



Rapport du groupe de travail présidé par
Jacques Percebois

Énergies 2050

2012

Président
Jacques Percebois

Vice-président
Claude Mandil

Personnalités qualifiées
Christian de Boissieu, Jean-Marie Chevalier
Pierre Gadonneix, Jean-Marc Jancovici
Colette Lewiner, Christian de Perthuis

Rapporteurs généraux
Dominique Auverlot, Richard Lavergne

Rapporteurs
Étienne Beeker, Johanne Buba
Stéphanie Combes, Raphaël Contamin
Jean-Guy Devezeaux de Lavergne
Timothée Furois, Guy Maisonnier
François Perfezou

Sommaire

Synthèse générale	11
Introduction	21
Chapitre 1 – Le contexte énergétique mondial et européen	25
1 ■ Les principaux enjeux énergétiques à l'échelle de la planète	27
1.1. Une demande énergétique mondiale en croissance et satisfaite par une offre très majoritairement carbonée	28
1.2. Les ressources énergétiques et minérales sont abondantes mais des incertitudes pèsent sur leur accessibilité et sur leur prix	32
1.3. L'impact climatique et l'acceptabilité des politiques énergétiques sont au cœur des préoccupations	35
2 ■ Le contexte énergétique européen	37
2.1. Le paquet climat-énergie	37
2.2. La réalisation progressive du marché unique de l'énergie	39
2.3. Les enjeux du mix énergétique européen	40
2.4. Les perspectives	46
3 ■ Les politiques contrastées de nos voisins européens	48
3.1. L'Allemagne accélère sa sortie du nucléaire	48
3.2. Le Royaume-Uni revient à plus de régulation et maintient son programme nucléaire	56
Chapitre 2 – Le devenir du mix énergétique français : enjeux et incertitudes	65
1 ■ Le mix énergétique français actuel	67
1.1. Une dépendance encore forte aux des énergies fossiles	67
1.2. La dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973	70

1.3. Le parc de production d'électricité confère à la France le double avantage d'une électricité décarbonée et peu chère ...	77
1.4. La facture énergétique de la France est déficitaire mais l'électricité apporte une contribution positive	81
2 ■ Les contraintes et les incertitudes externes qui pèsent sur les perspectives énergétiques de la France	83
2.1. La lutte contre le changement climatique et les incertitudes qui pèsent sur la négociation internationale	83
2.2. La croissance et la volatilité des prix du pétrole et du gaz	85
2.3. L'achèvement du marché unique européen de l'électricité pose un certain nombre d'interrogations	89
2.4. Les évolutions contrastées de l'industrie du raffinage, entre pays occidentaux et pays émergents	93
3 ■ Des déterminants et des incertitudes propres à la France pèsent également sur ses perspectives énergétiques	94
3.1. La nécessaire maîtrise de la demande	95
3.2. L'exigence de sûreté : un préalable absolu au fonctionnement des centrales nucléaires	98
3.3. Des technologies prévisibles à l'horizon 2030, incertaines au-delà	103
3.4. Accélérer la construction de nouvelles lignes électriques	110
3.5. Un tissu industriel français à développer en lien avec la politique énergétique	116
3.6. Une opinion publique favorable aux énergies renouvelables, plutôt favorable au nucléaire, mais surtout très sensible au prix de l'énergie	119
3.7. L'« acceptabilité » de certaines évolutions technologiques n'est pas assurée	121
4 ■ Les critères auxquels doit répondre le mix énergétique français à l'horizon 2050	123
4.1. Tout mix énergétique à horizon 2050 est-il réalisable ?	123
4.2. Les critères d'appréciation d'un scénario énergétique français à horizon 2050	125
4.3. Une trajectoire à 2050 se doit d'être flexible	126

Chapitre 3 – Une analyse du mix énergétique français à l’horizon 2050 à l’aune des modélisations étudiées	129
1 ■ Panorama des scénarios	131
1.1. Description des scénarios	131
1.2. Comparaison des scénarios	134
2 ■ Enjeux en matière de demande d’énergie	136
2.1. Le cadre réglementaire français ne fixe pas d’objectifs de réduction de la demande au-delà de 2020	137
2.2. Les gisements d’économie d’énergie dans les différents secteurs sont bien identifiés par les scénarios traitant la demande	140
2.3. Certains scénarios peuvent se révéler prudents quant à l’atteinte des objectifs du Grenelle à l’horizon 2020	144
3 ■ Enjeux en matière d’offre	147
3.1. Une grande variété de mix électriques est proposée, mais les effets sont loin d’être identiques	147
3.2. À horizon 2050, les projections sont évidemment plus hasardeuses qu’à 2030	154
3.3. L’électricité ne représente néanmoins qu’une partie du mix énergétique français, qui doit être considéré dans sa globalité	154
3.4. Les évolutions des coûts de production, des prix et d’éventuels sauts technologiques sont les déterminants majeurs pour juger de la pertinence des scénarios étudiés	155
3.5. Le développement et le renforcement des réseaux sont des défis à relever dans la plupart des scénarios, ce qui a un lien avec l’évolution des échanges internationaux	159
4 ■ Enjeux transverses	164
4.1. Impacts des options sur les investissements	164
4.2. Impacts des options sur les coûts unitaires et les prix de l’électricité	168
4.3. Impacts des options sur la protection de l’environnement, en particulier la lutte contre le changement climatique	171
4.4. Impacts des options sur la facture énergétique et les approvisionnements	173
4.5. Impacts des options sur l’acceptabilité sociale des solutions	176
4.6. Impacts des scénarios en matière d’emploi	177

Chapitre 4 – Les principaux enseignements _____ **183**

1 ■ Pertinence des représentations du futur correspondant aux scénarios étudiés	186
1.1. La réduction de la demande est une variable à mieux documenter	186
1.2. Les incertitudes justifient que des calculs de sensibilité soient effectués pour évaluer la robustesse des scénarios ...	189
1.3. Les conséquences, sur les réseaux de distribution et de transport, du déploiement des énergies intermittentes dans la production d'électricité mériteraient d'être précisées	191
1.4. La valeur du carbone est incertaine dans les scénarios étudiés et traduit les incertitudes de la négociation internationale	194
1.5. La capacité de l'économie à financer les investissements proposés par les différents scénarios mériterait d'être mieux détaillée	195
2 ■ Quelques idées forces tirées de l'examen de scénarios présentant différents systèmes énergétiques	196
2.1. L'action de la puissance publique doit être adaptée à l'état de maturité de la technologie	196
2.2. Les prix futurs de l'énergie représentent un enjeu majeur pour l'économie française	199
2.3. Les préoccupations de la population à l'égard des choix énergétiques et de leurs conséquences sont difficiles à analyser	202
2.4. La politique énergétique doit préserver ses filières d'excellence et en développer de nouvelles	204
2.5. La R & D doit être renforcée pour ouvrir les choix du futur et positionner au mieux l'industrie nationale	206
2.6. La combinaison de différentes énergies peut être l'une des clés du mix énergétique de demain	209
2.7. La formation doit constituer une priorité	211

3 ■ Les conditions de réalisation et les impacts globaux de quatre grandes options de mix énergétique en fonction du rôle joué par le nucléaire	212
3.1. Classification des scénarios et regroupement en options	212
3.2. Description des quatre grandes options	215
3.3. Quelques éléments quantifiés de comparaison	228
3.4. Analyse qualitative des options	247

ANNEXES

Annexe 1 – Lettre de mission	257
Annexe 2 – Composition de la commission Énergies 2050	259
Annexe 3 – Propositions des membres de la commission	267
Propositions de l'ADEME	268
Propositions de l'AEE	275
Propositions de l'AFG	279
Propositions de l'ANCRE	284
Propositions de Dominique Bureau, École polytechnique	293
Propositions de CAP GEMINI	300
Propositions de la CFDT	305
Propositions de la CFE-CGC	312
Propositions de la CGT	322
Propositions de Jean-Marie Chevalier, université Paris Dauphine	330
Propositions de la CLCV	334
Propositions du Conseil national des ingénieurs et scientifiques de France	343
Propositions de la Direction générale pour la recherche et l'innovation (ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche)	352
Proposition de FO	355
Propositions de Pierre Gadonneix, président du Conseil mondial de l'énergie	359
Propositions du MEDEF	365
Propositions de Sauvons le Climat	374
Propositions du SER	377

Synthèse générale

*Jacques Percebois
Claude Mandil*

L'analyse des scénarios énergétiques à 2050, effectuée dans le corps du rapport, apporte des réponses aux questions posées par la lettre de mission du ministre, en particulier sur la place souhaitable du nucléaire. Elle souligne tout d'abord le rôle essentiel que doivent avoir les actions d'efficacité énergétique. En ce qui concerne l'énergie nucléaire, sujet central aujourd'hui dans le débat politique national, elle montre que la trajectoire optimale pour notre pays consiste à prolonger la durée de vie des centrales existantes aussi longtemps que l'autorité de sûreté nucléaire le permettra, à prévoir un petit nombre d'EPR pour lisser la production au moment de la fermeture des centrales les plus anciennes, et à préparer l'avenir en poursuivant, au côté du développement des énergies renouvelables, le développement de la quatrième génération de réacteurs, tout en laissant ouverte la question de la part du nucléaire en 2050 et même en 2030. Celle-ci dépendra en effet de plusieurs facteurs : réussite des politiques de maîtrise de la demande, baisse des coûts des énergies renouvelables, percées technologiques, retour d'expérience sur le fonctionnement des EPR français et étrangers, prix du gaz naturel.

