

Maîtriser l'énergie

*Un projet énergétique pour une société
responsable et innovante*

Maîtriser l'énergie

*Un projet énergétique pour une société
responsable et innovante*

*Rapport du groupe de travail Terra nova sur la politique
énergétique présidé par Alain Grandjean*



© Terra Nova, la fondation progressiste
66, avenue des Champs-Élysées
75008 Paris

☎ 01 58 36 15 20
contact@tnova.fr

www.tnova.fr

Remerciements

Ce rapport est issu de deux années de réflexion au sein d'un groupe de travail de la fondation Terra nova.

Mes remerciements s'adressent en priorité à tous les membres de ce groupe pour leur investissement constant et la qualité des échanges.

Alain Grandjean
Président du groupe de travail

MAITRISER L'ENERGIE
*Un projet énergétique pour une société
responsable et innovante*

Sommaire

Synthèse des propositions	15
Introduction	23

CHAPITRE 1

L'ÉNERGIE VA DEVENIR STRUCTURELLEMENT PLUS CHÈRE !

LES ÉNERGIES FOSSILES	28
<i>Bref panorama mondial du prix des énergies fossiles</i>	28
<i>Les usages de ces trois énergies fossiles</i>	32
<i>Prospective sur le prix des énergies fossiles</i>	33
<i>Le gaz non conventionnel : miracle ou illusion ?</i>	38
<i>Evolution de la consommation mondiale : à quand la baisse ?</i>	40
<i>L'impact des indispensables politiques climatiques</i>	44
L'ÉLECTRICITÉ	48
<i>Le coût du nucléaire et son évolution</i>	50
<i>La hausse des coûts du combustible nucléaire</i>	53
<i>L'intégration de la France à la plaque européenne</i>	53
<i>L'électricité d'origine renouvelable</i>	55
LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	59
LES AUTRES ÉNERGIES RENOUVELABLES	60

CHAPITRE 2

CARENES DES POLITIQUES DE L'OFFRE

L'ACCROISSEMENT DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE	65
LES LEÇONS DE L'ACCIDENT DE FUKUSHIMA	68
LA PLACE DU NUCLÉAIRE	70
<i>Au niveau international</i>	70
<i>Le nucléaire en France à « court terme » : de 2012 à 2020-2025</i>	71
<i>Le nucléaire en France à « moyen terme et long terme » : à partir de 2020-2025</i>	73

LES ÉNERGIES FOSSILES	77
<i>L'insoutenable renouveau du charbon</i>	77
<i>Eviter une nouvelle ruée vers le gaz</i>	78
SOUTENIR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DE FAÇON ... SOUTENABLE.....	80
<i>Les difficultés techniques et économiques des ENR</i>	80
<i>La filière renouvelable en France</i>	83

CHAPITRE 3
POUR UNE POLITIQUE FORTE DE MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE
SOBRIÉTÉ, EFFICACITÉ, INNOVATION

L'INDISPENSABLE RÉDUCTION DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE EN FRANCE	89
LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE ET THERMIQUE : POTENTIEL ET LEVIERS	93
RÉDUIRE NOTRE DÉPENDANCE AU PÉTROLE DANS LES TRANSPORTS	100

CHAPITRE 4
LA GOUVERNANCE
RENDRE L'ÉNERGIE À L'INTÉRÊT GÉNÉRAL

UNE POLITIQUE SOLIDAIRE DE L'ÉNERGIE	105
<i>L'échec du libéralisme en guise de politique de l'énergie : un constat de plus en plus partagé.</i>	106
<i>Pour une politique européenne de l'énergie</i>	110
LA POLITIQUE NATIONALE : ORIENTER ET ORGANISER NOTRE SECTEUR DE L'ÉNERGIE .	113
<i>Etat des lieux</i>	113
<i>Se réappropriier les clés du secteur de l'énergie</i>	117
ANNEXES	129

Maîtriser l'énergie

Un projet énergétique pour une société responsable et innovante

Rapport du groupe de travail
de *Terra Nova* sur l'énergie

Président **Alain Grandjean**, économiste, fondateur de Carbone 4

**Membres
du groupe de travail** **Nicolas Dalle***, maître de conférences à Sciences Po Paris
Gilles Darmois, consultant en énergie
Jeannou Durtol*, ingénieur-économiste
François Ginieis*, cadre dirigeant dans une entreprise énergétique
Jules Martial*, spécialiste des questions énergétiques
Julien Maxime*, ingénieur, spécialiste du financement des infrastructures
Bruno Rebelle, Directeur de TRANSITIONS conseil en développement durable, ancien dirigeant de Greenpeace
Jule Vertin*, polytechnicien, spécialiste des questions d'environnement
Marie-Christine Zélem, professeur d'université, sociologie de l'énergie

Animateurs **William Dang**, ingénieur en mécanique
Sakada Ly, étudiant en économie du développement

* Pseudonymes

Synthèse des propositions

La catastrophe nucléaire au Japon ainsi que l'instabilité politique dans certains Etats du Moyen-Orient font peser l'incertitude sur une situation énergétique déjà tendue : un baril qui a dépassé les 100 dollars fin 2010 et une controverse autour de l'exploitation du gaz de schiste. L'ambition d'une véritable politique énergétique responsable et innovante s'impose plus que jamais. Elle devra s'articuler autour des points suivants :

- Partir d'une vision de long terme, partagée démocratiquement, pour fonder des approches claires et durables des enjeux sociaux, écologiques, économiques et industriels de l'énergie ;*
- Traduire dans les prix de l'énergie la réalité des coûts, dans une logique de responsabilité économique et de justice sociale ;*
- Réorienter, dans le cadre européen, la gouvernance du système énergétique vers une meilleure prise en compte de l'intérêt général.*

L'application des propositions suivantes, développées dans le rapport du groupe de travail *Terra nova* présidé par Alain Grandjean, permettra la réalisation de cette ambition.

- **Faire de la maîtrise de la demande dans tous les secteurs un axe majeur de la politique énergétique, avec une forte priorité aux économies d'énergie dans le bâtiment et à la mobilité durable.**

Un plan « **Energie 2030 pour la France** » est élaboré, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, comportant une politique de maîtrise de la demande ambitieuse, qui doit être la

priorité d'une politique énergétique responsable. Ce plan fait l'objet d'un débat public national : il donne lieu à une loi d'orientation et à une loi de programme pour 5 ans soumises au Parlement.

Le logement :

Une action prioritaire et emblématique sera engagée avec le **soutien à la rénovation thermique dans le bâtiment ancien** par la mise en place progressive d'un système de **bonus-malus lors de la vente d'un logement ancien en fonction de sa performance énergétique.** En parallèle, la réforme du diagnostic de performance énergétique doit permettre d'en faire un outil fiable et la **promotion d'un ensemble cohérent de règles de rénovation** (en tenant compte de la spécificité des territoires, à l'exemple de la réglementation thermique déclinée spécifiquement dans les DOM) sera assurée par la création de labels nationaux et des mesures de soutien financier aux travaux (subvention, prêts bonifiés). Des dispositifs innovants de financement de la rénovation seront mis au point, notamment pour les logements collectifs et tertiaires.

Les transports :

La mobilité durable devient également une priorité, elle passe par davantage de sobriété et de report modal. **Un plan national « 2 litres aux 100 km » est lancé pour permettre dès 2015 la commercialisation de véhicules à très basse consommation** (hybrides ou 100 % électriques notamment). Ce plan s'appuie sur un système de bonus-malus rénové à l'achat destiné à davantage encourager toutes les technologies existantes pour diminuer la consommation des véhicules et sur des aides ciblées à l'innovation pour les constructeurs. A l'échelle locale, la **création d'un bloc de compétences cohérent « urbanisme, transports, voirie, énergie » au bénéfice des intercommunalités** permettra de mettre en place des politiques intégrées et ambitieuses en faveur de la maîtrise des flux et du report modal. Enfin, une aide ciblée au développement de flottes de véhicules basse consommation est mise en place.

- **Créer une « Contribution au service public de l'énergie » pour assurer la solidarité avec toutes les personnes en situation de précarité énergétique, soutenir le développement des énergies renouvelables et accompagner les efforts de maîtrise de la demande en énergie.**

La Contribution au service public de l'électricité est généralisée à l'ensemble des énergies et devient la Contribution au service public de l'énergie (CSPE). Elle devient ainsi une taxe chapeau regroupant plusieurs taxes existantes, à l'image de la TGAP dans le domaine de l'environnement. Cette contribution au service public de l'énergie est une taxe **affectée au financement d'une nouvelle tarification de l'électricité** (voir ci-dessous) et **d'une solidarité réelle avec les cinq millions de ménages les plus modestes dans leurs dépenses d'énergie et de carburant, au développement des énergies renouvelables, à la péréquation tarifaire entre les îles et la métropole et au soutien aux investissements dans la maîtrise de la demande en énergie.**

Elle regroupe la contribution au service public de l'électricité existante, assise sur l'électricité, et un taux additionnel sur la TIPP et la TICGN étendue à toutes les utilisations du gaz. Au sein de cette assiette très large, les taux de taxation sont modulés en fonction du contenu carbone des différentes énergies, à un niveau initial de **30 à 40 € par tonne de CO₂** (y compris pour l'électricité, avec un mécanisme de prix plancher, comme décidé en Grande-Bretagne), et dont l'évolution ultérieure est spécifiée, délivrant ainsi le signal prix sur les énergies fossiles indispensable à la transition vers une économie décarbonée. **Une partie de cette taxe abonde un fonds national pour la maîtrise de la demande en énergie.** Ce fonds intervient en soutien aux opérations de rénovation thermique dans le bâtiment, notamment dans l'habitat des plus modestes, en offrant des prêts à taux zéro pour les particuliers réalisant des travaux et des subventions pour la mise aux normes thermiques du parc de logement social. L'autre partie du produit de la taxe finance le développement des énergies renouvelables, la péréquation tarifaire entre les îles et la métropole et la tarification sociale de l'énergie. Par ailleurs, un **fonds de garantie des risques de dommages liés au nucléaire civil** est constitué; il est alimenté via un complément à la taxe sur les installations nucléaires.

- **Faire émerger une filière industrielle robuste et innovante dans les énergies renouvelables et les nouvelles technologies de maîtrise de la demande.**

Une **politique de l'offre** est engagée en faveur du soutien aux nouvelles technologies de l'énergie (renouvelables, stockage, réseaux intelli-

gents ...) pour pallier l'échec de la politique de soutien actuelle, aujourd'hui principalement limitée à une politique de la demande via des tarifs d'achat de l'électricité renouvelable. Outre le maintien de l'effort de R&D aux niveaux européen et national, cette politique s'appuie sur la **constitution d'un outil de soutien au développement des technologies et du tissu industriel** du secteur.

Cet outil prend la forme d'un **fonds de capital investissement Energies Vertes de l'ordre de 1 Md€ géré par le Fond Stratégique d'Investissement (FSI) ou une nouvelle Banque publique d'investissement et financé par les ressources de cette institution**. Ses interventions s'inscrivent dans une stratégie de constitution de filière industrielle, élaborée par le FSI en concertation avec les parties prenantes.

En parallèle à la constitution de ce fonds, une stratégie de consolidation de la filière artisanale et technique du bâtiment est mise en place. Elle s'articule autour d'une **formation renforcée des acteurs** et une incitation (fiscale ou via des labels professionnels) au regroupement des activités (plaquiste, chaudiériste, couvreur...) pour **constituer de véritables entreprises de rénovation thermique** capables de mettre en œuvre des opérations de rénovation globales, coordonnées et cohérentes.

- **Engager une hausse progressive et maîtrisée des prix de l'électricité en France afin de garder ouvert l'ensemble des options énergétiques à long terme, tout en protégeant les consommateurs modestes.**

Compte-tenu de la place du nucléaire dans le mix électrique français (80 % environ), en toute hypothèse, une sortie du nucléaire n'est pas envisageable rapidement. Les énergies renouvelables ne sont pas, aujourd'hui, disponibles en quantité suffisante pour assurer la relève et présentent, pour la plupart d'entre elles, un problème d'intermittence; les économies d'énergie indispensables ne peuvent se déployer que dans la durée. La seule réponse à une sortie du nucléaire rapide serait aujourd'hui le recours massif aux énergies fossiles, plus coûteuses, fortement émettrices de CO₂ et pour lesquelles la sécurité d'approvisionnement n'est pas assurée en Europe.

Pour autant, il est politiquement et démocratiquement indispensable de donner à la société la possibilité d'une sortie du nucléaire à terme, ce

terme étant lui-même l'objet de débat. Pour ce faire, la durée de vie du parc nucléaire doit être allongée (en maximisant le niveau de sécurité visé) pour une durée et une capacité qui dépendent de la mise en place du programme de maîtrise de la demande et des grandes options énergétiques qui seront choisies dans le plan « Energie 2030 pour la France ».

Ce plan, correspondant à l'horizon du début de remplacement du parc électronucléaire actuel, doit permettre la mise en débat des **principales options pour le mix énergétique à long terme**, précisant entre autres choses la place du nucléaire.

Cette politique énergétique responsable suppose de préparer dès aujourd'hui le financement des investissements de maintenance, de qualité des réseaux et d'allongement de durée de vie des centrales, puis à terme le remplacement du parc de production sans préjuger des options technologiques qui seront retenues lors du débat national.

En conséquence, et compte tenu des ambitions sociales et d'appui au développement de la nouvelle contribution au service public de l'énergie, une hausse du prix de l'électricité en France de l'ordre de 4 à 5 % annuels en termes nominaux par an jusqu'en 2025 ne peut être évitée. Le rythme et l'ampleur de cette hausse pourront être ajustés progressivement en fonction notamment de la réalisation des opérations d'allongement de la durée de fonctionnement du parc nucléaire actuel et de la révision, à la hausse ou à la baisse, des coûts de déploiement des énergies renouvelables.

Si elle peut paraître élevée, une telle hausse **doit être relativisée par rapport aux tarifs et prix de l'électricité en vigueur dans les autres pays européens.** Les consommateurs français payent en moyenne environ 30 % moins cher leur électricité que leurs voisins de la zone euro, qui doivent eux aussi s'attendre à des hausses significatives : l'écart devrait se maintenir, voire s'accroître sur les dix prochaines années.

Une nouvelle tarification de l'électricité pour les clients résidentiels est à mettre en place dès 2012. Pour tous les consommateurs, un signal plus fort et progressif sera donné sur la part variable du tarif pour donner une incitation à la sobriété énergétique. **Pour les ménages les plus modestes (environ 5 millions de foyers) une réduction de 25 à 50 % de la facture d'électricité sera mise en place dès 2012 en fonction**

de plusieurs critères : le revenu, la composition familiale et les caractéristiques du logement (performance thermique, mode de chauffage et localisation).

Cette nouvelle tarification permettra ainsi de réaliser des objectifs sociaux et écologiques sans pénaliser les plus modestes.

➤ **Réaffirmer l'ambition européenne de notre politique énergétique et son ancrage dans l'intérêt général.**

La France propose l'élaboration d'un **plan énergétique européen à long terme, pierre angulaire d'une politique énergétique commune, intégrant les choix nationaux**. Ce plan, qui devra être adopté par le Parlement européen, **s'appuie sur l'évolution à long terme des moyens de production électrique nationaux**. Il vise notamment à évaluer la cohérence entre les choix des Etats-membres sur les plans techniques et financiers. Il dégage les priorités d'actions relatives aux infrastructures de réseaux et les moyens de les financer. Il inclut aussi une **réflexion sur une stratégie européenne d'approvisionnement pétrolier et gazier**. Il prévoit enfin des harmonisations techniques et de procédures d'appels d'offre communautaires. Concernant la sûreté nucléaire, les Etats-membres renforcent leur coopération dans le cadre institutionnel actuel (traité Euratom, association des autorités de sûreté ouest-européennes WENRA, Autorités de sûreté nationales), dont la rigueur est mondialement reconnue.

Dans ce cadre, la France soutient une **politique ambitieuse de coopération entre les gestionnaires européens de réseaux de transport électrique et gazier** de façon à favoriser l'intégration progressive du système énergétique européen, le développement industriel et à participer à l'élaboration de règles de marché privilégiant la sécurité d'approvisionnement. Une telle politique est toutefois délicate à mettre en œuvre dans le cadre juridique européen tant qu'EDF reste actionnaire de Réseau de Transport d'Electricité (RTE) avec un pouvoir de contrôle. **Afin de permettre cette politique, RTE (qui est filiale à 100 % d'EDF) devient la propriété directe de l'Etat, aux côtés d'investisseurs publics européens de long terme** (Caisse des Dépôts et Consignations, groupe de la Banque européenne d'investissement, *etc.*). Une réflexion est conduite sur l'élargissement des missions de service public et d'animateur du système électrique français de RTE.

Simultanément l'évolution du service public de la distribution d'électricité fait l'objet d'une conférence nationale réunissant l'ensemble des parties prenantes (collectivités territoriales, Etat, ERDF, fournisseurs d'électricité, commission de régulation de l'énergie). Cette concertation portera notamment sur le devenir des concessions de gestion du réseau de distribution, le rôle des collectivités territoriales, en particulier dans les investissements, la place donnée au régulateur, le développement des réseaux intelligents ou encore le financement de cette activité. La question de l'évolution des liens entre service public de la distribution d'électricité et celui de la distribution du gaz sera traitée dans le cadre de cette concertation.

Par ailleurs, la loi NOME doit être réformée. En effet, pour des raisons de sécurité, il est impératif de mettre les revenus de la production nucléaire à l'abri des incertitudes du marché, incertitudes que la loi NOME, en l'état, ne fait qu'aggraver. Elle conditionne les moyens de la sécurité nucléaire aux fluctuations des marchés de gros qui feront varier les revenus de l'opérateur : le montant de l'ARENH pourrait de plus évoluer de manière inadaptée; enfin la suppression des tarifs jaunes et verts (clients moyens) en 2015 va aggraver la volatilité des recettes. Concrètement, la production électrique du parc nucléaire doit être achetée par une entité publique via un contrat pluriannuel. Plus généralement il est impératif, de réfléchir à une organisation qui garantisse que la tarification de l'électricité est compatible avec l'ensemble des enjeux sociaux, économiques et écologiques soulevés dans ce rapport.

Introduction

La communauté des experts s'accorde à dire que notre modèle de production et de consommation – notamment d'énergie – n'est pas soutenable. Il se heurte aux limites physiques. La finitude des ressources naturelles, faisant face à une augmentation croissante de la demande mondiale, est source de tensions sur les prix de plus en plus vives d'un côté. L'exploitation des ressources fossiles pour répondre à cette demande, dissipant dans l'atmosphère des millénaires de stockage naturel de carbone, fait apparaître le spectre du péril climatique de l'autre.

Sur le plan scientifique, le diagnostic de la pression anthropique sur la nature est désormais établi. Alors que l'objectif de contenir le réchauffement climatique dans la limite d'une augmentation de 2°C s'éloigne, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) nous alerte régulièrement sur l'aggravation de la situation climatique.

La difficulté n'est pas mince : le changement climatique n'est pas immédiatement accessible à nos sens, notre responsabilité individuelle dans l'ensemble du problème est faible, les changements de comportement à réaliser (ne serait-ce que parce qu'ils conduisent à changer nos habitudes) sont vécus comme des pertes, pour des gains peu perceptibles. C'est d'autant plus vrai dans un pays comme la France qui n'est pas aux premières loges des conséquences de la dérive climatique.

Cependant, la mise en spectacle des conclusions scientifiques a semé la confusion, le doute et le scepticisme. La comparaison entre les études de l'historienne des sciences Naomi Oreskes avec celle du politiste Jules Boykoff est éloquente. Alors que la première ne répertoria aucune contestation directe de l'origine humaine du réchauffement climatique dans les revues scientifiques *peer reviewed* (à comité de lecture) le second a constaté sur la période étudiée que 53 % des articles « grand public » de la presse américaine mettaient en doute les conclusions scientifiques.

En conséquence, le pourcentage de Français attribuant le dérèglement climatique aux activités humaines a subi, ces dernières années, une chute terrible (65 % en 2010 contre 81 % en 2009 d'après les études de l'Ademe pilotées par Daniel Boy). La tentation de nier l'urgence s'accroît et l'équation politique se complexifie.

De l'autre côté de la balance (si nous omettons le fait que les deux tiers des énergies fossiles devront rester inexploités pour éviter une catastrophe climatique¹) : la *rareté énergétique*.

Dans ce domaine, le doute subsiste sur la réalité de l'épuisement des ressources (« il y a encore plus de 40 ans de pétrole ») malgré le rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) de 2009 qui situe le pic pétrolier en 2006. Une confiance excessive dans la capacité du progrès technique risque de nous exposer à des chocs économiques majeurs par manque d'anticipation. L'exploitation du charbon et des réserves fossiles non conventionnelles exigera des investissements lourds et progressifs qui ne permettront guère de desserrer l'étau des prix à un horizon de temps proche. Les prix de l'énergie ne peuvent ainsi que s'affoler.

Concernant l'opinion publique, celle-ci est de plus en plus sensibilisée à ces enjeux. Les chocs pétroliers ont marqué les esprits. La montée du prix du baril à près de 150 dollars en 2008 a laissé des traces. A ce prix, nos concitoyens, dans leur grande majorité, et surtout les classes populaires et moyennes, éprouvent de vraies difficultés dans leur vie quotidienne.

Désormais, l'Europe et la France font ainsi face à trois enjeux :

- Le tiers de la consommation énergétique européenne (même proportion pour la France) est issue du pétrole, dont l'usage est quasi exclusif pour les transports de marchandise et le déplacement des personnes. Or, la production de pétrole conventionnel plafonne et la demande mondiale continue à croître très fortement. L'augmentation tendancielle du prix du pétrole est inévitable, dans une trajectoire de prix qui restera sans doute chaotique. Ces tensions physiques sur l'approvisionnement en pétrole seront renforcées et amplifiées par la très forte spéculation sur cette matière première.

1. Henri Prévot, *Trop de pétrole ! Énergie fossile et réchauffement climatique*, Le Seuil, 2007

La valeur totale des positions ouvertes sur les marchés financiers des dérivés du pétrole est 39 fois supérieure à la valeur totale du marché physique.

Les conséquences économiques et sociales d'un accroissement significatif du prix du pétrole sont redoutables mais leur ampleur est difficile à cerner et surtout à prévoir : tout dépend en effet des mesures qui peuvent encore être prises par nos sociétés pour limiter la demande. A ce stade néanmoins, il est clair que l'économie européenne en général et française en particulier n'est pas préparée à un nouveau choc pétrolier.

- L'Europe est de plus en plus dépendante pour son approvisionnement énergétique, que ce soit pour le gaz et le pétrole, mais aussi pour l'uranium. Le charbon, dont l'Europe est assez faiblement pourvue, est la source d'énergie la plus carbonée. L'Europe pâtit par ailleurs d'un manque de politique énergétique commune, ce qui peut conduire à amplifier les problèmes posés par cette dépendance du fait de comportements individuels non coopératifs (concurrence pour créer des liens privilégiés vis à vis de fournisseurs comme la Russie par exemple).
- La dérive climatique provient pour 60 % de la combustion des énergies fossiles. Diviser par quatre (le « facteur 4 ») la quantité de ces émissions à horizon 2050 passe donc nécessairement par une réduction au moins équivalente de la consommation de ces énergies, alors qu'elles représentent dans le monde 80 % de l'énergie consommée. Or dans les faits, la consommation d'énergie, fortement corrélée au PIB, ne cesse de croître depuis des décennies. Le tassement observé en 2009 de la consommation d'énergie n'est lié qu'à la crise économique. L'idée selon laquelle la croissance du PIB est une priorité sociale et économique est toujours dominante dans les esprits alors que dans les faits cette croissance n'est toujours pas découplée des émissions de gaz à effet de serre et plus généralement de la pression sur les ressources naturelles et les écosystèmes.

L'atteinte de l'objectif (inscrit dans la loi en France depuis 2005) de réduction par 4 des émissions de GES dans les pays développés à l'horizon 2050 ne se fera pas sans une stratégie double de réduction de la consommation d'énergie et de « décarbonisation » du mix énergétique.

Il reste encore du chemin à parcourir pour traduire ces constats en projet politique à la fois responsable et porteur d'espérance. La gestion de la sortie du fossile ne sera pas une mince affaire, elle s'avère pourtant une priorité absolue. Repousser les échéances équivaut à rendre les générations futures victimes d'une situation que nous aurons provoquée.

Chacun de nous est tiraillé entre sa conscience des enjeux et ses intérêts de court terme, la nécessité du changement et le poids des habitudes, le souhait du changement et l'inertie des systèmes socio-techniques. Mais il est possible, et nous le croyons fortement, de consommer moins d'énergie, de maîtriser la demande, sans perdre en confort. La priorité est aujourd'hui à la maîtrise de la demande énergétique et à la baisse de la consommation des énergies fossiles. Les solutions sont à notre portée. Elles se composent d'un équilibre entre les leviers technologiques, incitatifs et réglementaires.

Le groupe « Politiques énergétiques » de Terra Nova a débuté ses travaux en avril 2010. Au fil des réunions et des nombreuses discussions, le groupe est arrivé aux conclusions énoncées dans ce rapport. Le ou la président(e) de la République élu(e) en 2012 devra faire face, en matière énergétique, à ces paradoxes et défis fondamentaux. Ils devront être hiérarchisés. Une stratégie, responsable et innovante, pour faire face à cette situation complexe devra être clairement énoncée. C'est l'ambition de ce travail que d'y participer. Les propositions développées dans ce rapport peuvent être vues comme éléments d'un programme politique pour le secteur de l'énergie, mais aussi, nous l'espérons, comme contributions à un projet de société pour les échéances à venir.

Chapitre 1

L'énergie va devenir structurellement plus chère

Dans les prochaines années, l'énergie, sous toutes ses formes, va devenir structurellement plus chère et son approvisionnement plus incertain.

De l'histoire du pétrole, notamment depuis le premier choc pétrolier de 1973, notre société peut tirer trois principaux enseignements :

- L'augmentation du prix de l'énergie est douloureuse pour le consommateur et constitue une menace pour la stabilité économique.
- Anticiper cette augmentation par des mesures de réduction de la consommation d'énergie (pour produire, se déplacer, se chauffer) permet de réduire son impact.
- Il peut apparaître des phases, plus ou moins longues, de détente des prix (comme celle observée dans les années 80 ou en 2009-2010); elles sont éphémères et ne doivent pas conduire à abandonner les efforts entrepris.

Cette situation est irréversible : les énergies fossiles ne seront plus jamais abondantes ni bon marché. Pour s'en convaincre, il est essentiel de bien comprendre l'origine des hausses actuelles de coût de l'énergie. Les énergies fossiles, importées massivement des pays du moyen Orient, deviennent de plus en plus rares alors que des pays continents (Chine, Inde) voient leurs besoins augmenter considérablement. Leurs prix augmentent et augmenteront donc inéluctablement. Le secteur de l'électricité relève d'une autre problématique. Son prix en France dépend principalement de facteurs (prix du combustible nucléaire, coût de construction, d'entretien et de renforcement des centrales nucléaires) différents des énergies fossiles mais qui vont également coûter de plus en plus cher. Face à l'augmentation du prix des énergies conventionnelles, un examen attentif de la capacité de substitution des énergies renouvelables (ENR) est indispensable.

LES ÉNERGIES FOSSILES

Bref panorama mondial du prix des énergies fossiles

Le pétrole

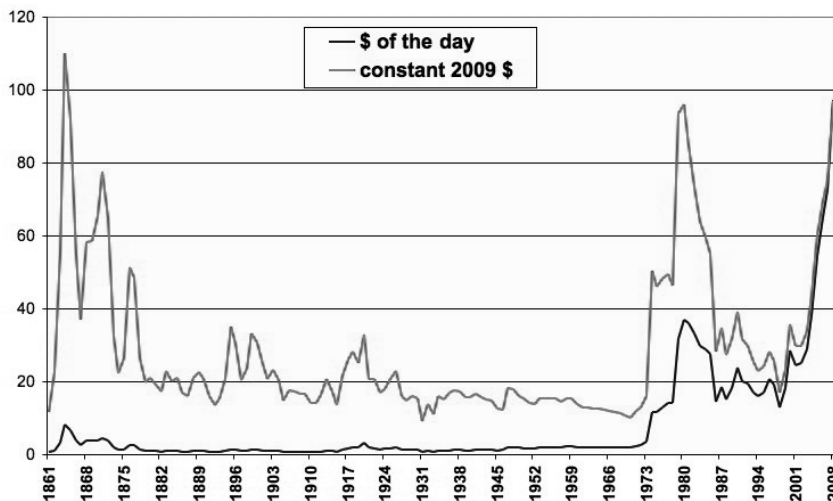
L'humanité consomme environ 11 gigatonnes équivalent pétrole (Gtep) d'énergie primaire par an, dont 80 % d'origine fossile (pétrole, charbon et gaz). Commençons par quelques ordres de grandeur sur le prix passé et actuel de ces énergies fossiles.

Le pétrole est facilement déplacé de son lieu de production vers son lieu de consommation. Son marché est mondial. Fin 2010, son prix dépassait 100 dollars le baril, soit 43 centimes d'euros¹ le litre. Mais le prix final à la pompe était, en France, de l'ordre de 1,30 euro du fait des coûts de raffinage, du transport et des taxes additionnelles (TIPP et TVA).

Tout au long du xx^e siècle le prix du baril a été assez stable, autour de 20 dollars², jusqu'au choc pétrolier de 1973. Les deux chocs de 1973 et 1979 ont conduit à une envolée des prix. Les pays consommateurs, c'est à dire les Etats-Unis et l'Europe, ont alors pris des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur des transports, du logement et de l'industrie. L'effondrement du prix du baril à 10 \$ en 1986 a créé l'illusion d'un pétrole à nouveau abondant et durablement bon marché. Les pays occidentaux ont arrêté leurs politiques de maîtrise de l'énergie. Pendant près de vingt ans, le prix du pétrole est resté dans une fourchette de 10 à 20 \$ rendant le transport international de personnes et de marchandises peu coûteux. De nombreuses entreprises se sont délocalisées et des véhicules énergivores ont été proposés au consommateur (par ailleurs largement encouragé à s'implanter dans des pavillons de plus en plus grands et de plus en plus loin des centres d'activité). Cette période d'énergie fossile bon marché a désormais pris fin. Le prix du pétrole s'est envolé à partir de 2005 jusqu'à atteindre 147 \$ en 2008, pic au-delà duquel il s'est effondré en quelques semaines aux environs de 40 \$ début 2009. Depuis cette date, il évolue dans une fourchette croissante, qui l'amène début 2011 à plus de 100 \$ le *baril*. *La plupart des experts (dont le PdG de Total) s'accordent sur l'inéluctabilité d'un baril supérieur à 100 \$, voire peut-être bientôt 200 \$.*

1. À 1,3 dollar par euro.

2. . En dollars constants 2009.

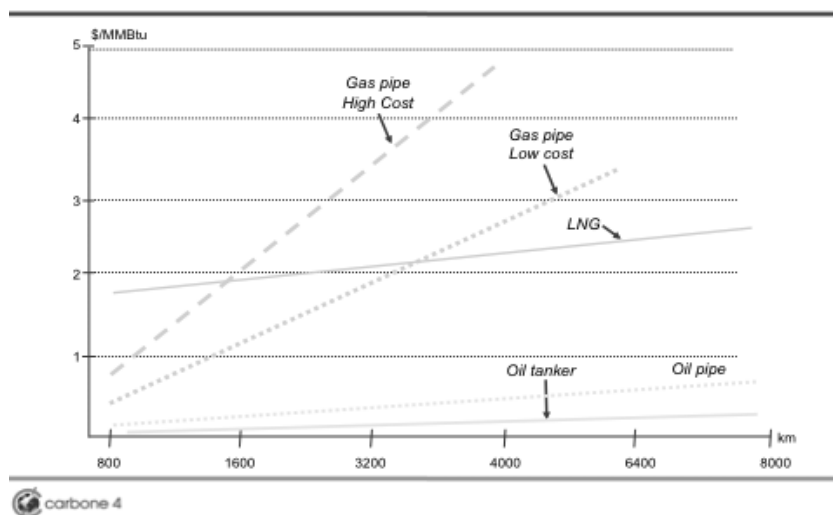


Le gaz

Le gaz se transporte beaucoup plus difficilement que le pétrole. Il doit être amené par une conduite rigide jusqu'au brûleur de chaque consommateur, le transport intercontinental s'effectuant par méthanier (cargos transportant le gaz sous forme liquéfié à basse température). Contrairement au pétrole, le marché du gaz n'est donc pas mondial et il existe plusieurs marchés, et plusieurs prix de marché. Aux Etats-Unis, qui disposent d'abondantes réserves de gaz conventionnels à proximité des lieux de consommation et exploitent aujourd'hui du gaz de schiste, un réseau s'est développé au cours du xx^e siècle et il existe aujourd'hui un prix de marché.

