agissant du coût d'investissement, il faut souligner que celui-ci est particulièrement sensible à la puissance maximale d'accumulation, de déstockage et à la quantité maximale d'énergie stockée. Pour certaines technologies de stockage comme les STEP, les CAES, les batteries *redox-flow*, le stockage thermique, le coût total d'investissement comprend deux composantes :

- une première proportionnelle à la puissance maximale du dispositif de stockage (euros/kW) ;
- une seconde proportionnelle à la quantité d'énergie stockée (euros/kWh).

Caractéristiques et coûts d'investissement des principaux moyens de stockage d'électricité

	Puissance cible	Rendement	Durée de vie (ans)	Coût d'investissement par unité de puissance (€/kW)	Coût d'investissement par unité d'énergie (€/kWh)	Acteurs industriels français
Batteries classiques	10 kW-10 MW	0,7	10-12 (3 000 cycles)	250-350	500-1500	EXIDE, ENERSYS
Batteries à base de lithium	Qq kW/ Qq 100 kW	0,7-0,75	10-15	600-1 500	-	SAFT, VATSCAP, SVE, JV (RENAULT, CEA)
Batteries *redox-flow*	Qq MW	0,65-0,75	15-20	1 000-3 000	100-400	-
Batteries NiMH	Qq 100 kW/ qq MW	0,5-0,65	10-15	-	400-1500	SAFT
Batteries NaS	Qq 50 kW/ qq 10 MW	0,7-0,75	10-15	1 000-2 500	-	-
STEP	Qq MW/ qq GW	0,65-0,8	40-60	500-1500	70-150	ALSTOM, SIEMENS, EDF
CAES adiabatique en caverne	100-500 MW	0,5	30-40	450-650	50-80	ALSTOM, SIEMENS, SAINT-GOBAIN
CAES adiabatique en caverne	30-300 MW	0,7	30-40	700-1 000	35-80	ALSTOM, SIEMENS, SAINT-GOBAIN
CAES avec réservoir	Qq 1-10 MW	0,5	30-40	500-700	150-200	
Hydro-pneumatique	Qq 1 MW	0,75	20-30	600-1 000	200-500	
SMES (électro-magnétisme)	Qq kW/ qq 100 MW	0,75-0,8	20-30	100-500	-	
Supercapacités (EDLC)	Qq kW/ qq MW	0,75-0,8	10	100-500	-	BATSCAP, HUTCHINSON
Volants d'énergie	Qq kW/ qq 10 MW	0,85-0,95	20	150-3 000	-	SEVIL (*start-up*), ALSTOM, THALES, AES, EADS

Source : ADEME

Autres développements devant accompagner le stockage

Le développement de ces modes de stockage stationnaire implique également les développements technologiques suivants :

- *électronique de puissance* : besoin de composants et nouvelles architectures d'électronique de puissance, longue durée de vie, bas coûts, pour les nombreux convertisseurs AC/DC mais aussi DC/DC, ou autres… qui seront associés à ces stockages ;
- *contrôle-commande* : chacun de ces dispositifs de stockages impliqués dans des systèmes et des applications spécifiques nécessitera le développement de logiciels de contrôle-commande adaptés pour optimiser son fonctionnement (rendement, prix de revient du kWh, etc.,) en fonction de la technologie et du cahier des charges de l'application.

2.5. Le cas particulier des systèmes insulaires et des quartiers « *microgrid* »

Le stockage d'électricité trouve déjà sa place en métropole, dans des démonstrateurs de nouveaux quartiers visant une certaine autonomie énergétique sur le principe d'un *microgrid* connecté au système électrique principal, en lien avec une gestion de la demande (effacement). Il trouve aussi sa place, de façon déjà économiquement rentable, dans des systèmes électriques insulaires, compte tenu du prix de revient de l'électricité dans ces régions (de 120 à 280 euros/MWh).

Dans les deux cas, l'objectif est d'assurer la stabilité du réseau face à une production EnR intermittente (éolien ou photovoltaïque), en association avec de l'effacement. Dans les îles, la part des EnR varie selon les territoires (valeurs 2009, à réévaluer) : Réunion : 36 % ; Guadeloupe : 12 % ; Martinique : 4 % ; Guyane : 67 % ; Corse : 26 %. La part d'EnR intermittentes est également variable d'un territoire à l'autre.

EDF SEI, direction d'EDF chargée des systèmes électriques insulaires, développe ainsi un savoir-faire important de gestion de réseaux de taille finie incluant différentes sources de production, dont des EnR intermittentes, de l'effacement et du stockage, comme la batterie Na/S de 1 MW à la Réunion. De fait, les collectivités des îles commencent à intégrer dans leurs schémas d'investissement le dimensionnement couplé des énergies renouvelables et du stockage nécessaires pour satisfaire à leurs besoins. Les appels d'offres de la CRE portant sur les installations photovoltaïques ou éoliennes vont dans le même sens.

Dans les pays en développement, les réseaux vont se développer à partir de sites éloignés les uns des autres (villages, petites villes) qui vont d'abord fonctionner de façon autonome (régime insulaire) ou quasi autonome (schéma du quartier *microgrid*) avec des énergies renouvelables, intermittentes et de base quand ils en disposent (cours d'eau, biomasse) et du stockage. Ces *microgrids* coalescent ensuite pour former un réseau à l'échelle national.

Les technologies développées et les retours d'expérience acquis sur les démonstrateurs de métropole – qui visent des coûts de stockage très faibles – ou sur les systèmes insulaires pour lesquels le pilotage offre/stockage/demande doit être très pointu en présence d'un fort taux d'EnR intermitttentes, pourront être valorisés dans de nombreux pays.

En Europe, le même mécanisme pourrait exister à partir de gros démonstrateurs « *smart grids* », par exemple au sein de nouveaux quartiers. De tels nouveaux quartiers pourront impliquer d'entrée de jeu :

- des sources d'énergie renouvelable ;
- du stockage ;
- et une gestion locale (concept *microgrid*) de la production, du stockage, de la maîtrise de la consommation et de l'effacement.

Ces quartiers intégreront également des aspects de mobilité, notamment électrique.

Au-delà des expériences conduites en milieu insulaire, on peut citer des exemples de démonstrateurs visant des quartiers comme *NiceGrid* (dans le cadre d'un projet européen) ou encore le projet *IssyGrid* d'Issy-les-Moulineaux en région parisienne. Ce

quartier d'affaires de 160 000 m^2, où évolueront 10 000 personnes et qui comportera également des logements Haute qualité environnementale (HQE) fonctionnera en micro-réseau, associant :

- multi-sources : petit éolien, photovoltaïque, cogénération ;
- multi-stockage : batteries, volant d'inertie ;
- multi-charges : consommation des bureaux, infrastructures de recharge de véhicules électriques, éclairage public.

Les acteurs de ce projet sont Microsoft, Bouygues Immobilier, ETDE, Schneider Electric, Steria, ERDF, Alstom, Total et la Mairie d'Issy-les-Moulineaux.

Les applications industrielles de l'électricité

L'amélioration de l'efficacité énergétique dans l'industrie et le remplacement de sources fossiles par de l'électricité vont modifier la répartition des usages de l'électricité en industrie. Les moteurs électriques semblent représenter le gisement d'amélioration de l'efficacité énergétique le plus important, pour lequel certaines technologies sont déjà disponibles et matures, d'autres en développement. La France fait partie des leaders mondiaux pour les moteurs de forte puissance. Des placements électriques à court et moyen terme pourront concerner la récupération de chaleur *via* les pompes à chaleur et la compression mécanique de vapeur, pour lesquels les technologies sont matures mais nécessitent des adaptations à ce type d'utilisation. À plus long terme (peu probable avant 2030), le développement de l'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène, notamment de l'électrolyse haute température, pourrait venir se substituer au vaporeformage de gaz naturel dans certains secteurs. Enfin, une rupture pourrait venir de nouvelles utilisations des fours électriques, notamment dans le secteur du raffinage, mais le stade de la recherche n'a pas encore été dépassé.

En 2008, l'industrie représentait environ 28 % de la consommation électrique française, soit 138 TWh. De nouveaux usages de l'électricité en substitution aux combustibles fossiles (placement électrique, à système industriel constant), et des améliorations de l'efficacité énergétique des usages existants peuvent faire évoluer ces consommations. Le gisement d'utilisation d'électricité dans l'industrie française se répartit entre les technologies existantes (20,6 TWh/an à l'horizon 2020) et les ruptures technologiques, industrialisables à 2020 ou plus (sidérurgie: 40 à 50 TWh/an, chimie et raffinage : 35 TWh/an, soit 75 à 85 TWh/an). Au total, cela représente environ 95 TWh/an de placement électrique possible dans l'industrie française. De nombreuses actions en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes électriques industriels ont déjà été réalisées. Le gisement important des moteurs électriques permettrait, par amélioration de leur performance énergétique, des réductions de consommation de 23,4 TWh/an.

1 ■ Progrès technologiques sur les composants

Les pompes à chaleur (placement attendu : 8 TWh/an), par un élargissement de leur domaine de fonctionnement aux hautes (60-100 °C) et très hautes (100-140 °C) températures, permettraient la récupération de la chaleur dans les rejets industriels jusqu'à 100 °C, non valorisables par échangeurs thermiques. Actuellement, des pilotes industriels fonctionnent à 100 °C. Les verrous technologiques tiennent à la montée en température : ils concernent les fluides frigorigènes (compatibilité avec des températures élevées, sécurité élevée – non toxique, non inflammable, bonnes performances, respect de l'environnement) et les compresseurs (tenue en pression et température, huile compatible avec le fluide, performances adaptées). Les technologies très hautes températures (THT) sont encore émergentes (trois brevets en France, stade pilote). La PAC THT 140 °C devrait être testée en laboratoire à partir de décembre 2011 et une mise en place sur site industriel doit avoir lieu en décembre 2012. Un démonstrateur de PAC THT 160 °C est prévu pour 2016. Les principales

industries concernées sont la chimie, l'industrie agroalimentaire (IAA) et la papeterie (voire le nucléaire et la métallurgie). L'une des difficultés pratiques est le couplage entre le *process* initial et celui utilisant la chaleur récupérée : *a priori* il faut que le second ne gêne pas le premier ou prévoir un stockage intermédiaire ou complémentaire de chaleur.

La compression mécanique de vapeur (CMV) (placement attendu : 1,7 TWh/an) est une technologie mature, qui consiste à récupérer de la vapeur « usagée » et à lui redonner, par compression, des niveaux de température et de pression utiles dans le procédé. L'obstacle à sa diffusion est le coût élevé des équipements, dû à la complexité du traitement des buées. Cette technologie est classiquement utilisée pour la distillation et la concentration par évaporation (notamment dans le dessalement de l'eau de mer) : la concentration de liquides par évaporation avec CMV est une technique mature. Les développements portent essentiellement sur les nouvelles applications, dont la concentration des effluents, en raison des contraintes environnementales, notamment dans le domaine de l'industrie mécanique. La valorisation des rejets thermiques dans les secteurs de la parachimie et des IAA est une autre application possible de la CMV. Le verrou principal au développement de cette technologie réside dans la standardisation des matériels, nécessaire pour conduire à des gains sensibles sur l'investissement. Comme pour les PAC, une des difficultés pratiques est le couplage entre le *process* initial et celui utilisant la chaleur récupérée.

Les moteurs électriques utilisés en industrie représentaient, en 2007, 70,5 % de la consommation électrique industrielle. Le gisement d'économie d'énergie est de 23,4 TWh/an, permis par des évolutions technologiques incrémentales. Les actions à mettre en œuvre à l'échelle industrielle font référence à des technologies matures : moteurs asynchrones de classe d'efficacité IE2[1] (diffusion industrielle) et IE3 (diffusion encore limitée), dispositifs de variation de vitesse sur les moteurs (diffusion industrielle), variation électronique de vitesse avec un moteur synchrone à aimants permanents (technologie naissante, réalisations industrielles encore rares, mais développement industriel envisageable avant 2030), amélioration de la transmission entre le moteur et la machine entraînée (diffusion industrielle), gestion technique centralisée pour des utilités (diffusion industrielle). Le développement de moteurs à aimants sans électronique de pilotage pourrait constituer un saut technologique, permettant une plus large diffusion des moteurs économes en énergie. Le taux de renouvellement annuel des moteurs en industrie est de 5 %, il faudra donc attendre 2020 pour que la moitié des moteurs du parc actuel fassent l'objet de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique.

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau (placement attendu : 25 TWh/an[2]) fait partie des technologies susceptibles de remplacer la production d'hydrogène par vaporeformage de gaz naturel dans certains secteurs à moyen-long terme. L'électrolyse alcaline est une technologie arrivée à maturité industrielle. L'électrolyse haute température (EHT), en développement, présente l'avantage d'avoir un rendement énergétique élevé (entre 90 % et 100 %). L'énergie nécessaire à la

(1) Les classes de rendement pour les moteurs sont définies par une norme internationale ; IE1 (rendement standard), IE2 (haut rendement, obligatoire depuis juin 2011) et IE3 (rendement premium, sera obligatoire à partir de 2015 ou 2017 selon la puissance).
(2) En considérant la production actuelle d'hydrogène en France.

dissociation de l'eau peut être apportée sous forme d'électricité ou de chaleur : plus la température augmente, plus la quantité d'énergie qu'il faut fournir sous forme d'électricité diminue. Deux technologies sont développées : l'électrolyse à 500-600°C, au stade de recherche, et l'électrolyse à 800-1 000 °C, au stade du développement de petits prototypes. Le principal verrou technologique est la dégradation des matériaux dans les conditions de fonctionnement, qui nuit à la rentabilité économique du système. L'étude des causes de dégradation et l'optimisation des cellules en termes de matériau et microstructures pourraient lever ce verrou. Si les efforts en R & D sont soutenus, des systèmes d'EHT pourraient arriver à maturité à l'horizon 2015-2020, mais ne devraient pas être compétitifs avant 2030-2040 (cela dépendra fortement de l'évolution de la contrainte carbone). L'EHT nécessite cependant une charge constante, ce qui pose la question de l'interruptibilité du procédé.

À plus long terme, des procédés concurrentiels seraient les procédés biologiques ou thermochimiques, mais ils sont encore loin de la maturité industrielle. La production d'hydrogène à partir d'électricité permettra son utilisation sur site, sans transport ni stockage, notamment dans les secteurs de l'ammoniac (pour les nouvelles unités), de la production de carburants liquides à partir de biomasse (pour équilibrer le ratio H_2/CO), de la sidérurgie (pour la réduction du minerai de fer dans les unités de production déjà existantes), et pour la production d'Hythane®[1].

L'électrolyse directe du minerai de fer à partir d'électricité est un procédé de rupture à l'étude, qui fait l'objet de développement à l'échelle de pilote de laboratoire permettant de produire quelques kilogrammes de fer. Le déploiement industriel semble encore lointain (au-delà de 2030), des difficultés techniques persistant. Aujourd'hui, l'électrolyse directe du minerai de fer, très peu utilisée, se fait avec du gaz naturel principalement (procédé MIDREX, déjà appliqué dans quelques unités sidérurgiques). Par ailleurs, l'électrolyse directe est déjà employée dans la production de zinc, aluminium et nickel.

Les fours électriques (placement attendu : 10 TWh/an dans le secteur du raffinage) pourraient connaître un renouveau dans les industries du raffinage, avec le développement de fours à induction, et dans l'industrie du recyclage des métaux, avec les fours à arc, technologie mature utilisée essentiellement dans l'industrie de la métallurgie. L'utilisation de l'induction dans l'industrie est un procédé classique, les évolutions technologiques sont d'ordre incrémental. La rupture technologique pourrait venir de l'utilisation de l'induction dans de nouveaux secteurs, notamment celui du raffinage, pour le chauffage d'hydrocarbures. Le développement d'un four électrique, en particulier d'un four multitubulaire à induction (piste privilégiée), constituerait une réelle rupture technologique. Le chauffage électrique donnerait lieu à une régulation plus fine des transferts de chaleur, à une efficacité de transfert élevée et à une augmentation de la sécurité du procédé. Une autre évolution technologique pourrait provenir de l'utilisation de fours à induction à bobines supraconductrices dans l'industrie de l'aluminium, lesquels permettraient d'améliorer l'efficacité énergétique de l'induction de 30 points par rapport à l'induction classique. Le principe semble validé, un tel four fonctionne déjà en Allemagne.

(1) Carburant formé par mélange de gaz naturel et d'hydrogène, qui pourrait devenir moins coûteux que le gaz naturel à partir de 2030 et dont le rendement de combustion est supérieur à celui du GNV de 5 % à 10 %.

2 ■ Industrie et acteurs français

S'agissant de l'offre en moteurs électriques, le français Leroy-Somer est l'un des leaders pour les moteurs de grosse puissance (supérieure à 100 kW). Les principaux concurrents sont allemands (ABB, Siemens, etc.), brésiliens (Weg), les moteurs asiatiques étant globalement de moindre qualité. Pour les plus petits moteurs, fabriqués en grande série, les pays de l'Est sont mieux placés.

Concernant les PAC hautes températures, un projet français (VALENTHIN) vise à exploiter le gisement thermique des industries chimiques, papetières et de traitement de déchets dans la région lyonnaise. Il prévoit la mise en œuvre de démonstrateurs de PAC 160 °C de 2 MW à l'horizon 2016.

Pour les fours électriques, une collaboration Total RM[1] et EDF R & D prévoit la construction d'un pilote semi-industriel en 2015, lié à la meilleure technologie retenue à l'issue de la phase d'étude du projet. Le principe de fonctionnement du four reposerait sur l'induction.

(1) Total RM est la branche « raffinage et marketing » du groupe.

Captage, transport, stockage et valorisation du CO_2

Les centrales thermiques à charbon et à gaz représentent une part significative dans la production mondiale d'électricité (respectivement 40 % et 20 %), situation qui devrait perdurer à l'horizon 2030 d'après le scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie. Le captage et stockage de dioxyde de carbone (CCS, *Carbon Capture and Storage*) apparaît donc comme une solution incontournable à long terme, en particulier pour le charbon, plus émetteur, pour réduire les émissions de dioxyde de carbone associées à ces moyens de production. Le CCS ne concerne pas seulement la production d'électricité mais aussi des industries fortement émettrices de CO_2 comme la sidérurgie, la cimenterie, etc. Les techniques de captage diffèrent de celles employées pour la production d'électricité, puisqu'elles doivent s'adapter aux particularités des procédés visés, donc les équilibres économiques (coûts et bénéfices) diffèrent également. Outre les difficultés techniques qui concernent d'ailleurs plus le captage que les phases de transport et de stockage – pour la production d'électricité, l'axe majeur est la mise au point de méthodes de captage moins énergivores et plus flexibles –, la filière CCS est confrontée à des problématiques d'acceptation sociale à l'échelle aussi bien locale que nationale :

- la mise en œuvre du captage dans une centrale d'électricité diminue le rendement global de la centrale[1] donc implique de produire plus pour répondre à des besoins équivalents ;
- le transport du CO_2, par pipeline ou par camion, en particulier sur de longues distances, de même que le stockage peuvent se heurter à des résistances locales craignant les fuites éventuelles ou les nuisances occasionnées.

La valorisation du CO_2, qui vise son utilisation comme matière première dans des procédés industriels, chimiques ou biologiques, est envisagée, en complément du stockage. Son potentiel de marché est globalement plus faible que celui du stockage. Son intérêt économique et environnemental, à analyser au cas par cas, dépend fortement de la voie de valorisation choisie parmi la dizaine de solutions existantes.

Du fait des champs d'application visés, la France ne possède pas de marché national significatif. Cependant le potentiel à l'échelle mondiale est important, il s'agit d'une technologie incontournable à moyen et long terme et, de surcroît, il existe des acteurs français ayant les compétences et les capacités nécessaires pour investir le marché mondial. Il importe donc de soutenir les phases de recherche et de démonstration afin de disposer de technologies compétitives sur le marché mondial à l'horizon 2030.

Parmi les acteurs français présents sur ce segment, on trouve : des organismes de recherche comme l'IFPEN et le BRGM ; des équipementiers comme Alstom et Air Liquide positionnés sur le captage ; des industriels émetteurs comme EDF, GDF Suez, Arcelor Mittal, Lafarge ; des entreprises du monde pétrolier pouvant mobiliser des compétences connexes comme Total, Schlumberger, Technip.

(1) Dans une sidérurgie, le recours au captage conduit à l'inverse à une réduction de la consommation énergétique du procédé.

Les techniques de captage, transport et stockage du dioxyde de carbone (CCS) sont des procédés visant à séparer le dioxyde de carbone de ses sources d'émission, majoritairement industrielles et énergétiques, et à le transporter après purification et compression vers un lieu de stockage où il sera isolé de l'atmosphère sur le long terme, entravant ainsi sa contribution au réchauffement climatique. Ces techniques concernent non seulement le secteur de la production d'électricité (centrales thermiques fonctionnant au charbon, au gaz naturel, à la biomasse ou au fioul) mais également des procédés industriels fortement émetteurs de CO_2 comme la sidérurgie, la cimenterie, la papeterie, le traitement du gaz naturel, la production d'ammoniac et de fertilisants, la production de carburants de synthèse (à partir de biomasse ou de gaz naturel) et d'hydrogène. Les champs d'application sont donc très vastes, de même que le potentiel de réduction des émissions associé à ces techniques, aussi bien au niveau français que mondial. En France, les émissions actuelles combinées de CO_2 du secteur de la production d'électricité et de procédés industriels représentent environ 75 millions de tonnes par an (environ 19 % des émissions de CO_2 nationales). Les acteurs français de la filière sont regroupés au sein du « Club CO_2 », créé en 2002 à l'initiative de l'ADEME. Dans le scénario Blue Map de l'AIE, le CCS, en permettant d'éviter environ 10 GT de CO_2 rejetés dans l'atmosphère, contribue à hauteur de 19 % à la réduction des émissions mondiales en 2050[1]. Le CCS est considéré comme une solution majeure pour la réduction des émissions des sites existants (« *carbon lock-in* »). En complément, il faut tenir compte du potentiel de valorisation du CO_2, c'est-à-dire de son utilisation comme matière première, qui n'est pas négligeable. En effet, le CO_2 est d'ores et déjà utilisé soit sans transformation dans des procédés industriels spécifiques, soit après transformation pour obtenir des produits chimiques.

1 ■ Le captage, transport, stockage de CO_2

1.1. Le captage

État des lieux

Il existe trois principales méthodes de captage du CO_2, à divers stades de maturité, et testées à des échelles différentes : la précombustion, la postcombustion et l'oxycombustion. Le déploiement commercial dans les centrales électriques et les procédés industriels concernés est envisagé à partir de 2020[2], en fonction de l'évolution des verrous techniques, économiques et sociétaux. Il est difficile aujourd'hui de déterminer laquelle de ces trois techniques deviendra majoritaire ; des améliorations doivent être réalisées sur chacune d'entre elles. Une coexistence des différentes voies avec application des technologies de captage pertinentes au cas par cas n'est pas à exclure.

(1) Cette contribution du CCS à la réduction des émissions mondiales de CO_2 en 2050 se répartit de la manière suivante : 55 % dans le secteur de la production d'électricité (charbon : 65 % ; gaz naturel : 30 %, biomasse : 5 %) ; 16 % dans l'industrie (sidérurgie, cimenterie, chimie, papeterie) ; 29 % dans le traitement du gaz naturel et production des carburants de synthèse et d'hydrogène.

(2) La technique de postcombustion, qui consiste à capter le CO_2 provenant des fumées de combustion (aujourd'hui à l'aide de solvant de types solution d'amines ou d'ammoniac refroidi) est une technique bien connue et maîtrisée dans les procédés de séparation du CO_2 du gaz naturel à la sortie des puits d'extraction. Son application à des centrales thermiques ou des procédés industriels nécessite néanmoins des adaptations importantes des équipements et processus.

Éléments de coûts

Le surcoût engendré par la mise en place du CCS est majoritairement dû au captage du CO_2, dont la contribution est estimée à plus de deux tiers. Cela s'explique notamment par les coûts d'investissements liés à l'installation des équipements de captage (nécessitant parfois des adaptations importantes du site concerné) et une diminution du rendement de la chaudière de 8 % à 10 %[1] (sites de production d'électricité). Les estimations de coûts disponibles aujourd'hui doivent être validées lors de la mise en place des projets. Elles indiquent une fourchette de 35 à 90 euros par tonne de CO_2 évitée[2]. Des projets intégrés de CCS sur centrale à charbon deviendraient ainsi compétitifs à partir d'un prix d'environ 40 euros par tonne de CO_2 dans le cadre de l'EU ETS.

Verrous technico-économiques

- Réduction de la pénalité énergétique (optimisation énergétique des procédés de captage et de leur intégration dans les sites de production). Ce verrou a également une importante dimension sociétale : une installation engendrant une surconsommation de combustibles fossiles est perçue de façon négative ;
- flexibilité des procédés ;
- intégration du captage dans des procédés industriels tels que la production d'acier (l'application du captage pouvant améliorer le rendement de l'installation sous réserve de réussir les adaptations à apporter au procédé de production lui-même).

Principaux axes de recherche et d'innovation

- Développement de nouvelles méthodes de séparation du CO_2 moins énergivores tels que des procédés cryogéniques ou la combustion en boucle chimique ;
- adaptation des procédés de captage à la variation de charge de la centrale électrique ;
- développement et déploiement de procédés de captage spécifiques pour les procédés industriels ;
- amélioration de l'efficacité énergétique de la compression du CO_2 ;
- amélioration du rendement des centrales en l'absence de CCS (les rendements PCI d'une centrale au charbon pulvérisé et d'un cycle combiné gaz naturel pourraient ainsi dépasser respectivement 50 % et 65 % à l'horizon 2030).

Acteurs et projets

En France, les efforts de recherche, développement et déploiement des technologies de CSCV[3] menés par les acteurs publics et privés sont soutenus notamment par

(1) La « pénalité énergétique » des procédés de captage est due à la compression, la régénération du solvant dans le cas de la postcombustion et la production d'oxygène dans le cas de l'oxycombustion.
(2) En fonction du procédé et du combustible utilisés. Source : ZEP (Zero Emissions Platform) (2011), *The Costs of CO_2 Capture, Transport and Storage*, juillet.
(3) CSCV : captage, stockage et valorisation du CO_2.

l'Agence nationale de la recherche (ANR), l'ADEME (fonds démonstrateurs de recherche, programmes R & D) et les investissements d'avenir. Les pôles de compétitivité (principalement Avenia, Risques, Axelera) jouent également un rôle important.

Dans le cadre des appels à projets (AAP) de l'ANR (2005–2008), de nombreux projets portent sur le captage du CO_2, dont le développement de nouveaux matériaux et procédés (« Gascogne », « Cicadi », etc.).

Parmi les trois lauréats de l'AAP CCS du fonds démonstrateur de l'ADEME (2010, aide totale de 38 millions d'euros), deux portent sur le captage : par amines avancées (postcombustion énergie) sur une centrale à charbon au Havre (« C_2A_2 », porté par EDF et Alstom) et appliqué à la sidérurgie (postcombustion industrie, projet intégré « Ulcos » porté par ArcelorMittal en Lorraine). Il est à noter que ce dernier candidate également au fonds européen « NER 300 » pour un déploiement à échelle commerciale, ce qui représenterait une première mondiale dans ce domaine.

Dans le cadre des investissements d'avenir, le CSCV est éligible à la mise en place d'Instituts d'excellence en matière d'énergies décarbonées (IEED) et à la mise en place de démonstrateurs et de plateformes technologiques (appel à projets clôturé le 15 novembre 2011).

À noter également que Total mène à Lacq/Rousse en Aquitaine un projet intégré de CCS avec captage du CO_2 sur une chaudière en oxycombustion.

Ainsi, les acteurs-émetteurs tels que les énergéticiens ou industriels se positionnent en tant qu'intégrateurs pour décarboner leur production. Ils ont recours en matière de captage de CO_2 à des équipementiers et ingénieries comme Alstom (fourniture de centrales CCS clés en main), et des fournisseurs de technologies comme Air Liquide. Des acteurs de petite taille (PME/ETI) interviennent sur le captage (comme sur les autres maillons de la chaîne de valeur) en apportant des compétences ciblées concernant les matériaux et équipements utilisés.

Les acteurs se positionnent sur le marché domestique (pour lequel l'application à des procédés industriels semble particulièrement pertinente) et à l'export (exemple d'Alstom en Chine).

À l'échelle européenne, le captage de CO_2 fait partie des priorités de recherche soutenues par le PCRD[1]. En matière de déploiement à échelle industrielle, le captage est développé dans le cadre de projets intégrés de CCS, notamment ceux qui candidatent au premier appel à projets du fonds européen NER 300 : parmi les huit projets en attente de décision finale, deux ont recours à la postcombustion, un à l'oxycombustion, trois à la précombustion et deux au captage du CO_2 de procédés industriels.

(1) PCRD : Programme-cadre de recherche et de développement.

1.2. Le transport

État des lieux

Les solutions couramment envisagées pour transporter le CO_2 – principalement sous forme supercritique ou liquide – du lieu de captage au lieu de stockage sont le transport par canalisation ou par bateau, les canalisations étant privilégiées pour le transport de grandes quantités de CO_2 sur des distances allant jusqu'à un millier de kilomètres environ. Ces techniques sont déjà utilisées aujourd'hui : dans le monde, plus de 3 000 km de canalisations (principalement aux États-Unis) transportent quotidiennement 50 millions de tonnes de CO_2 par jour pour la récupération assistée de pétrole. Le transport de CO_2 par bateau existe également mais à plus faible échelle : en Europe, des bateaux sont utilisés pour transporter environ 1 000 tonnes de CO_2 de qualité alimentaire.

Éléments de coûts

Contrairement au captage, le transport du CO_2 ne contribue que légèrement aux coûts de la filière du CCS. En fonction de la distance entre sites de captage et de stockage et du moyen de transport utilisé, les coûts du transport du CO_2 sont aujourd'hui estimés à moins de 10 euros par tonne (canalisation) et moins de 20 euros par tonne (bateau). La limitation de ces coûts et plus généralement des obstacles à franchir en matière de transport de CO_2 nécessiteront d'anticiper la mise en place d'une véritable infrastructure de transport de CO_2, reliant sites émetteurs et de stockage et permettant de mutualiser les coûts et risques associés.

Verrous technico-économiques / axes de recherche et d'innovation

Le transport de CO_2 peut être considéré comme mature. Toutefois, le CO_2 transporté aujourd'hui dans le monde est d'une très grande pureté, ce qui ne sera pas forcément le cas du CO_2 capté des centrales thermiques ou des procédés industriels. Cela implique une bonne tenue des matériaux des canalisations et des réservoirs (résistance à la corrosion) en présence d'impuretés (eau, oxydes d'azote, oxydes soufrés), une bonne maîtrise de l'écoulement des fluides complexes et des moyens de détection fiables des fuites afin d'assurer la sécurité du transport.

Acteurs et projets

Au-delà de la mise en place du transport de CO_2 dans le cadre de projets intégrés (voir ci-dessus), des projets ciblés examinent, au niveau territorial, la mise en place d'une infrastructure mutualisée de transport de CO_2. À titre d'exemple, la zone industrialo-portuaire du Havre a été choisie comme terrain d'expérimentation dans le cadre du projet « COCATE », piloté par IFP Énergies nouvelles et Le Havre Développement : il s'agit d'étudier la mise en place d'un réseau de transport de CO_2 afin de mutualiser le captage et le transport du CO_2 entre différents industriels émetteurs. Cofinancé par l'Europe dans le cadre du 7e PCRD, le projet associe sept autres partenaires européens de la recherche et de l'industrie.

Le transport du CO_2 fait appel à des compétences de traitement et d'acheminement de gaz naturel et industriel. Des acteurs du secteur pétrolier et gazier tels que Total ou

Schlumberger peuvent ainsi de positionner sur ce maillon, en ayant recours à des fournisseurs d'équipements tels que Vallourec.

1.3. Le stockage

État des lieux

Une fois capté et acheminé jusqu'au site de stockage, le CO_2 est injecté dans un réservoir en profondeur. Le stockage peut se faire dans trois principales formations géologiques : les gisements de charbon inutilisés, les gisements pétrolifères et gaziers anciens ou en cours d'exploitation et les formations salines (aquifères salins profonds). Le stockage océanique semble aujourd'hui exclu par la communauté scientifique. Les sites les plus prometteurs en matière de capacité (théorique) de stockage sont les formations salines. Les technologies utilisées font appel à des compétences relatives à l'exploration et l'exploitation du sous-sol (caractérisation de sites, modélisation du comportement des gaz injectés, procédés d'injection, méthodes de surveillance).

Éléments de coûts

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 20 euros par tonne de CO_2. Il varie selon les caractéristiques du site : gisements d'hydrocarbures ou formations salines ; terrestre ou marin ; capacité de stockage[1]. Ces estimations seront à valider dans le cadre de la mise en place des projets, des incertitudes pesant notamment sur les coûts réels de la surveillance et du suivi des sites à long terme et de la capacité prouvée d'accueillir du CO_2. Les seuls projets commerciaux aujourd'hui sont étroitement liés à l'exploitation d'hydrocarbures afin d'assurer leur viabilité économique (stockage dans des gisements en fin de vie avec, pour certains, recours à de la récupération assistée de pétrole ou *Enhanced Oil Recovery*, EOR).

Verrous technologiques et sociétaux

Pérennité du stockage : une période minimale de stockage de plusieurs siècles est nécessaire si l'on veut lutter efficacement contre le réchauffement climatique. Des études géologiques poussées sont donc indispensables afin de s'assurer de l'étanchéité du stockage sur le long terme et de l'inertie chimique du CO_2 vis-à-vis du réservoir (problèmes de réactivité du CO_2 avec la roche réservoir). Pendant la durée de vie du stockage, les risques de fuite (mêmes faibles) vont imposer des contraintes particulières de surveillance et de *monitoring.*

Effets sanitaires et environnementaux du stockage : il faudra s'assurer que les nappes d'eau potable ou des micro-organismes se développant en profondeur ne risquent pas d'être atteints.

Faisabilité sociétale : faire accepter aux riverains les pipe-lines, les circulations de camions remplis de gaz carbonique, les stockages profonds, etc., nécessite de les

(1) Source : Zero Emissions Platform (ZEP).

convaincre de l'absence de risque de fuite ou de nuisances d'aucune sorte, dans le cadre d'une démarche de concertation adaptée. L'encadrement réglementaire jouera un rôle essentiel dans ce contexte. Le cadre législatif et réglementaire pour le stockage géologique sûr et pérenne a été instauré en France lors de la transposition de la directive 2009/31/CE.

Axes de recherche et d'innovation

- Évaluation fine des capacités de stockage géologique à terre et en mer ;
- techniques de caractérisation et modélisation des sites de stockage ;
- développement de techniques et méthodes de surveillance à long terme à coûts compétitifs.

Acteurs et projets

De nombreux projets de recherche soutenus par l'ADEME et l'ANR portent sur le stockage du CO_2[1]. Dans le cadre du fonds démonstrateurs, le projet « France Nord » piloté par Total associé à plusieurs industriels et organismes de recherche français et européens vise à tester sur une petite échelle la capacité des aquifères salins du nord de la France à stocker les émissions industrielles de CO_2.

Compte tenu de difficultés techniques et sociétales, une application du stockage à échelle industrielle pourrait être envisagée à partir de 2020 (notamment en ce qui concerne les réservoirs pétroliers et gaziers), après une phase de démonstration et d'apprentissage entre 2010 et 2020.

En France, le potentiel de stockage *onshore* devra être estimé finement. En complément, des installations pilotes comme celle de Lacq déjà évoquée plus haut pourraient permettre de développer un savoir-faire valorisable à l'étranger.

2 ■ La valorisation du CO_2

L'utilisation industrielle de dioxyde de carbone s'élevait à 153,5 millions de tonnes en 2008 au niveau mondial. En effet, le CO_2 est aujourd'hui utilisé soit comme intrant dans l'industrie chimique (100 millions de tonnes de CO_2 en 2008 pour l'élaboration de produits chimiques comme l'urée, le méthanol, l'acide salicylique, etc.), soit dans l'industrie pétrolière (40 Mt CO_2 utilisés en 2008 pour la récupération assistée des hydrocarbures) ou encore directement dans des applications industrielles (les besoins en 2008 s'élevant à 13,5 Mt CO_2 pour la production de fluides réfrigérants, solvants, gazéifiants des boissons, etc.). L'enjeu est de trouver de nouvelles applications afin d'augmenter la part de CO_2 actuellement valorisé comme matière première : en fonction des voies de valorisation, le CO_2 est stocké définitivement ou pour un temps donné. Le potentiel d'utilisation du dioxyde de carbone pour la production d'intermédiaires chimiques ou de carburants n'est en effet pas négligeable : 0,5 Gt de CO_2 pourrait être valorisée pour la production d'intermédiaires chimiques et 1,5 Gt pour la fabrication de produits à valeur énergétique. Les enjeux technologiques concernent

(1) Voir la feuille de route de l'ADEME pour des exemples de projets.

la mise au point de procédés de conversion du CO_2 en ces produits à plus forte valeur ajoutée, tout en respectant deux critères : la compétitivité économique et un bilan environnemental positif (la molécule de CO_2 nécessitant des niveaux d'énergie significatifs pour être transformée). Pour l'instant, ces voies de conversion sont au stade de la recherche industrielle et du pilote. Les études portent principalement sur :

- la conversion électrochimique, visant à une hydrogénation du CO_2 ;
- la conversion catalytique, visant davantage au couplage du CO_2 avec d'autres molécules pour conduire à des carbonates organiques, notamment utilisés dans le marché en plein essor des batteries au lithium, ou encore des polycarbonates ;
- la conversion biocatalytique et biologique, permettant l'utilisation d'algues, d'enzymes pour la synthèse économique de produits à haute valeur ajoutée.

Les hydrocarbures non conventionnels

Les hydrocarbures non conventionnels, de roche-mère en particulier, sont depuis peu l'objet d'un intérêt marqué, à juste titre : les enjeux sont conséquents puisque les réserves de gaz de roche-mère, pour ne mentionner qu'elles, pourraient être le double de celles des gaz conventionnels (soit une centaine d'années de consommation supplémentaires, au rythme actuel). Ces ressources sont connues de longue date mais c'est la combinaison des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique qui a rendu leur exploitation économiquement rentable. Le recours à ces nouveaux gisements est déjà une réalité aux États-Unis, où ils représentent 30 % de la production de gaz, et où il s'est traduit par une forte diminution des prix domestiques du gaz et par une nette amélioration de la sécurité énergétique : autrefois importateurs, les États-Unis sont devenus exportateurs de gaz. En France, où le potentiel de ressources est élevé, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures par forage suivi de fracturation hydraulique est interdite depuis la loi du 13 juillet 2011. Les impacts de l'exploitation de ces ressources sur l'environnement (en particulier la gestion des effluents de production et l'emprise au sol) de même que la consommation en eau soulèvent des inquiétudes que des expériences désastreuses outre-Atlantique n'ont pas contribué à apaiser. La technique de fracturation hydraulique, utilisée depuis une soixantaine d'années dans les champs pétroliers et gaziers conventionnels, ne devrait pas connaître de ruptures majeures mais des améliorations progressives devraient permettre de mieux contrôler l'exploration et l'exploitation de ces ressources et d'en diminuer les impacts.

À cet égard, les progrès visés concernent la compréhension du milieu géologique avant l'exploration, la transparence sur la composition du fluide de fraction et les effets toxicologiques ou éco-toxicologiques de ses composants, enfin le traitement de l'eau de sortie.

Un certain nombre d'entreprises françaises sont présentes sur ce secteur, comme exploitants (entreprises gazières et pétrolières : Total, GDF Suez), prestataires de services de forage (CGG-Veritas, Schlumberger, Technip) ou équipementiers (Vallourec).

Ce travail sur les hydrocarbures non conventionnels a été mené dans un esprit délibérément **technique**. Le contexte actuel fait que l'acceptation par nos concitoyens de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère en France reste en suspens. Plusieurs pays, au premier rang desquels les États-Unis, se sont déjà lancés dans l'exploitation de ces réserves non conventionnelles, souvent à l'initiative de petites entreprises pionnières, ce qui a pu occasionner quelques incidents fâcheux et certaines dégradations environnementales. En France, la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 a interdit sur le territoire national l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique et a abrogé les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique. Pour autant, ce chapitre s'intéresse en particulier aux perspectives d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels par la méthode de la fracturation hydraulique qui reste aujourd'hui la méthode la plus efficace pour une exploitation économiquement rentable des hydrocarbures de roche-mère. Leurs réserves devraient en effet permettre de prendre le relais des hydrocarbures conventionnels dont la production est appelée à décliner alors que la demande mondiale d'énergie continue de croître, malgré le ralentissement de la croissance.

1 ■ Contexte

Méconnus en France il y a encore peu, les hydrocarbures non conventionnels (HNC), et surtout les hydrocarbures de roche-mère – gaz et huile – (HCRM)[1] ont fait une entrée remarquée dans le paysage énergétique mondial. C'est aux États-Unis que les techniques d'extraction de ces gaz emprisonnés dans des roches-mères comme le grès ou le schiste se sont déployées, donnant accès à de nouveaux et très importants gisements. Les conséquences sont considérables : face à la déplétion des ressources pétrolières et gazières conventionnelles, ces gaz (et huiles) apparaissent comme une opportunité, puisqu'ils pourraient représenter près du double des réserves de gaz « conventionnels ». Le monde serait ainsi assuré de disposer de bien plus d'une centaine d'années de consommation si celle-ci se poursuivait à son rythme actuel[2].

Considérés par certains experts comme une révolution énergétique, ces hydrocarbures suscitent néanmoins des interrogations quant à l'impact de leur exploitation sur l'environnement (techniques d'extraction, bruit, émissions, emprise au sol, risque de pollution des nappes phréatiques) et sur le climat, puisqu'il s'agit à nouveau d'une ressource énergétique carbonée.

Pour la France, la question des HCRM est à multiples facettes. D'abord, même sans s'engager dans l'exploitation de ses propres réserves en raison notamment de la loi du 13 juillet 2011 précitée, notre pays est inévitablement touché par la modification des équilibres énergétiques mondiaux qui va résulter de cette nouvelle source de pétrole et surtout de gaz dans de nombreux pays, parmi lesquels les plus gros consommateurs d'énergie de la planète. Les prix du gaz ont ainsi baissé en Amérique du Nord et de nombreux usages s'orientent aujourd'hui vers ce combustible au détriment du charbon et du nucléaire, dont la reprise se trouve dès lors différée, et même au détriment des énergies renouvelables.

La question de l'exploration et de l'extraction de ressources nationales de HCRM doit donc se poser dans une approche à la fois géopolitique, patrimoniale, environnementale et industrielle, les conséquences pour les opérateurs ou équipementiers français étant également à prendre en compte.

Pour autant, comme le souligne le rapport provisoire de la mission conjointe CGEIET-CGEDD sur les hydrocarbures de roche-mère en France, le sous-sol français, compte tenu de sa géologie, pourrait receler de très importantes réserves d'HCRM (huile dans le Bassin parisien et gaz dans le sud-est)[3]. Corrélativement, les enjeux financiers ont

(1) Plus communément désignés sous les termes d'huile et de gaz de schiste (« *shale oil* » et « *shale gas* » en anglais).
(2) Dans un rapport d'août 2011 *(Shale Gas Production Subcommittee 90-Day Report)*, le département de l'énergie américain (DoE) note que la production de gaz de roche-mère aux États-Unis, anecdotique il y a une dizaine d'années, représente aujourd'hui 30 % de la production de gaz avec une forte croissance. Le DoE note également que cela a quasiment rendu les États-Unis auto-suffisants en gaz, améliorant la sécurité d'approvisionnement et faisant baisser les prix domestiques de ce combustible.
(3) Les ressources en gaz et huiles de roche-mère de notre pays restent largement inconnues, en l'absence des travaux de recherche nécessaires à leur estimation. Ces ressources ne sont donc pas définitivement prouvées, mais la comparaison avec les formations géologiques analogues exploitées en Amérique du Nord laisse à penser que notre pays est parmi les plus prometteurs au

été évalués à environ 5 milliards d'euros par an d'importations d'hydrocarbures économisés aux prix actuels (gaz environ 3,5 - pétrole environ 1,5)[1].

Les années récentes ont été qualifiées de période artisanale par certains des experts auditionnés, à laquelle devrait succéder une période plus industrielle, à la fois par l'application de règles et d'un cadre mieux adaptés à l'extraction de ces ressources d'un type nouveau, mais aussi pour des raisons d'efficacité économique, les rendements globaux étant encore faibles (ainsi seulement un forage d'exploration sur cinq est aujourd'hui couronné de succès).

Des entreprises françaises sont engagées dans ce secteur, que ce soit comme exploitants, prestataires de services de forage ou équipementiers. Ce chapitre tâche de dresser le bilan des technologies actuelles, de leur maturité et de leurs limites éventuelles, ainsi que des technologies d'avenir qui pourraient émerger à moyen terme et des recherches qu'il conviendrait de conduire pour y parvenir.

2 ■ Hydrocarbures non conventionnels et hydrocarbures de roche-mère

Ambiguë, multiforme, la définition même des HNC prête à discussion. Un des experts auditionnés, dans une boutade, les a qualifiés « d'hydrocarbures qu'on ne savait pas extraire il y a encore quelques années ». Forer en *offshore* à plusieurs centaines de mètres de profondeur relevait alors de techniques non conventionnelles ; c'est aujourd'hui un exercice classique.

On peut toutefois distinguer plusieurs catégories d'hydrocarbures non conventionnels comme le montre le schéma suivant, remis à la mission par l'IFPEN[2] :

– les pétroles lourds ou extra-lourds, les sables bitumineux ou encore les schistes bitumineux qui contiennent une matière organique et que la transformation naturelle n'a pas encore amenés à l'état d'hydrocarbures classiques. Ces

niveau européen en huiles (100 millions de m^3 techniquement exploitables dans le Bassin parisien) et en gaz (500 milliards de m^3 dans le sud du pays) techniquement récupérables.

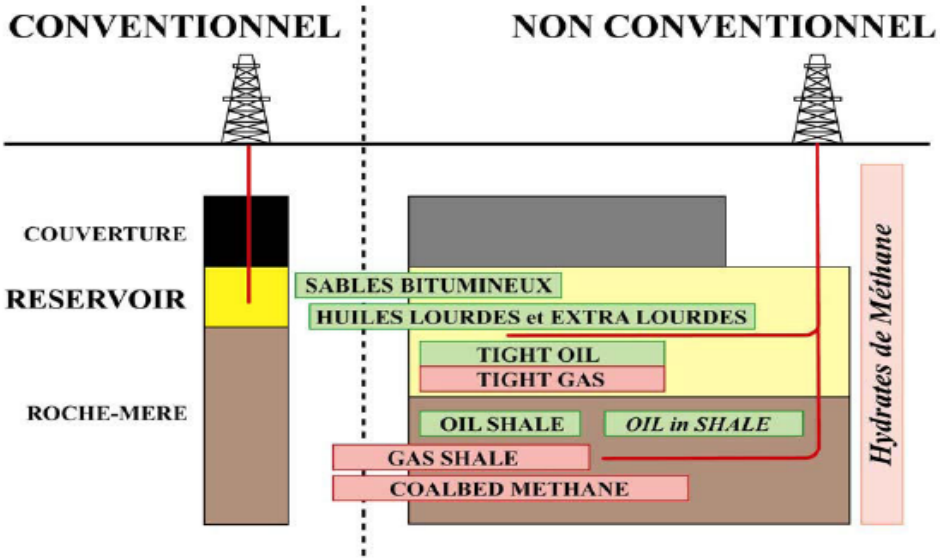
(1) Leteurtrois J.-P., Pillet D., Durville J.-L. et Gazeau J.-C. (2012), *Les hydrocarbures de roche-mère en France,* Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEIET), Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD), rapport initial, février.

(2) Lors de ses auditions, la mission n'a pas abordé la question des hydrates de méthane (mélanges d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide) qui peuvent pourtant relever des HNC. Il y a très peu de recul sur les hydrates de méthane et pratiquement aucune perspective géologique en France. D'après un document de l'IFPEN remis à la mission, les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates de méthane se trouvent en effet dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température – faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments du *deep offshore* (forte pression – température faible). Les volumes de méthane en place sous forme d'hydrates dans les sédiments sont peut-être considérables, mais il est difficile d'en évaluer actuellement l'intérêt potentiel en termes de ressources en gaz. Pour autant, il reste à démontrer l'intérêt économique de telles méthodes et à en mesurer l'impact sur l'environnement (notamment s'agissant des risques de libération de méthane dans l'atmosphère). Actuellement, aucune production commerciale de ces hydrates n'a encore été entreprise. De la même manière, la mission ne s'est pas intéressée au gaz de houille (« *Coalbed Methane* ou CBM ») qui relève aussi d'une toute autre logique d'exploitation que les HCRM.

hydrocarbures, qui nécessiteront souvent un raffinage spécial, sont exploités par des techniques intermédiaires entre les techniques pétrolières et minières. Ils ont également parfois besoin de stimulation pour être exploités (fracturation de la roche, technique utilisée depuis la fin des années 1940 pour les pétroles lourds, abaissement de la viscosité avec des additifs, utilisation de gaz pour pousser les hydrocarbures, etc.) ;

– les hydrocarbures de roche-mère (huile et gaz) qui ont la même composition que les hydrocarbures conventionnels (même maturité de transformation de la matière organique dans le sous-sol sous l'action du temps, de la température et de la pression) mais qui sont restés piégés dans leur roche-mère sans avoir pu migrer dans une roche réservoir (cas des hydrocarbures conventionnels).