En outre, les débats du groupe de travail ont mis en lumière quelques données de base qui doivent être prises en compte lors de toutes les décisions de politique énergétique.

1 ■ Il n'existe ni énergie sans inconvénients, ni scénario idéal, ni trajectoire idéale pour y parvenir. Chaque scénario implique des choix difficiles, et l'opinion publique doit en être clairement informée. Les analyses partielles ou simplistes, celles qui présentent les avantages en oubliant les inconvénients, devraient être proscrites d'où qu'elles proviennent. Certains scénarios ne sont envisageables qu'au prix de révolutions dans les comportements individuels et sociaux, qui ne nous semblent ni crédibles ni souhaitables. Il faudra certes

adapter fortement nos comportements à de nouvelles contraintes, notamment pour économiser une énergie qui risque d'être chère et largement polluante, mais pas au prix de scénarios qui prônent la mise en œuvre d'une société autarcique et qui ne ferait que gérer la pénurie dans tous les domaines de la vie courante.

2 ■ Notre pays n'est pas un isolat énergétique ; il s'approvisionne sur des marchés mondiaux, il participe pleinement à la grande œuvre de progrès et de solidarité qu'est l'Union européenne, ses entreprises se développent et sont en compétition sur les marchés mondiaux, la contrainte climatique est mondiale, la crise financière est durable et profonde. Cela signifie non pas qu'aucune politique autonome n'est possible, mais qu'on ne peut pas agir comme si l'extérieur était insignifiant. Or les tendances lourdes de l'évolution du paysage énergétique mondial sont décrites dans les publications récentes de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), et elles sont souvent très différentes de ce que nous percevons comme nécessaire ou souhaitable : croissance continue de la demande d'énergie et en particulier d'électricité, tirée par les besoins des économies émergentes, place durablement prépondérante des énergies fossiles et en particulier du charbon, maintien du pétrole comme énergie de choix pour les besoins de transport, développement spectaculaire de la production des hydrocarbures non conventionnels (pétrole et gaz), part croissante mais modérée des énergies renouvelables et du nucléaire, maintien d'une grande partie de l'humanité dans un état de pauvreté énergétique insupportable. Nous ne pouvons pas nier ce contexte, nous devons nous y insérer. Quels que soient les choix qui seront faits, il faudra investir massivement, en tenant compte des perspectives qui s'offriront à la France dans les pays émergents et des données de la construction européenne.

3 ■ En particulier, la contrainte du changement climatique est considérable. D'après l'AIE, les émissions mondiales de gaz à effet de serre créées par la production ou l'utilisation de l'énergie sont d'environ 30 milliards de tonnes par an. Elles risquent, même avec les politiques ambitieuses décidées dans plusieurs pays, de dépasser 35 milliards de tonnes en 2035, alors que pour avoir des chances raisonnables de respecter l'objectif de Cancun (augmentation de la température moyenne à long terme limitée à 2 °C les émissions ne devraient pas dépasser 20 milliards de tonnes en 2035 et 13 milliards en 2050. Il s'agit réellement d'opérer sans délai un changement complet de trajectoire et cela signifie que tous les outils à notre disposition seront nécessaires. C'est vrai pour l'offre : il faudra plus de renouvelables, plus de nucléaire, encore beaucoup

d'énergie fossile et donc de la capture et de la séquestration du dioxyde de carbone. C'est tout aussi vrai pour la demande : le point commun entre tous les scénarios que nous avons examinés est le rôle primordial de la sobriété (réduire la consommation de services énergétiques) et de l'efficacité (réduire la consommation d'énergie pour un même service rendu). Certes l'Europe, et *a fortiori* notre pays, ne peut pas à elle seule apporter la solution à ce défi et il serait dangereux pour l'économie européenne de vouloir faire cavalier seul. À l'inverse, personne ne comprendrait que notre continent ne fasse pas sa part de l'effort indispensable. En d'autres termes, et sans sous-estimer la contrainte liée à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles, c'est la contrainte environnementale qui prend aujourd'hui le pas sur celle du « *peak-oil* ». La stratégie engagée par notre pays avec le Grenelle de l'environnement prend bien en compte, jusqu'en 2020, le besoin de maîtrise de la demande et de diversification de l'offre. Il s'agit maintenant de voir plus loin.

4 ■ Beaucoup des politiques nécessaires vont impliquer de manière croissante les collectivités locales et en particulier les municipalités. C'est évident pour la maîtrise de l'énergie, avec les deux cibles prioritaires que sont l'habitat et le transport. C'est vrai également pour le développement des énergies renouvelables décentralisées, le développement des réseaux de chaleur et la mise en place réussie des « *smart grids* ».

5 ■ Nul ne peut prédire ce que sera le paysage énergétique en 2050. Il suffit de penser à ce que nous aurions écrit fin 1972 sur des scénarios énergétiques pour les quarante années à suivre jusqu'en 2012 ! L'incertitude porte sur tous les domaines : elle est technologique, économique, politique, financière et même démographique. La flexibilité est donc essentielle : une caractéristique indispensable d'un scénario acceptable est la possibilité d'en changer en cours de route pour tenir compte de l'imprévu. Quel que soit le scénario à long terme, nous devons à court terme prendre les décisions de moindre regret et celles qui évitent de fermer prématurément des options qui pourraient ultérieurement se révéler indispensables. Un certain nombre des scénarios étudiés n'entrent pas dans ces catégories : ceux qui se passent d'un effort en matière de sobriété et d'efficacité, bien sûr, mais aussi ceux qui font l'impasse sur la R & D en capture et séquestration du CO₂ (CSC) ou dans le domaine du stockage de l'électricité, car nous pourrions en avoir besoin à l'avenir, ou encore ceux qui comportent la fermeture de centrales nucléaires avant que ce soit exigé par l'autorité de sûreté.

6 ■ C'est l'occasion de dire ici le parti que nous avons pris sur la question de la sûreté de l'énergie nucléaire : nous avons refusé d'avoir un avis autonome sur le sujet. La France dispose d'une Autorité de sûreté nucléaire (ASN) exigeante, compétente et indépendante. Conformément à la loi « transparence et sécurité en matière nucléaire » du 13 juin 2006, l'ASN communique aux ministres chargés de la sûreté nucléaire son avis indépendant sur le niveau de sûreté des installations qu'elle contrôle. Nous considérons donc comme sûre une installation nucléaire dont l'ASN a déclaré le niveau de sûreté acceptable. En revanche, il serait préoccupant que la démarche de sûreté ne soit pas portée au même niveau que le nôtre dans tous les pays qui ont fait le choix de l'énergie nucléaire et que se développe une sûreté nucléaire à deux vitesses. Nous recommanderons que la France prenne toutes les initiatives utiles pour que cette situation soit évitée, en améliorant la gouvernance mondiale de la sûreté.

7 ■ Le développement de l'énergie éolienne mais aussi du photovoltaïque au-delà de 2020 pose un problème d'intermittence qu'il ne faut pas sous-estimer dès que la part de ces énergies dans la production nationale d'électricité devient significative. Une grande attention doit être apportée à toutes les perspectives de stockage massif de l'énergie et de gestion de la demande, sans passer leurs coûts sous silence. Les stations de transfert d'électricité par pompage (STEP) apportent une réponse utile mais limitée. Tant que d'autres solutions ne seront pas disponibles et compétitives, des centrales à gaz (dont le financement sera problématique) devront assurer la permanence de la production. En outre, le « foisonnement », même à l'échelle de l'Europe, ne permet pas d'exclure une situation d'absence de vent pendant plusieurs jours consécutifs. En tout état de cause, l'investissement sur les réseaux de transport et de distribution doit être amplifié et les procédures d'acceptation des lignes aériennes par le public simplifiées. Une attention particulière doit être apportée à la gestion de la pointe électrique et aux conséquences sur la volatilité des prix de l'électricité, sur le marché spot, qu'aurait un développement massif des énergies renouvelables en l'absence de solutions de stockage de cette électricité.