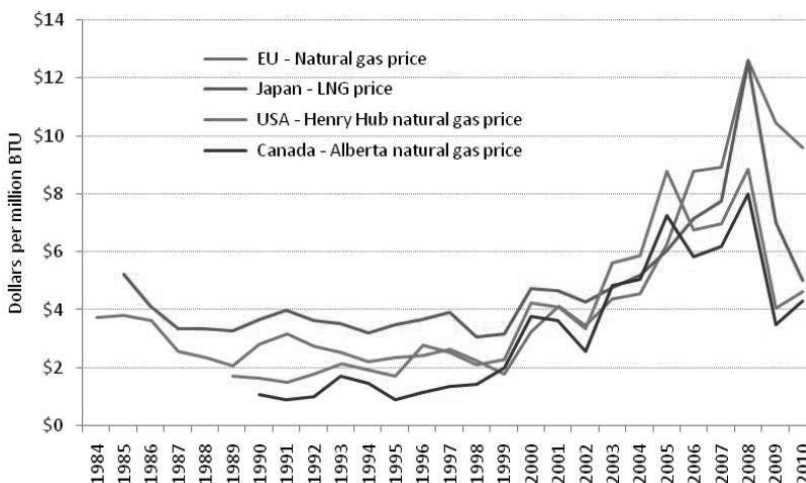
En Europe et au Japon, qui n'ont que peu ou pas de réserves indigènes, il a fallu construire des systèmes d'amenée du gaz très coûteux (plusieurs milliards de dollars pour une chaîne de liquéfaction ou un gazoduc de 5000 km). Pour assurer la rentabilité de ces lourds investissements, le prix du gaz a été fixé par des formules d'indexation sur le prix d'énergies concurrentes, essentiellement des produits pétroliers.

Si le transport par méthanier permet de corréliser et de rapprocher les différents prix de marché, cette corrélation reste faible : début 2011, le gaz s'est vendu à 10 \$ par million de Btu (British Thermal Unit) en Europe ou au Japon, alors qu'il s'échangeait autour de 4 \$/MBtu aux Etats-Unis.



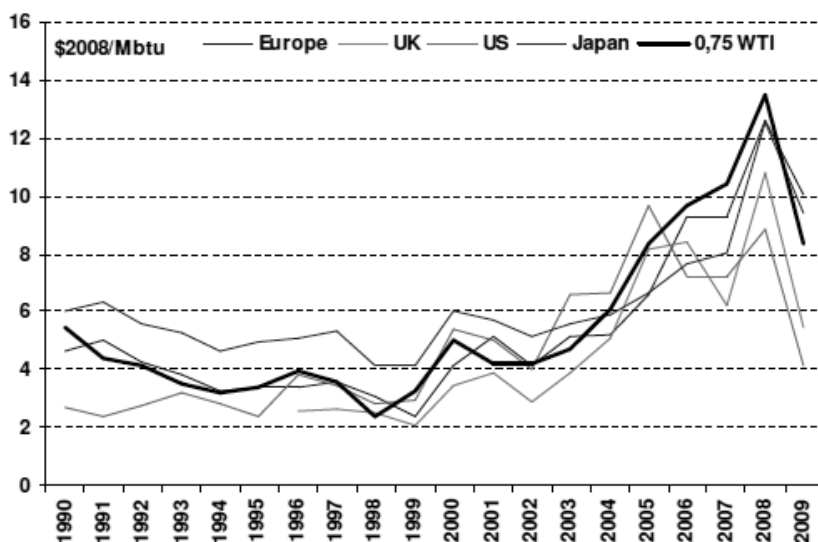
Comme pour le pétrole, les réserves conventionnelles de gaz sont en diminution alors que les besoins mondiaux de consommation sont en augmentation sous l'effet de la poussée de la Chine et de l'Inde. Les prix de marché du gaz sont donc tendanciellement orientés à la hausse. Cette orientation est toutefois tempérée par l'exploitation récente aux Etats-Unis et au Canada de réserves dites non conventionnelles, c'est-à-dire principalement des gaz de schistes. L'exploitation de ces nouvelles ressources a ainsi entraîné une décorrélacion entre le prix du gaz américain et le prix du pétrole¹ ainsi qu'une baisse notable du prix du gaz américain par rapport au prix du gaz européen (issu majoritairement de Russie et d'Europe centrale). L'extraction de ces gaz non conventionnels est toutefois plus coûteuse. De plus, la technique de la fracturation hydraulique utilisée pour l'extraction impacte fortement l'environnement.

1. Le gaz était jusqu'à présent très corrélé au pétrole car une large quantité du gaz extrait était un sous produit de l'extraction du pétrole.



La figure ci-dessus compare le prix du gaz sur le marché aux Etats-Unis et en Europe. On constate la décorrélation entre le marché US et l'Europe depuis 1989.

Ci-dessous, le prix du pétrole est reporté (coefficient 0,75 pour équivalence).



Le charbon

Le charbon, très pondéreux, est essentiellement consommé localement. Il peut toutefois être transporté entre continents par cargos et les 600 millions de tonnes (soit environ 15 % de la production totale) qui font l'objet d'un commerce international permettent d'obtenir un prix de marché mondial. Ce prix était autour de 90 \$ par tonne en 2010 pour l'anhracite (charbon de bonne qualité par opposition au lignite, apportant moitié moins d'énergie par tonne). Une tonne d'anhracite étant environ équivalente à 0,8 tep, un prix de vente à 90 \$ par tonne correspond environ à 15 \$ le baril. Le charbon est donc largement meilleur marché que le gaz ou le pétrole. Par ailleurs son prix de marché est beaucoup moins volatil que celui du pétrole. Il constitue aujourd'hui la forme d'énergie principale pour les grands pays émergents.

Comparativement au pétrole et au gaz, la combustion du charbon présente les défauts majeurs d'être beaucoup plus émettrice de gaz à effet de serre et d'être beaucoup plus polluante (émission de particules fines).

Les usages de ces trois énergies fossiles

Dans le monde, les grands usages de l'énergie fossile sont, dans l'ordre, la production d'électricité¹, le transport (des marchandises et des personnes), la production d'énergie pour l'industrie, le chauffage des bâtiments² et la chimie (pétrochimie principalement).

Le pétrole est aujourd'hui pratiquement sans concurrence dans le transport, ce qui explique que son prix puisse s'envoler. La France dépend du pétrole pour le transport dans les mêmes proportions que la moyenne européenne.

Pour le reste, la France a un mix énergétique différent des autres pays européens, avec une part du chauffage assurée par l'électricité très supérieure aux autres Etats membres³, le reste étant assuré par le gaz et le fioul domestique (10 % des logements français sont encore chauffés au

1. . Le charbon représente 42 % de la production mondiale d'électricité, le gaz 21 % le pétrole 6 %.

2. . Pétrole, gaz et électricité.

3. . Le quart des logements en France est chauffé à l'électricité.

fioul). L'électricité est issue à plus de 90 % du nucléaire et de l'hydraulique; les 10 % restants sont issus du gaz, du charbon¹, du fioul lourd ou domestique pour la pointe (ce qui représente une très faible production étant donnée la brève durée d'appel : autour de 0,5 % de la production totale d'électricité)².

Ces affectations des énergies par grands usages peuvent et vont évoluer dans les décennies à venir. Elles resteront, toutefois, très structurantes dans la formation des prix compte tenu de la forte inertie des habitudes de consommation, des coûts d'investissement dans de nouveaux moyens de production et du coût du transport de l'énergie.

Prospective sur le prix des énergies fossiles

Pour plusieurs raisons, il est impossible de faire des prévisions à la fois précises et datées sur le prix des énergies. Nous n'avons pas toujours accès à l'information primaire (le niveau exact des réserves et ressources de pétrole n'est pas connu). A part quelques grandes évidences, il n'y a pas de loi économique pour décrire l'interaction entre consommation et prix de vente (les élasticités-prix retenues dans les modèles pour décrire les comportements d'achat sont issues d'observations statistiques qui peuvent changer).

Il est tout de même possible de comprendre et anticiper quelques tendances lourdes. Tant que le pétrole restera sans concurrence dans le transport, activité vitale pour le fonctionnement économique, son prix n'aura comme limite supérieure que la valeur à laquelle l'économie s'arrête de fonctionner. La limite inférieure sera le coût de production du champ pétrolifère marginal. Le prix est par ailleurs fixé sur un marché mondial, où interviennent des acteurs financiers dont certains sont de véritables spéculateurs. L'équilibre offre-demande n'est donc pas suffisant pour expliquer le niveau des prix et la volatilité est devenue une caractéristique durable du marché. En effet, les mécanismes financiers de marché génèrent intrinsèquement une incertitude et une volatilité aujourd'hui croissante sur l'ensemble des marchés de matière première.

1. . Le gaz étant appelé à remplacer progressivement le charbon : la moitié des capacités de production au charbon va être retirée d'ici 2015.

2. . En France, la pointe de consommation peut être définie comme les 1000 heures de plus forte consommation électrique dans l'année, l'hyperpointe comme les 400 heures de plus forte consommation électrique.

Les prix du pétrole se forment essentiellement à partir de marchés à terme et obéissent autant à des fondamentaux physiques que financiers (rôle des taux de change et des taux d'intérêt, arrivée de nouveaux intervenants tels que les fonds indexés sur les matières premières, comportements « moutonniers » des investisseurs, jeu des arbitragistes instantané-futur et des produits dérivés). Comme le montre le graphique ci dessous, le marché du pétrole connaît une très forte volatilité des anticipations des prix à long terme, qui accentue, par le jeu des mécanismes financiers, les variations des prix instantanés.

Évolution des cours du pétrole brut WTI (1^{re} échéance) et positionnement de la courbe des futures (en \$/baril)



Source : rapport Chevalier

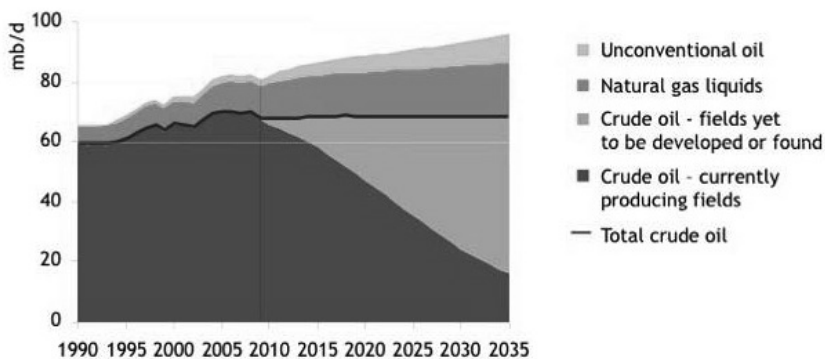
Si la prévision n'est pas possible en toute rigueur, il est néanmoins envisageable de faire un exercice de prospective et d'imaginer des scénarios. Dans la grande majorité des scénarios concevables, les prix des énergies fossiles évoluent à la hausse sous la pression de plusieurs facteurs qui jouent tous dans ce sens. Sans donner de chiffres précis à ce stade, il est possible d'envisager des fourchettes de prix à certains horizons. Notons cependant que ces fourchettes dépendent toujours d'hypothèses sur les politiques publiques nationales et leur coordination.

Dans ces scénarios, ni la production, ni la consommation mondiale ne sont connues avec précision. On peut toutefois constater une augmentation de la demande des puissances émergentes, qui appliquent des politiques plus ou moins rigoureuses de maîtrise de la demande selon qu'ils sont ou non producteurs de pétrole ou de gaz.

Du côté de l'offre, le pétrole conventionnel, le moins coûteux à produire, a, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), atteint son pic de production en 2006. Le pétrole non conventionnel peut prendre la relève, mais l'augmentation du coût est inévitable. Rappelons qu'en Arabie Saoudite le baril (pétrole conventionnel) s'extrait pour 5 dollars, alors que dans un champ offshore très profond (pétrole non conventionnel) le coût de découverte et de production est de l'ordre de 50 à 70 dollars¹.

Par ailleurs, même en intégrant du pétrole non conventionnel (offshore profond, schistes bitumineux etc.), la production va plafonner dans les prochaines années. Le chiffre de 95 millions de barils / jour (retenu par Total) nous paraît raisonnable. C'est ce que l'AIE, qui a toujours été optimiste², envisage à horizon 2035 dans un scénario qui montre à quelle vitesse les champs pétroliers connus entrent en déplétion.

World oil production by type in the New Policies Scenario



Global oil production reaches 96 mb/d in 2035 on the back of rising output of natural gas liquids & unconventional oil, as crude oil production plateaus

1. Source : Total, journées AFTP 2010.

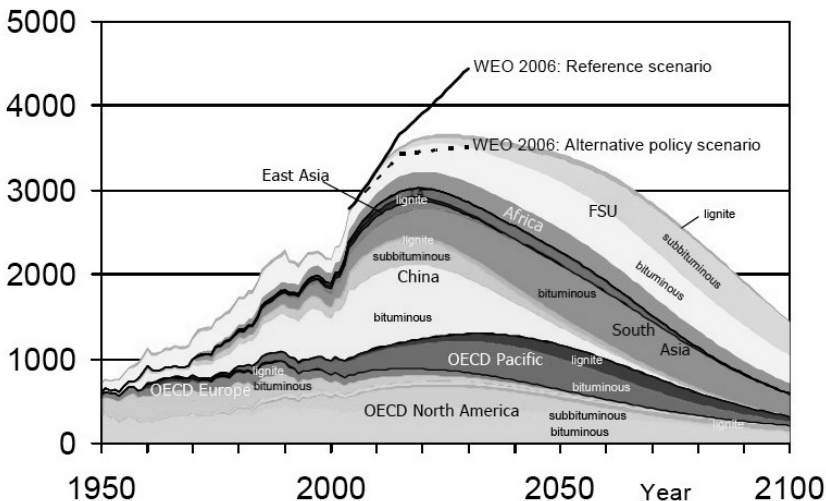
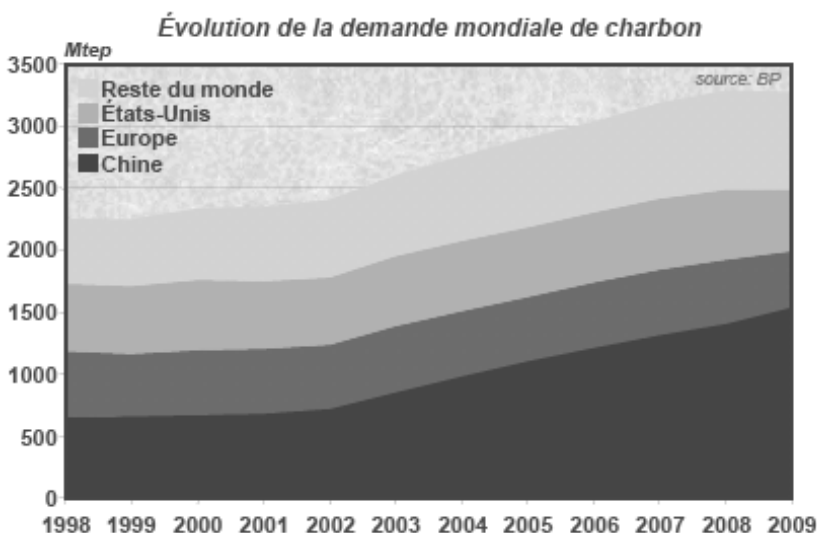
2. Sauf dans son rapport 1998 qui tablait sur un peak oil tous liquides au milieu de la décennie 2010.

Le gaz conventionnel va également connaître, avec un décalage d'une vingtaine d'années, un plafonnement de la production, et une montée en puissance relative des gisements plus coûteux à produire. Le charbon finira lui aussi par plafonner. De plus, le charbon est l'énergie fossile la plus émettrice de gaz à effet de serre (GES). C'est également l'énergie la plus polluante (imbrûlés et composés organiques volatils) et devrait donc connaître des contraintes de production fortes.

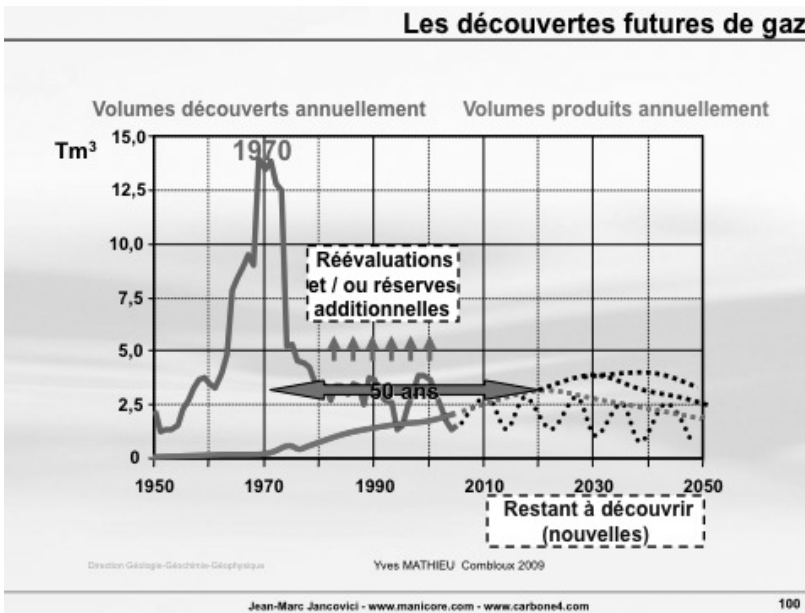
Les experts présentent souvent le chiffre rassurant de la « durée de vie des réserves ». Cette durée est représentée par le ratio R/P où R est le montant des réserves restantes et P la production de l'année. Les chiffres obtenus (par exemple 40 ans pour le pétrole) sont trompeurs pour des énergies fossiles non renouvelables dont la consommation croît de manière exponentielle tandis que les capacités de production diminuent par rapport à la production passée. Pour bien le comprendre, prenons l'exemple d'une réserve de 100 unités pour une consommation annuelle d'une unité, le ratio R/P est donc de 100 ans. Pourtant, si la production doit croître de 2 % par an pour suivre l'augmentation de la demande (ce qui est environ le rythme de croissance actuelle de la consommation d'énergie mondiale), cette réserve sera épuisée en moins de 60 ans et son pic de production sera atteint en 35 ans. Or c'est au moment du pic de production que les ennuis commencent, la production commençant à décroître alors que la demande reste croissante. C'est donc aux environs du pic de production, et non dans 100 ans, comme le donne à penser le ratio R/P que les prix augmentent si aucune alternative n'est trouvée. L'augmentation des prix au moment du pic de production est d'autant plus grande que la demande est dépendante de la source d'énergie.

Les réserves ultimes de charbon sont mal connues. On peut penser qu'elles se situent entre 550 Gtep (réserves prouvées selon BP) et 2000 Gtep. La production mondiale de charbon est d'environ 3 Gtep. Elle a crû d'environ 3 % par an dans les 10 dernières années (voir graphique ci-dessous). Dès lors, même avec un rythme de croissance ramené à 2 % par an, et en prenant la limite la plus haute des réserves restant à consommer (soit environ 2000 Gtep), le charbon sera épuisé autour de 2150. Si les réserves ne sont que de 1000 Gtep, le charbon sera épuisé au milieu de ce siècle. La réalité sera cependant plus complexe car le charbon est très inégalement réparti et son transport très coûteux. Il est donc probable de voir arriver des pics régionaux et des tensions dans un avenir proche.

En revanche, il est certain que la croissance chinoise soutiendra durablement la consommation mondiale de charbon. Même avec d'importants efforts de politique énergétique, la Chine devrait doubler sa production électrique à base de charbon d'ici 2035 (source : AIE WEO 2010).



Le même type de raisonnement vaut pour les ratios R/P de gaz conventionnel.



Le gaz non conventionnel : miracle ou illusion ?

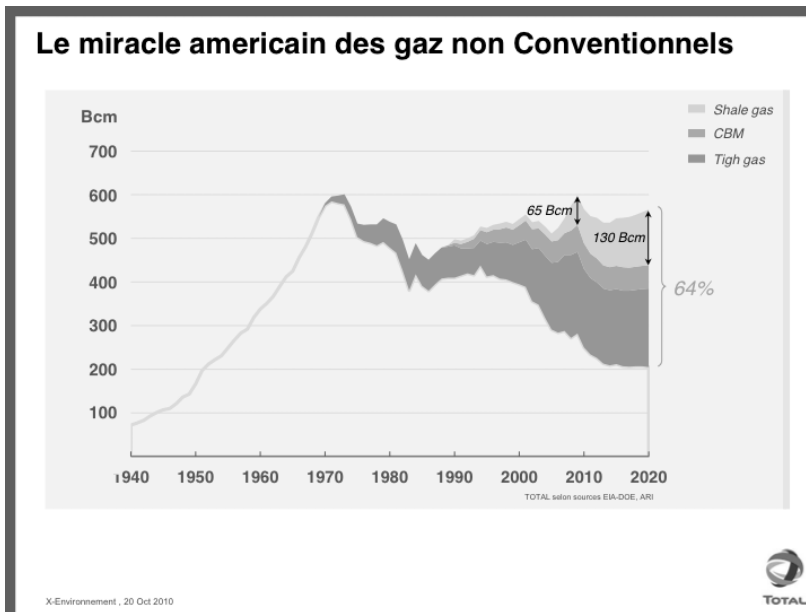
Les Etats-Unis ont montré que l'on pouvait produire, plus facilement que l'on ne le pensait, des gaz dits « non conventionnels », c'est-à-dire des gaz ne provenant pas de réservoirs classiques comme ceux dont on extrayait le gaz jusqu'alors. Il s'agit de « gaz coincés dans la roche » comme le grisou et gaz de schistes. Les chiffres qui circulent sont spectaculaires, triplant les réserves de gaz des Etats-Unis et multipliant par près de dix les réserves mondiales. Ces chiffres spectaculaires ont amené certains à déclarer que le gaz serait l'énergie du XXI^e siècle.

Il y a aujourd'hui de nombreuses discussions sur la réalité des chiffres cités. Aux Etats-Unis, le débat porte sur le déclin de la production de chaque puits, donc le nombre de puits qu'il faudra forer pour maintenir le niveau de production; il porte également sur l'impact de cette méthode de production sur l'environnement. Les techniques d'extraction du gaz non conventionnel impliquent en effet la réalisation de nombreux forages puis l'injection à haute pression d'un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques pour fracturer la roche du réservoir et permettre la libération du gaz. De forts volumes d'eau souillée sont produits et de nombreuses installations sont nécessaires en surface (un puits tous les 800 m environ).

En dehors des Etats-Unis, le débat additionnel porte sur l'acceptabilité, en Europe par exemple, de forages rapprochés les uns des autres, à proximité des habitations ou dans des zones agricoles. Par ailleurs, contrairement aux Etats-Unis, en Europe, le gaz enfoui n'appartient pas au propriétaire du sol mais à l'Etat. Ce dernier doit donc, au cas par cas, attribuer des permis. Les propriétaires et voisins des terrains sont en outre des opposants violents à ce type d'exploitation, n'y trouvant que des désagréments et aucun intérêt économique. En Europe, les perspectives de développement du gaz non conventionnel semblent ainsi assez réduites. Enfin, les chiffres qui circulent sur les estimations de ressources et de réserves des gaz non conventionnels en Chine et en Australie sont nécessairement très douteux du fait du manque de données d'exploitation effective.

Il ne fait pas de doute que le gaz non conventionnel a permis de ramener le prix du gaz US de 13 à environ 4 \$/MBtu, mais c'est la capacité de produire continuellement à ce prix qui est en question. Il n'est donc pas acquis que le gaz non conventionnel soit une source durable de faibles prix et de changement de règles du jeu (hors politique climatique, ce sur quoi nous reviendrons plus bas). La majorité des analyses aujourd'hui disponibles considèrent même que les ressources non conventionnelles ne pourront au mieux que retarder l'apparition d'un déficit de l'offre par rapport à la demande¹.

1. voir par exemple AIE, Energy Technology Perspectives, 2010.



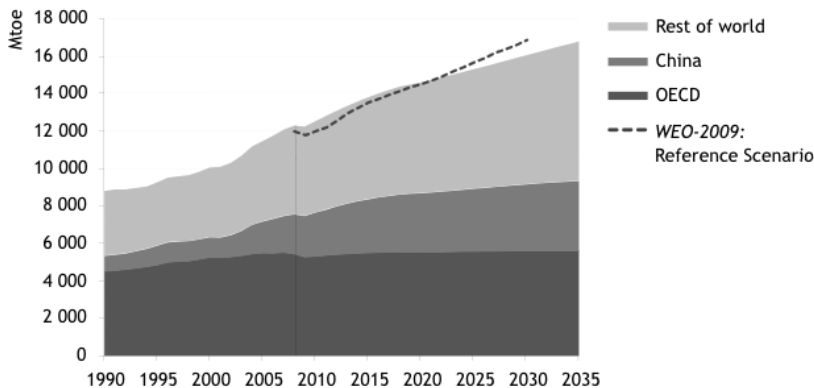
Evolution de la consommation mondiale : à quand la baisse ?

Du côté de la demande, les tendances mondiales sont à la hausse globale de la consommation d'énergie finale. Le gaz et le charbon étant utilisés massivement pour la production d'électricité, leur demande sera tirée par la croissance de la demande d'électricité mondiale. Il en va de même pour la consommation de pétrole compte tenu de l'augmentation très rapide du parc automobile des pays émergents.

Deux grandes raisons expliquent la tendance à la hausse de la demande mondiale :

- la croissance démographique (le scénario central de l'ONU étant une population de 9 milliards à horizon 2050, pour moins de 7 aujourd'hui);
- le rattrapage énergétique des pays en développement ou émergents.

World primary energy demand by region in the New Policies Scenario



Global energy use grows by 36 %, with non-OECD countries – led by China, where demand surges by 75 % – accounting for almost all of the increase

En ordre de grandeur, les chiffres parlent d'eux-mêmes. La consommation d'énergie primaire mondiale est de 1,6 tep en moyenne par habitant. Elle est de l'ordre de 4 tep par habitant en Europe et de 8 tep aux USA. Si en 2050 le monde compte 9 milliards d'habitants alignés sur le niveau de consommation européen moyen (ce qui intègre la consommation des pays européens les plus sobres), les besoins seront de 36 milliards de tep, soit 3 fois la production actuelle. Il est symptomatique que l'industrie automobile imagine un doublement du parc (passage de 1 à 2 milliards de véhicules) et que l'industrie aéronautique soit imprégnée d'un même optimisme...

Ce n'est évidemment pas ce qui va se passer car il n'y aura pas assez de capacité de production pour répondre à la demande. Ces chiffres montrent donc l'impasse vers laquelle la tendance actuelle (lourde du côté de la demande, inéluctable en ce qui concerne le plafonnement de la production d'énergie fossile) nous mène si les politiques publiques et la coopération internationale n'interviennent pas pour la corriger.

La confrontation d'une offre de pétrole qui plafonnera et d'une demande fortement croissante peut conduire, en absence de politique publique, à des prix du pétrole très élevés. Le pic du prix du baril à près de 150 dollars en 2008 et son maintien autour de 80 dollars le baril en

pleine crise économique en sont de bons indicateurs. Un passage du prix du baril à 200 dollars, voire plus si la spéculation amplifie un mouvement haussier, est à envisager dans la décennie qui s'ouvre. Il en résulterait une crise économique majeure, aux conséquences sociales dévastatrices si elle se produit dans des sociétés déjà déstabilisées par la crise actuelle, au sein desquelles la précarité ne cesse de croître. Cette crise remettra évidemment en cause les perspectives de croissance de la consommation de pétrole. Pour la plupart des économistes, cette hausse brutale du prix du pétrole entraînera des conséquences en cascade sur le reste de l'économie : récession, chômage et, *in fine*, baisse de la consommation et retour, pour un temps, à un prix du pétrole plus bas. Ils prévoient surtout une forte volatilité des prix¹. Ils pensent généralement que des mesures d'efficacité énergétique et de substitution par d'autres sources d'énergie viendront se mettre en place à mesure que les prix du pétrole augmenteront.

La montée en puissance américaine des gaz non conventionnels évoquée précédemment est supposée pouvoir offrir des substituts au pétrole. Le naphta peut être remplacé dans les usines pétrochimiques par du gaz, le gaz peut être liquéfié ou transformé en gasoil par des procédés existants mais coûteux en énergie. Le parc automobile pourrait être remplacé par des voitures et des camions roulant au gaz. Enfin, le gaz pourrait remplacer le charbon, mais aussi le nucléaire, dans la génération électrique.

Si ces transformations sont bien sûr concevables, leur ampleur sera-t-elle suffisante et assez rapide pour éloigner le risque d'une période longue de pétrole cher ? Cela semble peu probable :

- Les techniques de transformation du charbon en combustible liquide sont loin de la maturité. Elles ont un rendement médiocre et consomment environ 10 litres d'eau par litre de combustible produit.
- L'accessibilité mondiale du gaz non conventionnel n'est pas garantie.

1. Voir, par exemple, le rapport du Conseil d'analyse économique « *Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil* » de Patrick Artus, Antoine d'Autume, Philippe Chalmin et Jean-Marie Chevalier.

- Le coût d'un passage au gaz d'un partie significative du milliard de véhicules (qui consomment 2 Gtep par an en ordre de grandeur) et celui de la logistique associée (il faut acheminer le gaz dans les stations service) est colossal et ne sera pas engagé sans certitude sur les ressources de gaz ...
- Pendant ce temps-là, la demande de pétrole sera toujours forte dans tous les pays pour lesquels le pétrole sera resté un bien stratégique, pour les habitants.
- L'ensemble des prix des énergies pourrait suivre, par contagion, celui du pétrole si bien que l'arrivée du gaz et du charbon propre pourrait ne pas suffire à abaisser significativement les prix de l'énergie.

Au total, il est raisonnable d'imaginer un scénario tendanciel dans lequel le prix du pétrole reste haussier et très volatil. Des épisodes de tension engendrent des prix très élevés, jusqu'à entraîner des récessions économiques qui font baisser la consommation, et donc le prix. En l'absence d'intervention publique, la dépendance aux énergies fossiles reste très forte et les épisodes de prix bas rendent sans intérêt les investissements privés pour la maîtrise de l'énergie. Le retour de la croissance entraîne celle de la consommation, jusqu'à se heurter à nouveau au plafond de production. Un tel scénario a des conséquences sociales et économiques extrêmement négatives, avec des difficultés croissantes et des conflits probables au fur et à mesure de la diminution des ressources. Il génèrera inévitablement des conflits géopolitiques majeurs nouris par la volonté des pays consommateurs de sécuriser leur accès aux ressources.

Même si l'on ne peut évidemment être certain de l'occurrence d'un scénario où le pétrole demeure durablement au-dessus de 150 dollars à partir de 2015, il ne peut être exclu. De nombreuses institutions nous avertissent d'ailleurs de ce risque (la Lloyd's, la Bundeswehr, le département de l'Énergie des États-Unis, etc.). De nombreuses personnalités comme Robert Hirsch¹, sonnent l'alarme et s'étonnent d'une forme de

1. The Impending World Energy Mess, par Robert L. HIRSCH, Roger H. BEZDEK & Robert M. WENDLING. Avant-propos par James R. Schlesinger, Editions Apogee Prime, 256 pages. Robert Hirsch est un ancien responsable de la recherche sur les carburants synthétiques du groupe Exxon, ex-haut cadre de la RAND corporation et ancien patron du programme de fusion nucléaire américain.

conspiration du silence. Dans un scénario de ce type, en effet, on peut craindre légitimement, outre les effets sociaux et économiques du type de ceux de la crise du pétrole des années 73, un emballement des tensions et des conflits militaires entre puissances incapables de contenir le mécontentement de leurs habitants et cherchant un coupable extérieur pour maintenir la cohésion sociale au sein de leur territoire.

L'impact des indispensables politiques climatiques

Le dernier facteur poussant à la hausse le prix des énergies fossiles est l'intégration dans leur coût des conséquences sur le climat des émissions de CO₂ dues à leur combustion.

Rappelons que pour éviter les conséquences tragiques d'un dérèglement climatique de grande ampleur, l'humanité doit agir vite et fort pour empêcher une augmentation de la température moyenne de plus que 2 degrés par rapport à la température préindustrielle (limite qui est inscrite dans l'accord international de Cancun).