Classification des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels



Source : IFPEN

De ces considérations découlent trois remarques :

– il n'est pas surprenant que les réserves d'hydrocarbures de roche-mère soient significativement plus importantes que les réserves d'hydrocarbures conventionnels, puisque ces derniers ne sont que des hydrocarbures de roche-mère à qui la nature a permis de migrer dans une roche réservoir qui, grâce à une couche géologique imperméable, les a conservés jusqu'à nos jours ;

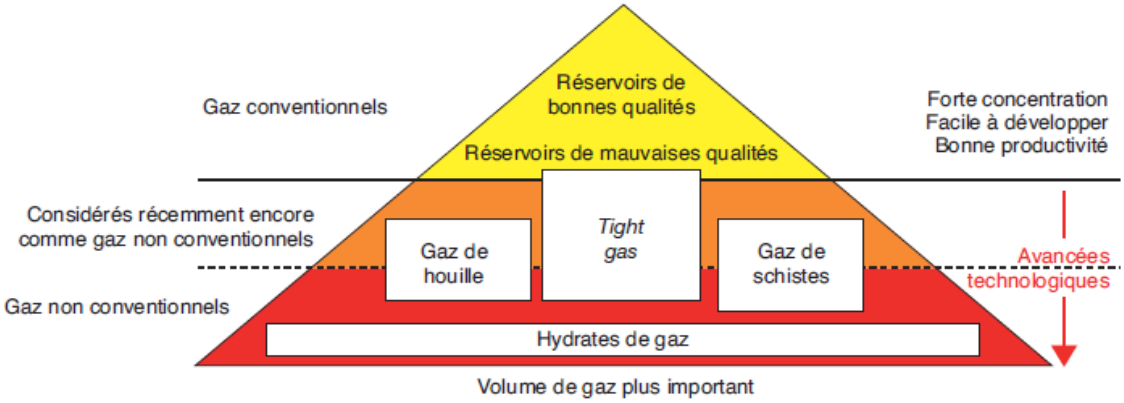
– les techniques d'exploitation des hydrocarbures conventionnels ne permettent pas d'exploiter les hydrocarbures de roche-mère, puisqu'il va falloir **« stimuler » cette dernière pour qu'elle libère les hydrocarbures emprisonnés en son sein**. Pour préciser les idées, une roche réservoir conventionnelle aura une perméabilité de l'ordre du milli Darcy alors que la perméabilité d'une roche-mère ne sera que de l'ordre du micro Darcy[1]. Autrement dit, toutes choses égales par ailleurs (pression

(1) La perméabilité se mesure en darcys, d'après l'ingénieur français Henri Darcy (1803-1858). « Un darcy correspond à la perméabilité d'un corps assimilé à un milieu continu et isotrope au travers

interne et profondeur du gisement, viscosité de l'hydrocarbure exploité), le débit serait, en ordre de grandeur, environ mille fois plus faible avec une roche-mère qu'avec une roche réservoir. D'où la nécessité de stimuler la production des roches-mères (ou des roches réservoirs insuffisamment poreuses) par les techniques dites de fracturation hydraulique ;

– il n'y **pas réellement de discontinuité conceptuelle entre l'exploitation d'un hydrocarbure conventionnel et celle d'un hydrocarbure de roche-mère**. L'un comme l'autre sont piégés dans des roches. Seules changent la profondeur et la perméabilité du piège, qui nécessitent des techniques d'exploitation différentes.

Gaz conventionnels et non conventionnels



Source : IFP Énergies nouvelles

Selon l'AIE, « *un réservoir est non conventionnel si sa production requiert la mise en œuvre de technologies significativement différentes de celles qui sont utilisées dans la plupart des réservoirs en cours d'exploitation* » (World Energy Outlook 2010). Plus techniquement, si on excepte les forages *offshore*, **la définition des HNC tient essentiellement dans la valeur du rapport entre la perméabilité de la roche qui contient l'hydrocarbure (roche-mère ou roche réservoir) et la viscosité du fluide emprisonné**, ce que l'on nomme la **« mobilité du fluide »**. Suivant cette valeur, les techniques pour le libérer différeront, et plus elle sera naturellement faible plus il faudra augmenter cette mobilité par stimulation de la roche et abaissement de la viscosité de l'hydrocarbure :

$$Q = \alpha \frac{h\,k}{\mu}$$

perméabilité k (propriété de la roche)

mobilité du fluide

viscosité μ (propriété du fluide)

duquel un fluide homogène de viscosité égale à celle de l'eau à 20°C (une centipoise) s'y déplace à la vitesse de 1 cm/s sous l'influence d'un gradient de pression de 1 atm/cm » (Wikipédia).

Certains experts utilisent une définition fondée sur la densité API (American Petroleum Institute). *« Par exemple, toutes les huiles de densité API inférieure à 20 sont considérées comme non conventionnelles. Cela comprend les pétroles lourds et extra-lourds (densité API < 10) et les bitumes mais cela ne reflète pas les technologies mises en œuvre pour les produire. Par exemple, des pétroles de degré API = 20 en offshore profond au Brésil sont produits par des techniques conventionnelles » (AIE,* World Energy Outlook 2010). L'AIE considère que *« les gaz non conventionnels comprennent les "tight gas", les gaz de schiste, le CBM (Coal Bed Methane) et les hydrates de gaz », avant d'ajouter* en note de bas de page : *« dans certains pays, les "tight gas" sont vus comme une continuation des gaz conventionnels et n'en sont pas séparés dans les données statistiques »* (World Energy Outlook 2011).

C'est le NPC (National Petroleum Council), aux États-Unis, qui a introduit le terme de fracturation hydraulique, même si la définition reste floue : *« Une façon de définir les gaz non conventionnels est la suivante : il s'agit de gaz naturels qui ne peuvent être produits à un débit "économique" ou en volumes "économiques" sauf si le puits est stimulé par un important traitement en fracturation hydraulique, un puits horizontal, ou des puits multi-branches ou toute technique qui augmente la surface d'échange entre le réservoir et le puits » (Working Document of the NPC Global Oil and Gas Study 2007).*

C'est la combinaison de deux techniques qui a démultiplié les capacités d'extraction des gaz non conventionnels (GNC) : le forage horizontal et la fracturation hydraulique de la roche. Cette deuxième technique consiste à injecter, à très haute pression, un mélange d'eau, de sable et de substances chimiques afin de libérer le gaz prisonnier qui est associé à son exploitation.

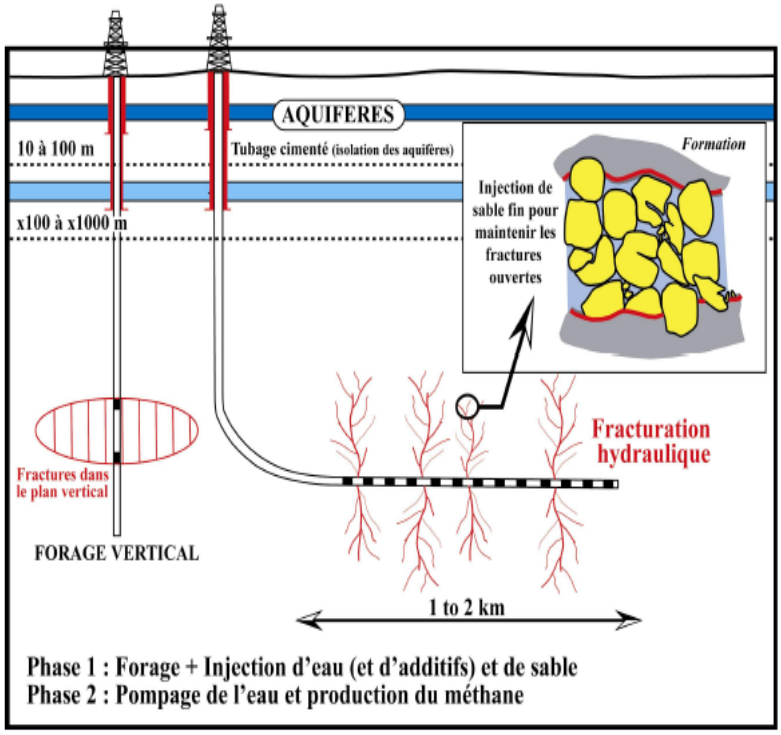
3 ■ La fracturation hydraulique et les interrogations environnementales qu'elle peut susciter

Très schématiquement, la fracturation hydraulique consiste à augmenter la perméabilité d'une roche contenant des hydrocarbures (huile ou gaz), notamment des roches-mères, en réactivant des fractures naturelles préexistantes et/ou en en créant de nouvelles[1]. Cette ouverture ou réouverture de fractures se fait en injectant un fluide (généralement de l'eau) sous haute pression (jusqu'à 500-1 000 bars) contenant du sable ou des billes pour que les fractures ne se referment pas une fois la pression retirée, et des additifs (en anglais « *propants* ») ayant des propriétés physico-chimiques étudiées pour faciliter l'opération de récupération des HCRM[2].

(1) Il ne s'agit donc pas, comme le terme fracturation pourrait le laisser supposer, d'un concassage de la roche. De ce point de vue, il serait plus approprié de parler de « stimulation hydraulique » de la roche.

(2) Dans le cas d'une fracturation hydraulique, le fluide de fracturation sera typiquement composé de 90 % d'eau douce, 9 % à 9,5 % de sable ou de billes et de 0,5 % à 1 % d'additifs destinés à une bonne mise en œuvre de l'opération.

Forage horizontal



Source : IFPEN

La fracturation hydraulique est une technique désormais mature et qui semble bien maîtrisée dans les contextes de mise en œuvre pétroliers et gaziers conventionnels. La plupart des techniques utilisées (depuis une soixantaine d'année) sont déjà au point, et, de l'avis des experts auditionnés, **on n'attend pas de ruptures technologiques majeures.** Pour autant, des progrès sont possibles et souhaitables, d'autant que le schéma ci-dessus met bien en évidence les légitimes interrogations que cette technique peut encore susciter en termes d'impact sur l'environnement lorsqu'elle est employée sur des territoires où les écosystèmes sont fragiles par nature ou fragilisés par l'action de l'homme :

- quelle est la **consommation d'eau** pour la mise en œuvre de cette technique ? D'où provient l'eau et sous quelles conditions d'acheminement ?
- les fractures artificiellement créées (ou recréées) seront-elles à l'origine de **séismes** ?
- peut-on effectivement **maîtriser la fracturation ?** Existe-t-il un risque de propagation de fissures mal contrôlées vers le haut avec **fuite d'hydrocarbures et contamination de la nappe phréatique**, voire **remontée de gaz à la surface** (incidents rapportés dans le documentaire américain *Gasland* réalisé par Josh Fox) ?
- qui sera responsable du **traitement de l'eau** qui remontera après l'opération de fracturation, peut-être contaminée par son passage dans les roches (métaux lourds, radioéléments, etc.) et comportant une partie des additifs injectés ?
- l'**étanchéité de forages à haute pression** sera-t-elle garantie, avec les risques concomitants de fuites d'hydrocarbures, de pollution des nappes phréatiques, voire de pollutions atmosphériques ?

- quel sera en surface l'**impact en termes de nuisances et d'occupation de l'espace** de l'exploration puis de l'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère et dans quel état les sites seront-ils laissés à la fin de l'exploitation ?
- **les nombreux produits chimiques utilisés comme additifs dans l'eau de fracturation**, sur lesquels les opérateurs communiquent peu, présentent-ils un risque pour l'environnement, notamment pour les nappes phréatiques ?
- enfin, compte tenu de la complexité et de la lourdeur des techniques mises en œuvre pour les extraire, **les HCRM sont-ils réellement avantageux en termes énergétiques** (analyse du cycle de vie) et économiques ?

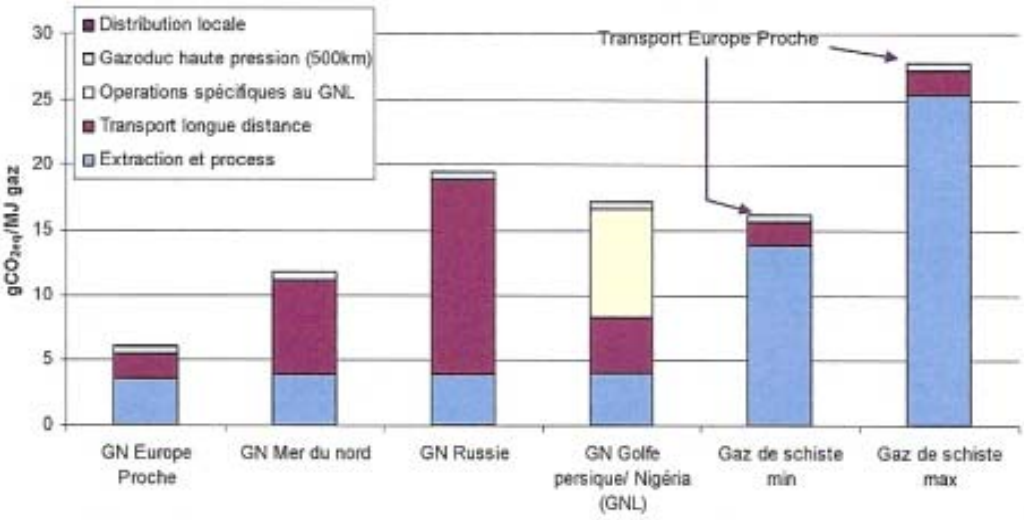
Ces questions sont analysées plus en détails dans les paragraphes qui suivent.

4 ■ Analyse en cycle de vie des hydrocarbures non conventionnels

Le bilan environnemental global est à comparer à celui des autres énergies, les gaz de schiste ayant par exemple été accusés d'être globalement plus polluants que le charbon. La combustion d'une tep de gaz naturel émet 2,4 tonnes de CO2, contre 3,1 tonnes de CO_2 pour le pétrole et 4 tonnes de CO_2 pour le charbon. Ce bilan relativement favorable du gaz donne un avantage à ce combustible quand il se substitue aux deux autres, mais ce n'est pas le cas quand il vient en remplacement d'énergies « décarbonées ». Ce bilan ne doit pas être dégradé par le mode d'exploitation des gaz non conventionnels, les énergies utilisées pour la construction des puits et le traitement des eaux, et pour leur démantèlement, transport des matériels compris, émettant du CO_2. Cette exploitation ne doit pas occasionner non plus de fuites de méthane (CH_4), puissant gaz à effet de serre.

Les études menées jusqu'à aujourd'hui montrent qu'en analyse en cycle de vie (ACV), ces émissions dégradent le bilan environnemental des GNC de l'ordre de 10 %. L'étude dont est tiré le graphique suivant montre même que **si les quantités d'énergie nécessaires à l'extraction du gaz de roche-mère sont plus importantes, le bilan énergétique global reste positif lorsque le gaz est produit près des lieux de consommation.**

Émissions de gaz à effet de serre associées à la production et au transport de gaz



Source : scénarios IFPEN – Valeurs issues de l'étude JEC/EUCAR/CONCAWE (GN) et Howarth (pertes gaz de schiste)

L'emprise au sol n'est pas considérée par certains experts auditionnés comme posant un problème particulier pendant la phase d'exploitation. Si « une tête de puits peut être dissimulée derrière une haie de troènes », cette vision esthétique de l'environnement est certes utile mais sans doute trop partielle, car pour l'IFPEN, **l'emprise au sol globale d'un « site multi-puits »[1] est plutôt de 1 à 2 hectares**. Il faut tenir compte en particulier des installations de stockage et de décantation des fluides qui remontent et doivent être traités.

5 ■ Avant toute exploration, comprendre le milieu géologique

Comprendre le milieu géologique est l'étape préalable à toute exploration. Une cartographie 3D du sous-sol, s'appuyant sur les relevés et la modélisation, doit permettre de réaliser l'inventaire des nappes phréatiques profondes, de représenter les systèmes de contraintes, les failles et la perméabilité des terrains. La façon dont réagira le sous-sol aux stimulations doit ainsi pouvoir être modélisée, anticipée et présentée lors des demandes de permis.

Pour l'exploration, des carottages doivent suffire pour apprécier la teneur en gaz des roches et les ressources potentielles, et ainsi éviter à ce stade d'avoir recours à la fracturation hydraulique. À noter que les résultats des campagnes de carottage systématiques menées dans les années 1950-1980 ne sont plus exploitables : le gaz contenu a pu fuir depuis, et il ne faisait même pas l'objet de recherches à l'époque (on s'intéressait d'abord au pétrole).

L'enjeu d'évaluation des ressources sur notre territoire, aussi bien en gaz qu'en pétrole, étant primordial, l'IFPEN a proposé en décembre 2010 au ministère de l'Économie et des Finances de réaliser un inventaire des ressources en HNC en France, se fondant sur l'historique d'exploration et de production du pays, l'état des technologies et la connaissance actuelle des bassins régionaux. L'impact technico-économique serait évalué, sur la base d'une analyse de marché.

6 ■ La fracturation hydraulique et les techniques associées

6.1. Utiliser des techniques (micro)sismiques pour le suivi de l'exploitation

La fracturation hydraulique est accusée de provoquer des microséismes, même si ceux-ci n'atteignent jamais une magnitude supérieure à 5, sans conséquences réelles sur l'environnement (INERIS). La connaissance est assez développée sur ces phénomènes grâce aux suivis opérés sur les mines depuis longtemps.

Afin suivre la fracturation et l'évolution des contraintes du terrain, des techniques sismiques et micro-sismiques existent, avec une précision de l'ordre de la dizaine de mètres, qui apparaît suffisante aux experts auditionnés. **Les opérateurs français** sont ici la Compagnie générale de géophysique (CGGVeritas), Schlumberger, Technip.

(1) Installation regroupant sur un même site plusieurs puits et têtes de puits. L'espacement des sites multi-puits serait de 3 à 5 km.

Ce sont ces techniques qui ont le plus évolué au cours des dernières années, afin d'assurer le suivi du forage et de l'exploitation[1]. Des capteurs (« géophones ») sont enterrés à une dizaine de mètres de profondeur (pour éliminer le bruit ambiant) selon un maillage recouvrant toute la zone de forage (les nœuds sont espacés de quelques dizaines de mètres). Ils fonctionnent sur batteries et restent actifs le temps utile. La structure du sous-sol est reconstituée par analyse des signaux reçus et par triangulation. Cette technique, bien qu'un peu lourde et onéreuse, est rapidement rentabilisée car elle améliore très sensiblement le rendement des puits, et surtout l'estimation des ressources disponibles. Aujourd'hui, encore près de quatre forages sur cinq s'avèrent improductifs, et une des priorités des entreprises est d'augmenter la probabilité de forages fructueux. Les entreprises ont donc intérêt à avoir recours aux techniques d'analyse sismique dès que l'exploration est envisagée.

Le guidage du trépan de forage (« *geosteering* ») se fait grâce à des capteurs acoustiques placés derrière ce trépan. Les données sont envoyées périodiquement pour reconstitution du terrain dans la zone de forage par imagerie 3D et focalisant celui-ci au décimètre près. À noter que la stabilité du terrain s'en trouve renforcée à plus long terme, puisque ces microséismes, lorsqu'ils surviennent, provoquent le relâchement de contraintes en sous-sol, permettant ainsi au terrain d'accéder à un niveau d'énergie plus faible.

6.2. Y a-t-il des techniques alternatives à la fracturation hydraulique ?

Des recherches de long terme sont en cours sur l'utilisation d'ondes acoustiques qui seraient produites par des décharges électrostatiques. Le groupe Total a déposé deux demandes de brevet français (n° FR 11/52062 et FR 11/52063) le 14 mars 2011.

D'autres fluides de « *fracking* » que l'eau sont envisagés, comme le propane, le CO_2, l'azote, le méthanol ou encore le GPL. Testé en 2006 au Canada, ce dernier a l'avantage de nécessiter des quantités moindres, d'être entièrement récupérable et de ne pas fixer les sels et minéraux qui ainsi ne remontent pas à la surface. Mais **aucune piste sûre et économiquement probante n'a été dévoilée**.

6.3. La technologie des tubes employés dans les puits verticaux st mature

Les technologies actuelles de tubes sans soudure sont matures et ne posent pas de problèmes. Elles sont utilisées dans l'exploitation des hydrocarbures conventionnels depuis longtemps et **le forage vertical, celui qui traverse les nappes phréatiques, n'est pas propre aux GNC.** Les défauts d'étanchéité qui ont pu se produire, aussi bien dans le forage *offshore* (Macondo, dans le golfe du Mexique) que dans l'extraction des GNC, sont dus à chaque fois soit au cimentage des jonctions à l'extérieur des tubes, soit au vissage défectueux des colliers de liaison entre les tubes, notamment en cas de réutilisation des tubes.

Vallourec est l'entreprise française possédant la maîtrise des technologies de tubage et d'étanchéité sous pression. En la matière, peu d'innovations sont envisagées. Des recherches progressent toutefois dans l'intégration de voies de communication aux tubes afin de remonter un nombre plus important de données lors du forage ou de l'exploitation des puits. Ce besoin est issu, entre autres, des retours d'expérience de la catastrophe de Macondo.

(1) Source : Schlumberger.

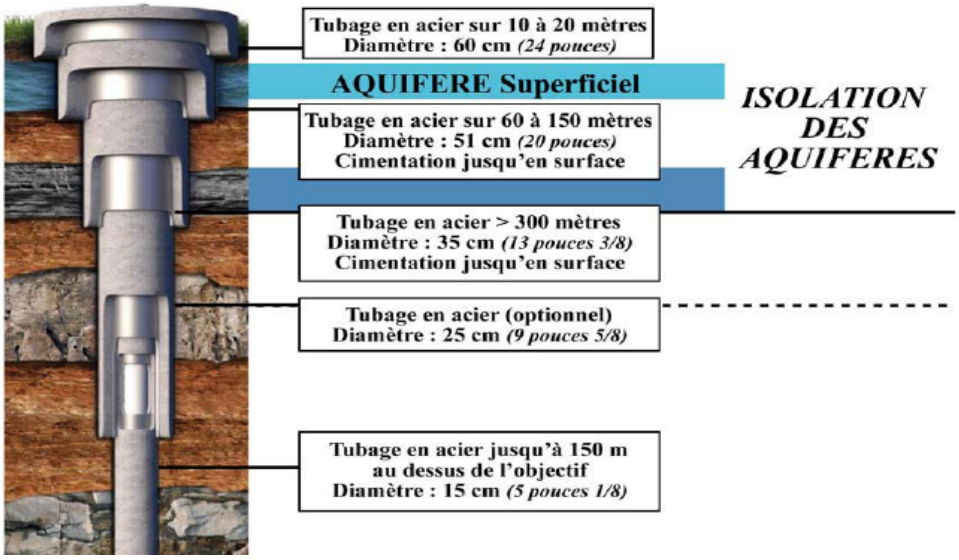
6.4. La composition du fluide de fracturation

Une grande partie du savoir-faire tient dans la composition du mélange de fracturation, qui doit être capable de maintenir durablement les fissures de la roche ouverte, permettant ainsi au gaz de circuler dans la roche vers le puits. La composition de ce fluide est sans doute le point qui a suscité le plus de débats, aussi bien dans notre pays qu'outre-Atlantique. Plusieurs États américains ont déjà adopté des règles imposant la publication des additifs chimiques contenus dans le fluide d'injection, et ces règles retiennent l'attention du ministère américain de l'Énergie (DoE) qui pourrait les étendre au niveau fédéral.

Sans dévoiler les secrets de fabrication (la composition du mélange injecté, qui dépend beaucoup des conditions géophysiques locales, est en effet au cœur de la technologie de forage[1]), des mesures imposant une transparence sur les additifs injectés apparaissent nécessaires en France et en Europe. Un blog ou un site Internet public de type « FracFocus.org », créé à l'initiative du DoE, pourrait être mis en place (proposition de Total).

Il convient également d'être attentif à la structuration de ces additifs qui, lorsqu'ils sont constitués de nanomatériaux de synthèse, ne sont pas équivalents en substance à des formes non nanométriques et peuvent avoir des effets toxicologiques ou éco-toxicologiques qu'il convient d'observer, comprendre et réduire. Une obligation légale de déclaration est faite aux producteurs, importateurs et vendeurs de nanomatériaux, et il serait nécessaire que les parties prenantes sachent si les additifs envisagés comportent ou non des matériaux de synthèse nanostructurés.

Architecture type d'un puits de « *Gas Shale* »
dans les *Marcellus Shale* (États-Unis)



Source : Range Resources

(1) Les additifs ajoutés à l'eau de fracturation ont plusieurs fonctions. On trouvera par exemple des réducteurs de friction (émulsifiants tels que gomme de guar, amidon de maïs, dérivés de la cellulose, etc.), des acides contre les dépôts calcaires, des inhibiteurs de corrosion, des gélifiants, des bactéricides, etc. Il s'agit pour l'essentiel de produits bien connus et déjà utilisés par ailleurs, y compris pour certains comme additifs de produits alimentaires, cosmétiques ou ménagers.

7 ■ Les questions spécifiques liées à l'utilisation de l'eau

7.1. Des quantités d'eau minimes en proportion de l'énergie extraite

Les quantités d'eau entrant en jeu au cours de la fracturation hydraulique ne sont **pas aussi importantes qu'il est dit généralement**. Une étude du département « *Energy and Climate* » de l'État de New York, communiquée par GDF Suez, fournit des statistiques montrant que la consommation d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique est d'environ **20 000 m³ par puits**. Cette quantité est souvent mise en regard de celles que nécessitent d'autres usages comme l'agriculture (par exemple, les besoins annuels en eau de 2 à 3 hectares de plantation de maïs). Cependant, rapporté à l'énergie extraite – la récupération ultime d'un puits moyen est de 4 Bcf[1], soit environ 110 Mm³ ou **100 000 tep**[2] – le ratio ne s'avère pas si mauvais **puisqu'il est proche de 1 m³ d'eau injecté pour 5 tep de gaz produits**. L'IFPEN fait état de 80 à 800 litres d'eau par tep, ce qui est cohérent avec ces chiffres. En comparaison, les 2 à 3 hectares de maïs évoqués ci-dessus fournissent au mieux 4 à 6 tep (!) s'ils sont dédiés à la production de biocarburants.

Les riverains n'en ont pas moins la conviction que la fracturation hydraulique nécessite d'importantes quantités d'eau. Cela peut provenir du fait que cette eau est souvent acheminée par des norias de camions sur des voies qui n'ont pas été conçues pour supporter de tels tonnages et dont la circulation gêne les riverains. Elle provient aussi du manque d'eau chronique sur certains territoires où la question des priorités des usages de l'eau se pose avec acuité, la sensibilité des populations locales étant proportionnelle à la rareté de la ressource. En outre, cette noria est elle-même source de pollutions et de nuisances diverses, de consommation énergétique et d'émissions de gaz à effet de serre. Il n'en demeure pas moins que le problème essentiel tient moins à la quantité d'eau utilisée pour la fracturation hydraulique qu'au traitement des eaux rejetées.

7.2. Traitement de l'eau

Selon l'IFPEN, il serait possible, pour éviter d'acheminer l'eau de fracturation, d'**utiliser l'eau saumâtre issue de nappes profondes**, car celle-ci étant impropre à la consommation, il n'y a pas de conflit d'usage. Néanmoins, l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique devant être pure, il convient de la traiter et en particulier de la dessaler, ce qui fait appel à des techniques spécifiques comme l'osmose inverse, relativement peu consommatrice en énergie en comparaison de l'énergie extraite (environ 3 kWh électrique par m³).

Entre 20 % et 70 % de l'eau injectée revient à la surface avec le gaz extrait, mais elle est chargée de diverses substances et doit donc être retraitée. Si de nombreux composants sont facilement gérables avec les techniques actuelles, **une incertitude demeure sur la capacité des opérateurs à traiter les métaux lourds radioactifs**, comme l'uranium ou le thorium (ceux-ci ont été attirés par la matière organique et piégés avec le gaz). À noter que ce problème ne se poserait que dans les sous-sols contenant des radioéléments, ce qui n'est pas le cas par exemple du Bassin parisien.

(1) BcF : *billion cubic feet* (milliard de pieds cubes). 1 BcF = 28,6 Mm³ (1 m³ = environ 35 cF).
(2) Tep : tonne équivalent pétrole.

En France, Veolia et Suez-Environnement maîtrisent très bien le traitement de l'eau.

Des recherches sur des nouveaux matériaux permettant de mieux filtrer l'eau sont par ailleurs en cours en France (par exemple, brevet déposé par les laboratoires de l'École polytechnique en 2007).

7.3. Traversée des aquifères

La probabilité que des fractures verticales remontantes se forment et atteignent les nappes phréatiques est très faible dès lors que la profondeur des couches d'où le gaz est extrait est supérieure au millier de mètres, et celle des dernières nappes d'eau douce de 200 m environ. Toutefois, selon le BRGM, cette probabilité est plus élevée dans des configurations hydrogéologiques spécifiques où des études sismiques ont permis l'identification de failles jusqu'à 3 000 m de profondeur alors que les roches-mères susceptibles de contenir du gaz se situent entre 2 000 et 3 000 m de profondeur, ce qui conduit à recommander un programme de recherche spécifique et un encadrement réglementaire adapté.

Pour autant, un rapport établi en septembre 2011 par le département « *Energy and Climate* » de l'État de New-York ne fait état d'aucun incident de ce type sur plus de 2 millions de fractures réalisées[1]. En 2004, l'EPA avait réalisé une étude qui avait conclu à l'innocuité des processus d'extraction pour les eaux potables.

Un suivi et un contrôle des aquifères profonds (– 600 m) peuvent être mis en place avec une instrumentation adaptée afin de détecter de façon précoce d'éventuels largages de produits.

8 ■ Aspects législatifs et réglementaires

Même si l'objet de ce rapport concerne d'abord les aspects technologiques liés à l'extraction des GNC, l'accent doit être mis sur le fait que ce nouveau type de ressource nécessitant de nouvelles techniques d'extraction impose de revoir notre réglementation minière, notamment pour ce qui concerne le RGIE (Règlement général des industries extractives) qui gagnerait à être mieux explicité et mieux compris par toutes les parties prenantes.

Par ailleurs, le fait qu'aux États-Unis, à la différence de la France, le sous-sol contenant des substances énergétiques appartienne au propriétaire du sol est une des raisons du succès des GNC aux États-Unis, mais aussi des dérives de son exploitation. En France, les particuliers n'ont pratiquement aucune incitation financière à laisser des exploitants de GNC opérer sur un terrain leur appartenant, et les collectivités territoriales n'en ont que de très faibles, alors qu'elles supportent certains coûts (voiries départementales, par exemple). Une réflexion sur la révision des redevances minières apparaît donc hautement souhaitable.

En Europe, l'exploitation de GNC a débuté ou va débuter dans des pays comme les Pays-Bas, le Royaume-Uni ou la Pologne. Les raisons pour lesquelles ce dernier

(1) GDF Suez.

pays se lance aussi résolument dans leur extraction (à l'opposé de la France) sont à analyser finement, mais il semble qu'en dehors des préoccupations d'indépendance énergétique, très vives en Pologne, une des explications tienne aux règles d'exploration et d'exploitation, moins contraignantes qu'ailleurs en Europe[1].

La Pologne qui, jusqu'à présent, militait en faveur d'une approche européenne commune sur la question du gaz de schiste a fait volte-face le 3 octobre 2011 vis-à-vis des premières propositions de la Commission européenne sur le sujet. En effet, le Commissaire à l'énergie, Günther Oettinger, qui s'était dans un premier temps déclaré non compétent sur ce sujet, a depuis révisé sa position et proposé la mise en place de normes communes.

Les lacunes juridiques pointées par le Parlement européen

Le rapport du Parlement européen conclut qu'il existe de nombreuses lacunes dans la législation européenne. Neuf points, en particulier, sont dignes d'intérêt :

1) L'absence d'une directive-cadre sur les activités minières.
2) Les seuils insuffisants pour l'extraction du gaz au sein de la Directive sur l'évaluation de l'impact environnemental.
3) La déclaration des substances dangereuses qui n'est pas obligatoire.
4) L'approbation des produits chimiques qui vont rester dans le sous-sol n'est pas exigée.
5) Il n'existe pas de référence sur les meilleures technologies disponibles (BREF)[2] en matière de fracturation hydraulique.
6) Le traitement des eaux usées n'est pas suffisamment défini.
7) La participation du public aux décisions locales est insuffisante.
8) La directive sur la qualité des eaux est insuffisante en l'état (elle ne traite que des pesticides et des nitrates, pas d'autres produits chimiques).
9) L'analyse de cycle de vie n'est pas obligatoire.

Source : Enerpresse *du 17 octobre 2011*

D'éventuelles pollutions des nappes phréatiques ou des rivières dans un pays européen auront également des conséquences pour les pays limitrophes, les réseaux hydriques étant à l'échelle du continent. Surtout, les États-Unis ont déjà renvoyé une image[3] très négative aux Européens de la façon dont l'exploitation s'opère outre-Atlantique. Si une contre-référence se produisait en Europe, cela disqualifierait durablement, voire définitivement, les GNC aux yeux de nos concitoyens. La mise au point d'une législation communautaire paraît donc s'imposer, ne serait-ce que pour des questions d'acceptation sociale. **La France pourrait donc soutenir l'initiative de la Commission**.

(1) BRGM.
(2) BREF : Best available techniques reference document.
(3) Au sens propre, *via* le documentaire *Gasland* en particulier.

Conclusions et recommandations

1. Les HCRM représente un potentiel de production considérable susceptible de modifier, dans les années à venir, la carte de l'offre énergétique mondiale en hydrocarbures fossiles. Compte tenu de sa géologie, la France pourrait receler d'importantes réserves d'hydrocarbures de roche-mère dans le Bassin parisien (huile) et dans le sud-est (gaz). La mission conjointe CGEDD-CGEIET a estimé qu'au prix actuel du marché, l'exploitation raisonnée de celles-ci – à hauteur de 4 Gm^3 d'huile et de 20 Gm^3 de gaz extraits par an, sous réserve de confirmation – pourrait lui permettre de réduire le coût de ses importations pendant des **décennies d'environ 5 milliards d'euros par an.**

2. Pour exploiter les HCRM, la technique de la **fracturation hydraulique** reste la plus mûre et il n'y a pas actuellement d'alternative crédible. Cette technique a fait ses preuves pour l'exploitation des hydrocarbures conventionnels depuis environ soixante ans avec **près de deux millions de forages et très peu d'incidents**, mais très largement médiatisés. **La question de la consommation d'eau pour la fracturation doit être relativisée** : la quantité d'eau nécessaire à la fracturation rapportée à la production d'hydrocarbures et d'énergie reste très inférieure à ce que l'on observe avec d'autres industries consommatrices d'eau pour la production d'énergie. La concurrence avec d'autres usages de l'eau, notamment pour l'agriculture, doit également être relativisée, d'autant qu'il est dans certains cas possible d'utiliser des aquifères salins impropres à d'autres usages. On ne peut cependant pas mésestimer la question de l'acheminement de l'eau là où il n'y a pas de ressources locales disponibles, ni sous-estimer la toxicologie et l'écotoxicologie éventuelles des additifs dont les propriétés physico-chimiques sont nécessaires à la récupération du gaz dans les roches-mères.

   La question du traitement de l'eau d'exhaure doit donc faire l'objet d'un examen attentif dès lors que cette eau peut contenir des métaux lourds et, dans certains gisements, des radioéléments en faibles quantités, et inclure la récupération des additifs injectés à des fins d'extraction.

3. Les incidents relatés sur la fracturation hydraulique et les incertitudes en matière d'impact sur l'environnement ont amené le Parlement français, en application de la charte constitutionnelle de l'environnement de 2004, à interdire toute exploration ou toute exploitation d'hydrocarbures reposant sur cette technique.

   Pour autant, compte tenu des réserves potentielles en HCRM de notre sous-sol et de l'avantage économique et de sécurité d'approvisionnement susceptible d'en être retiré, il serait très regrettable d'en rester là. La mission recommande donc de poursuivre les recherches théoriques et pratiques susceptibles d'évaluer et réduire les incertitudes sur les risques potentiels liés à la fracturation hydraulique, notamment :

   – en poursuivant l'inventaire de notre sous-sol à partir des données existantes et **en ne s'interdisant pas des forages d'exploration** qui, sans avoir besoin de recourir à la fracturation hydraulique, permettent des carottages porteurs d'enseignements sur la présence et la quantité de HCRM ;

   – **en encourageant les recherches sur l'amélioration de la cartographie 3D du sous-sol** à partir de techniques d'écoute des ondes sonores et sismiques résultant de la fracturation hydraulique : celle-ci serait réalisée à des fins de

recherche sur des sites pilotes choisis pour leurs caractéristiques géologiques. Il s'agit notamment de mieux contrôler les opérations de fracturation, d'évaluer les contraintes dans les roches et d'éviter la propagation non contrôlée de fractures ; **le monitoring de la fracturation est un des points clés de la maîtrise des techniques de fracturation hydraulique**. Ces recherches pourraient être conduites en partenariat entre les entreprises et les centres publics de recherche et les résultats publiés et portés à la connaissance des parties prenantes ;

- en commençant à **réfléchir à une évolution du RGIE** pour adapter la réglementation de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures aux techniques de fracturation hydraulique ; en même temps en **restaurant les compétences de l'administration en matière de police des mines**, aussi bien au niveau central que déconcentré. Rappelons en effet que les incidents rapportés à l'étranger sur des puits mettant en œuvre la fracturation hydraulique à des fins d'exploitation de HCRM résultent généralement d'une mauvaise mise en œuvre des règles de l'art pour diverses raisons, et d'une police des mines dont l'exercice a pu s'avérer insuffisant ;
- en ayant une **démarche transparente** qui conduira à **mettre à la disposition du public et des parties prenantes toutes les informations qu'ils sont en droit d'attendre**, notamment en matière de composition des additifs de fracturation, de qualité des eaux d'exhaure avant et après traitement, ou de pollution de l'air, et ce dès que le projet d'exploration ou d'exploitation sera communiqué à l'administration pour instruction.

4. Conformément aux dispositions des articles 2 et 4 de la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011, la mission recommande aussi de poursuivre les expérimentations avec en particulier la **constitution d'un pilote « sur-instrumenté »**, comportant notamment une surveillance particulière des aquifères. Ce pilote serait plutôt situé dans le Bassin parisien (toarcien) où la géologie est moins complexe que dans le Sud-Est de la France, la radioactivité du sous-sol négligeable et les perspectives de découvertes plus avérées.

   Ce pilote pourrait faire l'objet d'une coopération entre un exploitant pétrolier et les organismes de recherche publics les plus impliqués dans ces techniques (IFPEN, BRGM, INERIS). **Dans une perspective d'expertise pluraliste, il pourrait, au-delà de la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux créée par la loi du 13 juillet 2011, associer un second cercle d'expertise constitué de membres de la société civile**. Le fonctionnement de ce cercle pourrait être défini dans une lettre de mission à l'animateur d'un groupe d'expertise pluraliste, en référence à l'expérience positive réalisée pour le suivi des activités minières uranifères dans le Limousin, à la demande conjointe des ministres chargés de l'environnement, de l'énergie et des matières premières. À cet égard, la mission recommande de bâtir le pluralisme de l'expertise sur le modèle issu de la « gouvernance à cinq » (élus, entreprises, associations, syndicats, administration). L'animateur serait choisi sur des critères de compétence et d'indépendance et disposerait d'une lettre de mission cosignée par les ministres chargés de l'environnement et des mines. Il disposerait d'un coordonnateur du groupe chargé de le faire vivre au quotidien, ainsi que d'un budget prévu lors du lancement de la mission.

5. La mission recommande enfin de revoir la fiscalité minière afin de la rendre plus attractive pour les personnes et les collectivités directement concernées par l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. Cette révision de la fiscalité devra toutefois veiller à ne pas décourager les parties prenantes de promouvoir l'innovation et de rechercher un développement responsable des activités correspondantes afin d'aboutir à des solutions équilibrées, acceptables et durables.

Les perspectives technologiques dans le raffinage

Les contraintes qui pèsent sur le secteur du raffinage français sont vouées à se maintenir, voire à se renforcer, dans les années à venir. Si elle veut y faire face, l'industrie du raffinage devrait engager des investissements, souvent considérables, dans des procédés pour la plupart matures. Ceux-ci devront permettre de convertir des charges pétrolières de plus en plus lourdes, de maximiser la production de diesel, de diminuer la teneur en soufre des fiouls de soute et les émissions de CO_2 du secteur. Le captage du CO_2 émis par les raffineries reste quant à lui très peu probable avant 2030. Dans un contexte où les marges des raffineries françaises diminuent et restent inférieures à celles de nos voisins européens, engager de tels investissements nécessitera des réflexions sur les raffineries concernées, les technologies retenues... L'introduction de biohuiles en raffineries, pour une coproduction avec les charges fossiles, encore au stade de recherche, fait l'objet d'études au niveau européen et français.

L'activité de raffinage consiste à séparer (par distillations et procédés de conversion, craquage catalytique notamment) et à traiter (par hydrodésulfuration, hydrotraitement) les différents composants du pétrole brut pour obtenir des produits finis répondant aux attentes des consommateurs et aux standards internationaux. À l'horizon 2030, les contraintes qui pèseront sur le secteur du raffinage sont l'augmentation de la part des pétroles lourds et extra lourds dans l'approvisionnement, le maintien du déséquilibre gazole/essence entre production et consommation, le renforcement des réglementations environnementales (teneur en soufre des fiouls de soute et émissions de CO_2 des raffineries) et l'augmentation des approvisionnements en sources alternatives au pétrole (biomasse, charbon, gaz naturel). Pour rester compétitive, l'industrie du raffinage français devra adapter ses procédés, les rendre plus flexibles, et engager des investissements en unités d'hydrodésulfuration et de conversion. En Europe, bien que la demande en carburants d'origine pétrolière dans le secteur des transports devrait diminuer d'ici 2035, le pétrole continuera à occuper une place centrale dans le mix énergétique des transports (83 % en 2035[1]).

1 ■ Conversion des bruts lourds et extra-lourds

Les conversions devenant profondes, la consommation d'énergie augmente (de 2 à 3 points de l'autoconsommation du brut traité en vingt ans[2]). L'alourdissement des charges pétrolières disponibles nécessite une évolution des procédés de conversion en raffinerie ou sur champ : procédés de conversion, de conversion profonde (cokéfaction) et de désulfuration, qui devront permettre de minimiser l'impact environnemental des conversions de produits lourds, dans une optique de réduction des émissions de gaz à effet de serre des raffineries. Plus particulièrement, il s'agit de

(1) D'après le scénario central de l'AIE, scénario « *new policies* ».
(2) En France, en 2008, une raffinerie consommait ainsi 7 % du brut qu'elle traitait, alors qu'aux États-Unis, où les conversions profondes de fioul lourd sont plus développées, cette part était de 11 % à 13 % (source : UFIP, Union française des industries pétrolières).

proposer des technologies et procédés visant à améliorer l'efficacité énergétique, de développer des catalyseurs performants et d'améliorer l'intégration des procédés. La conversion des produits lourds du pétrole en carburants nécessitera une production importante d'hydrogène, dont les besoins devraient doubler d'ici 2030. L'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés de production d'hydrogène sera par conséquent un réel enjeu. Le captage du CO_2 conjointement émis par cette production paraît encore lointain et très peu probable en raffinerie d'ici 2030 pour des raisons économiques *(voir le chapitre sur le captage et stockage de carbone)*.

2 ■ Déséquilibre de la demande gazole/essence

L'évolution du parc automobile français a créé un déséquilibre entre offre et demande d'une part pour le diesel, dont la production française ne suffit plus à satisfaire la demande (importation de 40 % du diesel), d'autre part pour l'essence, dont la production française dépasse la demande (exportation de 30 % de l'essence produite, mais les possibilités d'exportation, vers les États-Unis notamment, diminuent). Cet effet de parc risque de se maintenir à l'horizon 2020-2030. Plusieurs évolutions technologiques sont envisagées pour faire face à ce déséquilibre. Le procédé FCC (*Fluid Catalytic Cracking*, ou craquage catalytique) peut être utilisé en mode « maxi diesel » mais cela nécessite d'investir dans des capacités d'hydrodésulfuration et de production d'hydrogène. L'effet sur le ratio de production gazole/essence est limité (+ 12 %). L'oligomérisation des oléfines en gazole est un procédé au stade de R & D, qui n'a pas encore été prouvé mais qui pourrait être mature d'ici une dizaine d'années. Il constituerait une rupture technologique dans la mesure où les oléfines légères de FCC (essence) réagiraient entre elles pour former des chaînes plus lourdes (diesel), avec un réel impact sur l'augmentation de la coupe diesel au détriment de la coupe essence. Enfin, l'hydrocraqueur de distillat est une technologie disponible permettant d'augmenter le ratio de production gazole/essence de manière significative (+ 70 %). Il représente un investissement majeur pour une raffinerie (environ 10 fois celui d'un FCC « maxi diesel » et 5 fois celui de l'oligomérisation des oléfines). En France, les raffineries de Normandie (Total) et de Lavéra (Ineos) en sont équipées[1].

3 ■ Désulfuration des fiouls de soute

La teneur en soufre (en % massique) des fiouls de soute, dont la demande ira croissante ces vingt prochaines années, fait l'objet d'une réglementation internationale[2] de plus en plus stricte : dans les zones de contrôle d'émissions (*Emission Control Areas* ou ECA), la limite de soufre passe à 0,1 % à l'horizon 2015 (1 % aujourd'hui) et pour le reste de la flotte, la limite passerait à 0,5 % à l'horizon 2020-2025 (3,5 % aujourd'hui). La disponibilité des produits aux dates proposées pour les spécifications les plus sévères n'est pas garantie. La tension sur le marché des distillats, notamment pour le fioul à 0,1 % de soufre en teneur, pourrait encore être aggravée par la création de nouvelles zones de contrôle d'émissions de soufre ou SECA (*Sulphur Emission Control Areas*, dites aussi « SOx ECA »). Pour atteindre ces

(1) Pour la raffinerie de Normandie, l'investissement a été de 550 millions d'euros.
(2) Adoptée en octobre 2008 par l'Organisation maritime internationale, la révision de l'annexe VI de la Convention Marpol 73/78 (convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires) s'est traduite par des mesures plus contraignantes.

spécifications, deux voies technologiques sont envisagées : le traitement embarqué des fumées, avec le problème de l'encombrement et de coût pour l'armateur (une autre solution pour ce dernier étant de changer de carburant par exemple en ayant recours à du GNL), et la désulfuration des fiouls en raffinerie, grâce à l'amélioration des procédés de désulfuration de résidus existants et au développement de techniques permettant la production simultanée de fiouls désulfurés et de distillats (technologies matures mais présentant des verrous économiques). Pour cela, des catalyseurs plus actifs seront nécessaires. Le fioul à 0,1 % de soufre sera probablement produit à partir des installations existantes et sera au moins un distillat sous vide. Son prix sera ainsi significativement plus élevé que celui des fiouls lourds utilisés aujourd'hui. Le fioul à 0,5 % de soufre pourra être produit à partir des technologies d'aujourd'hui et pourrait être un résidu comme le fioul actuel à 3,5 % de soufre. À ce titre, son prix pourrait être plus proche de celui d'un fioul lourd actuel que d'un distillat. Il paraît donc moins en compétition avec la désulfuration embarquée.

4 ■ Réduction des émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de CO_2 du raffinage français augmentent de 2 % par an par tonne de brut traité. Elles proviennent essentiellement des combustibles utilisés dans les fours, sous-produits des procédés de raffinage non commercialisables, mais aussi de la production d'hydrogène nécessaire dans les procédés de conversion et traitement. L'amélioration de l'efficacité énergétique des différents procédés, dont la production centralisée d'hydrogène, est une voie de réduction des émissions de gaz à effet de serre à moyen terme. La diminution de la part des produits lourds dans l'alimentation des fours au profit des charges légères au contenu carbone inférieur *(fuel gas)* fait déjà l'objet d'investissements. À plus long terme, des solutions de rupture pourraient provenir de l'intégration de procédés de captage du CO_2 (peu probable avant 2030, pour des raisons économiques et techniques dues aux spécificités du secteur du raffinage : sources d'émissions de CO_2 nombreuses et dispersées) et de l'utilisation de fours électriques pour chauffer le pétrole brut avant introduction dans le procédé de distillation (actuellement à l'étude, envisagé essentiellement pour des nouvelles installations pour des raisons économiques). Les fours de charges pétrolières représentent en effet les unités les plus consommatrices d'énergie dans les raffineries (100 à 700 kJ/h). Cependant, les standards de plus en plus sévères concernant la qualité des produits raffinés, les procédés mis en œuvre pour accroître la production de diesel et l'alourdissement des charges pétrolières augmentent la consommation énergétique des raffineries, et donc ses émissions de CO_2.

5 ■ Biocarburants et raffinerie

L'augmentation prévue de la part des biocarburants dans les transports laisse la porte ouverte à différentes approches quant à leur production, en raffinerie ou dans des sites dédiés. La production de biocarburants dans les raffineries pourrait être envisagée par introduction de 5 % à 10 % de biohuiles (issues de la pyrolyse de la biomasse lignocellulosique) au niveau du craqueur catalytique, pour un *coprocessing* avec des charges fossiles. Les technologies sont aujourd'hui matures. Le seul verrou est économique et réside dans le prétraitement de ces biohuiles fortement oxygénées. Leur désoxygénation nécessite un travail sous pression d'hydrogène, ce qui implique une production d'hydrogène accrue et une phase de compression, au coût élevé. Ce *coprocessing* nécessitera également une évolution des catalyseurs vers plus de

flexibilité et de sélectivité, les charges pétrolières et les biohuiles ayant des propriétés différentes. L'Allemagne, la Hollande et la Finlande sont fortement engagées dans cette voie. En France, l'idée évolue, mais à un rythme moins soutenu. L'évolution de la fiscalité de ces produits conditionnera en partie ce développement.

6 ■ L'industrie française du raffinage

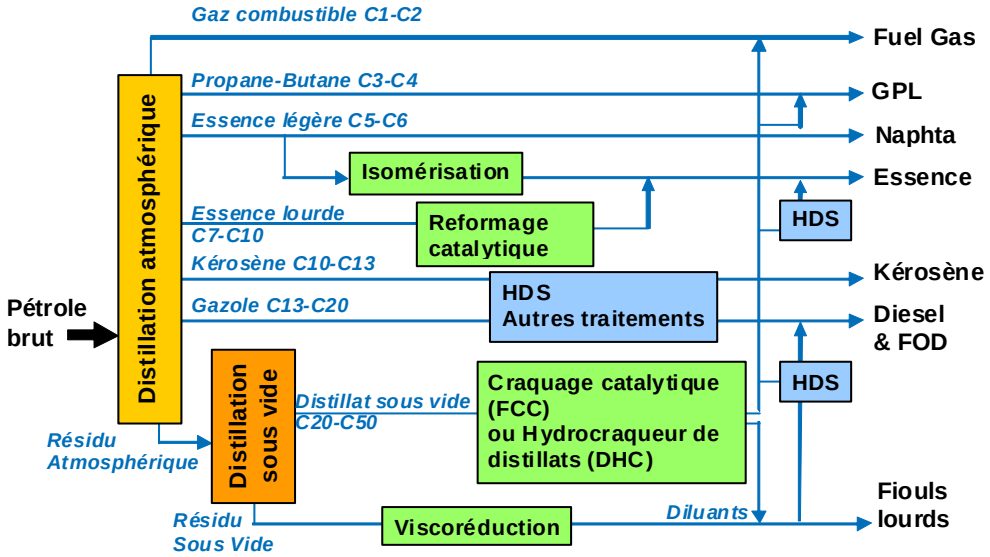
La France compte actuellement une dizaine de raffineries (23 en 1970). Elle ne fait pas exception à la surcapacité structurelle de raffinage observée en Europe. Le raffinage français est cependant moins compétitif que la moyenne ouest-européenne, il présente des coûts opératoires supérieurs (+ 25 % en 2008). Les investissements nécessaires dans les raffineries françaises pour répondre aux différentes contraintes qui pèsent sur le secteur ne pourront se faire sans l'assurance d'une certaine rentabilité financière. Or les marges des raffineries françaises diminuent depuis 2009, en partie à cause de la diminution des possibilités d'exportation des surplus d'essence vers les États-Unis.