8 ■ Les notions de coût et de financement sont particulièrement importantes pour au moins deux raisons. La première est que tous les scénarios s'accordent sur une perspective de hausse durable des coûts énergétiques : demande croissante, raréfaction de l'offre bon marché, coût croissant des équipements et des matières premières, coût de la sûreté et de la protection de l'environnement, nécessité de financer les conséquences de l'intermittence

des énergies renouvelables, tous ces facteurs augurent de prix des énergies de plus en plus élevés pour le consommateur final. Pour l'électricité, il n'y a pas que le prix du kWh aux bornes de la centrale qui est concerné, il faut aussi tenir compte des coûts liés à l'entretien et au développement des réseaux. En outre, la hausse de la CSPE (contribution au service public de l'électricité) semble inéluctable, sauf à abandonner renouvelables et péréquation tarifaire. Raison de plus pour ne pas « en rajouter » en faisant supporter au kWh des coûts qui auraient pu être évités par des choix énergétiques moins dispendieux ; la compétitivité du prix de l'électricité est un atout de l'économie française et doit le rester. La seconde raison est que presque tous les choix de politique énergétique à notre disposition sont extrêmement capitalistes : c'est vrai de l'efficacité énergétique, en particulier dans le gisement le plus important, celui de l'habitat existant ; c'est vrai de l'électricité renouvelable, et encore plus si on prend en compte la nécessité d'installations de « *back-up* » pour compenser l'intermittence de l'éolien et dans une moindre mesure du photovoltaïque ; c'est vrai des nouvelles centrales nucléaires, de la capture et de la séquestration du CO₂, des interconnexions électriques et gazières. Dans tous ces cas, de lourdes dépenses en capital précèdent les revenus ou les atténuations de dépenses. Il ne s'agit pas d'une constatation nouvelle mais le contexte financier mondial actuel rend cette situation particulièrement préoccupante et confère un avantage aux rares solutions peu capitalistes que sont la sobriété énergétique (consommer moins), les cycles combinés à gaz et naturellement la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes aussi longtemps que l'Autorité de sûreté nucléaire le juge possible. À cet égard, même si on ne connaît pas encore le coût exact des mesures imposées par l'ASN à EDF pour autoriser la prolongation de la durée de vie des centrales en incluant les travaux dits « post-Fukushima », il semble bien que ces coûts doivent rester très en dessous de 1 000 euros par kilowatt installé, c'est-à-dire nettement inférieurs à ceux de n'importe quelle solution alternative, qu'elle soit fossile ou renouvelable. La contrainte économique et financière impose donc de recourir en priorité aux solutions les moins coûteuses. Encore faut-il avoir évalué les coûts. Certains des scénarios étudiés ont refusé de considérer le coût de leurs propositions ; nous pensons que cette attitude n'est pas responsable.

9 ■ Lié à la question du financement, le déficit préoccupant de notre balance commerciale est à peu près exactement égal à celui de la balance énergétique. Même s'il s'agit d'une coïncidence, elle est frappante. Plus que la notion d'indépendance énergétique, qui est de toute façon limitée par la géographie et la géologie et qui n'assure pas la sécurité avec certitude, c'est

ce problème qui justifie que l'on porte une attention particulière d'une part à la maîtrise de la demande, d'autre part aux énergies dont la production comporte une valeur ajoutée nationale importante, sans oublier les métaux et les terres rares dans le calcul. Il s'agit notamment du nucléaire et de certaines énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, en particulier la valorisation de la ressource en bois, éolien et, à un moindre degré, photovoltaïque). Il s'agit aussi, faut-il le dire, des hydrocarbures, conventionnels ou non, dont les réserves, si elles étaient prouvées et exploitables avec un total respect de l'environnement, apporteraient un soulagement significatif au déséquilibre des comptes extérieurs.

10 ■ L'ampleur des programmes énergétiques à lancer au cours des prochaines années invite à examiner la possibilité de retombées industrielles créatrices d'emplois et notamment d'emplois qualifiés. Il s'agit en effet d'une perspective très attractive, mais qu'il faut étudier avec sérieux et en évitant les conclusions hâtives et les erreurs de jugement. Quatre règles nous paraissent s'imposer à cet égard : I) on ne crée pas une filière industrielle en la fondant prioritairement sur le marché intérieur (sauf naturellement pour ce qui concerne les activités artisanales d'installation et d'entretien), il faut considérer le marché mondial en prenant en compte les stratégies énergétiques souvent différentes des principaux grands pays mondiaux ; à titre d'exemple, il est peu probable que la France connaisse prochainement une croissance importante du photovoltaïque ou de la CSC sur son territoire, mais puisque ces technologies sont appelées à un fort développement mondial, il serait absurde de ne pas les considérer si l'industrie française peut y exceller (ce qui est le cas) ; II) on ne lâche pas la proie pour l'ombre en sacrifiant une filière énergétique française d'excellence : la France est le pays de référence dans le monde dans le domaine nucléaire, il serait irresponsable d'abandonner toute présence sur cette technologie au moment où la Chine, l'Inde, la Corée du Sud et la Russie deviennent des acteurs importants ; dans tous les cas, il y aura des besoins dans le démantèlement des centrales et le savoir-faire français pourra être valorisé ; III) les seuls emplois industriels durables sont ceux créés par une activité non subventionnée, sinon on détruit ailleurs plus d'emplois qu'on n'en a créés. En d'autres termes, on créera des filières industrielles compétitives non en maintenant durablement des tarifs d'achat subventionnés mais en favorisant par des outils appropriés des projets innovants appuyés par des programmes de recherche, de développement et d'innovation associant laboratoires publics et groupes industriels, grands et petits, en visant le marché mondial. Il ne faut donc pas exclure qu'une partie de la production soit effectuée dans d'autres pays que le nôtre ; IV) les transitions

que cette nouvelle donne industrielle implique devront être accompagnées de manière anticipée par une réorientation de l'effort de formation des professions concernées.

Des places sont à prendre ou à maintenir dans de nombreux domaines : nucléaire, photovoltaïque, éolien *offshore*, biocarburants des générations futures, stockage de l'électricité, gestion intelligente de l'énergie et notamment réseaux intelligents, CSC, efficacité énergétique dans les secteurs des transports et du résidentiel-tertiaire, entre autres. C'est dans ces domaines que les efforts de R & D en partenariat privé-public doivent être privilégiés.

11 ■ La France bénéficie, grâce aux décisions passées, d'une énergie à un prix généralement acceptable et en particulier d'une électricité à un prix nettement moins élevé que ses voisins. Mais nous avons déjà souligné que tous les facteurs de coût vont orienter durablement les prix à la hausse. Il est important que les consommateurs subissent, sauf exception, ces hausses sans atténuation. Des prix maintenus artificiellement à un niveau insuffisant sont triplement nocifs : ils impliquent des subventions destructrices d'emploi et incompatibles avec l'état des finances publiques, ils donnent aux consommateurs un signal erroné les dissuadant de pratiquer des économies d'énergie, et ils empêchent les opérateurs de dégager l'autofinancement nécessaire à leurs investissements. La vérité des prix de l'électricité requiert notamment que la tarification tienne davantage compte des problèmes de pointe et il faut porter une attention particulière aux mécanismes permettant de mieux valoriser l'effacement de la demande ou la mise en place de capacités de production de pointe. Cette politique de vérité des prix, indispensable, pose un problème difficile pour deux catégories de consommateurs : les ménages en situation de précarité et les entreprises « énergie-intensives ». Ces deux catégories doivent recevoir les atténuations nécessaires, adaptées à la réalité de leur situation, mais il serait très regrettable que tous les problèmes, de natures complètement différentes, soient traités de la même façon, c'est-à-dire par la gestion administrative des tarifs. Nous avons noté avec intérêt et une certaine perplexité que le gouvernement allemand, qui reconnaît les conséquences tarifaires de ses décisions récentes sur le nucléaire, semble décidé à en éviter le surcoût à ses entreprises électro-intensives par une série de moyens (recyclage des certificats ETS, tarification spéciale du transport) dont on pourrait s'inspirer dans la mesure où ils sont compatibles avec le droit communautaire.

Le Marché intérieur européen apporte aux économies des pays membres de grands avantages : il accroît la sécurité à un coût raisonnable en permettant la solidarité et donne aux différents acteurs économiques la possibilité d'exercer une liberté fondamentale, celle de choisir leur fournisseur. Il doit donc être défendu contre les attaques qu'il subit. Cela étant dit, il n'est pas contradictoire d'affirmer que, tel que ce marché a été bâti, il ne permet pas de résoudre les problèmes qui se posent aujourd'hui et qui exigent que les États membres et l'Union en tant que telle puissent prendre des décisions politiques sur le mix énergétique et que les investissements nécessaires soient financés. Or on voit bien que ce n'est pas le cas aujourd'hui, par exemple pour la prise de décision sur les interconnexions transfrontières, les flux de rebours gaziers ou le financement des centrales de « *back up* ». On voit bien également que la décision unilatérale de l'Allemagne sur la sortie du nucléaire, aussi légitime soit-elle pour un pays souverain, entraîne des conséquences parfois très difficiles à gérer pour ses voisins et pour l'Union prise globalement. Il faudra revoir en profondeur l'architecture du marché intérieur.

RECOMMANDATION N° 1

Faire de la sobriété et de l'efficacité énergétique une grande cause nationale ; lancer des appels à proposition afin de mobiliser la R & D et l'innovation dans ce domaine en privilégiant les secteurs du bâtiment et des transports.

RECOMMANDATION N° 2

Pour chaque décision de politique énergétique, évaluer le coût et l'effet sur les finances publiques, sur la balance commerciale, sur les émissions de CO₂ et sur l'emploi (à la fois en postes et en qualifications créés), par comparaison avec une décision différente, afin de dégager des priorités.