La dérive climatique est liée, comme on le sait, aux émissions de gaz à effet de serre (environ 50 GtCO₂éq par an actuellement) dont presque 60 % environ sont dues à la combustion d'énergie fossile. Il nous faudra laisser sous le sol une grande partie des énergies fossiles accessibles pour ne pas dérégler le climat. Quelques chiffres simples permettent de le montrer. Dans un papier publié dans Nature en 2009¹ Meinshausen *et al.* évaluent à 1000 GtCO₂ notre « budget cumulé d'émissions » sur la période 2000-2050 si nous voulons ne pas dépasser une augmentation de 2°C de la température moyenne planétaire, avec une probabilité de 75 %. En 2008, nous avons déjà consommé le tiers de ce budget. Il nous en resterait donc environ 650 GtCO₂. Une tonne de CO₂ étant générée par la combustion de 0,27 tonne de carbone, nous devons nous limiter à brûler 180 GtC sur la période 2010-2050. Il s'agit là d'une surestimation : la déforestation est également à l'origine d'émissions importantes de CO₂².

1. Meinshausen Malte, Nicolai Meinshausen, William Hare, Sarah Raper, Katja Frieler, Reto Knutti, David Frame, et Myles Allen « *Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C* », 2009, Nature 458, 1158-1162. <http://www.nature.com/nature/journal/v458/n7242/full/nature08017.html>.

2. A un rythme d'environ 5 GtCO₂ en ordre de grandeur par an... avec un stock important de l'ordre de 2000 GtC.

Du côté des ressources, les estimations de réserves prouvées par BP en 2009¹ sont de 150 GtC pour le pétrole, 220 GtC de gaz et 715 GtC de charbon. Au total ce sont donc 1085 GtC qui sont disponibles de manière certaine, soit 6 fois notre « budget » d'ici 2050. Les estimations de ressources résiduelles (les réserves prouvées augmentées des ressources probables) varient fortement notamment pour le charbon. Un ordre de grandeur de 2000 GtC pour le total des énergies fossiles encore sous terre n'est probablement pas surestimé². Il est donc bien évident que nous sommes en situation de surabondance du point de vue des équilibres climatiques. De plus, au rythme actuel de notre consommation d'énergies fossiles (environ 8 GtC annuel) nous aurons dépassé notre « budget carbone » dans une vingtaine d'année seulement.

Aucun espoir n'est donc permis du côté du stock physique des énergies fossiles pour limiter la dérive climatique. Il est donc indispensable de trouver des mécanismes de limitation de la consommation des ressources fossiles pour respecter les engagements mondiaux en matière climatique. Un ralentissement des émissions de carbone dans l'atmosphère ne peut que résulter d'une véritable révolution énergétique, la mise en place d'un prix au carbone et l'affectation de moyens considérables. Le scénario qui en résulte, appelé scénario 450 (car pour maintenir la hausse de la température à moins de 2°C, la concentration en CO₂ dans l'atmosphère ne doit pas dépasser 450 ppm) suppose, comme le montre l'AIE, une transformation massive de l'appareil de production énergétique. Dans le récent *World Energy Outlook 2010*, l'agence estime à 18 000 milliards de dollars le coût additionnel du scénario 450 par rapport à une trajectoire tendancielle (qui nous conduit au désastre climatique). L'AIE a également construit un scénario, dit « *new policies* », limitant à 3/3,5°C le réchauffement climatique et nécessitant 13 500 milliards de dollars « seulement » de dépenses supplémentaires; il faut voir dans ce scénario une conséquence de l'échec du sommet de Copenhague³. Il est encore trop tôt pour savoir ce que donneront les suites du sommet de Cancun et la conclusion des négociations à la prochaine COP.

Aujourd'hui, la contrainte climatique n'est que très marginalement intégrée puisque de nombreux pays subventionnent la consommation

1. Voir <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929=7044622>.

2. Le GIEC a évalué, dans son rapport 2007, à 3700 GtC le stock de l'ensemble des fossiles sous terre avant leur exploitation industrielle et à 244 GtC le déstockage de 1750 à 1994. On peut donc évaluer le déstockage industriel à ce jour, à environ 600GtC. Il resterait donc 3100 GtC.

3. Source : WEO 2010, page 54.

d'énergie. On peut estimer à quelques 400 G\$, soit 0,6 % du PIB mondial, les subventions à la production et à la consommation d'énergie dans le Monde (¾ concernent les pays hors OCDE ; ¾ concernent les énergies fossiles¹). Aucune taxation mondiale de la tonne de CO₂ n'a été mise en place. Seule l'Europe s'est lancée dans une telle taxation via un marché d'échange de quotas de CO₂ ne concernant que quelques grands industriels. Ils ont été fournis généreusement si bien que le prix de la tonne de CO₂ est aujourd'hui très bas (autour de 15 € la tonne) et ne concerne qu'une part très faible de la production mondiale d'énergie (environ 10 %).

La mise en place d'un prix du carbone à un niveau efficace (à terme de l'ordre de 100 euros la tonne de CO₂) sera équivalente à une augmentation du prix des énergies fossiles, dans les proportions suivantes :

- pour le pétrole : environ 50 dollars le baril, ce qui renchérit de quelque 25 centimes d'euro le litre de fioul ou de carburant ;
- pour le gaz : 7 à 8 dollars par MBtu, ce qui accroît de quelque 2 centimes d'euro le kWh de gaz et 4 centimes d'euros le coût de l'électricité produite avec du gaz ;
- pour le charbon : 300 à 400 dollars par tonne ce qui porte à près de 15 centimes d'euros par kWh le coût complet de production d'électricité avec les meilleures centrales à charbon actuelles.

A titre d'exemple, la Grande-Bretagne qui a pris acte de la décroissance rapide de ses sources d'énergie fossile se lance dans une nouvelle politique énergétique, nécessitant 200 milliards de livres d'investissement². Le prix du CO₂ passera de 30 livres la tonne de CO₂ (soit environ 36 euros la tonne) en 2020 à 70 livres (soit 84 euros) en 2030. Le budget énergétique des ménages pourrait s'en trouver accru pour atteindre un montant moyen de l'ordre de 500 livres³ par ménage et par an en moyenne⁴.

1. Source : Finon Dominique, *Les subventions à l'énergie dans le Monde*, Rapport au CFE, 19 octobre 2010.

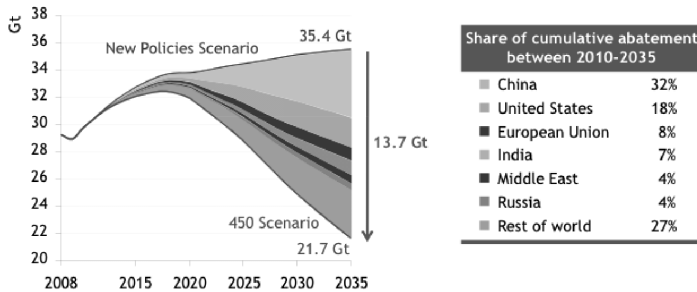
2. Source : Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM).

3. Source : uSwitch.

4. Le récent *consultation paper* sur le market design évoque (page 46) un coût pour les

The 450 Scenario: How do we get there now? World Energy Outlook 2010

World energy-related CO₂ emission savings by country in the 450 Scenario



In the 450 Scenario, China & the US together account for 50 % of the cumulative emission abatement that is needed in 2010-2035

Les autres nuisances environnementales et sanitaires ne sont pas non plus intégrées dans le prix des énergies fossiles, notamment les risques des pollutions liées au transport et à la production, en particulier pour les énergies non conventionnelles : plateformes en mer pour l'offshore très profond (le surcoût envisagé pour BP est de l'ordre de 210 milliards de dollars soit 4000 dollars par baril échappé de Macondo), pollution des nappes phréatiques pour le gaz non conventionnel ou les maladies et morts entraînées par la pollution de l'air générée par le charbon.

Pour conclure ces quelques pages consacrées aux énergies fossiles, il est clair que l'humanité est prise en biseau entre des énergies fossiles dont la production va inexorablement plafonner puis décroître et une demande qui est pour le moment en forte croissance pour des raisons structurelles (croissance des pays émergents, augmentation de la population mondiale). Le prix des énergies fossiles ne peut qu'augmenter. Il est nécessaire de l'assumer et de limiter puis stopper la dérive climatique en mettant un prix significatif au carbone. Dans ce cas le prix final, toutes taxes comprises, sera lui aussi croissant, mais l'impact climatique

ménages de £562 associé à l'objectif de 100 g/kWh.

<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Consultations/emr/1041-electricity-market-reform-condoc.pdf>

sera maîtrisé. Afin de rendre cette hausse de prix acceptable socialement, outre les mesures à prendre en faveur des plus démunis et celles pour préserver la compétitivité de l'industrie française, seules deux solutions sont envisageables (comme nous le verrons plus bas) :

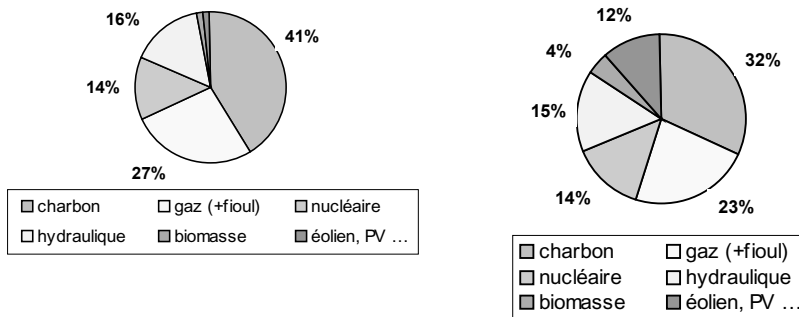
- 1) la maîtrise de la demande, dont il faut explorer tous les gisements et toutes les technologies ;
- 2) la production d'électricité sans énergie fossile ni émission de CO₂, dont il faut examiner les conditions d'investissement, de maturation technologique et d'acceptabilité sociale.

L'ÉLECTRICITÉ

L'électricité est produite par plaque régionale. Les pertes en ligne, liées à l'effet joule, sont suffisamment importantes pour que le transport intercontinental soit aujourd'hui exclu. L'europe constitue une plaque interconnectée au sein de laquelle les interconnexions entre pays restent toutefois limitées. Les prix de marchés sont donc différents d'un pays à l'autre même s'ils sont corrélés les uns aux autres.

Au niveau mondial, 70 % des sources d'énergie primaire pour produire de l'électricité sont aujourd'hui des fossiles, principalement le charbon (40 %) et le gaz (21 %). L'hydroélectricité et le nucléaire représentent l'essentiel des 30 % restant, à parité.

Le diagramme de droite montre le mix électrique atteint en 2035 selon le scénario « new policies » de l'AIE ; la production d'électricité mondiale est de 20 000 TWh en 2008 et 35 000 TWh en 2035.



On comprend bien que le prix de l'électricité ne peut être totalement décorrélé du prix des énergies fossiles. Ceci est d'autant vrai que pour l'électricité produite à partir d'énergie fossile, le coût du combustible est le principal déterminant du prix de production (on verra que c'est beaucoup moins le cas pour le nucléaire et pas du tout pour l'hydraulique, l'éolien ou le solaire).

Pour une centrale au gaz en Europe, le MWh coûte 60 à 70 €, dont 40 à 50 €/MWh¹ pour le coût du combustible. Le cout de construction pour une centrale à cycle combiné gaz est d'environ 800 euros par kW installé. A terme le coût du cycle combiné gaz (CCG) est estimé entre 70 et 90 € du MWh en raison du renchérissement tendanciel du combustible.

Pour le charbon, le coût du MWh est du même ordre de grandeur, mais avec un prix du combustible plus bas, autour de 25 €/MWh². Le coût de construction est en revanche bien plus élevé que pour le cycle combiné à gaz, de l'ordre de 2000 €/kW.

Précisons bien que tous ces coûts sont estimés en l'absence de prise en compte des émissions de CO₂ et d'un taux d'utilisation de ces centrales qui diminuera du fait du développement des énergies renouvelables. En considérant un coût d'émission de 32 €/t CO₂ (c'est la valeur *initiale* préconisée dans les rapports Quinet et Rocard), le coût de production au gaz augmente de 12 €/MWh et celui du charbon de 25 €/MWh. L'élévation de la contrainte carbone (au-delà d'une cinquantaine d'euros par tonne de CO₂) rendra compétitif le recours à la capture et séquestration du carbone dans les centrales à charbon, pour un coût de revient se situant entre 100 et 120 €/MWh ... lorsque cette technologie sera industriellement disponible (soit peut-être à l'horizon 2030).

Les centrales au fioul présentent des coûts de production bien plus élevés (200 €/MWh à 400 €/MWh) et ne sont utilisées que pour assurer l'équilibre offre-demande lors des pointes de consommation. Compte-tenu de la rareté de plus en plus importante du pétrole et de la grande dépendance du transport au pétrole, celui-ci ne saurait jouer un rôle autre que marginal dans le mix électrique.

1. Soit une hypothèse de prix du gaz entre 8 et 10 \$/MBTu, car il faut environ 6,5 MBTu pour produire 1 MWh.

2. Soit une hypothèse de prix du charbon de 90 à 100 \$/t, car une tonne de charbon produit environ 3 MWh dans les centrales à charbon de la meilleure technologie actuelle.

Au-delà des chiffres mentionnés ci-dessous, il est essentiel de constater qu'une augmentation du prix du combustible (gaz et charbon) se traduit immédiatement par une augmentation du prix de l'électricité dans les pays où celle-ci est largement produite à partir de combustibles fossiles. Cela est moins le cas dans les pays à fort parc nucléaire, dont il faut évaluer le véritable coût, et hydraulique.

Le coût du nucléaire et son évolution

Afin de situer les enjeux, rappelons que la production électrique française est d'environ 550 TWh; elle est fournie par un parc de production d'une puissance totale de 117 GW. Ce parc est composé, au 1^{er} janvier 2010, de 63,1 GW de nucléaire, 23,9 GW de thermique (charbon, gaz et pétrole), 25,2 GW d'hydraulique et 4,8 GW d'autres énergies renouvelables, dont 4,6 GW d'éolien¹. Il s'agit de la deuxième puissance électrique installée dans l'Union européenne derrière l'Allemagne (122,3 GW). Avec 95 GW, EDF est le premier producteur français; viennent ensuite GDF Suez, avec plus de 8 GW, et la SNET, filiale de l'allemand E.ON, avec 2,5 GW.

Si l'on raisonne en termes d'énergie produite et non de capacité installée, la part du nucléaire est beaucoup plus importante puisque celui-ci produit plus de 80 % de l'électricité consommée. La part des moyens thermiques est plus faible car ceux-ci sont essentiellement mobilisés lors des périodes de pointe uniquement. La part de l'éolien est également plus faible (moins de 1 % de l'électricité consommée est issue de l'éolien) car celui-ci ne fonctionne que de manière intermittente².

Les particuliers achètent l'électricité en France à environ 10 centimes hors TVA et taxes locales le kWh, soit 100 euros le MWh, y compris les coûts de transport et de distribution qui représentent environ 45 % de ce tarif hors taxe. Le marché de gros de l'électricité en Europe, celui auquel s'adressent les grands industriels et les « utilités » (*i.e.* les fournisseurs d'électricité) se situe à 60 euros le MWh en moyenne. Il se situait aux environs de 20 euros le MWh à sa création à la fin des années 90, bénéficiant de prix du gaz faibles, dans le sillage de ceux du pétrole. Cela a conduit à une ruée vers le gaz (*dash for gas*) à cette époque.

1. Source : RTE, août 2010, mise à jour du bilan prévisionnel.

2. A puissance installée égale, une installation éolienne produit en moyenne quatre fois moins qu'une centrale nucléaire.

La loi portant *Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité* (dite NOME), du 7 décembre 2010, oblige notamment EDF à fournir de l'électricité d'origine nucléaire à ses concurrents à un prix de cession fixé par le gouvernement après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Il sera de 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012; les discussions préalables ont permis de connaître les ordres de grandeur avancés par les parties prenantes sur le bon niveau de ce tarif de cession. Le coût de revient du parc nucléaire français est estimé entre 35 à 46 euros le MWh¹.

Le prix de revient du MWh nucléaire comporte trois grands postes : la charge de capital (annuité d'amortissement et d'intérêt sur l'investissement initial); le coût d'exploitation et d'achat du combustible ; puis le coût de démantèlement des centrales et de gestion à long terme des déchets radioactifs. Le prix de revient du MWh dépend de la durée de vie de la centrale et du taux d'actualisation. L'évolution du prix de revient du nucléaire en France (cf. chapitre 2) ne peut qu'aller à la hausse en raison (i) du vieillissement du parc (sa moyenne d'âge a atteint 25 ans) qui implique des opérations de maintenance plus lourdes, (ii) du coût associé à une prolongation de leur durée de fonctionnement et, (iii) même si l'échéance peut en être retardée, du coût de développement de nouvelles tranches en remplacement, coût bien supérieur à celui de la génération précédente compte tenu des normes de sécurité actuelles et du prix des matériaux de construction.

Si les engagements de long terme du nucléaire (déconstruction, déchets) sont dûment pris en compte dans les coûts et couverts par un actif financier que constitue EDF, il n'en est pas de même quant aux dommages que peut causer un incident ou un accident nucléaire. Il semble donc justifié de **demander à tout opérateur d'installation nucléaire civile une redevance, afin d'alimenter un fonds d'Etat** (ce type de risque ne relevant pas de l'assurance privée). Telle est la logique de la loi Price-Anderson aux Etats-Unis; on peut s'en inspirer pour évaluer les montants en jeu : le fonds est de 12 milliards de dollars; chacune des 104 centrales doit verser une contribution en capital de 112 millions de dollars (80 M€). La dotation annuelle qui permet de capitaliser un tel montant en 10 ans est d'environ 6 M€ (à 5 %) par centrale, soit 370 M€

1. L'écart provient essentiellement de la valorisation du parc nucléaire actuel, selon que l'on retienne la valeur comptable (qui tient compte des amortissements déjà réalisés) ou la valeur économique (qui amortit et rémunère l'investissement par annuités constantes).

pour le parc français (58 centrales), soit encore un peu moins de 1 € par MWh de production nucléaire. Le plus commode moyen de percevoir cette redevance serait un complément à la taxe existante sur les installations nucléaires.

Le parc nucléaire, composé de 58 tranches (hors EPR Flamanville), très majoritairement mises en service entre 1970 et 1990, arrive bientôt en phase de renouvellement, les centrales étant initialement prévues pour fonctionner durant 40 ans. Les options qui s'offrent sont le prolongement ou l'arrêt et le remplacement (par une nouvelle centrale nucléaire et d'autres moyens de production). On verra plus bas que ne pas remplacer une tranche nucléaire, ne pourra, sans politique active de maîtrise de la demande, qu'augmenter le prix de revient moyen de l'électricité.

Quelle que soit l'option retenue, des investissements importants sont à prévoir. Concernant le renouvellement, une centrale EPR de 1,6 GW de puissance installée (comme celle de Flamanville 3) coûte environ 5 milliards d'euros (contre 3 milliards initialement prévus), soit 3 000 euros par kW installé¹. Elle pourra produire annuellement près de 13 TWh. C'est beaucoup plus que le coût des centrales existantes, et ce à la fois pour des raisons d'élévation des contraintes techniques et de sûreté que de coût des matériaux. Pour ce qui concerne l'augmentation de la durée de vie des centrales existantes, les montants à investir sont de l'ordre de 500 millions d'euros à 1 milliard pour le passage de 40 à 60 ans d'une tranche nucléaire².

Par ailleurs les coûts de maintenance sont appelés à croître. D'une part le parc vieillit. D'autre part, face à la baisse des recettes issues des premières années de libéralisation du secteur (dont ont bénéficiés les grands consommateurs) et dans la perspective de sa privatisation, EDF avait réduit ses coûts de maintenance bien en deçà du niveau consenti par ses homologues américains; le rattrapage n'est sans doute pas réalisé à ce jour.

Rapportée au volume de la production nucléaire, l'augmentation des charges de maintenance et de prolongation pourrait représenter, d'ici

1. Ce chiffre a été largement rapporté dans la presse. En octobre dernier, le CEO de Westinghouse a fait état d'un montant tout à fait comparable (4000 \$/kW) pour l'AP1000, modèle concurrent de l'EPR.

2. Le président d'EDF a mentionné 600 M€ par tranche.

quelques années, environ 10 €/MWh. Le choix de prolonger l'existant plutôt qu'anticiper la construction de centrales neuves demeure cependant économiquement souhaitable : le coût de développement de ces dernières, associé au coût de construction indiqué ci-dessus, peut être estimé à plus de 60 €/MWh.

La hausse des coûts du combustible nucléaire

La perspective d'une relance mondiale du nucléaire a entraîné une importante hausse du prix de l'uranium naturel depuis une dizaine d'années : l'indice de marché (qui ne représente pas toutefois le coût d'approvisionnement des grands producteurs nucléaires) a quintuplé depuis 2002 et s'établit aujourd'hui à environ 60 dollars par livre d'oxyde d'uranium (U3O8). A ce niveau, le coût de l'uranium représente 5 % du coût de revient de la production nucléaire (le coût d'ensemble du combustible, aval du cycle compris, représentant, lui, environ 15 %). L'incidence d'une nouvelle hausse, au demeurant peu probable à moyen terme car le coût des ressources minières disponibles n'est pas supérieur au prix actuel, ne dépasserait guère l'euro par MWh¹.

L'intégration de la France à la plaque européenne

L'Union européenne entend libéraliser le marché électrique et créer un grand marché européen interconnecté. Cette unification est loin d'être achevée mais elle est en cours, tant en termes d'organisation de marché, d'interconnexion physique que de régulation. Notons que c'est grâce à l'interconnexion et à la coopération des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (qui existait bien avant la libéralisation) que les conséquences des pannes électriques régionales ou nationales sont limitées et que les investissements dans les moyens de production à l'échelle du continent sont optimisés.

En revanche, contrairement à un raisonnement qui peut paraître de bon sens, la libéralisation du marché de l'électricité au niveau européen ne peut conduire qu'à une augmentation des prix de l'électricité en France. Elle ne peut conduire qu'à sa hausse ! L'intégration des marchés européens avec un prix unique (ce qui est déjà le cas pour le prix de

1. Il faut un peu plus de 20 kilogrammes d'uranium naturel et 13 UTS par GWh avec du REP ; 1 kg d'uranium naturel est équivalent à 2,6 livres anglaises d'U3O8.

gros) conduit, en effet, à l'alignement des prix au niveau du coût marginal de production sur toute la plaque continentale et non plus seulement en France. Ce coût marginal, bien que dépendant de l'heure et de la saison (tranche horo-saisonnière), se situe aux environs de 60 €/MWh en moyenne sur les dernières années. Il est tiré à ce niveau, bien supérieur au coût de revient français (proche de 40 à 50 €/MWh), par le coût variable (combustible et émissions de CO₂) de l'électricité produite par les centrales à gaz ou charbon, qui sont toujours appelées pour ajuster l'offre et la demande en temps réel en Allemagne et dans la plupart des pays de l'Europe de l'Est.

Il convient toutefois d'éviter de tomber dans une lecture nationaliste de cette situation. En effet, de manière transitoire, le compromis trouvé avec la Commission européenne, qui a conduit à la loi NOME, devrait permettre de fait de préserver, par un mécanisme économique, un écart à l'avantage des consommateurs français, entre les prix de détail de l'électricité européens et les prix et les tarifs français. Ce mécanisme transitoire n'est toutefois pas sans lourdeurs et s'avère complexe à mettre en œuvre. Il est probable qu'il faille le modifier dans quelques années en fonction du retour d'expérience. En tout état de cause, au-delà d'une vision nationale, l'intérêt du marché européen de l'électricité est la sécurité d'approvisionnement en cas de crise, l'optimisation des investissements et de la gestion du parc et la possibilité de définir un mix à l'échelle européenne.

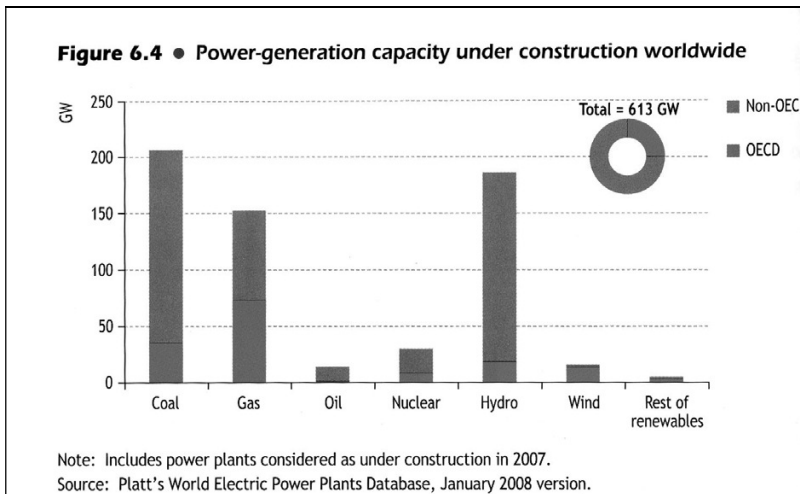
Au-delà, si la France a fait par le passé, avec le développement du programme électronucléaire, un choix économiquement rentable à court terme, l'avantage compétitif du parc français n'est pas éternel. Comme nous l'avons souligné précédemment, celui-ci devra en effet faire face à des investissements très lourds et, sur le long terme (pluri-décennal), l'avantage comparatif du parc français ne sera sans doute pas préservé. Ainsi, il est admis qu'en cas de prolongation des centrales nucléaires jusqu'à une durée de fonctionnement de 50 ans, la « rente » hydronucléaire française durera pour 15 à 20 ans (premiers déclassements de centrales 900 MW en 2028 si elles durent 50 ans; les plus anciennes centrales 1300 MW auront 50 ans en 2035 ...). Une telle durée n'est pas négligeable, et certainement suffisante pour asseoir et mettre en avant une politique basée sur la distribution de l'avantage économique (même s'il doit s'éroder en raison de l'accroissement des charges de maintenance des centrales et de réseau), orientée vers la solidarité entre

consommateurs, le soutien aux énergies renouvelables et l'aide à la maîtrise de la demande (MDE) notamment... Ceci n'est possible que par une volonté politique forte basée sur une nouvelle vision à long terme. Une régulation différente de celle mise à l'œuvre depuis 2003 (en particulier, la loi NOME, en l'état, n'est pas le sauvetage durable de 30 millions de consommateurs) devra en particulier être instaurée et devra modifier profondément la structure tarifaire actuelle basée sur des tarifs régulés qui profitent très largement aux consommateurs et n'incitent pas à l'efficacité énergétique et aux investissements dans de nouveaux moyens de production.

Il est désormais indispensable, et juridiquement inenvisageable, de faire autrement, de penser nos systèmes électriques au niveau européen, échelle pertinente notamment pour mobiliser une partie des financements nécessaires (c'est le rôle du budget communautaire et de la banque européenne d'investissement). C'est à cette échelle que nous pourrions approfondir le développement des réseaux de transport et conduire une politique de R ambitieuse, à la hauteur des compétiteurs mondiaux (cf. notamment, dans le cadre du SET Plan, le soutien européen à la technologie de capture et de séquestration de carbone, aux énergies renouvelables, à ITER, *etc.*).

L'électricité d'origine renouvelable

En France, l'énergie renouvelable la plus importante est l'hydraulique (environ 12 % de la production en moyenne). Cette production ne peut être que marginalement accrue, par l'augmentation des rendements des turbines des grands barrages et l'installation de micro-centrales hydroélectriques, lorsque c'est possible sans destruction de la biodiversité. La situation est différente dans le monde où de nombreux projets de grands barrages sont en cours. Toutefois, comme indiqué plus haut, en matière d'électricité ce qui se passe hors Europe n'a que peu d'effets sur le marché de l'électricité européen, sauf effets indirects (exemple : plus l'électricité est d'origine renouvelable ou nucléaire, moins sa consommation exerce de pression à la hausse des prix des énergies fossiles et du coût de la contrainte climatique).



En ce qui concerne les autres sources renouvelables d'électricité, elles ne pèsent à ce jour que marginalement (environ 2 %, dont 1 % d'éolien et 1 % de biomasse) dans le mix électrique français. Leur croissance relative, sur laquelle la France s'est engagée dans le cadre du paquet européen « Energie-Climat », puis du Grenelle de l'environnement, ne peut que faire croître le prix de revient moyen de l'électricité dans les prochaines décennies, indépendamment de tout jugement de valeur sur ces sources d'énergie.

L'éolien

Le développement des parcs éoliens, qui représentent actuellement 5 GW installés pour une production de 7,8 TWh (soit 1,4 % de la production électrique française, pour un investissement cumulé de 7 à 8 milliards d'euros), ne peut guère contribuer à une baisse du prix de l'électricité à court ou moyen terme. Si l'éolien terrestre est maintenant très proche d'être compétitif en terme de coût de production (environ à 80 /MWh en incluant la rémunération du capital investi), son développement à grande échelle nécessite des coûts de raccordement au réseau et l'installation de capacités de *back up*, en raison de l'intermittence de la production éolienne et de l'absence de solution de stockage de l'électricité alternative.

L'éolien en mer est beaucoup plus coûteux (son coût de production est estimé à 180 €/MWh en incluant la rémunération du capital et les coûts de raccordement) et même s'il est possible d'espérer des baisses de coûts liés aux progrès techniques, la configuration des côtes françaises rend peu probable de descendre sous les 150 €/MWh, même si la fourchette de 100 à 120 euros/MWh est parfois avancée. De plus, le potentiel de développement reste limité, et sauf à avoir recours à la technologie encore embryonnaire de l'éolien flottant, il paraît difficile d'aller au-delà de 6 GW de capacité installée à l'horizon 2020-2030. A horizon de deux décennies, l'attrait de l'éolien en mer est donc essentiellement lié au développement d'une filière industrielle tournée vers l'export, filière que la France n'a pas su développer pour l'éolien terrestre et à de grandes difficultés à créer pour le solaire photovoltaïque.

En terme de production d'électricité, la réalisation des objectifs du Grenelle, à savoir 19 GW d'éolien terrestre et 6 GW d'éolien en mer, permettra de produire respectivement 50 et 36 TWh, soit un total de 86 TWh représentant 17 % de la consommation actuelle. L'éolien sera donc le principal contributeur aux objectifs de développement des énergies renouvelables adoptés par la France à l'horizon 2020. Il dépassera en particulier l'hydraulique (14 %).

L'électricité photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque constitue *aujourd'hui* la source d'électricité renouvelable la plus chère. Son coût de production est d'environ 200 à 460 €/MWh suivant le type d'installation¹, soit de 4 à 8 fois le coût de production du parc nucléaire actuel. Compte tenu des progrès techniques et de la massification de la production, les perspectives de baisses de coûts sont importantes. Elles sont estimées à court terme à - 7 %/an. Il n'est cependant pas possible aujourd'hui de connaître quelle sera l'évolution à moyen et à long terme du coût de production. Compte tenu de son coût de production élevé, une aide publique est indispensable pour que la filière (de la production à l'installation) se développe et accélère le processus d'innovation technique. Comme pour la plupart des pays européens, l'aide prend la forme d'un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 20 ans permettant au producteur d'électricité photo-

1. Les grandes centrales au sol présentent le coût de production le moins cher mais elles consomment de l'espace et notamment des terres agricoles. Les petites installations résidentielles intégrées au bâti sont les plus chères mais correspondent à l'esprit photovoltaïque de production sur le lieu de consommation.

voltaïque d'injecter son électricité à un tarif préférentiel très supérieur au prix de marché. Comme pour les autres énergies renouvelables (éolien, biomasse), le surcoût entre le tarif préférentiel et le prix de marché est réparti sur l'ensemble des factures d'électricité via la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Les tarifs d'achat maintenus à des niveaux très élevés (600 €/MWh) en 2009 et 2010 malgré les progrès techniques rapides ont engendré un afflux de demandes obligeant le Gouvernement à refondre le dispositif de soutien et à suspendre une bonne partie des projets. La charge de CSPE annuelle liée au photovoltaïque devrait malgré tout excéder le milliard d'euro à payer par les consommateurs d'électricité *via* la CSPE.

En terme de puissance installée, l'objectif retenu lors du Grenelle de l'environnement est de 5,4 GW à l'horizon 2020. Aujourd'hui plus de 1 GW est raccordé et il est estimé que 2 GW supplémentaires seront raccordés d'ici mi-2012. L'objectif 2020 sera donc selon toute vraisemblance dépassé : en se basant sur une trajectoire de 0,5 à 1,5 GW/an supplémentaire, la capacité installée en 2020 serait de 8 à 18 GW.