Le raffinage français, garant d'une certaine sécurité d'approvisionnement, devra évoluer. Si les projets de nouvelles raffineries sont exclus, les pétroliers se concentrent sur les raffineries les plus pertinentes et les plus rentables, dans une logique d'optimisation du parc existant. Un positionnement sur de nouveaux secteurs tels que celui des biocarburants pourrait être envisagé à plus long terme.

Annexe : principe de fonctionnement d'une raffinerie

Le raffinage est une activité qui consiste en une succession de procédés unitaires de raffinage du pétrole brut et de ses sous-produits, présentés schématiquement ci-dessous, que l'on peut regrouper en trois types de transformations.

Principe de fonctionnement d'une raffinerie



Source : CAS à partir de données IFP

Distillation

La distillation permet de séparer les composants du pétrole brut en différentes coupes, selon leur point d'ébullition :

- la distillation à pression atmosphérique correspond à la première étape, durant laquelle le brut est chauffé à 350-400 °C dans une colonne de 60 m de haut *(topping)*. Les composés dont la température d'ébullition est inférieure à 350-400 °C se vaporisent. Les vapeurs se condensent lorsqu'elles ont atteint l'altitude qui correspond à leur température de rosée, ce qui permet de séparer les produits obtenus. Les plus légers sont récupérés en haut de la tour, les plus lourds en bas ;
- la distillation sous vide (DSV) permet d'abaisser les températures d'ébullition des résidus de la distillation précédente. Les produits obtenus sont du gazole, des distillats lourds et un résidu qui entre dans la composition des bitumes ou des fiouls lourds.

Conversion

En fonction des produits souhaités, des procédés de conversion des composants, réalisée en général sous forte pression et haute température, sont mis en œuvre. Il existe plusieurs types de conversions :

- les procédés ayant pour but la division des molécules complexes en molécules plus simples pour convertir les produits lourds en produits plus légers : craquage[1], cokéfaction, viscoréduction :
  - un craquage catalytique *(FCC, Fluid Catalytic Cracking)* transforme du distillat lourd en petites molécules : gaz, essences et gazole. Les charges qui alimentent le FCC proviennent de la distillation sous vide (distillats légers et lourds). Comme son nom l'indique, cette réaction se fait en présence d'un catalyseur ;
  - la cokéfaction est un procédé consistant à extraire une partie des atomes de carbone que renferment les grosses molécules d'hydrocarbures. Les molécules lourdes sont craquées par la chaleur, des composés plus légers et du coke apparaissent ;
  - la viscoréduction est un exemple de craquage thermique. Elle permet de réduire la viscosité des résidus lourds issus de la distillation sous vide en « coupant » ces produits. On obtient par exemple des fiouls lourds ;
- le reformage catalytique est un processus d'amélioration de l'essence lourde pour obtenir des essences dont l'indice d'octane est élevé. Un des sous-produits de cette réaction est l'hydrogène, qui sera utilisé notamment pour l'hydrodésulfuration ;
- l'alkylation consiste en une recomposition des molécules pour constituer les composants nécessaires aux mélanges de la production d'essence ou de gazole ;
- l'isomérisation correspond au réarrangement de molécules dans le but d'obtenir des composants d'essences à haut indice d'octane.

(1) Le craquage est un procédé chimique qui consiste à casser des molécules organiques en des molécules de plus petites tailles. Le craquage peut être thermique ou catalytique.

Traitement

Après distillation et conversion, les composants obtenus ne sont pas prêts à être commercialisés. Il faut encore les traiter en stabilisant et séparant les composants indésirables tels que le soufre.

L'hydrodésulfuration (HDS) permet de diminuer la teneur en soufre des coupes moyennes (kérosène, gasoil). Cette réaction nécessite un apport d'hydrogène.

L'hydrotraitement des essences provenant de la distillation et du FCC permet d'en éliminer le soufre et les composés azotés.

En plus de ces procédés entrant directement dans le processus de raffinage, d'autres procédés sont essentiels au fonctionnement des raffineries : traitement des eaux usées, génération d'hydrogène, production de vapeur, systèmes de refroidissement.

L'hydrogène

L'hydrogène est aujourd'hui une matière première valorisée pour ses propriétés chimiques : il est principalement utilisé comme matière de base dans les raffineries de pétrole, en particulier pour la désulfuration de l'essence et du gazole (près de 44 % de la consommation), pour la production d'ammoniac (environ 38 %) et dans la fabrication de produits chimiques comme le méthanol, les amines, l'eau oxygénée, etc.

Du fait de ses propriétés énergétiques intéressantes (contenu énergétique massique élevé, combustion exempte de gaz à effet de serre et de polluants), il pourrait, utilisé comme vecteur énergétique, contribuer à l'amélioration de la sécurité énergétique et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les possibilités sont multiples, comme carburant pour le transport, comme moyen de stockage de l'énergie au niveau des réseaux pour assurer leur sécurité ou directement dans les bâtiments pour produire de l'énergie. Cependant, ses applications nécessitent la mise en place d'une filière complète relativement complexe : production, transport, stockage, distribution, utilisation. L'hydrogène n'a de sens comme élément de réponse aux enjeux énergétiques que s'il est produit de manière décarbonée, ce qui fait appel à des techniques aujourd'hui particulièrement coûteuses. En outre, le recours à ce nouveau vecteur, par exemple dans le transport, implique la mise en place de nouvelles infrastructures de distribution et de stockage, ce qui a un coût important.

Ainsi, la valorisation de la capacité énergétique de l'hydrogène est pénalisée, par rapport aux alternatives existantes, par le coût élevé et les enjeux de sécurité (du stockage en particulier) associés à la filière complète depuis la production jusqu'à la distribution aux utilisateurs.

Les objectifs européens « 20/20/20 » et les orientations des lois Grenelle donnent un cadre à l'horizon 2020 : efficacité énergétique des bâtiments, développement d'énergies renouvelables, réduction des nuisances, évolution des réseaux énergétiques, dans lequel le développement de l'hydrogène-énergie peut être défini.

1 ■ L'hydrogène-énergie et les piles à combustible : définitions

L'hydrogène n'est pas une source d'énergie primaire. Il peut être utilisé dans diverses applications en raison de son fort potentiel énergétique massique (142 MJ/kg contre 55 MJ/kg pour le gaz naturel et 45 MJ/kg pour le pétrole)[1]. Il doit être fabriqué à partir d'une source d'énergie, transporté, stocké et distribué.

Les piles à combustible sont des convertisseurs électrochimiques, produisant électricité et chaleur par oxydation d'un carburant liquide ou gazeux (hydrogène, gaz naturel, méthanol, éthanol, biogaz, GPL, essence, gazole) et réduction d'oxygène. Leur puissance varie du watt au mégawatt.

(1) Guibet *J.-C. (1997), Carburants et moteurs : technologies, énergie, environnement*, vol. 2, Publications de l'Institut français du pétrole, Paris, Éditions Technip.

2 ■ Le champ des applications de l'hydrogène-énergie et des piles à combustible

Applications stationnaires : dans les bâtiments, l'industrie et les réseaux, ces technologies permettent de stocker l'énergie et d'assurer la fourniture d'électricité et de chaleur (de la micro-cogénération, kW, à la cogénération de forte puissance, MW). Elles contribuent au développement des bâtiments et îlots à énergie positive, et à celui des réseaux électriques intelligents.

Applications mobiles : l'hydrogène peut alimenter des véhicules équipés de moteurs fonctionnant au gaz. L'hythane® (20 % hydrogène – 80 % GNL) ne nécessite qu'une adaptation mineure des moteurs. Les piles à combustible peuvent équiper tout véhicule électrique. L'intégration réservoir/pile à combustible dans un véhicule accroît l'autonomie et réduit le temps de charge[1].

Applications de niche ou marchés précoces : les applications de l'hydrogène et des piles à combustible ont d'abord été démontrées pour des usages de niche spécifiques. Ces applications, les plus proches de la commercialisation, sont regroupées sous le terme de « marchés précoces » : engins de manutention ; véhicules spéciaux pour des usages urbains ou dans des bâtiments ; alimentation de sites isolés, antennes relais et bases de télécommunication ; groupes de secours pour des usages critiques ou stratégiques ou, plus largement, en soutien aux réseaux électriques défaillants ; alimentation d'objets nomades (téléphones, ordinateurs portables, éclairage portatifs, etc.) par des piles ou µ-piles de faible puissance.

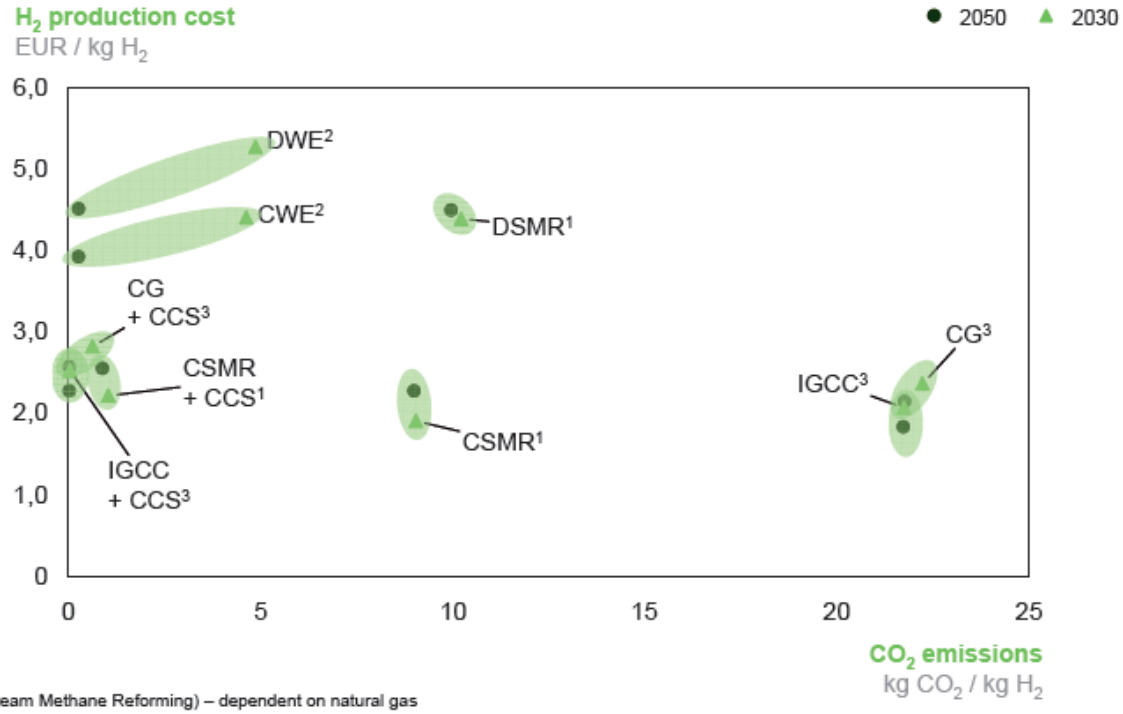
3 ■ Production de l'hydrogène

Si l'hydrogène n'est pas naturellement disponible, il entre dans la composition chimique de différents corps. On doit produire ce gaz *via* des procédés qui utilisent des sources primaires différentes, renouvelables ou non :

- le vaporeformage du gaz naturel[2] est le plus employé (90 % de la production mondiale), avec un rendement de 70-80 %. Il génère du CO_2, qui peut être capté, stocké ou valorisé (filière CSCV[3]). L'hydrogène peut aussi être produit à partir de biogaz. Cette filière est portée en France par Air Liquide et des PME : N-GHY, Verde Mobile et Albhyon. Soixante-dix des 250 sites français de production d'hydrogène par biogaz valorisent déjà ce biogaz (cogénération), produisant en moyenne 157 tH_2/an et par site (7 000 heures de fonctionnement). L'hydrogène distribué a un coût de 9 €/kg H_2 ;
- les procédés thermochimiques de gazéification et de pyrolyse de biomasse solide produisent un mélange de gaz ($CO + H_2$) dont on peut extraire de l'hydrogène ;
- l'électrolyse de l'eau est très minoritaire. Ce procédé peut permettre de produire de l'hydrogène de manière décarbonée, sous réserve d'utiliser de l'électricité renouvelable, avec un rendement de 50-60 %[4].

(1) Pour plus de détails, voir le chapitre sur le véhicule particulier *(partie Transport)*.
(2) Dissociation du méthane en présence d'eau et de chaleur pour produire de l'hydrogène.
(3) Captage, stockage, valorisation du CO_2.
(4) Source : Air Liquide.

Évaluation des coûts futurs de production de l'hydrogène
versus le taux de coproduction de CO_2*



(*) Ce graphique compile les coûts de production du kg d'H_2 à deux échéances, 2030 et 2050, pour différentes méthodes de production, il fait figurer le niveau de coproduction de CO_2 lié à ces typologies de production.

Source : Mc Kinsey & Co study, A portfolio of power-trains for Europe: A fact-based analysis *(2010)*

D'autres procédés font l'objet de recherche : décomposition thermochimique de l'eau, décomposition photochimique de l'eau ou production par voie biologique. L'hydrogène est également coproduit dans certains procédés chimiques (chlore, cokerie, pétrochimie, etc.). Il est soit valorisé dans un procédé, soit brûlé ou rejeté. Le réseau de gaz naturel peut contenir de l'hydrogène jusqu'à 20 % en volume. Des verrous technologiques restent à lever, afin de séparer et purifier l'hydrogène en aval.

4 ■ Les enjeux d'avenir

4.1. Production propre d'hydrogène

L'hydrogène peut être produit à partir de sources d'énergie décarbonées (éolien, solaire, hydraulique, nucléaire, biomasse solide, biogaz) et apparaît comme un moyen de stocker, transporter ou distribuer ces énergies. En particulier pour les énergies renouvelables intermittentes, il peut être envisagé à long terme comme moyen de régulation de leur production, usage à mettre en parallèle avec les dispositifs de stockage : par batteries (notamment Li-ion), dont la capacité

massique devrait doubler à horizon 2015[1]. Sa transformation *via* les piles à combustible produit électricité et chaleur, permettant un emploi dans les principaux usages énergétiques : mobilité, usages de l'électricité, besoins thermiques des bâtiments, accroissant les potentialités de substitution entre sources d'énergies conventionnelles et sources d'énergies renouvelables.

Les bénéfices énergétiques dépendent du rendement de la chaîne énergétique, dont l'optimisation apparaît comme un facteur déterminant les potentialités énergétiques de ce vecteur. Pour l'heure, le procédé de production le plus utilisé reste le vaporeformage du méthane, très émetteur de gaz à effet de serre.

4.2. Distribution et stockage de l'hydrogène et connexions au réseau

L'intelligence croissante des échanges entre systèmes de production, transport, distribution et sites de consommation, autorisera une forte automatisation des réseaux ainsi qu'une gestion avancée de la production et de la charge. L'hydrogène-énergie et les piles à combustible offrent des capacités de stockage et de production d'électricité à la demande permettant d'optimiser la gestion des intermittences. Ils contribuent à l'évolution des réseaux électriques à différentes échelles. L'hydrogène peut interagir avec le réseau de gaz naturel et offre des possibilités d'interconnexions entre réseaux électriques, réseaux de gaz naturel et sources d'énergies renouvelables, contribuant à une régulation évoluée des différentes formes d'énergies finales.

4.3. Réduction des nuisances des usages énergétiques, notamment en milieu urbain

La mobilité urbaine et périurbaine est confrontée aux nuisances locales : émissions de polluants (oxydes d'azote, particules, etc.), nuisances sonores. La pile à combustible, associée au véhicule électrique, constitue une solution de rupture pour ce qui est des polluants. Sous réserve d'une production d'hydrogène décarbonée, le véhicule à PAC n'émettra pas de gaz à effet de serre. Air Liquide prévoit à horizon 2020 de fabriquer 50 % de son hydrogène destiné à des applications énergétiques de manière décarbonée (programme *Blue Hydrogen*). Cependant, son développement rencontre plusieurs difficultés : déploiement d'un réseau de distribution, coût du véhicule et sécurité du stockage mobile de l'hydrogène.

Les usages de l'énergie dans les bâtiments évoluent fortement. Production et stockage d'énergie pourraient se généraliser à l'échelle du bâtiment ou d'îlots. La technologie des piles à combustible (hydrogène ou gaz naturel) peut contribuer aux besoins énergétiques avec un rendement de conversion élevé. Le rapport entre électricité et chaleur produite, favorable à l'électricité, répond à l'évolution observée des usages dans les bâtiments. Batteries (notamment Li-ion), mais également supercondensateurs répondent également à ces problématiques. Les performances de ces procédés devront être évaluées (capacité de stockage, facilité d'utilisation, sécurité).

(1) Source : CEA.

5 ■ Les paramètres clés

5.1. La production, centralisée ou décentralisée

Différentes échelles ou degrés de centralisation peuvent être imaginés dans la mise en œuvre de ces moyens de production. De manière extrême, deux logiques d'infrastructures se distinguent :

- *la production d'hydrogène centralisée*. L'hydrogène est produit en grandes quantités, sur peu de sites. Les installations de grandes capacités reposent sur les procédés suivants : le vaporeformage du gaz naturel avec CSCV ; l'électrolyse haute et basse température, sur site dédié ou adossée à des sites de production d'électricité de grande taille (éolien en mer, centrales nucléaires) ; la gazéification de la biomasse et le vaporeformage du biogaz ; les nouveaux procédés : décomposition thermochimique de l'eau, procédés biologiques. Cette production doit être transportée de façon sécurisée (enjeu important). Ce transport peut être réalisé par camion sous forme liquide ou gazeuse, ou par pipeline sous forme gazeuse ;
- *la production d'hydrogène décentralisée*. La production est assurée par de nombreuses installations dispersées : la gazéification de la biomasse et le vaporeformage du biogaz ; l'électrolyse, haute et basse température connectée au réseau ou adossée à des parcs de production d'électricité renouvelable de petite taille ; les nouveaux procédés : décomposition photochimique de l'eau, procédés biologiques.

5.2. Les usages, concentrés ou diffus

Flexibilité et modularité de l'hydrogène et des piles permettent d'envisager différentes échelles d'application :

- *les usages concentrés*. L'hydrogène peut être utilisé en grande quantité sur un nombre restreint de sites, à des fins industrielles et énergétiques : usages industriels : raffinage, production de biocarburants, carburants de synthèse, chimie, sidérurgie ; production d'électricité et de chaleur en usage stationnaire : cogénération de forte puissance (> 50 MW), piles à combustible valorisant de l'hydrogène, ou autre combustibles (type Hythane®, biogaz) ;
- *les usages diffus*. De petites quantités d'hydrogène sont consommées de manière dispersée. Les piles à combustible peuvent être utilisées pour des applications stationnaires et mobiles diffuses : micro et moyenne cogénération (de 1 kW à 1 MW) dans les bâtiments et l'industrie, fonctionnant à partir d'hydrogène, de gaz naturel, de mélange (Hythane®,) de biogaz ; véhicules équipés de piles à combustible associées à une traction électrique, ou véhicules thermiques utilisant du mélange (Hythane®) ; applications diffuses diverses : objets nomades, véhicules spéciaux, groupes de secours, etc.

6 ■ Verrous et leviers

Des éléments externes joueront sur le déploiement des technologies : la contrainte carbone de même que les prix des énergies et de l'électricité auront un impact déterminant sur leur compétitivité. Elles s'intégreront dans des systèmes qui

évolueront sous l'influence d'autres facteurs : décentralisation, déploiement des renouvelables et des véhicules électriques. Le résultat d'initiatives menées à l'étranger créera des conditions favorables ou défavorables à ce développement. Ainsi, l'essor des applications précoces et mobiles est lié à l'émergence de marchés internationaux. Néanmoins, des verrous ou freins spécifiques freinent le développement de la filière nationale.

6.1. Verrous à caractère technico-économique

Ces verrous concernent l'optimisation des technologies actuelles, jusqu'au développement de produits à coûts maîtrisés. Dans les piles, l'intégration des composants en systèmes, l'allongement de la durée de vie, l'amélioration de la fiabilité/robustesse et la mise en œuvre des technologies à moindre coût sont les principaux verrous. Chaque technologie nécessite de poursuivre la levée de verrous spécifiques : diminution des quantités de métaux précieux ou substitution par des métaux moins rares pour les piles à combustible basse température, corrosion et tenue en température pour les piles à combustible haute température. Dans l'hydrogène-énergie, la faisabilité du captage et stockage de CO_2 sera déterminante dans la mise en œuvre du vaporeformage du gaz. Procédés d'électrolyse haute et basse température et technologies de stockage d'hydrogène doivent être optimisés et leur fabrication industrialisée.

6.2. Verrous à caractère économique et industriel

La maturité économique ne sera atteinte qu'à moyen-long terme, ces applications ne devenant que progressivement compétitives par rapport aux technologies de référence. Les investissements sont lourds dans la production ou dans les infrastructures de distribution et de stockage. La filière repose sur des acteurs industriels dont aucun ne maîtrise la totalité de la chaîne de valeur. Le risque économique et industriel élevé peut conduire à de l'attentisme. La gestion du risque dans les phases de transition du déploiement de la filière est un élément clé de réussite. Trois leviers paraissent déterminants :

- *soutien et accompagnement politique* : La définition d'un cadre réglementaire et normatif adapté est nécessaire dans la durée. Le développement sur le long terme de l'hydrogène-énergie et des piles à combustible suppose que ces technologies soient intégrées dans les décisions stratégiques des pouvoirs publics ;
- *engagement de grands industriels, associés à un tissu de PME* : Le déploiement des technologies hydrogène-énergie et des piles à combustible n'est pas envisageable sans l'implication d'opérateurs énergétiques et d'industriels (constructeurs automobiles). L'industrialisation de ces technologies et le déploiement d'infrastructures (distribution et stockage) nécessitent des investissements qui ne peuvent être portés que par des groupes industriels. Leur engagement est indissociable du développement d'un tissu de PME spécialisées, la filière nécessitant la mise en œuvre de compétences complexes et variées ;
- *acceptation sociétale* : les visions 2050 impliquent, pour celles qui s'appuient sur des usages diffus de l'hydrogène, une proximité des usagers et décideurs à ces technologies, par leur intégration banalisée dans les bâtiments, dans les transports, par leur lien avec les énergies renouvelables et la présence d'infrastructures de stockage et de distribution. Ces technologies seront d'autant

mieux acceptées qu'elles répondront à des attentes sociétales : contribution aux défis environnementaux, amélioration du service dans l'électromobilité, sécurité d'approvisionnement électrique. Le volet sécurité en lien avec le stockage et l'utilisation de l'hydrogène doit être intégré à la fois dans les applications mobiles et stationnaires. La sensibilisation, l'information et l'éducation du public aux risques que peut engendrer l'hydrogène constituent une étape essentielle à l'appropriation de ses multiples usages dans l'énergie.

7 ■ Les acteurs industriels

Les acteurs industriels français se répartissent tout au long de la chaîne de valeur de la filière et sur l'ensemble de ses axes prioritaires.

Cartographie des acteurs de la filière hydrogène

Marchés	Production	Stockage	Transport distribution	Sécurité, réglementation, normalisation	PAC	Systèmes de couplage
Hydrogène sans CO_2 pour industrie	AIR LIQUIDE AREVA TOTAL N-GHY	AIR LIQUIDE Mc PHY	AIR LIQUIDE	INERIS APAVE VERITAS		
Équilibre réseau Utilisation H_2 vert	AIR LIQUIDE CNIM GDF SUEZ HELION	AIR LIQUIDE Mc PHY	AIR LIQUIDE GDF SUEZ	INERIS APAVE VERITAS	HELION AXANE ENERGYES	AIR LIQUIDE N-GHY HELION ENERGYES
Stationnaire	AIR LIQUIDE N-GHY CNIM HELION CETH IRMA	AIR LIQUIDE Mc PHY SNPE ULLIT EADS RAIGI MAHYTEC	AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE INERIS APAVE VERITAS AFNOR	HELION AXANE ENERGYES SAINT GOBAIN MARION BAIKOWSKI	AIR LIQUIDE N-GHY HELION CNIM DE DIETRICH ENERGYES
Mobiles et nomades	AIR LIQUIDE N-GHY GDF SUEZ HELION	AIR LIQUIDE GDF SUEZ	AIR LIQUIDE GDF SUEZ	AIR LIQUIDE INERIS VERITAS GDF SUEZ AFNOR	HELION AXANE ENERGYE PAXITECH PRAGMA RAIGI	N-GHY GDF SUEZ HELION ENERGYES EUCLHYD

Source : ADEME

Le traitement des eaux usées et le dessalement de l'eau de mer sont deux procédés en pleine expansion. Réduire leur consommation en énergie représente donc un enjeu important, auquel il est possible de répondre en améliorant leur efficacité énergétique.

Plusieurs techniques sont développées pour le dessalement de l'eau de mer, avec des coûts énergétiques assez variables. L'osmose inverse est la plus prometteuse et celle qui se développe le plus : elle présente les coûts énergétiques les plus faibles. Des progrès sur les membranes permettraient de l'améliorer encore. Le traitement des eaux usées dans les stations d'épuration (STEP) peut faire l'objet de diverses valorisations énergétiques (diminution des consommations, valorisation de la matière organique, etc.) qui permettent d'envisager le concept de STEP à énergie positive. Bien que les technologies soient pour la plupart matures et éprouvées, la France accuse un certain retard par rapport à des pays voisins tels que l'Allemagne, la Suisse ou l'Autriche.

Vecteur énergétique, l'eau est également consommatrice d'énergie dans son cycle de production (d'eau douce) et de traitement. Il existe un certain nombre de technologies qui permettent la récupération de cette énergie. En termes d'empreinte carbone, le poids des secteurs de l'eau et de l'assainissement est d'environ 1 % dans la plupart des pays. En Europe, la production et la distribution d'eau représentent en moyenne 0,4 kWh/m^3, la collecte et le traitement des eaux usées environ 1 kWh/m^3. La forte intensité énergétique de cette industrie rend le prix de l'eau sensible au prix de l'énergie. En outre, les ouvrages ayant une longue durée de vie, les choix technologiques effectués peuvent l'être pour vingt ou trente ans. L'utilisation de ressources non conventionnelles (dessalement et réutilisation des eaux) sera indispensable dans certaines régions. Le pourcentage d'eaux retraitées réutilisées est encore très faible, le niveau de qualité des eaux ne permettant souvent pas une réutilisation, même en agriculture. Pour que ces techniques représentent une alternative socialement acceptée, un effort important de R & D sera nécessaire.

1 ■ Production d'eau potable et énergie : le dessalement

1.1. Perspectives technologiques

Le dessalement (ou dessalage ou désalinisation) permet d'obtenir de l'eau douce (potable ou non) à partir d'une eau saumâtre ou salée. Le dessalement est en très forte expansion : la capacité installée dans le monde s'est accrue de 160 % durant les dix dernières années. On dispose aujourd'hui de nombreux systèmes dont beaucoup ont atteint le stade industriel. Les deux procédés les plus couramment utilisés sont la distillation (40 % des capacités de dessalement) et l'osmose inverse, qui présente de meilleures performances énergétiques, et dont le taux de croissance est le plus important.

La distillation consiste à évaporer l'eau de mer, grâce à la chaleur des rayons solaires ou au moyen d'une chaudière. Une eau douce consommable est obtenue par condensation de la vapeur d'eau. Plusieurs techniques sont développées : distillation

multi-effets (eau très pure, coût énergétique élevé, environ 15 kWh/m³) ; distillation par dépression (eau très pure, coût énergétique faible, 2 à 3 kWh/m³), utilisée pour de petites unités ; distillation par four solaire (concentration des rayons calorifiques qui portent à haute température l'élément qui contient l'eau destinée à être évaporée).

L'osmose inverse nécessite de traiter au préalable l'eau de mer (filtration et désinfection) afin de la débarrasser des éléments en suspension et des micro-organismes. Une pression suffisante est ensuite appliquée à cette eau salée pour la faire passer à travers une membrane semi-perméable : seules les molécules d'eau traversent la membrane, fournissant ainsi une eau douce potable. Cette technique membranaire en plein essor a montré sa fiabilité (coût énergétique de 4 à 5 kWh/m³).

D'autres techniques existent, moins répandues. Le flash multi-étages, ou système flash, utilisé dans les pays du Golfe, fournit une eau dont le taux de sel résiduel est non négligeable (coût énergétique élevé : 10 kWh/m³). La compression de vapeur fournit une eau pure (coût énergétique moyen : 5 kWh/m³). L'électrolyse (ou électrodialyse) est un système très rentable pour les faibles concentrations, l'énergie à mettre en jeu dépendant de la concentration en sel. La condensation est utilisée pour de petites unités et fournit une eau pure (coût énergétique nul avec un système passif, faible avec un système actif). Enfin, des unités mobiles de dessalement, énergétiquement autonomes, sont développées.

Le coût du dessalement d'eau de mer a considérablement diminué, notamment grâce à une amélioration de l'intensité énergétique. Il est aujourd'hui inférieur à 1 $/m^3 et peut atteindre, dans certains cas, 0,6 $/m^3, coût supportable pour l'alimentation en eau potable de villes dans les pays développés. Selon le coût de l'énergie et les contraintes de qualité d'eau, la part de l'énergie dans le dessalement représente en moyenne 40 % du coût d'exploitation d'une installation d'osmose inverse, mais peut varier entre 30 % et 80 %. L'efficacité énergétique de cette technologie a enregistré une forte progression (2 kWh/m^3 sur les installations les plus performantes), la limite étant à 1,75 kWh/m^3 selon les thermodynamiciens.

1.2. Aspects systémiques

La grande majorité des unités de production d'eau douce par distillation coproduisent de l'électricité. De même, il y a des avantages évidents à combiner la production d'eau douce par osmose avec la production d'électricité. La meilleure solution d'un point de vue énergétique consiste à combiner la production d'électricité par voie thermique ou par les techniques dites de production d'énergie renouvelable, la distillation et l'osmose inverse afin d'optimiser l'utilisation de l'énergie dans le système. Cela permet de donner de la flexibilité au système de cogénération d'eau et d'électricité, d'utiliser la capacité de production électrique non employée aux périodes creuses et de partager les infrastructures d'eau et de rejet en mer. Les technologies prioritaires à maîtriser sont l'osmose inverse, notamment la technologie des membranes, et le couplage du dessalement avec des unités de production d'énergie, qu'elles soient nucléaires, conventionnelles ou renouvelables.

1.3. Acteurs

Les pays utilisant la technologie de dessalement de l'eau de mer sont surtout situés au Moyen-Orient. Compte tenu de leurs importantes ressources en combustibles

fossiles, ils utilisent le procédé de vaporisation. Les autres pays ont davantage développé l'osmose inverse : Israël, Syrie, Tunisie, Mexique, Chili, Espagne, Malte. Les États-Unis sont en deuxième position derrière le Moyen-Orient pour le filtrage d'eaux saumâtres.

2 ■ Traitement des eaux résiduaires et énergie

2.1. Perspectives technologiques

Les normes de rejet des eaux résiduaires dans les milieux naturels sont de plus en plus drastiques, notamment sous l'influence de la directive cadre sur l'eau. Plus on améliore la qualité de traitement des eaux résiduaires, plus on risque d'augmenter la consommation énergétique d'une station d'épuration (STEP). Les solutions décentralisées ne sont pas toujours la meilleure réponse d'un point de vue énergétique. L'analyse des cycles de vie est, à ce titre, indispensable. Un système d'assainissement constitue un ensemble comprenant un réseau d'assainissement, une STEP et des traitements annexes des déchets de l'assainissement. Les boues de STEP doivent être traitées (compostage, déshydratation, séchage, etc.) afin de pouvoir rejeter l'eau produite dans le milieu naturel. La consommation énergétique globale d'un tel système est de 0,23 kWh/personne/jour. Une nouvelle approche consiste à récupérer l'énergie contenue dans les matières organiques des effluents : le potentiel énergétique est de 0,37 kWh/personne/jour. D'un point de vue théorique, le concept de STEP à énergie positive serait envisageable à l'horizon 2020, grâce à des économies d'énergie, la récupération d'énergie, la valorisation de la biomasse et la production d'énergies renouvelables.

Des économies d'énergie de 10 % à 15 % sont réalisables sans investissements supplémentaires et peuvent conduire à des économies importantes de coût d'exploitation. Les deux principaux postes de consommation sont l'aération (44 %) et le pompage (15 %). Un meilleur rendement énergétique des différents organes de pompage ainsi qu'un dimensionnement optimisé du système global d'aération et de sa régulation sont des opérations permettant d'atteindre ces économies d'énergie.

Le potentiel thermique des eaux usées en milieu urbain et périurbain constitue une ressource énergétique continue qui peut être utilisée pour le chauffage et le rafraîchissement de bâtiments *via* un échangeur de chaleur couplé à une pompe à chaleur. La performance du système dépendra principalement du débit des eaux usées et de la pente du réseau d'assainissement. Les échangeurs de chaleur sont soit insérés dans la structure des canalisations soit localisés dans des bâches en dérivation. Les eaux usées peuvent être des eaux brutes ou des eaux traitées (sortie de STEP).

La valorisation de la biomasse est une autre ressource énergétique. La digestion est un procédé très performant pour valoriser la fraction biodégradable de la matière organique des boues de STEP, qui produit un gaz constitué à 65 % de méthane. Ce biogaz peut être valorisé sous forme de chaleur ou sous forme d'électricité. La digestion ne permettant pas de valoriser la totalité de la matière organique des boues, l'incinération des boues déshydratées (seules ou en fours d'incinération d'ordures ménagères) avec ou sans séchage permet alors de valoriser la matière organique résiduelle. Cependant, le faible PCI des boues humides limite le bilan positif de ce

type de valorisation. Certaines boues non digérées ont un PCI suffisant pour que le bilan de la valorisation par incinération soit positif. Les boues séchées ont un PCI encore plus élevé et peuvent faire l'objet d'une co-combustion dans des centrales thermiques à charbon ou être valorisées par injection dans des fours de cimenterie. Les autres modes de production d'énergie à partir d'une STEP consistent à fabriquer un combustible (à partir des boues, du biogaz issu de la digestion, ou des graisses) ou un carburant (à partir du biogaz). Cette énergie est stockable indéfiniment et obtenue sans transfert énergétique : le déchet traité devient directement un combustible. Un « bio fioul » peut être produit par séparation physique à chaud des graisses récupérées en tête de station.

Enfin, selon les situations locales, un recours aux énergies renouvelables (solaire, éolien, micro-hydraulique, notamment en récupération d'énergie de chute des effluents) permettrait de compléter le bilan énergétique d'une STEP.

2.2. Aspects systémiques

Ainsi, au travers de nouvelles technologies ou grâce à l'ajustement des technologies existantes, il serait possible d'atteindre 100 % de la consommation énergétique nécessaire au niveau d'une STEP : 20 % grâce aux économies d'énergie, 10 % avec la récupération d'énergie, 60 % par la récupération de biomasse et 10 % *via* les énergies renouvelables. Plus que du développement de nouvelles technologies, cette démarche relève de la valorisation de l'innovation organisationnelle et de *process*.

2.3. Acteurs

Compte tenu de l'impact de la consommation énergétique des systèmes d'eau et d'assainissement, la maîtrise de la chaîne de valorisation et d'optimisation de la consommation énergétique des systèmes d'assainissement est un domaine technologique à maîtriser absolument pour permettre aux acteurs de l'eau de défendre leur position concurrentielle sur les marchés internationaux.

La digestion des boues de STEP est une technologie bien connue et très utilisée en Europe, notamment en Allemagne, moins en France jusqu'à ce jour pour diverses raisons (possibilité d'épandre les boues, coûts d'investissement plus élevés des filières incluant une digestion, procédé nécessitant un traitement complémentaire parfois contraignant).

Concernant la récupération de chaleur des eaux usées, la Suisse, l'Allemagne ou l'Autriche développent aujourd'hui de telles solutions. Le premier dispositif réalisé en France se trouve à Levallois-Perret où il permet de chauffer la piscine municipale et d'économiser ainsi 150 tonnes par an d'émissions de CO_2. La communauté urbaine de Bordeaux vient de mettre en œuvre un tel système pour le chauffage de l'hôtel de communauté.

Transport

Introduction

Le secteur des transports représente, en 2010, **70,6 % de la consommation énergétique des produits pétroliers en France** (en hausse de 2,2 % par rapport à 2009) ainsi que 33,7 % des émissions de gaz à effet de serre. Le secteur routier est le principal responsable de ces émissions : plus de 90 % en 2009[1]. Viennent ensuite, par ordre décroissant, le secteur aérien (de 3 % à 4 % en 2009), le secteur maritime et fluvial (environ 3 % en 2009), et le secteur ferroviaire (environ 0,5 % en 2009). Il faut cependant noter que pour les secteurs aérien et maritime, l'enjeu est international. Ainsi, au niveau mondial, les émissions de ces secteurs représentent respectivement 10 % et 9 % des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble des transports.

Dans le domaine du transport, peu de « ruptures technologiques » sont envisagées à l'horizon 2030-2050. **Les progrès résulteront davantage de l'optimisation de techniques existantes**, à la fois sur la structure du véhicule (aérodynamisme et allègement en particulier), sur les systèmes de propulsion et sur les systèmes d'utilisation et de gestion de l'énergie à bord du véhicule.

Les innovations en matière de logistique seront également centrales, quel que soit le mode de transport, et seront principalement dues au développement de **technologies de l'information et de la communication (TIC)**. En effet, les TIC contribuent à améliorer la gestion des transports en optimisant à la fois les performances et la sécurité, en réduisant la consommation d'énergie et en favorisant le recours à des énergies plus propres. Quatre champs sont visés prioritairement : la rationalisation des transports publics et la facilitation de leur utilisation ; l'optimisation des transports de marchandises ; la mutualisation des transports ; l'optimisation des transports individuels.

Enfin, pour compléter le panorama des innovations dans les transports, il faut tenir compte des progrès sur les carburants. Mis à part le secteur ferroviaire qui utilise majoritairement la traction électrique, les modes de transport reposent essentiellement sur une traction thermique. Les questions portent alors d'une part sur la **production des différents carburants** : diesel et essence (routier), fioul lourd (maritime et fluvial) et kérosène (aérien) ; sur **l'utilisation de biocarburants** (à un mix plus ou moins élevé) ; et sur **l'adaptabilité des moteurs à recevoir ces nouveaux types de carburants**, selon la flexibilité de la filière (« *drop-in fuels*[2] » pour l'aviation, et à l'inverse, développement de nouveaux moteurs pour le routier[3]).

(1) Le CO_2 représente 95 % des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des transports (source : ADEME).
(2) Les contraintes spécifiques imposées dans le secteur de l'aéronautique en termes de sécurité, de logistique et de spécifications des carburants conduisent à privilégier l'approche *drop-in-fuels* : les carburants alternatifs destinés à l'aviation doivent pouvoir être miscibles en toute proportion au *jet fuel* conventionnel sans en altérer les propriétés et être compatibles avec l'ensemble des organes moteur de l'avion sans que ceux-ci nécessitent de modifications.
(3) Ces aspects sont traités dans le chapitre consacré aux carburants alternatifs d'origine biomassique et fossile (partie Énergie).

Le véhicule particulier

Le véhicule particulier est le principal consommateur d'énergie du secteur des transports : 46,4 % de la consommation d'énergie de traction en 2010. Il est aussi le principal émetteur de CO_2 du secteur routier : 56,5 % en 2009. À court terme, un changement de comportement des utilisateurs pourrait conduire à une baisse d'au moins 20 % de la consommation des véhicules et à plus long terme (horizon 2050), les nouvelles technologies pourraient réduire de 40 % cette même consommation. Ces innovations porteront sur les trois types de motorisations, qui coexisteront à horizon 2030-2050 : motorisations thermiques, hybrides thermiques-électriques et électriques.

Les motorisations thermiques, toujours largement présentes à horizon 2030, pourront être améliorées principalement grâce au *downsizing* des moteurs, à des procédés de combustion améliorés, à la mise en place progressive de systèmes électroniques de contrôle des soupapes et de pilotage des pistons, et à une meilleure gestion de la production et de l'utilisation de l'électricité dans le véhicule : ces progrès devraient permettre des réductions de consommation d'énergie allant de 20 % à 40 % à horizon 2020. Les constructeurs PSA Peugeot-Citroën et Renault se partagent 55 % du marché français du véhicule particulier et possèdent un des meilleurs savoir-faire mondiaux en matière de motorisation thermique (performante et peu émettrice de polluants), en particulier les motorisations diesel. Un véhicule bénéficiant de ces avancées technologiques et d'une hybridation douce (système *stop & start* et récupérateur d'énergie au freinage) devrait émettre à terme 50-60 gCO_2/km.

Une motorisation hybride thermique-électrique (hybridation forte) devrait pouvoir quant à elle atteindre 40 gCO_2/km avec des performances limitées (vitesse maximale réduite) et un allègement du véhicule. C'est cette motorisation qui semble la voie d'avenir la plus prometteuse.

S'agissant de la motorisation électrique (0 gCO_2/km du réservoir à la roue[1]), d'importants progrès restent à faire sur les capacités de stockage des batteries ainsi que sur leur coût pour que le véhicule électrique à batterie puisse se diffuser à grande échelle.

En ce qui concerne le véhicule électrique à pile à combustible fonctionnant à l'hydrogène, son développement nécessite de fortes améliorations technologiques en vue d'en réduire le coût : il est aujourd'hui pénalisé par le coût élevé de la pile à combustible, les dispositions sécuritaires et la mise en place tant des infrastructures de distribution que de production décarbonée de l'hydrogène.

Même si, en termes de compétitivité, les entreprises allemandes et japonaises sont meilleures que les entreprises françaises sur le secteur de la motorisation électrique, la France possède un pôle d'excellence sur le développement des batteries de véhicules (Saft, CEA, etc.) et un bon savoir-faire dans le secteur de l'hydrogène (Air Liquide, CEA, IFPEN, etc.).

Les problèmes de congestion et de stationnement en ville ont entraîné un doublement du nombre des deux-roues motorisés ces dix dernières années. Comme en Chine où il s'en construit 20 millions par an, ces deux-roues pourraient être électrifiés, voire carrossés pour être transformés en un nouveau type de véhicules légers dédiés aux déplacements urbains.

En réalité, la véritable rupture consisterait à mieux adapter le véhicule à l'usage en le redessinant profondément. Un changement d'architecture par rapport aux structures

(1) Le coût carbone de production du véhicule et du carburant (pour le cas de l'hydrogène) n'est donc pas pris en compte.

existantes est nécessaire pour aller vers des structures plus légères, aussi bien pour le véhicule tout-électrique (400-700 kg) que pour le véhicule thermique. Cette voie demeure peu explorée et de nombreuses recherches restent à faire, que ce soit au niveau des constructeurs ou des équipementiers : Michelin, Faurecia, Valeo, etc.

1 ■ Contexte

Le véhicule particulier représente le principal consommateur d'énergie du secteur des transports : 46,4 % de la consommation d'énergie de traction en 2010[1] (auxiliaires non pris en compte). À l'intérieur du secteur routier, c'est également le principal émetteur de CO_2 : 56,5 % en 2009 (viennent ensuite les véhicules lourds avec 24,6 %).

Ainsi, pour des questions de coût et de respect de l'environnement (notamment les émissions de CO_2/km avec un objectif officieux à 130 gCO_2/km en 2012, puis 90-95 gCO_2/km en 2020 et 50 gCO_2/km en 2030), le véhicule particulier doit être techniquement repensé. Les recherches actuelles portent principalement sur la forte amélioration du rendement des motorisations thermiques, sur le développement de la motorisation électrique et sur les possibilités d'allègement des véhicules.

2 ■ Types de motorisations

Pour avancer, un véhicule doit vaincre plusieurs forces résistantes : la résistance aérodynamique (1), la résistance au roulement (2), la gravité dans les pentes (3) et l'inertie lors des phases d'accélération (4). L'objectif est de diminuer l'impact de ces forces sur le véhicule. Trois éléments sont alors à prendre en compte : **la masse, l'aérodynamisme** et **l'autonomie** souhaitée.

La masse qui intervient pour les forces (2), (3) et (4) est l'élément principalement responsable de la demande de puissance nécessaire à l'avancement du véhicule. Ce facteur est prépondérant pour des vitesses peu élevées (au-dessous de 60-70 km/h) lorsque la force aérodynamique reste faible. L'aérodynamisme, qui n'intervient que sur la force (1) est au contraire prépondérant à haute vitesse (évolution selon le cube de la vitesse sur la puissance nécessaire à l'avancement). Ainsi, compte tenu du véhicule particulier choisi (masse faible ou masse importante) et de l'usage souhaité (urbain : vitesse faible, ou routier : vitesse importante), la question de l'autonomie, donc de l'énergie embarquée, devient majeure.

Cette question se pose quel que soit le type de véhicule particulier et donc quelle que soit sa motorisation. Aujourd'hui, **trois grands types de motorisations** sont envisageables, à horizon 2030-2050 :

- motorisations thermiques ;
- motorisations hybrides thermique-électrique ;
- motorisations électriques à batteries.

(1) Le transport routier de marchandises arrive en deuxième place avec 29,8 % de la consommation d'énergie de traction.

S'agissant des véhicules à motorisations hybrides thermique-électrique, on distingue deux catégories : les **véhicules à hybridation « douce**[1] **»**, dont la motorisation principale est thermique mais qui sont dotés d'un système *stop & start*[2] et, pour certains, d'un système de récupération d'énergie au freinage qui recharge la batterie « classique » (batterie accompagnant les véhicules thermiques) ; et les **véhicules à hybridation « forte**[3] **»**, qui possèdent une batterie auxiliaire conséquente et sont capables de rouler un ou deux kilomètres en mode électrique seul. Depuis quelques années, on développe également le **véhicule à hybridation « forte » dont la batterie est rechargeable** (batterie additionnelle à la batterie « classique » des véhicules thermiques). Ce véhicule est aujourd'hui capable de rouler généralement 20 km (voire plus : 40 km pour l'Opel Ampera), en mode électrique seul.

Concernant les véhicules électriques, on distingue le **véhicule tout-électrique à batteries**, le **véhicule électrique à prolongateur d'autonomie par un petit moteur thermique** (*via* une génératrice électrique), ou éventuellement **par une pile à combustible**[4] (de faible puissance : environ 20 kW) et le **véhicule à pile à combustible**[5] (de forte puissance : 80-100 kW).

À l'horizon 2030-2050, ces véhicules coexisteront à la fois en production et en circulation. Pour tous ces types de motorisations et de véhicules, des programmes de R & D sont en cours visant à réduire la consommation énergétique et à s'affranchir autant que possible des ressources fossiles. **Des évolutions incrémentales fortes sont prévisibles au cours de la décennie 2010 et des ruptures technologiques sont possibles, voire indispensables.** Elles concernent bien sûr les motorisations thermiques, les systèmes hybrides et leur optimisation, les batteries et les composants associés, mais également l'allègement de tous les types de véhicules.

3 ■ Le véhicule thermique : d'importants gains apportés par le *downsizing* du moteur

Aujourd'hui, les motorisations thermiques sont les plus répandues. Elles concernent globalement deux familles utilisant toutes le concept du moteur à 4 temps : le moteur à allumage commandé, fonctionnant à l'essence le plus souvent et parfois au gaz naturel ou au gaz de pétrole liquéfié, mais aussi, depuis quelques années, au bioéthanol ou ses dérivés ; et le moteur à allumage par compression (dit diesel), utilisant du gazole et du biodiesel (ou du DME[6]). Ces moteurs ont pu largement se développer depuis plus d'un siècle du fait des très bonnes propriétés du carburant utilisé : très haut contenu énergétique par unité de masse et de volume, liquide à température et pression ambiante, pouvant être versé rapidement dans un réservoir, sans précautions importantes. Mais c'est surtout la séparation des paramètres de puissance (définie par le moteur) et d'autonomie (définie par le volume du réservoir) qui a permis aux motorisations thermiques de s'imposer. Par ailleurs, l'autonomie de

(1) *Micro hybrid* et *mild hybrid*.
(2) Le système *stop & start* est un dispositif d'arrêt et de redémarrage automatique du moteur (lorsque la vitesse du véhicule est nulle).
(3) *Full hybrid.*
(4) *Fuel cell range-extender.*
(5) *Fuel Cell Electric Vehicle* (FCEV).
(6) Le DME (Diméthyléther), carburant assimilable au GPL, peut être synthétisé à partir de gaz naturel, de charbon, de biomasse ou de résidus lourds de pétrole.

ces motorisations a largement augmenté depuis quelques années grâce aux progrès sur le rendement du moteur. Ainsi, malgré la hausse du coût des énergies fossiles ou renouvelables et des contraintes environnementales de plus en plus fortes, **ces motorisations devraient largement se maintenir dans les 30 à 40 ans à venir**.

De nombreux progrès sont toutefois possibles pour améliorer les motorisations thermiques (diesel ou essence). Ces évolutions technologiques porteront sur trois aspects : **le *downsizing*, la convergence des méthodes de combustion diesel et essence, et la commande électronique des soupapes** ; autant d'innovations qui devraient promettre au moteur thermique un bel avenir.

Le ***downsizing***, qui consiste à réduire la cylindrée d'un moteur sans en détériorer les performances dynamiques, est en cours de développement depuis une dizaine d'années. Avec des matériaux plus performants, des avancées technologiques sur l'admission d'air (suralimentation) et de carburant (injection directe), le moteur est devenu plus léger et plus petit, d'où une réduction de la consommation de carburant[1]. Ce concept permet d'obtenir des réductions de consommation allant jusqu'à 25 % à performance égale. À plus long terme, on peut même envisager un fort développement de moteur à 2 et 3 cylindres (au lieu de 4 actuellement). Les difficultés à surmonter sont alors celles du bruit, des vibrations et de la tenue en température et pression. Les constructeurs français comme Renault et PSA sont évidemment concernés par ces questions.

On notera cependant que le nouveau cycle d'homologation (WLTP)[2] favorise les véhicules à forte accélération et à vitesse maximale plus élevée. Cela va d'un point de vue réglementaire à l'encontre du développement de moteurs bénéficiant de *downsizing*. Mais pour des raisons économiques (gains de carburant), le *downsizing* devrait toutefois continuer à se répandre dans une large gamme de véhicules

Avec le **développement du procédé HCCI[3] pour le moteur diesel et le procédé CAI[4]** pour le moteur essence, on assistera dans les années à venir à une convergence des méthodes de combustion (déjà initiée depuis les années 2000 par le moteur diesel, plus adapté que le moteur essence). Le procédé HCCI commercialisé à court terme (1-3 ans) permettra une réduction des émissions de NOx du moteur et le procédé CAI conduira à une diminution de la consommation du véhicule allant jusqu'à 15 % selon l'IFPEN. Ce dernier devrait être commercialisé plus tard, vers 2020.