RECOMMANDATION N° 3

S'interdire toute fermeture administrative d'une centrale nucléaire qui n'aurait pas été décidée par l'exploitant à la suite des injonctions de l'Autorité de sûreté nucléaire.

RECOMMANDATION N° 4

Mettre en œuvre une politique de vérité des prix de l'énergie et des émissions de CO₂, en traitant de façon spécifique le cas de la précarité et celui des industries grosses consommatrices.

RECOMMANDATION N° 5

Prendre l'initiative de proposer à nos principaux partenaires européens un réexamen en profondeur des règles du marché intérieur de l'énergie : ce réexamen doit permettre le financement des investissements nécessaires, en particulier ceux destinés à répondre à la demande d'électricité à la pointe, et doit assurer la cohérence des décisions des acteurs.

RECOMMANDATION N° 6

Envisager une initiative dans le domaine de l'harmonisation internationale des règles et des pratiques de sûreté nucléaire afin de les faire converger vers le niveau le plus élevé.

RECOMMANDATION N° 7

Maintenir, voire accroître l'effort de recherche publique dans le domaine de l'énergie, en coopération internationale et en accordant une priorité absolue aux programmes mis en œuvre conjointement par des laboratoires publics et des entreprises innovantes, grandes ou petites, capables de s'attaquer au marché mondial. Les renouvelables et le stockage de l'énergie devront recevoir une attention toute particulière.

RECOMMANDATION N° 8

Ne pas se fixer aujourd'hui d'objectif de part du nucléaire à quelque horizon que ce soit mais, afin de ne pas compromettre l'avenir, maintenir une perspective de long terme pour cette industrie en poursuivant le développement de la génération 4. La prolongation de la durée de vie du parc actuel paraît la meilleure solution (sous la condition absolue que cela soit autorisé par l'Autorité de sûreté nucléaire).

Introduction

Le ministre chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique a demandé le 19 octobre 2011 à Jacques Percebois, professeur à l'université Montpellier-1, de présider une commission pluraliste et ouverte, avec pour vice-président Claude Mandil, ancien directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et vice-président du groupe consultatif « feuille de route Énergie 2050 » auprès de la Commission européenne, afin de mener une analyse des différents scénarios possibles de politique énergétique pour la France à l'horizon 2050.

Dans ce cadre, le ministre a souhaité que l'exercice porte sur l'ensemble des énergies et qu'il examine en particulier quatre options d'évolution de l'offre d'électricité en France : la prolongation du parc nucléaire actuel, l'accélération du passage à la troisième génération nucléaire, voire à la quatrième génération, une réduction progressive du nucléaire, voire une sortie complète du nucléaire.

Cette analyse devra éclairer la programmation pluriannuelle des investissements que le ministre chargé de l'Énergie présentera devant le Parlement en 2013 et qui a pour objectif principal d'identifier les investissements souhaitables dans le secteur de l'énergie au regard de la sécurité d'approvisionnement. Elle prendra la mesure du programme d'économies d'énergie et de diversification du mix engagé par le Grenelle de l'environnement, qui est un acquis important pour l'environnement et pour le renforcement de la robustesse de ce mix.

Malgré l'étendue et la complexité des sujets à traiter, le délai fixé à la commission était particulièrement court : la lettre de mission demandait que le rapport final soit rendu au ministre avant le 31 janvier 2012. Épaulée par six personnalités qualifiées qui ont bien voulu s'impliquer immédiatement, cette commission a été installée par le ministre le jeudi 20 octobre 2011 et s'est réunie en séance plénière à huit reprises. La liste des personnes qui ont participé aux travaux, soit en plénière, soit en audition, figure en annexe.

Pour mener à bien son travail, le président s'est entouré d'une équipe de rapporteurs copilotée par la Direction générale de l'énergie et du climat et par le Centre d'analyse stratégique et s'appuyant sur l'IFP Énergies nouvelles (IFPEN), le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), ainsi que la Direction générale du Trésor.

Au cours de cette période, la commission a procédé en réunion plénière à :

- l'examen des principaux scénarios de prospective énergétique internationaux, européens ou français à l'horizon 2030 et 2050 parus jusque fin 2011, ce qui a permis d'inclure la feuille de route Énergie 2050 publiée par la Commission européenne le 16 décembre 2011 ;
- une analyse des politiques énergétiques de l'Allemagne et du Royaume-Uni ;
- une analyse des quatre options précitées d'évolution de l'offre électrique. Dans le temps dont elle disposait, la commission ne pouvait pas faire réaliser sa propre modélisation. Les rapporteurs se sont néanmoins efforcés d'apporter quelques indications quantitatives à travers un calcul du coût de la production d'électricité en 2030, un chiffrage des émissions de CO₂ en 2030 et, grâce au modèle NEMESIS, une estimation de l'évolution des emplois à partir des scénarios de l'Union française de l'électricité (UFE). Ce travail ne constitue cependant qu'une première approche : les limites du calcul du coût complet de la production d'électricité sont rappelées dans le texte. Seule une modélisation complète des scénarios correspondant aux quatre options envisagées pourrait permettre de donner des chiffres précis ;
- l'audition de plusieurs personnes, y compris de la Commission européenne, de l'Allemagne et du Royaume-Uni, qui ont bien voulu faire part de leur vision ou de leurs propositions sur l'avenir de la politique énergétique française à l'horizon 2050.

Par ailleurs, les rapporteurs ont mené de leur côté un certain nombre d'auditions particulières sur des thèmes transverses : les travaux qui en résultent figurent soit dans le corps du rapport, soit en annexes disponibles en ligne¹.

Au total, plus de 80 organismes ont ainsi été entendus en commission plénière ou lors d'entretiens particuliers avec les personnalités qualifiées et les rapporteurs.

De plus, la Commission a pu prendre connaissance des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) menées à la suite de l'accident de Fukushima

[1] www.strategie.gouv.fr/content/rapport-energies-2050.

par l'Autorité de sûreté nucléaire et rendues publiques le 3 janvier 2012, de l'avancement des travaux de la Cour des comptes sur l'audit financier de la filière nucléaire grâce à un exposé de sa rapporteure générale ainsi que d'une première présentation des travaux du Centre d'analyse stratégique sur les perspectives technologiques du développement durable.

Enfin, la commission a bénéficié le 11 janvier d'une présentation du député Claude Birraux, président de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur les conclusions de la mission qu'il a présidée sur l'avenir de la filière nucléaire.

Le présent rapport rend compte de l'ensemble de ces travaux. Il se décompose en quatre chapitres. Le premier présente la problématique énergétique à trois échelles :

- mondiale tout d'abord, grâce notamment aux travaux de l'Agence internationale de l'énergie et des travaux de la conférence des Nations unies sur les changements climatiques ;
- européenne ensuite, grâce aux feuilles de route Économie bas carbone et Énergie de la Commission européenne, respectivement parues en mars et décembre 2011 ;
- nationale enfin, grâce à l'examen de la stratégie de deux pays européens : le Royaume-Uni et l'Allemagne pour répondre aux enjeux climatiques, de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité dans ce contexte d'incertitude à long terme. Ces stratégies sont contrastées dans la mesure où l'Allemagne a décidé de sortir du nucléaire tandis que le Royaume-Uni s'apprête au contraire à construire de nouvelles centrales.

Le deuxième chapitre analyse le système énergétique français actuel et les principaux enjeux auxquels il va être confronté dans les années qui viennent, sous l'effet de déterminants, de contraintes et d'incertitudes, certes internationaux, mais aussi parfois propres à la France. Cet examen permet également de mettre en évidence les principaux impacts du mix énergétique.

Le troisième chapitre recense les différents scénarios de prospective énergétique publiés, relatifs à la France, avant de les comparer d'abord du point de vue de l'offre et de la demande, puis des enjeux transverses. Les différents scénarios sont notamment appréciés en termes d'émissions de CO₂, d'emplois, de coût, de prix de l'énergie, de sécurité des approvisionnements. Cette comparaison ne porte pas sur les scénarios proposés par la Commission européenne dans le

cadre de sa feuille de route Énergie 2050 : si celle-ci donne en effet une vision du devenir énergétique européen, les chiffres relatifs aux évolutions de chaque État membre ne sont pas disponibles.

Le dernier chapitre analyse la pertinence des scénarios et leurs limites actuelles. Il souligne ensuite les forces et les faiblesses des systèmes énergétiques étudiés ainsi que l'importance d'un certain nombre d'enjeux qui doivent être traités quel que soit le mix énergétique. Enfin, dans une dernière partie, il est procédé à l'analyse des quatre grandes options envisagées par le ministre : la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel, l'accélération du passage à la troisième, voire à la quatrième génération de réacteurs, la réduction progressive du nucléaire, la sortie complète du nucléaire.

Le lecteur trouvera en complément du rapport les propositions des personnes qui ont accepté de donner leur vision du devenir du système énergétique ainsi que leurs recommandations.