En terme d'énergie produite, il faut toutefois noter que le photovoltaïque ne produit ni la nuit ni lorsque le ciel est ombragé. De plus l'électricité photovoltaïque est la plus intermittente est majoritairement produite en été, alors que la pointe de consommation la plus grande se situe en hiver.

Pour ces raisons, et compte tenu de son coût de production élevé, le photovoltaïque doit être déployé progressivement et dans une logique de création de filière industrielle. La suspension fin 2010 des tarifs d'achat et la création d'un nouveau système de soutien ont à ce titre été très dommageable. Cela a instauré une crise de confiance entre les acteurs industriels et l'administration chargée de fixer le niveau des incitations. Un objectif annuel de 0,8 à 1GW/an de capacité supplémentaire installée semble raisonnable sur la période 2011-2020.

A long terme (2030-2050), le photovoltaïque pourrait représenter une importante part de la production d'électricité renouvelable et la capacité installée pourrait être proche de 30 à 50 GW (soit une production de l'ordre 5 à 7 tranches nucléaires). Pour ce faire, des progrès techniques sont néanmoins nécessaires pour abaisser le coût de production et permettre l'injection massive de cette électricité intermittente.

La Biomasse et la méthanisation

Il est possible de brûler de la biomasse (bois, déchets de bois, déchets ménagers, résidus de récolte) pour produire conjointement de la chaleur et de l'électricité. Il est également possible de produire du biogaz à partir de la fermentation de déchets d'origine organique, biogaz qui peut ensuite être réinjecté dans le réseau de gaz ou utilisé pour produire de l'électricité ou de la chaleur. En restreignant l'analyse à la seule production d'électricité, la France dispose aujourd'hui d'un parc d'installation biomasse productrice d'électricité de 1 GW, soit une production d'électricité de l'ordre de 3 TWh, essentiellement sous forme d'incinérateurs de déchets. Les objectifs du Grenelle de l'environnement sont d'environ 3 GW en 2020, pour une production annuelle de l'ordre de 17 TWh.

Le coût de production de l'électricité à partir de biomasse est relativement peu élevée et se situe à environ 120 à 150 €/MWh. Il s'agit par ailleurs de la seule source d'électricité renouvelable non intermittente et qui produit de manière relativement stable toute l'année. Le principal frein à son développement est le risque de conflit d'usage : les ressources agricoles et sylvicoles étant limitées, il convient en effet que celles-ci soit d'abord exploitées pour la production d'objets en bois ou de nourriture plutôt que pour la production d'électricité. Cette limitation rend l'objectif du Grenelle raisonnable à l'horizon 2020. Au-delà de 2020, le développement plus poussé de l'électricité à partir de biomasse dépendra de la capacité à organiser la filière bois (aujourd'hui très morcelée) et à développer des filières de collecte des effluents animaux pour la production de biogaz.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Les réseaux de transport et de distribution de l'électricité en France nécessitent des investissements importants pour les raisons suivantes :

- maintenir le niveau de sécurité d'alimentation dans certaines zones fragilisées par leur faible niveau de production locale et par les difficultés d'acceptabilité de nouvelles infrastructures électriques pourtant essentielles;
- la nécessité d'un rattrapage d'investissements passés insuffisants, notamment pour maintenir la qualité de service des réseaux de distribution et la robustesse aux événements climatiques;

- la nécessaire intégration des marchés électriques européens qui stimulent les besoins de développement des capacités d'interconnexion ;
- l'augmentation progressive des besoins de renouvellement des ouvrages liés à leur vieillissement ;
- la nécessité de les adapter au développement des productions locales intermittentes et décentralisées (éoliennes et solaire photovoltaïque) ;
- la préparation des réseaux « intelligents » du futur et, pour commencer, le déploiement des compteurs avancés (projet « Linky »). Il s'agit d'installer des compteurs, communicants chez le consommateur final afin de réduire les coûts de relève et, surtout, d'agir plus efficacement sur la demande d'électricité, notamment aux heures de pointe.

Au total, les investissements dans les réseaux de l'ensemble des acteurs (RTE, ERDF, collectivités territoriales, producteurs indépendants d'électricité) dépasseront probablement les 5Md€!

LES AUTRES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les autres énergies renouvelables interviennent soit dans le chauffage des logements (bois de chauffage et réseaux de chaleur, méthanisation ou incinération des déchets, géothermie) soit dans le transport (agro- et biocarburants).

Bien que leur usage ait cru de 60 % sur la période 1973-2009, ces énergies représentaient en 2009, en France, 12 % des énergies primaires, alors qu'elles en représentaient 22 % en 1973. Il s'agit pour plus de 90 % de bois de chauffage et pour une faible part de biocarburants (qui sont incorporés à hauteur de 5 % dans les carburants conventionnels).

Le développement de ces sources d'énergies est cependant limité par plusieurs facteurs :

- le coût élevé de certaines technologies ou infrastructures (réseau de chaleur, méthanisation) ;

- les conflits d'usages : compétition avec l'agriculture ou l'industrie forestière pour les biocarburants, la production de chaleur à partir de biomasse ou de résidus végétaux;
- une ressource limitée et/ou un impact sur l'environnement : pollution atmosphérique due à la combustion, impact sur le sous-sol de la géothermie.

Si nous pouvons imaginer une certaine croissance de ces énergies, comme nous le verrons plus loin, il n'est cependant pas concevable qu'elles puissent contribuer à la baisse du prix de l'énergie car le coût de production additionnelle sera de plus en plus élevé à mesure que les gisements seront de plus en plus restreints.

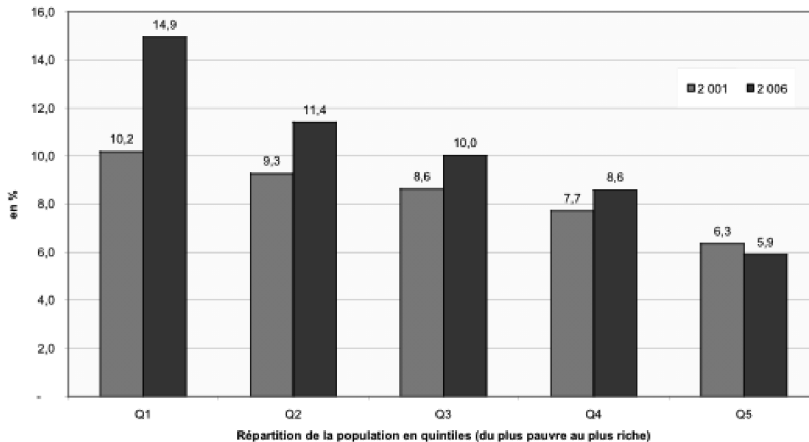
*
* *

Nous avons définitivement quitté le monde de l'énergie bon marché, un monde où le progrès économique était tiré par un accès à une énergie abondante et dont le coût croissait moins vite que le pouvoir d'achat.

La facture énergétique va davantage peser sur notre économie par l'augmentation du coût de nos importations de combustible (près de la totalité du gaz et du pétrole consommée en France est importée) et par l'augmentation des coûts de notre appareil de production électrique (coûts nécessaires sous peine d'accroître notre dépendance aux énergies fossiles).

Cette charge va peser d'autant plus sur les moins favorisés que leur facture énergétique directe (usages spécifiques de l'électricité, chauffage et déplacement) représente déjà environ 15 % de leur budget, budget qui comprend par ailleurs d'autres charges fixes, au premier rang desquelles se situe le logement.

Evolution de la part des dépenses énergétiques des ménages en pourcentage du revenu (net d'IR) (Source INSEE)



Comment faire face à cette situation ?

A l'évidence, tous les efforts doivent porter sur la réduction de notre dépendance aux énergies fossiles, qui cumulent tous les inconvénients : émissions de CO₂, coût croissant, dépendance économique et stratégique.

Pour ce faire, trois voies sont à explorer de front :

- réduire la demande et accroissement de l'efficacité énergétique ;
- substituer des usages en les transférant sur des sources d'énergies non fossiles ;
- augmenter la production d'énergies non fossiles.

Nous allons voir dans la suite que ces trois voies doivent être suivies fermement, en priorisant la maîtrise de la demande, l'action sur l'offre ne pouvant à elle seule suffire.

Chapitre 2

Carences des politiques de l'offre

L'action sur l'offre ne pourra pas contenir la tendance de renchérissement et de raréfaction de l'énergie.

L'ACCROISSEMENT DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Depuis la seconde moitié du xx^e siècle, le développement continu de l'offre d'énergie, notamment du nucléaire pour la France, a accompagné et façonné l'accroissement continu de la consommation.

Depuis la révolution industrielle, la consommation d'énergie n'a pas cessé d'augmenter. L'analyse des données historiques, sur la seule période 1970-2010 en France, montre l'ampleur de cette croissance. En seulement 40 ans, la consommation d'énergie primaire française a ainsi augmenté de 70 %. En 2009, elle a atteint 259 Mtep (millions de tonne équivalent pétrole) et se compose majoritairement d'électricité (40 %) et de pétrole (30 %). Il est important de mentionner que l'augmentation de la consommation ne résulte pas d'une hausse du gaspillage : l'intensité énergétique finale, qui mesure l'efficacité énergétique de l'économie en rapportant l'énergie finale consommée au produit intérieur brut (PIB), a pratiquement été divisée par deux durant cette même période.

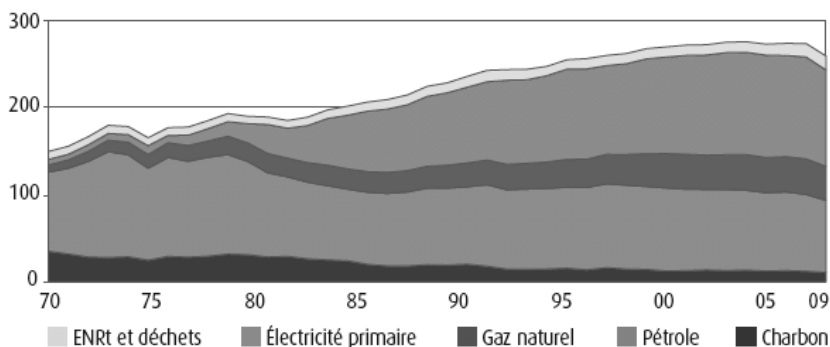


Figure a : Consommation d'énergie primaire en France

Source : les chiffres clés de l'énergie 2010 – MEEDDM

Pour répondre à cette demande croissante, la production française s'est développée essentiellement *via* un accroissement du rôle joué par l'électricité dans l'approvisionnement en énergie du territoire. La production brute d'électricité en France est passée de 182 TWh en 1973 à 542 TWh en 2009, soit une multiplication par trois. L'essentiel de l'effort a été accompli par le développement de la production électronucléaire, qui est passée de 15 TWh en 1973 à près de 430 TWh en 2006 (cette production brute a ensuite décru jusqu'en 2009, du fait de difficultés industrielles rencontrées sur le parc exploité par EDF, et a atteint environ 410 TWh en 2010).

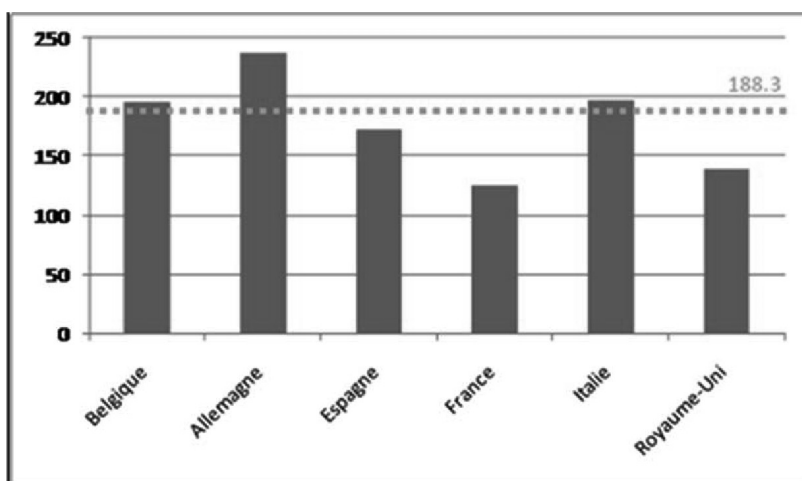
Le nucléaire a ainsi représenté en 2010 75 % de la production brute d'électricité sur notre territoire. Ce montant est à comparer à une part moyenne du nucléaire dans la production électrique de l'ordre de 21 % en 2008 pour les pays de l'OCDE. Même dans des pays comme le Japon, le Royaume-Uni ou encore les Etats-Unis, qui ont maintenu l'option nucléaire, la part du nucléaire dans la production brute d'électricité, selon la *World Nuclear Association* (WNA), ne dépasse pas 30 % sauf en Suède et en Belgique (29 % environ au Japon, 20 % aux USA et 18 % au Royaume-Uni).

Ce programme électronucléaire a conduit à l'émergence d'une filière industrielle française. Celle-ci s'est développée à partir d'une technologie américaine, fournie par Westinghouse, de réacteurs à eau pressurisée. A partir du premier palier de réacteurs (réacteurs d'une puissance de 900 MW dits « CP0 »), les groupes industriels publics EDF (ingénieur-ensemblier et exploitant des centrales) et Framatome (désormais intégré au groupe Areva), ont développé d'autres paliers, dans une logique d'amélioration continue du processus de conception par le retour d'expérience issu de l'exploitation. Ceci a conduit la filière, qui emploie environ 100 000 personnes en France, à bénéficier d'un savoir-faire reconnu sur le plan international, même si celle-ci est aujourd'hui confrontée à des divergences entre les acteurs la composant et à une concurrence forte issue des pays à l'industrie nucléaire ancienne (USA, Japon, Russie) ou émergente (Corée du Sud et Chine potentiellement).

Cette filière a notamment bénéficié de la dynamique créée par un effort de construction significatif sur le territoire national, avec près de 63,1 GW, soit la puissance actuellement installée en France. Ce parc a été mis en service en moins de 25 ans. Au pic du programme (début des années 1980), le rythme était de l'ordre de 6 réacteurs par an.

Seule la Chine, avec des besoins énergétiques nettement supérieurs à ceux de la France des années 1980, connaît actuellement une dynamique industrielle comparable, avec 10 réacteurs nucléaires construits chaque année. Une telle dynamique, si elle peut créer des tensions en termes de capacités industrielles de fourniture des équipements et services nécessaires, présente l'avantage de permettre une acquisition et un développement de compétences, notamment en pilotage de chantiers complexes, qui fait aujourd'hui en partie défaut à la filière française pour le développement de l'EPR, celle-ci n'ayant pas construit de réacteurs depuis plus de dix ans. Le développement d'un parc standardisé a permis d'atteindre une compétitivité élevée transférée en large partie aux consommateurs, par des prix de consommation de l'électricité bas, notamment depuis le début des années 2000 et la hausse du prix des hydrocarbures associée¹.

Prix TTC de l'électricité en euros par MWh au premier semestre 2010 en France et dans les pays voisins pour un ménage consommant entre 2,5 et 5 MWh par an (données Eurostat)



Le programme électronucléaire français, unique par son ampleur au niveau international, a donc été la clef de voute d'une politique énergé-

1. Notre pays bénéficie depuis 10 ans de prix de l'électricité notablement inférieurs à la moyenne européenne : pour l'ensemble des clients résidentiels ayant une consommation annuelle comprise entre 2500 et 5000 kWh, les prix et tarifs français (TTC) était à fin 2009 inférieurs d'environ : (i) 33 % au reste de la zone euro; (ii) 44 % à la moyenne de la plaque européenne (Pays-Bas, Luxembourg, Belgique, Allemagne) (iii) 47 % aux prix allemands.

tique française, qui était avant tout une politique d'offre. La thermosensibilité¹ élevée de la demande française d'électricité est la conséquence de ce choix de politique industrielle, le chauffage électrique ayant offert un débouché à une production électrique devenue trop importante par rapport aux besoins avérés.

Ce modèle industriel a permis d'atteindre, sans accident majeur à ce jour en France, une certaine amélioration de l'indépendance énergétique nationale dans des conditions économiques favorables et, en outre, mérite identifié plus tardivement, de limiter les émissions de gaz à effet de serre de l'économie française. Cependant, outre la question de la sûreté nucléaire et du devenir des déchets nucléaires, deux conclusions tirées implicitement de ce programme sont désormais à déconstruire dans le nouveau contexte économique et technologique international :

- un renouveau du nucléaire préserverait une électricité relativement bon marché permettant, *via* un transfert de certains usages (transport) vers l'électricité, de contenir le renchérissement de l'ensemble des énergies;
- la mise en place d'un programme de construction bénéficiant d'un soutien public à l'appui d'une technologie entrainerait automatiquement l'émergence sur le territoire national d'acteurs industriels présents sur l'ensemble de la chaîne associée à cette technologie. Cette conclusion explique sans doute l'erreur en termes de politique industrielle liée au mode retenu pour le développement des énergies renouvelables en France (cf. *infra*).

LES LEÇONS DE L'ACCIDENT DE FUKUSHIMA

Le 11 mars 2011, un séisme de magnitude 9 suivi d'un tsunami de plus de 10 mètres provoque l'arrêt urgent des réacteurs de la centrale de Fukushima-Daiichi (où se situent 6 des 54 réacteurs japonais). Les sys-

1. C'est-à-dire la variation de la demande en fonction de la température. Pour mémoire, chaque baisse de la température d'un degré Celsius en hiver au moment de la pointe (*i.e.* un soir de semaine à 19h) conduit en France à un surcroît de consommation de 2300 MW, soit l'équivalent de la production de deux réacteurs d'une puissance de l'ordre de 1000 MW ou le double de celle de la ville de Marseille.

tèmes de refroidissement à l'arrêt, normaux et de secours, ont tous été endommagés. Sans ces systèmes, le combustible en réacteur atteint son point de fusion, ce qui entraîne des dommages irréversibles avec la libération de gaz et de particules radioactives dans l'atmosphère. L'accident est classé au niveau 7 sur l'échelle INES (le maximum). La situation, plusieurs mois après l'accident, demeure préoccupante, avec des rejets d'eau radioactive et une contamination irréversible du site et de ses environs.

Cet accident, qui résulte de causes naturelles hors du commun, fait vaciller la vision nucléaire mondiale basée sur la défense d'une énergie sûre et maîtrisée :

- L'accident survient dans un des pays les plus avancés sur le plan technologique et non dans un pays en décrépitude économique ;
- L'accident survient dans le pays possédant une des cultures du risque les plus développées même si le Japon avait déjà fait l'objet de critiques fortes s'agissant de la transparence de la sûreté de sa filière nucléaire ;
- L'accident montre que le risque même le moins probable doit être pris en compte.

La mauvaise gestion de crise par l'exploitant Tepco et la minimisation initiale de l'accident par les instances internationales – en particulier l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) – montrent par ailleurs la faiblesse de l'organisation internationale en matière de supervision et de prévention. Le nucléaire dispose dans les pays avancés d'autorités de sûretés exigeantes, autonomes et en étroite relation : force est de constater que cela ne suffit pas.

Enfin, l'accident de Fukushima remet totalement en cause la stratégie d'exportation de l'énergie nucléaire dans les pays émergents. Parmi les pays prétendants à l'accès au nucléaire et avec lesquels Areva, EDF ou GDF Suez étaient en discussion avant l'accident se trouvent en effet des pays comme la Jordanie, la Libye, les Emirats Arabes où les conditions économiques et démocratiques sont incontestablement dégradées par rapport aux pays de l'OCDE et font douter de la capacité de ces pays à mettre en place rapidement une autorité de sûreté et des normes de

prévention égales à celles des pays les plus avancés. La politique d'exportation de centrales nucléaires par les acteurs français doit ainsi être profondément réévaluée pour exclure de son champ d'action les pays n'apportant pas suffisamment de garanties. Cette position peut paraître discriminatoire car elle priverait de fait les pays moins développés d'une source d'énergie qui peut paraître aujourd'hui bon marché et non émettrice de gaz à effet de serre. Elle s'impose cependant car les conséquences sanitaires, environnementales mais aussi économiques d'un accident nucléaire sont mondiales.

L'accident de Fukushima plonge la politique énergétique française dans une période de crise : comment accroître la sécurité des réacteurs existants ? Quelle alternative à moyen terme au nucléaire compatible avec les enjeux de réduction des gaz à effet de serre ? A quels coûts ?

LA PLACE DU NUCLÉAIRE

La place du nucléaire, qui restera toutefois marginal au niveau international (l'énergie nucléaire ne fournit que 6 % de la demande d'énergie primaire mondiale), est à repenser en France.

Au niveau international

Le nucléaire ne jouera qu'un rôle relativement limité comparativement aux énergies fossiles

Le nucléaire peut être perçu comme une énergie de transition vers une économie mondiale décarbonée à partir d'une situation de forte dépendance aux énergies fossiles (gaz, charbon et pétrole), qui représentaient, selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), plus de 80 % de la consommation d'énergie primaire de la planète en 2008 (voir chapitre 1). Il convient toutefois de relativiser fortement cette éventuelle place du nucléaire : celui-ci devrait au mieux passer d'une part de l'ordre de 6 % de la consommation d'énergie primaire mondiale à 11 % d'ici 2035 dans le scénario le plus ambitieux de l'AIE en termes de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre.

Une telle hausse serait significative et ouvrirait théoriquement des perspectives économiques étendues pour les opérateurs français. Cepen-

dant, elle reste peu probable et n'aurait que peu d'effet face aux enjeux énergétiques globaux.

En effet, il convient de prendre en compte le caractère absolument singulier de la technologie nucléaire. Quelle que soit sa contribution future au mix énergétique, le nucléaire restera confronté aux problèmes de stockage des déchets (dont les effets dans le temps atteignent le millénaire), au risque d'accident majeur, à la question de la prolifération, à la haute technicité et aux lourds moyens industriels requis et au légitime questionnement sur son acceptabilité sociale (sans oublier la disponibilité des ressources en uranium et métaux rares). Tout cela impose de manière absolue que le développement du nucléaire soit conduit dans des conditions politiques et économiques assurant une stabilité à très long terme. Sans faire du nucléaire une énergie réservée aux pays de l'OCDE ou aux grands pays émergents (en premier lieu la Chine), il convient d'être particulièrement exigeant sur cette dimension, y compris dans le soutien que les autorités françaises, pourraient accorder à des projets à l'export : le temps de représentants politiques « purs VRP », parfois plus allants que les opérateurs eux-mêmes, doit être désormais totalement repensé.

Le nucléaire en France à « court terme » : de 2012 à 2020-2025

La sécurisation du parc nucléaire existant est une priorité et nécessitera des investissements significatifs au cours de la décennie.

Les investissements d'EDF dans la maintenance du parc nucléaire ont augmenté de manière tout à fait significative entre 2004 et aujourd'hui et représentent désormais environ 2 milliards d'euros par an (soit un quasi-triplement). Ces investissements ont pour objectif de redresser la dégradation de la performance qui s'explique notamment par l'apparition « d'avarie génériques » ayant affecté une part importante d'un parc standardisé. Cette reprise des investissements, qui est en large partie un rattrapage suite à un sous-investissement passé, est appelée à s'accroître dans les années à venir.

Selon la place du nucléaire souhaitée à moyen terme dans le mix énergétique, il faudra ajouter des dépenses nécessaires à l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans ou au renouvellement du parc. L'allongement au-delà de 40 ans, avec l'éven-

tualité de porter la durée de fonctionnement des réacteurs à 50 ou 60 ans, est ainsi d'ores et déjà effectif aux Etats-Unis¹. Un retour d'expérience a conduit à identifier les investissements nécessaires à la prolongation à 500 \$ par kW (soit 500 millions de dollars pour un réacteur d'une puissance de 1000 MW, soit environ 400 M€ par réacteur de 1000 MW). Ces investissements financent notamment le renouvellement des gros composants (générateurs de vapeur, couvercle des cuves, turbines, alternateurs, etc.).

Il convient toutefois de relever que ces investissements ont été conduits aux Etats Unis à niveau d'exigence de sûreté identique à celui qui prévalait avant la décision de prolongation, *i.e.* sans renforcement notable de la sûreté des réacteurs. La situation des parcs européens, notamment du parc français, est différente sur ce plan. Le cadre légal en vigueur en Europe conduit en effet à un réexamen tous les dix ans² du référentiel de sûreté visant à accroître les exigences en la matière³.

L'un des enjeux est notamment d'accroître la résistance des centrales actuellement en exploitation aux agressions externes, qu'elles soient d'origines météorologique ou climatique, sismique ou humaines. L'accroissement du degré d'exigence qui sera fixé en termes de sûreté, tout particulièrement dans le cadre des leçons à tirer de Fukushima, aura un impact direct sur le montant des investissements d'allongement de durée.

Un retour d'expérience des principaux investissements effectués dans des réacteurs nucléaires européens, dans l'optique d'atteindre une durée de fonctionnement supérieure à 40 ans dans des conditions de sûreté

1. Le parc américain, avec 104 réacteurs, est le principal parc mondial. Ce parc a été développé avant les parcs japonais et européens notamment et a donc été le premier confronté à la problématique de l'allongement au-delà de 40 ans de la durée de fonctionnement. La moitié environ de ces réacteurs a ainsi d'ores et déjà obtenu l'autorisation de prolonger la durée de fonctionnement de 40 ans à 60 ans (une telle prolongation de licence d'exploitation est possible dans le cadre du règlement américain).

2. Réexamens décennaux de sûreté.

3. Pour mémoire, en France, la loi de transparence et de sûreté nucléaire (loi TSN) impose, dans son article 29, que l'exploitant d'une installation nucléaire de base procède tous les dix ans, au réexamen de la sûreté de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales. Aux termes de cet article, « *l'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire et aux ministres chargés de la sûreté nucléaire un rapport comportant les conclusions de cet examen et, le cas échéant, les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la sûreté de son installation. Après analyse du rapport, l'Autorité de sûreté nucléaire peut imposer de nouvelles prescriptions techniques. Elle communique aux ministres chargés de la sûreté nucléaire son analyse du rapport* ».

accrues, conduit ainsi à retenir une fourchette comprise entre 600 M€ et 1 Md€ pour un réacteur d'une puissance de 1 GW. Le montant précis de ces investissements ne pourra être connu en France qu'à l'issue du travail technique approfondi conduit actuellement par EDF et l'ASN, appuyé notamment par un Groupe Permanent d'Experts. Cette étude a pour objectif de préciser les conditions envisageables pour porter au-delà de 40 ans la durée de fonctionnement des réacteurs actuels.

D'un point de vue strictement économique et financier, cette décision présenterait l'avantage de repousser au-delà de 2025 les dépenses de renouvellement du parc. Elles seront lourdes, que l'option nucléaire soit maintenue ou pas.

Le financement de ces investissements d'allongement et de sécurisation du parc existant sera nécessairement répercuté sur les consommateurs, notamment afin d'éviter un accroissement de l'endettement de l'opérateur historique qui pourrait fragiliser sa capacité à participer à l'effort de transformation du mix électrique à moyen terme.

D'un point de vue politique, la prochaine majorité aura donc à prendre une décision industrielle et financière majeure concernant la sécurisation et le prolongement du parc nucléaire existant. Cela représentera un programme d'investissement de **25 à 35 Md€ cumulés sur une dizaine d'années** (qui s'ajouteront aux investissements actuels d'EDF dans le parc nucléaire français de l'ordre de 2 Md€ par an). Cette décision imposera une hausse tarifaire significative qu'il faudra assumer politiquement et rend de ce fait indispensable la **mise en place d'un dispositif tarifaire plus protecteur des populations modestes**.

Le nucléaire en France à « moyen terme et long terme » : à partir de 2020-2025

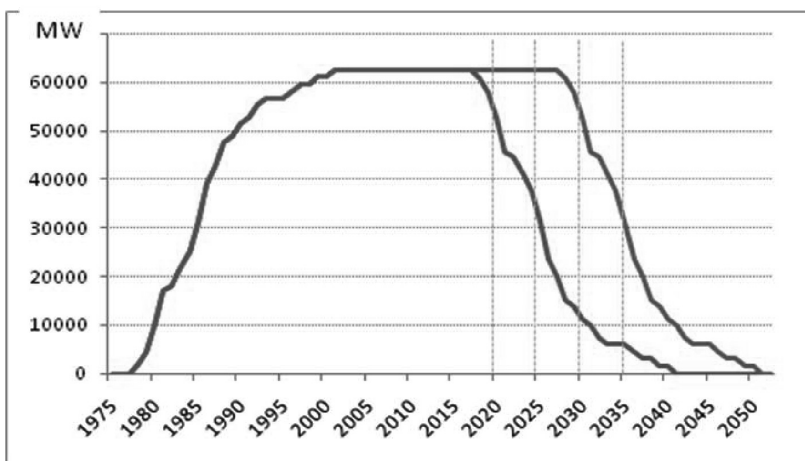
Un choix de société difficile qui doit faire l'objet d'une consultation nationale d'un type nouveau.

Moins médiatisés que les énergies renouvelables, la réduction de la consommation d'électricité et l'accroissement de l'efficacité énergétique constituent les principaux outils d'évolution du mix électrique à moyen et long terme. Ils permettent en effet de desserrer la contrainte et d'élargir le champ des possibles en matière de politique énergétique. Il faut

toutefois être conscient qu'ils ne porteront leurs fruits que dans la durée. D'ici 2020, les scénarios volontaristes¹ envisagent au mieux, malgré les efforts d'efficacité énergétique, une stabilisation de la demande d'électricité.

Le parc nucléaire a été mis en service de 1978 à 2002. La durée prévisionnelle de fonctionnement de chaque réacteur est liée à une inspection générale de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) tous les 10 ans. Les plus vieux réacteurs ont aujourd'hui de l'ordre de 30 ans et atteindront 40 ans entre 2018 et 2021. Sauf pour d'éventuelles centrales qui ne passeraient pas les inspections décennales, la question de la prolongation – pour une durée de 10 ans – ou du remplacement, s'étalera donc de 2020 à 2040. Cette période pourrait coïncider, à condition d'engager dès aujourd'hui une politique ambitieuse de maîtrise de la demande (voir chapitre 3), avec le début de la décroissance des consommations.

Evolution de la puissance en service (parc existant en 2011) avec durée de fonctionnement de 40 ans ou 50 ans



Si la France décidait de maintenir l'option nucléaire avec une exigence de sûreté élevée, par exemple en optant pour le développement d'un parc d'EPR, une extrapolation à partir du coût de construction anti-

1. Dans le plan d'action en faveur des énergies renouvelables, pourtant ambitieux en matière d'efficacité énergétique, il est prévu une croissance moyenne de 2,5 % de la consommation d'électricité sur la période 2010-2020. Cette augmentation s'explique par de nouveaux usages de l'électricité : équipements électroniques, véhicules électriques, climatisation, recours accru au chauffage électrique.

cipé des EPR de Flamanville 3 et de Penly 3 conduit à **estimer à environ 180 Md€ le coût de construction d'un parc nucléaire constitué uniquement d'EPR et comparable en puissance disponible au parc actuel**. En faisant l'hypothèse d'une durée de fonctionnement portée à 50 ans pour les centrales actuelles, l'essentiel de ces investissements devra être conduit à partir de 2025 et pourrait représenter **de l'ordre de 12 Md€ par an en moyenne sur la période 2025 – 2040**.

En termes de trajectoire de prix de l'électricité, le coût complet de production d'un EPR de 60 € à 80 € par MWh, est, en outre, notablement supérieur au coût du nucléaire historique facturé dans les tarifs actuels, qui est plutôt de l'ordre de 40 € par MWh¹. L'arrivée en fin de vie du parc électronucléaire existant et les exigences de sûreté accrues conduiront donc à atténuer la compétitivité relative du nucléaire, notamment par rapport aux moyens renouvelables les plus compétitifs (éolien terrestre)².

En parallèle, les moyens de productions renouvelables vont se développer : le plan d'action en faveur des énergies renouvelables³ vise pour 2020 une production d'électricité renouvelable de 155 TWh (avec les 65 TWh d'hydraulique existant), soit 27 % de la consommation contre 15 % aujourd'hui. Des efforts supplémentaires, s'ils sont entrepris d'ici 2015, notamment en ce qui concerne l'éolien, la biomasse et la petite

1. D'autres pays européens auront à affronter ce défi financier plus tôt : au Royaume-Uni, 40 % de la capacité installée devra être renouvelée d'ici 2025 avec le souci de réduire le niveau d'émission moyen du parc en CO₂.