La **commande électronique des soupapes** permettra de contrôler de manière indépendante l'ouverture et la fermeture des soupapes pour déterminer l'activation ou non d'un cylindre (et de moduler la durée d'ouverture de chacune des soupapes[5]). La commercialisation de ce système est prévue à court terme (1-3 ans). Il pourra conduire à une réduction de consommation du véhicule estimée à 10 % (voire 15 % à 20 % pour Valeo pour sa e-valve). Par ailleurs, d'autres innovations sur le pilotage du

(1) Le moteur étant plus petit, les pertes par friction *i.e.* par frottements mécaniques internes sont réduites, ce qui augmente le rendement du moteur.
(2) *Worldwide Harmonized Light-duty Test Procedures*.
(3) *Homogeneous Charge Compression Ignition* : procédé de combustion à auto-allumage par compression en mélange homogène.
(4) *Controlled Auto-Ignition* : procédé de combustion de l'essence par auto-allumage préréglé.
(5) Grâce à ces propriétés, la commande électronique des soupapes permet d'adapter le fonctionnement du moteur au besoin de puissance de la voiture, et donc d'améliorer son rendement.

cycle de combustion sont en cours de développement : le pilotage des pistons permettant un **taux de compression variable** (6 % de réduction de consommation) et **l'optimisation de la gestion thermique du moteur** (4 % de réduction).

Outre ces trois aspects majeurs, on peut citer les innovations concernant la **gestion de la production et de l'utilisation de l'électricité dans un véhicule thermique** : le développement d'un système de conversion des gaz d'échappement en courant électrique par effet thermoélectrique (influence minime), l'utilisation d'un alternateur à haut rendement (2 % de réduction de consommation) et la mise en place d'un système de gestion de la charge de la batterie (2 % de réduction).

Le *downsizing* combiné aux autres technologies décrites ci-dessus conduira à une réduction de la consommation d'un véhicule thermique allant de 20 % à 40 % au cours de la décennie 2010-2020. À terme, les progrès sur la motorisation thermique (*downsizing* et hybridation douce) permettront de réduire les émissions de CO_2 de ces véhicules pour atteindre environ 50-60 gCO_2/km[1]. Celles-ci peuvent être encore réduites de 20 % à 30 % en utilisant un moteur au gaz naturel (GNV) par rapport à un moteur à essence à allumage commandé. Il est toutefois important de noter que pour ce type de véhicules, du méthane peut se dégager si la combustion du carburant est incomplète. Or ce gaz possède un pouvoir radiatif 21 fois plus élevé que celui du CO_2.

Enfin, pour descendre en deçà de ce seuil d'émissions, il faudra hybrider fortement la motorisation.

4 ■ Le véhicule hybride thermique-électrique : une variété d'optimisations possibles selon l'usage choisi

Les innovations concernant les véhicules à motorisations hybrides thermique-électrique porteront sur **l'optimisation de la circulation des flux d'énergie entre moteur thermique, batteries et moteur électrique, en fonction de l'usage visé**. En effet pour un usage urbain, le moteur électrique et les batteries seront davantage mis en avant, et les constructeurs tenteront en parallèle de minimiser la masse du véhicule (petit véhicule léger, batteries à fort stockage massique). Le moteur thermique sera de petite taille et utilisé de manière exceptionnelle pour de longs trajets (prolongateur d'autonomie). Pour un usage routier, le véhicule sera plus lourd, plus gros, le moteur thermique sera prépondérant (pour de nombreux véhicules à hybridation « douce », « forte » et véhicules hybrides rechargeables). Même si la masse reste un facteur majeur, son importance est moindre sur ces véhicules, qui pourront embarquer un poids de batteries plus élevé (jusqu'à 200 kg actuellement[2]). Évidemment, les deux cas exposés ici sont des cas extrêmes pour usage routier ou urbain. Tous les choix de performances du moteur thermique, des batteries et du moteur électrique sont bien entendu possibles pour des situations mixtes.

Le second secteur d'innovation pour le véhicule hybride à motorisation thermique-électrique concerne le **choix des batteries**. La **batterie nickel-métal-hydrure (NiMH)** est la plus largement utilisée pour ce type de véhicules (à l'exception des

(1) Véhicule à motorisation thermique bénéficiant de *downsizing* et équipé d'un système *stop & start* et d'un récupérateur d'énergie au freinage.
(2) Opel Ampera.

hybrides rechargeables qui utilisent majoritairement la batterie Li-ion). Les recherches sur cette batterie se focalisent sur l'augmentation de son énergie massique : **75 Wh/kg actuellement**. Ainsi, un véhicule hybride thermique-électrique à batterie NiMH embarque à l'heure actuelle environ 150 kg de batteries (utilisées uniquement à 2-8 % de leur capacité : charge/décharge faible) ce qui lui procure une autonomie en mode tout électrique de quelques kilomètres (2-3 km pour la Peugeot 3008). La batterie Li-ion, qui possède, elle, une énergie massique plus importante (120-200 Wh/kg) procure une autonomie en mode tout électrique plus grande : environ 20 km (23 km pour la Toyota Prius rechargeable dont la sortie est prévue en 2012).

La batterie NiMH a une très bonne durée de vie (de l'ordre de 15 ans, soit la durée de vie du véhicule). En outre, elle est pour le moment moins chère que la batterie Li-ion. Cette dernière reste donc principalement destinée aux véhicules électriques, pour lesquels le critère de poids et d'autonomie est prépondérant. Mais avec les progrès techniques et économiques prévisibles à court terme de la batterie Li-ion, les véhicules hybrides devraient également finir par l'adopter au détriment de la NiMH[1].

Compte tenu des évolutions technologiques, on peut envisager de réduire les émissions de CO_2 des véhicules à motorisation hybride-électrique de manière conséquente. On peut ainsi espérer **atteindre 40 gCO_2/km avec des performances limitées (vitesse maximale réduite et allègement)**. Du fait des faibles émissions de ce type de véhicules, le résultat des analyses des cycles de vie (en matière d'émissions) peut alors devenir prépondérant. Cela renvoie à la problématique de recyclage des matières premières (lithium, terres rares), recyclage qui n'est pour le moment pas réalisé mais qui devrait se développer à court terme, pour des questions de coût.

L'utilisation des biocarburants pourrait permettre de réduire encore l'empreinte CO_2 des véhicules thermiques ou hybrides thermiques-électriques.

Enfin, pour descendre sous ce seuil d'émissions, l'unique solution (à l'heure actuelle) est de s'orienter vers un véhicule électrique.

5 ■ Le véhicule électrique : un avenir étroitement lié aux progrès réalisés sur les batteries

La commercialisation auprès du grand public de ce type de véhicules a débuté récemment en France (avec les modèles de Renault et Peugeot SA notamment). De nombreux progrès sont à attendre, particulièrement sur le stockage massique des batteries, sur le coût et la sécurité des piles à combustible (prolongateur d'autonomie), et enfin sur l'optimisation des flux entre moteur électrique, batteries et piles à combustible (ou moteur thermique, couplé à une génératrice électrique d'énergie, selon le type de prolongateur d'autonomie choisi).

(1) Ou autre, comme la batterie au plomb (40 Wh/kg) utilisée pour les véhicules lents (dont le prix est aujourd'hui dix fois inférieur à celui de la batterie Li-ion) ; la batterie Nickel-Cadmium (Ni-Cd, 55 Wh/kg), la batterie Zebra (Na-NiCl2, 110 Wh/kg), etc.

La batterie sur laquelle se concentrent la plupart des recherches est la batterie Li-ion. Celle-ci possède actuellement une énergie massique de 120 à 200 Wh/kg[1] selon la technologie choisie (cobalt, manganèse, fer-phosphate, etc.). C'est la plus performante à l'heure actuelle. Sachant qu'un véhicule de gamme moyenne exige de 130 à plus de 200 Wh/km selon les usages, il faut au minimum disposer de 1 à 2 kg de « pack batteries » pour assurer un kilomètre d'autonomie, soit au moins 200 kg pour assurer 100 km d'autonomie. Pour l'avenir, les véhicules électriques à batteries seront donc nécessairement petits et légers[2] (entre 400 et 700 kg) et effectueront des trajets de type urbain ou périurbain.

L'objectif est d'augmenter l'énergie massique de cette batterie (+ 50 % à horizon 2015, voire davantage[3]), d'en renforcer la sécurité (diminution des risques d'incendies par ajout d'additifs) et de doubler l'autonomie de ces véhicules, qui est aujourd'hui de l'ordre de 100 km (250-300 km à horizon 2015[4]). Cette batterie devrait également posséder une durée de vie de huit, voire dix ans : 3 000-4 000 cycles en charge/décharge profonde (contre 1 000-2 000 actuellement), et coûter 200-300 euros/kWh (contre 500-1 000 euros/kWh actuellement), à horizon 2015. Pour développer ces batteries au lithium de seconde génération à haute énergie et haute tension, il faudra travailler sur l'anode, sur la cathode, ainsi que sur l'électrolyte. Il faudra également développer le *Battery Management System* (BMS) qui recouvre l'électronique de contrôle-commande de chacune des cellules et constitue un élément clé pour la sûreté de fonctionnement, la durée de vie et l'efficacité de la batterie. Enfin, il faudra travailler sur l'électronique de puissance associée à la batterie, pour en réduire le coût (Alstom travaille actuellement sur ces questions).

On notera également que le véhicule électrique devra être intégré dans une approche *Vehicle-to-Grid* : le véhicule (en charge) pourra stocker ou fournir de la puissance sur le réseau électrique, apportant ainsi une certaine flexibilité au réseau[5] (indispensable dans le cadre de l'utilisation d'énergies renouvelables intermittentes).

Une seconde vie pour les batteries automobiles ?

À horizon 2020-2030, il est possible que les batteries Li-ion, au lieu d'être recyclées ou jetées après 8 à 10 ans d'utilisation dans un véhicule, connaissent une « seconde vie » en étant affectées à un usage stationnaire domestique, en « seconde vie ». En effet, à ce stade, la batterie possède encore 80 % de sa capacité de stockage, ce qui est insuffisant pour un véhicule particulier mais peut être utile pour un réseau domiciliaire. Cette seconde vie pourrait être un moyen de rentabiliser sur le long terme le véhicule électrique, encore trop cher par rapport au véhicule thermique. Cela permettrait également de développer le

(1) Source : Saft (2009).
(2) Source : CEA, IFSTTAR.
(3) Le ministère japonais de l'Industrie (METI) estime que le Japon (*leader* sur le marché des batteries de véhicules particulier) sera capable de développer à horizon 2015 une batterie Li-ion dont le stockage massique sera augmenté de moitié par rapport aux meilleures batteries Li-ion actuelles. Cet objectif est moins ambitieux que celui du CEA (250-300 Wh/kg à horizon 2015) mais semble plus réaliste. Il est également important de noter que les améliorations pouvant être apportée à la batterie lithium-ion ne sont pas infinies : on estime à 400 Wh/kg la limite supérieure de sa capacité de stockage massique (limite du couple physico-chimique utilisé).
(4) Source : CEA. L'objectif semble difficilement atteignable à si court terme selon le ministère de l'Industrie japonais.
(5) Pour plus de détails, voir la partie sur le stockage de l'électricité et sur les énergies intermittentes.

marché du stockage stationnaire, marché très prometteur en ce sens où il serait à l'origine de davantage de flexibilité dans le réseau électrique et d'une meilleure intégration des énergies renouvelables. Cependant, pour l'heure, en France, une telle utilisation des batteries Li-ion semble difficile, d'une part parce que les capacités de stockage sont encore trop limitées, et d'autre part parce qu'aucun modèle économique ne semble viable pour permettre le développement des batteries de seconde vie : les contraintes extérieures (le pouvoir de négociation des clients, le pouvoir de négociation des fournisseurs de batteries, l'existence de substituts au stockage et les menaces multiples d'entrées sur le marché du stockage domiciliaire) sont bien trop fortes.

À plus long terme (2030-2050), on peut envisager la batterie Li-air utilisant l'oxygène présent dans l'air pour fonctionner. L'énergie spécifique d'un tel accumulateur serait en pratique de l'ordre de 500 Wh/kg. Cela permettrait d'atteindre des autonomies supérieures à 300 km. La réalisation de cet accumulateur est pour de nombreux chercheurs l'aboutissement de la quête de la batterie du futur. Il s'agirait donc d'une véritable rupture technologique. Mais pour l'heure, de nombreux et importants verrous subsistent (on ne pourra pas éliminer ni la vapeur d'eau ni, surtout, l'azote de l'air). À long terme, on peut également envisager d'utiliser des composés lithiés organiques (issus de sucres naturels) mais les recherches dans ce domaine sont encore très peu avancées.

Au contraire des véhicules tout-électrique à batteries, les véhicules équipés de piles à combustible possèdent une grande autonomie (500-800 km) et peuvent être « rechargés » rapidement (temps de remplissage rapide du réservoir : moins de cinq minutes). Ils possèdent également des batteries (souvent Li-ion), utilisées pour les phases de démarrage et d'accélération.

Différentes piles à combustible sont envisageables mais pour le moment c'est la pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC)[1], qui est la plus en vue pour les véhicules légers (fabriquées notamment par les sociétés Hélion, Axane, Symbio Fuel Cell) : véhicule électrique avec prolongateur d'autonomie (pile de 20-30 kW) ou véhicule avec pile à combustible en *full power* (pile de 80 kW). Cette pile qui fonctionne (pour le moment) uniquement à l'hydrogène[2] offre de bons avantages en matière de facilité d'utilisation, de température et de compacité). Plusieurs constructeurs automobiles ont d'ores et déjà réalisé des prototypes de véhicules à pile PEMFC, comme le groupe français PSA Peugeot Citroën avec la H2Origin.

Un inconvénient majeur de la pile à combustible est **son coût élevé en comparaison des moteurs thermiques** : la version à pile à combustible du Huyndai ix35 dont la sortie est prévue aux environs de 2015 est estimée à 45 000 dollars contre 30 000 dollars pour la version thermique. Ce surcoût, principalement lié au coût de la pile et du réservoir, est le principal obstacle au développement de ces véhicules. Certains progrès sont nécessaires pour réduire ce coût, notamment au niveau de la membrane échangeuse de protons.

(1) *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*.
(2) Pour la PEMFC, on ne peut pas envisager d'autres types de comburants gazeux (gaz naturel, etc.) sauf à utiliser un réformeur, ce qui semble improbable à court terme pour des questions de coûts.

Le second obstacle est la sécurité. Un réservoir de véhicule équipé de pile à combustible contient entre 3 et 6 kg d'hydrogène (ou plus, selon l'autonomie voulue[1]) sous une pression très importante de 350 ou 700 bars (selon les modèles). Des questions se posent alors sur l'étanchéité du réservoir même si aucun incident n'est à signaler pour le moment (ces risques sont minimes selon le CEA).

Enfin, le dernier obstacle et non des moindres concerne le réseau de distribution d'hydrogène, indispensable pour qu'une commercialisation massive de ces véhicules soit effective en France. Or un tel réseau n'existe pas à l'heure actuelle et coûterait cher à mettre en place (investissement de 1 milliard d'euros pour 1 000 stations). Et malgré la volonté d'Air Liquide et des constructeurs automobiles de le voir apparaître (projet *H2 Mobility*, mené en Allemagne, en Angleterre, et bientôt en France d'ici à fin 2012), ce projet reste peu soutenu par les pouvoirs publics. La France demeure en retard dans le domaine du véhicule à pile à combustible par rapport notamment à l'Allemagne et malgré une bonne dynamique dans la R & D et dans l'industrie.

En dépit de ces obstacles, la commercialisation de quelques véhicules à pile à combustible *full power* est prévue pour 2014-2016 (Michelin HY-Light, Hyundai ix35 FCEV, GM-Opel HydroGen4 ou encore Honda FCX Clarity). Près du tiers de cette production (30 %) devrait être destiné au marché des flottes captives (en France). La commercialisation des véhicules électriques à batteries avec prolongateur d'autonomie par pile à combustible pourrait également intervenir à la même période.

La production d'hydrogène[2]

L'hydrogène est un vecteur d'énergie, donc un moyen de stocker l'électricité pour assurer plus de souplesse au réseau électrique. Il peut être produit de différentes manières. Les plus répandues sont les méthodes de reformage d'hydrocarbures légers (en particulier du gaz naturel) et d'oxydation partielle des hydrocarbures plus ou moins lourds ou du charbon (95 % de la production). Ces méthodes ont un bon rendement (70-80 %) mais sont fortement émettrices de gaz à effet de serre. L'électrolyse de l'eau est une autre technique aujourd'hui mise en œuvre à l'échelle industrielle pour produire de l'hydrogène. Son intérêt majeur tient au fait qu'elle permet une production non émettrice de CO_2 si l'électricité est d'origine non carbonée (renouvelable ou nucléaire). Seulement, en raison de son coût élevé (environ cinq à dix fois supérieur à celui du procédé par vaporeformage du gaz naturel), cette technique est présentement réservée à des marchés de niche (environ 1 % de la production mondiale), en particulier pour la production d'hydrogène de très grande pureté.

Enfin, des progrès vont être réalisés au niveau de l'optimisation des flux entre moteur électrique, batteries et prolongateur d'autonomie le cas échéant. Cette optimisation se fera selon l'usage voulu pour le véhicule. Le véhicule tout-électrique sera limité par son autonomie. Il sera donc destiné principalement à un usage urbain (voire périurbain). Par conséquent, la diminution de sa masse sera un enjeu majeur. Ce véhicule sera ainsi particulièrement sensible aux progrès en matière de stockage massique des batteries. Le véhicule électrique à prolongateur d'autonomie par pile à combustible ou à moteur thermique (*via* une génératrice électrique) est quant à lui

(1) 1 kg d'hydrogène représente un peu moins de 100 km d'autonomie pour un véhicule de catégorie C.
(2) Pour plus de détails, voir le chapitre Hydrogène dans la partie Énergie.

destiné à un usage polyvalent : principalement urbain et exceptionnellement routier. Il pourra se permettre d'être plus lourd, et embarquer davantage de batteries.

Ces véhicules émettront alors 0 gCO_2/km, du réservoir à la roue et donc sans prendre en compte le mode de production de l'hydrogène. Air Liquide estime qu'avec son objectif de produire 50 % de son hydrogène pour des applications énergétiques de manière décarbonée à horizon 2020, les émissions du véhicule, du puits à la roue cette fois-ci, seront de l'ordre de 4-5 gCO_2/km.

6 ■ Allègement et amélioration de l'architecture du véhicule : une multiplicité de gains

La masse des véhicules a réellement commencé à augmenter de manière notable (de l'ordre de 200 kg) à partir de 1992-1995, en parallèle de leur puissance[1]. Différents facteurs ont contribué à l'achat de véhicules plus lourds et plus puissants : les progrès technologiques[2] (électronisation), la baisse du prix du carburant et des véhicules, la hausse du niveau de vie, les évolutions dans les gammes de véhicules. Cette augmentation de la masse dans une même gamme résulte à la fois de contraintes réglementaires mais aussi et surtout de l'amélioration sensible du confort intérieur : sièges, pneus larges, direction assistée, climatisation, réduction du bruit intérieur, etc. Le récent surpoids des seuls équipements sécuritaires et environnementaux « obligatoires » sur une voiture n'est en réalité que d'environ 90 kg[3] (le reste, soit plus de 100 kg, est lié au confort du passager).

Aujourd'hui, avec l'augmentation du prix du carburant et les contraintes environnementales, la question de l'allègement, commune à tous les véhicules, est devenue centrale. Elle est devenue particulièrement cruciale pour les véhicules équipés de batteries. En effet, l'énergie massique contenue dans une batterie (120 à 200 Wh/kg) reste sans commune mesure à celle contenue dans de l'essence ou du gazole (10 000 Wh/kg), pour des questions d'autonomie et de puissance, d'importants progrès doivent être faits sur la réduction de la masse.

La difficulté est alors la suivante : comment fortement réduire la masse sans réduire les prestations réglementaires et de confort, tout en diminuant la consommation et cela à un coût acceptable ? Les techniques actuelles ne permettent que de réduire la consommation sans réduire fortement la masse : amélioration de l'aérodynamisme (interne et externe) ; utilisation de pneumatiques plus efficaces (3 % de réduction de consommation) ; climatisation perfectionnée[4] (3 %) ; systèmes de transmission et de

(1) La puissance moyenne d'un véhicule est passée de 63 kW (1998) à 80 kW (2007) et sa masse de 1 030 kg (1995) à 1 260 kg (2007). Ce constat est identique dans les différents pays d'Europe.
(2) L'amélioration de la maîtrise de la combustion (électronisation), la diésélisation avec l'arrivée de l'injection directe haute pression et ses évolutions, les pneumatiques à résistance au roulement optimisée, la réduction de la consommation des auxiliaires, le système *stop & start*, etc.
(3) Ceci est une estimation. Elle comprend des dispositifs antipollution et de réduction du bruit d'échappement (10 à 15 kg avec catalyseur, filtre à particules, additif, etc.) ; des dispositifs de sécurité (30 à 40 kg « obligatoires » et 20 kg « complémentaires ») ; et enfin un dispositif antibruit (5 à 15 kg) pour le respect de la norme, soit un total de 90 kg « obligatoires ».
(4) La climatisation est l'auxiliaire du véhicule le plus consommateur d'énergie (surconsommation respectivement jusqu'à + 12 % et + 43 % pour un diesel atmosphérique en cycle extra-urbain et

direction moins consommateurs ; éclairage LED (3 %) ; auxiliaires électriques optimisés (5 %) ; dispositifs d'aide à la conduite. Autant d'améliorations qui permettront, d'ici à 2020, une réduction de consommation de l'ordre de 30 %. À ces technologies s'ajoutent celles décrites plus haut sur l'hybridation et la motorisation thermique. Mais tout cela a un coût élevé et contribue à complexifier fortement le véhicule ainsi que sa maintenance. On arrive ainsi à une limite du concept de véhicule. Il faut donc repartir de la base : viser un véhicule plus léger, et certainement moins performant en matière de vitesse de pointe (réduction de consommation de 15 %).

Pour y arriver, des progrès peuvent être réalisés en travaillant sur les structures, avec des matériaux composites, de l'acier à haute limite élastique (acier HLE), du magnésium (bloc moteur) ou encore de l'aluminium. Il faudra également réduire drastiquement la masse du groupe motopropulseur et optimiser la masse des auxiliaires et des habillages internes[1] (sièges, banquette, tableau de bord, etc.). Cela pourrait conduire à terme à une réduction de masse de 200 kg. L'aboutissement serait ainsi d'obtenir un véhicule de 850-900 kg pour la gamme moyenne-basse et de moins de 1 000 kg pour la gamme moyenne-haute.

On reste loin cependant du concept de « petit véhicule électrique allégé » qui ne pourrait être viable que pour un poids de 400 à 700 kg. Au-delà des problèmes de sécurité (chocs, hétérogénéité des véhicules en circulation) que poseront ces véhicules, ce sont les « normes » de confort qu'il faudra revoir. Un compromis masse/confort doit nécessairement être trouvé pour permettre au véhicule électrique de se développer. Ces nouveaux concepts de véhicules verront également émerger de nouvelles architectures spécifiques au véhicule électrique : véhicule mono ou biplace ou encore véhicule équipé de moteur-roue, avec, par exemple, la technologie Active Wheel[2] développée par Michelin, technologie dont le principal avantage est de libérer de la place pour les structures (ce qui favorise le développement des petits véhicules électriques, dont les batteries seront logées dans le plateau porteur). Cette technologie équipe déjà les véhicules Michelin HY-Light, Will (Michelin-Heuliez) et Venturi Volage.

L'émergence de ces nouvelles architectures entraînera alors de nouvelles questions sur la cohérence de la circulation, notamment en milieu urbain, des différents types de véhicules (gros véhicules rapides thermiques, petits véhicules légers électriques, etc.). L'impact sur l'encombrement urbain reste également à évaluer : y aura-t-il davantage de véhicules ? La taille moyenne des véhicules sera-t-elle diminuée ? Peut-on espérer un gain de place pour le stationnement ?

Quoi qu'il en soit, le développement des véhicules petits et très légers semble bien difficile. Ainsi, à moyen terme (horizon 2030), l'avenir du véhicule particulier paraît davantage être celui d'un véhicule d'un peu moins de 800 kg, possédant une motorisation hybride thermique-électrique, équipé d'un moteur à 3 cylindres, à performances « limitées » (vitesse maximale de 130-140 km/h) et consommant un biocarburant de deuxième génération. Les émissions de CO_2 d'un tel véhicule

pour un diesel suralimenté, c'est-à-dire un turbo diesel, en cycle urbain). Cet auxiliaire peut être optimisé par l'intégration d'un système de pilotage automatique.

(1) Faurecia, équipementier français, s'est engagé à réduire d'au moins 20 % la masse de ses produits.

(2) Roue à l'intérieur de laquelle est placé le moteur électrique qui l'alimente directement (chaque roue possède son moteur électrique).

devraient ainsi être égales, voire inférieures à 40 gCO_2/km (l'analyse du cycle de vie devient prépondérante pour un niveau si faible d'émissions).

Enfin, il est nécessaire de rappeler qu'au-delà des progrès techniques (40-50 % de réduction de consommation à horizon 2050) et de la limitation des performances dynamiques du véhicule (15 % de réduction de consommation à horizon 2050), le changement de comportement du conducteur (20 % de réduction de consommation en suivant les consignes des systèmes intelligents informatifs et interactifs) permettra également des gains d'énergie substantiels, et qui plus est, à plus court terme.

Le transport routier de marchandises

Le transport de marchandises par les véhicules routiers se partage entre la distribution urbaine et périurbaine avec des véhicules de tonnages limités (6 à 8 tonnes au maximum) et le transport à moyenne et longue distances avec des camions grands routiers de forts tonnages (20 à 40-45 tonnes). Pour les premiers, les motorisations sont issues de celles des véhicules particuliers et les progrès techniques seront identiques (motorisations thermiques, hybrides et électriques) et seront appliqués selon les usages. Pour les grands routiers, les progrès porteront sur l'amélioration des motorisations diesel actuelles, la possibilité d'utiliser d'autres carburants (dual-fuel : gazole-gaz naturel), peut-être la transmission électrique à partir d'un moteur thermique, mais aussi sur l'optimisation énergétique globale (auxiliaires) et l'allègement à vide : l'objectif est de viser un gain énergétique de 20 % à 30 % à la tonne utile transportée. En réalité, les progrès pour les grands routiers seront toujours et surtout très liés à l'optimisation logistique : éviter les transports à vide, choix du camion adapté aux marchandises à transporter en termes de masse et de volume, éco-conduite et donc formation des professionnels.

7 ■ Compétitivité de la filière automobile française

7.1. Contexte

L'industrie automobile française représente plus de 737 000 emplois directs et indirects (2009) et plus de 700 000 emplois liés à l'usage (assurances, garages, vente de carburant, etc.). Mais ce secteur est en baisse depuis 2005, malgré la forte augmentation du trafic routier (500 Md km en 2005, et estimé par l'Inrets à 700 Md km en 2020).

La France peut aujourd'hui compter pour sa compétitivité sur deux constructeurs automobiles de premier rang : Renault et PSA Peugeot-Citroën (environ 5 millions de véhicules produits par an dans le monde), et sur de nombreux équipementiers automobiles d'envergure internationale : Valeo, Faurecia, Michelin, etc. Il existe également en France de nombreuses implantations de constructeurs et équipementiers étrangers (Continental, Toyota, Robert Bosch, Delphi, etc.).

7.2. Détail par filières

Pour le moteur thermique, les constructeurs français s'intéressent depuis de nombreuses années au phénomène de *downsizing* et continue à développer leur R & D dans ce domaine.

Pour les véhicules hybrides, la filière française (constructeurs et équipementiers) doit encore se développer, elle reste en retard vis-à-vis de la concurrence asiatique (Toyota) ou européenne (constructeurs allemands notamment).

S'agissant du véhicule tout-électrique, la France possède une bonne expertise au niveau du stockage par batterie (Saft, Prollion, CEA, CNRS) mais d'un point de vue industriel, le marché reste dominé par le Japon et l'Allemagne.

En matière de véhicules équipés de piles à combustible, l'entreprise française Air Liquide est très bien positionnée au niveau européen (projet CHIC de bus à pile à combustible, plateforme *Fuel Cell Hydrogen*, etc.), notamment avec ses deux programmes phares : *Blue Hydrogen* et *H2 Mobility*. Il existe également un réseau français de l'hydrogène, *Horizon Hydrogen Mobility*, regroupant Air Liquide, Hélion, CEA, CNRS, Axane, Ineris, etc. Mais pour le moment, le marché de l'hydrogène reste peu développé en France (un secteur porteur pourrait être celui du transport en commun : Irisbus, RVI, etc.). Plus généralement, on distingue différents types d'acteurs français dans le secteur de l'hydrogène : les producteurs et distributeurs d'hydrogène (Air Liquide, Total, AREVA, Solvay), les fabricants de réservoirs (Raigi, Composites Aquitaine, MaHyTec), les développeurs de systèmes complets à pile à combustible (Michelin, Symbio Fuel Cell) et les constructeurs/intégrateurs (Renault, PSA Peugeot-Citroën, FAM, Mia Electric, Groupe Gruau, Irisbus, PVI).

Enfin, concernant l'allègement des véhicules, l'ensemble des équipementiers et constructeurs sont concernés. Ils possèdent un excellent savoir-faire technologique et sont des acteurs de premier plan à l'échelle mondiale sur ces thématiques.

L'aéronautique

L'aéronautique, secteur en pleine expansion qui a un fort impact sur l'environnement, entrera dès 2012 dans le système de quotas d'émissions de CO_2. Les progrès dans ce secteur visent, d'une part, l'émergence de nouvelles technologies plus efficientes, et d'autre part, le développement de nouveaux carburants moins émetteurs de CO_2 (obligatoirement de type kérosène : *drop-in fuels*).

L'objectif principal est de réduire la consommation énergétique des appareils. Parallèlement, il faudra diminuer les émissions de NOx et de CO_2 ainsi que le bruit perçu. À court terme, des optimisations sur le cycle de combustion du moteur, le recours à de nouveaux matériaux (composites) et une électrification partielle de l'appareil peuvent être envisagés. Ces améliorations deviennent économiquement intéressantes du fait de l'envolée du prix du kérosène. Parallèlement, une meilleure gestion du trafic aérien (plans de vol et opérations au sol optimisées, descentes continues, etc.), permise par les TIC, pourrait entraîner une réduction de 11 % de la consommation d'énergie des appareils à horizon 2020. À plus long terme, les travaux porteront sur le développement de nouvelles architectures de moteur : moteur *Open Rotor*, 20 % à horizon 2020 ; moteur à cycle de combustion variable, 20 % à horizon 2030. Ils porteront également sur la création de structures innovantes : avions à mi-chemin entre la structure triangulaire de l'aile volante et de l'avion classique à fuselage cylindrique (*Hybrid Wing Body*, 25 % de réduction de la consommation à horizon 2030), et sur des moyens de production et de gestion de l'énergie à bord novateurs (piles à combustible, 5 % à horizon 2030). Si l'on intègre ces paramètres, la consommation de l'avion en *jet fuel* pourrait être réduite de 50 % à horizon 2030. La France dispose d'acteurs de poids sur l'ensemble des technologies de motorisations, de structures, de production de carburants alternatifs et d'équipements (EADS, Safran, Thalès, Dassault, Axens, etc.). Airbus, géant de l'aviation civile, fruit d'une étroite collaboration à l'échelle européenne, maintient son bon positionnement en dépit d'une concurrence mondiale sévère.

1 ■ Contexte

L'aéronautique, mode de transport le plus émetteur de CO_2 par km-passager (153 gCO_2)[1], est responsable à hauteur de 3,5 %[2] des émissions de gaz à effet de serre (GES) au niveau national (2009). Cependant, le transport aérien dépassant par nature le cadre national, l'enjeu est d'ampleur mondiale : ce secteur en forte expansion[3] représente plus de 10 % des émissions de GES liées aux activités de transport (avec un pouvoir radiatif qui pourrait être environ trois fois supérieur à celui des émissions terrestres[4], 2009). Par ailleurs, l'aérien représente 13,6 % de la consommation d'énergie du secteur des transports, toujours au niveau mondial (2009).

(1) Contre 115 gCO_2 pour une voiture individuelle, 30 gCO_2 pour un bus et 2,2 gCO_2 pour le train (AGV).
(2) Taux calculé en ne considérant que les vols effectués avec du carburant acheté sur le territoire et consommé dans l'année.
(3) Passage de 10 % (2007) à 20 % en 2050, selon l'AIE.
(4) Ce pourcentage, calculé à partir des émissions de gaz à effet de serre émis par l'aviation en $GteqCO_2$, devrait être au minimum doublé pour considérer le forçage radiatif réel de ces émissions (son impact sur l'effet de serre) en comparaison des autres modes de transport. Plus l'altitude augmente, plus l'impact sur l'effet de serre des émissions est important. Attention, cette question ne fait toutefois l'objet d'aucun consensus scientifique, des programmes de recherche ont été

Le transport aérien est aujourd'hui à un tournant de son histoire puisque, depuis cette année (2012), les émissions de gaz à effet de serre des vols intracommunautaires et des vols au départ ou à destination de l'Union européenne sont prises en compte dans le système communautaire d'échange de quotas d'émissions (ETS), système adopté par le Conseil de l'Union européenne le 24 octobre 2008. Le secteur aérien doit donc dans les années à venir investir dans le secteur de la R & D pour, d'une part, **développer de nouveaux carburants moins émetteurs de CO_2** (**biocarburants** ou autres carburants alternatifs) et d'autre part, encourager l'émergence de nouvelles technologies aéronautiques.

L'importance du kérosène dans l'aviation

À horizon 2030, le carburant utilisé dans les avions de ligne devrait toujours être du kérosène. Ce kérosène pourrait notamment être synthétisé à partir de biomasse (procédé Fischer-Tropsch : *Biomass-to-Liquids*, certifié depuis novembre 2009) ou être issu d'huiles hydrotraitées : HEFA (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*, un procédé certifié depuis juillet 2011, plus avancé et donc plus prometteur à court terme). **Les biocarburants auront un rôle très important à jouer dans la réduction des émissions des gaz à effet de serre**. On aurait pu également penser à l'hydrogène comme carburant pour l'aéronautique. Un projet d'avion équipé de moteurs à hydrogène a été développé mais sans convaincre (Projet européen cryogène, développé par Airbus en 2000). En effet, malgré ses qualités (diminution des émissions de NOx,, annulation des émissions de CO_2), ce type de moteur a une faible efficacité énergétique (15 % de moins qu'un moteur thermique à kérosène). En outre, le développement de flottes entières d'avion à hydrogène est, pour le moment, trop lourd à assumer pour les industriels. Enfin, on notera le développement de petits avions solaires (projet Icare) et à pile à combustible (société Intelligent Energy) mais qui n'ont pas l'ambition de transporter des voyageurs en masse à court ou moyen terme.

Concernant les technologies, les avancées porteront sur la structure de l'avion (fuselage, voilure), sur sa motorisation, sur la gestion des appareils de bord (du point de vue énergétique) et enfin sur l'environnement de l'avion (technologies de l'information et de la communication, notamment pour la gestion du trafic aérien). Ces nouvelles technologies auront pour but non seulement de réduire les émissions de CO_2 de l'appareil mais également de réduire ses émissions de NOx et son bruit. Le CORAC, Conseil pour la recherche aéronautique civile, créé par le gouvernement français et mis en place en juillet 2008, formule des objectifs à 2020 qui vont dans ce sens : réduction de 50 % des émissions de CO_2 par km-passager, réduction de 80 % des émissions de NOx par km-passager et diminution de 50 % du bruit perçu.

À horizon 2030, l'avion devrait être davantage électrifié, plus léger (matériaux composites), moins bruyant (moteurs, aérodynamisme, trafic aérien amélioré), moins consommateur d'énergie (nouvelles technologies de moteurs, *taxiing via* des moteurs électriques) et moins émetteur de polluants (nouveaux moteurs, nouveaux carburants, électrification des appareils).

lancés sur les effets des émissions autres que le CO_2 (sont essentiellement concernés les cirrus qui pourraient être induits par les traînées de condensation).

2 ■ Des progrès incrémentaux sur la structure de l'avion

L'objectif est de réduire la résistance à l'avancement de l'avion, c'est-à-dire de diminuer la force de traînée s'exerçant sur lui. Cela peut être fait en allégeant l'appareil ou bien en améliorant son aérodynamisme (programme de recherche « avion composite » du CORAC mené par Airbus).

2.1. Allègement de l'appareil

À court terme, l'utilisation massive de matériaux composites à matrice organique renforcée par des fibres de carbone tressées (CFRP, déjà présent sur les gros porteurs d'Airbus et de Boeing) pourra permettre d'alléger de quelques centaines de kilogrammes un avion long courrier. Mais le CFRP devrait rapidement céder la place à des matériaux plus légers encore et plus résistants à la fatigue : « Glare » (*GLAss REinforced Aluminium*), un matériau à base d'aluminium renforcé par des fibres de verre ; et « CentrAl » (*Central Reinforced Aluminium*), un matériau composite également à base d'aluminium. Ces matériaux, pouvant être utilisés sur des gammes d'appareils existants, permettraient d'alléger l'avion (dont le moteur : concept de *downsizing*) d'environ 900 kg et de réduire la consommation de l'appareil de 1 % à 3 % pour les structures primaires (moteur, fuselage, voilure) et de 1 % pour les structures secondaires (autres). Cela permettrait d'économiser environ 160 tonnes de kérosène par an et par avion, soit un gain économique d'environ 115 000 euros[1] par an et par avion (réduction de consommation) et une diminution des émissions de CO_2 de l'ordre de 480 tonnes par avion et par an. On peut également envisager à court terme l'utilisation de matériaux composites céramiques pour les parties chaudes du moteur.

2.2. Aérodynamisme amélioré

À court terme (optimisation), des progrès marginaux peuvent être réalisés sur l'intégration aérodynamique des moteurs avec l'ajout de caches (réduction de consommation de carburant de 1-2 %), sur la répartition des charges de l'avion qui permet de modifier l'angle de pénétration dans l'air (influant ainsi sur la traînée et la portance de l'appareil : 1-5 %) et sur la voilure grâce à l'ajout de *winglets*[2] (3-6 %).

À moyen terme (nouvelle flotte), la structure de la voilure pourrait être modifiée pour pouvoir bénéficier à sa surface d'un flux d'air laminaire[3] : naturel (5-10 % de réduction de la consommation de carburant) ou hybride[4] (10-15 %).

À plus long terme (horizon 2030), on pourrait repenser l'architecture des ailes de l'avion pour maximiser le ratio portance/traînée. Cela conduirait au développement

(1) Compte tenu de la densité du kérosène (0,8) et de son prix à la tonne (environ 731 euros).
(2) Extrémité recourbée d'aile d'un avion qui permet de réduire les tourbillons en bout d'ailes engendrés par le déplacement de l'avion (pour ainsi en réduire la traînée).
(3) Si l'écoulement n'est pas laminaire, il est turbulent, la portance est alors moins bonne et la résistance à l'avancement plus importante. L'avion consomme davantage de carburant.
(4) La technologie du « flux naturel laminaire » consiste à augmenter la surface de l'appareil où le flux est laminaire, pour améliorer la portance et réduire la traînée. Elle diffère de la technologie de « flux hybride laminaire » qui consiste, *via* des artifices modifiant l'aérodynamisme de l'appareil, à transformer un flux turbulent en un flux laminaire. « Naturellement », le flux d'air ne devrait donc pas être laminaire, contrairement au premier cas.

d'un avion de type *Hybrid Wing Body*[1] ou *Truss-braced Wing* (aile renforcée par des structures triangulaires), tous deux dérivés du concept ancien d'aile volante, et permettant respectivement de réduire la consommation de l'appareil de 10 % à 25 % et 10 % à 15 %. Ce type d'avion risque toutefois de rencontrer des problèmes d'acceptabilité sociale : les passagers seront davantage soumis au roulis de l'appareil (car excentrés de l'axe), et leur visibilité sur l'extérieur sera réduite.

On notera également qu'outre son influence sur la consommation de l'avion, la traînée aérodynamique est également génératrice de bruit, qu'il est possible de limiter par l'ajout de masques, notamment au niveau de l'empennage et au niveau des « protubérances » : les atterrisseurs et les hypersustentateurs. Les gains attendus sont de l'ordre de 5 décibels (dB) pour l'ensemble atterrisseurs/hypersustentateurs.

On notera également que la traînée de condensation provoquée par la vapeur d'eau ou les suies (provenant de la combustion) aurait quant à elle un impact fort sur le changement climatique du fait de la formation de cirrus qu'elle engendre dans des conditions météorologiques particulières (augmentation de l'effet de serre[2]).

3 ■ Innovations importantes en matière de propulsion

Le moteur est la source principale des émissions de CO_2, de NOx, et le principal responsable du bruit engendré par l'avion. Un travail important devra donc être effectué sur les moteurs (programme de recherche « Propulsion » du CORAC, mené par la Snecma et Safran).

3.1. L'optimisation du cycle primaire de combustion

À court terme, les innovations porteront principalement sur l'optimisation du cycle primaire de combustion des turbojets classiques. Il s'agira d'augmenter les températures et les pressions au niveau du flux chaud du moteur, de mieux les contrôler, d'utiliser des matériaux plus résistants à ces contraintes, de mettre en place un système de refroidissement plus efficace et d'optimiser la forme des pales du compresseur. Cela devrait permettre à horizon 2015 de réduire de 5-10 % la consommation de l'appareil (mais aussi ses émissions de CO_2, de NOx, et son bruit).

3.2. Une rupture technologique : les nouvelles architectures de moteurs

À moyen terme, un saut technologique est à prévoir avec le développement de nouvelles architectures de moteurs. Ces moteurs posséderont un taux de dilution[3] beaucoup plus élevé que celui des turboréacteurs double flux classiques. Leur

(1) Ou *Blended Wing Body* (BWB) : avion qui combine fuselage classique (cylindrique) et ailes triangulaires.
(2) Les cirrus induits par les traînées d'avions augmenteraient le forçage radiatif de l'ordre de 0,033 W/m^2 (contre 0,028 W/m^2 pour le CO_2). Des recherches sont en cours pour confirmer ces estimations.
(3) Le taux de dilution d'un turboréacteur à double flux est le rapport du flux froid massique (dit secondaire, le flux extérieur) et le flux chaud massique (dit primaire, au centre du moteur). Sur les appareils militaires optimisés en vol supersonique, ce taux est de l'ordre de 1. Pour les avions de ligne, il est de l'ordre de 5 à 10.

efficacité propulsive beaucoup plus importante conduira alors à une diminution de la consommation de l'avion, jusqu'à 20 % pour le modèle Open Rotor (moteur dont la soufflante, élément constitué de pales et d'aubes en entrée du moteur, est non carénée).

L'Open Rotor est annoncé comme une rupture technologique dans le monde de la motorisation aéronautique civile. La soufflante, non carénée (autrement dit hors de l'enveloppe du réacteur) permet de faire passer le taux de dilution du moteur à 30 voire 40 (contre 5 à 10 actuellement). Ainsi, associé à des matériaux innovants ultra-légers, ce moteur devrait atteindre un niveau de performance énergétique particulièrement prometteur : une réduction de 10 % de la consommation par rapport aux meilleurs modèles de turboréacteurs double flux en cours de développement (soit une réduction de consommation de l'ordre de 20 % par rapport aux générations actuelles). Cependant, ce concept est encore loin d'être abouti, de nombreux verrous technologiques (mais également sociétaux et d'acceptabilité des passagers) restent à débloquer. Le principal concerne la maîtrise du taux de dilution. Cette difficulté est à mettre en parallèle avec les contraintes de poids et d'aérodynamisme de l'appareil. En effet, en raison des dimensions de la soufflante, la taille du moteur est plus grande ce qui augmente à la fois le poids et la traînée. Cela entraîne une consommation de carburant supplémentaire qui compense le gain de carburant dû à l'utilisation d'une soufflante non carénée. Le recours à des matériaux plus légers pourrait réduire cet effet. Malgré ces verrous, une mise en service peut être envisagée à horizon 2020.

3.3. Le cycle de combustion variable

À plus long terme (**horizon 2030**), les moteurs pourront disposer d'un cycle de combustion variable (commande électronique des soupapes, taux de compression variable) à l'instar des progrès réalisables sur le moteur thermique de l'automobile. Cela conduirait à **réduire de 10 % à 20 % la consommation d'un avion** (par rapport aux turboréacteurs à double flux existants).

4 ■ L'efficacité énergétique des appareils de bord : des gains faibles mais multiples

Il est possible d'améliorer la production, la transmission et l'usage de l'énergie à bord d'un avion. Trois axes principaux sont à développer : l'électrification de la chaîne de l'énergie, l'augmentation de l'efficacité énergétique des appareils de bord et la mise en place de systèmes « intelligents ».

4.1. L'électrification de la chaîne de l'énergie

Un avion comme l'A330 utilise quatre types d'énergies différentes : pneumatique, hydraulique, mécanique et électrique. Il s'agit de rationaliser ces utilisations pour tendre vers un avion tout électrique sur l'ensemble de la chaîne de l'énergie (production, transport et conversion, utilisation). De nombreuses compagnies travaillent à ces améliorations sur de nombreux systèmes avioniques (systèmes de refroidissement, générateur embarqué, etc.). Ces innovations sont déjà en cours mais peuvent être améliorées. Cela conduira à court terme à une réduction de consommation de carburant de plus de 1 % (électrification partielle) et permettra à

terme un gain de masse considérable. À plus long terme, on peut également penser à la mise en place de piles à combustible, notamment pour l'alimentation de la roulette de nez[1]), ce qui réduirait de 1 % à 5 % la consommation de l'avion (à horizon 2030).

4.2. Le gain en efficacité énergétique des appareils de bord

L'amélioration de l'efficacité énergétique touche de nombreux systèmes de bord et en priorité l'APU *(Auxiliary Power Unit)*, moteur additionnel situé à l'arrière de l'appareil qui alimente les auxiliaires en énergie lorsque les moteurs sont éteints (il peut aussi, si besoin, être utilisé en vol). Il fonctionne au kérosène et peut être optimisé sur les avions existants. L'IATA estime que cela pourrait conduire à court terme à une réduction de 1 % à 3 % de la consommation de carburant de l'appareil. Il pourrait également être envisagé à plus long terme de remplacer l'APU (dans la mesure du possible) par des infrastructures aéroportuaires électriques.

Des auxiliaires de vie comme l'éclairage peuvent être également optimisés : l'utilisation de LED à haute puissance pour l'éclairage en cabine conduirait à une réduction de consommation d'énergie d'un peu moins d'1 %.

4.3. La mise en place de systèmes « intelligents »

L'idée est de développer un **cockpit du futur** où les manœuvres de l'avion seront plus faciles et permettront d'optimiser la consommation énergétique de l'avion : gestion en temps réel des données de bord, navigation plus confortable de l'appareil (avec notamment le système de « visuel tête haute »), interactivité renforcée (commandes tactiles ou vocales), etc.

5 ■ Les technologies de l'information et de la communication : gestion du trafic aérien

Les technologies de l'information et de la communication (TIC) concerneront les auxiliaires de confort de l'avion (environnement interne) mais aussi et surtout l'optimisation de la gestion du trafic aérien (environnement externe).

5.1. Environnement interne : auxiliaires de confort

À court terme, on peut envisager le développement de connections optiques sans fils pour les appareils de divertissement. Cela permettrait de réduire d'un peu moins d'1 % la consommation d'énergie de l'avion (du fait de la diminution de poids de celui-ci dû au câblage) mais également d'augmenter l'attractivité de ce mode de transport.

5.2. Environnement externe : gestion du trafic aérien

Le réel progrès permis par les TIC est celui de l'optimisation de la gestion du trafic aérien. À l'instar du ferroviaire, une voie principale d'amélioration du secteur aérien est

(1) La roulette de nez est la roue située sous le nez de l'appareil.

celle du gain de capacité sur le « réseau ». Ainsi, les nouveaux logiciels utilisés en cohérence avec les systèmes intelligents de navigation embarqués et le réseau satellitaire EGNOS (système européen de correction du signal GPS, déjà opérationnel dans quelques aéroports) permettront de définir à horizon 2020 la trajectoire « porte à porte » de l'avion, trajectoire pour laquelle la consommation de l'avion est minimisée. Cela réduirait à terme de 11 % la consommation d'énergie (pour un vol moyen-courrier).

Une telle amélioration est rendue possible par le développement de plusieurs technologies concernant l'accès à la météo en temps réel, l'accès à l'évolution du trafic en temps réel, le partage des données *via* un Intranet, l'augmentation de l'automatisation à bord des avions et au sol. Au centre de ces préoccupations se situe évidemment l'accroissement des opérations « vertes » : plans de vols optimisés, descentes continues, optimisation des ressources aéroportuaires pour diminuer le temps de roulage, etc. Pour ce faire, il faudra bien évidemment fédérer l'ensemble des acteurs concernés dans une démarche collaborative : les utilisateurs de l'espace aérien, les fournisseurs de service de navigation et les opérateurs aéroportuaires.

6 ■ Compétitivité de la filière aéronautique française

La filière aéronautique française est extrêmement compétitive et se concentre sur quelques constructeurs d'avions et équipementiers d'envergure mondiale. La France est le premier pays européen dans le secteur de l'aéronautique avec 157 000 emplois directs dans l'industrie, pour un chiffre d'affaires estimé à 36 milliards d'euros en 2009 (80 % à l'export), dont 76 % concerne les activités civiles. Depuis les années 2000, la demande de transport aérien a fortement augmenté, avec plus de 150 millions de passagers en 2008. Cela a conduit à une hausse d'activité aussi bien des entreprises de construction et de maintenance (soutenues par leurs équipementiers respectifs) que des entreprises de transport.

En effet, dans le domaine de la construction, depuis les années 2000, les livraisons d'avions sont en constante augmentation, avec environ 1 000 appareils par an. Le développement de ces appareils fait intervenir à la fois des acteurs français de la construction et des systèmes mais également des fabricants d'équipements embarqués. Parmi les constructeurs et systémiers, on trouve notamment : EADS (Airbus, Eurocopter, Astrium, etc.), Safran (Snecma, Hispano-Suiza, Messier-Bugatti, etc.), Dassault Aviation, Thales. Et parmi les fabricants d'équipements embarqués, on citera : Aerolia, Daher Socata, Goodrich Actuation Systems, Latécoère, Ratier-Figeac, Sagem, Zodiac Groupe. Enfin, dans le domaine à proprement parler du transport, Air France KLM est un des leaders mondiaux du transport de passagers et de fret avec plus de 400 avions exploités, 104 000 employés et un chiffre d'affaires mondial de 21 milliards d'euros.