Chapitre 1

Le contexte énergétique mondial et européen

Synthèse

Au niveau mondial, la demande énergétique est tendanciellement en forte progression. Sous l'effet de la croissance démographique et de la croissance économique, tirées principalement par les pays émergents, en particulier la Chine et à moyen terme l'Inde, elle pourrait doubler à l'horizon 2050. Ces pays, notamment les quatre grands émergents qui constituent les BASIC (Brésil, Afrique du Sud, Inde et Chine), mais aussi ceux du Moyen-Orient, bien plus que les pays de l'OCDE, « feront » les marchés de l'énergie et les prix qui se formeront donc de manière toujours plus exogène à nos propres politiques. Les énergies fossiles, au premier rang desquelles le pétrole, assurent aujourd'hui plus de 80 % de l'offre. Cette situation marque la dépendance mondiale aux énergies carbonées et pose la question de sa soutenabilité, tant sur le plan environnemental que sur celui de l'approvisionnement en matières premières. Si les réserves mondiales d'énergies fossiles apparaissent abondantes au regard des besoins futurs, les conditions de leur accès sont de plus en plus difficiles : les investissements en infrastructures nécessaires pour l'utilisation des ressources sont massifs et le contexte géopolitique est par nature incertain. La contrainte climatique devrait par ailleurs apparaître plus tôt que la contrainte géologique.

Au niveau européen, la dynamique est différente, notamment car la croissance démographique et la croissance économique y sont plus faibles. Ainsi, la consommation énergétique est relativement stable depuis les deux premiers chocs pétroliers. La part des énergies fossiles dans le mix énergétique est toutefois très proche de celle constatée au niveau mondial, posant les mêmes questions de soutenabilité, auxquelles s'ajoute celle de la dépendance vis-à-vis du reste du monde puisque l'Europe est très largement importatrice d'énergie. Pour tenter d'y répondre, l'Union européenne (UE) a mis en œuvre le « paquet climat-énergie », qui fixe à 2020 des objectifs contraignants. Au-delà, la Commission européenne a produit une feuille de

route Énergie 2050, évaluant différents scénarios compatibles avec le facteur 4 à cet horizon. L'exercice montre que l'atteinte de cet objectif suppose d'investir massivement et doit concerner tous les secteurs de l'énergie. Néanmoins, les incertitudes sur le coût, l'acceptabilité ou sur les moyens d'y parvenir, et notamment sur les technologies qui le permettront, sont extrêmement fortes. Le rapport *Energy Technology Perspectives 2010* de l'Agence internationale de l'énergie souligne l'importance des efforts de maîtrise de l'énergie au niveau mondial, puisqu'ils peuvent contribuer pour environ 40 % à l'objectif de réduction des émissions d'ici 2050.

Deux pays ont conduit de tels exercices prospectifs : l'Allemagne et le Royaume-Uni. L'Allemagne a fait de la sortie du nucléaire sa priorité à la suite de l'accident de Fukushima. Son *Energiekonzept*, antérieur aux événements de Fukushima, reposait déjà sur une réduction de moitié de la demande énergétique à l'horizon 2050 (permise en partie par la baisse de la démographie allemande) et un recours substantiel aux énergies renouvelables. À court terme, la sortie du nucléaire sera compensée par un recours accru aux énergies fossiles (charbon et gaz principalement), au détriment des enjeux climatiques, ainsi qu'aux importations, faisant porter partiellement la charge sur le réseau européen. À plus long terme, l'exclusion *a priori* d'une des technologies pouvant permettre l'atteinte du facteur 4 réduit la flexibilité du système énergétique allemand. La stabilité du réseau électrique allemand (et européen) soumis à de fortes fluctuations, la faible rentabilité des nouvelles centrales à gaz appelées à ne fonctionner en *back up* que sur des durées limitées, le développement massif des lignes électriques (plus de 4 300 km de nouvelles lignes à haute tension), la maîtrise des coûts du système de soutien aux énergies renouvelables sont autant d'enjeux et de défis que l'Allemagne doit relever dans les prochaines années.

Le Royaume-Uni développe quant à lui une démarche s'appuyant sur un large portefeuille de technologies « bas carbone », incluant sans *a priori* les EnR, le nucléaire et le CSC (captage et stockage du carbone), dans une perspective de neutralité technologique et d'optimum économique. Il mise sur l'éolien *offshore*, et souhaite aussi construire 19 GW de capacités électriques en remplacement d'anciennes centrales à charbon, qui pourraient être soit au gaz, soit nucléaires. Après plusieurs décennies de libéralisation, le Royaume-Uni engage un retour à la régulation visant à favoriser le développement des énergies décarbonées les plus compétitives afin d'atteindre son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre et relever le défi d'un renouvellement massif sur 10 à 15 ans de son parc vieillissant de production d'électricité en base.

Avant d'aborder dans le chapitre suivant la description du mix énergétique français et ses enjeux, nous présentons ici la problématique énergétique à trois échelles : mondiale tout d'abord, grâce notamment aux travaux de l'Agence internationale de l'énergie ; européenne ensuite, grâce à la feuille de route Énergie 2050 de la Commission européenne parue fin décembre 2011. Nous examinerons enfin les stratégies que développent deux grands pays européens, le Royaume-Uni et l'Allemagne, pour répondre aux enjeux climatiques, de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité dans ce contexte d'incertitudes à long terme. Ces stratégies sont contrastées dans la mesure où le Royaume-Uni donne la priorité à la lutte contre le changement climatique sans exclusion de technologies, alors que l'Allemagne se donne comme priorité la sortie du nucléaire.

Même si l'énergie a constitué, avec la Communauté européenne du charbon et de l'acier et Euratom, l'un des fondements de la construction européenne, chaque pays reste souverain dans le choix de ses énergies et de ses approvisionnements. La construction progressive du Marché intérieur unique, en particulier pour l'électricité et le gaz, les enjeux liés au changement climatique ou à la sécurité énergétique conduisent néanmoins à l'adoption d'un certain nombre de mesures communes à l'ensemble de l'Union européenne : le paquet climat-énergie adopté fin 2008 sous présidence française donne un certain nombre d'objectifs communs aux 27 pays de l'UE pour lutter contre le changement climatique. Les black-out électriques observés au début des années 2000, la crise gazière russo-ukrainienne de janvier 2009, entraînant une baisse des fournitures de gaz d'un grand nombre de pays européens et des coupures de gaz, ont conduit à l'adoption de plusieurs dispositions dont l'objectif était d'améliorer la sécurité énergétique. En outre, au terme du traité de Lisbonne, l'énergie fait désormais partie des compétences partagées entre l'UE et les États membres. La décision souveraine de l'Allemagne de sortir du nucléaire sans avoir étudié avec ses partenaires européens les conséquences qu'ils auraient à supporter montre cependant la nécessité d'une coordination entre les États membres pour gérer le système électrique. L'extension progressive du marché européen de l'énergie rend cette coopération encore plus nécessaire.

1 ■ Les principaux enjeux énergétiques à l'échelle de la planète

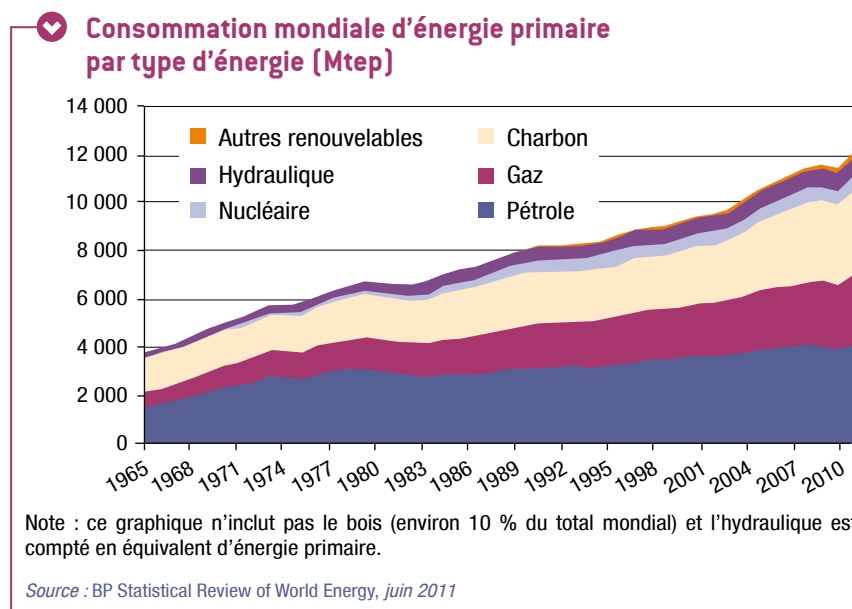
Dans un monde où la croissance de la démographie et de l'économie tire à la hausse les besoins énergétiques et où les émissions de gaz à effet de serre (GES) induites par ces besoins sans cesse accrus conduisent au changement climatique

de la planète, les enjeux énergétiques deviennent cruciaux. La croissance des besoins soulève la question de la sécurité d’approvisionnement, le changement climatique celle de la durabilité du système énergétique, l’ensemble devant être appréhendé en tenant compte des enjeux économiques, notamment de compétitivité, que les choix énergétiques impactent directement.