2. L'industrie nucléaire promeut aujourd'hui des réacteurs dits de troisième génération, par opposition aux réacteurs de deuxième génération actuellement en exploitation. Ce changement de génération ne repose toutefois pas sur un saut technologique (à l'inverse du passage à la quatrième génération qui correspondrait à la surgénération) mais sur un accroissement significatif du référentiel de sûreté. Les deux réacteurs présentés comme les plus sûrs, l'AP 1000 de Toshiba-Westinghouse et l'EPR d'AREVA, incorporent en effet différents dispositifs permettant de réduire les risques d'accidents, notamment avec atteinte aux populations, en améliorant la sûreté intrinsèque du réacteur et sa résistance aux agressions externes. L'EPR est par exemple, doté de quatre systèmes de sauvegarde, contre deux pour les réacteurs standards de deuxième génération d'un récupérateur de cœur fondu en cas de fusion du réacteur ou encore d'une coque anti-avion susceptible de résister à l'impact d'un avion de ligne. Ces dispositifs ont toutefois conduit à accroître de manière significative le coût de ces réacteurs. Ainsi l'EPR se situe vraisemblablement aujourd'hui à un coût de construction de 3000 à 3500 € par kW (soit un coût total de 5 Md€, voire un peu plus, pour une tranche de 1600 MW) et l'AP 1000 serait à un niveau similaire. Ce montant est à comparer au coût historique de 1400 € par kW (mis en monnaie aujourd'hui) pour construire les réacteurs de deuxième génération du parc français.

3. Il s'agit du principal document contraignant vis-à-vis de l'Union européenne.

hydraulique pourraient faire monter ce pourcentage au-delà de 30 %. Au-delà de 2020, le déploiement des énergies renouvelables se poursuivra. Toutefois sa généralisation au-delà de 40 % butera sur des problèmes techniques liés à l'intermittence et à la faible adaptation aux pics de consommation. Le renforcement des interconnexions européennes aidera, mais les réelles solutions techniques sont aujourd'hui au stade de la R&D : stockage, réseaux intelligents, modulations des consommations pour lisser les pointes, etc. Il est difficile de savoir si elles pourront permettre de franchir la part de 50, 60 voire 75 % d'énergies renouvelables d'ici 2050, d'autant plus qu'un nouvel usage, la voiture électrique, viendra également modifier la nature des besoins d'électricité.

Sous réserve d'y mettre le prix – car les mesures d'efficacité énergétique et de déploiement des renouvelables ont un coût d'investissement élevé – il est donc possible de réduire progressivement la part du nucléaire à partir de 2020-2025 par le non-renouvellement des centrales arrivées entre 40 et 50 ans d'exploitation. **La part du nucléaire peut ainsi baisser sans difficulté jusqu'à 50 %, les énergies renouvelables assurant 40 % et les moyens thermiques d'appoint 10 %.** Au-delà, des contraintes techniques et économiques (coût du stockage et des effacements de consommation) subsistent pour la généralisation des énergies renouvelables et il est trop tôt pour affirmer qu'elles pourront se substituer au nucléaire. Cette incertitude n'est pas problématique dans la mesure où le choix de renouveler ou de prolonger les réacteurs nucléaires interviendra tout au long de la période 2020-2040.

La question de l'évolution du mix énergétique au-delà de 2020-2025 est donc largement ouverte, avec la possibilité d'une réduction progressive du nucléaire entre 2020 et 2040, et d'une sortie vers 2050. Il s'agira d'arbitrer sur les efforts en matière d'efficacité énergétique, le degré d'incorporation des énergies renouvelables, le degré de recours aux moyens thermiques (éventuellement avec stockage du carbone si celui-ci devient opérationnel), ce qui déterminera alors le degré de recours à l'électricité nucléaire. Le mix énergétique à moyen terme constitue un choix de société majeur, qui aura des répercussions sur plusieurs dizaines d'années et un impact sur des grandeurs macroéconomiques comme le prix de l'électricité, les émissions de gaz à effet de serre, l'emploi industriel, la balance commerciale, la compétitivité des entreprises, la croissance économique. Il n'y a pas de solution intrinsèquement meilleure que les autres : il s'agit d'arbitrer entre risques, coûts, émission de gaz à effet de serre, indépendance énergétique et degrés d'efforts à consentir.

Ce choix doit être effectué avant 2015, sans la précipitation qui entraînerait un débat purement idéologique entre les « pro-nucléaires » et les « anti-nucléaires ». Il doit donc avoir lieu après l'élection présidentielle. Ce débat, stratégique et difficile, n'a jamais eu lieu : pour ne pas risquer l'échec, le Grenelle de l'environnement a ainsi soigneusement mis de coté la question du nucléaire et les débats publics n'ont traité que d'aspects ciblés. Le format du débat devra être innovant : l'expérience montre en effet que les débats publics de type « Commission nationale du débat public » ne permettent pas de traiter correctement de thématiques larges et controversées. Il ne peut pas se résumer à un simple référendum. Il pourrait donc utiliser des outils innovants de consultation et de participation du public, comme les panels de citoyens ou le sondage délibératif de type Fishkin¹, qui permettent l'expression d'opinions informées des citoyens après plusieurs séances de travail avec des experts de toutes sensibilités. **L'ensemble des mesures présentées dans ce rapport, en constituant un cadre cohérent pour une politique énergétique progressiste et responsable, ouvrent réellement le champ des possibles à moyen terme en matière d'énergie et créent les conditions d'un véritable débat.**

LES ÉNERGIES FOSSILES

A l'exception peut-être du gaz naturel pendant une décennie, les énergies fossiles ne pourront voir leur rôle s'accroître de manière soutenable.

L'insoutenable renouveau du charbon

Energie du passé, le « roi charbon » (*king coal*) aurait pu être l'énergie du futur : relativement abondant, pratique à utiliser, peu cher, localisé dans des zones politiquement stables (Amérique du Nord, Australie, Chine, *etc.*), celui-ci est à bien des égards économiquement pertinent. Ceci explique son succès dans les pays émergents pour la production d'électricité (la Chine construit une centrale à charbon par semaine et

1. D'après le modèle de James Fishkin, Université de Stanford. Voir par exemple les travaux de Loïc Blondiaux ou Pierre Martin :

http://www.persee.fr/articleAsPDF/rfsp_0035-2950_1998_num_48_1_395259/article_rfsp_0035-2950_1998_num_48_1_395259.pdf
http://www.persee.fr/articleAsPDF/polix_0295-2319_2002_num_15_57_1212/article_polix_0295-2319_2002_num_15_57_1212.pdf

possède avec Datang l'un des principaux constructeurs de centrales thermiques à flamme au monde). En revanche, le bilan carbone de l'électricité produite à base de charbon est le pire de toutes les sources d'énergie, en dépit de l'amélioration des rendements (technologies supercritiques et ultracritiques, cycles combinés à charbon gazéifié dont le coût reste particulièrement élevé) et sa combustion, malgré la mise en place de dispositifs de filtrage sophistiqués, émet plus de gaz polluants¹, hors gaz à effet de serre, que tout autre énergie fossile.

La possibilité de stocker et d'enfouir les gaz à effet de serre en sortie de centrale (capture et séquestration de carbone – CSC) est parfois présentée comme l'une des principales solutions d'avenir permettant le renouvellement du charbon, qui deviendrait ainsi propre (*clean coal*). Cette technologie fait l'objet de soutiens publics, tant en France (programmes de soutien de l'ADEME) qu'au niveau européen avec la mise en place de subventions pour des projets pilotes dans le cadre du plan de relance européen et l'allocation de quotas CO₂ additionnels pour cette technologie.

Cette technologie se heurte toutefois à de nombreuses difficultés. Sur le plan technico-économique, la mise en place d'un dispositif de capture renchérit significativement le coût de production d'une centrale à charbon et l'investissement, en l'état des coûts actuels, n'est pas rentable pour un investisseur privé, même en fixant un prix du carbone de l'ordre de 50 à 60 € par tonne de CO₂ (sachant que le prix sur le marché européen est à ce jour de 17 € par tonne). En outre, le déploiement à grande échelle de cette technologie nécessiterait de développer des réseaux de transport du CO₂ reliant lieux de capture et lieux de stockage, qui ne coïncident pas, ce qui augmenterait davantage les investissements nécessaires. Enfin, sur le plan environnemental, le stockage, envisageable notamment dans d'anciens puits de pétrole ou dans des cavités souterraines, ne fait pas l'objet d'un consensus scientifique et pose, à l'instar des déchets nucléaires, un problème d'équité intergénérationnel puisqu'il consiste à léguer à nos descendants des résidus toxiques.

Eviter une nouvelle ruée vers le gaz

Si le pétrole et ses dérivés ne peuvent être une réponse à terme, l'abondance de gaz peu cher pendant quelques années pourrait retarder la transition énergétique vers une économie décarbonée (chapitre 1).

1. Dioxyde de soufre (SO₂), oxydes d'azote (NOx), hydrocarbures aromatiques, métaux lourds, mercure, radium, etc.

Comme indiqué dans le chapitre 1, l'épuisement des ressources de pétrole et de ses dérivés (fioul, gas-oil, essence, kérosène) est proche. De plus en plus d'analystes¹ suggèrent que le pic de production – dit pic de Hubbert- est déjà atteint ou le sera dans les dix ans qui viennent² (sans tenir compte du bilan carbone très négatif de la combustion du pétrole). Dans ce contexte, et sachant que le pétrole représente un tiers de l'énergie consommée en France, il est impératif de commencer dès à présent à le réserver aux usages les moins facilement substituables et à lui trouver des alternatives (développement du véhicule électrique et surtout éco-mobilité).

Les découvertes récentes de gisements de gaz non conventionnels (*gaz de schiste* américains notamment) ont bouleversé, en parallèle de la crise économique, les équilibres des marchés, conduisant à une forte baisse des prix et une décorrélation par rapport aux prix du pétrole. L'AIE estime que les prix du gaz devraient être orientés de nouveau à la hausse dans les années qui viennent sous l'effet de la reprise économique et d'une demande issue des pays asiatiques. Il n'en reste pas moins que ce niveau bas des prix du gaz peut retarder certaines décisions d'investissements dans des technologies alternatives comme le nucléaire ou les énergies renouvelables.

Enfin, s'il n'est pas évident d'identifier dans quelle mesure l'évolution liée aux gaz non conventionnels est durable, il convient toutefois de rappeler que l'exploitation de ces gisements non conventionnels s'avère médiocre en termes environnementaux et d'émissions de gaz à effet de serre. De plus, l'Europe dispose de gisements limités, situés principalement en Europe Centrale, et un accroissement de la dépendance au gaz naturel conduirait à dégrader à terme sa sécurité d'approvisionnement.

Dans ce contexte, parier au niveau européen sur le gaz n'apparaît pas relever d'une politique énergétique soutenable et il conviendra de maintenir ou de mettre en place les incitations adaptées pour éviter une nouvelle ruée vers le gaz (*dash for gas*) à l'horizon du remplacement du parc nucléaire, et ceci même si le gaz devait être encore relativement bon marché en 2025.

1. Le dernier en date est le département de veille technologique de la banque HSBC, qui a affirmé en avril 2011 que la production de pétrole se tarirait d'ici 50 ans.

2. Rappelons que, selon l'AIE, la production de pétrole conventionnelle a atteint son pic en 2006.

SOUTENIR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DE FAÇON... SOUTENABLE

L'effort de soutien aux énergies renouvelables doit être maintenu dans la durée, en dépit de son coût à court terme, et doit être mieux orienté dans une logique de constitution de filières industrielles

Les difficultés techniques et économiques des ENR

Comme indiqué plus haut, les potentiels de l'hydraulique restent limités en Europe. La production française stagne à environ 10 Mtep (65 TWh) par an car tous les sites propices sont équipés. Des gains marginaux sont possibles en améliorant les turbines des centrales et en développant la micro-hydraulique. Ils resteront toutefois minimes : la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité prévoit une hausse de 3 TWh/an (soit 0,6 % de la consommation actuelle d'électricité) à l'horizon 2020.

Les autres énergies renouvelables (biomasse, éolien, photovoltaïque et biocarburants¹) présentent de nombreux avantages, notamment en termes d'indépendance énergétique et d'environnement. Elles restent cependant confrontées à trois défis majeurs (déploiement à grande échelle, coût et intermittence) qui, à court terme, ne permettent pas de les considérer comme substituables au nucléaire à demande constante.

Le défi du déploiement à grande échelle

Les quelques chiffres ci-dessous permettent immédiatement de constater que les énergies renouvelables sont loin de pouvoir, aujourd'hui, assurer seules la consommation actuelle :

1. Le solaire thermique dans les bâtiments, les pompes à chaleur et les chaudières à condensation sont considérés comme des moyens de maîtrise de la demande et non comme des moyens de production.

Une production moyenne de 10 TWh* sur une année peut être obtenue avec l'un des moyens de production suivants¹ :

thermonucléaire	9/10 ^e d'un réacteur REP 1 450 MW (type Chooz ou Civaux)										
éolien	2 000 éoliennes d'une puissance de 2 MW ²										
photovoltaïque	10 millions d'installations de 10 m ² , d'une puissance de 1 kW pour 10 m ² (3)										
thermique à flamme	{ <table border="0" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr> <td>biomasse</td> <td>16 millions de tonnes de bois</td> <td rowspan="4">10 TWh = 2% de la consommation d'électricité actuelle</td> </tr> <tr> <td>charbon</td> <td>3,5 millions de tonnes</td> </tr> <tr> <td>pétrole</td> <td>2,2 millions de tonnes</td> </tr> <tr> <td>gaz</td> <td>1,6 milliard de m³</td> </tr> </table>	biomasse	16 millions de tonnes de bois	10 TWh = 2% de la consommation d'électricité actuelle	charbon	3,5 millions de tonnes	pétrole	2,2 millions de tonnes	gaz	1,6 milliard de m ³	
		biomasse	16 millions de tonnes de bois		10 TWh = 2% de la consommation d'électricité actuelle						
		charbon	3,5 millions de tonnes								
		pétrole	2,2 millions de tonnes								
gaz	1,6 milliard de m ³										

source : les chiffres clés de l'énergie 2010 – MEEDDM

Pour arriver à produire l'équivalent de la production d'un réacteur nucléaire d'une puissance de 1 450 MW – la France compte 63 000 MW installés – il est ainsi nécessaire de déployer 2 200 éoliennes – soit environ 100 par région – ou d'équiper un tiers des logements existants de panneaux photovoltaïques.

La biomasse et les biocarburants présentent d'importants potentiels mais ils se heurtent au problème de conflits d'usages avec l'agriculture, l'industrie papetière ou encore l'industrie du bois. Les biocarburants de première génération sont consommateurs d'espaces agricoles et présentent des bilans énergétiques mitigés. L'usage de la biomasse et des biocarburants pourra être généralisé au fur et à mesure que se développeront les technologies de 2^e génération ainsi que la valorisation énergétique des sous-produits forestiers. Les industries correspondantes constituent un gisement d'innovation et d'emplois important en France, qui dispose de ressources abondantes et d'entreprises bien positionnées. La programmation pluriannuelle des investissements de production adoptée en 2009 prévoit ainsi une croissance modérée de la biomasse à l'horizon 2020 : incorporation de biocarburants à hauteur de 10 % dans les carburants et production de 18 Mtep (contre 9,5 Mtep actuellement) à partir de biomasse, soit 7 % de la consommation actuelle d'énergie primaire.

La question du coût

Si les énergies renouvelables restent peu développées en France et à l'échelle mondiale, c'est avant tout car elles sont actuellement plus chères que les autres moyens de production (même en valorisant les dom-

mages évités à l'environnement). Les biocarburants, par exemple, sont rendus compétitifs parce qu'ils sont largement exonérés de taxes (notamment la taxe intérieure sur les produits pétroliers – TIPP). L'électricité renouvelable est subventionnée via des tarifs d'achat préférentiels et la chaleur renouvelable (réseau de chaleur, chaudière biomasse de grande taille) ne se développe que grâce aux aides de dispositifs de soutien, par exemple en France via le fonds chaleur. L'éolien terrestre constitue une exception notable puisqu'il est pratiquement compétitif avec le prix de marché. Il fait face en revanche à des problèmes d'acceptabilité locale¹ et, s'agissant d'une énergie intermittente, ne pourra pas être déployé sans adjonction de dispositifs de stockage/lissage qu'il faudra savoir produire à grande échelle et financer.

A l'opposé de l'éolien, les panneaux photovoltaïques bénéficient d'une très bonne acceptation sociale mais sont la source d'énergie la plus coûteuse : ils ne sont rentables que si l'électricité qu'ils produisent est achetée 4 à 8 fois plus cher que le prix actuel de l'électricité. Les progrès technologiques sont cependant rapides et permettent une baisse régulière du coût de revient mais il faudra sans doute réussir une percée technologique pour atteindre la compétitivité intrinsèque et ouvrir la voie à un large déploiement. Cela mérite d'importants efforts de R&D.

Entre ces deux extrêmes, l'éolien *offshore* et la biomasse ont besoin de tarifs d'achat préférentiels 2 à 4 fois plus élevés que le prix actuel de l'électricité. Si ces prix peuvent paraître acceptables, l'éolien *offshore* est limité par le nombre de sites propices (de 10 à 12 GW de sites favorables en France, et il sera difficile d'en exploiter la moitié avant 2020) et fait face comme l'éolien terrestre à des résistances locales. Enfin, la biomasse reste limitée par les conflits d'usage, notamment avec la papeterie et les scieries, et la quantité de combustible que peut produire la France sans entamer sa forêt.

Le défi de l'intermittence

L'éolien et le photovoltaïque sont des moyens de production dits « fatals » (ils produisent dès qu'il y a du vent ou du soleil) et « intermittents » (leur production est aléatoire et n'est pas contrôlable). Les

1. Les riverains se plaignent de l'atteinte au paysage et de l'absence de retombées économiques puisque seul le propriétaire du terrain d'implantation bénéficie du versement d'un loyer.

éoliennes, par exemple, ne fonctionnent qu'entre 20 à 35 % du temps. Le photovoltaïque fonctionne environ 12 % du temps et fournit 70 % de sa production d'avril à septembre. Or, l'équilibre offre-demande d'électricité doit être assuré à tout instant et toute l'année.

Le fort développement de l'éolien et photovoltaïque (au-delà de 30 % du mix) constituera un défi organisationnel et technologique. Le développement de dispositifs de stockage (à commencer par le moins cher d'entre eux, quoique disponible en capacité limitée : les stations de pompage hydro-électrique), le déploiement de réseau intelligent, la densité accrue et la meilleure interconnexion des réseaux à l'échelle européenne sont autant de pistes pour y faire face et le déploiement de réseaux électriques performants apparaît comme la nouvelle frontière industrielle. Les acteurs français (Alstom, Schneider mais aussi les acteurs des systèmes d'informations comme Atos et un ensemble de PME) disposent de réels atouts.

Le développement de ces réseaux d'électricité locaux et transnationaux de premier plan se heurta à l'acceptabilité locale des nouvelles infrastructures et nécessitera des investissements importants (le projet de compteurs communicants d'ERDF, filiale d'EDF en charge de la distribution, représente un investissement de l'ordre de 4 Md€).

Enfin, l'intermittence de l'éolien et du photovoltaïque pose problème pour assurer les pointes de consommation d'hiver : le photovoltaïque ne peut y participer (production faible en hiver et aucune production la nuit) et l'éolien produit parfois très peu (temps sec, froid et sans vent).

A défaut de moyen de stockage, le déploiement à grande échelle de l'éolien et du photovoltaïque nécessite donc de disposer en parallèle des moyens de substitution (thermiques à flamme), de mettre en œuvre d'importants efforts de réduction des besoins de pointe en chauffage et de généraliser des dispositifs d'effacement des particuliers et des industriels lors de pics de consommation, ce qui sera facilité avec l'émergence, qui doit être vigoureusement soutenue, de réseaux intelligents.

La filière renouvelable en France

Le Gouvernement a mis en place un système d'aides qui va coûter 2 Md€ par an aux consommateurs d'électricité, pour le profit de quelques investisseurs, mais

la France n'a pas été en mesure de faire émerger une filière renouvelable compétitive au niveau mondial.

Le développement des énergies renouvelables en France a été particulièrement rapide. L'effort d'investissement est assumé principalement par le secteur privé, par les propriétaires des bâtiments pour le photovoltaïque intégré au bâti ou des acteurs industriels et bancaires dans le cadre de financements de projets pour les installations plus importantes. Ces investissements sont ensuite généreusement rentabilisés via le mécanisme d'obligation d'achat qui *in fine* transfère le surcoût des moyens de production renouvelables sur la facture d'électricité des consommateurs.

Une estimation élémentaire des montants investis en France dans les deux principales filières renouvelables dans les deux prochaines années peut être obtenue en faisant l'hypothèse d'un développement au rythme de 1,5 GW par an installé dans le photovoltaïque et de 1 GW d'éolien terrestre et de coûts d'investissement de 2,7 M€ par MW dans le photovoltaïque et 1,3 M€ par MW dans l'éolien. Celle-ci s'établit donc à plus de 5 Md€, soit un niveau presque deux fois supérieur aux investissements d'EDF en 2009 dans la production centralisée, y compris dans le chantier de Flamanville.

Le financement du développement rapide de la production d'électricité à partir de sources renouvelables reste donc un véritable défi, qui n'est pas encore réellement résolu à ce stade en France. Pour mémoire, le mécanisme de soutien mis en place en France repose principalement sur un ensemble de tarifs d'achat de l'électricité produite qui permettent à l'investisseur de rembourser et de rémunérer son capital. EDF, qui est chargée d'acheter la production, reçoit la compensation de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'achat par le biais de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), prélevée sur la facture de l'ensemble des consommateurs. On notera une ambiguïté du système : parmi les investisseurs bénéficiaires figure EDF Energies Nouvelles, filiale d'EDF à 100 % depuis avril 2011.

Pour le photovoltaïque, le tarif d'achat avait été fixé à un niveau bien supérieur aux coûts (sans compter les bonus fiscaux), sans se donner la possibilité de tenir compte de la baisse de ces coûts ni des quantités offertes (comme en Allemagne). D'où une ruée vers l'investissement

(5 GW de projets déposés en un peu plus d'un an). On peut estimer à quelque 2 Md€ le surcoût annuel qui en résultera. Une première hausse de la CSPE a dû être décidée via la loi de finances pour 2011 : trois centimes d'euro supplémentaires par kWh seront demandés aux consommateurs.

* * *

L'objectif d'un développement des énergies renouvelables en conformité avec les engagements européens de la France doit être pourtant maintenu. Cependant, il est essentiel de clarifier le dispositif de financement des énergies renouvelables et notamment du photovoltaïque, en limitant l'empilement de mesures contribuant à offrir des taux de retour sur les investissements significativement supérieurs à une rémunération normale de ce type d'activités (relativement peu risquées grâce au système de tarifs d'achat).

A ce titre, depuis janvier 2010, la filière photovoltaïque a subi de nombreuses évolutions réglementaires, certes en grande partie justifiées par l'inaction du Gouvernement en 2009, qui nuisent à son développement en créant une crise de confiance de la part des acteurs de la filière. En janvier 2010, puis à l'été 2010, le Gouvernement, a révisé, dans un cadre juridique incertain, les tarifs d'achat applicables à la filière photovoltaïque. Constatant toujours un dépôt incontrôlé de projet – les projets déposés en un an représentaient l'objectif à atteindre d'ici 2020 – le Gouvernement a décidé d'un moratoire de trois mois accompagné d'une purge de la moitié des projets. Début mars 2011, un nouveau dispositif de soutien a été mis en place permettant de mieux contrôler le nombre de projets et donc leur impact sur la CSPE. Si une telle série d'action pouvait être justifiée pour prendre en compte une situation de bulle liée à des taux de retour particulièrement élevés, elle n'a pas résolu la crise de financement du dispositif et conduit *de facto* à entacher la crédibilité d'ensemble du dispositif. Face à l'incertitude sur la réalisation des projets en file d'attente, le Gouvernement a d'ailleurs fait le choix d'une cible annuelle faible (500 MW), assorti d'un rendez-vous en 2012, pour la revoir à la hausse si le nombre de projets réalisés est insatisfaisant.

Au-delà de cette réforme, c'est l'absence de vision industrielle qui est à déplorer. Le Gouvernement a agi depuis 2008 *via* une politique de demande et a ainsi limité son programme à des subventions à la construc-

tion. Cette politique, si elle est relativement efficace pour créer une industrie nationale en marché relativement fermé, ne l'est pas en situation de marché mondialisé. De plus, elle s'est déroulée alors que les acteurs français étaient notablement en retard par rapport à certains de leurs concurrents. Elle s'est donc matérialisée par l'importation massive d'équipements étrangers, comme les panneaux photovoltaïques chinois décriés par la Ministre de l'écologie mais également les éoliennes danoises (groupe Vestas) ou allemandes (groupes Siemens ou encore RE Power).

Force est de constater que le retard français est patent sur le plan industriel. A cet égard, l'absence d'acteur industriel puissant est préjudiciable (même si ce modèle n'est évidemment pas le seul pour être performant industriellement). Alors que Siemens et General Electric sont actifs dans le renouvelable, notamment dans l'éolien, ni Alstom, ni Areva, leurs concurrents dans d'autres activités, n'ont développé une compétence forte dans le renouvelable. Areva a notamment vu son développement freiné par un démarrage trop tardif et l'échec de l'achat de l'allemand RE Power en 2007, finalement racheté par l'indien Suzlon. Pour mémoire, ce rachat par Areva avait été empêché pour tenir notamment compte de la structure financière relativement fragile du groupe public. Le groupe Areva est désormais présent marginalement dans l'éolien *offshore*, le solaire à concentration depuis l'acquisition de la société Ausra début 2010, le stockage de l'énergie via l'hydrogène et dans la biomasse. Une piste de réflexion pour une nouvelle majorité devrait consister à **donner à Areva les moyens de se développer dans le renouvelable**, grâce par exemple à une augmentation de capital ciblée sur ces activités qui pourraient être filialisées, en ciblant les technologies de rupture, pour avoir un réel effet d'entraînement sur le tissu industriel français.

Les perspectives d'émergence de groupes industriels nationaux sont réelles : si l'éolien terrestre, désormais classé comme technologie mature, semble impossible à conquérir, les opportunités sont encore nombreuses : véhicules électriques, stockage de l'énergie, photovoltaïque de rupture et photovoltaïque intégré au bâtiment, centrale solaire thermodynamique, biocarburants de seconde génération, éolien *offshore*, fourniture d'équipements pour la biomasse. L'un des enjeux est donc **mettre en place des dispositifs d'aides favorables à l'émergence d'une industrie nationale tout en respectant les règles européennes**. De ce point de vue, le soutien de l'Etat, le cas échéant capitalistique, au développement dans le

renouvelable d'un groupe public comme Areva, s'il respecte notamment les critères de l'investisseur avisé, présente de réels attraits.

Au-delà de cette réflexion sur la stratégie d'Areva, **un outil à destination des PME est nécessaire** pour pallier l'échec en termes industriels d'une politique de soutien limitée à des tarifs de rachat. Outre le maintien de l'effort de R en faveur des énergies renouvelables, aux niveaux européen et national, cette politique peut s'appuyer sur la constitution d'un outil de soutien au développement des entreprises technologiques du secteur. Cet outil prend la forme d'un **fonds de capital investissement Energies Vertes de l'ordre de 1 Md€ géré par le FSI**. Ses interventions devront s'inscrire dans une stratégie de filière, élaborée par le FSI en concertation avec les parties prenantes. Ce montant de 1 Md€, dont une fraction peut être allouée à un investissement dans une filiale d'AREVA constituée de son pôle énergies renouvelables, est obtenu par réallocation des fonds gérés par le FSI vers cette filière ou le cas échéant par affectation à ce fonds d'actions détenues par l'Etat dans le secteur de l'énergie pouvant être cédées progressivement par le FSI.

Chapitre 3

Pour une politique forte de maîtrise de la demande d'énergie Sobriété, efficacité, innovation

Il est aujourd'hui souhaitable et possible de réduire la consommation d'énergie sans perdre ni confort, ni mobilité. Cette réduction devra être mise en œuvre dans un cadre cohérent, en concertation et avec les outils appropriés.

L'INDISPENSABLE RÉDUCTION DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE EN FRANCE

Comme nous l'avons vu, l'augmentation tendancielle de nos consommations d'énergie se heurtera de plein fouet à la rareté croissante des ressources. Compte tenu de la très forte inertie des systèmes énergétiques et des incertitudes qui pèsent aujourd'hui sur la trajectoire énergétique et climatique, il n'est ni légitime ni responsable de continuer à baser notre politique énergétique sur la seule croissance de l'offre.

Sous la pression conjointe du libéralisme économique et des intérêts industriels, l'écueil serait de poursuivre une politique énergétique s'en remettant à d'hypothétiques ressources non conventionnelles et à la fuite en avant dans le progrès technique. Cette approche ne résiste pas une analyse plus fine des limites environnementales, mais aussi économiques et sociales, qui ont été décrites dans les chapitres précédents.

La facture énergétique est en effet exorbitante. Lors du pic du prix du baril de pétrole de 2008, la France a ainsi dépensé 58 milliards d'euros pour ses approvisionnements énergétiques. A prix constant, ce montant est supérieur à celui de 1981, au plus fort du second choc pétrolier. Chaque année, de 2 à 3 % du PIB est ainsi consacré à régler la facture énergétique. Les prix des combustibles fossiles ont crû de 3 % par an en euros constants depuis 1995 et tout porte à croire que cette tendance va se poursuivre, voire s'amplifier.

Cette dépendance énergétique et son coût frappent d'abord les milieux modestes, surtout quand les pouvoirs publics se désintéressent

de cette source d'injustice sociale. Deux millions de ménages en France habitent des logements peu ou mal chauffés et près de 10 % de la population est concernée par une situation de précarité énergétique. La part des dépenses énergétiques dans le revenu des ménages les plus pauvres est passée de 10 à 15 % entre 2001 et 2006. Un des enjeux, le plus urgent, est donc bien de permettre aux ménages, notamment les plus fragiles, de réduire leur facture énergétique.

Le progrès technique fournira une partie de la réponse grâce à l'amélioration de l'efficacité et le développement d'outils de performance énergétique. Il serait cependant illusoire d'imaginer que cela puisse suffire face aux enjeux énergétiques de l'époque qui s'ouvre. Pour s'en convaincre, il suffit de regarder la croissance linéaire de la consommation d'électricité en France depuis 30 ans malgré le progrès technique. Le progrès technique, à lui seul, n'est pas en mesure de maîtriser la croissance de la demande en énergie. Cette affirmation a été théorisée il y a près de 150 ans par l'économiste William Stanley Jevons. Il observa, dans l'Angleterre de la fin du XIX^e siècle, que la consommation de charbon augmentait rapidement depuis les améliorations de la machine à vapeur introduites par James Watts. L'augmentation de l'efficacité énergétique réduit relativement le coût de l'utilisation de l'énergie. Elle induit également de la croissance économique dont le contenu énergétique reste fort en l'absence de politique de maîtrise de la demande. Ainsi, les améliorations de l'efficacité énergétique conduisent à des niveaux de plus en plus élevés de consommation d'énergie car les gains liés à la performance sont plus que compensés par l'augmentation des usages. Cet effet pervers résulte du pari que les utilisateurs des nouvelles technologies seront d'emblée en capacité de comprendre les enjeux de ces technologies : dès lors que l'on s'équipe d'un nouvel appareil, on devrait spontanément en connaître les performances et donc l'utiliser au mieux de ses capacités (c'est le cas des thermostats électroniques, ou des systèmes de gestion centralisée du chauffage). Or, c'est le contraire que l'on constate. Au final, les nouvelles technologies conduisent à un résultat inverse de celui qui était escompté. Il s'agit là d'un « effet rebond » qui disqualifie des stratégies énergétiques basées trop exclusivement sur le développement des capacités de production et le progrès technologique.

La préservation des équilibres climat ajoute de nouveaux arguments en faveur d'actions ambitieuses en matière de maîtrise de la demande d'énergie. Les émissions mondiales de GES liées aux activités énergéti-

ques sont aujourd'hui d'environ 6,7 GtécC sur 7,5 GtécC d'émissions totales. Si l'on réduisait de 87 % actuellement à 50 % à l'horizon 2050 la part des énergies émettrices de carbone à l'échelle mondiale, cela ne conduirait qu'à une stabilisation des émissions de GES compte tenu du doublement attendu des consommations. Or on sait qu'à cet horizon, les émissions mondiales de carbone devront avoir été réduites de moitié. On sait également qu'il reste assez de réserves prouvées de charbon pour déverser dans l'atmosphère, avec cette seule source d'énergie, plus du double des émissions totales envisagées dans les scénarios du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) les plus émetteurs. Dans un scénario purement tendanciel en France¹, notre production d'énergie primaire augmenterait d'un facteur 3 à l'horizon 2050 et nos émissions de GES seraient multipliées par 5. Ces ordres de grandeur suggèrent sans équivoque que la poursuite des tendances actuelles en matière d'énergie n'est pas soutenable, tant du point de vue de la sécurité énergétique que de l'environnement et du climat. Les travaux de prospective énergétique disponibles à l'échelle française ou mondiale confirment qu'il n'y a pas de scénario vertueux en matière d'énergie et de climat sans passer par une action résolue pour limiter nos consommations d'énergie.