Nombre de ces entreprises sont regroupées au sein du CORAC pour développer l'avion du futur (moteur Open Rotor, Hybrid Wing Body, gestion du trafic aérien optimisée, etc.). Plus largement, le GIFAS (Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales) fédère 299 entreprises. Par ailleurs, la France bénéficie d'un centre de recherche de haut niveau : l'Onera.

Le secteur maritime et fluvial

Au niveau mondial, les émissions de CO_2 du secteur maritime et fluvial sont les plus basses à la tonne-kilomètre (par rapport à l'aérien, à la route et même au ferroviaire). Ce secteur regroupe à la fois les navires de transport de marchandises, les navires de transport de passagers, les navires spécialisés (navires de pose d'éoliennes, par exemple) et les navires militaires. En France, l'industrie est tirée par DCNS (et ses filiales), STX et de nombreuses PME/TPE. Ce secteur est appelé à évoluer sous l'impulsion de plusieurs facteurs : le changement climatique et la volonté connexe de développer de nouvelles sources d'énergies (marines notamment), la saturation du littoral qui rend difficile toute nouvelle implantation, des réglementations environnementales plus restrictives (teneur en SO_x dans les gaz d'échappement, rejet des déchets, etc.). De nouveaux usages du transport maritime vont ainsi voir le jour : transport de nouvelles marchandises (CO_2 capturé, eau potable, etc.), exploitation de l'énergie éolienne *offshore* et des énergies marines, développement des activités industrielles en mer, etc. Pour la France, deuxième puissance mondiale en surface de zone économique exclusive (ZEE), l'exploitation raisonnée et sûre des ressources marines constitue un enjeu majeur, auquel l'industrie navale devra répondre en fournissant les moyens nécessaires.

De nouveaux navires et structures flottantes vont apparaître, rendus plus propres, plus sûrs, plus économes en énergie et plus intelligents, en réponse à ces **nouveaux enjeux et usages**. À court terme, des mesures d'optimisation peuvent être prises pour réduire la consommation d'énergie des navires (marchandises, passagers, spécialisés ou militaires) : réduction de la traînée, *downsizing* des moteurs, optimisation de la gestion d'énergie à bord. L'**automatisation** pourrait représenter 10 % de réduction de la consommation à horizon 2015. Des entreprises implantées en France et spécialisées dans la propulsion marine comme DCNS, STX, Moteurs Baudoin, Wärtsilä sont concernées par de telles innovations. À moyen terme, horizon 2020, des gains substantiels proviendront des **systèmes de transmission diesel-électrique novateurs** (5-30 % de réduction de consommation énergétique, entreprises : Jeumont, DCNS, ECA, etc.), des **systèmes de récupération de l'énergie** (10 %, entreprises : Hutchinson, etc.) et des **systèmes intelligents et communicants** du navire (aide à la navigation, entreprises : Sagem, DCNS, Converteam, Atos Origin, Automatic Sea Vision, etc.). Enfin, à plus long terme, les **nouveaux modes de propulsion** (moteur à gaz naturel liquéfié, moteurs hybrides, cerfs-volants et voiles) permettront les réductions de consommation énergétique les plus importantes (jusqu'à 20-30 % à l'horizon 2030).

La filière navale française possédant des compétences techniques de pointe, la montée du niveau des exigences techniques internationales (respect de l'environnement, sécurité, etc.) lui procurera un avantage en matière de compétitivité (notamment par rapport aux chantiers asiatiques qui représentent aujourd'hui plus de 80 % du tonnage construit). Par ailleurs, l'apparition des nouveaux usages du transport maritime lui ouvrira de nouvelles perspectives de croissance.

1 ■ Contexte

Le secteur maritime et fluvial est responsable à hauteur de 3 % (2009) des émissions de gaz à effet de serre au niveau national. Cependant, le transport maritime étant par nature international, l'enjeu est d'ampleur mondial : le secteur maritime représente environ 9 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre du secteur des

transports. Par ailleurs, il représente légèrement plus de 9 % de la consommation d'énergie du secteur des transports[1], toujours au niveau mondial.

Le transport maritime et fluvial est aujourd'hui principalement un moyen de transport de marchandises, son utilisation pour le transport de voyageurs restant faible en comparaison.

Au niveau mondial, ses émissions de CO_2 sont plus basses à la tonne-kilomètre que celles du transport de fret aérien, routier ou encore ferroviaire. Considérant également que le fret maritime et fluvial (fret conteneurisé) a un poids primordial dans l'économie (90 % du transport mondial de marchandises), il paraît important de voir quelles peuvent être les innovations technologiques qui en augmenteraient l'efficacité et de construire des **navires plus sûrs, plus économes mais aussi plus propres** (plus respectueux de l'environnement).

À plus long terme, ces nouvelles technologies devront également répondre aux **nouveaux usages du transport maritime et fluvial**. En effet, compte tenu de la raréfaction des ressources fossiles, de la saturation du littoral qui rend problématique toute implantation industrielle et des réglementations de plus en plus restrictives en matière d'environnement et de sécurité, de nouveaux navires et structures flottantes vont émerger[2] :

- navires de transport de nouvelles marchandises : CO_2 capturé, eau potable, hydrogène, etc. ;
- navires de travail spécialisés (du fait du développement de l'économie *offshore*) : navire de pose et de maintenance d'éoliennes, navires d'exploitation des ressources marines, etc. ;
- navires-usines et mégastructures flottantes multi-usages : exploitation et traitement des ressources marines, énergies, aquaculture, loisirs, etc. ; mais aussi traitement des déchets, opérations humanitaires massives d'évacuation de réfugiés climatiques, etc. ;
- développement des *Ship Trains* pour le transport de masse (pour conserver un tirant d'eau raisonnable) ;
- recrudescence du cabotage pour la liaison avec les plateformes multi-usages, au profit des ports de plus faible importance ;
- navire de desserte urbaine pour de grandes agglomérations (transport fluvial) : marchandises non massifiées, lots de petites tailles, caisses mobiles, véhicules, etc.

En France, ces innovations sont portées par le CORICAN[3], dans le cadre du programme « Navires du futur », et dont le rôle est de développer la vision nationale sur l'avenir des navires et structures marines en déterminant les actions à réaliser et les outils à mettre en place. Cela devrait également favoriser la création d'un pôle national de R & D dans le domaine naval, du même type que ce qui existe ailleurs, par

(1) Chiffres de 2006 (AIE, 2009). En France : 5,6 % en 2009 et 5,3 % en 2010 (Rapport de la Commission des comptes des transports de la nation - CCTN 2010).
(2) L'enjeu n'est donc plus uniquement le transport maritime mais également l'exploitation raisonnée des océans.
(3) CORICAN : Conseil d'orientation de la recherche et de l'innovation pour la construction et les activités navales.

exemple : l'Office national d'études et recherches aérospatiales (ONERA), l'Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux (IFSTTAR), l'Institut national de la recherche agronomique (INRA), l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER), l'Institut national de recherche en informatique et en automatique (INRIA), etc.

Enfin, il faut noter que ces développements technologiques sont une opportunité pour l'industrie navale française. En effet, la montée du niveau des exigences techniques peut donner un avantage en matière de compétitivité aux filières européennes (par rapport aux chantiers asiatiques qui représentent aujourd'hui plus de 80 % du tonnage construit), et l'apparition des nouveaux usages du transport maritime ouvre des perspectives de croissance sérieuses dans des créneaux favorables à notre industrie.

Ces innovations porteront sur la structure (et les revêtements), les moteurs (et systèmes de production d'énergie), les propulseurs, les systèmes de gestion de l'énergie à bord, et les systèmes « intelligents » et communicants du navire (technologies de l'information et de la communication).

À horizon 2020, ces innovations auront pour objectif :

- de diminuer de 50 % la consommation d'énergie fossile du navire ;
- de réduire de 50 % l'impact sur l'environnement du navire (dont une réduction de 50 % des émissions de CO_2, une réduction de 80 % des émissions de NOx, ainsi qu'un arrêt du rejet de déchets solides ou liquides) ;
- de parvenir à une meilleure sûreté et sécurité ;
- d'assurer la compétitivité de la filière navale (amélioration des techniques de conception, d'industrialisation et de production).

2 ■ Structures et revêtements

Il s'agit d'abord de **réduire les traînées aérodynamiques et hydrodynamiques des navires**. Les innovations majeures portent sur l'optimisation des formes et revêtements avec par exemple l'utilisation d'un bulbe d'étrave[1] (20 % de réduction de consommation d'énergie), la mise en place d'un système de réduction de la couche limite par injection d'air[2] (7-15 %), ou bien une modification de la forme de la carène (9 %). L'utilisation de matériaux ultra-légers (matériaux composites, aciers à base de titane : 7 %) et la réduction des ballasts du navire[3] (7 %) sont également des voies

(1) Situé à la proue du navire, il permet de modifier la forme du flux d'eau heurtant la coque pour améliorer l'hydrodynamisme du navire.
(2) Le système de lubrification par air consiste à injecter de l'air comprimé dans des creux le long de la coque (au niveau de l'interface coque-eau). Cela réduit la résistance à l'avancement du navire (les frottements coque-air sont plus faibles que ceux coque-eau).
(3) La diminution des ballasts permet de réduire la masse du navire, donc la surface de contact coque-eau et par conséquent la traînée hydrodynamique du navire. Cependant, cela réduit également sa stabilité. Un système de masse mobile peut être installé pour en diminuer le roulis (développé notamment par Sirehna, filiale de DCNS).

d'améliorations importantes[1]. Des formes aérodynamiques travaillées peuvent aussi apporter des économies significatives aux allures portantes (par exemple, les cheminées et panneaux profilés orientables).

À cela il faut ajouter à plus long terme les études de nouveaux concepts, tels que les **plateformes multi-usages pour la co-activité industrielle en mer**, ou encore les *Ship Trains*. Ces derniers offrent une solution prometteuse au problème du gigantisme (navigation, accès au port, entretien) et au dragage de l'accès aux grands ports.

3 ■ Le moteur et la production d'énergie

Le moteur thermique devrait bénéficier dans les années à venir d'optimisations visant à améliorer son efficacité énergétique (mesure et suivi des paramètres de fonctionnement, fonctionnement en *derating*, dimensionnement du moteur en adéquation avec la charge du navire, etc.). Mais c'est la mise en place d'un système de transmission diesel-électrique (déjà existant dans le domaine ferroviaire) et l'utilisation d'un système de récupération de chaleur du moteur qui devraient être sources des plus importantes économies d'énergie dans ce secteur avec respectivement 5-30 % et 10 % d'économie de carburant.

À court terme, **des systèmes alternatifs devraient également se développer**. On recense ainsi pour la propulsion : **le moteur au gaz naturel liquéfié**, le moteur à carburant à base de biomasse ou encore le réacteur nucléaire. Si l'utilisation de l'énergie solaire est encore improbable avec les technologies d'aujourd'hui du fait des surfaces de capture nécessaires, elle peut fournir un appoint intéressant pour des systèmes auxiliaires.

On parle déjà de pile à combustible pour les petits navires, ou la plaisance, par récupération des systèmes développés pour l'automobile. En revanche, le développement des systèmes de puissance demande un gros travail d'intégration, pour coupler (et gérer) un grand nombre de modules.

Une rupture importante est cependant attendue grâce à l'utilisation des supra-conducteurs à haute température. Ceux-ci réduiraient d'un facteur 5 le poids et le volume des machines électriques tournantes à puissance égale.

L'émergence de ces technologies pourrait conduire à re-développer une filière française des moteurs marins et machines électriques tournantes pour le naval, dont le peu qu'il reste aujourd'hui est à capitaux étrangers.

4 ■ Propulsion du navire

Les systèmes propulsifs actuels seront optimisés pour devenir plus efficaces énergétiquement, pour augmenter la maniabilité du navire, et réduire la traînée hydrodynamique.

(1) On peut également envisager d'utiliser des revêtements de coque en silicone ou des peintures biomimétiques pour réduire la résistance hydrodynamique.

Outre l'optimisation des propulseurs électriques par pod comme les PPH[1] (pods pompe-hélice) ou les *RIM Driven*[2] et la généralisation des hélices avec redresseurs d'écoulement, les progrès majeurs viendront du développement des hélices contrarotatives[3] (12 % d'économie de carburant), des systèmes propulsifs avec hélice en amont (*pulling thruster*, 10 %), ainsi que des systèmes de poussée latérale[4] (*wing thrusters*, 10 %).

De nouveaux types de propulseurs, utilisant cette fois la force éolienne, se développeront sur les futurs navires : le rotor Flettner[5] (ou turbovoile) ainsi que les cerfs-volants et voiles permettront les économies de carburant les plus importantes, respectivement 30 % et 20 %, en fonction de la météo.

5 ■ Gestion de l'énergie à bord

L'automatisation permet d'améliorer la gestion des systèmes de distribution et l'utilisation de l'énergie à bord (éclairage, chauffage, etc.). Une automatisation totale des systèmes pourrait conduire à une importante amélioration de l'efficacité énergétique du navire. En effet, l'AIE estime que cet effort, à terme, diminuerait de 10 % la consommation de carburant du navire. Cette automatisation se fonde sur une instrumentation poussée des équipements, pour mesurer les paramètres en temps réel et optimiser le fonctionnement.

Il est à noter que cette automatisation se fera en parallèle d'un réseau de courant continu et de **nouvelles techniques de stockage** (notamment développées par Saft) : batteries Li-ion, supercondensateur, bobine supraconductrice, volants d'inertie, etc. Dans ce cadre, il est également important d'améliorer la situation énergétique du navire à quai, en généralisant par exemple le *cold ironing* (source de courant électrique disponible dans les ports) qui permet d'économiser du carburant, d'effectuer la maintenance des générateurs de courant situés à bord et de réduire le niveau de bruit du navire. Le stockage d'énergie permet également de dimensionner la production d'énergie à bord non plus sur les pics de consommation mais sur la consommation moyenne. De plus, il apporte des solutions intéressantes pour faire les manœuvres de port sans utiliser la propulsion principale, donc en diminuant de façon significative la pollution en zone portuaire.

(1) Un PPH (pod pompe-hélice) est un pod, c'est-à-dire un ensemble gouvernail-hélice intégrant un moteur, qui à l'instar des réacteurs d'avion, comprend une tuyère (ce qui permet de réduire le phénomène de cavitation) et offre des gains de puissance de l'ordre de 10 %. Il confère également une bien meilleure maniabilité au navire par rapport à un gouvernail et une hélice classiques.
(2) Le *RIM Driven* a la même utilité que le pod mais sa technologie est différente. En effet, le moteur n'est plus positionné dans le moyeu, mais dans une couronne en périphérie de l'hélice qui est logée dans une tuyère. Il possède un meilleur rendement que le POD classique et un meilleur rapport poids/volume.
(3) Hélice de propulsion située en aval de la première hélice propulsive. Elle peut utiliser une partie de l'énergie de rotation contenue dans la traînée de l'hélice amont (d'où une augmentation de son efficacité). Elle permet également de diminuer le roulis.
(4) Hélices situées sous la coque permettant de stabiliser le navire, d'en diminuer le roulis.
(5) Cylindre vertical installé sur le pont. Entraîné en rotation et par effet Magnus, ce rotor crée une poussée longitudinale (en vent de travers).

6 ■ Technologies de l'information et de la communication : sécurité et intelligence à bord

De manière générale, les systèmes intelligents à bord des navires vont se démocratiser, ils serviront **d'aide à la navigation** (système de visuel tête haute, interface homme-machine améliorée, GPS optimisé, logiciels de routage, etc.).

On peut, par exemple, prévoir dans les années à venir une amélioration de l'AIS (*Automatic Identification System*, système d'identification automatique des navires ayant pour but d'éviter les collisions entre navires) et du LRIT (*Long Range Identification and Tracking*, système de positionnement des navires à plus longue distance), deux systèmes obligatoires sur les cargos de jauge brute (volume intérieur) de 300 tonnes ou plus, selon la convention SOLAS *(Safety of Life at Sea)* de l'Organisation maritime internationale (OMI). Ces systèmes conduiront ainsi à une optimisation de la trajectoire du navire (ce qui réduirait de 10 % la consommation de carburant du navire), ainsi qu'à une **plus grande sûreté et sécurité à bord** (système de surveillance de l'état de santé du navire, télémaintenance, e-maintenance, etc.).

7 ■ Compétitivité de la filière navale française

Les axes d'effort concernent **la conception, l'industrialisation, la production** et **l'efficacité du travail en filière**.

Les sujets à traiter en conception sont le **« navire virtuel »** (réalité virtuelle, simulateur de performance de fonction, simulateurs numériques d'aide à la conception, suppression des plans papier, mise en place d'un plateau virtuel allégé pour une conception en équipe, simplifiée), et la conception à différenciation retardée[1].

L'industrialisation est sans doute la phase où les gains les plus importants peuvent être réalisés grâce au développement du **« chantier virtuel »** : création d'un simulateur/optimisateur de stratégies de construction ainsi que d'un simulateur/ optimisateur de *supply chain*, mise en place d'une géolocalisation des éléments du navire (RFID *tag*[2]), ou encore optimisation des moyens de levage, de systèmes de manutention et des installations provisoires.

En production, les entreprises devront prolonger ces efforts par l'amélioration des techniques sur l'ensemble de la chaîne : assemblage, soudage, formage, robotisation, peinture, contrôle, essais, etc.

Sur l'ensemble de ces phases, les innovations technologiques permettront aux entreprises de fonctionner selon les principes de l'entreprise étendue : interopérabilité des outils numériques, communication et partage de données, formation, protection du patrimoine intellectuel et lutte contre la contrefaçon, etc.

(1) La conception à différenciation retardée permet de concevoir un objet avec des éléments standardisés et de ne le différencier d'un autre objet qu'à un stade très avancé de la conception. La conception se fait également de façon modulaire (morcellement de l'objet à concevoir).
(2) Ou « radio-étiquettes » en français. RFID : *Radio Frequency Identification*

Par ailleurs, ces entreprises devront développer ces phases en accord avec les lois environnementales en vigueur (sur toute la chaîne de vie du navire, de la conception à la fin de vie, celui-ci devra être éco-compatible).

Il résulterait de ces innovations un gain de compétitivité de la filière navale française dans un marché dominé par les industries asiatiques.

Structure de la filière navale française

L'industrie navale française n'est pas en si mauvais état qu'on a tendance à le croire, elle est même située au 6e rang mondial, derrière, dans l'ordre, la Corée du Sud, le Japon, les États-Unis, la Chine et l'Allemagne.

Cependant, notre industrie navale demeure pour beaucoup tirée par son côté « défense » (entre 50 % et 60 % des activités navales françaises), et majoritairement portée par DCNS (et ses filiales), STX et de nombreuses PME/TPE (plus d'une centaine). Cette industrie reste toutefois présente sur de nombreux secteurs d'activités et possède un véritable savoir-faire technologique (technologies de pointe).

Deux secteurs d'activités semblent particulièrement attractifs pour la filière navale française : d'une part, le navire au GNL (qui pourrait se développer suite aux réglementations environnementales strictes adoptées par l'OMI), pour lequel la France possède un savoir-faire (construction de méthanier), et d'autre part, les énergies renouvelables marines (hydroliennes, éoliennes *offshore*), qui devraient se développer dans le cadre du Grenelle de l'environnement.

L'ensemble des acteurs de la filière navale française font partie du GICAN (Groupement des industries de construction et activités navales).

Parvenir à un navire plus économe, plus propre, plus sûr, plus intelligent et construit de manière compétitive est donc un enjeu majeur pour la filière navale française.

Technologies innovantes dans le secteur maritime

Le navire « économe et propre »	▪ Structure allégée ▪ Réduction des traînées ▪ Amélioration du rendement de la chaîne propulsive (moteurs et transmissions) ▪ Gestion optimisée de l'énergie à bord ▪ Sources d'énergie propres et stockage ▪ Traitement des pollutions – Réduction des émissions de CO_2, SOx, NOx – Pas de rejet des déchets solides ou liquides (dont eaux de ballast) – Peintures éco-compatibles – Bruits et sillages réduits
Le navire « sûr et intelligent »	▪ Monitoring permanent ▪ Gestion du trafic maritime et fluvial ▪ Maintenance innovante ▪ Aide à la navigation
Excellence de la filière navale	▪ Outil de travail collaboratif pour soutenir le design numérique en entreprise étendue ▪ Outils de modélisation et de simulation numérique optimisés ▪ Numérisation et automatisation de la chaîne de production (en liaison avec le système numérique de conception)

Source : d'après la base de données CORICAN

En complément, il est également essentiel de rappeler qu'outre les technologies présentées ici, **en matière de réduction de la consommation d'énergie, les mesures principales à prendre sont d'ordre logistique et comportemental**. En effet, l'AIE estime que réduire la vitesse d'un navire de l'ordre de 20 % diminuerait d'environ 23 % sa consommation de carburant (mesure à mettre en parallèle avec les impératifs commerciaux). De même, une meilleure sensibilisation du personnel aux économies d'énergie permettrait d'obtenir une diminution de 10 % de cette consommation. Il est cependant à noter sur ce dernier point que de nombreuses entités administratives interagissent pour faire fonctionner un navire. Souvent, ce ne sont pas les mêmes responsables qui paient et utilisent le carburant. Dans ce cadre, la sensibilisation aux économies d'énergie du personnel navigant n'est donc pas aisée.

Le secteur ferroviaire

Dans le secteur ferroviaire, très abouti techniquement en France (classée 2e dans le domaine de la construction ferroviaire en Europe, derrière l'Allemagne), les améliorations apportées à horizon 2030 seront principalement des mesures d'optimisation de la gestion de l'infrastructure ferroviaire, visant à accroître l'attractivité de ce mode de transport, à en augmenter la part de marché au détriment des modes plus carbonés (routier, aérien).

Pour le passager, cela se traduira par une simplification de l'organisation de son voyage, un temps de parcours écourté (particulièrement vrai pour les longues distances), un stress minimisé en particulier grâce à des informations en temps réel en cas d'incidents, et par le maintien d'une sûreté et d'une sécurité maximales. À court terme, cela signifie notamment la création d'une base de données consolidée pour un réseau multimodal de transport à l'échelle nationale (entreprises concernées : IBM, Atos Origin, etc.). En transport urbain, les progrès porteront principalement à court terme sur les techniques de captage, de stockage et de récupération de courant (entreprises concernées : Saft, Alstom, etc.). Pour ce qui est du transport sur de longues distances, le train à grande vitesse, matériel technologique sophistiqué et performant, bénéficiera de quelques améliorations incrémentales mais peu d'innovations techniques sont attendues. À plus long terme (2050), de nouveaux modes de propulsion sont également envisageables (le transport sur « coin d'huile »[1] pour le transport urbain et le train à sustentation magnétique[2] pour des longues distances).

Le secteur du fret, beaucoup moins développé en France que le transport de voyageurs, devra quant à lui être relancé. En réponse aux besoins des chargeurs, essentiellement sensibles à la fiabilité et à la compétitivité de leurs transports, ses évolutions concerneront l'optimisation de l'intermodalité (rail-route, interfaces, désengorgement des ports maritimes recevant des porte-conteneurs géants par la création de ports secs, etc.) et l'optimisation de l'usage des infrastructures ferroviaires existantes (fluidification des trafics grâce aux freinage électronique des wagons, mise en œuvre de trains longs, interopérabilité des systèmes de contrôle-commande : ERTMS[3], amélioration des gabarits admissibles, etc.). Pour ces deux types de transport, le développement des technologies de l'information et de la communication (entreprises concernées : Alstom, Ansaldo STS France, Thalès) et des nouveaux matériaux de construction (voies et trains : Alstom, Eurovia, Colas, etc.) sera également très important.

1 ■ Contexte

Avec 0,4 % des émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports en 2010, le ferroviaire est le mode de transport qui émet le moins de GES en France. C'est un secteur très abouti techniquement et **les améliorations apportées à horizon 2030 seront principalement des mesures d'optimisation de la gestion de**

(1) Cette technique consiste à faire avancer le *tramway* par glissement sur un film d'huile déposé dans des glissières de guidage : le déplacement se fait alors de façon totalement silencieuse et avec une importante économie d'énergie.
(2) Le train à sustentation magnétique utilise les forces magnétiques pour assurer sa sustentation, son guidage et sa propulsion : il n'y a pas de roues en contact avec les rails, ce qui permet de réduire les frottements et d'atteindre des vitesses élevées.
(3) L'ERTMS *(European Rail Traffic Management System)* est un système harmonisé de gestion du trafic permettant d'assurer l'interopérabilité du système ferroviaire européen.

l'infrastructure ferroviaire, visant à accroître l'attractivité de ce mode de transport et à en augmenter la part au détriment des modes plus carbonés (routier, aérien). Ces mesures pourront être spécifiques au transport de voyageurs, spécifiques au fret ou communes aux deux.

2 ■ Le transport de voyageurs

Le transport de voyageurs fait face à trois exigences : un plus grand respect de l'environnement, une diminution de la consommation d'énergie et une meilleure adéquation avec les besoins des usagers. Ces besoins sont les suivants : une organisation facile du trajet, un temps de parcours écourté (pour les longues distances), un stress minimisé, une sécurité et une sûreté maximales ; et ce quel que ce soit le mode de transport. Ce sont à ces exigences que devront répondre les innovations technologiques.

En premier lieu, on pourra noter qu'à court terme des progrès peuvent être faits pour le développement d'un réseau intelligent à grande échelle **par interconnexion des modes de transport** (desserte fine et efficace des territoires, solution alternative rapide en cas d'incident). Cela a notamment été recommandé par l'ERRAC[1] à la Commission européenne (mise en place à horizon 2020). Les informations d'une base de données globale obtenue par intégration des bases de données des divers services pourront alors parvenir en temps réel à l'usager *via* son *smartphone* (location de vélo ou d'automobile, localisation de l'arrêt de bus le plus proche, etc.). L'utilisateur du *smartphone* pourra composer son trajet urbain, périurbain ou longue distance de bout en bout, avec l'ensemble des modes de transport, et se verra proposer les diverses alternatives possibles correspondant à ses préférences. En parallèle de ce réseau intelligent se développera nécessairement **la billettique sans contact** (toujours par l'intermédiaire d'un *smartphone*). L'usager pourra alors composer, payer et récupérer ses titres de transport en ligne. Il est toutefois à noter que sur les trajets interurbains, la validation sans contact du billet pourrait être couplée à un système d'identification physique pour des raisons de sûreté (à l'instar de l'avion, des modifications législatives seraient alors nécessaires). Une fois le billet validé, l'accès à la rame serait alors autorisé.

Enfin, des progrès pourront également être réalisés pour simplifier le voyage des personnes mal voyantes ou mal entendantes, et pour garantir une meilleure accessibilité aux trains aux personnes à mobilité réduite.

Ces voies de développement sont communes à l'ensemble des transports ferrés de voyageurs. Cependant, d'autres sont spécifiques au transport de proximité (urbain) ou au transport de longue distance (interurbain).

2.1. Le transport urbain

En réponse aux exigences citées plus haut, des progrès peuvent être faits à court terme en matière de captage, de stockage ou encore de récupération de l'énergie (au freinage).

(1) European Rail Research Advisory Council.

Pour plus de sécurité et un plus grand respect de l'environnement, **le captage de courant au sol**, un système qui permet de faire disparaître la caténaire, pourrait se généraliser et équiper les différents tramways (il est aujourd'hui notamment en place depuis 2003 à Bordeaux : système APS d'Alstom). Ce captage, pour le moment filaire, pourrait faire place dans les années à venir à un **captage par induction électromagnétique** (avec notamment le système Primove de Bombardier), sans danger apparent pour l'homme (craintes que l'on aurait pu avoir du fait de la puissance des ondes électromagnétiques). Les coûts de construction et de maintenance sont toutefois plus élevés que ceux d'un tramway classique.

Le stockage de l'énergie est également un enjeu majeur pour le transport urbain. À court terme, le développement **de batteries très capacitaires** (avec un temps de recharge très court en station), de **volants d'inertie** ou encore de **supercapaciteurs**, est à prévoir (la création de supercapaciteurs à haut stockage massique pourrait être une véritable rupture technologique pour le transport urbain). Il faudra cependant surmonter les obstacles associés à ces technologies, que sont le poids et le manque de sécurité (en particulier pour le volant d'inertie du fait de sa vitesse de rotation).

En liaison avec le stockage de l'énergie se développeront également **des techniques de récupération de l'énergie au freinage**. Pour le moment, cette énergie est soit consommée immédiatement, soit transmise à la rame suivante, soit détruite. Il s'agira dans les années à venir de gérer de manière plus fine cette énergie et de trouver des solutions d'évacuation de l'énergie excédentaire qui soient non destructrices.

À plus long terme, c'est le mode de transport urbain ferré lui-même qui devra être repensé. Une voie possible d'évolution pourrait être celle du tramway sur viaduc fonctionnant sur **le principe du « coin d'huile »**. Un film d'huile d'environ 2 mm, déposé dans des glissières de guidage, permettrait de surélever le tramway et de le faire avancer par glissement de façon totalement silencieuse et avec une importante économie d'énergie. Le choix du fluide est crucial : il doit être ni trop peu visqueux (risque de dispersion dans les sillons selon les variations d'altitude de la voie), ni trop visqueux (frottements et bruit trop importants). Un compromis est à trouver entre le débit du fluide injecté, la pente de la voie et la viscosité du fluide. À l'arrêt ou à faible vitesse, le train serait guidé par des roues classiques. Ce système pourrait également être envisagé pour des trains à grande vitesse.

2.2. Le transport longue distance (interurbain)

Pour le transport de longue distance, les exigences sont les mêmes que pour le transport urbain, le facteur temps prend cependant une place plus importante. Afin d'augmenter l'attractivité de ce mode de transport, il sera en effet crucial de pouvoir écourter les temps de trajet. **Il pourrait ainsi être envisagé à horizon 2030 de faire passer la vitesse commerciale des trains sur rail de 320 à 500 km/h**, ce qui permettrait de rallier l'Europe et de faire concurrence à l'avion sur ces trajets (le train fait concurrence à l'avion sur des trajets d'une durée de 2 heures, soit un rayon potentiel de 1 000 km correspondant à une couverture européenne).

Cependant, atteindre la très haute vitesse pose des **problèmes techniques de captation de courant** (contact avec la caténaire), de **stabilité de la voie**, de **bruit** (principalement **aérodynamique**), mais également des problèmes de **coûts, liés à la consommation énergétique du train**.

La captation de courant à de telles vitesses est particulièrement délicate et nécessite **un travail sur la caténaire** : sur ses propriétés physiques et sur son système d'attache. Il s'agit de repousser le « mur » de la caténaire[1] qui, aujourd'hui, se situe autour de 580 km/h (avec les tensions actuelles) et permet une vitesse en toute sécurité à 320 km/h.

Concernant la résistance et la stabilité de la voie, **la solution de la voie sur dalle** (développée au Japon et en Allemagne) pourrait se généraliser en France (où l'on utilise généralement du ballast). Ce type de voie, en test sur une portion de la LGV Est européenne, coûte plus cher à la construction qu'une voie sur ballast et nécessite une haute technicité de pose, mais sa durée de vie est très longue (plus de 100 ans) et ses besoins en maintenance sont très faibles en comparaison avec une voie sur ballast.

Pour le bruit dynamique du train, au-delà de l'utilisation de rails spéciaux (meulage acoustique : diminution du bruit de 1-3 dB), on peut se poser la question du développement **de technologies de neutralisation des ondes sonores** (le bruit aérodynamique du train étant la principale source de bruit à haute vitesse). **Ces techniques restent pour l'instant (malheureusement) inefficaces en sites ouverts** (du fait de l'irrégularité de l'onde sonore émise par le train, très difficile à annihiler en temps réel).

Enfin, le dernier obstacle à surmonter est économique, il concerne la consommation énergétique du train. Celle-ci croît avec le carré de sa vitesse. **Atteindre 500 km/h conduirait ainsi presque à quadrupler la consommation actuelle du train**. Des progrès pourront être faits pour minimiser cette consommation en améliorant son coefficient de pénétration dans l'air, mais ils resteront faibles. Un fort surcoût est donc à prévoir (le train devrait toutefois rester compétitif face à l'avion). Cependant, pour éviter que ce surcoût ne soit trop lourd à porter pour l'usager, une solution pourrait être **de rallonger les rames pour accueillir davantage de passagers** (rames de type Eurostar). Un redimensionnement des alimentations électriques du train serait toutefois nécessaire.

À plus long terme (horizon 2050) on peut espérer atteindre la vitesse de 500 km/h grâce au **train à sustentation magnétique**. Ce train possède de nombreux avantages (en comparaison du train roulant) : il peut aller plus vite, il est plus sûr (pas de risque de déraillement), plus silencieux à basse vitesse (entrée et sortie de gare, zones urbaines : ce qui peut également laisser envisager une application de type *tramway*) et peut franchir des pentes plus fortes. Il est pour le moment utilisé sur une ligne à Shanghai, et est en démonstration au Japon près d'Otsuki (train Maglev : *MAGnetic LEVitation*, détenant le record du monde de vitesse pour un système ferroviaire avec 581 km/h, acquis en 2003). Il existe également un projet de liaison Tokyo-Osaka, mais il possède un inconvénient majeur : son coût. En effet, pour le moment, du fait des conditions contraignantes d'utilisation de ce système (très basse température), son coût de mise en place est prohibitif (environ 32,1 M€/km, stations et trains compris, contre environ 16,5 M€/km pour la LGV française Rhin-Rhône). La construction de la

(1) Lors de son déplacement le long de la caténaire, le pantographe (qui assure le contact entre le train et la caténaire) fait vibrer la caténaire, et émet donc une onde. La fréquence et la vitesse de cette onde dépendent des caractéristiques de la caténaire. Si le pantographe va trop vite (au-delà de 580 km/h actuellement), il rattrape l'onde qu'il a émise et la dépasse : il franchit le « mur » de la caténaire et celle-ci se rompt.

ligne Gare centrale de Munich-Aéroport de Munich (« Transrapid ») a d'ailleurs été abandonnée en 2008 pour des raisons économiques. Le développement de **la supraconductivité à température ambiante, un défi loin d'être relevé aujourd'hui, représenterait un véritable saut technologique** et permettrait de reconsidérer la viabilité de cette option.

3 ■ Le transport de fret

Le transport de fret répond aux mêmes exigences que le transport de voyageurs en matière de respect de l'environnement, d'économies d'énergie et de besoins de l'usager (ici le chargeur). Il fait cependant face à une contrainte supplémentaire qui est le manque de capacité sur le réseau. En effet, voyageurs et marchandises partagent les mêmes voies, et l'évolution du réseau étant particulièrement lente, il est aujourd'hui difficile pour le fret de circuler sur le réseau existant. Il s'agit donc **d'optimiser la capacité disponible du fret**, et l'ensemble des innovations technologiques dans ce secteur devront aller dans le sens de cette optimisation.

Cette optimisation peut concerner l'usage de l'intermodalité ou celui de l'infrastructure ferroviaire (train, réseau ferré).

3.1. Optimisation de l'intermodalité

Le Grenelle de l'environnement, qui a fixé pour objectif que la **part modale du fret non routier et non aérien atteigne 25 % d'ici à 2012**[1], soutient le développement des différentes techniques de transport multimodal existantes (rail-route, fleuve-route et cabotage maritime) dans le but de réduire l'impact environnemental des transports de fret. **En effet, les flux de marchandises sont responsables, en France, de plus de 40 % des émissions de CO_2 du secteur des transports** et de plus de 10 % des émissions françaises totales, ce qui explique l'impact non négligeable que peut avoir le recours aux modes de transport les moins émetteurs en CO_2.

Il existe deux types de transport intermodal ferroviaire : **le transport combiné rail-route** (ou rail-mer) qui utilise des caisses (ou conteneurs) et **l'autoroute ferroviaire** qui transporte des remorques routières (ou semi-remorques). Des progrès importants devraient intervenir au niveau des terminaux et des wagons transportant des remorques routières en utilisant au mieux les gabarits disponibles et en abaissant les planchers pour accepter la majeure partie des remorques en circulation. Malgré ces progrès, cette technique ne transportera qu'un volume faible par rapport au transport conteneurisé. Ce dernier croît fortement, notamment du fait de son augmentation par voie maritime (avec des porte-conteneurs géants atteignant déjà 18 000 EVP[2] et opérant plusieurs milliers de conteneurs à chaque

(1) Cet objectif concerne uniquement le fret. C'est une première étape vers l'objectif final du Grenelle de l'environnement en ce qui concerne les transports, qui est de « f*aire évoluer la part modale du non-routier et du non-aérien de 14 % à 25 % à l'échéance 2022* » (base : année 2006). On parle donc ici de transport de marchandises et de transport de voyageurs. Atteindre l'objectif de 25 % en 2012 de part modale de fret non routier et non aérien permettra d'atteindre 17,5 % de part modale du transport non routier et non aérien (marchandises et voyageurs). La croissance de cette part modale du fret non routier et non aérien devrait être assurée à 85 % par le ferroviaire et à 15 % par le fluvial.
(2) Équivalent vingt pieds, mesure de capacité du conteneur.

escale dans les rares ports européens touchés). Ainsi, c'est bien **au niveau des liaisons portuaires qu'aura lieu le plus fort développement du transport intermodal ferroviaire**, avec notamment la création de ports secs intérieurs (*hubs* de distribution ferroviaire en liaison avec le port maritime, reliés par des trains les plus longs possibles).

Pour faire face à ces nouveaux défis, les techniques de transport intermodal ferroviaire devront se développer au niveau de la collecte/distribution et au niveau des interfaces (chargement et déchargement du train), respectivement *via* la mise en place d'un système intelligent de gestion des tournées (mise en relation des industriels pour éviter le transport de caisses vides) et par la création d'un système de **portique automatisé** permettant de décharger et charger les camions (ou trains) grâce à des dispositifs de détection et de **guidage laser**. Ces derniers permettraient de diviser le temps de chargement/déchargement par 2 ou 3 dans l'hypothèse de mise à disposition d'un parc de remorques pré-positionnées et banalisées entre les divers transporteurs assurant les tournées de collecte/distribution.

3.2. Optimisation de l'infrastructure ferroviaire

Outre les phases de collecte/distribution et de chargement/déchargement (interfaces), c'est la phase de transport qui peut être optimisée (reconstituant ainsi l'ensemble de la *supply chain*). On peut concevoir cette optimisation en deux temps.

La première optimisation consiste à **mieux utiliser le créneau de temps disponible** pour le passage d'un train de fret (intervalle de 10 mn[1]). Cette optimisation du temps disponible est rendue possible par le développement de deux technologies **: l'attelage automatique à tampon central** et **le frein électronique**.

L'attelage automatique à tampon central

L'attelage automatique de type choc et traction permet de réduire les problèmes liés aux efforts longitudinaux de compression associés aux attelages de type UIC (Union internationale des chemins de fer), équipant la majeure partie du parc actuel de wagons (un train de plus de 750 m se comprime de telle manière au freinage que cela peut entraîner le déraillement de certains wagons ; et à la détente, le recul du train peut conduire à obstruer un aiguillage en aval). Il permettra de connecter de manière automatique une ligne électrique (pour le frein électronique notamment) et la conduite d'air. Son utilisation permettra également de **robotiser les gares de triage** et d'en augmenter l'efficacité par sa capacité de couplage et de découplage automatique. Les wagons pourraient être détachés par des robots au passage de la butte (relief permettant de décrocher les wagons). Chaque wagon pourrait alors être équipé d'un *tag* RFID et trié suite à la lecture de ce *tag* (le raccordement après triage se fait ensuite sans aucune aide extérieure). Une telle gare de triage permettrait également de faciliter la manipulation des wagons isolés[2] et de relancer le développement de ce service actuellement en voie de réduction drastique.

(1) Du fait de l'inertie du train de fret, un seul sillon fret peut être tracé entre deux sillons TER (intervalle de 10 minutes).
(2) Wagon individuel qui est acheminé vers une gare de triage pour former un train.

Le frein électronique

À l'inverse du frein pneumatique actuel dont l'action est liée à la vitesse de décompression/recompression de la conduite d'air, le **frein électronique qui est un frein pneumatique à commande électronique** permet de serrer et de relâcher les freins instantanément pour l'ensemble des wagons, annihilant ainsi les efforts longitudinaux de compression des attelages de wagons, diminuant la distance de freinage de l'ensemble du train et augmentant sa sécurité. L'idée est de faire en sorte qu'un train de fret soit aussi maniable qu'un train de voyageurs, qu'il puisse accélérer ou freiner fréquemment lors d'un trajet, pour ajuster sa vitesse en fonction du trafic. En pilotant plus efficacement la vitesse du train de fret, on peut espérer faire passer au moins deux trains dans ce créneau de 10 minutes. Ce **système de frein permet donc de gagner de la capacité sur le réseau**. On peut également espérer que ce système autorisera **le train de fret à rouler plus régulièrement donc plus vite.** On notera que ce système de freinage a également **un impact positif important sur le bruit, sur la sécurité et sur les coûts de maintenance.**

Cependant, le développement d'un tel frein nécessite d'avoir une très bonne connaissance de la tension en temps réel dans des attelages de wagons, ce qui reste très difficile à l'heure actuelle. Par ailleurs, d'un point de vue économique, ces techniques ne produisent leurs effets que si une large partie des flottes est équipée. Dans ces conditions et en s'appuyant sur des estimations de prix de grandes séries, pour les équipements le **retour sur investissement** serait **très rapide** (moins de trois ans après équipement d'une part importante de la flotte de wagons ou d'une partie captive) en tenant compte des divers avantages générés : gain de capacité du réseau, amélioration de la vitesse de rotation des wagons, élargissement de la part de marché du fret par amélioration de la qualité de service, économie de coûts de maintenance et réduction du bruit.

La seconde optimisation est une optimisation d'espace : il s'agit de **mieux utiliser l'espace disponible sur le créneau d'un train de fret**. Cela deviendrait possible par une **meilleure gestion du gabarit** (à défaut de l'augmenter : le gain de gabarit obtenu par la mise en place de voies sur dalle, plus basses que les voies sur ballast, reste faible et coûteux), et par l'utilisation de **trains longs**. Ces trains de **1 500 m de long** seraient composés de **deux trains classiques couplés de 750 m, dont la locomotive du second train serait télécommandée par la première**.

Mesure en temps réel du gabarit

Avec les progrès de la métrologie et le **développement de l'électronique embarquée** (frein électronique notamment), il devrait être possible de mettre en en place des trains en France qui seraient capable d'évaluer en temps réel leur charge (ainsi que sa répartition), leur taille, ou encore leur état d'usure (mesure de l'élasticité des ressorts des bogies de wagons, mesures de température sur les boîtes d'essieux, mesure de l'usure des roues, mesure de la fatigue des essieux avant rupture : tout ceci ouvre la voie à une maintenance prédictive). En utilisant également des systèmes de mesures rapides et précises du gabarit disponible (de type lasers rotatifs), des systèmes installés sur des trains à grande vitesse permettant la détermination des obstacles (tunnel ou autre) et la détermination précise de l'emplacement des rails (sur la base de la machine MERMEC présente en Italie), il serait possible **d'optimiser l'espace de chargement des trains de fret, d'où un gain de capacité sur le réseau ferré**.

La télécommande radio-sécuritaire de la seconde locomotive

Une autre façon d'optimiser la capacité disponible sur le réseau est de développer les trains longs. En effet, la mise en service de trains longs résultant du couplage de deux trains classiques permet de **doubler la capacité de transport en ne consommant en moyenne que 20 % en plus d'espace sur le réseau**. La conduite d'un tel train peut se faire avec un seul agent dès lors que la télécommande de la deuxième locomotive par radio est sécurisée ce qui paraît possible avec les technologies actuelles à des coûts compétitifs.

Ces trains longs ne sembleraient pas souffrir pas de problèmes majeurs liés aux infrastructures (pentes, courbure de la voie) mais nécessiteraient obligatoirement l'utilisation d'un attelage automatique à tampon central et d'un système de frein électronique afin d'assurer un meilleur pilotage.

4 ■ Des mesures communes au fret et aux voyageurs : TIC et nouveaux matériaux

4.1. Les technologies de l'information et de la communication

Pour le fret, certaines technologies permettent d'optimiser l'intermodalité, d'autres d'optimiser les infrastructures ferroviaires. Les TIC ont la particularité d'agir sur les deux aspects, de manière importante et à un coût peu élevé. Elles permettent l'optimisation du remplissage du vecteur de transport par la mise en œuvre d'une logique collaborative visant à faciliter l'accès de petits transporteurs à l'intermodalité ainsi que par le développement de systèmes de réservation de places dans les trains de fret (avec des modalités de tarifications dynamiques). Les TIC améliorent également la qualité du service ferroviaire (notamment en délivrant en temps réel des estimations de l'heure d'arrivée des trains : ETA), mais aussi la rapidité de la prise de décision dans la gestion des systèmes ferroviaires complexes (assistance à la prise de décision), et enfin le partage d'informations (pour les entreprises de fret à des fins techniques ou commerciales).

De grands progrès devraient intervenir dans ce domaine notamment grâce à la croissance continue des vitesses de calcul. Les impacts seront également très positifs sur la gestion de l'infrastructure, sur la gestion de la circulation des mobiles et sur la maîtrise des coûts de maintenance.

Par ailleurs, de manière plus générale (pour le fret et le transport de voyageurs), une technique de relais au sol à haut débit qui permettrait aux trains de se situer les uns par rapport aux autres en temps réel pourrait être mise en place. Cela représenterait un moyen de pallier au retard pris par le développement du système européen ERTMS de niveau 3, que beaucoup considèrent comme trop cher. Cela conduirait ainsi à une augmentation de la capacité sur le réseau et améliorerait la ponctualité des trains de voyageurs et de marchandises (facteur essentiel de choix de ce mode de transport). ERRAC propose d'ailleurs comme objectif à la Commission européenne un taux de ponctualité des trains de 95 % (trains ayant moins de 5 minutes de retard), en Europe, à horizon 2050.

L'utilisation de nouveaux matériaux

L'utilisation de matériaux innovants pourrait alléger les trains et réduire leur bruit. Ainsi, la généralisation de matériaux composites (superstructures qui seraient amovibles pour donner la flexibilité d'utilisation des wagons) et plus classiquement d'aciers à haute résistance permettrait à court terme d'alléger le train de quelques centaines de kilogrammes. Par ailleurs, l'utilisation de semelles composites LL et K (en test actuellement par l'UIC) conduirait à réduire le bruit de roulement du train de 8-10 dB. D'autres mesures sont également envisageables pour réduire ce bruit, mais elles ont un impact moindre : amortisseurs de roue (1-3 dB), amortisseurs de voie (1-3 dB) et meulage « acoustique » des rails (1-3 dB).

5 ■ Compétitivité de la filière ferroviaire française

De toutes les industries de transport, le ferroviaire est celle qui a connu la plus forte croissance depuis 2000.

La France est bien placée dans le domaine de la construction de matériel ferroviaire (2e derrière l'Allemagne) avec un chiffre d'affaires de 5 milliards d'euros en 2007 et 15 000 emplois directs (et davantage en prenant en compte la maintenance de ce matériel). Le paysage français se structure autour de quelques grands constructeurs de matériel roulant nationaux (notamment Alstom) ou internationaux (Bombardier, Siemens Transportation), d'équipementiers (Faiveley, Neotec, Saint-Gobain Sully, etc.), d'entreprises du secteur de la signalisation (Thalès Communications, MS Relais, Safe Rail, Vossloh Cogifer, etc.) et de constructeurs d'infrastructures (Eurovia Travaux Ferroviaires, Colas Rail, Stradal Ferroviaire, etc.).

Au niveau du transport proprement dit, des opérateurs français tels la SNCF (Géodis pour le fret), la RATP ou Veolia (avec notamment Transdev) prennent des positions à l'international sur le fret ou le transport de passagers. Cette évolution est rendue possible par l'ouverture à la concurrence du fret ferroviaire depuis 2006, et du transport de passagers depuis 2010.

Les entreprises françaises sont réunies au sein de la Fédération des industries ferroviaires (FIF), qui compte une cinquantaine de membres. Au niveau mondial, c'est l'Union internationale des chemins de fer (UIC) qui fait autorité. Pour le fret, et plus spécifiquement le transport combiné, il existe également l'Union internationale du transport combiné Rail-Route (UIRR) qui regroupe 18 membres dont deux compagnies françaises : Novatrans et Naviland Cargo.

Bâtiment

Introduction

Le bâtiment constitue le premier poste de consommation d'énergie finale et le deuxième en termes d'émissions directes de gaz à effet de serre. Des objectifs très ambitieux d'accroissement de l'efficacité énergétique ont été fixés pour ce secteur dans le cadre du Grenelle de l'environnement (réduction par un facteur 4 de la consommation pour les bâtiments neufs ; réduction de 40 % pour les bâtiments existants).

De tels résultats ne peuvent être obtenus, dans la satisfaction des fonctions attendues du bâtiment et le respect des autres règles, notamment de sécurité et de confort, qui leur sont applicables, qu'en mobilisant l'innovation technologique à la fois sur la conception d'ensemble, sur les composants (en particulier les matériaux d'isolation, les pompes à chaleur, les vitrages et la ventilation), sur le fonctionnement du système et sur les dispositifs de régulation et de contrôle.

Pour autant, les technologies ne suffisent pas, à elles seules, pour atteindre les objectifs visés. Compte tenu de l'hétérogénéité du parc de bâtiments, de son faible taux de renouvellement annuel (légèrement supérieur à 1 %), du caractère artisanal d'un grand nombre de professionnels impliqués dans sa construction, son exploitation et sa maintenance, un effort concomitant de formation et de structuration des filières d'acteurs est indispensable.

Les enjeux énergétiques liés au bâtiment

Ce chapitre ne prend pas en compte les constructions à usage industriel, mais seulement les bâtiments à usage d'habitation ou d'activités tertiaires.

1 ■ La place du bâtiment dans la consommation d'énergie et la production de gaz à effet de serre

Le secteur du bâtiment est le plus gros consommateur d'énergie en France. En 2008, le secteur résidentiel et tertiaire représentait, avec environ 68 millions de tonnes d'équivalent pétrole, 42 % de la consommation française d'énergie finale, dont 28 % pour le résidentiel et 14 % pour le tertiaire[1]. Les émissions directes de CO_2[2] de ces secteurs pour la même année sont estimées à plus de 120 millions de tonnes, soit 26 % des émissions françaises de CO_2[3].

Comme l'a bien identifié le Grenelle de l'environnement, le secteur du bâtiment présente donc des enjeux importants au regard de la maîtrise des énergies et de la réduction des émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre, enjeux qui sont à la fois corrélés et distincts.