1.1. Une demande énergétique mondiale en croissance et satisfaite par une offre très majoritairement carbonée

La consommation énergétique mondiale a connu une croissance rapide dans le passé, satisfaite essentiellement par le recours aux énergies fossiles

Historiquement, la demande énergétique mondiale a connu une croissance soutenue sur les quarante dernières années, passant de près de 5 000 Mtep¹ en 1970 à 12 000 Mtep en 2010. Elle a été multipliée par plus de 2,4, ce qui correspond à un rythme de croissance annuelle moyen de l’ordre de 2,24 %. Cette tendance, si elle devait se prolonger sur les quarante prochaines années, conduirait à plus que doubler la demande énergétique mondiale à l’horizon 2050 par rapport au niveau de 2010.

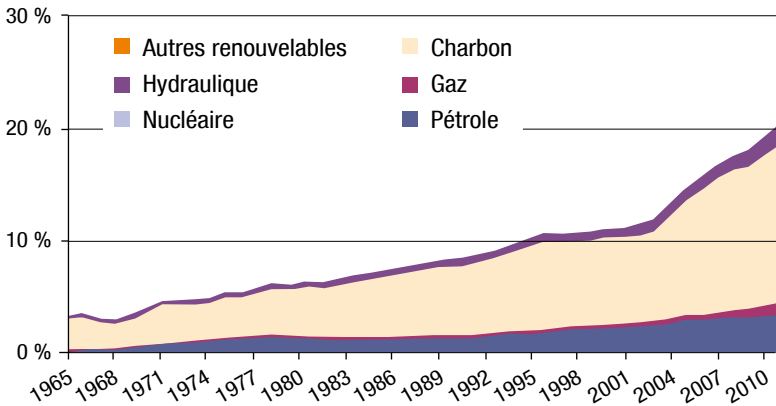


[1] Mtep : million de tonnes équivalent pétrole.

La demande d'énergie primaire mondiale était satisfaite en 2010 à plus de 80 % par les énergies fossiles. Le pétrole est la première source d'énergie, assurant 33 % des besoins mondiaux, suivi par le charbon (27 %) et le gaz (21 %). Les énergies renouvelables (EnR) satisfont quant à elles 13 % de la demande, dont 10 % pour l'hydraulique. La part du nucléaire dans la consommation d'énergie primaire s'établit à 6 %.

La croissance économique mondiale résulte désormais très largement de celles des pays émergents : selon l'AIE¹, les pays hors OCDE seraient à l'origine de 90 % de la croissance démographique, de 70 % de la croissance économique mondiale et de 90 % de la croissance de la demande d'énergie d'ici 2035. La Chine est devenue un acteur majeur sur les marchés énergétiques : sa part dans la consommation d'énergie primaire mondiale a dépassé les 20 %, ce qui fait d'elle en 2010 le plus gros consommateur d'énergie mondial, devant les États-Unis (19 %). En 2035, sa consommation pourrait être, toujours selon l'AIE, supérieure de près de 70 % à celle des États-Unis ! Son mix énergétique actuel repose pour plus des deux tiers sur l'utilisation du charbon, ce qui correspond à près de 50 % de la consommation mondiale de charbon.

❖ Poids de la Chine dans la consommation mondiale d'énergie primaire (en pourcentage)



Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2011

[1] Scénario « nouvelles politiques » (« New Policies Scenario »).

La consommation énergétique mondiale devrait poursuivre sa croissance et continuer à reposer majoritairement sur les énergies fossiles à moyen terme

La demande énergétique mondiale devrait continuer de croître sur les quarante prochaines années. Deux dynamiques fondamentales sous-tendent cette évolution : la croissance de la population et celle de l'économie. La population mondiale a dépassé les 7 milliards d'individus en 2010 et devrait atteindre 9 milliards à l'horizon 2050, soit une hausse de près de 30 %. La croissance économique mondiale, tirée principalement par les pays émergents hors OCDE, au premier rang desquels la Chine, contribuera à accroître les besoins énergétiques mondiaux. La croissance de la demande d'électricité devrait être encore plus soutenue du fait de l'électrification des besoins et de l'urbanisation.

Cette analyse est corroborée par l'étude de l'AIE dans l'édition du *World Energy Outlook 2011* (WEO 2011), qui met en perspective trois scénarios : un tendanciel, dit « politiques actuelles », un scénario central tenant compte des engagements politiques annoncés à Cancun, dit « nouvelles politiques », et un scénario permettant de limiter la hausse de la température du globe à 2 °C, en réduisant la concentration à long terme de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 parties par millions (ppm) d'équivalent CO₂. Les trois scénarios décrivent une hausse sensible de la demande énergétique sur la période 2009-2035, à hauteur de 40 % dans le scénario « nouvelles politiques » (51 % dans le scénario tendanciel, et 23 % dans le scénario 450 ppm) et concentrée à 90 % dans les pays hors OCDE.

Le domaine de l'énergie relève par ailleurs du temps long : ses infrastructures ont des durées de vie dépassant souvent le demi-siècle, comme c'est le cas des moyens de production et de transport de l'électricité, voire le siècle, dans le domaine du bâtiment. Par conséquent, l'inertie du secteur est telle qu'il ne peut y avoir de changement brutal du mix énergétique mondial. Les infrastructures développées aujourd'hui, que ce soit dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel ou électrique, seront présentes à l'horizon 2030 et pour beaucoup à l'horizon 2050. Ainsi, les choix faits hier et aujourd'hui définissent le mix énergétique de demain. Il est dès lors inévitable que les énergies fossiles continuent de jouer un rôle majeur dans le mix énergétique mondial sur les vingt prochaines années, voire au-delà, même si le champ des possibles est plus large à plus long terme.

Compte tenu des découvertes récentes de gaz non conventionnel, l'AIE prévoit que le gaz joue un rôle central au cours des 25 prochaines années, favorisé

par un prix modéré. La hausse de la demande serait de + 54 % dans le scénario « nouvelles politiques » (et de + 26 % dans le scénario « 450 ppm ») – des chiffres revus sensiblement à la hausse par rapport au WEO 2010, bien qu'en léger retrait par rapport au scénario « *Golden age for gas* » publié en juin 2011. La demande de gaz est tirée en particulier par la consommation au Moyen-Orient, en Chine et en Inde. Le gaz non conventionnel (38 % de la croissance de la production gazière totale d'ici 2035, selon l'AIE) devrait limiter l'accroissement de la dépendance aux pays producteurs historiques.

La Chine, premier marché de l'énergie, regardée avec attention

D'après l'AIE, la Chine compterait, en 2020, pour 23 % de l'énergie primaire mondiale consommée. Avec une croissance économique à deux chiffres, les consommations énergétiques augmentent de manière importante, posant des problèmes nouveaux au gouvernement, en termes de sécurité énergétique, d'accès à l'énergie, de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre et la pollution locale. En effet, le pays possède un système énergétique et électrique très dépendant des énergies fossiles, et particulièrement du charbon. Le 12^e plan quinquennal, qui fixe les objectifs à 2015, prévoit néanmoins de réduire cette dépendance en développant un ensemble de technologies. Ce choix technologique découle évidemment de considérations de sécurité énergétique mais également d'une volonté de respecter les objectifs d'émissions de gaz à effet de serre, eux aussi inscrits dans le 12^e plan quinquennal. Ainsi, la Chine devra réduire de 40 % à 45 % son intensité carbone (émissions par unité de PIB) à 2020. À cette fin, l'hydraulique, le nucléaire et dans une moindre mesure l'éolien font partie des énergies phares que souhaite développer le gouvernement chinois. Par ailleurs, la montée du gaz naturel dans le mix énergétique chinois pourrait être favorisée par les projets d'exploitation des gaz non conventionnels, actuellement en cours de développement.

Si la Chine a suspendu le lancement de la construction de nouvelles centrales après Fukushima, elle ne devrait pas remettre en cause son programme nucléaire, qui prévoit l'installation de 80 GWe à 2020 et de 200 GWe à l'horizon 2030¹. Ce marché est clé pour l'avenir du nucléaire civil puisque, aujourd'hui, il représente 40 % des centrales en construction (25 réacteurs). La Chine renforce ses plans dans le but de se doter d'une industrie complète du recyclage, puis de construire un parc de réacteurs à neutrons rapides. Toutefois, un tel développement du nucléaire ne modifiera pas fondamentalement le mix

[1] GWe : gigawatt électrique.

énergétique chinois, compte tenu de la croissance de ses besoins énergétiques : le nucléaire représente moins de 10 % des capacités électriques totales du pays à ces horizons de temps.

La croissance de la demande énergétique sera tributaire d'autres pays ou régions tels que l'Inde qui, selon l'ONU¹, rattrapera la Chine en nombre d'habitants autour de 2020 et pourrait atteindre 1,7 milliard d'habitants en 2050, alors que la population chinoise retomberait sous les 1,3 milliard d'habitants. À l'instar de la Chine, ce pays s'appuie principalement sur le charbon pour répondre à ses besoins nationaux.