Aujourd'hui, la maîtrise de la demande d'énergie est une stratégie de premier choix qui permet de desserrer les contraintes. Inverser les termes de l'équation énergétique, en regardant d'abord comment mieux consommer l'énergie avant de chercher à en produire plus est une des meilleures façons d'aborder le problème. Rechercher une plus grande efficacité de l'usage de l'énergie, promouvoir des modes de consommation sobres en énergie et dégager le secteur des transports de sa dépendance pétrolière constituent des orientations gagnantes dans un contexte de montée des prix des énergies et de changement climatique. Elles constituent les options de premier ordre, qu'il convient de privilégier par tous les moyens de l'action publique dès lors qu'elles relèvent du bon sens, sont peu coûteuses ou que leur bilan économique, externalités comprises (réduction d'émissions de CO₂, qualité de vie, ...) est positif. La sobriété et l'efficacité énergétique permettent également une plus grande robustesse économique, sociale et environnementale face aux bouleversements que l'on pourrait connaître au cours du XXI^e siècle.

1. Par exemple en prolongeant le scénario tendanciel à 2030 de la DGEMP (2004) ou en considérant le scénario tendanciel de l'association Negawatt.

La maîtrise de la demande en énergie est donc une stratégie sans regret car l'énergie la moins chère et la moins polluante sera toujours celle que l'on ne consomme pas. Elle est particulièrement adaptée à un contexte marqué par de très fortes incertitudes sur les ressources et les contraintes qui s'appliqueront à la politique énergétique des prochaines décennies.

La maîtrise de la demande en énergie n'est pas une démarche austère ou passéiste, il ne s'agit évidemment pas de diminuer le confort ou la qualité de vie mais bien de fournir les mêmes services en consommant moins et mieux l'énergie. Les gisements d'économie et de réduction des gaspillages sont considérables : l'association Negawatt estime ainsi qu'il est possible avec les technologies disponibles de diviser par un facteur 2 à 5 nos consommations d'énergie à qualité de vie inchangée. Dans un contexte de fortes contraintes environnementales et climatiques, la vraie modernité est du côté de l'innovation sociale, technique et organisationnelle pour mieux utiliser l'énergie, lutter contre les gaspillages et l'abandon des technologies inefficaces.

La sobriété doit constituer le socle d'une politique énergétique responsable : il s'agit ainsi d'adapter nos comportements individuels et collectifs pour limiter la gabegie énergétique et fonder ainsi notre avenir sur des besoins en énergie moins voraces et plus équitables. En même temps que l'on repositionne ainsi nos besoins, il faut veiller à les satisfaire avec les meilleures techniques disponibles afin de limiter au maximum les pertes et les consommations inutiles : à condition qu'elle s'accompagne des apprentissages collectifs et individuels correspondant aux technologies les plus adaptées, l'efficacité énergétique constitue donc le complément indispensable par l'amélioration continue de nos équipements, bâtiments et moyens de transport.

La maîtrise de la demande d'énergie (MDE) ne signifie donc ni rationnement ni « retour en arrière ». Misant sur la promotion d'une culture partagée de la sobriété, c'est une stratégie qui mise sur la responsabilité individuelle et l'intelligence collective, l'innovation et la solidarité pour dessiner un avenir énergétique plus soutenable.

LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE ET THERMIQUE : POTENTIEL ET LEVIERS

Le scénario fait en 2006 (et en cours de mise à jour) de l'association Negawatt donne un bon aperçu du potentiel d'économie d'électricité. En mobilisant un ensemble de leviers incitatifs, réglementaires et de sensibilisation en faveur de la sobriété, la réduction de la demande d'électricité atteint 0,2 à 0,4 % par an dans ce scénario, permettant une économie de 79 TWh à l'horizon 2030 (soit la production de 8 centrales nucléaires). Tout en veillant à ce que leur production ne dérive pas vers des surconsommations énergétiques, le scénario suppose en complément le renouvellement des équipements les plus énergivores. Le potentiel de réduction des consommations en fonctionnement et en veille a été évalué à partir de campagnes de mesures sur les appareillages existants et de la mobilisation des meilleures technologies disponibles. Les résultats sont là encore considérables, avec (à service identique) un potentiel de réduction des consommations de 118 TWh à l'horizon 2030 (près de 12 centrales nucléaires). Les diagnostics électriques menés sur le terrain, dans des logements comme dans des immeubles de bureaux, confirment les très forts potentiels de réduction de la consommation d'électricité par une plus grande sobriété et une meilleure efficacité énergétique (voir encadré ci-dessous).

L'exemple de l'éclairage des parties communes dans un immeuble d'habitation

(source : Eneritech (2001), Diagnostic électrique de 359 logements à Montreuil)

Le diagnostic effectué, portant à la fois sur les technologies mises en œuvre et leur usage, a montré que l'on sait réduire d'un facteur 20 à 30 la consommation d'énergie pour l'éclairage des parties communes. Les leviers à actionner donnent un bon aperçu des gisements considérables et très souvent mal connus en matière de maîtrise de la demande en énergie :

- les dysfonctionnements chroniques sont nombreux, par exemple des minuteries bloquées entraînant une multiplication par 10 des consommations ;
- le câblage électrique est souvent réalisé sur plusieurs niveaux, entraînant l'éclairage simultané de 2 à 5 étages à chaque sollicitation, soit en moyenne une multiplication par trois des consommations d'énergie ;

- la durée des minuterics (lorsqu'elles existent et qu'elles ne sont pas bloquées) varie de 1 à 4 minutes alors que la durée nécessaire est de l'ordre de 24 secondes, permettant de diviser par 6 la consommation d'électricité;
- la puissance des éclairages rapportée au logement varie d'un rapport de 1 à 3 sans nécessité.

La généralisation du diagnostic électrique et de dispositifs de suivi des consommations d'énergie permettrait donc des économies considérables grâce à une analyse fine du fonctionnement réel des installations, une correction des dysfonctionnements, une amélioration de l'efficacité des appareils et une meilleure adaptation aux besoins.

A ces économies s'ajouteront les actions sur les consommations d'électricité « insoupçonnées » dès lors qu'elles auront été mises en évidence. En effet, lorsqu'elle est effectuée, la quantification de ces consommations d'énergie, qui ne sont habituellement pas identifiées ni prises en considération dans les bilans énergétiques, peut s'avérer considérable. C'est le cas par exemple des consommations d'électricité des équipements en veille. De nombreux appareils électriques absorbent en effet des puissances faibles (de l'ordre de la dizaine de watts), mais en continu, même lorsqu'ils ne sont pas utilisés. C'est ainsi 11 TWh (l'équivalent de la production photovoltaïque qui pourrait être en service en 2020) qui sont consommés inutilement chaque année en France. On observe également (lorsqu'on se donne la peine de le mesurer) des surtensions sur les réseaux d'alimentation dans les bâtiments importants. Des tensions moyennes de 243 volts au lieu de 230 ont ainsi été mesurées, entraînant une surconsommation de l'ordre de 10 %.

La correction des dysfonctionnements et la suppression des consommations masquées constituent déjà un très fort potentiel de maîtrise de la demande d'énergie. Cependant, il est possible d'aller encore beaucoup plus loin en ne faisant fonctionner les appareils que lorsque l'on en a besoin. Cette idée peut sembler triviale; pourtant des décennies d'énergie abondante et peu chère ont conduit à des schémas techniques et organisationnels extrêmement inefficaces d'un point de vue énergétique. **Inciter les industriels à supprimer les veilles superflues des technologies, prévoir automatiquement l'arrêt des appareils lorsqu'ils ne sont pas employés** (par exemple la bureautique et la ven-

tilation la nuit dans les immeubles de bureaux), **utiliser systématiquement des moteurs électriques à vitesse variable afin d'ajuster le travail fourni au besoin réel, ou encore asservir l'éclairage à la présence dans les immeubles d'habitation et le tertiaire** constituent par exemple d'immenses gisements d'économies d'énergie.

Le chauffage des bâtiments de bureaux et d'habitation constitue un autre champ d'action majeur pour la maîtrise de la demande d'énergie. Le bâtiment absorbe en effet en France environ 40 % de la consommation d'énergie, le seul chauffage des logements consommant 400 TWh par an. Une grande partie de cette énergie provient de sources fossiles (chaudière au fioul ou à gaz) et conduit donc à d'importantes émissions de GES. La consommation unitaire moyenne des logements est de l'ordre de 180 kWh/m²/an alors que l'on sait aujourd'hui construire des logements plus confortables et ne consommant que 30 kWh/m²/an. Les logements construits avant 1975 (date de la première réglementation thermique) sont d'une très mauvaise qualité énergétique, leur consommation moyenne étant supérieure au double de la moyenne nationale. La rénovation thermique du parc bâti ancien constitue donc une priorité absolue de politique énergétique.

Il faut pour cela **mettre en œuvre un programme très lourd de mise aux normes thermiques des bâtiments, en commençant par les logements et les bureaux les plus énergivores**. Avec les technologies disponibles et à un coût modéré, la division par 3 à 4 des consommations d'énergie de ces bâtiments est à portée de main. L'objectif doit donc être de ramener en moyenne les consommations d'énergie des logements construits avant 1975 à 50 kWh/m²/an pour le chauffage et à 30 kWh/m²/an pour l'eau chaude sanitaire, ce qui représente une amélioration du confort et une économie d'énergie de 300 TWh. Cet objectif est ambitieux mais à la hauteur des enjeux et cohérent avec la volonté de diviser par 4 les émissions de GES à l'horizon 2050. Des objectifs équivalents doivent couvrir les bâtiments tertiaires construits avant 1976. Il est extrêmement important qu'un tel programme de rénovation thermique ne débute pas sur des bases plus modestes car des travaux d'amélioration partielle rendraient ensuite économiquement très difficile la réalisation de travaux complémentaires.

La mise en œuvre d'un tel programme de rénovation thermique des logements nécessite une mobilisation sans précédent de l'ensemble des

parties prenantes et doit donc être impulsée par la réglementation. Dans un premier temps, il convient d'**accélérer les programmes de rénovation dans le logement social et de créer un fond de lutte contre la précarité énergétique dont la priorité repose certes sur la sensibilisation aux comportements économes, mais surtout sur le financement de travaux d'isolation et d'amélioration thermique.**

Il convient également de **renforcer les instruments réglementaires pour accélérer la disparition des technologies les plus énergivores, notamment les chaudières au fioul à faible rendement, mais aussi inciter les bailleurs sociaux ainsi que les bailleurs privés à procéder à l'amélioration du confort thermique de leurs parcs de logements.** L'État doit également **mieux réguler, former et certifier les prestataires de diagnostic énergétique des bâtiments** afin d'en faire un outil d'information et de sensibilisation fiable (faute de contrôle en amont, les diagnostics de performance énergétique (DPE) actuels ne jouent pas le rôle discriminant qui leur était assigné au départ).

Un programme de formation continue, un dispositif de certification des diagnostiqueurs et un renforcement des contrôles doivent permettre de juguler très vite les dérives aujourd'hui constatées. Sur cette base, **un système de bonus-malus sur les droits de mutation lors de l'achat d'un logement ancien en fonction de sa performance énergétique sera instauré.** Il permettra de sensibiliser l'ensemble des acteurs concernés à la question de la performance énergétique des logements et d'encourager les travaux de rénovation. En ce qui concerne les logements sociaux ou le parc locatif privé, des mesures du même ordre, à la charge du bailleur, pourront être envisagées.

Afin de garantir le déploiement rapide et à grandes échelles de travaux de rénovation thermique, l'idée de **fixer et de labelliser à l'échelle nationale un ensemble de règles de rénovation thermique standardisées est particulièrement intéressante à l'exemple de la solution technique universelle (STU)** issue d'un projet de recherche du programme européen Concerto (voir encadré ci-dessous). Elle pourrait être popularisée et diffusée par des campagnes d'information et un système de certification avec création d'un label par les pouvoirs publics. La STU consiste à fixer un objectif de moyens (en termes d'amélioration de la résistance thermique) plutôt qu'un objectif de résultats (en termes de performance énergétique globale du bâtiment), ce qui est plus simple et

plus lisible pour l'ensemble des acteurs. Le niveau d'exigence doit être calibré pour qu'à l'échelle nationale et en moyenne l'ensemble des logements anciens atteigne une consommation d'énergie de 50 kWh/m²/an.

**Solution technique universelle :
cinq règles constructives standard pour la rénovation
thermique des logements anciens**

1. Ajouter aux murs, et au plancher bas (sur garage ou sur extérieur) une résistance thermique de 4,3 m²K/W;
2. Ajouter en combles ou en toiture une résistance thermique de 7,5 m²K/W;
3. Remplacer les menuiseries par des menuiseries en bois non renforcées munies de triple vitrage peu émissif avec argon ($U_w = 1,1 \text{ W/m}^2\text{°C}$);
4. Mettre en œuvre une ventilation double flux avec récupérateur de chaleur d'efficacité minimum de 70 %;
5. Utiliser pour la production de chaleur soit une chaudière gaz à condensation, soit une chaudière fioul à haut rendement, soit une pompe à chaleur sur l'air, soit une chaudière à bois à condition que son rendement soit supérieur à 70 %.

En fixant des objectifs de résistance thermique sans préjuger des moyens techniques pour l'atteindre, la STU crée une émulation entre les fournisseurs de matériaux pour offrir le niveau de prestation attendu au meilleur prix. Grâce à la labellisation, elle facilite l'identification des matériaux et des procédés à mettre en œuvre pour les artisans et les particuliers, sans nécessité d'études préparatoires lourdes ou de maîtrise d'œuvre spécialisée. Elle permet également de déployer à l'échelle nationale un important programme de formation initiale et continue des professionnels du bâtiment puisque la solution technique est la même partout et s'appuie sur un ensemble de fournitures facilement identifiables. Le suivi et l'évaluation des travaux sont grandement simplifiés puisqu'on connaît par avance la résistance thermique que l'on doit trouver sur chaque type de paroi. La STU permet enfin de séquencer les travaux de manière logique et consistante (par exemple en traitant d'abord les menuiseries puis les murs), sans altérer les gisements d'économie d'énergie des travaux ultérieurs, et d'une manière lisible pour les propriétaires et les prestataires. Enfin, la STU assure un partage plus

équitable de l'effort en harmonisant les coûts de rénovation thermique sur l'ensemble du territoire¹.

Ce projet n'est envisageable que sur la base d'un vaste programme d'adhésion de l'ensemble des acteurs du bâtiment. La difficulté à contourner étant essentiellement celle du secteur artisanal qui risque de sentir lui échapper ce marché, au profit d'opérateurs industriels. L'autre difficulté réside dans les choix des matériaux préconisés pour accompagner ce vaste programme de réhabilitation thermique des bâtiments.

C'est pourquoi, en parallèle à la STU, il conviendra non seulement de **stimuler la mise en œuvre d'écomatériaux, sur la base de savoir-faire traditionnels, mais aussi la promotion de l'écoconstruction et de l'autoconstruction ou de l'autoréhabilitation, avec le souci d'intégrer une approche en termes de cycle de vie (ACV)**. L'analyse du cycle de vie présente l'intérêt de prendre en compte l'énergie nécessaire à l'extraction des matières premières et leur transformation, ainsi que l'énergie liée au transport des matériaux, à leur gestion en fin de vie et à l'épuisement des ressources.

Les écomatériaux sont des matières premières issues du territoire local, présentant des qualités techniques reconnues, aux performances durables (terre crue, paille, chanvre, plumes de canard, laine de mouton...). Ils ont la particularité d'être directement disponibles, économiquement accessibles et sans danger pour la santé. Leur qualité principale est leur contribution au bilan énergétique : non seulement ils présentent des performances à l'usage extrêmement intéressantes, mais surtout, l'énergie grise de ces matériaux (énergie qu'il faut dépenser pour les produire, les conditionner, les distribuer, puis les éliminer) est réduite².

Ainsi, accompagné d'un dispositif de formation adéquat et adapté, ce premier temps qui combine STU et écomatériaux, doit permettre à la fois de faire face à l'urgence, ainsi que de former peu à peu l'ensemble des acteurs à l'enjeu de la rénovation thermique des logements ainsi que de recruter et de former les équipes nécessaires dans le secteur du BTP.

1. Contrairement par exemple à un objectif de consommation énergétique par habitant ou par m² qui favorise les régions plus tempérées.

2. www.amisdela terre.org

Il sera alors possible, dans un deuxième temps, de **mettre en œuvre une réglementation rendant obligatoires les travaux de rénovation thermique sur la base de la STU pour tous les logements mis en vente ou faisant l'objet de travaux importants**. L'obligation incomberait à l'acheteur ou au propriétaire, l'occupation du logement étant soumise à la conformité thermique. Dans les copropriétés, une obligation de ravalement thermique tous les 20 ans serait instaurée, débutant lors du prochain ravalement de façade. Environ 450 000 logements seraient ainsi concernés chaque année, permettant une rénovation de l'ensemble des logements les plus énergivores en 40 ans environ. L'investissement nécessaire est estimé à environ 6 milliards d'euros par an et conduirait à la création de 100 000 emplois pérennes. L'État pourrait **accompagner un tel programme en maintenant un taux de TVA réduit sur l'ensemble des travaux et des matériaux de rénovation ainsi qu'en proposant des prêts bonifiés pour le financement des travaux**.

Cela supposerait de la part des acteurs du bâtiment de sortir du cloisonnement des compétences et de fonctionner sur le principe d'une offre globale dans un esprit de type multi-métiers : cela n'est envisageable qu'à la condition d'appréhender le bâtiment, le logement, comme des espaces de compétences partagées et coordonnées, non seulement entre les divers professionnels, mais entre professionnels et occupants. Il est en effet vain de mettre à disposition des technologies sophistiquées de contrôle thermique si les utilisateurs ne sont pas associés aux enjeux d'économiser d'énergie et au maniement des dispositifs eux-mêmes.

L'habitat est devenu un système complexe qui suppose une certaine compréhension des phénomènes thermiques et une véritable interactivité entre le bâtiment et ses occupants. Dès lors, fournir un mode d'emploi ainsi qu'un carnet d'entretien qui constituerait à la fois la mémoire des lieux en matière de technologie et un recueil des bonnes pratiques, comme c'est le cas pour les automobiles, pourrait être envisagé.

Enfin, en complément de la réduction des besoins thermiques dans les logements, des actions doivent viser les consommations d'électricité domestiques. Il s'agit également d'un enjeu fort dans un contexte de réchauffement climatique qui rendra plus difficile le confort d'été dans les logements. 40 à 50 % des apports de chaleur dans un logement en été sont, en effet, dus aux consommations d'électricité spécifique.

En outre, dans des logements correctement isolés, le coût énergétique de l'électroménager et de l'éclairage est supérieur à celui du chauffage (jusqu'à 6 fois plus important dans une maison à énergie passive). Or jusqu'à présent la réduction des consommations d'électricité n'a reçu qu'une attention très limitée lors de la conception des appareils électriques. La combinaison d'une pression réglementaire éliminant les technologies les plus énergivores et d'un affichage généralisé et graduellement plus exigeant de la performance énergétique des équipements doit permettre d'encourager l'innovation et la généralisation des technologies les plus performantes.

RÉDUIRE NOTRE DÉPENDANCE AU PÉTROLE DANS LES TRANSPORTS

En France, comme dans le reste du monde, la mobilité absorbe plus de 60 % de notre consommation de pétrole. Les transports sont en effet massivement dépendants du pétrole, quel qu'en soit le mode : les énergies renouvelables (électricité, biocarburants, etc.) représentent moins de 2 % de l'énergie utilisée dans les transports terrestres. Cette dépendance coûte déjà très cher puisque la France importe la totalité du pétrole qu'elle consomme : en 2008, la quasi-totalité du déficit commercial extérieur correspondait à la facture pétrolière, soit 46 milliards d'euros.

Les chapitres précédents ont montré que nous sommes entrés dans une période de plafonnement de la production de pétrole, alors que la demande reste en forte croissance. Le plafonnement, puis le déclin, de la production dans des pays exportateurs, qui connaissent une forte augmentation de leur demande interne en produits pétroliers, conduira sans doute à des restrictions rapides des volumes exportés. L'augmentation tendancielle du prix du pétrole est inévitable, dans une trajectoire de prix qui restera sans doute chaotique. Ces tensions physiques sur l'approvisionnement en pétrole seront renforcées et amplifiées par la très forte spéculation sur cette matière première. La valeur totale des positions ouvertes sur les marchés financiers des dérivés du pétrole est 39 fois supérieure à la valeur totale du marché physique.

La réduction de la dépendance aux énergies fossiles dans les transports est donc un enjeu économique et social extrêmement fort. Les

transports constituent le deuxième poste budgétaire des ménages, absorbant en moyenne 15 % des dépenses de consommation. Cette dépense double quasiment pour les ménages les plus modestes qui résident de plus en plus loin des centres urbains et qui possèdent les véhicules les moins économes (parc vieilli, multi-équipement). Le pic du prix du baril en 2008 a montré les conséquences socio-économiques très lourdes de notre impréparation face à l'augmentation du prix du pétrole. Il s'agit également d'un enjeu environnemental et climatique majeur. Les transports sont responsables de 18 % des émissions de CO₂ à l'échelle mondiale et de 27 % des émissions en France. C'est le seul secteur dont les émissions de GES sont en forte croissance (+21 % depuis 1990).

Là aussi, il s'agit d'éviter l' « effet rebond ». La diminution de consommation des véhicules de 1990 à 2000 (-0,6 l/100 km) a, par exemple, été complètement annihilée par la montée en gamme (véhicules plus nombreux, plus lourds et plus puissants). A nombre de véhicules et de kilomètres parcourus identiques, la voiture électrique n'est pas non plus une solution générique. Pour électrifier la totalité du parc automobile existant, il faudrait, outre le développement de très lourdes infrastructures de recharge, y dédier entièrement la production de 12 centrales nucléaires ou installer 50 GW d'éoliennes (ce qui représente un investissement de plus de 100 Mds€).

Une politique beaucoup plus ambitieuse est indispensable pour simultanément accélérer le développement de véhicules à très haut niveau d'efficacité énergétique et réduire significativement le recours à l'automobile en agissant sur l'organisation de l'espace et les usages. Se tourner vers des projets de villes durables, remplacer des hydrocarbures par de l'électricité décarbonée, dès lors que l'infrastructure de charge est moins exigeante (flottes captives à trajets urbains par exemple) et qu'un progrès sur le coût des batteries (de l'ordre d'un facteur 2) aura été accompli, est en revanche une perspective souhaitable.

La mobilisation du levier réglementaire est indispensable pour accélérer la réduction de consommation des véhicules individuels. La **limitation de la puissance et le bridage des véhicules à 130 km/h** constituent deux mesures simples permettant d'envoyer un signal clair aux constructeurs et aux consommateurs sur la nécessaire réduction des consommations. En parallèle, le **rétablissement d'une vignette auto fortement modulée en fonction de la puissance et de l'efficacité des**

véhicules encouragera les progrès techniques sur les moteurs et l'achat de véhicules moins puissants. Le développement de véhicules hybrides rechargeables constitue également une piste à privilégier, ainsi que le développement de véhicules à très basse consommation pour le transport individuel urbain. Il faut également réguler beaucoup plus strictement la climatisation des véhicules, responsable de surconsommations de carburants et de fuites de fluide frigorigène à très fort pouvoir de réchauffement : **l'intégration de la climatisation dans les calculs d'émissions de CO2 par km, l'interdiction des systèmes de climatisation les plus inefficaces et la vérification obligatoire des climatisations lors du contrôle technique** sont à mettre en œuvre.

Mais ces mesures techniques doivent impérativement être complétées par des actions beaucoup plus structurelles destinées à réduire l'usage de l'automobile. Avec 1 kg de pétrole, un passager se déplace en effet sur 19 km en voiture individuelle en ville contre 48 km en métro et 66 km en TGV. Pourtant la France continue de consacrer à la route plus de trois quarts de ses investissements bruts dans les infrastructures de transport. Il faut inverser cette logique en faisant des modes alternatifs à la route une priorité beaucoup plus forte. Des réformes nécessaires permettraient notamment d'engager un véritable report vers le rail : **remise à plat des relations entre RFF et la SNCF, refonte des subventions au fret ferroviaire, meilleur contrôle de l'évolution des tarifs SNCF, mise en œuvre d'une taxe sur les lignes aériennes en concurrence avec le rail, effort soutenu d'investissements dans les transports en commun et les infrastructures de transport alternatives à la route et à l'aérien**, etc. Ce mouvement doit s'appuyer sur une politique de vérité des prix du transport avec la **modulation des péages en fonction de la densité du trafic et du taux d'occupation des véhicules**, une **taxe sur le transport routier de marchandises** à l'image de la TPLP en Suisse (voir encadré ci-dessous) et **l'application de la TVA aux carburants aériens**.

La redevance poids lourd en Suisse

La Redevance poids-lourds liée aux prestations (RPLP) est une taxe mise en place en Suisse en 2001 dans le cadre des négociations entre la Suisse et l'Union européenne, concernant le trafic de marchandises à travers les Alpes. La RPLP sert en quelque sorte de contrepoids à

l'augmentation de la limite du poids des camions, qui est passée de 28 à 34 tonnes en 2001 et à 40 en 2005. Elle est appliquée pour les véhicules de plus de 3,5 tonnes, suisses et étrangers, transportant des passagers ou des marchandises sur l'ensemble du réseau routier public. La redevance est basée sur les kilomètres parcourus sur le territoire suisse, le poids du véhicule et ses émissions de polluants. Le poids est calculé sur le total que le camion peut transporter; si le camion n'est pas plein, la redevance ne baissera pas. Cette mesure incite donc les entreprises à ne pas faire de voyage à vide. La base de la redevance est qu'un camion de 40 tonnes faisant le voyage Bâle-Chiasso (environ 300 km) soit facturé 325 CHF (257 €).

Le covoiturage, le vélo et les voitures en libre-service constituent des solutions simples, économiques et immédiatement opérationnelles pour réduire les consommations d'énergie dans les transports. Des mesures permettant de les soutenir doivent être étudiées et mises en œuvre : péage urbain modulé en fonction du taux d'occupation des véhicules, voie réservée sur les autoroutes urbaines, fiscalité adaptée, etc. **L'élaboration d'un plan de déplacement pour toutes les entreprises de plus de 200 salariés et toutes les administrations** constitue également un excellent levier. En zone rurale, les communautés de communes ou les départements pourraient encourager ces alternatives à la voiture individuelle par des campagnes de sensibilisation et la mise à disposition de plateforme électronique facilitant leur organisation. De même, **le développement de centrales de location de véhicules pour de courtes durées doit être encouragé** afin de constituer une alternative à l'achat d'un véhicule individuel.

Le développement du vélo, qui constitue une excellente alternative pour de très nombreux déplacements, mérite une attention particulière. En effet un déplacement sur deux fait moins de 3 km et pourrait donc être réalisé plus rapidement et plus économiquement en vélo. La part modale du vélo en France stagne autour de 2 % alors qu'elle est de 27 % aux Pays Bas, dans des conditions climatiques pourtant nettement moins favorables. Le potentiel de **développement est donc significatif à condition de sensibiliser et de faciliter l'usage. Le développement d'itinéraires cyclables continus et en sites propres, la mise à disposition de parkings à vélo sécurisés notamment au niveau des gares et des arrêts de transport en commun, ainsi que l'élaboration d'un**

« Code de la rue » rééquilibrant les règles du code de la route en faveur des modes alternatifs à la voiture devraient constituer des priorités.

En complément de l'action sur les usages, il est nécessaire d'agir sur l'organisation de l'espace et des activités pour limiter les déplacements routiers. Des politiques d'urbanisme très volontaristes doivent s'attaquer à l'étalement urbain, à la spécialisation des fonctions et aux problèmes de desserte. Les axes de transport collectif doivent constituer les éléments structurants de l'aménagement de la ville et la densification autour des gares la priorité. Ces principes sont mis en œuvre avec succès en Allemagne depuis une vingtaine d'années. A l'échelle des Länder, les aides au logement et les subventions à l'aménagement sont ainsi focalisées sur les zones situées à moins de 1 km d'un arrêt de transport en commun en site propre. Des critères stricts définis par les communes encadrent les zones ouvertes à l'urbanisation et s'accompagnent d'une politique foncière volontariste permettant une densification à proximité immédiate des gares avec le développement de commerces et d'habitats semi-collectifs à prix modéré. Des initiatives récentes en France procèdent de la même logique (disque de valorisation des axes de transport à Lille, contrat d'axe à Grenoble et Toulouse) et montrent l'intérêt d'une approche intégrée de la fabrique de la ville articulant transport et aménagement.

Chapitre 4

La gouvernance

Rendre l'énergie à l'intérêt général

Afin de choisir l'avenir de notre énergie et la rendre accessible à tous, il est nécessaire de refonder la gouvernance du secteur et de l'inscrire dans un projet politique.

Les axes et les moyens d'une politique énergétique renouvelée sont à présent identifiés :

- promouvoir une consommation maîtrisée par la pédagogie et l'action sur les comportements et le choix des usages ;
- réduire nos émissions de gaz à effet de serre et, parallèlement, notre dépendance aux énergies fossiles ;
- apporter durablement une énergie sûre et compétitive en gérant les risques et les fondamentaux haussiers de son coût ;
- garantir l'égalité des consommateurs, spécialement les plus vulnérables, dans l'accès à ce bien essentiel.

Avant de livrer des principes ou des propositions pour orienter l'action publique, il convient de dresser un état des lieux. Ces étapes seront d'abord envisagées sur le plan européen (partie 1), puis sur le plan français (partie 2).

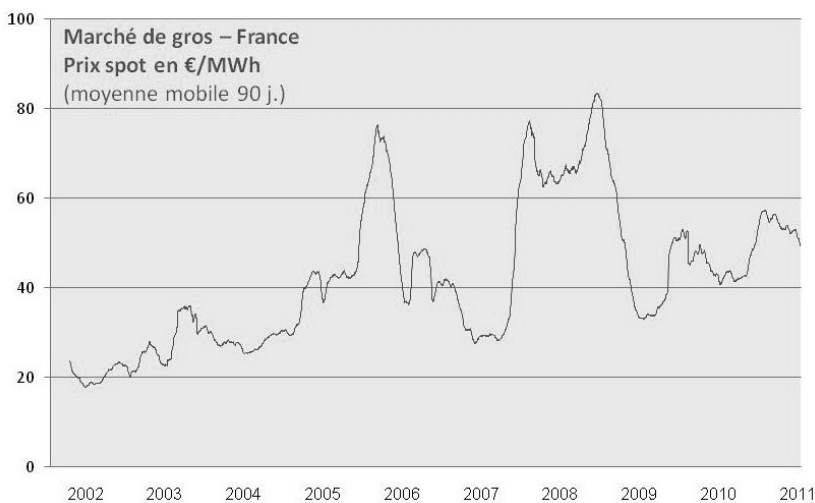
UNE POLITIQUE SOLIDAIRE DE L'ÉNERGIE

L'Union européenne doit construire une politique solidaire de l'énergie basée sur d'autres concepts que la seule dérégulation libérale. La place de la France est à l'avant-garde de cette démarche.

*L'échec du libéralisme en guise de politique de l'énergie :
un constat de plus en plus partagé.*

L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz a été menée sans discernement en Europe à partir de 1997. Suivant une idée dominante à l'époque, il s'agissait du meilleur remède à l'inefficacité supposée des monopoles, souvent publics, et de leur régulation. La concurrence a été recherchée comme fin en soi, ignorant la singularité des marchés électrique et gazier. Le suréquipement en centrales et le faible prix des hydrocarbures¹ ont entretenu l'illusion pendant quelques années (1997-2002) : en France, le prix de gros sur le marché de l'électricité s'établissait, durant cette période, autour de 20 €/MWh, bien en dessous des tarifs réglementés. Mais la correction est intervenue rapidement, le prix de marché triplant entre 2002 et 2005, en raison de l'anticipation du retour des besoins d'investissements, d'une montée du prix des combustibles et d'une pénalisation des moyens de production émetteurs de CO₂.