2 ■ Les différents besoins énergétiques des bâtiments et leurs évolutions

Les besoins énergétiques des bâtiments sont de deux natures :

- les besoins thermiques : chauffage et refroidissement (62 %), eau chaude sanitaire (ECS) et cuisson (16 %) ; la croissance de ces usages a été contenue (+ 5,4 % de 1990 à 2008), en dépit d'une croissance forte des surfaces construites, tant en résidentiel (+ 25 % de logements entre 1990 et 2008) qu'en tertiaire (+ 29 % de m^2 chauffés entre les mêmes dates) ;
- les besoins liés à l'électricité spécifique (22 %) : il s'agit des usages pour lesquels l'électricité ne peut pas, aujourd'hui du moins, être remplacée par une autre source d'énergie : rentrent en particulier dans cette dernière catégorie l'éclairage et l'ensemble des appareils domestiques ou professionnels. Les usages spécifiques de l'électricité sont minoritaires mais ont connu une forte croissance

(1) La répartition de la consommation d'énergie finale par secteur est la suivante : 25 % pour l'industrie, 31 % pour le transport et 42 % pour le résidentiel-tertiaire. Source : Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.
(2) Les émissions directes de CO_2 du résidentiel-tertiaire ont augmenté d'environ 15 % depuis 1990. Les émissions de CO_2 indirectes résultant des consommations d'électricité de ce secteur sont comptabilisées dans le secteur « centrales électriques ».
(3) La répartition des émissions de CO_2 est la suivante : 21 % pour l'industrie et l'agriculture ; 9 % pour les centrales électriques ; 6 % pour la branche énergie ; 38 % pour les transports ; 26 % pour le résidentiel-tertiaire.

entre 1990 et 2008 (+ 66 %), croissance à laquelle se rajoutera un nouveau besoin, lié à l'apparition du véhicule électrique.

Les progrès sont faits ou peuvent être faits dans trois directions :

- la réduction des besoins, notamment par des dispositifs de construction et d'isolation ;
- la substitution des énergies fossiles par les énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse) ou de récupération (déchets, rejets), aussi bien pour la production d'électricité que de chaleur ;
- l'amélioration de la performance des équipements utilisés.

Le bâtiment résidentiel et tertiaire peut ne plus être un simple consommateur d'énergie, il peut également jouer **un rôle actif** soit en stockant, soit en produisant de l'électricité selon différentes technologies, parfois même à des niveaux supérieurs à sa consommation.

Enfin, le pilotage intelligent de l'ensemble des ressources et des consommations en énergie apporte également un gisement d'économies, alors même que l'introduction d'énergies renouvelables, par nature intermittentes, entraîne des éléments de fluctuations supplémentaires du côté de la production d'énergie.

3 ■ Les normes d'efficacité énergétique

La fixation des normes techniques en matière de performance énergétique des bâtiments neufs résulte d'un dispositif réglementaire, fondé sur un calcul théorique de l'énergie nécessaire pour assurer la satisfaction d'un certain nombre de besoins, compte tenu des dispositifs constructifs, des matériaux et des équipements installés. Cette réglementation a récemment évolué, en application des conclusions du Grenelle de l'environnement.

La réglementation précédente, RT 2005 (réglementation thermique 2005), prévoyait une consommation maximale (exprimée en kilowattheures d'énergie primaire/m^2/an) pour les **cinq usages (chauffage, eau chaude sanitaire, refroidissement, auxiliaires et éclairage pour les bâtiments à usage tertiaire)** modulée selon la localisation géographique et les sources d'énergie de chauffage :

- chauffage par combustibles fossiles : 80 à 130 kWh/m^2/an selon les zones géographiques ;
- chauffage électrique (y compris les pompes à chaleur) : 130 à 250 kWh/m^2/an selon les zones géographiques.

La nouvelle réglementation, dite RT 2012, a été publiée en juillet 2010 et entre progressivement en vigueur d'ici le 1er janvier 2013 où elle deviendra applicable à toutes les constructions. Elle pose, pour ces mêmes cinq usages, une exigence de performance énergétique globale, établie à 50 kWh/m^2/an en énergie primaire, en moyenne, avec des variations notamment géographiques :

- de 40 à 60 kWh/m^2/an pour les bâtiments résidentiels ;
- de 48 à 72 kWh/m^2/an pour les bâtiments de bureaux.

Elle correspond donc à une réduction de la consommation globale d'énergie d'un facteur variant de 2 à 4.

Par ailleurs, la RT 2012 introduit un certain nombre de nouveautés avec notamment une exigence d'efficacité énergétique minimale du bâti sur les trois composants de chauffage, de refroidissement et d'éclairage.

La réflexion est d'ores et déjà engagée sur l'étape suivante, RT 2020, qui, conformément à la loi Grenelle, vise à la généralisation, à l'horizon 2020 et pour tous les bâtiments neufs, des « bâtiments à énergie positive » (BEPOS), qui produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment[1] : ce résultat est obtenu d'abord en maximisant l'efficacité et la sobriété énergétiques du bâtiment (isolation, régulation, etc.), puis en utilisant les ressources énergétiques locales thermiques et électriques (géothermie, biomasse, photovoltaïque, etc.). L'existence d'un équilibre moyen, et non instantané, des productions et des consommations d'énergie laisse entière la question des fluctuations journalières et saisonnières, qui peut être traitée soit par du stockage d'énergie, soit par des apports dans un sens ou dans l'autre sur un réseau.

4 ■ De l'efficacité énergétique à l'analyse du cycle de vie

Dans une approche développement durable, l'évaluation des quantités de gaz à effet de serre produites ou des consommations de ressources non renouvelables (énergies fossiles mais aussi éléments rares) ne doit pas se limiter à celles mises en jeu pendant l'occupation du bâtiment. Il convient de prendre en compte les quantités produites ou consommées pour la production et le transport des éléments incorporés dans la construction du bâtiment (quantités « grises »), ainsi que celles liées à la déconstruction et au recyclage du bâtiment en fin d'utilisation. C'est donc une **analyse du cycle de vie** qui est pertinente pour établir une comparaison entre différentes solutions, au sens du développement durable. Les méthodes et surtout les données en sont malheureusement encore très insuffisamment disponibles et constituent des sujets de recherche sur lesquels des progrès substantiels sont nécessaires et attendus.

(1) Pour ces bâtiments, la réflexion est également engagée sur l'introduction, au-delà du critère énergétique, d'un objectif de quantité de CO_2 produit par mètre carré construit.

Le contexte d'accroissement de l'efficacité énergétique des bâtiments

L'appréciation des enjeux implique de prendre en compte les caractéristiques de l'ensemble sur lequel doivent porter les efforts de réduction de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre.

Le secteur du bâtiment recouvre en effet des réalités très variables, dans le temps et dans l'espace. Il n'y a pas *un* mais *des* bâtiments, différents entre eux, s'insérant dans un tissu de constructions plus ou moins dense et s'articulant avec des réseaux d'infrastructures et des services de transport, de fluide, d'énergie ou de télécommunications.

1 ■ La structure du parc

Le parc de bâtiments n'est pas un ensemble homogène, loin de là. Chaque bâtiment est le plus souvent un prototype, réalisé au coup par coup. Si on peut parler de produits industriels, s'agissant des matériaux et des composants constituant un bâtiment, il n'en va pas de même de l'ensemble réalisé, qui est, dans la plupart des cas, unique. Sa construction fait intervenir un grand nombre d'artisans ou de petites entreprises, les grands constructeurs eux-mêmes étant des ensembliers qui sous-traitent une part substantielle de leur réalisation, ce qui accentue la variabilité du produit construit.

Par ailleurs, la construction comme l'usage des bâtiments ont un caractère local, dans lequel les dimensions traditionnelles et culturelles ont aussi leur place.

Le parc de bâtiments peut être analysé selon plusieurs critères :

- la **fonction** : locaux d'habitation, locaux tertiaires, locaux commerciaux et industriels ;
- la **taille** : construction individuelle, immeubles collectifs, immeubles de grande hauteur ;
- la **localisation** géographique et les conditions climatiques qui y sont associées ;
- l'**âge**, qui est un élément déterminant des matériaux et des procédés employés. Les bâtiments ont une *longue durée de vie*, avec un taux de renouvellement très légèrement supérieur à 1 %. Pour les seuls bâtiments affectés au logement, qui représentent les trois quarts des surfaces construites, 35 % sont antérieurs à 1948, 28 % ont été construits entre 1948 et 1975, 12 % ont été construits entre 1975 et 1981, 10 % entre 1982 et 1989 et seulement 15 % ont moins de vingt ans.

Par ailleurs, l'expérience montre que la consommation d'énergie d'un bâtiment peut varier fortement, près du simple ou double, entre deux constructions identiques, en fonction du **comportement des habitants**, selon qu'ils sont ou ne sont pas vigilants quant à leur consommation d'énergie et qu'ils font ou ne font pas la chasse à toutes

les sources de gaspillage possibles (en particulier fenêtres et chauffage ouverts simultanément).

L'amélioration des performances du parc de bâtiments de notre pays passe certes par l'amélioration des performances des bâtiments à construire mais, plus encore, par le développement et la mise en œuvre des dispositifs d'**amélioration des performances pour les bâtiments existants**. Il importe donc de veiller à ce que les innovations ne soient pas réservées à la construction neuve mais soient aussi, pour le plus grand nombre d'entre elles, adaptées et transposées à la rénovation de l'existant.

Le Grenelle de l'environnement, en plus des objectifs de performance des bâtiments neufs qui ont été rappelés plus haut, a établi des objectifs pour les bâtiments existants, dans le cadre du « Plan Bâtiment Grenelle », qui sont à la fois ambitieux et nécessaires :

- réduire les consommations d'énergie du parc des bâtiments existants d'au moins 38 % d'ici à 2020 et, à cette fin, conduire un programme ambitieux de rénovation thermique et énergétique de ces bâtiments ;
- atteindre le rythme de 400 000 rénovations complètes de logements chaque année à compter de 2013[1] ;
- rénover l'ensemble des logements sociaux, avec, pour commencer, la réalisation de travaux sur les 800 000 logements sociaux les plus énergivores d'ici 2020.

2 ■ Les critères d'optimisation du seul point de vue du bâtiment

L'énergie consommée ou la quantité de gaz à effet de serre émise ne sont évidemment pas les seuls critères par rapport auxquels s'optimisent la construction et le fonctionnement d'un bâtiment.

Un bâtiment est également soumis à des contraintes de **sécurité** fortes, notamment au regard du risque d'incendie mais aussi, par exemple, de la qualité de l'air ou de l'eau ainsi que de la toxicité potentielle des produits employés.

Il doit présenter les qualités de **confort** (température d'hiver mais aussi d'été, ventilation, qualité de l'air et hygrométrie[2], isolation phonique, lumière) que les occupants attendent et qui, le plus souvent, font l'objet de prescriptions réglementaires minimales.

Surtout, le bâtiment doit répondre aux **objectifs fonctionnels** de ses occupants, en termes d'usages, soit comme habitation, soit comme local tertiaire, et de services implantés. Les bâtiments sont des lieux de connexion à un ensemble de réseaux : ceux liés aux technologies de l'information et de la communication occupent maintenant une place croissante, pour les activités professionnelles, pour les achats, les loisirs et, en perspective, pour la santé.

(1) Sur 32 millions de logements dont 4,5 millions de logements sociaux.
(2) L'analyse des situations actuelles montre de grandes insuffisances en matière de renouvellement de l'air dans les bâtiments, que les préoccupations de réduction des fuites thermiques ne doivent pas contribuer à accroître.

Par ailleurs, l'introduction de voitures électriques confère de surcroît au bâtiment une fonction de station-service pour le chargement en énergie de ces véhicules.

Tous ses objectifs peuvent être largement contradictoires : un bâtiment sans ouvertures, par exemple, serait évidemment meilleur en termes d'isolation thermique mais ne serait pas vivable. La conception d'un bâtiment neuf comme la rénovation d'un bâtiment existant relèvent donc d'une **approche nécessairement multicritères**.

3 ■ Des périmètres d'analyse de taille variable

Les différentes technologies utilisables pour construire et surtout chauffer ou, plus globalement, traiter les problèmes d'énergie d'un bâtiment peuvent avoir une meilleure pertinence sur des ensembles plus vastes, qu'il s'agisse de conception et surtout de régulation, avec des effets de réseaux ou de lissages temporels.

Dans ces conditions, le périmètre d'analyse peut prendre en considération, selon le cas :

- le logement ;
- le bâtiment, lorsqu'il devient collectif ;
- le pâté de maisons ou le quartier ;
- la ville ou l'agglomération.

C'est ainsi qu'ont émergé, à côté des « éco-bâtiments », les « éco-quartiers », qui font l'objet d'engagements opérationnels, dont certains primés par le ministère chargé de l'Écologie dans le cadre de deux appels à projet, l'un en 2009 et l'autre en 2011, et les « éco-cités », également soutenues par l'État, dans des conditions analogues. L'établissement d'un « référentiel européen de la ville durable », dans la suite de l'adoption de la charte de Leipzig en mai 2007, participe de la même approche.

La question est posée, depuis les années 1990, du lien entre la densité de la construction et la consommation d'énergie. Sur les modèles actuels de structuration des villes et de satisfaction des besoins énergétiques, il a été montré que la consommation énergétique par habitant est une fonction décroissante de la densité urbaine, l'efficacité énergétique étant à son maximum dans des zones urbaines denses comme Hong-Kong ou Singapour et à son minimum dans les villes d'Amérique du Nord très étalées et très peu denses.

Avec plusieurs évolutions technologiques déjà bien engagées, notamment l'utilisation de panneaux photovoltaïques pour produire de l'électricité ou de la chaleur, les termes de cette analyse sont en train de changer : en effet, la capacité de production d'énergie par habitant, qui est, en première approximation, proportionnelle à la surface de toiture, diminue quand la densité du bâtiment augmente.

Cette réalité conduit, selon divers modèles récemment publiés, à faire apparaître une densité urbaine intermédiaire correspondant au minimum de consommation énergétique par habitant, tous autres paramètres étant constants.

4 ■ Les facteurs de variation dans le temps

Par ailleurs, l'analyse des bilans énergétiques de la construction ne peut négliger les éléments d'évolution dans le temps, correspondant :

- aux variations au cours de la journée, elles-mêmes dépendant de l'affectation du bâtiment ;
- aux variations climatiques saisonnières ;
- aux variations géographiques, compte tenu des caractéristiques climatiques locales.

L'évolution des besoins évoquée plus haut, le fait que les bâtiments deviennent des points de production d'énergies renouvelables, essentiellement intermittentes, rendent encore plus sensibles ces problèmes de fluctuations dans le temps et d'adaptation de l'offre à la demande.

En conclusion, c'est donc bien à une **analyse systémique**, sur un périmètre à choisir de façon pertinente, qu'il convient de procéder, en identifiant les interactions à prendre en compte dans l'élaboration des solutions et leur appréciation.

Les pistes de progrès technologiques sur les composants

1 ■ L'enveloppe du bâtiment

Les besoins de chauffage, prédominants tant dans le résidentiel que dans le tertiaire (respectivement plus des deux-tiers et de la moitié de la consommation énergétique finale) dépendent essentiellement de la performance de l'enveloppe du bâtiment : les murs, le sol, la toiture, les baies vitrées et fenêtres sont les principaux lieux de déperditions thermiques, avec le système de ventilation. Trois qualités sont importantes dans l'enveloppe d'une habitation afin d'assurer de manière passive un confort thermique optimal : l'isolation thermique, l'étanchéité à l'air[1] et l'inertie thermique.

Néanmoins, la performance thermique n'est pas le seul critère déterminant pour l'enveloppe d'un bâtiment : celle-ci doit également posséder de bonnes propriétés hydriques et acoustiques, pour des questions de confort et de santé, de bonnes propriétés mécaniques, pour des raisons de solidité structurelle, et de bonnes protections contre le risque d'incendie. Par ailleurs, ces propriétés doivent être stables dans le temps. Un autre paramètre à considérer est l'énergie grise des matériaux utilisés pour la construction.

1.1. Les techniques et matériaux de construction

Parmi les types de construction, on distingue traditionnellement les structures légères (constructions à ossature bois) des structures lourdes (béton, brique) : les deux peuvent convenir pour construire un bâtiment à haute performance énergétique, l'arbitrage dépendant de l'utilisation du bâtiment, du nombre d'étages, des préférences locales et individuelles.

On peut également mentionner l'utilisation d'éco-matériaux comme le chanvre, la terre crue et la paille[2] : les tendances sociétales dans le choix des matériaux étant très variées, ces éco-matériaux resteront utilisés dans la construction bien que dans une proportion qui ne peut être que marginale.

La végétalisation des parois extérieures, toitures et maintenant murs, peut apporter des solutions intéressantes : à leurs propriétés d'isolation thermique et acoustique, les surfaces végétalisées ajoutent des propriétés d'absorption de CO_2 et, le cas échéant, de dépollution.

(1) Tout en satisfaisant par ailleurs aux objectifs de renouvellement d'air nécessaires pour assurer sa qualité et le confort des occupants.
(2) La paille est un bon isolant et possède de bonnes propriétés pour assurer le confort hydrique.

Les constructions à ossature bois

L'utilisation du bois pour la construction de bâtiments de petite taille, très répandue en Europe du Nord et en Europe centrale[1], pourrait éventuellement se développer plus largement en France, en partie parce que le bois se prête bien à la pré-industrialisation. En outre, la légèreté du bois le rend particulièrement bien adapté pour la construction de péri-structures (étages, balcons) se rajoutant à des bâtiments préexistants. Les procédés de traitement du bois pour améliorer sa tenue dans le temps se sont également améliorés.

Les parois lourdes

La fabrication des matériaux composant les parois lourdes (béton, brique) est fortement consommatrice en énergie. Des améliorations sur cet aspect dans les processus de fabrication sont prévisibles, notamment pour le plâtre dont le procédé de fabrication n'a pas évolué depuis longtemps. Ces améliorations se traduiront par une diminution de l'énergie grise liée à l'emploi de ces matériaux.

Les progrès accomplis dans la connaissance fine de la structure du béton et la capacité à construire des modèles multi-échelles, de l'échelle nanométrique à l'échelle d'une structure complète, ont permis des avancées substantielles dans la formulation de bétons ayant des performances ciblées. Des progrès importants sont encore à venir.

Ces innovations concernent différents types de béton.

Les bétons à ultra haute performance

L'intérêt de ces bétons, compte tenu de leur coût, ne concerne pas les constructions courantes mais plutôt les ouvrages exceptionnels (ouvrages d'art ; bâtiments à la structure architecturale particulière)[2].

Les bétons auto-réparants

L'enjeu principal est d'augmenter la durée de vie des bétons en limitant la formation de micro-fissures et donc les risques de corrosion des aciers (ce qui est intéressant d'abord pour les grands ouvrages de travaux publics, plus que pour les bâtiments). Il existe au moins trois techniques qui permettent d'augmenter la durée de vie d'un béton par des procédés totalement différents :

- l'auto-réparation par micro-capsules : développée par l'université de Rhode Island (États-Unis), la technique consiste à incruster un agent « guérisseur » à base de silicate de sodium dans le mélange de béton, qui va être relâché sous l'effet de la contrainte causée par les fissures ;

(1) En Europe du Nord et centrale, une attention particulière est portée à l'élaboration de techniques constructives permettant l'utilisation de procédés d'isolation thermique hautement performants comme la construction au bois.
(2) Les bétons à ultra haute performance présentent des caractéristiques exceptionnelles tant mécaniques (résistances en compression atteignant 200 MPa (mégapascals), résistances en flexion dépassant 40 MPa), que de durabilité, de résistance à l'abrasion, de résistance aux agressions chimiques ou aux intempéries (gel-dégel, eau de mer, etc.).

- l'auto-réparation par un réseau de colle liquide (partenariat entre la France et le Département de la Défense américain) : la technique vise à incorporer au sein des matériaux des réseaux très fins remplis de colle liquide qui, en durcissant au contact de l'air, colmate les micro-fissures ;
- l'auto-réparation par bactéries (Pays-Bas) : la technique utilise des bactéries, qui en consommant de l'oxygène, fabriquent un matériau qui bouche les fissures.

Les bétons autonettoyants et dépolluants

Le béton est naturellement absorbeur, dans le temps, d'oxyde de carbone ; des travaux sont en cours pour améliorer cette propriété, sans affecter les autres propriétés, notamment mécaniques ou de conductivité thermique, du produit. Des perspectives existent et un béton capable de s'auto-nettoyer afin d'éviter le noircissement des façades dû à la pollution atmosphérique tout en réduisant cette pollution, développé par le groupe Italcementi, fait actuellement l'objet de tests en grandeur nature.

Le procédé repose sur le principe de la photocatalyse, c'est-à-dire l'utilisation d'une substance (un catalyseur) qui, lorsqu'elle est soumise à la lumière, accélère une réaction chimique sans pour autant être consommée, ce qui permet normalement de conserver l'effet actif indéfiniment.

Dans le cas de ce béton, le catalyseur utilisé est le dioxyde de titane (TiO_2) qui, lorsqu'il est exposé à la lumière, permet de désolidariser de la surface les salissures qui sont alors entraînées par la pluie, ce qui donne cet effet autonettoyant. Le catalyseur accélère également la décomposition de certains éléments polluants produits par la circulation automobile, le chauffage ou l'industrie, comme les oxydes d'azote (NO_x) ou les composés organiques volatils (tels que le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et l'ortho-xylène, très toxiques), qui sont transformés en substances moins nocives comme le dioxyde de carbone, l'eau et les nitrates. Les questions de stabilité dans le temps et d'éventuels risques de relargage soit de la pollution, soit des nanoparticules d'oxyde de titane méritent attention.

Les bétons à conductivité thermique réduite

L'incorporation de granulats poreux à base argileuse, couplés à certains adjuvants, permet à la fois d'obtenir des propriétés mécaniques acceptables et des divisions de conductivité thermique par un facteur 3 ; les recherches en cours visent à passer à une diminution par un facteur 10. Ces bétons sont particulièrement intéressants car ils réduisent les ponts thermiques qui se constituent naturellement entre les voiles de façade et les planchers de niveaux intermédiaires des bâtiments. Les travaux correspondants sont notamment développés par Lafarge en association avec Bouygues Construction.

1.2. Les matériaux innovants pour l'isolation

En ce qui concerne les isolants traditionnels (laine minérale, polystyrène expansé, ouate de cellulose), l'amélioration des résultats se fait essentiellement par le renforcement de leurs épaisseurs (20-30 cm sur les murs, voire 40 cm pour les maisons passives), ce qui est possible en construction neuve mais inenvisageable en rénovation par l'intérieur du bâtiment. Les innovations concernent également

l'utilisation d'isolants d'origine végétale ou animale (paille[1], liège, laine de mouton, laine de chanvre, lin, coton) qui, à conductivité thermique équivalente, possèdent des énergies grises bien inférieures et donc un impact plus faible sur l'environnement.

Les super-isolants minces

Les super-isolants minces sont intéressants pour la construction neuve mais surtout pour l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments existants par des aménagements intérieurs à la structure : en raison de leur faible conductivité thermique (λ), ils permettent de renforcer l'isolation en minimisant la perte de surface utile. On distingue, parmi eux, les panneaux à base d'aérogels et les panneaux isolants sous vide.

Les aérogels

Les aérogels sont issus des nanotechnologies : ce sont des matériaux remplis d'air à 99 %. Ils se présentent sous forme de matelas flexibles, avec une conductivité thermique très faible (approchant 0,01 W/m.K soit plus de trois fois inférieure à celle d'une mousse standard). Les plus utilisés sont ceux de silice mais tous les matériaux formant des gels aqueux comme les argiles peuvent *a priori* être utilisés. Des fabricants produisent déjà des panneaux de construction à base d'aérogel (Spaceloft®, Pyrogel® XTF, Cryogel®) et seul un fabricant américain, Aspen Aerogels, diffuse pour l'instant ce produit en Europe.

Les prix des produits aujourd'hui disponibles sur le marché sont élevés, autour de 1 800 euros/kg : pour une résistance thermique de 2,5 Km^2/W, on aurait donc un coût de 180 euros par mètre carré de surface couverte. Le Maérogel, solution envisagée de développement d'un aérogel moins coûteux à base de déchets agricoles de riz, pourrait faire baisser ce coût à 400 euros/kg soit 40 euros/m^2.

Les aérogels de silice sont transparents mais bloquent le rayonnement thermique, ce qui ouvre bien des perspectives pour leur utilisation : comme matériau de remplissage de doubles vitrages ou pour réaliser des panneaux solaires thermiques beaucoup plus efficaces et plus minces.

Les progrès sont à chercher du côté de la réduction des coûts d'industrialisation de ces isolants. L'aérogel d'argile, plus facile à fabriquer que celui de silice, pourrait alors constituer une voie de progrès possible.

L'isolation sous vide

Les qualités thermiques du panneau isolant sous vide (PIV) sont excellentes : en raison de sa très faible conductivité thermique (λ voisin de 0,005 W/m.K), 1 cm de PIV correspond à 6 cm de polystyrène expansé ou à 9 cm de laine minérale pour une isolation équivalente, ce qui a un effet très sensible sur la surface au sol prise par l'isolation, notamment pour des utilisations en rénovation par l'intérieur de bâtiments existants.

(1) Les isolants à base de paille peuvent être particulièrement intéressants en zone rurale.

Le panneau isolant sous vide reprend le principe de la bouteille thermos en créant un système de vase clos : il se compose d'un matériau micro ou nanoporeux (polyuréthane, polystyrène extrudé, laine de roche, poudre de silice, aérogel, etc.) mis sous vide et confiné dans un film étanche à l'eau et à l'air. Ce matériau, fragile, est ensuite recouvert d'un parement servant de protection mécanique dans le but de garantir une durée de vie satisfaisante et sa mise en place sans dommage.

Son prix variait en 2005 entre 40 et 60 euros/m². Depuis, des fabricants ont pu améliorer cette technologie (en permettant par exemple la découpe possible des panneaux et en rajoutant des protections anti-percement pour ne pas détruire le vide).

Des recherches sont conduites en Allemagne (Institut Fraunhofer). Un développement à l'échelle industrielle est en cours en Allemagne par Weber (filiale de Saint-Gobain) et Porextherm. En France, Saint-Gobain s'intéresse à ces produits.

Les progrès à réaliser concernent les procédés de fabrication, qui sont trop coûteux aujourd'hui, et les facilités d'utilisation.

L'isolation par l'extérieur

Beaucoup de matériaux sont déjà disponibles, qui possèdent à la fois une bonne adhérence et de bonnes propriétés rhéologiques, et les progrès attendus sont réduits. Les conditions pour une isolation par l'extérieur performante sont une bonne adhérence à un support et de bonnes propriétés rhéologiques[1]. C'est une valeur sûre sur le plan de l'esthétique et du confort thermique mais pas tellement en ce qui concerne le confort hydrique. Dans l'existant, cette technique possède l'avantage de ne pas empiéter sur des surfaces utiles valorisables et permet également de traiter les ponts thermiques.

1.3. Les matériaux à changement de phase

Les matériaux à changement de phase peuvent être utilisés dans l'enveloppe du bâtiment pour améliorer son inertie thermique (qui joue un rôle primordial pour le confort d'été). Ils peuvent également servir pour des applications spécifiques de stockage de chaleur (dans les ballons d'eau chaude ou dans des conteneurs dédiés).

Le principe consiste à utiliser la chaleur latente d'un matériau, c'est-à-dire la chaleur accumulée ou restituée lors d'un changement de phase. Cette énergie est liée à la modification des liaisons internes du matériau lors du changement de phase. Divers matériaux, essentiellement à base de paraffine, ont pu être développés pour avoir des températures de changement de phase répondant aux différents besoins.

1.4. Les autres pistes de progrès sur les matériaux

Ainsi, des pistes intéressantes existent sur le développement de matériaux satisfaisants sur le plan de l'isolation et de l'inertie thermiques, que des progrès en ingénierie de la porosité (à travers la maîtrise de la porosité artificielle grâce au

(1) Voir les travaux du CEReM (Consortium d'études et de recherches sur les mortiers) créé par le CSTB (Centre scientifique et technique du bâtiment)

biomimétisme) pourraient multiplier. Des progrès sont aussi possibles du côté des procédés de mise en œuvre. Les enjeux de recherche devraient également porter sur le développement de produits intégrant les différents critères requis pour une bonne enveloppe (acoustique, hydrique, sanitaire et environnementale) et pas uniquement la performance énergétique.

1.5. Vitrage (triple vitrage, vitrage à adaptation, vitrage photovoltaïque)

Le vitrage a déjà connu des évolutions importantes, avec le développement des doubles vitrages, aujourd'hui largement répandus. De nouvelles pistes d'innovation se sont ouvertes.

Le triple vitrage

L'intérêt du triple vitrage pour les zones très froides comme les pays nordiques est manifeste. En plus de ses bonnes performances thermiques, ce vitrage protège contre le bruit extérieur et améliore le confort, en réduisant l'effet de paroi froide à proximité des fenêtres. Dans des pays à climat tempéré, son utilité est à voir au cas par cas et il doit être adapté à la conception du bâtiment : il peut par exemple permettre d'avoir des ouvertures situées côté Nord.

Les vitrages à adaptation

Il s'agit de vitrages dont la transparence varie, pour s'adapter aux besoins de luminosité, sous l'effet d'une impulsion électrique, de l'intensité de la lumière naturelle ou encore de la température. Cela regroupe les vitrages :

- électrochromes, sur le marché d'ici un ou deux ans ;
- photochromes : stimulables et responsifs mais chers d'autant plus qu'en utilisant les conditions naturelles (exposition et casquette mobile), on peut reproduire des effets similaires ;
- thermochromes.

Le vitrage photovoltaïque

Alors que dans une maison individuelle, la surface de la toiture peut suffire à assurer une production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques, dans les immeubles collectifs ou tertiaires, l'utilisation de toutes les surfaces exposées à la lumière peut être souhaitable, d'où l'intérêt que peut revêtir le vitrage photovoltaïque.

Toutefois, l'orientation et l'inclinaison n'étant pas optimales, le rendement de ce vitrage est bien inférieur (réduction d'un facteur 2) à celui d'une cellule photovoltaïque normale. Dans tous les cas, le vitrage photovoltaïque ne sera une solution acceptable que si sa fonctionnalité première, i.e. laisser passer la lumière, n'est pas altérée par les dispositifs de conversion photovoltaïque. Les technologies de conversion photovoltaïque utilisées sont donc essentiellement des technologies en couches minces (silicium amorphe, alliage de cuivre, indium, gallium et sélénium ou CIGS, ou

encore tellurure de cadmium ou CdTe) ou des cellules photo-électro-chimiques de type cellules de Grätzel[1].

La mise en œuvre du vitrage

Il convient ici de souligner que la performance énergétique du vitrage est prioritairement dépendante de la **qualité de la mise en œuvre**, et en particulier de la qualité des connexions du cadre avec la structure ; le développement de dispositifs de connexion mécanique de caractéristiques industrielles mériterait d'être exploré.

2 ■ Les systèmes de production d'énergie

Les importants efforts de réduction des besoins thermiques réalisés en améliorant la performance de l'enveloppe devraient encourager l'émergence d'une demande plus forte pour des systèmes de faible puissance ou des systèmes multifonctionnels pour des raisons de rendement.

2.1. Le chauffage et le rafraîchissement

Les enjeux d'avenir concernent :

- la mise au point d'échangeurs basse température efficaces afin de pouvoir récupérer la chaleur résiduelle des eaux grises et dans une moindre mesure, des équipements (notamment les sèche-linges et les réfrigérateurs) ;
- la prise en compte des besoins de rafraîchissement croissants du fait des augmentations de température prévues, en dépit des efforts pour lutter contre le changement climatique.

Le puits canadien

Le puits canadien est idéal pour aider à réguler la température à moindre coût en hiver comme en été : il s'agit d'utiliser la température relativement constante du sol afin de préchauffer l'hiver l'air entrant et de le rafraîchir l'été. La technique est bien maîtrisée mais nécessite un entretien rigoureux afin d'éviter des problèmes de qualité de l'air insufflé.

Un des freins au développement des puits canadiens est l'existence de produits alternatifs assurant pour partie les mêmes fonctions : dans le secteur tertiaire, où les besoins de rafraîchissement ne sont pas négligeables, les pompes à chaleur réversibles avec diffuseurs basse température sont une solution satisfaisante pour assurer le confort d'été et d'hiver. De plus, dans le logement où les besoins de chauffage priment, le puits canadien est en concurrence avec la ventilation double flux avec échangeur comme moyen de maîtriser le confort d'hiver. Toutefois, contrairement à la ventilation double flux, le puits canadien permet, en été, de rafraîchir le bâtiment : ainsi, le puits canadien peut présenter un avantage dans le

(1) Ces cellules ont un rendement global dépassant les 10 % tout en restant transparentes mais colorées. Leur composition n'est pas très coûteuse mais leur élaboration l'est. De plus, elles rencontrent aujourd'hui d'importants problèmes de durabilité.

logement où les besoins en rafraichissement ont tendance à augmenter. Un autre concurrent en développement est le puits canadien « hydraulique » (réseau hydraulique dans le sol relié à un échangeur sur air intérieur), qui repose sur le même principe mais permet d'éviter les contraintes liées à la qualité de l'air intérieur.

Plusieurs facteurs peuvent améliorer la diffusion de cette technologie :

- en maison individuelle : le développement de cette technologie au-delà d'un cercle de convaincus par les aspects « naturels » du produit passe par l'implication d'acteurs ayant des réseaux de vente importants, que ce soient les industriels ou les constructeurs de maisons individuelles ;
- en immeubles collectifs ou tertiaires pour lesquels il n'y a pas de solution « clés en main », son développement passe par la capacité pour les bureaux d'études techniques à concevoir et dimensionner correctement les systèmes, ainsi qu'à prédire de façon fiable les gains énergétiques et en termes de confort d'été ;
- comme pour tous les systèmes de ventilation avec insufflation (double flux avec échangeur), une limite sera les difficultés d'entretien ;
- le dispositif de gestion/régulation doit faire l'objet d'une étude, ou *a minima* d'un calage au cas par cas de façon à optimiser le fonctionnement du système, en matière de consommation d'énergie et de confort thermique (notamment en période intermédiaire) mais également de gestion du stock thermique.

Les pompes à chaleur

Une pompe à chaleur (PAC) est une machine thermodynamique capable, lorsqu'on lui fournit un certain travail (électricité ou chaleur), de transférer de la chaleur prélevée dans l'environnement (source froide) vers l'intérieur d'un bâtiment (source chaude). Le coefficient de performance (COP) de la pompe à chaleur, qui caractérise la capacité maximale de l'appareil à restituer la chaleur, représente en fait le rendement de la pompe à chaleur et se calcule en pratique comme le rapport entre la quantité de chaleur fournie à la source chaude et l'électricité consommée par la machine et ses auxiliaires. Il est pertinent de s'intéresser également au COP global qui tient compte des pertes et consommations liées aux systèmes de distribution et d'émission de la chaleur. Les performances des pompes sont régies par deux principaux paramètres :

- **le type de source froide qui fournit de la chaleur** : l'air (extérieur ou extrait de l'intérieur d'un bâtiment), le sol (sous-sol de surface ou sous-sol profond) ou encore l'eau (nappe phréatique ou eau de surface). La meilleure source froide est celle qui a la température la plus élevée et la plus stable possible, ce qui favorise les pompes à chaleur géothermiques ;
- **la température de sortie voulue** : plus l'air ou l'eau produit(e) est chaud(e)[1], plus les performances de la pompe à chaleur sont mauvaises.

(1) Pour le chauffage, le type de radiateurs (anciens, basse température, plancher chauffant, etc.) influe sur la température que l'eau doit avoir pour obtenir une puissance de chauffage suffisante : des radiateurs anciens nécessiteront une eau à 60 °C alors qu'un plancher chauffant peut se contenter d'une eau à 30 °C.

La performance globale varie donc fortement d'une situation à l'autre et une pompe à chaleur air produisant de l'eau à haute température est deux fois moins performante qu'une PAC géothermique avec une production à basse température.

Les progrès possibles concernent :

- le recours à de nouvelles sources de chaleur, par exemple la récupération de l'air vicié que l'on évacue de la maison en associant la PAC à une ventilation mécanique contrôlée (VMC) ou encore la récupération de la chaleur des eaux grises (eaux peu polluées résultant des activités domestiques comme le lavage du linge, de la vaisselle, etc.) ;
- l'utilisation de nouveaux capteurs géothermiques plus performants, moins contraignants et/ou moins coûteux à poser : capteurs à spirales, pieux et fondations géothermiques, sondes sèches verticales, etc. L'intérêt des capteurs à spirales est double. D'une part, ils nécessitent un forage peu profond ce qui réduit les coûts par rapport aux capteurs verticaux, le forage représentant environ 50 % des coûts totaux d'une installation classique. D'autre part, leur emprise au sol est moindre : quelques mètres carrés, ce qui est bien inférieur aux centaines de mètres carrés nécessaires pour un captage horizontal classique. Les pieux géothermiques constituent une solution intéressante, pratiquée dans un certain nombre de pays, qui permet de coupler structures de fondations et source froide d'une pompe à chaleur : cette technologie rencontre en France des obstacles en matière réglementaire et d'assurance ;
- l'utilisation de compresseurs à vitesse variable, ce qui rend la PAC adaptable aux besoins thermiques ;
- l'amélioration des performances des PAC réversibles (i.e. capables de produire de la chaleur et du froid), face à des besoins de rafraichissement de plus en plus importants notamment dans le secteur tertiaire ;
- le recours à des systèmes de diffusion de chaleur basse température de type plancher chauffant ;
- le couplage de la pompe à chaleur aérothermique avec le puits canadien pour en améliorer les performances quand la température de l'air extérieur est très faible.

En somme, les progrès envisagés visent à réduire l'écart de température entre la source froide et l'air ou l'eau produits (amélioration du rendement), à accroître la flexibilité du fonctionnement de la PAC (amélioration du rendement et du confort), à diversifier les sources de chaleur (sources froides utilisées) et à améliorer la bi-fonctionnalité de la PAC : une réponse unique aux besoins de chaleur et de rafraîchissement.

La micro-cogénération (moteurs à combustion interne, moteurs à combustion externe de type Stirling, piles à combustible)

La cogénération consiste à produire simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir d'une même source d'énergie primaire, ce qui offre un meilleur rendement global par rapport à une situation où ces deux énergies seraient fournies par des procédés dissociés. La micro-cogénération fait référence à des appareils de faible puissance (1 à 36 kWe) permettant de couvrir les besoins thermiques (une partie ou l'ensemble

selon le dimensionnement) à l'échelle d'un unique bâtiment : les micro-cogénérateurs sont alors des chaudières produisant de l'électricité. On distingue essentiellement :

- les moteurs à combustion interne : technologie aujourd'hui dominante, bien connue et maîtrisée de longue date ;
- les moteurs à combustion externe : dans ces moteurs, le combustible sert à chauffer un fluide qui travaille en cycle fermé : de l'hélium ou de l'azote sous forte pression dans le cas des moteurs Stirling ; de l'eau ou des huiles organiques dans le cas des moteurs à cycle de Rankine ;
- la pile à combustible : la production d'électricité se fait grâce à une réaction électrochimique inverse de la réaction d'électrolyse de l'eau (dissociation de l'eau en oxygène et hydrogène). Les piles à combustible (du type MCFC à carbonate fondu ou plus prometteuse, SOFC à oxyde solide) fonctionnent à des températures élevées (entre 650 et plus de 1 000 °C) et ont donc plus d'intérêt pour ce qui est l'apport de chaleur. De plus, ces piles fonctionnent directement au gaz naturel et non à l'hydrogène et ne nécessitent donc pas la mise au point d'une production d'hydrogène rationalisée.

2.2. L'eau chaude sanitaire (ECS)

Les consommations en énergie pour le chauffage de l'eau chaude sanitaire sont en augmentation et deviennent même prioritaires dans les bâtiments neufs (RT 2012), une fois les besoins de chauffage des locaux rendus négligeables (au moins sur la consommation annuelle). Les principales technologies envisagées pour répondre, à l'avenir, à ces besoins sont le solaire thermique et les chauffe-eau thermodynamiques.

Le solaire thermique

Le solaire thermique est une solution bien adaptée à la production d'eau chaude sanitaire. Cependant, une source additionnelle d'énergie est à prévoir (simple résistance dans le ballon) pour les mois d'hiver où le solaire ne couvre pas l'intégralité des besoins.

Les performances d'un capteur solaire sont liées à deux facteurs.

Le premier est la capacité de conversion optique du capteur, qui correspond à la proportion d'énergie solaire emmagasinée par celui-ci. Le reste repartant soit par réflexion directe (réflexion sur la vitre, brillance du revêtement), soit par réémission du capteur dans l'infrarouge (rayonnement de type corps noir). Il est possible d'améliorer le coefficient de conversion, par exemple avec des vitres plus transparentes et des revêtements/peintures spécifiques qui absorbent l'intégralité des rayons sans les réfléchir.

Les pertes thermiques sont le second paramètre influant sur les performances. En effet, l'absorbeur va chauffer à des températures de l'ordre de 50 °C de plus que la température extérieure. Il y a donc des pertes thermiques en permanence. Celles-ci sont de deux types :

- les pertes par convection et conduction, inconvénients contre lesquels deux technologies coexistent :

- le **capteur plan** où l'isolation est globale : la face inférieure est revêtue d'isolants opaques classiques et la face supérieure est constituée d'une vitre. L'air entre la surface contenant le fluide chauffé et la vitre sert d'isolant ;
- le **capteur à tubes sous vide** où les tuyaux dans lesquels circule le fluide sont entourés d'un tube en verre sous vide. Le vide réalise ainsi un isolant parfait pour éviter les pertes thermiques par convection/conduction. Il n'est techniquement pas possible de réaliser un tel vide pour un capteur plan car la vitre ne résisterait pas à la pression atmosphérique ;

– les pertes thermiques par rayonnement. L'absorbeur se comporte en effet comme un corps noir et va émettre d'autant plus qu'il est chaud. L'amélioration se situe au niveau des traitements surfaciques des vitrages pour bloquer certains rayonnements sortants sans bloquer le rayonnement solaire entrant. Il existe aussi des moyens d'améliorer les traitements de surface des absorbeurs afin de diminuer l'effet « corps noir ».

Le chauffe-eau thermodynamique

Il s'agit de systèmes composés d'une pompe à chaleur sur air extrait ou air extérieur pour le chauffage d'un ballon d'ECS, comportant un appoint généralement électrique de puissance variable selon les appareils.

2.3. La production décentralisée d'électricité (photovoltaïque, petit éolien)

Le photovoltaïque

La question de l'obtention de la parité de coût du photovoltaïque par rapport à l'électricité du réseau est centrale dans les perspectives de développement de cette technologie[1].

Au plan technique, plusieurs problèmes appellent des améliorations pour intégrer les panneaux photovoltaïques dans le bâti :

– la ventilation des modules, pour éviter les risques d'échauffement et les pertes de rendement associées ;

– l'acceptation par les assurances : protection contre l'incendie et difficultés d'intervention des pompiers.

Le photovoltaïque en toiture reste néanmoins très coûteux, notamment par rapport aux centrales photovoltaïques au sol de grande puissance (de quelques à plusieurs dizaines de MW).

Le petit éolien

Les maisons sont généralement situées dans des endroits très peu ventés et le vent est d'ailleurs très irrégulier en milieu urbain. De plus, le petit éolien pose un problème d'acceptabilité dans son voisinage, lié à l'esthétique et au bruit.

(1) Voir le chapitre sur l'électricité solaire.

3 ■ Le stockage de chaleur

S'agissant du stockage de chaleur, nous avons déjà évoqué dans ce chapitre l'utilisation de matériaux à changement de phase *(voir section 1.3.)*.

Une autre technique efficace est le stockage thermochimique. Le principe est celui d'une liaison chimique ou physique qui va se casser sous apport d'énergie puis se réassembler en libérant de la chaleur (réaction exothermique). Un avantage notable est qu'il n'y a pas de pertes thermiques pendant la séparation (puisque l'on stocke l'énergie sous forme de potentiels).

Les capacités des matériaux peuvent permettre de stocker jusqu'à 500-600 kWh/m^3 au niveau du matériau mais sur le procédé global, on est plutôt sur des ordres de grandeur de 200 kWh/m^3. Le couple LiBr-H_2O (bromure de lithium-eau) possède de bonnes propriétés pour l'adsorption mais on ne l'utilise pas pour du stockage. Les efforts de recherche sont orientés vers l'utilisation de matériaux plus courants (compromis coût-efficacité).

Ce type de stockage ne peut être intégré dans le bâti, il doit être entreposé à côté du bâtiment, principalement pour des raisons de maintenance et de durée de vie (bien inférieure à celle du bâtiment). La durée de vie est actuellement de plus de 20 cycles (en nombre d'années, elle dépend donc du type de stockage, inter-saisonnier ou journalier). Ce qui coûte cher aujourd'hui, c'est le démarrage et l'accès lié aux séries. Il y a toutefois des perspectives de simplification importantes qui permettraient d'atteindre des coûts de production relativement faibles. Un démonstrateur pourrait être réalisé d'ici deux à trois ans, et il est possible d'envisager un usage sur des marchés de niche d'ici sept ans.

4 ■ La ventilation

Le corollaire d'une enveloppe performante du point de vue thermique (isolation thermique, étanchéité à l'air, inertie thermique) est une ventilation tout aussi performante : la ventilation est aujourd'hui responsable à hauteur de 20 % des déperditions thermiques du bâtiment mais à mesure que la performance de l'enveloppe va augmenter, la part de la ventilation va croître. Elle est, par ailleurs, d'autant plus importante que les exigences en matière de confort d'été s'accroissent, en même temps que le réchauffement climatique se produit.

La ventilation mécanique contrôlée (VMC) double flux consiste en un réseau de ventilation avec injection d'air externe dans certaines pièces de la maison (habituellement salon, chambre) et récupération de l'air vicié dans les lieux humides (cuisine, salle de bain)[1]. L'air neuf de l'extérieur est réchauffé par l'air vicié dans un échangeur dont les performances sont de l'ordre de 60 % à 90 %. Ainsi, en situation optimale, les pertes énergétiques liées à la ventilation sont divisées par 10. Ces performances énergétiques se trouvent dégradées si la température extérieure est trop basse et qu'il y a formation de givre au niveau de l'échangeur, ce qui nécessite l'ajout d'une résistance électrique de préchauffage. La VMC double flux peut aussi poser problème lorsque la température externe est préférable à celle

(1) Il est également possible d'envisager une injection/récupération au sein de chaque pièce.

interne (cas des nuits fraîches l'été ou des après-midi assez chaudes en mi-saison). Il est alors judicieux de désactiver l'échangeur pour injecter directement l'air externe. Cela optimise alors le système tout en le rendant plus complexe (et coûteux) avec une gestion de clapets à automatiser.

La VMC double flux peut être associée avec une pompe à chaleur au niveau de l'échangeur afin de récupérer la totalité des calories de l'air sortant et rejeter un air à même température que l'air extérieur. Intégrer ainsi une PAC sur l'échangeur d'une VMC double flux performante n'apporte pas grand-chose en termes de gain énergétique (on récupère juste les 10 % d'énergie que l'échangeur ne peut pas transférer) mais pourrait avoir deux avantages pratiques :

- une intégration plus simple de la PAC air-air/air-eau en profitant du flux d'air de sortie de la VMC (à la température extérieure) ce qui évite l'ajout d'un bloc externe supplémentaire ;
- un système de diffusion efficace de la chaleur dans toute la maison.

Dans ce cas de l'ajout d'une PAC, les installations actuelles montrent qu'il faut sur-dimensionner la VMC, ce qui augmente son coût et engendre aussi des nuisances sonores.

On peut également coupler la VMC double flux avec un puits canadien comme source d'air : cela permet d'améliorer les performances de la VMC puisque l'on évite ainsi le phénomène de givrage.

5 ■ L'éclairage

L'éclairage représente environ 10 % de la consommation d'électricité en France, part très variable suivant les branches : 10 % dans l'habitat, 30 % dans les bureaux et jusqu'à 50 % dans les collectivités locales (éclairage public inclus). La prise en compte de ce poste dans la réglementation thermique vise à réduire la consommation qui lui est associée, qui évolue tendanciellement à la hausse (en particulier dans le tertiaire) et qui, de surcroît, pèse sur la pointe d'électricité. Les progrès technologiques pour y parvenir concernent :

- en premier lieu, une meilleure valorisation de la lumière naturelle, qui, dans le neuf, doit être pensée dès la conception du bâtiment. Les pistes sont : l'augmentation de la surface vitrée en utilisant des matériaux comportant de bonnes propriétés à la fois thermiques et de transmission lumineuse ; l'utilisation de dispositifs de protection solaire performants (fixes ou mobiles, intérieurs ou extérieurs, voire intégrés dans le vitrage) ; le recours à des dispositifs spécifiques permettant de conduire la lumière du jour à travers les surfaces opaques du bâtiment ;
- l'évolution de la technologie des lampes (lampes basse consommation), en particulier l'augmentation de leur efficacité lumineuse[1] (mesurée en lumen par watt, lm/W) : ce secteur connaît des évolutions significatives, avec le développement des diodes électroluminescentes (LED), résultat de l'irruption de l'électronique dans l'éclairage ;

(1) L'efficacité lumineuse est le rapport entre la quantité de lumière visible émise et la puissance électrique consommée.

- la réduction de la durée d'utilisation de l'éclairage et l'optimisation de la quantité de lumière utilisée (gradation des lampes) à l'aide de systèmes de contrôle et de régulation qui tiendraient compte à la fois du niveau d'éclairage naturel et d'une présence effective : un simple détecteur de présence peut permettre des économies d'énergie d'environ 20 %.

Les progrès futurs les plus importants concernent les technologies de lampes. Les LED constituent la véritable innovation, en particulier pour ce qui est de l'amélioration de l'efficacité lumineuse et de la durée de vie, même si des progrès sont attendus pour toutes les technologies. En effet, les lampes à incandescence traditionnelles ont une efficacité lumineuse de 10 à 15 lm/W, les lampes halogènes de 15 à 30 lm/W, les lampes fluorescentes compactes de 50 à 100 lm/W. Certaines LED atteignent aujourd'hui des rendements allant jusqu'à 100 à 150 lm/W, avec des prévisions pour 2020 de l'ordre de 200 lm/W. S'agissant de la durée de vie, celle des LED est très importante, de l'ordre de 50 000 h, soit cinquante fois plus que celle des lampes à incandescence, et trois à cinq fois celles des lampes fluorescentes compactes.

Les autres progrès technologiques sur les lampes concernent l'amélioration :

- de la qualité de lumière (indice de rendu des couleurs, température de couleur) ;
- et des performances environnementales (diminution, voire suppression des substances polluantes comme le mercure ou le plomb et promotion du recyclage).