1.2. Les ressources énergétiques et minérales sont abondantes mais des incertitudes pèsent sur leur accessibilité et sur leur prix

La dépendance mondiale aux hydrocarbures soulève une question de sécurité d'approvisionnement. Les réserves prouvées de combustibles fossiles sont abondantes. En effet, d'après le *BP Statistical Review of World Energy 2011*, les réserves prouvées de pétrole s'établissent fin 2010 à plus de 40 ans de production actuelle² et ce ratio est assez stable depuis plus de 20 ans : l'augmentation des réserves a globalement couvert la production écoulee et sa croissance. De même, les réserves mondiales de gaz sont estimées à près de 60 ans de production actuelle et celles de charbon à près de 120 ans de production actuelle. Le développement du gaz non conventionnel pourrait en outre permettre d'accroître très sensiblement les réserves de gaz dans les années à venir³.

Néanmoins, au-delà des ressources considérables que renferme le sous-sol, la question de la sécurité d'approvisionnement reste entière. En effet, ces ressources sont concentrées dans un petit nombre de pays. Certains pays gros

[1] Variante médium.

[2] La notion de « durée de vie des réserves prouvées » constitue un indicateur imparfait dans la mesure où il n'intègre pas une double dynamique, celle de la demande mais aussi celle des ressources, souvent occultée. Les réserves prouvées évoluent en effet au cours du temps (effets technologique et prix) et la demande progressera dans les prochaines années. La contrainte éventuelle sur l'offre, évoquée par certains pour le secteur pétrolier, doit donc s'analyser dans un cadre global tenant compte à la fois de l'évolution des ressources conventionnelles, non conventionnelles, et de la demande pétrolière. L'équilibre se fera *in fine* par les prix, reflet *a minima* des coûts de production et, en cas de déséquilibre, de la nécessité plus ou moins forte de modérer la demande.

[3] Les réserves mondiales de gaz non conventionnels pourraient être équivalentes à celles de gaz conventionnels. Les gaz non conventionnels offrent par ailleurs une meilleure répartition géographique que le gaz conventionnel.

consommateurs sont par conséquent très dépendants des importations. En 2010, les pays de l'OPEP possèdent plus des trois quarts des réserves mondiales de pétrole et assurent plus de 40 % de la production. De même, 55 % des réserves de gaz – hors gaz non conventionnels –, soit 103 000 milliards de mètres cubes (Gm^3) sur un total de 187 000 Gm^3 , se situent dans trois pays : Russie, Iran et Qatar. La Russie, qui en possède à elle seule près du quart, est le deuxième producteur (18,4 %, soit 589 Gm^3 sur une production totale de 3 193 Gm^3 en 2010¹), derrière les États-Unis (19,3 %). Les réserves de charbon sont mieux réparties même si elles se situent principalement aux États-Unis (27,6 %), en Russie (18,2 %) et en Chine (13,3 %). La Chine, qui assure pourtant près de la moitié de la production mondiale de charbon, est devenue importatrice nette, ce qui témoigne de l'ampleur de ses besoins énergétiques.

L'AIE souligne en outre que la satisfaction de la demande en énergies fossiles nécessitera de remplacer les gisements existants, ce qui entraînera un besoin d'investissements importants dans l'amont pétrolier et gazier. La réalisation de ces investissements est un facteur clé de l'équilibre offre-demande à moyen terme. En d'autres termes, l'AIE considère que le principal problème n'est pas la disponibilité des ressources dans le sous-sol mais la réalisation en temps utile des investissements nécessaires à la mise en valeur de ces gisements, dans le respect des contraintes environnementales.

Dans ses scénarios, l'AIE revoit à la hausse ses hypothèses de prix du pétrole, 120 \$2010/b en 2035 dans le scénario « nouvelles politiques », en raison notamment de l'augmentation du coût marginal d'extraction du baril, de la hausse du prix d'équilibre budgétaire pour les pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, qui se situe désormais autour de 80 \$/b, ainsi que d'une élasticité-prix plus faible de la demande à mesure que l'utilisation de pétrole se concentre sur des usages non substituables à court terme. Elle considère que le prix du baril pourrait connaître une hausse importante à moyen-terme (2016-2017), jusqu'à 150 \$2010/b, si l'investissement dans l'amont pétrolier au Moyen-Orient et en Afrique du Nord était insuffisant.

À court terme, l'approvisionnement pétrolier est soumis à de fortes incertitudes et peut très rapidement se trouver perturbé par des événements d'origine naturelle (tempêtes, typhons) ou technique (catastrophe industrielle), mais aussi géopolitique (blocage par exemple du détroit d'Ormuz), voire terroriste. Le FMI a évalué en avril 2011 dans le *World Economic Outlook* l'impact

[1] BP Statistical Review of World Energy, juin 2011.

potentiel sur l'économie globale de différents scénarios de ralentissement plus ou moins sévère de la production pétrolière. L'étude montre que les effets macroéconomiques peuvent être négligeables (scénario de base d'une baisse progressive et modérée du taux de croissance de la production pétrolière, scénario de meilleure substitution au pétrole) ou dramatiques selon que l'on considère une baisse progressive ou brutale de l'offre. Dans le scénario de base, qui envisage une baisse progressive du taux de croissance de la production pétrolière mondiale de 1 % par an¹, les effets sur l'économie globale sont mineurs². Mais un déclin plus important que prévu de la production de pétrole, de l'ordre de 2 % par an, qui ne serait pas compensé par des politiques de maîtrise de la demande ou de substitution, conduirait à une augmentation des prix du pétrole de 800 % sur 20 ans, causant une perte mondiale de PIB de 10 % sur 20 ans, variable selon les régions³. L'étude conclut que même s'il est impossible d'évaluer la probabilité de réalisation de tels scénarios, les risques potentiels appellent à une action politique forte et rapide.

La contrainte géologique n'apparaît toutefois pas la plus déterminante en première analyse, au regard des autres contraintes susceptibles de peser sur l'offre : manque d'investissements, hausse inéluctable des coûts, difficultés de financement, acceptabilité sociale... En outre, elle apparaîtra plus tardivement que la contrainte climatique évoquée dans la section suivante.

Les réserves mondiales en uranium, qui sont suffisamment abondantes pour alimenter le parc actuel de réacteurs nucléaires sur plusieurs décennies, sont réparties de façon plus homogène sur la surface du globe et en particulier dans des zones politiquement stables. En outre, la faible part du coût de l'uranium dans le coût de production de l'électricité (de l'ordre de 5 %) et la possibilité de stockage de cette ressource en grande quantité du fait de sa densité énergétique contribuent à la sécurité d'approvisionnement. À titre d'exemple, la France dispose sur son territoire d'environ 100 jours de consommation de produits pétroliers mais de plus de deux années de consommation d'uranium.

Par ailleurs, le développement des nouvelles technologies de l'énergie pose la question de l'approvisionnement en minerais stratégiques, notamment les terres rares dont la Chine assure aujourd'hui plus de 90 % de la production.

[1] Au lieu de la tendance historique de 1,8 % par an.

[2] Augmentation des prix du pétrole de 200 % sur 20 ans, et baisse modérée du PIB des pays importateurs à long terme, entre 3 % et 5 % sur 20 ans (soit entre 0,15 % et 0,25 % par an).

[3] Perte de PIB sur 20 ans dans le scénario 2 % de déclin par an : - 10 % en Europe, - 15 % aux États-Unis, - 20 % en Asie.

Le principal enjeu de la sécurité d’approvisionnement au niveau mondial n’est donc pas la disponibilité des ressources dans le sous-sol mais bien l’accès à ces ressources et leur valorisation. Au-delà des risques qu’il fait peser sur l’approvisionnement physique, un manque d’investissement constitue un facteur haussier pour les prix de l’énergie, par ailleurs sensibles à la demande croissante d’énergie au niveau mondial.

1.3. L’impact climatique et l’acceptabilité des politiques énergétiques sont au cœur des préoccupations

Les travaux du GIEC¹ ont montré que les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines étaient responsables du changement climatique en cours. Selon leurs projections, le réchauffement pourrait atteindre 6 °C en moyenne à la surface du globe à l’horizon 2100 selon les trajectoires d’émissions retenues.

Un accroissement important de la température du globe augmenterait l’occurrence de certains phénomènes climatiques extrêmes (tempête, inondation, canicule, etc.), engendrerait une élévation du niveau des océans, et plus généralement risquerait de modifier profondément les conditions à la surface du globe. Il mettrait en péril de nombreuses populations et occasionnerait un coût important. La communauté internationale s’est donné pour objectif de limiter la hausse des températures moyennes à 2 °C à long terme. Cela requiert, avec une probabilité de 50 %, que la concentration atmosphérique en gaz à effet de serre ne dépasse pas 450 ppm et que les émissions de GES soient divisées par deux par rapport à leur niveau de 1990 à l’horizon 2050, soit par trois par rapport à leur niveau actuel.