Les prix de marché de l'électricité ont triplé en trois ans



1. On se souvient difficilement aujourd'hui que le pétrole coûtait 20 dollars par baril en 2002. Le prix du gaz, moins de 3 \$/MBTu, permettait de développer un cycle combiné à gaz (CCG) pour un coût complet de 30 à 35 €/MWh. Là où un besoin d'investir apparaissait (Espagne, Italie), le CCG, moyen de production rapide à construire et peu intensif en capital, semblait fournir la réponse providentielle, compatible avec la concurrence et les attentes des apporteurs de capital.

Cette démarche procédait, il est vrai, d'une volonté d'intégration européenne dans l'électricité et le gaz. L'Acte Unique de 1986 n'érigéait pas l'énergie en compétence de niveau communautaire ; en revanche, il donnait des pouvoirs étendus à la Commission européenne en matière de politique de la concurrence. Le pari fut donc que l'intégration par les marchés et par l'application sévère du droit de la concurrence pourrait remplacer une vision, des objectifs, des projets et des actions communautaires dans le domaine de l'énergie¹.

On notera que la démarche américaine fut moins massive : après l'ouverture des marchés de gros au niveau fédéral (1992), l'ouverture du marché de masse fut laissée à l'appréciation des Etats, et de fait adoptée dans les seuls Etats (comme la Californie) où des coûts de production élevés fondaient un espoir de réduction des prix via la concurrence.

Quelques avancées sont intervenues, telle la coopération renforcée des réseaux au niveau régional ou les mécanismes de couplage de marchés, permettant une transparence accrue. Ces avancées sont utiles pour l'optimisation de court terme, mais non pour donner l'ensemble des signaux pertinents, notamment ceux qui orientent les décisions d'investir. Dans l'électricité, cette carence est d'autant plus gênante qu'on a proscrit les contrats de long terme et « mis en examen » les tarifs réglementés qui subsistent². La Commission européenne a ainsi voulu empêcher des producteurs en place de « retirer » durablement des clients du marché qu'elle cherchait à créer à tout prix. En recherchant la concurrence pour elle-même, elle a coupé le lien entre investissement et sécurisation des recettes.

Une approche basée exclusivement sur la mise en concurrence pure des acteurs inscrit le marché dans une logique financière dont le court-termisme est désormais largement reconnu. Cette approche ignore les fondamentaux du secteur de l'énergie :

1. Ce choix est également paradoxal d'un point de vue historique, car les enjeux de l'énergie furent fondamentaux dans la genèse de l'Union européenne : les traités de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) en 1951 et de la Communauté européenne de l'énergie atomique (EURATOM) en 1957 ont précédé, et même préfiguré le traité de Rome (1957).

2. Avant la réforme européenne, l'ensemble des recettes et des investissements étaient couplés, via des tarifs réglementés, dans une logique économique de long terme, plus ou moins bien fondée et partagée entre monopoles et régulateurs (relativement bien dans le cas de la France).

- l'importance première des choix d'investissement (pour produire comme pour consommer) et le poids des coûts fixes;
- les longues constantes de temps et la nécessité de déployer des stratégies industrielles dans la durée¹;
- la prise en compte des enjeux climatiques (les moyens de production électrique non carbonés sont également ceux dont le coût en capital atteint 60 à 90 % du coût de revient complet);
- les impératifs de la sécurité des ouvrages et de la sûreté nucléaire².

Enfin, la prévention du risque de défaillance (c'est-à-dire d'insuffisance de l'offre face à une pointe de demande) est particulièrement difficile dans un cadre de marché. En effet, les prix de l'énergie sur un marché de gros ne peuvent pas révéler le coût socio-économique de la défaillance : quand il n'y a plus d'offre possible après empilement de toutes les capacités disponibles, jusqu'aux plus coûteuses en combustible, il n'y a plus de prix de marché. Aucun signal ne vient donc révéler la valeur de capacités supplémentaires ni rémunérer les investissements désirables. La conséquence pour le consommateur est en revanche bien réelle puisqu'il est privé d'électricité.

Ce n'est pas le marché qui gèrera ou atténuera les risques pour la collectivité du renchérissement structurel de l'énergie (voir chapitre 1); il ne donnera pas seul les signaux, forcément adossés à une vision de long terme, qui guideront les décisions socialement souhaitables pour la production (chapitre 2) ou la consommation et la maîtrise de la demande (chapitre 3).

A la place des acteurs nouveaux censés stimuler la baisse des prix et l'innovation, un oligopole d'entreprises privées (ou semi-privées) a remplacé les anciens monopoles régulés. La financiarisation croissante de

1. Face aux faibles prix conjoncturels de la phase d'ouverture du marché, les entreprises (privées ou en voie de le devenir) avaient considérablement diminué leurs investissements de maintenance ou de renforcement des capacités, en production et en réseaux. Les conséquences se paient aujourd'hui.

2. Il est évidemment prématuré de tirer des leçons, mais l'accident de Fukushima aiguëra sûrement la question de savoir comment garantir la priorité et les moyens de la sûreté dans un contexte de concurrence et d'entreprise privée, qui est celui de TEPCO au Japon.

l'économie a, de plus, progressivement orienté les critères de décision vers l'intérêt des actionnaires au détriment de l'intérêt général (notamment via l'exigence de rentabilité des capitaux investis). La valorisation d'actifs existants au prix du marché de gros a également soulevé des questions d'appropriation des avantages économiques d'investissements passés.

Les écueils de la libéralisation ont parfois eu de lourdes conséquences dans les pays où elle a été tentée, telles la crise californienne de 2001 (qui, après six mois de délestages, a conduit l'Etat à re-réguler et à se substituer aux acteurs privés défaillants) et la renationalisation dans l'urgence, en 2002, de British Energy (l'exploitant nucléaire britannique) qui avait été privatisé six ans plus tôt.

La remise en question du paradigme néolibéral appliqué à l'électricité et au gaz, ainsi que la prise de conscience du besoin d'un retour de l'action publique, sont de plus en plus vives. L'exemple anglais illustre ce « retour de balancier » :

- début 2010, l'OFGEM (le régulateur indépendant) propose plusieurs scénarios de réforme du marché, allant jusqu'à un système qui centralise assez fortement les achats en gros (auprès des producteurs en concurrence) et les ventes en gros (vers les fournisseurs en concurrence)¹;
- décembre 2010 : le gouvernement publie un « *consultation paper* » dont les grandes lignes reviennent à placer presque toute la production d'électricité dans un cadre réglementé : tarifs d'achat (ou contrats à long terme) auprès d'un agent public pour les énergies renouvelables et le nouveau nucléaire, prix-plancher du CO₂ (dont l'évolution est annoncée et planifiée) applicable à la production thermique fossile².

1. Les propositions émises à la dernière partie de ce chapitre s'apparentent à ce système. On le distinguera en revanche de l'« acheteur unique » tel qu'il fut introduit dans le débat européen (et soutenu par la France) vers 1995. Il s'agissait de limiter l'ouverture du marché à l'amont, les acteurs entrant en compétition pour vendre leur production à une entité unique qui commercialise l'ensemble de l'électricité. L'UE décida finalement d'écarter cette possibilité et de généraliser l'accès de tiers au réseau.

2. Cette dernière proposition est reprise dans le budget présenté par le chancelier de l'Echiquier en mars 2011, avec un prix de 16 £/tonne en 2012, montant à 30 £/tonne en 2020.

Citons également la conclusion de Pierre Gadonneix, président du Conseil Mondial de l'Énergie (CME), au congrès de septembre 2010 : « *We must find a new balance between market and regulation*¹ ». Enfin, l'UE réalise qu'elle a perdu les outils appropriés pour déployer une politique énergétique² et affronter une facette importante de son avenir, comme le montrent les analyses de Notre Europe (sous la direction de Jacques Delors)³.

Le traité de Lisbonne, entré en vigueur le 1^{er} décembre 2009, pourrait donner le point de départ juridique d'une nouvelle approche. Il inscrit en effet l'énergie dans la « Constitution » européenne et nomme trois axes : lutte contre le changement climatique, renforcement de la sécurité d'approvisionnement, compétitivité économique de l'Union. Il reste à donner un contenu à la politique publique européenne.

Pour une politique européenne de l'énergie

C'est le moment d'agir pour dessiner une politique européenne de l'énergie, c'est à dire la somme d'une vision de long terme gouvernée par l'intérêt des consommateurs et des leviers d'action publique à l'échelon communautaire.

La Commission européenne a publié, en décembre 2010, deux communications (sur la stratégie énergétique en 2020 et sur les infrastructures de réseaux pour 2020 et au-delà). En mars 2011, elle a proposé les premiers éléments d'une « feuille de route 2050 », érigeant en objectif majeur à cet horizon une réduction des émissions carbonées (tous secteurs, toutes énergies) d'un facteur d'au moins cinq. C'est le début d'un long processus.

Ce processus doit tenir compte de la diversité des ressources, des cultures et des choix souverains en matière d'énergie⁴ des États

1. « *Nous devons trouver un nouvel équilibre entre le marché et la régulation* ».

2. Le « paquet énergie – climat », adopté en décembre 2008, énonce des objectifs généraux pour 2020, à décliner par les États-membres, mais n'est pas fondé sur une vision d'ensemble partagée et ne constitue pas un outil de politique énergétique. Les objectifs sont : réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990); couvrir 20 % de la consommation d'énergie par des ENR; réaliser 20 % d'économies d'énergie (par rapport à 2005).

3. Rapport de Notre Europe « *Vers une Communauté européenne de l'énergie* », avril 2010, http://www.notre-europe.eu/uploads/tx_publication/Etud_Energie_fr.pdf

4. Les réactions contrastées de divers États membres de l'UE, suite à l'accident de Fukushima, soulignent cette réalité politique. Pour la production électrique, le nucléaire est actuellement dominant en France mais la France s'oriente vers un accroissement des énergies

membres et de leur évolution. Nous souhaitons qu'il converge vers une Europe où les Etats membres s'inscrivent dans une vision d'ensemble, s'assurent de la **cohérence, de la complémentarité et de la solidarité de leurs choix et partagent les moyens de l'assurer au moindre coût dans la durée**. La France doit, par ses propositions dans les domaines suivants, jouer un rôle moteur pour faire progresser une politique énergétique à la fois européenne et respectueuse des spécificités du modèle énergétique français, une politique énergétique dont la finalité est l'intérêt du consommateur et non une concurrence aussi étendue que possible.

Construire le long terme européen

- Un plan européen à long terme doit montrer et faire partager les grands équilibres physiques et financiers de l'énergie, la cohérence économique des objectifs (par exemple entre le développement des moyens de production électrique non carbonés, leurs coûts actuels et ceux attendus pour demain, l'efficacité énergétique et la valorisation du CO₂) et la bonne complémentarité des plans nationaux¹. Un tel plan devra être soumis au Parlement européen.

- Il importe de donner des signaux robustes et prévisibles aux entreprises de l'énergie (qui décident et financent l'essentiel des investissements) et aux consommateurs, ce qui passe par : (i) reconnaître le bien-fondé de tarifs réglementairement basés sur les coûts et rouvrir la possibilité de contrats de long terme entre producteur et fournisseur ou consommateur final d'électricité et (ii) accroître la visibilité sur le coût des émissions de carbone et sur les règles du jeu du marché européen des permis d'émission², ce qui aidera également à élaborer des mesures nationales de fiscalité sur énergie.

renouvelables, l'Allemagne a développé un mix ENR/fossiles, la Pologne a un fort héritage charbonnier

1. L'Allemagne, qui vient d'opter pour un arrêt total du nucléaire en 2022, veut s'orienter vers une production électrique à 35 % renouvelable et à 50 % gazière. Cela implique (1) une électricité qui va devenir chère et intermittente, un recours élevé à des sources d'approvisionnement en dehors (et parfois loin) de son territoire, donc de lourdes infrastructures de transport vers la mer du Nord (énergie éolienne) et la Méditerranée (énergie solaire) et (2) une dépendance fortement accrue aux importations de gaz et des émissions de gaz à effet de serre importantes. Le coût, les bénéfices et les conséquences pour la collectivité européenne doivent être appréciés et acceptés.

2. L'« Emission Trading Scheme » est un instrument économique pertinent qui doit être conservé. Chaque acteur peut arbitrer entre le coût de réduction de ses propres émissions ou acheter au prix du marché des permis d'émission. Le prix de marché résulte donc du coût des acteurs et de la quantité de permis allouée; il décentralise les bonnes décisions. La pratique,

- S'agissant d'**approvisionnement en hydrocarbures**, une réflexion sur la **stratégie communautaire** doit être engagée. Ce domaine, et les enjeux de sécurité associés, procède en effet largement des relations internationales de l'UE et du poids que donne un ensemble politique de 500 millions d'habitants, et non de l'action des seules compagnies pétrolières et gazières.

Définir des leviers d'action publique communautaire (et inscrire leurs moyens financiers au budget européen 2014-2020).

- **Renforcer les programmes de R&D** tournés vers les techniques de maîtrise de la demande d'énergie, les moyens de stockage de l'électricité, les moyens de production sans CO₂ (ENR, nucléaire, capture et séquestration du carbone) et les réseaux (par exemple les infrastructures à courant continu ...).
- Déterminer et faire réaliser les infrastructures prioritaires pour **améliorer l'efficacité des actifs de production électrique et la sécurité de l'approvisionnement gazier** (y compris dans sa dimension géopolitique).
- **Amplifier le champ des coopérations entre gestionnaires de réseaux de transport.**
- **Définir des normes techniques et des procédures d'appels d'offres** pour ouvrir la taille du marché européen aux produits, aux technologies et aux entreprises communautaires qui contribuent aux ambitions énergétiques. On songe notamment au transport et à l'efficacité énergétique dans le bâtiment (secteur où les normes doivent naturellement tenir compte de climats et de modes de vie variables au sein de l'Europe).

Porter un projet de directive sur la précarité énergétique

- Cinquante millions d'Européens sont en situation de précarité énergétique, c'est-à-dire privés d'un accès normal à un bien essentiel (pour se chauffer ou se déplacer) en raison du prix de celui-ci.

depuis le début de ce système en 2005, a cependant déçu : le prix a fluctué entre 32 €/tonne de CO₂ et quasiment zéro ! Les raisons sont dues à l'assiette limitée du système (tous les secteurs n'y sont pas soumis) et à la façon d'octroyer les permis : découpage en tranches de trois ans, allocations gratuites aux nouveaux entrants, volumes généreux, renégociations ... Ce constat est partagé ; l'UE semble prête à mettre en place des contraintes plus fermes et plus cohérentes avec la notion d'une « feuille de route 2050 ».

L'UE ne peut pas continuer à éluder cet enjeu de cohésion et d'intégration sociales et doit au contraire mettre en place une solidarité entre ses états-membres et ses citoyens.

Au total, nous voulons faire de l'énergie un moyen de progrès pour l'économie et la société européennes : en l'inscrivant dans une nécessaire logique de long terme, en rendant à l'intérêt général la priorité sur la concurrence, en transformant notre exemplarité énergie-climat en une source de compétitivité mondiale pour une vaste branche de notre industrie.

LA POLITIQUE NATIONALE : ORIENTER ET ORGANISER NOTRE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Retrouver un système électrique et gazier efficace en regard des enjeux de long terme et équitable pour l'ensemble des consommateurs.

Etat des lieux

Une politique inconstante, une qualité de service abîmée, une organisation peu cohérente, un oubli de l'intérêt général et du rôle de l'énergie dans la cohésion sociale.

Malgré des atouts hérités des choix passés, la France n'échappe pas au bilan négatif de la libéralisation. Le présent, et surtout l'avenir, sont lésés, tant dans une optique d'efficacité économique et environnementale pour la collectivité que dans une optique d'équilibres sociaux.

La concurrence et la façon dont elle a été organisée en France sont à l'origine de la dégradation des performances du système énergétique. Par exemple :

- Des économies de maintenance sur le parc de production électrique ont été faites en préparation de l'ouverture du capital d'EDF (2005); elles expliquent largement la chute de disponibilité qu'a connue le parc nucléaire depuis 2007. En 2009, la production a reculé de 9 % par rapport à 2006¹.

1. Cela représente un peu plus de 35 TWh de production qui a dû être compensée (en France ou en Europe) par des moyens thermiques à flamme, d'où une émission supplémentaire de quelque 25 Mt de CO₂ (sur la base d'un mix charbon – gaz émettant 650 g/kWh), 60 % de

- La qualité de service a baissé : le temps moyen de coupure (pour le consommateur en basse tension) a presque doublé en dix ans (de 50 minutes par an en 1998 à 85 minutes en 2009). S'agissant des prestations de raccordement, les délais de traitement des demandes ont crû et la satisfaction des utilisateurs a nettement chuté.
- L'ouverture du marché a emporté la fin de la mixité (gaz – électricité) du service public et de la simplicité d'une facture unique pour les consommateurs qui veulent conserver des tarifs réglementés. La concurrence devait susciter des offres innovantes, mieux adaptées aux attentes des clients. C'est surtout la faible clarté des choix proposés et de leurs logiques de réévaluation du prix, voire l'irruption de pratiques commerciales douteuses, qu'ont retenues beaucoup de clients résidentiels.
- Le marché de gros, nous l'avons vu, ne révèle pas la valeur des capacités qui assurent la sécurité d'alimentation en pointe. Les offres commerciales construites à partir d'un approvisionnement sur le marché de gros ne peuvent donc pas donner aux clients une incitation à réduire leur consommation en période de pointe. En conséquence, elles se sont parfois révélées plus compétitives que le tarif réglementé¹ (et EDF a dû s'aligner dans ses propres offres hors tarif). Alors que les souscriptions tarifaires donnaient au système électrique un potentiel d'effacement de 6 GW en 2000, celui-ci a été réduit à 3 GW : autant de capacité qu'il faudra bientôt construire (vers 2015 selon RTE) et qui renchérra le coût global de satisfaction de la demande.
- Le développement d'un comptage de nouvelle génération (projet « Linky » d'ERDF) a été compliqué par les doléances des nombreux acteurs émergents dans le domaine de la communication instantanée de l'énergie consommée. L'Agence de l'Environnement

plus que les émissions du secteur électrique français en année normale, et une perte économique de l'ordre de 2 Md€.

1. Dans sa construction, le tarif fait payer la consommation en pointe en incluant le coût d'investissement de moyens neufs (turbines à combustion) qu'il faut développer pour éviter un risque de défaillance excessif (1 année sur 10 selon le critère français). Certaines options tarifaires, tels les tarifs « TEMPO » ou « Effacement jours de pointe », proposent un prix du kWh très élevé en période de pointe (qui intervient 22 jours par an et dont le client est prévenu par l'envoi d'un signal à son compteur) en échange d'un prix moindre le reste du temps. EDF avait développé cet instrument d'efficacité énergétique il y a environ 25 ans.

et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) a exprimé sa préoccupation quant aux fonctionnalités du dispositif.

- La volatilité des marchés de l'énergie et le souci du résultat de court terme à présenter aux marchés financiers sont sources de surcoûts. De plus, l'inconstance de la réglementation a alimenté de considérables variations sur le cours de l'action d'EDF (entre 30 et 85 €!) qui conduisent les apporteurs de capitaux à demander une prime de risque.

La puissance publique a perdu en crédibilité et en moyens d'action, tandis qu'EDF et GDF sont écartelées entre des missions relevant du service public (comme le tarif réglementé ou les obligations d'achat d'ENR pour l'électricien) et une logique financière d'entreprises cotées, les premières devenant une contrainte et la seconde le critère de jugement principal. La fusion GDF-Suez et l'ouverture du capital d'EDF ont créé des conglomerats hybrides, grâce auxquels l'Etat se donne l'illusion de continuer à piloter le secteur, alors qu'il est devenu depuis 2005 à la fois un mauvais actionnaire et un piètre régulateur.

Les consommateurs vulnérables ont été délaissés. Le tarif de première nécessité n'est qu'un dispositif symbolique (auquel l'accès n'a, de plus, guère été rendu facile) : pour l'électricité, il y est consacré moins de 0,2 % du produit des ventes et cela représente en 2010 une aide de 75 € annuels pour les bénéficiaires, en nombre inférieur au million. Aucune réflexion construite (besoins en énergie, situation et qualité du logement, santé ...) n'est venue répondre à l'enjeu de cohésion sociale – et simplement de dignité humaine, alors que les inégalités devant l'énergie viennent aggraver les inégalités de revenu (les ménages les plus modestes affrontent les dépenses d'une situation subie : logement mal isolé, éloignement du centre-ville et du lieu de travail ...). Quelque 3,5 millions de consommateurs dépensent plus de 10 % de leur revenu pour l'énergie dans leur logement; si l'on ajoute les dépenses de carburants, les 5 millions de ménages les plus modestes doivent consacrer, en moyenne, 15 % de leurs ressources à l'énergie.

La politique environnementale se résume à l'intention affichée de contribuer aux 3 x 20 % européens et à l'absence de courage politique. Ses effets visibles sont des dépenses peu efficaces (pour le solaire photovoltaïque, par exemple, il en coûtera 7 à 8 €/MWh aux consommateurs

vers 2015, pour un bénéfice à peu près nul en termes de développement d'une filière industrielle ou du bâtiment¹⁾ et des renoncements politiques graves (taxe carbone). Le « Grenelle de l'environnement » apparaît surtout, désormais, comme un formidable happening de communication, bien vite échoué sur la realpolitik des intérêts industriels. La seule exception notable à ce constat sévère est le renforcement de normes dans la construction de bâtiments neufs².

La concurrence, telle qu'elle s'est dessinée en France au fil d'une accumulation de textes réglementaires, n'est pas mue par la recherche d'efficacité industrielle ou commerciale. Les firmes concourent pour s'approprier des fractions de la rente hydro-nucléaire, tandis que l'Etat la consomme pour s'acheter des brevets de libéralisation. La plus récente illustration en est la loi NOME³. Au-delà de la cession d'un quart de la production nucléaire à des opérateurs qui pourront rechercher une marge sans prendre aucun risque industriel, la complexité et les écueils des textes d'application seront grands. Par exemple, la fixation d'un prix de cession de la production nucléaire, enjeu de vifs débats entre les parties intéressées depuis la promulgation de la loi, n'est intervenue que dans un arrêt ministériel du 17 mai 2011. Le prix, 40 €/MWh au 1^{er} juillet 2011 puis 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012, répond à une logique de compromis plutôt qu'à une méthode économique; son évolution est donc incertaine. Cette loi prévoit en 2015 l'abrogation des tarifs réglementés (dits « Jaune » et « Vert ») pour les clients de taille moyenne (comme les PME-PMI), mais il est bien difficile de prédire le jeu concurrentiel qui va s'instaurer. Enfin, rien ne garantit que, en échange de ces gestes, la Commission européenne accepte indéfiniment le maintien d'un tarif réglementé (dit « Bleu ») pour les 28 millions d'usagers résidentiels.

1. Les seuls réels bénéficiaires sont les promoteurs d'installations photovoltaïques qui ont obtenu des rentabilités atteignant 20 %, ainsi que les particuliers qui avaient les moyens d'investir autour de 20 000 € qui seront *in fine* remboursés, avec intérêts ... par tous les autres consommateurs.

2. Encore faut-il s'interroger sur la cohérence de la réglementation thermique 2012 avec l'objectif d'une énergie décarbonée à long terme : en avantageant le gaz (de par les coefficients d'équivalence entre énergies) pour chauffer des bâtiments neufs, on solidifie pour longtemps des émissions de CO₂, alors que l'électricité peut être presque totalement décarbonée à l'horizon 2050. Cela expose de plus les consommateurs à des risques élevés de volatilité des prix (cf. la hausse de 20 % sur les douze derniers mois du prix du gaz).

3. Dès la communication du projet de loi, plusieurs économistes en ont souligné les faiblesses et les écueils. Par exemple : D. Finon, « Le compromis de la loi NOME : les limites d'un marché aux principes économiques faibles », *Revue de l'énergie* n° 595, mai-juin 2010; F. Lévêque « Les fausses certitudes du projet de régulation de l'électricité », *La Tribune*, 8 juin 2010.

On observe enfin que l'organisation du système électrique ne donne guère de visibilité sur les recettes que peut attendre la production nucléaire, qui est exposée en partie aux aléas du marché de gros, en partie aux négociations (qui seront incessantes) autour du prix de cession des 25 % de production historique dans le cadre de la loi NOME puis, après 2015, aux incertitudes de la suppression des tarifs « Jaune » et « Vert ». **Cela n'est guère rassurant quant aux moyens dont disposera EDF pour donner une priorité permanente à la sûreté nucléaire.**

Se réappropriier les clés du secteur de l'énergie

La collectivité doit se réappropriier les clés du secteur de l'énergie et en rebâtir l'organisation. Quelques pistes sont proposées pour le débat politique et l'action publique : choix publics de long terme, refonte tarifaire, fonctionnement et flux financiers du système réformé.

Priorité à la maîtrise de la demande

L'incitation et la pédagogie : trois mesures centrales doivent être prises :

- **Instaurer un signal de prix sur le carbone pour toutes les énergies**, résolument et sans s'abriter derrière une harmonisation européenne préalable, en partant d'un niveau de 30 à 40 €/tonne de CO₂¹ et en spécifiant son évolution dans le temps. Ce signal peut être véhiculé via un prix-plancher imposé à la production d'électricité d'origine fossile d'une part, via les taxes existantes sur les produits pétroliers et le gaz naturel (TIPP et TICGN) d'autre part². L'exemple de la Suède (ou, dans un champ limité au secteur électrique, des décisions du gouvernement anglais de « *carbon support* ») montre qu'une décision nationale est possible dans ce domaine. Les recettes de ce signal-prix du carbone contribueraient aux missions de service public de l'énergie (comme exposé plus loin).

- Redonner son rôle à l'instrument tarifaire dans l'électricité et l'enrichir en profitant des compteurs évolués. Cette action peut être

1. Rappelons qu'une taxe de 32 €/tonne (donnant une recette budgétaire de quelque 8 Md€), appelée à croître selon une trajectoire programmée, était le niveau initial proposé par la commission Rocard.

2. Un signal-prix de 30 € par tonne de CO₂ se traduit ainsi : 11 € par MWh électrique produit avec du gaz, 23 € s'il est produit avec du charbon; 0,6 c€ par KWh de gaz; 7 c€ par litre de carburant.

exercée par les offres d'opérateurs commerciaux, dès lors que les bons signaux sont dûment inclus dans leur coût d'approvisionnement. Ce serait le cas des émissions de CO₂ selon la proposition ci-dessus; ce doit être le cas du coût de développement des capacités nécessaires au passage des pointes (par exemple en imposant la détention physique de telles capacités ou l'achat, par le fournisseur, de droits sur de telles capacités).

- Accroître l'information sur l'efficacité énergétique et veiller à son impartialité (en renforçant la communication publique et en contrôlant celle des opérateurs).

L'action publique sur l'investissement

Les économies d'énergie valorisent de nombreux investissements dans les infrastructures de consommation, mais les cas sont plus rares où elles suffisent à elles seules à rentabiliser cet investissement, qui peut avoir pourtant d'autres intérêts (comme, par exemple, pour les véhicules à très basse consommation ou les véhicules électriques, la réduction de la pollution urbaine). Par ailleurs, il arrive que l'avantage d'un investissement soit réparti entre plusieurs acteurs et ne puisse ainsi être concrétisé (par exemple dans la relation entre propriétaire et locataire). La mise en place de dispositifs permettant aux acteurs concernés de prendre la bonne décision dans l'intérêt de la collectivité doit être recherchée.

- **Voiture à très basse consommation** : nous proposons un plan national vers un objectif ambitieux « 2 litres aux 100 km » pour permettre dès 2015 la commercialisation de tels véhicules. Ce plan s'appuierait sur un système rénové de bonus-malus à l'achat et sur des aides à l'innovation.
- **Véhicule électrique ou hybride rechargeable** : pour des flottes d'entreprises, avec des parcours moyens de 50 à 100 km et une possibilité de recharge lente de nuit, l'écart de coût avec des véhicules thermiques est le plus faible et invite à considérer une aide au développement dans l'optique de développer une filière industrielle et d'abaisser les coûts de production.
- A l'échelle locale, la création d'un **bloc de compétences cohérent regroupant urbanisme, transports, voirie et énergie**, au bénéfice des intercommunalités, permettra la mise en place de politi-

ques intégrées et ambitieuses en faveur de la maîtrise des flux et du report modal. Il conviendra également d'examiner les mesures favorisant, à l'échelle nationale, la substitution rail-route, dont l'investissement ferroviaire et l'interdiction du transit routier.

- Un fonds national pour la maîtrise de la demande en énergie doit être créé (et alimenté par les contributions sur le service public de l'énergie, notamment le produit du signal-prix sur le carbone). Il interviendrait en **soutien aux opérations de rénovation thermique dans le bâtiment**, en priorité dans l'habitat des plus modestes, en offrant des prêts à taux zéro pour les particuliers réalisant des travaux et des subventions pour la mise aux normes thermiques du parc de logement social.

Choisir le mix énergétique de notre avenir Enjeux et filières de la production électrique

Le nucléaire couvre 75 % de la production d'électricité en France. La consommation d'électricité devrait par ailleurs légèrement croître d'ici 2020, du fait de deux tendances opposées : les efforts de sobriété énergétique d'une part, le report de certains usages des énergies fossiles vers l'électricité, afin de satisfaire aux objectifs d'indépendance énergétique et de réduction des émissions de CO₂, d'autre part. Au total, la part du nucléaire dans le mix électrique ne diminuera pas beaucoup avant 2025. Si l'on veut la réduire plus vite sans abîmer les autres objectifs, il faudra accélérer les programmes d'économie d'énergie, dont l'expérience montre que les effets sont cependant toujours assez lents à se matérialiser. L'autre piste, un développement à rythme anticipé et accru des ENR, se heurtera notamment au manque de maturité industrielle, au coût aujourd'hui très élevé de certaines filières (éolien maritime et solaire) et à l'impossibilité actuelle de stocker une production intermittente en grande quantité.

Une sortie du nucléaire ne pourrait se dessiner que progressivement et à partir de 2025. Il s'agit donc de se préparer à exploiter durablement le parc existant. Raison de plus pour donner la priorité à la sûreté, à la qualité et aux moyens de la maintenance et des opérations de prolongation de la durée de fonctionnement, aux conditions de travail et à la formation de l'ensemble des salariés (et notamment ceux des entreprises sous-traitantes) dans les métiers concernés. Disposer de ce « gisement » de plus de 400 TWh par an jusque vers 2025 permet non seulement

d'équilibrer un système tarifaire efficace et redistributif, comme on le verra ci-dessous, mais aussi de se donner le temps pour préparer les choix lourds de demain. Les orientations publiques devront tenir compte de cette opportunité pour acquérir information, progrès et savoirs technologiques et se mettre en mesure de recourir aux meilleures techniques le moment venu. Elles devront également – l'accident de Fukushima ne permet plus d'en douter – **sortir le nucléaire des aléas du marché et des pressions financières**¹.

L'avenir de la filière nucléaire française se joue à l'international (le lancement d'un second EPR en France, c'est-à-dire le projet de Penly 3, ne semble pas décisif de ce point de vue). En même temps que la compétitivité des offres françaises, pouvoirs publics, autorité de sûreté et acteurs industriels français devront **œuvrer à l'émergence d'une gouvernance mondiale rigoureuse de la sûreté nucléaire** (veillant notamment à la qualité des modèles de réacteur, aux compétences d'exploitation, à la transparence, aux relations entre opérateurs et autorités nationales de sûreté ...) et garantir l'absence de subvention du développement international par les consommateurs français.

Les ENR sont la forme de production appelée à se développer le plus dans les 10-20 ans à venir. L'atteinte des objectifs énoncés par la France dans le cadre du « *3 x 20* » européen supposera quelques 4 Md€ annuels d'aides vers 2020. Ce développement doit être moteur de compétitivité pour notre industrie et de préparation de l'avenir pour notre système énergétique. C'est dire l'importance d'une bonne conception des mécanismes de soutien publics. Un enjeu important, comme pour le nucléaire et dans un ancrage nécessairement plus européen, est l'organisation d'une filière française, des grands acteurs de la R&D et de l'énergie jusqu'aux PME et aux tissus industriels locaux.

Caractériser les choix possibles et organiser un vrai débat national

Un déficit de débat démocratique a marqué les choix énergétiques de ces dernières années. La loi d'orientation sur l'énergie (juillet 2005) a été votée au terme d'un débat discret; la construction d'un premier réacteur

1. Citons Elie Cohen, *Telos* – 29 mai 2011 « L'équation nucléaire européenne » : « Une observation même superficielle du cas japonais montre que [...] le régulateur était capturé par les régulés, que le parc était géré par une dizaine d'exploitants qui avaient sous-traité l'ingénierie aux constructeurs, que des incidents multiples avaient été dissimulés. »

EPR était en fait le but premier de cette loi. Le « Grenelle de l'environnement » a fait l'objet d'un débat public dont le nucléaire était explicitement exclu par le Gouvernement.