5.1. La technologie des lampes fluorescentes

Leur principe de fonctionnement est le suivant : une décharge dans de la vapeur de mercure produit un rayonnement UV qui va être transformé en lumière visible par de la poudre fluorescente disposée sur la paroi du tube. La performance de l'éclairage dépend donc à la fois du gaz utilisé pour créer le rayonnement UV et de la poudre qui va définir la couleur émise par le tube fluorescent. Aujourd'hui, on distingue essentiellement :

- les tubes fluorescents : ces tubes ont besoin d'un circuit additionnel afin de permettre l'allumage. À l'origine, il s'agissait d'un ballast ferromagnétique qui présentait quelques inconvénients : temps d'allumage, clignotement, mauvaise gestion de la fin de vie du tube. Ces ballasts ont progressivement été remplacés par des ballasts électroniques qui évitent le scintillement du tube, consomment moins d'énergie et prolongent la durée de vie du tube ;
- les lampes fluocompactes : apparues dans les années 1980, ces lampes constituent une évolution du tube fluorescent où l'on réunit dans un même boîtier le ballast électronique et le tube replié sur lui-même. De grands progrès ont pu être faits mais peuvent encore être réalisés, notamment pour ce qui est de l'efficacité lumineuse par le recours à de nouveaux mélanges gazeux et de nouveaux revêtements fluorescents. La deuxième source de progrès se situe dans le ballast électronique afin d'améliorer ses performances, en particulier pour l'allumage des lampes. Celui-ci est encore souvent long ce qui rend, pour l'instant, la fluorescence peu adaptée pour les usages brefs. Il est aussi possible d'envisager à moyen terme un changement d'usage des lampes fluocompactes qui ont en effet été adaptées pour remplacer les ampoules à incandescence et dont la conception pourrait être améliorée.

Une technologie innovante est celle des lampes fluorescentes à induction. Dans ce cas, il n'y a pas d'électrode mais un champ magnétique qui excite directement le gaz.

Le rendement est meilleur (75-80 lm/W actuellement) et cette technique permettre un allumage instantané ainsi que de plus grandes puissances d'éclairage. Ce type de lampes reste encore cher à l'achat mais sa durée de vie plus longue (plus de 60 000 h pour 75 lm/W et jusqu'à 100 000 h pour 65 lm/W) a permis son développement dans des secteurs autres que l'habitat (commerces, entreprises, etc.

5.2. La technologie des diodes électroluminescentes (*Light Emitting Diodes* ou LED)

La mise au point de technologie de LED capables de produire de la lumière blanche date des années 1990 et est par conséquent assez récente par rapport à la commercialisation des premières LED rouges dans les années 1960. Le marché de ces diodes est en nette progression depuis dix ans (de 1 milliard de dollars en 2000, il aurait atteint, selon Strategies Unlimited, cabinet spécialisé dans les études de marché sur les LED, 12,5 milliards en 2011).

On distingue les LED de faible puissance (inférieure à 0,2 W), qui servent pour l'éclairage dans des assemblages de plusieurs dizaines de LED, et les LED haute puissance (de l'ordre du Watt), qui fournissent des éclairages plus puissants.

En dépit de progrès sur la consommation des LED, les solutions d'éclairage développées pour le grand public, principalement en haute tension (220 V), sont beaucoup moins performantes et différents problèmes techniques freinent leur développement : reproductibilité et dérive de la couleur ; caractère ponctuel et directivité de la lumière ; surchauffe ; maintien des performances nominales en fonction de la température ; indice de rendu des couleurs médiocre.

Enfin, les LED ont des effets sanitaires qu'il faut de réduire : outre leur forte intensité lumineuse pouvant engendrer un éblouissement, leur forte proportion de lumière bleue pourrait être à l'origine de lésions oculaires dues à un « stress oxydatif cellulaire ».

En résumé, deux champs d'innovation se dégagent pour les LED, portant sur :

- leurs technologies : performance, coût, qualité de l'éclairement ;
- leurs alimentations, afin d'allier économie du système de régulation et préservation de leur durée de vie. Cette innovation pourrait aussi découler sur d'autres systèmes d'éclairage, car l'adaptation de la technologie LED sur les anciens systèmes à incandescence n'est pas tout à fait satisfaisante.

Un acteur français, Led Engineering Development, s'est positionné pour déployer la technologie LED de manière efficace.

5.3. Les LED organiques ou OLED

Les OLED pourraient ouvrir un nouveau type d'éclairage. Leurs performances sont comparables à celles des LED, mais avec un indice de rendu des couleurs bien meilleur. Contrairement aux LED dont le rayonnement est ponctuel (au niveau du semi-conducteur), les OLED sont des surfaces rayonnantes qui permettent de produire une lumière plus diffuse : elles sont donc complémentaires aux LED et nécessiteront une nouvelle conception de luminaires « plats » à éclairage surfacique.

Des acteurs comme Philips et OSRAM travaillent sur ces sujets, notamment en Allemagne.

Il existe de grandes disparités dans les caractéristiques de l'éclairage pour une même technologie. Ces disparités ne sont pas reflétées par l'étiquette énergie qui ne tient pas compte de la qualité de l'éclairage (temps d'allumage, rendu des couleurs, etc.). Ce manque d'informations sur le marché et la présence de produits de mauvaise qualité freinent le développement de produits de qualité. C'est pourquoi la mise en œuvre de mesures de normalisation, réglementation ou certification visant à contrôler la qualité est capitale.

6 ■ L'électroménager et le multimédia

Beaucoup d'équipements de bureau ou du domicile ne sont pas optimisés en termes de consommation électrique, que ce soit quand ils fonctionnent (moteurs, pompes, etc.) ou quand ils sont en veille. Des capacités significatives d'amélioration de la performance intrinsèque de ces équipements existent, que la généralisation de l'étiquetage énergétique devrait encourager comme ce fut le cas pour le gros électro-ménager (réfrigérateurs, congélateurs, lave-linge, lave-vaisselle). En effet, l'introduction de l'étiquette-énergie en 1992 pour l'électroménagers a incité les constructeurs à proposer des appareils moins consommateurs d'énergie, ce qui s'est traduit par une baisse réelle de la consommation moyenne d'énergie de ces équipements (qui pâtit toutefois de l'effet rebond visible notamment à travers l'augmentation du volume des réfrigérateurs ou du nombre de cycles des lave-vaisselle[1]).

À l'inverse, la consommation énergétique imputable à l'audiovisuel et à l'informatique a fortement progressé ces dernières années (78 % de plus par rapport à 1995 pour l'audiovisuel), ce qui s'explique en grande partie par l'arrivée de nouveaux produits, la multiplication du nombre d'appareils de ce type au sein des foyers ainsi que par l'augmentation de leur puissance unitaire. La progression de ces usages a annulé les économies réalisées depuis dix ans sur les secteurs du froid ménager, de l'éclairage et du lavage. Une des premières mesures pour limiter cette progression serait de supprimer, chaque fois qu'ils ne sont pas absolument indispensables, les systèmes de veille qui représentent une part significative de cette consommation : en France, la consommation annuelle de veille est estimée en moyenne à 500 kWh/logement soit environ 11 TWh à l'échelle nationale.

(1) Il faut également tenir compte de certains effets pervers sur les lave-linge sur le marché depuis 2008 : puisque la classe énergétique se réfère au kilo de linge sec et que la consommation par kilo de linge sec diminue avec la taille de la machine, les constructeurs proposent des machines de plus grande taille. Source : *Connaissance et maîtrise des usages spécifiques de l'électricité dans le secteur résidentiel*, Enertech, 2009.

Les besoins d'innovation dans l'intégration et les systèmes

Le panorama précédent a mis en évidence des évolutions technologiques prometteuses pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments et réduire les émissions de gaz à effet de serre qui leur sont associées. D'une certaine façon, les solutions technologiques peuvent apparaître surabondantes. Dans le même temps, ces solutions technologiques présentent, selon le cas, des redondances ou au contraire des complémentarités. L'évolution des besoins, l'introduction de la production d'énergies renouvelables dans le bâtiment, renforcent la nécessité d'une approche intégrée, mobilisant des dispositifs d'intelligence et d'optimisation.

1 ■ L'évolution des besoins d'énergie dans le bâtiment

D'ores et déjà, les technologies disponibles permettent de réduire très sensiblement les besoins en énergie liés au chauffage, et ne sont pas loin de permettre de les annuler. Dans le même temps, les perspectives de vieillissement de la population et de réchauffement climatique accroissent les besoins de ventilation et de régulation thermique d'été.

Pour l'avenir, la production d'eau chaude sanitaire, d'une part, les besoins liés à l'électricité spécifique, d'autre part, vont devenir les éléments dominants des besoins énergétiques du bâtiment.

D'autant que l'augmentation de l'équipement des ménages comme des bureaux en matériels liés aux technologies de l'information et de la communication crée des besoins croissants d'énergie électrique. Ces équipements voient leurs usages s'élargir progressivement :

- comme outils de travail dans les locaux tertiaires, avec des exigences de débit croissantes pour les réseaux ;
- dans les locaux d'habitation, comme outils de loisirs mais aussi d'échanges sociaux, voire d'activités professionnelles avec le développement du télétravail, de formation avec l'e-éducation ou de santé[1].

Par ailleurs, la croissance du parc de véhicules électriques peut créer à terme un nouveau besoin d'électricité primaire significatif, ayant son propre rythme temporel.

Il nous faut donc apprécier les perspectives technologiques dans les bâtiments avec des besoins en énergie en forte évolution par rapport à la situation actuelle, en structure, peut-être en volume, et en répartition dans le temps.

(1) Les perspectives de développement des dispositifs de surveillance, de diagnostic et de soin permettent de réduire l'occupation des structures spécialisées, dans un contexte de vieillissement de la population.

2 ■ Le besoin d'une approche systémique

Dans le cadre traditionnel, le bâtiment est uniquement consommateur d'énergie, alimenté en électricité par un branchement connecté au réseau national. Il dispose, en général, d'une deuxième source d'énergie (gaz, fioul, éventuellement réseau de chaleur). L'ensemble des besoins en énergie, hors véhicule, sont alimentés à l'une de ses sources, sans interactions entre eux et avec un minimum de régulation (le cas échéant des modulations jour-nuit avec une tarification adaptée ou des possibilités d'effacement pour l'électricité, une régulation thermostatique du chauffage).

L'objectif de réduire très sensiblement la consommation énergétique des bâtiments, couplée avec l'introduction de productions décentralisées d'énergie, essentiellement intermittentes et disséminées, conduit à une approche radicalement différente. Des gains énergétiques significatifs peuvent être apportés par les couplages entre les différents besoins et les différentes solutions technologiques.

Il faut en effet considérer simultanément :

- les besoins de chauffage et de ventilation ;
- les besoins de production d'eau chaude ;
- les besoins de l'ensemble des appareils consommateurs d'électricité ;
- les besoins d'alimentation du véhicule électrique ;
- les possibilités de productions locales d'énergie installées (photovoltaïque, pompe à chaleur, etc.) ;
- les éléments de stockage d'énergie disponibles (dont batteries)[1] ;
- les possibilités de régulation des besoins intérieurs en fonction de l'occupation des lieux ou des conditions météorologiques (éclairage, gestion des ouvertures, etc.).

La conception et l'exploitation du bâtiment doivent être considérées comme un tout, intégrant l'ensemble des activités qui s'y déroulent et les éléments énergétiques qui leur sont associés. L'objectif est donc celui d'un bâtiment économe en énergie, « intelligent », pas seulement consommateur mais aussi stockeur et producteur d'énergie.

Le caractère souvent intermittent des énergies renouvelables produites sur le bâtiment donnent une nouvelle acuité à la question du traitement des variations dans le temps de la production et de la consommation, et en particulier du traitement des pointes. Un bâtiment dit à énergie positive (BEPOS), c'est-à-dire qui produit en moyenne sur l'année plus d'énergie qu'il n'en consomme, n'est pas pour autant un bâtiment susceptible d'être en autarcie : selon les périodes, il est soit excédentaire (période d'ensoleillement en milieu de journée par exemple, pour un bâtiment d'habitation) ou déficitaire (pointe de consommation du soir en hiver) : il doit donc soit être connecté à un réseau plus large, notamment le réseau électrique national, soit disposer de capacités de stockage adaptées, soit les deux.

(1) Sous réserve des questions de place et de sécurité correspondantes : là encore, le stockage peut être organisé soit à l'échelle du bâtiment, soit à une échelle plus large.

Il convient, sur ce point, de noter que cette approche globale donne la même valeur aux énergies produites et consommées et ne correspond donc pas à un optimum économique prenant en compte la différence de valeur de l'énergie entre périodes de pointe et périodes creuses.

Cependant, au regard de la diversité des bâtiments et des besoins dans les bâtiments, le cas par cas s'impose, sur la base d'une analyse de système, qui prenne en compte les conditions locales et les caractéristiques du bâtiment, son usage et son environnement.

S'agissant d'abord de constructions neuves, mais aussi de réhabilitation, la **conception architecturale** doit être mobilisée et apporter sa contribution aux objectifs de performances, en faisant travailler dans une même équipe architectes et ingénieurs : elle intègre, dans le choix d'implantation, et donc l'exposition du bâtiment, et dans sa conception les éléments propres à assurer l'efficacité énergétique.

L'émergence de l'**architecture bioclimatique** participe de cette approche ; elle illustre dans le même temps que les nouvelles normes de performance thermiques des bâtiments ne conduisent pas à une uniformisation des constructions et laissent la place à une création architecturale diversifiée et adaptée à son environnement.

3 ■ Les innovations d'intégration et d'interconnexion entre les composants

Autant et peut-être même plus que de progrès technologiques sur les différents composants, le bâtiment a besoin, pour être traité dans une approche systémique, d'innovations importantes afin de transformer l'ensemble des composants en un système, construit et exploité comme tel.

Les pistes suivantes sont ouvertes et susceptibles de progrès significatifs dans les années qui viennent.

3.1. Mesurer la performance énergétique globale d'un bâtiment

La capacité à mesurer la performance énergétique d'un bâtiment reste un verrou scientifique fort mais susceptible d'être dépassé à l'horizon de la présente réflexion. La seule constatation de la consommation moyenne d'énergie sur une certaine période est en effet un élément très globalisant, qui ne permet pas de faire la part de la performance du bâtiment liée aux effets des variations des conditions climatiques ou usages de celle liée aux comportements des occupants ; or ces derniers effets sont d'autant plus importants, en valeur relative, que la consommation intrinsèque du bâtiment est plus faible. Les résultats de cette mesure permettraient à la fois de vérifier la performance des bâtiments neufs au moment de leur livraison et de consolider le diagnostic énergétique du bâti existant.

3.2. Suivre ce qui se passe dans le bâtiment

Introduire de « l'intelligence » dans le fonctionnement d'un bâtiment passe par la disposition de données sur la situation des différentes composantes et des différentes productions ou consommations d'énergie. D'où la nécessité de généraliser des

capteurs dans le bâtiment, intégrant les développements en cours dans le domaine de la métrologie environnementale (capteurs de température, mais aussi d'éclairage, de qualité de l'air, de ventilation, de production et de consommation d'énergie, de présence de personnes, etc.). La fiabilité et un faible coût seront la double condition du succès de ces capteurs, condition qui devrait être remplie largement avant 2030.

Pour intégrer ces données dans un système unique, l'implantation d'un **réseau domiciliaire**[1] est la solution à la fois la plus complète, la plus intégratrice et la plus prometteuse. Les technologies (fibre plastique) et les protocoles existent et peuvent atteindre très rapidement des coûts compétitifs.

3.3. Assurer un pilotage d'ensemble des fonctions

Disposer et centraliser des données trouve pleinement son intérêt si elles sont utilisées pour des fonctions de pilotage automatisé, permettant de réguler les différents appareils et dispositifs du bâtiment, avec les couplages entre eux nécessaires et l'intégration de données exogènes accessibles par Internet. Il s'agit, par exemple, de faire dépendre le chauffage ou la position des ouvertures, de l'occupation du bâtiment et des prévisions météorologiques ou de mobiliser les capacités de stockage locales d'énergie en fonction des consommations prévisibles et de la production d'énergies renouvelables localisées.

Des dispositifs de contrôle-commande en temps réel, dotés de capacités d'apprentissage, sont à la portée des connaissances et des technologies d'aujourd'hui mais doivent être développés. Outre leur efficacité, ces dispositifs doivent être transparents pour ceux des usagers, sûrement la majorité, qui souhaitent avoir à intervenir le moins possible. Ils doivent en outre être extrêmement fiables, l'interruption de service étant particulièrement mal ressentie.

La question est ouverte sur le niveau de cette régulation et le périmètre sur lequel elle s'exerce. L'échelle individuelle n'est pas nécessairement optimale ; les bases plus larges d'un certain collectif semblent préférables, car les fluctuations y sont, en terme relatif, atténuées. Dans ce cadre, le niveau régional ou national peut considérer ces sous-ensembles comme un consommateur unique : les réseaux étant dimensionnés par le niveau de pointe, la limitation de la sollicitation du réseau national en période de pointe, par de la régulation décentralisée de la demande, couplée à du stockage, est un élément d'économie très important.

4 ■ La position des acteurs français

La position des entreprises françaises est variable selon les métiers concernés, leur degré d'ouverture à la concurrence internationale et leur facilité de délocalisation.

(1) Le réseau domiciliaire fait l'objet d'un chapitre dans la partie Technologies transverses. La création d'une « agora du réseau domiciliaire » qui regroupe, à l'initiative notamment de Bouygues Telecom, EDF, France Telecom, Legrand France, Numericable, Sagemcom, Schneider Electric, SFR et Thomson, une quinzaine de grandes entreprises et opérateurs, illustre le dynamisme des acteurs français du secteur et leur volonté d'une approche collective : elle doit aboutir à la mise en place d'un démonstrateur en 2012, destiné à illustrer les concepts développés de façon opérationnelle.

Dans la production de composants et de systèmes, de grandes entreprises françaises sont présentes par exemple dans le secteur du ciment et de ses dérivés (Lafarge notamment), du verre (Saint-Gobain) ou de l'appareillage électrique (Schneider Electric). Cependant, sur des champs très concurrentiels, dans lesquels notre pays s'est globalement engagé avec retard, l'industrie française a des faiblesses importantes ; c'est donc dans l'innovation que peuvent être cherchées les voies d'un développement. Par exemple, dans l'éclairage, la France est absente du marché international majoritairement alimenté par Philips Lighting, Osram, filiale de Siemens et General Electric Lighting. Toutefois, l'apparition des LED, résultat de l'irruption de l'électronique dans l'éclairage, marque une véritable révolution technologique qui s'accompagne également de changements substantiels dans la structure de l'industrie : de nouveaux acteurs, majoritairement asiatiques, sont bien positionnés sur ce nouveau segment, qu'il s'agisse de géants de l'électronique, comme Panasonic, Sharp, Samsung, Toshiba, ou de spécialistes des semi-conducteurs (Nichia, Cree, Toyoda Gosei, etc.). Cette évolution du secteur de l'éclairage est une opportunité de développement pour des PME françaises innovantes.

Les travaux liés à la construction, à l'entretien et au fonctionnement du bâtiment sont, par nature, non délocalisables. Notre pays possède quelques très grands groupes de rayonnement mondial dans le BTP (Vinci, Bouygues Construction et Eiffage) comme dans les services liés à l'énergie et à l'environnement (Veolia, GDF SUEZ, EDF), pour lesquels les nouveaux enjeux énergétiques et environnementaux du secteur sont à l'origine d'opportunités et d'un regain d'intérêt. Il existe également un abondant tissu de PME et d'artisans, ce qui n'exclut pas des besoins de formation et de structuration de filières, indiqués dans le chapitre suivant.

Ces dernières années, la recherche française s'est à nouveau fortement investie dans des travaux susceptibles d'alimenter l'innovation dans le secteur du bâtiment, en liaison avec le volet « recherche » du Grenelle de l'environnement : au côté du CSTB, acteur traditionnel du secteur, on trouve notamment le CNRS, le CEA, les laboratoires des écoles (ENPC ParisTech, Écoles des Mines, Écoles Centrales notamment) et de nombreuses équipes universitaires. Plusieurs programmes de l'ANR y ont contribué et y contribuent encore, portant notamment sur les problématiques d'énergie dans le bâtiment ou de la ville durable. L'Alliance européenne sur la recherche en énergie (ANCRE), dont les membres fondateurs sont le CEA, le CNRS et l'IFP Énergies nouvelles, joue un rôle coordinateur et a un volet important consacré spécifiquement au bâtiment.

Les limites de la technologie : les besoins d'innovation dans l'organisation

L'atteinte des objectifs ambitieux de réduction de la consommation énergétique et de l'émission de gaz à effet de serre par les bâtiments dépasse la seule amélioration des technologies et leur intégration. On voit bien que les difficultés actuelles et la lenteur des évolutions ne tiennent pas à la seule insuffisance des technologies disponibles aujourd'hui, à court terme et même à moyen terme.

Avant d'aller plus loin, il n'est pas inutile de revenir sur quelques caractéristiques du secteur du bâtiment et de la construction, dans la mesure où celles-ci déterminent fortement les conditions dans lesquelles le processus recherche-développement-innovation peut s'exercer.

1 ■ Les contraintes de l'innovation dans le secteur du bâtiment

Les bâtiments sont des exemplaires uniques plutôt que des produits industriels de série ; ils sont structurellement destinés à avoir une longue durée de vie. Leur construction fait intervenir un grand nombre d'entreprises, souvent de petite taille et peu intégrées entre elles. Les bâtiments sont destinés, par nature, au grand public et le souci de sécurité a conduit de longue date à édicter un assez grand nombre de réglementations et de normes auxquels ils sont soumis, en fonction de leurs usages et de leur taille.

Pour toutes ces raisons, le processus d'innovation de ce secteur est lent, largement incrémental et nécessite une validation en grandeur nature et d'assez longue durée avant sa généralisation.

La longue durée de vie des bâtiments, notamment, conduit les acheteurs à accueillir les innovations avec une certaine circonspection, d'autant que si la production des matériaux et des composants du bâtiment est industrialisée, la construction elle-même ne l'est pas. D'où la nécessité d'assurer que les matériaux ou les procédés innovants aient des performances de toute nature qui restent stables dans le temps, sur des durées supérieures à dix années ; d'où aussi la préférence pour des améliorations incrémentales, plutôt que des ruptures radicales.

Le processus est lent car il passe par l'information puis la formation d'un grand nombre d'acteurs, qui ne placent pas nécessairement l'évolution de leur technique au centre de leurs préoccupations et n'y voient pas la condition de l'amélioration de leur performance économique ou commerciale. Or la qualité de leur intervention est déterminante pour obtenir des résultats en matière de performances et ceci d'autant plus que les objectifs visés sont ambitieux.

2 ■ Les besoins de structuration des filières

Ces besoins concernent tout autant la construction que la période de fonctionnement du bâtiment.

2.1. Dans la construction

La généralisation des technologies nouvelles envisagées implique qu'émergent des acteurs qui maîtrisent l'ensemble des composantes et assurent une fonction d'ensemblier, tant pour la construction que pour l'exploitation d'un bâtiment. L'introduction de fonctionnalités mais aussi de complexités nouvelles nécessite que l'occupant ou le propriétaire du bâtiment puisse bénéficier d'une assistance professionnelle avec laquelle il établit une relation basée sur des objectifs et des mesures de performances. Ce besoin apparaît pour tous les travaux de construction ou d'amélioration de bâtiments existants, pour lesquels un interlocuteur unique proposant au client des solutions intégrées et assurant une responsabilité globale sur le fonctionnement de l'ensemble s'avère nécessaire.

2.2. Dans l'exploitation et la maintenance

Ce même besoin d'une intervention unique, basée sur des engagements performantiels, apparaît également pour la maintenance régulière, la durabilité des performances étant une des clés de leur utilité technique et économique. Des entreprises issues de plusieurs secteurs économiques peuvent prétendre à cette fonction : entreprises du secteur du bâtiment ou des différents réseaux (électricité, gaz, eau) ou entreprises du monde des télécommunications. Dans le même temps, la question de la répartition des gains économiques entre intégrateur et usager est à la fois ouverte et sensible.

Ce besoin de structuration des professions, avec l'objectif d'adaptation à la maîtrise de technologies plus complexes, est bien identifié par un bon nombre d'acteurs. Pour autant, les évolutions sur le terrain sont lentes, ce qui constitue un des principaux freins à la diffusion d'innovations à venir ou déjà disponibles et peu utilisées. Ces évolutions passent par un effort très important de formation et par la généralisation de dispositifs qualité. En effet, la performance énergétique, dans la construction neuve comme dans la rénovation de l'existant, est dépendante de la performance des composants mais peut être ruinée par une mise en œuvre défectueuse.

3 ■ Les outils de simulation

Nous avons insisté précédemment sur la prudence du secteur du bâtiment dans la mise en œuvre des innovations et sur l'importance d'une stabilité dans le temps des composantes du bâtiment, compte tenu de la longue durée de vie de ce dernier. Nous avons souligné aussi l'importance d'une approche systémique dans la conception et l'exploitation d'un bâtiment. Tout ceci milite en faveur du besoin, pris en compte dans le cadre des « investissements d'avenir », d'outils pour évaluer les performances des techniques innovantes en matière de bâtiment. Deux types d'outils seront nécessaires, selon l'état d'avancement des techniques :

– des outils de simulation, associant éléments physiques et éléments virtuels ;

– des outils en grandeur nature, avec la réalisation de démonstrateurs, dotés des instrumentations permettant un suivi détaillé.

4 ■ Les limites introduites par la réglementation, la normalisation et la documentation technique

Nous avons souligné la nécessité d'une approche systémique pour concevoir et exploiter un bâtiment. Force est cependant de constater que la réglementation actuelle, la normalisation et la documentation technique de référence, constituée en particulier des « documents techniques unifiés (DTU)[1] », ne sont pas encore conçues dans cette esprit. Elles comportent des approches sectorielles, traitant séparément les divers domaines (énergie, qualité de l'air, etc.). Ainsi, la RT 2012, dans son approche sectorielle, ne prend pas en compte les apports d'une régulation intégrée[2].

Le cadre législatif, notamment en matière de responsabilité, et sa traduction en termes d'exigences et de pratiques en matière d'assurances, sont également peu favorables au développement d'innovations intégratrices dans le secteur du bâtiment.

5 ■ Le modèle économique

De même, la question du **modèle économique** ne peut être éludée, dans un contexte économique durablement difficile, qui incite les ménages à la prudence sur l'évolution de leurs revenus, qui réduit les possibilités d'incitations publiques et qui rend d'autant plus incertaine la prévision de l'évolution du prix de l'énergie à court et moyen terme.

S'agissant de constructions neuves, le supplément de coût lié à la RT 2012 (bâtiment à basse consommation) est estimé à moins de 10 %, dès lors que la conception elle-même a pris en compte cet objectif. Le passage au bâtiment à énergie positive (BEPOS) comme norme de la construction neuve, programmé pour les dix prochaines années, devrait se faire dans cette même fourchette.

L'amélioration de bâti ancien est confrontée à une équation plus difficile. Les enquêtes révèlent que le montant que les propriétaires sont prêts à investir pour des travaux d'économie d'énergie se situent entre 10 000 euros et 20 000 euros, chiffres qui sont comparables aux plafonds de dépenses éligibles au titre du crédit d'impôt. La réduction des coûts est donc un élément important d'évolution, même si les perspectives de massification des productions, sur beaucoup des éléments à intégrer dans ces travaux, ne sont pas nécessairement établies.

Par ailleurs, dans des systèmes à acteurs multiples tel le secteur du bâtiment, la question de la répartition des gains économiques entre les consommateurs, d'une part, et les opérateurs ou fournisseurs de biens et de services, d'autre part, est évidemment sensible ; elle se double, dans le cas du bâtiment, de la dualité entre propriétaire et occupant.

(1) Les DTU traitent en particulier de la mise en œuvre et peuvent avoir ou non le statut de norme.
(2) Le fait que les exigences de la RT 2012 soient formulées en quantité d'énergie primaire, avec les coefficients d'équivalence que cela implique, ne peut qu'être une incitation à ce que les solutions à base d'énergie électrique soient particulièrement performantes et donc innovantes.

Dans ce contexte, les choix d'investissements doivent se faire à partir de leur classement selon l'énergie économisée par euro investi, y compris le coût de fonctionnement et de maintenance. Des solutions moins coûteuses, avec des gains néanmoins significatifs, ne peuvent qu'être préférées à des solutions qui apportent des réductions de consommation d'énergie un peu plus importantes mais pour des dépenses d'investissement beaucoup plus élevées. Il convient enfin de noter que l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments peut avoir un effet négatif à court terme sur la balance commerciale en conduisant à une augmentation des équipements importés alors que les économies d'énergie engendrées sont étalées dans le temps et ne se traduisent pas intégralement par une baisse des importations d'énergie.

6 ■ La convergence énergie-transport-bâtiment

La raréfaction des combustibles fossiles et la lutte contre le changement climatique amènent à repenser profondément l'organisation de notre société. L'émergence des bâtiments producteurs d'énergies, qui plus est d'énergies d'origine renouvelable et donc par nature intermittentes, et la généralisation potentielle des véhicules à motorisation électrique impliquent d'introduire une analyse globale et systématique, intégrant énergie, transport et bâtiment, d'autant plus que ces deux dernières activités sont les premières consommatrices d'énergies non renouvelables et les premières génératrices de gaz à effet de serre.

La convergence de ces trois domaines – énergie, transport, bâtiment – est à la fois une percée conceptuelle et une nécessité pour que soient globalement atteints les objectifs retenus, aux plans national et européen.

Technologies transverses

Introduction

Le rôle des technologies transverses est crucial, leurs progrès étant souvent la condition et le moteur des évolutions dans les technologies spécifiques. Le contrôle-commande, la métrologie et les nanotechnologies sont en effet des champs dont les avancées impacteront directement les évolutions de technologies spécifiques. Le réseau domiciliaire apparaît comme une technologie de régulation clé dans le domaine du bâtiment. Certaines technologies transverses telles que les matériaux innovants (en particulier les matériaux composites) ou les technologies de l'information et de la communication n'ont pas fait l'objet de chapitres dédiés mais sont systématiquement mentionnées tout au long du rapport lorsqu'elles sont sources de progrès décisifs dans le transport (pour l'optimisation et la régulation du trafic, une meilleure inter-modalité) et dans le bâtiment (pour une meilleure gestion active de la régulation).

Les techniques de régulation et de contrôle-commande

Le contrôle-commande constitue un enjeu technologique et industriel crucial pour assurer le bon fonctionnement et la sécurité des grandes infrastructures techniques. Parmi ses multiples champs d'application, on peut citer la production et distribution d'énergie (*smart grids*, nucléaire), la mobilité (trafic aérien, trafic routier), les *process* industriels, le réseau domiciliaire dans le bâtiment. L'évolution des systèmes de contrôle-commande est caractérisée par leur complexification et leur ouverture et standardisation. Ces changements majeurs soulèvent plusieurs enjeux auxquels ces systèmes devront faire face : développer de nouvelles approches dans le cadre de la complexification, assurer la sûreté de fonctionnement, assurer le traitement et l'interopérabilité de données de plus en plus nombreuses, ainsi que leur stockage, accès et partage, mettre en œuvre des réseaux à la qualité et au débit permettant le bon fonctionnement des systèmes de contrôle-commande. Des évolutions technologiques à court et moyen terme concerneront le traitement des données, la gestion énergétique des *datacenters*, les interfaces homme-machine, les capteurs, ainsi que les matériaux. À plus long terme, les progrès devraient porter sur les technologies de conception, simulation, et validation de systèmes complexes et sur leur autonomie.

Le marché du contrôle-commande, très stratégique, présente des opportunités tant dans les pays émergents que dans les pays industrialisés. La France fait partie, avec les États-Unis, le Japon et l'Allemagne, des pays les mieux positionnés sur ce secteur.

Le contrôle-commande, au sens large, désigne l'ensemble des solutions mises en œuvre dans la gestion et la régulation d'un système. Cela recouvre essentiellement les capteurs, le traitement de données et l'extraction de l'information utile, la supervision et gestion du système ou contrôle-commande au sens strict, l'interface homme-machine, les opérateurs et les actionneurs. La réalisation des systèmes de contrôle-commande fait appel de façon intensive aux infrastructures et technologies numériques : calculateurs, réseaux de communication, *middleware*[1], logiciels de traitement de données et d'information et de supervision.

Historiquement, les systèmes faisant l'objet d'un contrôle-commande et d'une régulation étaient fermés (architectures propriétaires), basés sur des standards sectoriels, sans connexion avec le monde extérieur et limités à des actions d'automatisme et de contrôle. Deux changements majeurs caractérisent l'évolution de ces systèmes au cours des dernières décennies. D'une part, une croissance forte de leur complexité, en passant du « simple » équipement à l'ensemble d'équipements (système) pour aujourd'hui aboutir à des systèmes de systèmes (systèmes complexes) ; d'autre part, l'évolution vers des systèmes ouverts, standardisés, dotés de fonctions intelligentes, intégrés dans les environnements de communication du Web et de l'Internet, pouvant être mis en relation avec d'autres systèmes. Selon les secteurs, cette évolution se traduira par l'abandon des protocoles propriétaires, détenus par les industriels, et un recours à des « sur-ensembles » sécurisés, par

(1) Un *middleware* est un logiciel de communication qui permet à plusieurs processus s'exécutant sur une ou plusieurs machines d'interagir à travers un réseau.

exemple de type VPN (*Virtual Private Network*, réseau privé virtuel), qui pourra s'avérer nécessaire selon les exigences en matière de sécurité.

Le contrôle-commande constitue un enjeu technologique et industriel crucial pour la maîtrise des grandes infrastructures techniques sur lesquelles reposent le bon fonctionnement et la sécurité des sociétés développées : production et distribution d'énergie (*smart grids*, nucléaire), mobilité (trafic aérien, trafic routier), *process* industriels, réseau domiciliaire (qui fait l'objet d'un chapitre dédié).

Par ailleurs, la complexité croissante de ces systèmes, si elle n'est pas suffisamment maîtrisée, est une source de vulnérabilités d'autant plus critiques que le système assure des services de base et des fonctions vitales de la société.

1 ■ Enjeux du contrôle-commande

Complexité

La croissance de la complexité des systèmes de contrôle-commande va se poursuivre à la fois comme effet de la demande sociétale et comme facteur de différenciation d'offre et de compétitivité pour les industriels ; les limites de l'état de l'art technologique en matière de maîtrise de la complexité de conception et de réalisation (en particulier pour les aspects logiciels) sont atteintes ; de nouvelles approches et avancées sont indispensables pour permettre de concevoir les futures générations de systèmes et d'objets complexes.

Sûreté de fonctionnement

Cet enjeu sera de plus en plus important à mesure que le couplage des systèmes augmentera, une défaillance dans un système complexe pouvant entraîner l'effondrement de tous les sous-systèmes. Pour les domaines à exigence dite critique (aéronautique, énergie, etc.), la sûreté est un des aspects prioritaires à maîtriser dans l'évolution des systèmes.

Traitement des données

L'amélioration de la précision de pilotage se traduit par une augmentation des paramètres mesurés, et donc des données à traiter[1]. Les difficultés sont liées à la fois au traitement de ces données, mais aussi à leur interopérabilité. Concernant le traitement, la plupart des données sont aujourd'hui traitées par des serveurs distants interconnectés[2] (*cloud computing*), plutôt que par des serveurs dédiés pour chaque système. Les services de *cloud computing* sont installés dans des *datacenters* (centres de traitement des données) dont les aspects énergétiques[3] (climatisation, consommation électrique) et de sûreté de fonctionnement constituent de réels enjeux.

(1) La quantité d'informations techniques doublerait tous les deux ans. Source : Systematic.
(2) Le traitement des données peut également s'effectuer directement au niveau des capteurs, par le biais de logiciels embarqués.
(3) En 2010, la consommation mondiale des *datacenters* représentait entre 1,1 % et 1,5 % de la consommation électrique mondiale. Source : étude de Jonathan G. Koomey pour le *New York Times*.

Cette problématique n'est d'ailleurs pas spécifique au contrôle-commande. Par ailleurs, pour ce qui est de l'interopérabilité des données, il faut distinguer l'interopérabilité concernant l'échange d'informations (sémantique) de l'interopérabilité technique. La première trouve sa réponse dans les standards de communication, tandis que la deuxième relève des logiciels d'exploitation. L'interopérabilité est particulièrement importante dans le domaine ferroviaire.

Sécurité des données

La manipulation et la communication d'un nombre croissant de données, parfois personnelles, vont multiplier les flux d'information, posant des problèmes de sécurité et de protection de la vie privée.

Débit et qualité du réseau

Des réseaux hauts débits et une standardisation des protocoles de communication sont nécessaires. Les systèmes de contrôle-commande travaillent à partir de données liées à des processus ou comportements en temps réel, ce qui requiert des protocoles de communication adaptés.

2 ■ Les perspectives technologiques

La majorité des technologies entrant en jeu dans un système de contrôle-commande sont connues, mais pour certaines encore peu déployées aujourd'hui. Par ailleurs, des sauts technologiques seront à moyen et long terme nécessaires dans deux principales directions :

- **technologies de conception, simulation, validation de systèmes complexes** : la capacité de concevoir ces systèmes et d'en vérifier les propriétés avant la réalisation est un élément déterminant à la fois de compétitivité industrielle et d'acceptation sociale. La sûreté de fonctionnement des systèmes est un sujet majeur de recherche. Il est aujourd'hui impossible technologiquement de valider complètement tous les composants, particulièrement les composants logiciels, et leur assemblage ou intégration. La simulation (ou prototypage virtuel) peut répondre en partie à cet enjeu, avec les limites que cela comporte (exhaustivité des situations simulées non garantie) ;
- **autonomie des systèmes** : il s'agit de la capacité à concevoir et à réaliser des systèmes davantage autonomes, tant au niveau de leur configuration (par exemple, réseaux dynamiques de capteurs), de leur autonomie énergétique, que de leur capacité de résilience à des pannes ou destructions partielles.

À court et moyen terme, les évolutions technologiques peuvent être envisagées à plusieurs niveaux :

- **traitement des données** : il nécessite des technologies de calculateur avec des puissances de calcul de plus en plus grandes[1], notamment pour les données issues

(1) Des puissances de calcul de l'ordre du pétaflops (10^{15} opérations à virgule flottante par seconde) ont été obtenues en 2008. Actuellement, les recherches portent sur l'exaflops (10^{18} opérations par seconde).

de capteurs-images (radar, infrarouge, visible). Des ruptures technologiques peuvent se produire suite à des progrès réalisés dans les domaines de la programmation et de l'algorithmique complexe. Il s'agit d'inventer de nouveaux modèles de calcul et de programmation afin de répondre à des contraintes croissantes : l'augmentation des besoins en calcul haute performance, l'hétérogénéité des données et la sûreté des systèmes. La multiplication des données à traiter nécessitera le développement de solutions de stockage et de mémoire ;

- *datacenters* : la gestion de l'énergie est un réel enjeu pour les *datacenters*. Des solutions peuvent venir de la réduction de l'énergie liée au refroidissement (30 % de l'énergie consommée par les *datacenters*), la mise en place de *free-cooling*, d'une architecture en courant continu, de la valorisation de la chaleur fatale dans des réseaux de chaleur[1] ;
- capteurs : l'autonomie en énergie des capteurs est aussi un réel enjeu (notamment pour les capteurs déportés). La diminution des consommations énergétiques des capteurs par le développement de microprocesseurs à très basse consommation et l'auto-alimentation sont des pistes d'évolutions technologiques. Le développement de nano-capteurs (NEM)[2] devrait pouvoir répondre à cet enjeu, en augmentant la sensibilité, la rapidité, et en diminuant les consommations. Mais des verrous technologiques ne laissent pas prévoir d'applications industrielles avant 2015 ;
- interface homme-machine (IHM) : l'augmentation du nombre et de la complexité des données à présenter à l'opérateur fait que l'IHM joue un rôle important en matière de sécurité. Le développement d'IHM simplifiées et ergonomiques, l'évolution vers des salles de contrôle en 3D, le développement de la réalité augmentée, font partie des réponses apportées. La formation des opérateurs est cruciale et complémentaire à ces évolutions ;
- matériaux : face à la prévision de la raréfaction de certaines matières premières (argent, cuivre) d'ici 15 à 20 ans, des solutions de substitution, notamment plastiques, sont à l'étude.

En raison de la longue durée de vie des systèmes de contrôle-commande (15 à 30 ans), les ruptures technologiques se font par « saut » à l'occasion de la conception d'une nouvelle « génération » (à l'intérieur d'une « génération », les évolutions sont pour l'essentiel de nature incrémentale, en particulier pour ne pas risquer de compromettre les propriétés vérifiées du système en matière de sécurité, performances, etc.). La préparation et la réalisation de ces changements de « génération » et sauts technologiques représentent un enjeu majeur pour les acteurs industriels de ce domaine.

3 ■ Le marché du contrôle-commande

Le marché du contrôle-commande est un marché stratégique, composé à la fois de grands groupes et de PME, tiré par le secteur de l'énergie et représenté par une poignée de leaders au niveau mondial (ABB, Honeywell, Siemens, Emerson,

(1) À Marne-la-Vallée, Dalkia conçoit et réalise le premier réseau de chaleur urbain français alimenté par la chaleur issue d'un *datacenter* sur le site de Paris-Val d'Europe.
(2) *Nano Electro-Mechanical Systems* : structures mécaniques de dimension nanométrique qui réalisent des fonctions de capteur ou d'actionneur.

Schneider Electric pour l'énergie). Les opportunités de marché sont à la fois dans les pays émergents où les besoins en réseau électrique sont importants (Inde notamment), et dans les pays industrialisés pour le développement des réseaux intelligents et la rénovation de systèmes de contrôle-commande (dans les centrales nucléaires par exemple).

La plupart des acteurs français du secteur sont regroupés au sein du GIMELEC[1]. La France fait partie des pays les mieux positionnés sur le marché du contrôle-commande, aux côtés des États-Unis (General-Electric, Honeywell), du Japon (Toshiba, Hitachi), de l'Allemagne (Siemens) mais aussi de la Chine (et plus généralement de l'Asie). Une des menaces pour les industriels français réside dans la banalisation de l'offre des produits dits « complexes ». Pour y faire face, une augmentation des fonctionnalités et des performances des produits proposés semble incontournable. Le rôle des industriels sectoriels est de travailler sur la valeur ajoutée (fonctions, services innovants) pour le client ou exploitant du système piloté par le contrôle-commande. Parmi les standards IT, il faut distinguer ceux des infrastructures numériques (réseaux, serveurs, etc.) ou couches basses et les standards domaines qui normalisent les formats de données, les modèles de systèmes, les fonctions de base, et sur lesquels travaillent intensivement les industriels sectoriels (énergie, transport, sécurité, etc.).

(1) Le GIMELEC est le Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés. Il regroupe 230 entreprises qui fournissent des solutions électriques et d'automatismes sur les marchés de l'énergie, du bâtiment, de l'industrie et des infrastructures : Schneider-Electric, ABB France, Alstom Grid, Honeywell, Leroy-Somer, etc. Leur chiffre d'affaires France en 2010 était de 11,7 milliards d'euros.

La métrologie

La métrologie comprend tous les aspects théoriques et pratiques des mesurages, quels que soit le domaine d'application. Elle occupe une place particulièrement importante dans les domaines de l'innovation et de la technologie, plus particulièrement dans les domaines émergents : environnement, nanotechnologies, auxquels elle peut apporter des réponses. Si la recherche française en métrologie est parmi les meilleures au monde, la structure de transfert entre recherche et industrie présente des faiblesses. La nanométrologie et la métrologie environnementale sont des domaines dans lesquels les évolutions sont importantes. La qualité de l'air intérieur est notamment devenue un enjeu majeur dans le secteur du bâtiment. Cependant, l'offre actuelle pour mesurer les faibles concentrations exigées par les nouvelles contraintes réglementaires reste faible. Enfin, des progrès sont attendus dans la mesure des hautes températures, ce qui permettrait des avancées pour certains secteurs industriels et de l'énergie (nucléaire notamment).

La métrologie scientifique regroupe les travaux de recherche concernant les unités du Système international SI (de base et dérivées), les constantes fondamentales, l'amélioration et le développement de références métrologiques nationales (chimie, environnement, etc.), ainsi que les travaux de recherche appliquée visant à améliorer les méthodes de mesure et d'analyse, pour les polluants notamment. La métrologie légale recouvre l'ensemble des dispositions réglementaires mises en place par les pouvoirs publics pour garantir l'application et la fiabilité d'un certain nombre d'instruments de mesure. La métrologie industrielle consiste à maîtriser et optimiser l'utilisation des appareils de mesure, qui peuvent avoir une influence sur le fonctionnement d'un procédé, la qualité des produits et services, ou la connaissance d'un milieu.

La métrologie joue un rôle important dans les domaines de la technologie et de l'innovation. La maîtrise des processus de mesure est en effet un élément clé de la compétitivité de l'industrie dans un contexte d'accroissement des échanges économiques au niveau international, et peut contribuer à l'élaboration des politiques publiques, en apportant des éléments essentiels tels que la mesure de paramètres environnementaux et sanitaires liés aux nouvelles technologies.

En France, le réseau de recherche en métrologie est structuré autour du LNE (Laboratoire national de métrologie et d'essais), et compte dix laboratoires (quatre nationaux et six associés) pour des domaines ciblés. En Europe, l'association européenne des bureaux nationaux de métrologie, EURAMET [1], coordonne la coopération des instituts nationaux de métrologie de plusieurs pays et définit le programme européen de recherche. Les pays en position dominante sont les États-Unis, le Japon et l'Allemagne. La France fait quant à elle partie des six pays les mieux placés et est leader dans la mesure du temps, grâce à la mise au point d'horloges atomiques[2], dont l'une des applications est le système de positionnement Galileo. La

(1) European Association of National Metrology Institutes.
(2) Les recherches de Claude Cohen-Tannoudji sur le refroidissement et la capture d'atomes par laser (prix Nobel de physique 1997) ont fortement contribué à cette excellence française dans le domaine de la mesure du temps.

faiblesse de la structure de transfert de technologies en France touche particulièrement la métrologie française, ce qui se traduit par de faibles transferts de technologies de la métrologie fondamentale vers l'industrie. En complément de la recherche fondamentale au sein du LNE, la recherche partenariale, notamment avec les PME, doit être développée pour des domaines plus appliqués. À cet égard, les instituts Carnot pourraient constituer un relai dans le transfert de technologies.

1 ■ Les perspectives technologiques

Globalement, les mesures vont devoir évoluer : seuils de détection de plus en plus bas, précision de plus en plus grande, mesures dynamiques (en continu), couplées à une analyse rapide. Ces évolutions devront s'accompagner de la mise au point de capteurs simples, fiables et peu onéreux. Le recours à la modélisation pour réduire le coût de la mesure ainsi que la diffusion et la mise à disposition des données constituent également des axes d'évolution.

Le renforcement de la réglementation en matière environnementale et les incertitudes qui planent sur les effets de certains polluants et radiations ionisantes sur l'environnement et la santé soulignent la nécessité de développer la **métrologie environnementale** (chimie et biologie). Les enjeux sont l'identification et l'analyse *in situ* des polluants « émergents » à très faible dose (résidus pharmaceutiques, perturbateurs endocriniens, pesticides, etc.), le développement de méthodes analytiques plus performantes, rapides, peu onéreuses et faciles à mettre en œuvre, l'émergence d'une filière, pour l'eau notamment. Le durcissement de la réglementation en matière de qualité de l'eau, de l'air et des sols devrait permettre d'accélérer le développement de ce secteur de la métrologie. La métrologie environnementale est une science récente, qui n'a pas encore une grande visibilité. Les relations entre les différents acteurs concernés (organismes de recherche, fabricants de capteurs, développeurs de réseaux de mesure, utilisateurs finaux, etc.) doivent se développer. La métrologie en chimie va devoir faire des progrès de plus en plus importants, notamment en chimie analytique (détection de la présence de molécules, mesure de la concentration, détermination de la structure spatiale). À ce titre, les biotechnologies pourraient contribuer au développement de capteurs de paramètres environnementaux, avec notamment l'utilisation de biopuces et de « *labs on chips* ».

La production intégrée de données pour la surveillance environnementale, combinant mesures *in situ* et données satellitaires, est une voie de progrès technologique. Ces dispositifs de surveillance environnementale peuvent se faire *via* l'organisation de démonstrateurs collaboratifs publics-privés valorisant la synergie et le couplage des données *in situ* et satellitaires, associant mesure et modélisation pour en démontrer la complémentarité et apportant la preuve d'une rentabilité économique ou d'un bénéfice environnemental. Les données satellitaires et *in situ* sont fortement complémentaires : validation de la donnée satellitaire à l'aide de la donnée *in situ* (calibration), extrapolation (et valorisation) de la donnée *in situ* au moyen de la donnée satellitaire (utilisation de la donnée satellitaire pour spatialiser la mesure locale de façon optimale), et couplage des deux catégories de données, en particulier *via* les modèles, étalonnés à partir d'un ensemble d'informations spatialisées et de mesures locales.

Le manque de connaissances relatives aux impacts sanitaires et environnementaux liés aux nanoparticules, et le défi que représente la mesure à l'échelle du nanomètre ont fait émerger une nouvelle branche de la métrologie : la **nanométrologie**. Son aspect multidisciplinaire nécessite l'émergence de nouveaux concepts : développement de nouveaux instruments, matériaux de référence, méthodologies, traçabilité des mesures. Un des principaux enjeux de la nanométrologie réside dans la caractérisation des nanoparticules (forme, caractéristiques physico-chimiques, etc.) et dans l'amélioration des mesures des matériaux nanostructurés (développement de la métrologie hybride). Cette science nécessite une coopération entre les différents acteurs. Le club de nanométrologie, fruit d'un partenariat entre le LNE et C'Nano, a vu le jour récemment (automne 2011) et a pour vocation d'« *établir une passerelle entre le monde industriel et le monde académique par la mise en commun de problématiques métrologiques dans tous les domaines que recouvrent les nanosciences et les nanotechnologies* »[1]. Au niveau européen, plusieurs groupes de travail sur la nanométrologie ont ou vont être mis en place dans le cadre du programme européen de recherche en métrologie (*European Metrology Research Programme* ou EMRP)[2]. La France n'a pas les moyens de développer seule les technologies et équipements de précision dont elle a besoin. Les développements technologiques ont lieu essentiellement aux États-Unis, notamment pour la métrologie hybride.

La température est l'un des paramètres les plus mesurés en industrie : les enjeux industriels sont donc importants. Des évolutions incrémentales sont attendues. La cryogénie (basses températures) a fait l'objet de beaucoup de progrès, tandis que le domaine des très hautes températures (entre 1 000 °C et 3 000 °C) présente encore des enjeux importants et nécessite des progrès. Les recherches actuelles visent à améliorer l'incertitude dans la gamme des très hautes températures, en établissant de nouvelles références destinées à être transférées à l'industrie (aéronautique, nucléaire, sidérurgie, etc.).