Nous proposons la tenue d'une **Grande Conférence Nationale en 2012, réunissant toutes les parties prenantes et permettant aux citoyens une participation effective**. Les différentes options seront mises en débat en éclairant leurs implications du court au long terme, sur les plans de la place du nucléaire, de la sécurité, de l'indépendance énergétique, de l'environnement, de l'industrie, des modes de consommation, de l'efficacité économique et de l'équité. Les éclairages et les débats doivent être globaux : il faut penser « énergie » et non « électricité » et encore moins « électricité nucléaire » pour appréhender les enjeux climatiques, industriels et économiques et bâtir des scénarios cohérents.

Un plan « **Energie 2030 pour la France** », se traduisant par une **loi d'orientation de la politique énergétique et une loi de programme pour cinq ans** pourraient sanctionner cette démarche. Cela renforcerait également la voix française dans les choix européens.

Affirmer la logique de service public pour la distribution d'électricité et de gaz

La collectivité peut exprimer trois attentes envers les réseaux de distribution :

- la pertinence des arbitrages entre coût et qualité de service et l'efficacité des politiques d'investissement associées;
- la prise en compte des enjeux locaux (enfouissements, raccordements, accompagnement de projets énergétiques locaux);
- la préparation de l'avenir (déploiement d'un comptage évolué pour l'électricité, puis réseaux « intelligents »).

La gouvernance devra garantir l'intérêt public et l'équilibre entre pilotage national et local, ce qui implique de **pérenniser le principe de la péréquation tarifaire de l'accès au réseau** et de veiller à **éloigner les décisions structurantes des critères de rentabilité de capitaux privés**. Une fois une réponse claire et durable à de telles exigences apportée, la porte pourra être fermée à la mise en concurrence des

concessions de distribution publique, tandis que pourront être clarifiés les liens entre le service public de distribution électrique et celui de la distribution de gaz.

Refondre la tarification de manière juste et efficace; financer des missions de service public sans appel au budget de l'Etat.

Rappelons d'abord quelques ordres de grandeur relatifs à la consommation d'énergie des ménages. La dépense moyenne annuelle est d'environ 2500 euros (logement et voiture). Notre proposition est d'organiser des transferts à la hauteur des enjeux de société et de l'insécurité économique d'une fraction croissante de la population pour qui le coût de ce bien essentiel pèse sévèrement sur le budget et qui doit souvent se rationner. L'ensemble des sources d'énergie sera concerné (électricité, gaz, fioul, carburants). Nous estimons à environ 5 millions le nombre de ménages qui devraient bénéficier d'un véritable dispositif de solidarité et de cohésion sociale. L'éligibilité peut résulter de critères normatifs (le revenu, mais aussi l'âge, le logement ou le mode de chauffage) et, pour un périmètre complémentaire, de l'action des services sociaux de l'Etat ou des collectivités locales.

Justice sociale dans les tarifs de l'électricité ...

La consommation annuelle moyenne est de l'ordre de 10-12 MWh pour un ménage chauffé à l'électricité (cela concerne quelque 7 millions de logements et le quart des consommateurs résidentiels), un peu moins de 4 MWh dans le cas contraire. Ce qui représente une dépense annuelle de 1300-1600 €/an et 500 €/an respectivement.

La solidarité doit dépasser une simple compensation des hausses tarifaires pour les consommateurs vulnérables, et, bien évidemment, aller au-delà des dispositifs actuels qui s'apparentent, comme vu plus haut, à une aumône au montant négligeable. Le montant de l'aide sera en moyenne de 200 euros annuels, ce qui revient à la gratuité d'une tranche de nécessité représentant entre le tiers et la moitié d'une consommation médiane sans chauffage électrique. L'allocation moyenne serait triplée en cas de logement chauffé à l'électricité. Ce n'est pas une aide au développement du chauffage électrique, mais une mesure d'accessibilité à un bien indispensable pour un usage existant que le consommateur n'a généralement pas choisi. Ces montants peuvent bien sûr être modulés en fonction des critères utilisés.

Le montant de la redistribution sera significatif devant la facture, mais le mécanisme ne doit pas altérer le signal de prix et donc l'incitation à la

maîtrise de la consommation. Plusieurs mécanismes ont cette propriété, comme l'allocation forfaitaire (« chèque énergie ») avec une consommation effective facturée au prix économique, ou bien un tarif à tranches de prix croissant dont la dernière égale le prix économique (solution plus complexe à mettre en œuvre, mais sans doute mieux à même de prévenir le rationnement énergétique des personnes en situation difficile).

Le montant des transferts mis en jeu peut être évalué à près de 2 Md€ par an (pour comparaison le tarif social représente aujourd'hui moins de 100 M€). Par ailleurs, un montant annuel de 1 Md€ pourrait venir constituer une avance de financement ou une subvention pour la rénovation thermique de l'habitat parmi les ménages relevant de la solidarité tarifaire (50 à 100 000 opérations potentielles par an). **Au total, près de 3 Md€ annuels seraient redistribués.** Le financement proviendra :

- d'une part, d'une hausse de la CSPE¹ d'environ 0,5c€/kWh si cette contribution est demandée à tout consommateur d'électricité en France (soit par exemple 25 € par an pour un ménage sans chauffage électrique);
- d'autre part, d'un prélèvement sur le prix variable des barèmes tarifaires pour les consommations dépassant un certain seuil de confort (comme exposé plus bas).

... et pour les autres consommations d'autres énergies.

Des mesures comparables en niveau devraient être appliquées aux autres énergies : gaz ou fioul pour le chauffage, carburants pour les véhicules individuels. Leur financement peut provenir des sommes collectées via le signal-prix carbone proposé plus haut et s'appliquant aux taxes spécifiques à chaque énergie (TIPP et TICGN). Il apparaît dès lors plus rationnel et plus lisible de regrouper l'ensemble des contributions en faveur du service public, de la solidarité et de la lutte contre le changement climatique en une taxe-chapeau, à l'image de la TGAP dans le domaine de l'environnement, qui prendrait le nom de **Contribution au service public de l'énergie**. Elle est en effet une généralisation de l'actuelle Contribution au Service Public de l'Electricité.

1. La CSPE (contribution au service public de l'électricité) compense aujourd'hui quelque 3 Md€ de charges de service public : près de 60 % en surcoût d'achat des productions ENR et cogénération et près de 30 % pour la péréquation tarifaire dans les systèmes insulaires. Ceci représente une charge de 0,75 c€/kWh pour chaque consommateur. Les grandes entreprises bénéficient cependant de plafonnements qui reviennent à soustraire 20 % de la consommation française de l'assiette de la contribution.

Inciter à l'efficacité énergétique : l'exemple d'une refonte tarifaire dans l'électricité

Le meilleur signal tarifaire, et un moyen majeur de maîtrise de la demande, c'est un prix égal au coût complet. Dans le secteur électrique, les principales décisions prennent effet dans la durée : construction de moyens de production, bien sûr, mais aussi choix du mode de chauffage d'un bâtiment ou même évolution des habitudes de consommation. C'est pourquoi le prix « économique » doit traduire une vision socio-économique des coûts de production qui seront encourus à long terme pour satisfaire la demande. Ceux-ci incluront donc la vision des coûts de construction des capacités de production les plus adaptées, du prix des énergies primaires, du prix du CO₂ dans la trajectoire voulue de lutte contre le changement climatique, etc. Un tel signal est, par essence, plus stable qu'un prix de marché, et mieux garant de bonne coordination des acteurs. C'est la « tarification au coût de développement », déclinée selon les tendances structurelles justifiées dans le présent rapport (renchérissement de l'énergie, lutte contre le changement climatique).

Cette construction tarifaire permet d'associer un prix à chaque courbe de charge, donc de faire payer à leur coût les différents usages. Cette possibilité sera d'autant mieux mise en pratique et d'autant plus incitative qu'on peut s'appuyer sur des compteurs évolués, capables d'enregistrer et de facturer finement la consommation, y compris via des signaux en temps réel (tels ceux de l'actuelle option Tempo); de tels compteurs et de tels contrats pourraient d'ailleurs être rendus obligatoires lors de l'installation d'usages thermiques.

Nous développerons l'exemple significatif du prix moyen de la fourniture d'un consommateur résidentiel selon ce coût de développement : environ 13,5 €/kWh¹ (hors taxes, Euros 2010).

Au tarif « bleu » actuel, le prix comparable est de 9,3 c€/kWh² (ce chiffre passe à 10,3 c€/kWh en ajoutant les contributions nationales, CSPE

1. Principales hypothèses de référence : gaz à 13 \$/MBTu, CO₂ à 50 €/t, nucléaire neuf à 3500 €/kW, moyen de pointe (TAC) à 500 €/kW en construction, développement du réseau avec installation de compteurs évolués. Le pare optimal en réponse à la demande ne comporte pas de charbon.

2. Source : délibération de la CRE du 11 août 2010. Il s'agit bien d'un prix à mettre en regard du coût complet d'EDF (EDF SA pour la production et la commercialisation, RTE pour le transport et ERDF pour la distribution).

de 0,75 c€/kWh et contribution de 0,25 c€/kWh pour l'équilibre du régime de retraite des agents des industries électrique et gazière, puis à 13 c€/kWh en ajoutant la TVA et les taxes locales). Faut-il en conclure que le prix de l'électricité devrait augmenter sans tarder de 4 c€/kWh, soit l'écart entre 13,5 et 9,3?

- S'agissant du prix variable, c'est-à-dire de ce qui est payé pour tout kWh de consommation supplémentaire ou de ce qui est économisé pour tout kWh de consommation évitée, la réponse est oui : c'est une question de pertinence économique des incitations. Nous proposons **d'appliquer immédiatement cette hausse aux kWh consommés au-delà d'un seuil de confort** estimé selon le logement.
- S'agissant de la facture totale, la réponse est non : le coût moyen du système électrique existant est aujourd'hui compatible avec une recette de 9,3 c€/kWh (ou légèrement supérieure) et **la hausse devrait se limiter au transfert de solidarité** proposé ci-dessus (0,5 c€/kWh de CSPE supplémentaire) quand le seuil n'est pas dépassé.

A terme (dix à quinze ans), la possibilité d'un prix réduit sur la plus grande partie des consommations va s'amenuiser et il faudra abaisser le seuil de la tranche facturée au coût de développement. Cela s'explique par le renchérissement des coûts du système électrique, maintenance du parc nucléaire et aides aux ENR en premier lieu (voir chapitre 2). Le moment du remplacement du parc de production approchera, mais le signal de son coût de développement aura déjà été largement donné.

Une nouvelle tarification plus juste, plus efficace et financièrement équilibrée : illustration

*Pour un consommateur représentatif sans chauffage électrique :
abonnement 6 kVA « simple tarif »*

Tarif actuel : abonnement de 65 € par an, contributions de 1 c€/kWh, consommations à 8 c€/kWh.

Tarif rénové : abonnement de 65 €/an, contributions portées à 1,5 c€/kWh, consommations à :

- Pour un bénéficiaire de la solidarité tarifaire, une tranche de nécessité (par exemple les 2 000 premiers kWh chaque année) à prix nul.
- Pour tout consommateur, prix variable de 8 €/kWh jusqu'à 5 000 kWh annuel;
- Pour tout consommateur, au-delà du 5 000^e kWh : 12 c€/kWh (c'est-à-dire le coût de développement du service rendu, soit le bon signal de prix)

Comparaison des factures annuelles (TTC) entre tarif actuel et tarif rénové :

- Consommateur moyen (soit 3 600 kWh annuels) : de 500 à 520 € (+ 4 %)
- Consommateur éligible à la solidarité (et 3 600 kWh annuels) : de 500 à 310 € (- 37 %)
- Consommateurs à intensité élevée (6 000 kWh annuels) : de 770 à 860 € (+ 12 %)

Une réforme nécessaire et suffisante de l'organisation du secteur électrique

La réforme – et enfin la stabilisation – de la gouvernance du système électrique français devra viser à :

- organiser l'achat et la vente de produits cohérents avec la tarification efficace et les fondamentaux économiques de long terme;
- réguler les décisions qu'un marché ne peut convenablement susciter (sûreté nucléaire, sécurité d'alimentation, incitation et coordination des investissements, pertinence des signaux de prix, fiabilité des perspectives de prix du CO₂ ...);
- garantir la mise en œuvre des politiques publiques et des mécanismes de redistribution (ainsi qu'une information économique transparente sur les coûts et les prix).

Dans ce but, nous proposons d'**introduire un mécanisme de contrats de long terme, sous l'animation d'un régulateur public**, à partir des bases suivantes :

- l'**achat de l'ensemble de la production nucléaire**, sur la base d'une trajectoire de dépenses prévisionnelles, d'un engagement de

performances (telles que la disponibilité et le placement des arrêts pour maintenance) et d'une couverture des coûts. Cette disposition nous paraît indispensable pour éloigner la gestion du parc nucléaire des risques d'arbitrages entre sûreté et rentabilité qu'induisent les aléas du marché de l'électricité et des pressions financières. La loi NOME ne répond pas à ces préoccupations ;

- des **appels d'offres, assortis d'un contrat d'achat de long terme, pour les capacités** (de base, de semi-base, de pointe) dont le système a besoin aux divers horizons de temps. Le choix des filières s'inscrit naturellement dans les orientations du plan « Energie 2030 » ;
- des **offres de contrat d'approvisionnement de longue durée aux fournisseurs** (ou directement aux grands consommateurs). Ces offres reflètent les principes tarifaires décrits plus haut (structure des prix, trajectoire prévisionnelle du signal carbone ...) et les ajustent dans le temps aux conditions économiques obtenues en production. En centralisant la formation des prix, on pérennise pour tous les consommateurs un principe d'intérêt général.

Ce mécanisme est compatible avec l'existence d'un marché européen. Il s'agit en fait de centrer la concurrence sur ses effets les plus utiles : amélioration des technologies, innovation et maîtrise des coûts dans la durée, de réduire les risques de marché qui pèsent sur les investisseurs (et donc d'abaisser le coût du financement) et de laisser au marché de gros sa fonction d'instrument de coordination à court terme par les prix.

Le Réseau de Transport d'Electricité (RTE), est appelé à jouer un rôle important dans le dispositif réformé : animation du marché électrique et exercice des politiques d'intérêt général. En effet, RTE est déjà en charge de la régulation de l'équilibre offre-demande, depuis le pilotage de court terme jusqu'à l'élaboration des bilans prévisionnels de long terme. Or RTE est une filiale à 100 % d'EDF SA¹. Ce statut ne semble pas compatible avec la nouvelle gouvernance proposée pour le système électrique.

1. EDF SA désigne la maison-mère, dont l'activité est la production et commercialisation en France. EDF SA détient notamment à 100 %, outre RTE, ERDF (distribution en France) : EDF Energies Nouvelles (ENR), EDF Trading, EDF Energy (Royaume-Uni).

RTE a donc vocation à devenir une entreprise publique¹. Cela suppose **l'acquisition de RTE par l'Etat**. Les capitaux propres de RTE s'élèvent à 4,6 Md€ (fin 2009) et sont détenus par EDF SA dont l'Etat est actionnaire à 85 %. Des moyens existent donc pour que l'opération se traduise par une charge budgétaire limitée à 0,7 Md€². Par ailleurs, RTE possède déjà une grande partie des compétences utiles; une rationalisation des missions de régulation, entre RTE et la CRE, deviendrait envisageable.

Parallèlement, le groupe EDF, moins exposé aux risques de conflits d'intérêt entre l'héritage du monopole de service public et l'attente des apporteurs de capitaux, moins exposé aux suspicions de subventions croisées entre ses activités en concurrence et sa base française régulée, pourrait clarifier ses objectifs et sa stratégie, et se concentrer plus résolument vers les enjeux de ses métiers et de son développement, notamment à l'international.

* * *

Au total, la logique dessinée ici pour l'action publique va au-delà de la recherche de l'efficacité et de la bonne gouvernance d'un secteur économique, fût-il majeur; elle inscrit l'énergie dans un projet plus vaste : donner la primauté à l'intérêt général, à l'égalité de traitement et la protection des plus vulnérables; s'appuyer sur une vision de l'avenir qui procède d'un choix démocratique, qui transforme, sécurise et redistribue, qui retrouve une ambition industrielle et ouvre une place pour les territoires.

C'est le moment de placer l'énergie dans la réflexion politique. Au sein de l'Europe d'abord, parce que la logique d'intégration par la concurrence a montré ses carences. Au niveau national ensuite, parce que plusieurs années d'action publique faite d'incohérences, d'accompagnements complaisants de l'ouverture des marchés et d'ambition réduite aux mots nous livrent un système à reconstruire.

1. Cela réglerait également les préoccupations (déjà liées à ses actuelles missions) de contrôle de son indépendance vis-à-vis d'EDF et d'impartialité par rapport à tous les acteurs en concurrence. La position française dans le débat sur une nouvelle directive européenne à ce sujet en serait facilitée.

2. L'Etat devrait prendre à sa charge une dette financière de 6 Md€ environ, mais celle-ci est gagée par la « base d'actifs régulés » qui sert d'assiette à la détermination du tarif d'accès au réseau et est quasiment égale à la somme des capitaux propres et de la dette de RTE : 12 Md€ environ. En 2009, RTE a produit un résultat net de 0,5 Md€. Le refinancement semble donc aisé pour éviter un accroissement comptable de la dette publique.

Annexes

Lexique

Agrocarburant : L'agrocarburant est un carburant qui ne provient pas d'une ressource fossile (gaz ou pétrole) mais d'une matière issue de l'agriculture ou des sous produits de l'agriculture. A ne pas confondre avec le **biocarburant** qui comprend toutes les formes de carburants issus d'origine organique, par exemple le bois ou les déchets ménagers.

Captage et stockage du CO₂ : Le captage/stockage consiste à récupérer le CO₂ produit en sortie des centrales thermiques pour l'enfouir sous terre afin de lutter contre le réchauffement climatique. Les zones de stockage du CO₂ sont des aquifères (poches souterraines remplies d'eau) ou encore des anciens gisements pétroliers et gaziers.

Carbone fossile : Le carbone fossile désigne l'ensemble des molécules contenant du carbone et produites sur des horizons temporels supérieurs à l'échelle humaine. Le pétrole, le charbon ou le gaz naturel contiennent du carbone fossile car il s'agit de substances créées à partir de la fermentation de végétaux pendant des millions d'années.

CSPE : Contribution au service public de l'électricité. Il s'agit d'un outil mis en place par la loi et qui permet d'assurer le financement de certaines missions d'intérêt public réalisées par les distributeurs et les fournisseurs d'électricité. Quatre missions sont incluses dans la CSPE à ce jour :

- Compenser les surcoûts d'achat de l'électricité issue de la cogénération;
- Compenser les surcoûts d'achat de l'électricité issue d'énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, biomasse);
- Assurer la péréquation entre le tarif métropolitain et les départements et territoires d'outre-mer;
- Financer le dispositif de tarification sociale de l'électricité, notamment depuis le classement de l'électricité en tant que bien de première nécessité.

Effet de serre : Effet de réchauffement naturel provoqué par la présence dans l'atmosphère de gaz absorbant le rayonnement en provenance du soleil et de la terre. Le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et la vapeur d'eau (H₂O) sont des gaz à effet de serre.

Energie renouvelable : Dit d'une énergie issue de sources renouvelables, c'est-à-dire d'une source qui se reconstitue sur une durée inférieure à la durée de vie humaine.

EPR : *European Pressurized Reactor*, type de réacteur nucléaire (troisième génération). C'est un réacteur à eau pressurisée, dont le principe est la récupération de l'énergie issue du cœur du réacteur par des circuits d'eau sous pression. L'EPR se différencie des précédents réacteurs à eau pressurisée par sa puissance électrique délivrée supérieure mais surtout par son niveau de sécurité accru et notamment la présence d'une cuve de récupération des matières radioactives en fusion en cas d'accident similaire à celui de Fukushima.

Fusion thermonucléaire : Réaction nucléaire dont le principe réside dans la combinaison de noyaux de deux éléments chimiques légers pour donner un nouvel élément plus lourd. L'intérêt pour ce processus provient de la plus grande quantité d'énergie libérée comparativement à la réaction de **fission** (séparation d'un élément lourd en deux éléments plus légers) et de son caractère peu polluant. En revanche, la fusion est très difficile à provoquer et à maintenir dans la durée et de nombreux verrous technologiques rendent la possibilité de son exploitation très lointaine (progresser dans ce champ est la vocation du projet international ITER à Cadarache).

Gaz non conventionnel : le gaz naturel est dit non conventionnel lorsqu'il n'est pas obtenu à partir d'un champ gazier géant (poche de gaz souterraine) ou comme coproduit d'extraction pétrolière. Les sources de gaz non conventionnelles sont mieux réparties géographiquement mais sont de tailles plus réduites et plus difficiles d'accès. L'extraction du gaz non conventionnel nécessite par ailleurs des techniques, comme la fracturation hydraulique, ayant un impact négatif sur l'environnement.

Géothermie : Principe de « génération » d'énergie à partir de la chaleur du sous-sol. De l'eau froide est injectée dans le sous-sol et est ensuite récupérée soit sous forme d'eau chaude soit sous forme de vapeur. L'eau

chaude est utilisée dans des réseaux de chaleur tandis que la vapeur d'eau est généralement utilisée pour générer à la fois de la chaleur et de l'électricité.

Hydrogène : Élément chimique désigné par la lettre H, il est très présent dans l'univers et sur Terre. Sur Terre il est, par exemple, présent dans l'eau (H_2O) et le méthane (CH_4). Il n'est en revanche pas présent sous sa forme combustible H_2 , forme qui une fois produite sert de carburant dans les piles à combustibles.

L'intérêt récent pour sa forme combustible H_2 provient de la « propreté » de sa combustion opposée aux carburants traditionnels. Les obstacles majeurs sont, cependant, sa fabrication (qui nécessite de l'énergie) et son stockage.

Iter : Réacteur de recherche en construction à Cadarache dont l'objectif vise à récupérer l'énergie issue d'une fusion nucléaire entre deux atomes. La fusion nucléaire est une réaction qui libère de l'énergie en quantité considérable et qui à terme pourrait constituer une alternative à l'énergie nucléaire classique issue de la fission de noyaux lourds.

Alors que les Etats-Unis et le Japon quittent le projet, l'Etat français y investit 914 millions d'euros soit plus de 30 années de financement de la recherche menée en France sur les énergies renouvelables. L'avancement actuel du projet ne laisse pas présager une quelconque application avant la seconde moitié du XXI^e siècle dans le meilleur des cas.

Thermodynamique : branche de la physique s'intéressant aux phénomènes et aux échanges thermiques et notamment leur faisabilité, leur rapidité et les mécanismes permettant de les favoriser. Elle est à la base du fonctionnement des réfrigérateurs, des climatiseurs et de nombreux processus de production d'énergie.

Vecteur d'énergie : intermédiaire permettant de transporter de l'énergie d'une source « génératrice » à un lieu de consommation en changeant sa forme.

Exemple : l'électricité qui transporte la chaleur issue de la fission du cœur d'un réacteur nucléaire jusqu'aux appareils ménagers qui consomment de l'électricité.

Méthane : Gaz composé d'un atome de carbone et de quatre atomes d'hydrogène. Il est désigné par la formule CH_4 . Il s'agit du principal composant du gaz naturel et est donc consommé en grande quantité pour produire de la chaleur ou de l'électricité. Extrait majoritairement du sous-sol, il est également produit, par exemple, lors de la fermentation de matière organique ou lors de la digestion des ruminants. Il s'agit d'un puissant gaz à effet de serre.

Parité réseau : deux moyens de production d'électricité capables de la même quantité d'énergie ne rendent pas forcément le même service au système électrique. Ils sont à « parité réseau » si leurs coûts de production ajustés des services rendus sont identiques. En Californie du Sud, la production solaire est abondante lors de pointes de demande (climatisation). Elle économise ainsi des moyens de production en pointe et des développements de réseau. La parité réseau lui est favorable. En Europe du Nord, où les pointes interviennent les matins et les soirs d'hiver, c'est le contraire.

Electricité photovoltaïque : désigne l'électricité produite directement à partir du rayonnement solaire. Le rayonnement solaire vient frapper une matière sensible qui sous l'effet de la lumière libère des électrons. Canalisés, ces électrons constituent de l'électricité renouvelable. Les deux limites actuelles au développement du photovoltaïque sont son coût élevé et son intermittence.

Pic de Hubbert : La théorie économique prédit que pour toute ressource non renouvelable consommée dans la durée, la consommation croît progressivement puis atteint un maximum avant de décroître rapidement puis de cesser faute de ressource à extraire. Le point maximal est appelé pic de Hubbert d'après le géophysicien Marion King Hubbert. Le pic pétrolier, qui se traduit concrètement par un plateau ondulant, aurait atteint son maximum en 2006 d'après l'Agence internationale de l'énergie.

Pile à combustible : dispositif qui permet la production d'électricité à partir d'hydrogène (H_2) et d'oxygène (O_2). La réaction chimique est particulièrement propre puisque seule de l'eau est produite.

Pour fonctionner la pile à combustible nécessite de produire et de stocker de l'hydrogène, qui n'existe pas naturellement sur Terre, et dont la fabrication consomme beaucoup d'énergie.

La pile à combustible pourrait à terme constituer une alternative aux moteurs thermiques dans les voitures, même si de nombreux obstacles techniques et économiques sont présents.

Taux annuel de déplétion : la déplétion est le fait qu'une réserve non renouvelable (de pétrole, de gaz, de charbon) décroît suite à sa consommation. Le taux annuel de déplétion correspond au rapport entre la consommation annuelle de la ressource et sa réserve totale restante. Un taux annuel de déplétion de 10 % signifie, par exemple, que 10 % de la réserve est consommée dans l'année.

Unités de mesure

Btu : British Thermal Unit. Unité de mesure d'énergie. Souvent utilisée pour mesurer l'énergie des systèmes gaziers. Fixée de manière arbitraire au XVIII^e siècle comme l'énergie nécessaire pour élever une livre anglaise d'eau d'un degré Fahrenheit.

L'équivalent français pourrait être la calorie, définie comme l'énergie nécessaire pour élever un gramme d'eau de un degré Celsius. 1 Btu~250 calories~1055 joules.

MBtu (parfois MMBtu) : 1 million de Btu.

Tep : Tonne équivalent pétrole. Elle correspond à l'énergie dégagée par la combustion d'une tonne de pétrole brut. Cela correspond approximativement à 42 Giga joules ou 40 MBtu. Cette unité est utilisée pour les comparaisons entre les différentes sources d'énergie. 1 tep correspond à 1000 m³ de gaz naturel et environ 7,3 barils de pétrole brut. Un Français consomme en moyenne 4,3 tep par an.

teqC ou tec : Tonne équivalent carbone. Elle correspond à la quantité de carbone émise par la combustion d'une tonne de carburant fossile. Tout comme la tonne équivalent pétrole, elle permet de comparer différentes sources d'énergies entre elles. La tonne équivalent carbone indique l'impact sur le climat d'une source d'énergie.

W : Watt. Unité internationale de mesure de la puissance qui correspond à la consommation ou la production d'un joule par seconde.

k(kilo) : Millier. Un kilowatt (kW) représente donc 1000 watts.

M(Méga) : Million. Un mégawatt (MW) représente donc un million de watts ou encore mille kW.

G(Giga) : Milliard. Un gigawatt (GW) représente donc un milliard de watts, mille MW ou un million de kW

T(Téra) : Billion (en français, mais *trillion* en anglais). Un térawatt (TW), représente donc un billion de watts, mille GW, un million de MW ou un milliard de kW.

Wh : Wattheure. Mesure de la quantité d'énergie qui correspond à l'énergie consommée ou produite par une puissance d'un watt pendant une heure.

Le wattheure mesure une énergie cumulée tandis que le watt mesure une énergie « instantanée » c'est-à-dire une puissance. Il existe une confusion courante entre ces deux notions. Par exemple, pour une même puissance (W), des éoliennes n'auront pas la même production (Wh) en fonction du vent reçu.

Quelques points de comparaison : Un réacteur nucléaire a une puissance allant de 800GW à 1600GW pour les plus modernes. Un ordinateur portable à une puissance de 80W et une machine à laver à une puissance de 2000W. Un ordinateur portable allumé 24 h/24 aura donc une consommation de $365 \times 24 \times 80$, soit 700,8 kWh par an.

Terra Nova : présentation

Terra Nova est un *think tank* progressiste indépendant ayant pour but de produire et diffuser des solutions politiques innovantes.

Née en 2008, Terra Nova se fixe trois objectifs prioritaires.

Elle veut contribuer à la rénovation intellectuelle et à la modernisation des idées progressistes. Pour cela, elle produit des rapports et des essais, issus de ses groupes de travail pluridisciplinaires, et orientés vers les propositions de politiques publiques.

Elle produit de l'expertise sur les politiques publiques. Pour cela, elle publie quotidiennement des notes d'actualité, signées de ses experts.

Plus généralement, Terra Nova souhaite contribuer à l'animation du débat démocratique, à la vie des idées, à la recherche et à l'amélioration des politiques publiques. Elle prend part au débat médiatique et organise des événements publics.

Pour atteindre ces objectifs, Terra Nova mobilise un réseau intellectuel large.

Son conseil d'orientation scientifique réunit 200 personnalités intellectuelles de l'espace progressiste français et européen.

Son cabinet d'experts fait travailler près de 1000 spécialistes issus de la fonction publique, de l'entreprise et du monde associatif.

Terra Nova s'intègre dans un réseau européen et international d'institutions progressistes. Ces partenariats permettent d'inscrire les travaux de Terra Nova dans une réflexion collective européenne et donnent accès aux politiques expérimentées hors de France.

Terra Nova, enfin, est un espace collectif et fédérateur. Elle constitue une plateforme ouverte à tous ceux qui cherchent un lieu pour travailler sur le fond, au-delà des courants et des partis, au service des idées progressistes et du débat démocratique. Elle travaille pour le collectif sans prendre part aux enjeux de leadership. Sa production est publique et disponible sur son site : www.tnova.fr

Terra Nova : rapports et essais

OUVRAGES DÉJÀ PARUS

Les défis du care : refonder les solidarités

Par Gilles Séraphin (Terra Nova, 2011)

L'avenir de la décentralisation

Par Yves Colmou et Victor Brayelle (Terra Nova, 2011)

La justice, un pouvoir de la démocratie

Par Daniel Ludet et Dominique Rousseau (Terra Nova, 2010)

Pour une réforme progressiste des retraites

Olivier Ferrand et Fabrice Lenseigne (Terra Nova, 2010)

Accès à la parenté : Assistance médicale à la procréation et adoption

Par Geneviève Delaisi de Parseval et Valérie Depadt-Sebag (Terra Nova, 2010)

L'Europe contre l'Europe

Par Olivier Ferrand (Hachette Littératures/Terra Nova, 2009)

Pour une primaire à la française

Par Olivier Duhamel et Olivier Ferrand (Terra Nova, 2008)

GRUPE DE TRAVAIL EN COURS

Etat, médias et industries culturelles

Présidé par Louis Dreyfus et Audrey Pulvar

Système de santé : dépasser l'individualisme

Présidé par Daniel Benamouzig et Pierre-Louis Bras

Politique du sport

Présidé par Georges Vigarello

Faut-il tuer la finance ?

Présidé par Jacques Mistrat et Lionel Zinsou

Services publics

Présidé par Martine Lombard et Jean-Philippe Thiellay

Banlieues et quartiers populaire : La citoyenneté urbaine

Présidé par Jacques Donzelot

La nouvelle génération de droits sociaux : Protection et promotion sociale

Présidé par Robert Castel, Bernard Gazier, Bruno Palier et Hélène Périvier

Esquisse d'une autre politique migratoire : Pour une fluidité équitable

Présidé par El Mouhoub Mouhoud

La nouvelle responsabilité

Présidé par Dominique Bourg

Manifeste pour une économie positive

Présidé par Claude Alphandéry, Bernard Maris et Seybah Dagoma
La démocratie numérique

Présidé par Emmanuel Hoog
La réforme fiscale

Présidé par Pierre-Alain Muet et Olivier Ferrand

Cet ouvrage a été composé et imprimé
en 2011 par

CPI
FIRMIN-DIDOT

27650 Mesnil-sur-l'Estrée
N° d'impression : 106447
Dépôt légal : 2011

Imprimé en France