2 ■ Enjeux sectoriels

Le tableau suivant présente les principaux enjeux de la métrologie pour lesquels des programmes de recherche ont été mis en œuvre pour les années à venir.

(1) Source : site Internet du LNE, www.lne.fr/fr/clubs-industriels/club-nano-metrologie.asp.
(2) Caractérisation métrologique 3D des nanostructures, caractérisation traçable des objets nanostructurés, métrologie pour et par les NEM (systèmes électromécaniques nanométriques).

Les principaux enjeux et axes de recherche dans les domaines de l'énergie, des transports, du bâtiment et des technologies transverses

Énergie

Nucléaire	Augmentation des températures de fonctionnement pour la génération 4 (> 1 000 °C)	• Améliorer les mesures des hautes températures. Des références de température utilisables *in situ* et permettant de quantifier la dérive des capteurs de température sous irradiation sont à l'étude • Déterminer des méthodes et moyens de mesure pour les propriétés thermophysiques (capacité thermique massique, diffusivité thermique, etc.) des matériaux adaptés à ces nouveaux réacteurs nucléaires, pour des températures allant jusqu'à 2 000 °C
	Mesure des rayonnements ionisants	• Développer de nouvelles méthodes de détection, basées sur des principes physiques différents, avec des seuils de détection plus bas (détecteurs cryogéniques) • Améliorer la connaissance de la durée de vie des radionucléides présents dans les déchets
Centrales thermiques	Augmentation des températures de fonctionnement (jusqu'à 1 500 °C)	• Réduire les incertitudes de mesure des paramètres physiques principaux (température, débit, grandeurs électriques, etc.) • Améliorer la connaissance des propriétés thermiques des matériaux utilisés dans les nouvelles turbines à gaz
Carburants liquides biologiques	Développement de méthodes et étalons propres à la filière	• Développer des mesures du PCS de carburants liquides • Mettre en place une méthode de référence pour la mesure de pH du bioéthanol et de la conductivité des biocarburants
Biocarburants et gaz	Caractérisation des nouveaux gaz	• Développer des méthodes de mesure du pouvoir calorifique du gaz et des rejets CO_2 engendrés par sa combustion
Énergie solaire	Caractérisation des cellules de référence pour satisfaire les exigences normatives internationales	• Améliorer les mesures des performances et des propriétés physico-chimiques (électriques, optiques, thermiques, etc.) des modules photovoltaïque • Développer des méthodes de mesure de l'irradiance solaire, de l'absorbance, et de l'émission IR pour le solaire thermique
Énergie éolienne (terrestre et *off-shore*)	Évaluation du potentiel énergétique Mesure du rendement	• Étudier l'influence de l'effet de blocage des anémomètres aux fortes vitesses (compréhension des phénomènes d'interaction, amélioration des caractéristiques d'étalonnage) • Quantifier l'impact de la turbulence atmosphérique sur leur réponse • Mesurer les événements extrêmes pour mise en sécurité
Énergies renouvelables marines	Énergie thermique des mers	• Mesure des gradients thermiques • Mesure des débits
	Énergie des vagues	• Mesures satellitaires de l'état de la mer
	Énergie des courants	• Mesure des vitesses du courant, de sa direction, et du rendement des hydroliennes
Réseaux électriques intelligents	Amélioration de la surveillance et du contrôle des nouveaux réseaux	• Développer des outils métrologiques destinés à améliorer la sûreté, la stabilité et l'intégration des différentes composantes du réseau (mesureurs de phase, compteurs intelligents, systèmes portatifs pour mesure à distance de la qualité du réseau, outils de modélisation du réseau)

Transports		
Aéronautique	Mesure de débit de gaz en conditions extrêmes	• Étalonner les mesures de débits à hautes pressions (300 bars)
	Amélioration des mesures 3D	• Construire un modèle complet d'évaluation de l'incertitude sur les caractéristiques mesurées sur machine 3D
Automobile	Émissions de polluants	• Mettre en place des méthodes appropriées de quantification d'éléments polluants dans les émissions automobiles (Pt…)
Ferroviaire	Détermination, à grande vitesse, de la position des rails et obstacles constituants le gabarit ferroviaire	• Développer des outils de mesure embarqués (un ou plusieurs lasers rotatifs, classiquement) afin de déterminer la position exacte de tous les obstacles, en tenant compte en même temps des mouvements du mobile qui se déplace pendant la mesure
Bâtiment		
Pollution de l'air intérieur	Mesure des polluants spécifiques et de la qualité globale	• Développer des références nationales pour les concentrations de polluants spécifiques (COV, aldéhydes, dioxydes d'azote) • Mesurer la qualité globale de l'air intérieur (y compris micro-organismes) • Orienter les réglementations à venir
Isolation	Propriétés thermiques des matériaux	• Améliorer les mesures de conductivités thermiques • Développer une traçabilité pour la comparaison de matériaux
Éclairage	LED	• Évaluer l'efficacité et la qualité de l'éclairage à base de LED blanches • Évaluer les conséquences sanitaires possibles
Technologies transverses		
Matériaux	Matériaux composites (Nanocomposites polymères) - Matériaux supraconducteurs - Matériaux en couches minces	• Développer des nouvelles méthodes de mesures des paramètres physiques et chimiques de ces matériaux avancés
Nano-technologies	Dispositifs nanostructurés (nanotubes, couches minces)	• Élargir le champ des mesures à des grandeurs autres que dimensionnelles (capacité, T°…)
	Nanoparticules en suspension dans l'air	• Améliorer les méthodes de caractérisation • Impulser une normalisation
Environnement	Surveillance de l'environnement lié aux risques radioactifs	• Mettre en œuvre des méthodes et références pour les mesures de faible activité
	Pollution air, eau, sols, tant du point de vue du suivi des sources que de la surveillance du milieu	• Développer des méthodes de caractérisation et de quantification des polluants émergents
Science et générique	Métrologie pour le développement de la modélisation	
	Étalonnage et calibration	• Détection de la dérive des instruments
	TIC et nouvelles technologies	• Développement de micro-capteurs, *Labs on chip*, transistors à effet de champ (ISFET), bio-puces

Source : CAS à partir notamment du programme à moyen terme de la métrologie française 2011-2015 et du programme européen de recherche en métrologie (EMRP)

Les nanotechnologies

Les nanotechnologies regroupent les instruments, les techniques de fabrication et les applications dérivées exploitant les caractéristiques de la matière à l'échelle nanométrique (10^{-9} m). Véritables technologies transversales, leurs applications sont extrêmement diversifiées et concernent potentiellement tous les secteurs industriels. L'utilisation de matériaux nano-poreux isolants et de revêtements nanostructurés (surfaces antibactériennes, bétons photocatalytiques, verres autonettoyants, etc.) est déjà une réalité dans le secteur du bâtiment, où la domotique et l'éclairage devraient également bénéficier à moyen terme des progrès issus des nanotechnologies. De même, dans les secteurs de l'énergie et du transport, certaines applications telles que les batteries nanostructurées, qui offrent de meilleures performances en intensité énergétique et en durée de vie, sont déjà sur le marché. Les véritables ruptures technologiques potentielles dues aux nanotechnologies sont attendues notamment dans le domaine du photovoltaïque, *via* l'amélioration des rendements et la diminution des coûts, mais ces progrès ne se matérialiseront sur les marchés que dans quelques années.

Les tableaux suivants recensent les principales applications issues des nanotechnologies, existantes ou en développement, dans les secteurs du bâtiment, de l'énergie et du transport. Bien que cet état des lieux ait pour objectif une certaine exhaustivité, il faut noter qu'un certain nombre d'applications ne sont pas présentées, au stade notamment de la recherche fondamentale (très grand nombre de pistes qui ne seront pas toutes poursuivies au niveau industriel) et de la recherche appliquée (maintien du secret industriel avant la mise sur le marché).

En référence aux standards internationaux (*Technology Readiness Level*, comprenant neuf niveaux), une classification simplifiée des stades de développement des différentes applications a été adoptée.

Classification des stades de développement des différentes applications

Classification simplifiée	*Technology Readiness Level* (TRL)
1) Recherche fondamentale	Stade 1
2) Recherche et développement (recherche appliquée)	Stades 2 à 7
3) Introduction sur les marchés	Stade 8
4) Marchés matures (économies d'échelle…)	Stade 9

Source : CAS

Les nanotechnologies dans le secteur du bâtiment

Bâtiment			
Thème	**Application**	**Stade de développement**	**Remarques**
Éclairage	• Diodes électroluminescentes (LED) de nouvelle génération • Nano-luminophores (« *quantum dots* ») pour mettre au point des surfaces éclairantes non éblouissantes	• 1-3 • 1 (projet *Luminosurf CSTB/CEA Liten/Philips Éclairage*)	
Isolation	• Matériaux nano-poreux isolants : - SiO_2 aérogels - panneau isolant sous vide (silice pyrogène) - aérogels hybrides - aérogels organiques • Matériaux à changement de phase (absorbent l'excès de chaleur et la restituent quand il fait froid)	• 3-4 • 2-3 • 1-2 • 1-2 • 1-2	• Le coût élevé des isolants nano-poreux constitue une barrière à la commercialisation • La majorité des entreprises du domaine sont basées aux États-Unis (*Aerogel Composite, Cabot, Aspen aerogels, Nanopore, etc.*)
Vitrage	• Vitrage hydrophobe autonettoyant, vitrage anti-UV maintenant une luminosité intérieure constante • Vitrage électro-chromatique (propriétés de transmission lumineuse dépendantes du voltage)	• 4 • 3	• Leadership européen dans les vitrages issus des nanotechnologies : *Saint-Gobain, Pilkington…* • Problème de consommation électrique par les vitres électro-chromatiques
Chaleur et climatisation	• Climatiseur et purificateur d'air à nano-filtre d'argent (antibactérien)	• 3-4	• Relargage éventuel des nanoparticules à étudier
Revêtements	• Revêtements extérieurs photo-catalytiques autonettoyants (TiO_2) ou anti-UV • Revêtements intérieurs protecteurs, voire ignifugés • Revêtements antibactériens à nanoparticules d'argent	• 2-3 • 2-3 • 4	• Relargage éventuel des nanoparticules à étudier

Bâtiment *(suite)*			
Thème	**Application**	**Stade de développement**	**Remarques**
Matériaux de construction	• Matériaux cimentaires avec additifs, pour certains à échelle nano (cendres volantes, fumées de silice…)	• 3	• Besoin d'études sur la durabilité des matériaux cimentaires à additifs
	• Nano-capteurs à base de nanotubes de carbone pour le suivi du vieillissement des bétons	• 1	
	• « Bétons souples » : utilisation de nano-fibres glissant les unes contre les autres pour éviter la rupture du béton due à sa rigidité	• 1 (*Université du Michigan*)	
	• « Bétons auto-réparants » : dispersion d'additifs nanos (micelles, nanocapsules) assurant la réparation de la matrice au cours du temps	• 1 (*université de Delft, université de l'Illinois*)	
	• Alliages nanostructurés permettant de rendre l'acier encore plus résistant	• 4	
Traitement de l'eau	• Céramiques nano-poreuses pour la filtration de l'eau	• 2-4	• Nécessité d'étudier le risque de relargage de nanoparticules dans l'eau consommée • Importantes perspectives pour le traitement de l'eau dans les pays en développement notamment
	• Filtres à nanotubes de carbone, ou à base d'aquaporines (protéines laissant passer l'eau dans les cellules vivantes)	• 1	
	• Utilisation de nanoparticules magnétiques pour fixer les polluants de l'eau (extraites ensuite grâce à un aimant)	• 1-3	
	• Nano-rouille pour extraire l'arsenic de l'eau	• 1 (*Rice University*)	
	• Membrane nano-composite de dessalement (osmose inverse)	• 2-3 (*NanoH$_2$0*)	
Domotique	• Apports de la nanoélectronique et des nano-capteurs à « l'habitat communicant » avec des services programmables pour l'habitat individuel ou collectif	• 1-3 (1ers robots d'assistance commercialisés en 2005 par *Mitsubishi*)	• Questions éthiques liées à l'utilisation des interfaces homme-machine

Sources : CAS, à partir de : Lux Research Inc. (2009), Nanomaterials State of the Market Q1 2009 *; ObservatoryNano (2011),* ObservatoryNano Factsheets*, mars ; Techniques de l'ingénieur (2011),* Les guides de l'innovation – Nanotechnologies

Les nanotechnologies dans le secteur de l'énergie

Énergie			
Thème	**Application**	**Stade de développement**	**Remarques**
Hydrogène	• Cellules solaires productrices d'hydrogène (rendements actuels de 8 %) • Matériaux nano-poreux pour le stockage de l'hydrogène (nanotubes de carbone) • Piles à combustible nanostructurées	• 1-2 (*start-up* américaine *Nanoptek*) • 1 • 1-2	
Énergie solaire	• Amélioration des rendements et diminution des coûts des panneaux photovoltaïques : - structures tridimensionnelles de nano-fils d'oxyde de zinc (« en forme d'oursins ») - cellules solaires à nano-fils de silicium, permettant d'absorber la totalité du spectre solaire (rendements potentiels jusqu'à 50 %) - copage des cellules de silicium par incorporation de faibles quantités d'éléments chimiques (manganèse, par exemple) - nano-composites base polymère pour le photovoltaïque • Emploi de molécules biologiques mimant la photosynthèse des plantes à la place du silicium	• 1-2 (quelques années de R & D sont encore nécessaires avant la commercialisation de panneaux solaires nanostructurés) • 1	
Énergie éolienne	• Amélioration de la performance des turbines grâce à des pales en matériau composite nanostructuré plus résistantes avec revêtement antigel	• 2	
Géothermie	• Amélioration de la conductivité thermique des tuyaux en polyéthylène haute densité (PEHD) chargé de nanoparticules	• 1-2	
Nucléaire	• Nano-fluides (à base de nanoparticules d'oxyde d'aluminium et oxyde de zinc) aux propriétés thermiques exaltées, pour un meilleur rendement de refroidissement des réacteurs	• 1-2 *(AREVA/CEA Liten)*	
Stockage de l'électricité (batteries)	• Amélioration des performances et durée de vie des batteries lithium-ion grâce aux nanomatériaux. Des nanomatériaux variés sont utilisés dans les différents composants de la batterie, tels que cathode, anode, électrolyte ou séparateur (exemple : batterie ion lithium système A123 basé sur du nanophosphate) • Batterie de puissance (220Wh/kg) Lithium-ion bipolaire • Supercondensateurs à nanotubes de carbone	• 1 à 3, nombreux stades représentés, la R & D dans ce domaine étant en pleine croissance depuis ses débuts en 2000 • 1 (*CEA Liten*) • 1-2	• Enjeux de sécurité, notamment dans le cas de certaines nano-poudres inflammables ($Li_4Ti_5O_{12}$) • Entreprises leader : *Samsung SDI, BASF…*

Sources : CAS, à partir de : Lux Research Inc. (2009), Nanomaterials State of the Market Q1 2009 *; ObservatoryNano (2011),* ObservatoryNano Factsheets*, mars ; Techniques de l'ingénieur (2011),* Les guides de l'innovation – Nanotechnologies

Les nanotechnologies dans le secteur du transport

Transport			
Thème	**Application**	**Stade de développement**	**Remarques**
Biocarburants	• Biocarburants issus de la biologie de synthèse : construction de micro-organismes (bactéries, algues, etc.) capables de produire des carburants • Algo-carburants produits en pleine mer dans des sacs plastiques à membrane nano-perméable (ne laisse passer que l'eau propre, retient les algues et le carburant)	• 1 • 1-2 (projet *OMEGA*, développé par la *NASA* et l'entreprise *Algae systems*)	• Importants enjeux éthiques et de régulation de la biologie de synthèse • Leadership des États-Unis, qui financent fortement la biologie synthétique. *BP* et le département américain de l'énergie financent à hauteur de 500 M$ un institut dédié aux applications énergétiques de la biologie synthétique. Exxon finance des projets d'algo-carburants.
Véhicule électrique, hybride et thermique	• Amélioration des performances des batteries (exemple : électrodes nanostructurées à base de phosphate de fer)	• 1 à 3 selon les matériaux utilisés	• États-Unis et Japon leader dans le domaine, mais industries et spin-off européennes également présentes
	• Pots catalytiques à nano-cristaux de CeO_2 ou ZrO_2 • Revêtements nanostructurés anti-frottement (pièces internes au moteur, exemple : céramiques nanostructurées à haute ténacité pour accroitre le rendement thermique des moteurs) • Nano-revêtements pour les parties extérieures (anti-rayures, antistatique, etc.) • Lubrifiant contenant des nanoparticules • Allégement des véhicules par l'utilisation de métaux nanostructurés plus légers et aussi résistants • Nano-composites	• 3 • 1 à 3 • 4 • 2 • 3 • 2 à 4	• Impact sanitaire potentiel suite au relargage des nanoparticules • Coûts de production élevés des métaux nanostructurés • Les États-Unis dominent la recherche fondamentale sur les composites. En Europe, Airbus et EADS développent la R & D dans le domaine.
	• Nanoparticules d'oxyde de cérium utilisées comme additif pour améliorer l'efficacité des carburants pour moteur diesel • Pneus à basse résistance au roulement incorporant des nanoparticules de silice	• 3 • 2 à 3	• Impact sanitaire potentiel suite au relargage des nanoparticules • L'ajout d'additifs mène rarement à des économies significatives de carburant ; les pneus à basse résistance permettent en revanche des gains d'efficacité de 3-5 %
	• Nano-fluides pour améliorer le refroidissement des moteurs de véhicules hybrides	• 1 (*CEA Liten*)	

.../...

Transport *(suite)*			
Thème	**Application**	**Stade de développement**	**Remarques**
Aéronautique	• Avionique : nanotechnologies pour systèmes de mémoire résistants aux radiations utilisable dans des systèmes aéronautiques	• 2	• Exemples d'entreprises : *Nantero, Micromem technologies…*
	• Monitoring continu des structures pour détecter les problèmes en amont et limiter la durée des opérations de maintenance	• 1	• *PEL Associates, Rensselaer Polytechnic Institute…*
	• Matériaux intelligents auto-réparateurs (s'adaptent aux différentes étapes d'un vol et réparent les dommages)	• 1	• *PEL, Max Planck Institute of colloids and interface…*
	• Alliages métalliques nanostructurés et matériaux nano-poreux pour alléger et renforcer les avions	• 3-4	• *The NanoSteel Company, Applied Sciences…*
	• Matériaux antimicrobiens pour les surfaces intérieures (nanoparticules d'argent)	• 4	
	• Matériaux retardateurs de flamme (exemple : thermoplastiques haute température à base de nano-argile)	• 3	• *Starfire Systems, Nanocor…*
	• Composites conducteurs (à base de nanotubes de carbone ou de graphène) pour les boucliers électromagnétiques et protection anti-foudre	• 2	• *NanoTechLabs, Pyrograph…*
	• Câbles nanostructurés en alternative aux câbles en cuivre pour augmenter la conductivité électrique et diminuer le poids	• 3	• *Aegis Technnologies, Integran, 3M…*
	➢ Revêtements résistants à la glace, grâce à des nanoparticules de céramiques	• 2	• *CG2 NanoCoatings, Luna Innovations…*
	• Nano-revêtements anti-usure (composites et métaux enrichis en nano-céramiques) pour préserver l'aérodynamisme des surfaces extérieures	• 3	• *Integran technologies, Hyperion technologies, Nanogate…*

Sources : CAS, à partir de : Lux Research Inc. (2009), Nanomaterials State of the Market Q1 2009 *; ObservatoryNano (2011),* ObservatoryNano Factsheets, *mars ; Techniques de l'ingénieur (2011),* Les guides de l'innovation – Nanotechnologies

Le réseau domiciliaire

Aux États-Unis et en Europe, des efforts considérables de R & D sont affectés à l'industrialisation des technologies sous-tendant le concept de « *smart home* » ou « maison intelligente » et de « *smart grid* » local (décentralisé). Le vecteur essentiel de l'agrégation des services de la maison (gestion de l'énergie au premier chef, gestion des fluides tels que l'eau, le gaz, etc., gestion des « produits blancs », gestion du chauffage et de la climatisation, services à la personne, soins décentralisés, sécurité, audiovisuel, télécommunications) est le réseau domiciliaire, organisé autour de deux ou trois nœuds intelligents communiquant avec le monde extérieur mais assurant toutefois un fonctionnement autonome de tous les services. L'initiative d'une quinzaine d'entreprises réunies dans « l'agora du réseau domiciliaire » est de construire un socle technologique fédérateur avec une vision européenne, selon une stratégie analogue à celle employée pour le développement du GSM[1] dans les années 1980, avec un objectif opérationnel fixé aux années 2020.

Le réseau domiciliaire a pour vocation d'interconnecter l'ensemble des équipements communicants du foyer pour fournir différents services pratiques et innovants liés au management de l'énergie, aux télécommunications (Internet, téléphonie, télévision), à la santé à domicile, à la sécurité des biens et des personnes, aux systèmes de confort, etc. Ces services sont aujourd'hui commercialisés séparément avec des technologies « propriétaires » incompatibles entre elles, ce qui freine considérablement ou même empêche leur diffusion. Dans la décennie 2000, la convergence entre les télécommunications et l'audiovisuel avec le *triple play* a montré que faire tomber la frontière entre « silos » technologiques créait un nouveau marché. Dès lors, les industriels impliqués dans la fourniture d'autres services au domicile ont compris l'intérêt de faire converger leurs technologies afin de mutualiser l'infrastructure TIC qui les sous-tend.

1 ■ Enjeux sociétaux et économiques du réseau domiciliaire

Changement sociétal

Le réseau domiciliaire est le support d'un nouveau paradigme. L'accès à un large bouquet de services deviendra possible au fur et à mesure de la convergence des technologies actuellement divergentes, ou même inexistantes, qui entravent l'usage aisé de ces services. Citons en particulier : la gestion locale de l'énergie ouvrant la voie à une production et un stockage de l'électricité au niveau local, le maintien à domicile sécurisé, les soins automatisés à domicile, en plus du *triple play* (association des services de fourniture d'Internet, de la téléphonie fixe et de la télévision) et d'une domotique unifiée.

(1) *Global System for Mobile Communications*.

Nouveaux services, nouvel espace économique et industriel

Il est attendu de la mise au point du réseau domiciliaire le même impact que celui de l'invention de la *box* pour le *triple play* au début des années 2000. Cet enjeu intéresse beaucoup d'industriels (Sagemcom, Technicolor, Schneider Electric, Legrand, Orange, SFR, Bouygues Telecom, EDF, etc.) qui investissent dès à présent sur ce projet. Il faut noter que de grands acteurs américains, comme Apple ou Microsoft, sont à l'affût, désireux de capter la totalité de la valeur ajoutée.

2 ■ Les perspectives technologiques

Le futur du réseau domiciliaire repose encore sur des progrès technologiques à court et moyen terme, en particulier une augmentation importante de la puissance de calcul des unités intelligentes gérant les services dans les locaux considérés, mais aussi sur des avancées en recherche et développement sur les actionneurs faible consommation rendus communicants au protocole IP.

Des sauts technologiques seront à moyen et long terme nécessaires dans deux principales directions :

- **convergence des piles protocolaires**[1] : actuellement, chaque filière technologique poursuit le développement de ses standards, accentuant *de facto* la cacophonie. La question n'est pas de créer un nouveau standard, mais de sélectionner un « bouquet » de standards permettant un interfonctionnement harmonieux des différents « silos » technologiques. Il faudra néanmoins une adaptation, comme le montre la réalisation, en cours, d'un démonstrateur. La perspective actuelle consiste à appliquer à l'ensemble de ces services une architecture IP, partant du constat que le monde « IP » est désormais incontournable dès qu'il s'agit de réaliser des applications communicantes avec des composants de très grande série ;
- **cas particulier de la gestion de l'énergie dans les locaux** : le développement des sources d'énergie électriques offrant une production « aléatoire », soumise aux caprices du vent ou de l'ensoleillement, conduit à une modification considérable de la gestion de l'énergie électrique, en passant notamment par des dispositifs de stockage locaux. Le « *smart grid* » est une approche système, qui comporte un volet domiciliaire, dans la mesure où le « compteur électrique intelligent » offre des possibilités d'action sur les consommations électriques des appareils exploités au sein du domicile ou de la PME. Étant donné la consommation électrique du résidentiel-tertiaire (de l'ordre de 300 TWh), ce *smart grid* domiciliaire apparaît comme un des grands enjeux du futur.

3 ■ Le marché du réseau domiciliaire

Le réseau domiciliaire doit résoudre d'ici à 2020-2030 la problématique consistant à revoir complètement son mode de fonctionnement afin d'aboutir à une totale convergence des services et ainsi faire émerger tout un secteur de croissance. La situation actuelle est favorable pour la France et l'Europe car les initiatives

(1) Une pile de protocoles est une combinaison de plusieurs protocoles de communication réseau (i.e. ensemble de règles et de procédures de communication) : dans une pile, les protocoles collaborent entre eux de manière ordonnée et hiérarchisée.

américaines très avancées en ce domaine sont freinées par l'existence de deux réseaux peu compatibles séparant les applications audiovisuelles des autres.

L'intelligence du réseau domiciliaire est concentrée dans des « *box* » en nombre de une à trois. Ces *box* assurent les liaisons avec des serveurs extérieurs (« *cloud* »), mais aussi un fonctionnement autonome local mettant les usagers à l'abri d'un problème éventuel de réseau de communication.

La disponibilité d'un réseau domiciliaire unifié est aujourd'hui considérée comme nécessaire pour ouvrir de nouveaux segments de services à un développement significatif. Le constat est d'éviter la juxtaposition d'appareillages identiques mais dédiés à des applications différentes. Par exemple, le service assurant le contrôle des intrusions nécessite des capteurs de mouvement et des caméras de supervision dans les locaux. Or ces mêmes capteurs et caméras peuvent utilement être mutualisés avec les applications de santé à domicile ou de suivi des personnes âgées. Le traitement des informations recueillies est différent et doit être correctement séparé entre les différentes applications. En particulier, les possibilités de transfert de données vers des centres extérieurs, ou de réalisation d'actions dans les locaux à partir du monde extérieur sont à traiter au cas par cas.

En ce sens, il faut citer deux initiatives :

- création en 2009 de « l'agora du réseau domiciliaire », association d'industriels tous intéressés par le développement de services dans les foyers domestiques et les PME, services très variés relevant de « silos » actuellement disjoints. Cette agora compte en 2011 une vingtaine de membres et ce nombre est en augmentation. L'agora s'est fixé trois objectifs décrits dans un document appelé « livre arc-en-ciel » : réaliser un démonstrateur en 2012 ; progresser vers une offre commercialisable en 2015 ; viser la convergence de tous les services pour 2020. L'agora du réseau domiciliaire vise à ouvrir la plateforme au niveau européen puis mondial, comme ce fut le cas pour le GSM. Il a semblé préférable, devant la cacophonie technologique des situations dans les différents pays, de disposer d'un noyau technologique fondé sur des standards existants avant de rechercher une convergence avec l'Allemagne (KNX) et d'autres européens (Grande-Bretagne), qui s'intéressent dès à présent au domaine et à ses perspectives, à l'horizon 2020. Les contacts nécessaires devraient débuter en 2012 ;
- création d'un syndicat unifié – appelé IGNES – par tous les industriels de la domotique au sein de la FIEEC[1], avec une vision à moyen terme consistant à faire converger les protocoles divergents actuellement utilisés par les différents industriels et qui conduisent à atomiser le marché avec pour résultat une stagnation de la domotique depuis une vingtaine d'années.

L'enjeu des développements autour du réseau domiciliaire n'est pas seulement industriel, tel qu'il a été décrit ci-dessus : il concerne en priorité plus de 50 000 emplois non délocalisables, en particulier dans l'installation, la maintenance et la conception locale de chaque réseau domiciliaire ; avec en sus des emplois liés à la formation de ces personnels. Il faudra également disposer de personnels qualifiés sachant paramétrer les réseaux domiciliaires et en assurer le management optimal.

(1) FIEEC : Fédération des industries électriques, électroniques et de communication ; IGNES : Industries du génie numérique, énergétique et sécuritaire.

Annexes

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PREMIER MINISTRE

Centre d'analyse stratégique

Le Directeur général

Paris, le 27 avril 2011

Monsieur le Président,

S'engager sur la voie d'un développement durable implique de concilier croissance économique, progrès social et préservation de l'environnement ainsi que des ressources rares. Pour y parvenir, des progrès technologiques décisifs sont nécessaires dans les technologies de l'énergie, des transports et du bâtiment. Les pays qui sauront le mieux les anticiper aux plans scientifique, technique et industriel, bénéficieront d'avantages décisifs non seulement dans leur utilisation sur leur propre territoire, mais aussi dans leur valorisation à l'exportation.

Je vous demande d'organiser un exercice prospectif destiné à identifier les principales technologies répondant à cette problématique. Vous adopterez une approche systémique et proposerez des calendriers réalistes de mise en oeuvre. Vous concentrerez vos investigations dans les trois secteurs de l'énergie, des transports et du bâtiment et vous proposerez les pistes d'action publique qui vous paraîtront les plus efficaces.

Pour mener à bien cet exercice, vous vous appuierez sur les nombreux travaux aujourd'hui disponibles, en particulier sur l'identification de « technologies clés », ainsi que sur les monographies existantes par filières ou par secteurs. Vous pourrez aussi éclairer, le cas échéant, les divergences d'appréciation entre experts sur l'analyse relative à certains de ces secteurs.

Vous constituerez un groupe de pilotage que vous présiderez. Vous bénéficierez, dans la réalisation de cet exercice, du concours des agents du Centre d'analyse stratégique.

Vous me remettrez le résultat de vos travaux à la fin du mois d'octobre.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de ma considération distinguée.

Vincent CHRIQUI

Monsieur Jean BERGOUGNOUX
88, avenue Raymond Poincaré
75016 PARIS

www.strategie.gouv.fr

Centre d'analyse stratégique - 18, rue de Martignac - 75700 Paris SP 07 - Tél. 01 42 75 60 00 - strategie@strategie.gouv.fr

Composition du groupe de travail

Président

Jean Bergougnoux, consultant, président d'honneur de la SNCF, directeur général honoraire d'EDF

Rapporteure générale

Gaëlle Hossie, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique

Rapporteurs

Étienne Beeker, chargé de mission, Centre d'analyse stratégique

Johanne Buba, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique

Julien Delanoë, stagiaire, Centre d'analyse stratégique

Géraldine Ducos, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique

Étienne Hilt, stagiaire, Centre d'analyse stratégique

Aude Rigard-Cerison, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique

Aude Teillant, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique

Coordinateur

Dominique Auverlot, chef du département Développement durable, Centre d'analyse stratégique

Assistante

Élise Martinez, assistante, Centre d'analyse stratégique

Membres

Yves Bamberger, conseiller scientifique du président, EDF

Pascal Barthélémy, directeur général adjoint, Institut français du pétrole, énergies nouvelles – IFPEN

Emmanuel Clause, chargé de mission, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services – DGCIS

Fabrice Dambrine, ingénieur général des Mines, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies – CGEIET

Jean Delsey, conseiller scientifique, Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux – IFSTTAR

François-Marie Duthoit, directeur R&T/Innovation, DCNS Recherche et Technologie

Georgina Grenon, chargée de mission pour le développement des filières énergies solaires, éoliennes et marines, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDTL-DGEC

Alain Griot, sous-directeur, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Commissariat général au développement durable – MEDDTL-CGDD

Rémi Guillet, ingénieur général des Mines, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies – CGEIET

Richard Lavergne, chargé de mission stratégique Énergie-climat, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Commissariat général au développement durable – MEDDTL-CGDD

Élisabeth Merlen, chargée de mission, Institut français du pétrole, énergies nouvelles – IFPEN

Nicole Mermilliod, directeur du Programme nouvelles technologies de l'énergie, Commissariat à l'énergie atomique – CEA-Grenoble

Xavier Montagne, directeur adjoint, Direction scientifique, Institut français du pétrole, énergies nouvelles – IFPEN

Jean-Yves Perrot, président directeur général, Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer – IFREMER

Christian Oeser, chargé de mission, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDTL-DGEC

Jean-Gabriel Rémy, Ingénieur général des Mines, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies – CGEIET

Jacques Roudier, président de la 5e section « Sciences et techniques », ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Conseil général de l'environnement et du développement durable – MEDDTL-CGEDD

Françoise Roure, présidente de la section « Technologies et sociétés », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies – CGEIET

Georges Rozen, consultant

Armand Toubol, consultant

Groupe de travail « Nucléaire »

Animateur

Jean Bergougnoux
Consultant, président d'honneur de la SNCF, directeur général honoraire d'EDF

Rapporteure

Gaëlle Hossie, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique

Membres

François Bouteille, Senior Vice-President Safy & Licensing, AREVA

Giovanni Bruna, adjoint au directeur de la sûreté des réacteurs, Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire – IRSN

Alain Bucaille, conseiller prospective, marketing stratégique, AREVA

Noël Camarcat, délégué Recherche et développement nucléaire, affaires internationales, Électricité de France – EDF

Anne Guichard, chargée des affaires générales auprès du directeur de l'énergie nucléaire, Commissariat à l'énergie atomique – CEA

Martha Heitzmann, directeur de la Recherche et de l'innovation, AREVA

Philippe Hirtzman, président de la section Sécurité et risque, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies – CGEIET

Patrick Landais, directeur de la Recherche et développement, Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs – ANDRA

Sylvestre Pivet, directeur adjoint, Commissariat à l'énergie atomique – CEA

Philippe Pradel, vice-président, Gaz de France – GDF Suez nucléaire France

Éric Preud'homme, responsable du domaine Production, Électricité de France – EDF

Luc Van Den Durpel, directeur Analyses stratégiques et prospectives technologiques, AREVA Corporate R & D

Groupe de travail « Géothermie »

Animateur

Philippe Vesseron, président d'honneur, Bureau de recherches géologiques et minières – BRGM

Rapporteure

Gaëlle Hossie, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique

Membres

Bernard Brandon, directeur général, Centre technique des industries aérauliques thermiques – CETIAT

Hervé Charrue, directeur scientifique, Centre scientifique et technique du bâtiment – CSTB

Philippe Chenot, responsable de Recherche et d'innovation, Gaz de France – GDF-Suez

Daniel Clément, directeur scientifique adjoint, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie – ADEME

Yves Farge, membre de l'Académie des technologies

Jean-Jacques Graff, président, ES Géothermie

Jean-Philippe Laurent, directeur de Recherche et développement énergie, Dalkia

Richard Lavergne, chargé de mission stratégique Énergie-climat, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Commissariat général au développement durable – MEDDTL-CGDD

Marie-Annick Lebars, directeur de l'innovation et du développement durable, Bouygues Immobilier

Bruno Leboullenger, chef du bureau, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

François Moisan, directeur de la Stratégie et de la communication, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie – ADEME

Christian Oeser, chargé de mission pour le développement industriel des filières vertes, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du logement, Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDTL-DGEC

Hélène Pelosse, inspectrice générale des finances, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Inspection générale des finances – IGF

Frédéric Sauze, responsable de la division géothermie, Alstom Power

Romain Vernier, directeur du département Géothermie, Bureau de recherches géologiques et minières – BRGM

Personnes auditionnées

ÉNERGIE

Daniel Averbuch, responsable du programme « énergies marines », Institut français du pétrole, énergies nouvelles – IFPEN

Élisabeth Ayrault, directeur général délégué, SITA France

Franck Barruel, docteur ingénieur de recherche, Commissariat à l'énergie atomique, Institut national de l'énergie solaire – CEA-INES

Hédi Ben Brahim, directeur du Plan, Vallourec

Valérie Blanchard, chargée de mission, Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement – DREAL

Marc Bœuf, directeur R & D, DCNS

Nadia Boukhetaia, chargée de mission chimie verte, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement – MEDDTL

Jean-Luc Bretesche, vice-président, Air Liquide

Étienne Brière, directeur de programme « Environnement, énergies renouvelables », Électricité de France – EDF

Laurent Cadiou, chargé de mission, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDTL-DGEC

David Caumartin, VP Strategy – Thermal Power, Alstom

Christophe Chabert, directeur ingénierie & industrialisation, DCNS-Brest

Maguelonne Chambon, directrice de la recherche scientifique et technologique, Laboratoire national de métrologie et d'essais – LNE

Christian Claude, Anticipation Portfolio Management Officer, Schneider Electric

Olivier Cottet, directeur marketing et filières, Schneider Electric

Bruno Courme, directeur général, Total Gas Shale Europe

Yann-Hervé De Roeck, chef du projet d'IEED France énergies marines, Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer – IFREMER

Franck Demaille, directeur général adjoint, Compagnie parisienne de chauffage urbain – CPCU

Christophe Didier, directeur adjoint des risques du sol et du sous-sol, Institut national de l'environnement industriel et des risques – INERIS

François Dupoux, président, Fédération des services énergie environnement – FEDENE

Jean-François Faugeras, directeur délégué Programme Réseaux Électricité de France – EDF R & D

Antoine de Fleurieu, délégué général, Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés – GIMELEC

Pierre Fontaine, sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDTL-DGEC

Christian Fortuné, directeur technique, Holisud

Johann Foucher, Profilometry Team Leader for CMOS and MEMS applications, Commissariat à l'énergie atomique, Laboratoire d'électronique et de technologie de l'information – CEA-LETI

Claude Girard, directeur général, Société hydroélectrique du Midi – SHEM

Vanessa Godefroy, R&I Center Operations Manager, AREVA

Emmanuel Goy, adjoint au délégué général, AMORCE

Vincent Guénard, ingénieur énergies marines, éolien, hydroélectricité, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie – ADEME

Stéphane His, vice-président « bio-carburant et énergies renouvelables », Technip

Sébastien Hita-Perona, Director of Marketing, Product & Business Development, AREVA Wind

Didier Holleaux, directeur Exploration production, Gaz de France – GDF Suez

Benoît Jacquemin, Innovation VP, Schneider Electric

Jean-Pierre Joly, directeur général, Institut national de l'énergie solaire – INES

Marianne Julien, directrice programme Horizon Hydrogène Énergie, Air Liquide Hydrogen Energy

Jean-Marc Kahan, chef du service technique de l'énergie électrique, des grands barrages et de l'hydraulique, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Direction générale de la prévention des risques – MEDDTL-DGPR

François Kalaydjian, Deputy Director, Institut français du pétrole, énergies nouvelles – IFPEN

Florence Lambert, chef de département, Commissariat à l'énergie atomique, Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles – CEA-LITEN

Stéphane Le Du, chargé d'études, Centre d'études techniques de l'équipement – CETE Ouest

Frédéric Le Lidec, directeur de l'incubateur « Énergies marines », DCNS

Mathieu Lefebvre, responsable Produit biogaz, Air Liquide

Lionel Lemoine, directeur du département « Ressources physiques et écosystèmes de fond de mer », Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer – IFREMER

Marion Lettry, déléguée générale adjointe, responsable de la filière éolienne, Syndicat des énergies renouvelables – SER

Jean-François Magaña, ingénieur général des Mines, Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies – CGEIET

Philippe Malbranche, responsable Programme, Commissariat à l'énergie atomique, Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles – CEA-LITEN

Clémentine Marcovici, chef du bureau « Production électrique », ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDTL-DGEC

Aurélien Maurice, Director Solar Activity, Alstom

Élisabeth Merlen, chargée de mission R & D, Institut français du pétrole, énergies nouvelles – IFPEN

Claude Mirodatos, directeur de recherche, Institut de recherches sur la catalyse et l'environnement – IRCE Lyon

Bruno de Monclin, vice-président, Fédération des services énergie environnement – FEDENE

Jonathan Muller, chargé de mission, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie – ADEME Alsace

Doris Nicklaus, chargée de mission, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Commissariat général au développement durable – MEDDTL-CGDD

Laurent Nicolas, New Venture and R & D Coordinator, Gaz de France – GDF Suez

Sylvie Padilla, chef du service Entreprises et écotechnologies, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie – ADEME

Philippe Paelinck, VP Environment, Alstom

Michel Paillard, chef du projet Énergies marines, Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer – IFREMER

Dominique Pajot, E&P Regional Center Manager, Schlumberger

Pascal Panetta, Chairman France, Schlumberger

Pierre Parvex, directeur du pôle Énergies renouvelables, Gaz de France – GDF-Suez

Denis Penouel, chef du service Eau et assainissement, Mairie de Paris

Élodie Perret, chargée de mission filière éolienne, Syndicat des énergies renouvelables – SER

Marion Perrin, chef du Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles, Commissariat à l'énergie atomique – CEA-LITEN

Frédéric Petit, Directeur marketing, SIEMENS

Pierre Porot, Program Manager, Deputy Director, Process Business Unit, Institut français du pétrole, énergies nouvelles – IFPEN

Dominique Potier, directeur Recherche et technologie, Systematic

Éric Prades, directeur général, Air Liquide

Thierry Franck de Préaumont, directeur général, Compagnie parisienne de chauffage urbain – CPCU

Marc Rapin, ingénieur d'études en aéroélasticité, Office national d'études et de recherches aérospatiales – ONERA

Gaëtan Remond, directeur adjoint, Initiatives pour le développement durable - Ingénierie et organisation – INDDIGO

Nicolas Serrie, Strategy Manager, Alstom

Frédéric Streiff, ingénieur efficacité énergétique, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie – ADEME

Bernard Tardieu, Expertises et conseils

Patrice Tochon, chef de laboratoire, Commissariat à l'énergie atomique – CEA-Grenoble

Nicolas Tonnet, chef du service Recherche et technologies avancées, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie – ADEME

André Tricoire, Executive Director, Downstream Division, Total

Catherine Truffert, directrice, Bureau de recherches géologiques et minières – BRGM

Hugues Vérité, délégué Relations institutionnelles, Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés – GIMELEC

Marc Vergnet, président directeur général, Vergnet S.A.

Jean-Rémy Villageois, vice-président, STX

Pierre Warlop, ingénieur « développement de projets », Nordex

TRANSPORT

Pierre Albano, directeur délégué environnement, Air France

Alain Bovis, directeur, DCNS Research

Boris Fedorovsky, conseiller technique, Groupement des industries de construction et activités navales – GICAN

Jean-Baptiste de Francqueville, chef du bureau des Grands programmes, ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Direction de la recherche et de l'innovation – MEDDTL-DRI

Éric Lemaître, directeur de la recherche technologique, Commissariat à l'énergie atomique – CEA

Olivier Maurel, Asset Optimization Global Solution Leader, IBM

Christine Raynard, chargée de mission, Centre d'analyse stratégique

Fabrice Théobald, délégué général adjoint, Groupement des industries de construction et activités navales – GICAN

François Vielliard, chargé de mission, Centre d'analyse stratégique

BÂTIMENT

Paul Acker, directeur scientifique, Lafarge

Jean-Louis Bal, président, Syndicat des énergies renouvelables – SER

Hervé Charrue, directeur scientifique, Centre scientifique et technique du bâtiment – CSTB

Gaëtan Desruelles, directeur général adjoint, Bouygues Construction

Bernard Duval, délégué général, Association française de l'éclairage – AFE

Jean-Paul Fideli, secrétaire permanent adjoint du Prebat (Programme de recherche et d'expérimentation sur l'énergie dans le bâtiment), ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement – MEDDTL

Pierre-Louis François, président, Union syndicale des constructeurs de matériel aéraulique, thermique, thermodynamique et frigorifique – UNICLIMA

Michel Ida, directeur, MINATEC IDEAs Laboratory, Commissariat à l'énergie atomique, Laboratoire d'électronique et de technologie de l'information – CEA-LETI

Alain Maugard, président, Qualibat

Bruno Mourey, chef de département, Commissariat à l'énergie atomique – CEA

Jean-Paul Ouin, délégué général, Union syndicale des constructeurs de matériel aéraulique, thermique, thermodynamique et frigorifique – UNICLIMA

Philippe Papillon, chef de projets systèmes solaires thermiques, Commissariat à l'énergie atomique, Institut national de l'énergie solaire – CEA-INES

Daniel Quenard, animateur au programme Solaire et bâtiment, Centre scientifique et technique du bâtiment – CSTB

Emmanuel Raoul, secrétaire permanent du PUCA (Plan urbanisme, construction et architecture), ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement – MEDDTL-PUCA

Jean-Gabriel Rémy, expert réseaux domiciliaires, Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies – CGEIET

Didier Roux, directeur de la recherche et de l'innovation, Saint-Gobain

Patrice Tochon, chef de laboratoire, Commissariat à l'énergie atomique, Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles – CEA-LITEN

Henri Van Damme, directeur scientifique, Institut français des sciences, des technologies, des transports, de l'aménagement et des réseaux – IFSTTAR

Jean-Christophe Visier, directeur Énergie, santé et environnement, Centre scientifique et technique du bâtiment – CSTB

Étienne Wurtz, directeur de recherche, Commissariat à l'énergie atomique, Institut national de l'énergie solaire – CEA-INES

Bibliographie

ADEME (2010), *Feuille de route « Biocarburants avancés »*, 60 p.

ADEME et GRdF (2010), *Étude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz*, rapport final, septembre, 142 p.

Agence internationale de l'énergie (2011), *Technology Roadmap – Smart Grids*, avril.

AIE (Agence internationale de l'énergie) (2011), *World Energy Outlook*, résumé, 14 p.

AIE (Agence internationale de l'énergie) (2009), *Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids*, OECD/IEA.

Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur - *Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables*.

Autorité de sûreté nucléaire (2011), *Évaluations complémentaires de sûreté*, rapport, décembre.

Ballerini D. (2006), *Les biocarburants : État des lieux, perspectives et enjeux du développement*, IFP Publication, 321 p.

Caumon P., Deschamps T., Magaud M. et Marty G. (2012), *Rapport de la mission « Solar Tech Tour 2011 »*, février.

Club Biogaz ATEE (2011), *État des lieux de la filière méthanisation en France*.

DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat) (2011), *Rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2010*, 87 p.

DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat) (2011), *Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010*, 189 p.

Enerpresse (2011), *Les lacunes juridiques pointées par le Parlement européen*, 17 octobre.

Enertech (2009), *Connaissance et maîtrise des usages spécifiques de l'électricité dans le secteur résidentiel*.

EPIA (European Photovoltaic Industry Association) et EU PV Platform (European Photovoltaic Technology Platform) (2010), *Solar Europe Industry Initiative, Implementation Plan 2010-2012*, mai.

EPRI (Electric Power Research Institute) (2010), *Electricity Energy Storage Technology Options; A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*, 176 p.

EurObserv'er (2011), « Baromètre photovoltaïque », *Système solaires, Le Journal du Photovoltaïque*, Hors série n° 5, avril.

European Photovoltaic Technology Platform (2011), *A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Energy Technology*, Édition 2.

European Technology Platform SmartGrids (2007), *Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks for the future*.

Groupe permanent chargé des réacteurs nucléaires (GPR) et Groupe permanent chargé des laboratoires et usines (GPU) de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) (2011), *Avis relatif aux évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima* réalisées en 2011 par les exploitants EDF, ILL, AREVA et CEA, novembre.

Guibet J.-C. (1997), *Carburants et moteurs : technologies, énergie, environnement*, Publications de l'Institut français du pétrole, vol. 2, Technip.

IAEA (International Atomic Energy Agency) (2011), *IAEA International Fact Finding Expert Mission of the Fukushima Dai-ichi NPP Accident Following the Great East Japan Earthquake and Tsunami* (2011), IAEA Mission Report, juin.

IFPEN (2009), « Aéronautique et carburants alternatifs », *Le point sur…*, 5 p.

International Journal on Hydropower & Dams, *Hydropower & Dams World Atlas 2008*, chap. 5, p. 79.

IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire) (2011), *Évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations*, novembre.

Kuentzmann P. (2011), « Carburants alternatifs aéronautiques », Conférence CNAM, Paris, 22 mars.

Lardon L., Hélias A., Sialve B., Steyer J.-P. et Bernard O. (2009), « Life-cycle assessment of biodiesel production from microalgae », *Environmental Science & Technology*, vol. 43, n° 17, p. 6475-6481.

Leteurtrois J.-P., Pillet D., Durville J.-L. et Gazeau J.-C. (2012), *Les hydrocarbures de roche-mère en France,* Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEIET), Conseil général de l'environnement de l'énergie et des technologies et du développement durable (CGEDD), rapport initial, février.

Mc Kinsey & Company (2010), *A portfolio of power-train for Europe: A fact-based analysis*, septembre, 63 p.

MEDDTL (Ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement) (2010), *Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement*, 118 p.

MEDDTL (Ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement) (2009), *Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables, période 2009-2020*, 120 p.

Person J. (2011), *Livre turquoise : algues, filières du futur*, Édition Adebiotech, 182 p.

Roure F. (2012), *Les enjeux économiques et industriels de la biologie de synthèse*, Table ronde sur les enjeux économiques et juridiques de la biologie de synthèse, IHEST, 16 janvier, 7 p.

Sénat (2011), *Rapport d'information sur l'avenir de la filière photovoltaïque en France*, n° 442, avril.

US Department of Energy Nuclear Research Advisory Committee and Generation IV International Forum (2002)*, A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems*, décembre.

U.S. Department of Energy (2011), *Shale Gas Production Subcommittee 90-Day Report*, août, 41 p.

ZEP (Zero Emissions Platform) (2011), *The Costs of CO_2 Capture, Transport and Storage*, juillet.

Rapport et Note d'analyse disponibles sur
www.strategie.gouv.fr (rubrique publications)

Retrouvez les dernières actualités du Centre d'analyse stratégique sur :

- www.strategie.gouv.fr
- centredanalysestrategique
- @Strategie_Gouv

Centre d'analyse stratégique

Le rapport "Des technologies compétitives au service du développement durable" - Août 2012 est une publication du Centre d'analyse stratégique

Directeur de la publication :
Vincent Chriqui, Directeur général

Directeur de la rédaction :
Hervé Monange,
Directeur général adjoint

Secrétariat de rédaction :
Olivier de Broca

Dépôt légal : août 2012

Contact presse :
Jean-Michel Roullé, responsable de la Communication
01 42 75 61 37 / 06 46 55 38 38
jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr

Le Centre d'analyse stratégique est une institution d'expertise et d'aide à la décision placée auprès du Premier ministre. Il a pour mission d'éclairer le gouvernement dans la définition et la mise en œuvre de ses orientations stratégiques en matière économique, sociale, environnementale et technologique. Il préfigure, à la demande du Premier ministre, les principales réformes gouvernementales. Il mène par ailleurs, de sa propre initiative, des études et analyses dans le cadre d'un programme de travail annuel. Il s'appuie sur un comité d'orientation qui comprend onze membres, dont deux députés et deux sénateurs et un membre du Conseil économique, social et environnemental. Il travaille en réseau avec les principaux conseils d'expertise et de concertation placés auprès du Premier ministre : le Conseil d'analyse économique, le Conseil d'analyse de la société, le Conseil d'orientation pour l'emploi, le Conseil d'orientation des retraites, le Haut Conseil à l'intégration.