En 2010, les émissions du secteur énergétique s’établissaient à plus de 30 milliards de tonnes de CO₂, soit 50 % de plus qu’en 1990². La Chine est le plus gros émetteur depuis 2007, représentant 40 % des émissions de CO₂ liées à l’énergie, devant les États-Unis ; à eux deux, ils représentent plus de 40 % des émissions mondiales.

Les politiques actuellement mises en œuvre (y compris les engagements de Cancun) sont insuffisantes pour tenir l’objectif que s’est fixé la communauté internationale. L’AIE estime par exemple, dans son scénario « nouvelles politiques » du WEO 2011, que ces mesures induisent une trajectoire conduisant

[1] Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat.

[2] AIE (2011), *World Energy Outlook*, p. 99.

à une hausse de la température à long terme d'au moins 3,5 °C. L'AIE met par ailleurs en garde contre le retard croissant de mise en œuvre d'une politique climatique ambitieuse qui conduit à la poursuite d'investissements énergétiques inadaptés, trop émetteurs de gaz à effet de serre. Les infrastructures actuelles ou en construction (centrales électriques, bâtiments, usines) qui ne seront pas arrivées en fin de vie en 2035 produiront à cette date, si elles fonctionnent encore, 80 % du volume d'émissions de GES compatible avec le scénario « 450 ppm ». Et, si aucune mesure n'est prise d'ici 2017, les infrastructures qui seront en place à ce moment produiront en 2035 100 % des émissions de GES qu'autorise le scénario « 450 ppm », ce qui veut dire que les installations décidées après cette date devraient être « à émissions négatives ».

L'enjeu climatique requiert donc de moins recourir aux énergies carbonées, ce qui nécessite de réduire la demande d'énergie et de développer davantage les énergies décarbonées que sont aujourd'hui les énergies renouvelables et le nucléaire. L'utilisation des énergies fossiles resterait en partie compatible avec l'objectif de décarbonisation grâce au captage et au stockage du carbone. L'enjeu climatique incite par conséquent à un changement radical du mix énergétique mondial qui doit toutefois être envisagé au regard des autres enjeux énergétiques majeurs.

En termes d'acceptabilité, les priorités varient d'un pays à l'autre. L'exemple du nucléaire est à ce titre illustratif, puisque l'accident de Fukushima en mars 2011 a conduit certains pays (Allemagne, Italie) à sortir de l'énergie nucléaire ou à y renoncer, tandis que d'autres, la grande majorité de ceux qui en exploitaient, ont confirmé les programmes électronucléaires en cours.

La compétitivité, enfin, est une préoccupation majeure au niveau mondial. Les prix des énergies ne reflètent pas toujours les coûts sociaux et environnementaux (externalités) qui sont associés à la production de ces ressources. La recherche de compétitivité conduit aussi, dans un contexte de prix croissant des énergies, à la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande, et rejoint en cela l'enjeu climatique.

La priorité donnée à chacun de ces enjeux dépend pour chaque pays du contexte économique, énergétique, social qui lui est propre, ce qui se traduit par des trajectoires énergétiques sensiblement différentes d'un pays ou d'une région à l'autre.

2 ■ Le contexte énergétique européen

L'Union européenne est responsable d'environ 14 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre, alors qu'elle contribue à près de 26 % du PIB mondial en 2010.

Elle a pris la tête des efforts internationaux dans la lutte contre le changement climatique en s'engageant dès 1990 à limiter ses émissions de CO₂, puis en ratifiant le protocole de Kyoto. Dans le cadre des négociations sur la période post-2012, elle a unilatéralement transcrit dans la loi un objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 20 %, voire de 30 % en cas d'accord international ambitieux, par rapport au niveau de 1990, avec l'adoption en 2008 du paquet climat-énergie.

2.1. Le paquet climat-énergie

Le paquet climat-énergie, adopté sous la présidence française de l'UE lors du Conseil européen des 11 et 12 décembre 2008, est un ensemble de textes législatifs qui vise à lutter contre le phénomène du changement climatique. Il définit les modalités de mise en œuvre de l'objectif européen commun dit « 3 x 20 », qui consiste d'ici 2020 à réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de 1990, à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à 20 % et à améliorer de 20 % l'efficacité énergétique, les deux premiers objectifs étant contraignants. Il est notamment constitué de la directive révisant le régime d'échanges d'émissions de l'Union européenne, d'un texte répartissant les réductions d'émissions entre États membres (pour les secteurs hors quota) et de la directive Énergies renouvelables.

La première directive, qui s'appliquera à partir de 2013, prolonge le système communautaire d'échange de quotas d'émissions (ETS¹), qui fixe le niveau maximum des émissions permises et autorise des échanges de quotas entre les entités auxquelles il s'applique de manière à réduire leurs émissions de façon efficace. Elle met en place à partir de 2013 un système de vente aux enchères des quotas qui étaient en majorité alloués gratuitement lors des deux premières périodes du système d'échange. Ce système concerne plus de 10 000 installations situées dans les secteurs énergétiques et industriels représentant près de 40 % du volume global des émissions de gaz à effet de serre de l'Union.

[1] *Emissions Trading System.*

 **Déclinaison des objectifs européens « 3 x 20 » par pays**

	Objectifs 2020 de réduction des émissions de CO ₂ par rapport à 2005	Énergies renouvelables
Union européenne	- 14 % (- 20 % par rapport au niveau de 1990)	20 %
Allemagne	- 14 %	18 %
Autriche	- 16 %	34 %
Belgique	- 15 %	13 %
Bulgarie	20 %	16 %
Chypre	- 5 %	13 %
Danemark	- 20 %	30 %
Espagne	- 10 %	20 %
Estonie	11 %	25 %
Finlande	- 16 %	38 %
France	- 14 %	23 %
Grèce	- 4 %	18 %
Hongrie	10 %	15 %
Irlande	- 20 %	16 %
Italie	- 13 %	17 %
Lettonie	17 %	40 %
Lituanie	15 %	23 %
Luxembourg	- 20 %	11 %
Malte	5 %	10 %
Pays-Bas	- 16 %	14 %
Pologne	14 %	15 %
Portugal	1 %	31 %
République tchèque	9 %	13 %
Roumanie	19 %	24 %
Royaume-Uni	- 16 %	15 %
Slovaquie	13 %	14 %
Slovénie	4 %	25 %
Suède	4 %	- 17 %

Source : Commission Énergies 2050

Le second texte s'applique aux secteurs non couverts par le système ETS (transports routiers et maritimes, bâtiments, services, agriculture, petites installations industrielles), qui sont globalement responsables de 60 % des émissions. L'effort de réduction des émissions de GES doit être réparti entre

les secteurs couverts par le mécanisme communautaire d'échange de quotas d'émissions et les secteurs où les émissions sont diffuses. L'objectif fixé est une réduction de 21 % des émissions du secteur ETS et de 10 % hors secteur ETS en 2020 par rapport à 2005. Pris ensemble, cela conduit à une réduction de 14 %, ce qui équivaut à une réduction de 20 % par rapport à 1990. Les efforts portent principalement sur les secteurs couverts par l'ETS car les réductions y sont jugées moins coûteuses.

La troisième directive impose que les énergies renouvelables (hydroélectrique, solaire, éolienne, biomasse ou géothermique) représentent en 2020 au moins 20 % de la consommation énergétique totale dans l'UE, alors qu'en 2005 elles n'en représentaient qu'à peine 7 %, et définit des objectifs nationaux contraignants. Elle vise également une part de 10 % de la consommation d'énergie européenne des transports (agrocarburants, biogaz et électricité, sous réserve qu'il s'agisse bien d'agrocarburants durables). Au-delà du paquet climat-énergie, le Conseil européen s'est prononcé pour l'atteinte du facteur 4 à l'horizon 2050¹.

2.2. La réalisation progressive du marché unique de l'énergie

Outre le paquet climat-énergie, un autre élément structurant de la politique énergétique européenne est la volonté de constituer un marché unique de l'énergie. Cet objectif, rappelé par le Conseil européen du 4 février 2011, vise à « *permettre à la population de bénéficier de prix plus fiables et compétitifs, ainsi que d'une énergie plus durable* »². Pour l'atteindre, de nombreuses mesures, regroupées en paquets dits « marché intérieur de l'énergie » (MIE) ont conduit les États à progressivement ouvrir à la concurrence les activités de production et de fourniture d'énergie, et à accroître l'intégration entre marchés *via* une meilleure utilisation des interconnexions. Depuis 2007, les consommateurs européens sont libres de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz, et depuis le 3 mars 2011 une agence de coopération des régulateurs de l'énergie européenne (ACRE) est chargée de l'harmonisation des règles d'utilisation des réseaux et des marchés. La constitution d'un marché unique de l'énergie a pour effet d'accroître la solidarité et l'interdépendance des pays européens, et d'optimiser l'utilisation des moyens de production. Cette optimisation s'accompagne d'un alignement des prix sur le marché de gros qui induit

[1] Division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport à leur niveau de 1990.

[2] Commission européenne [2010], « A strategy for competitive, sustainable and secure energy », COM(2010) 639/3.

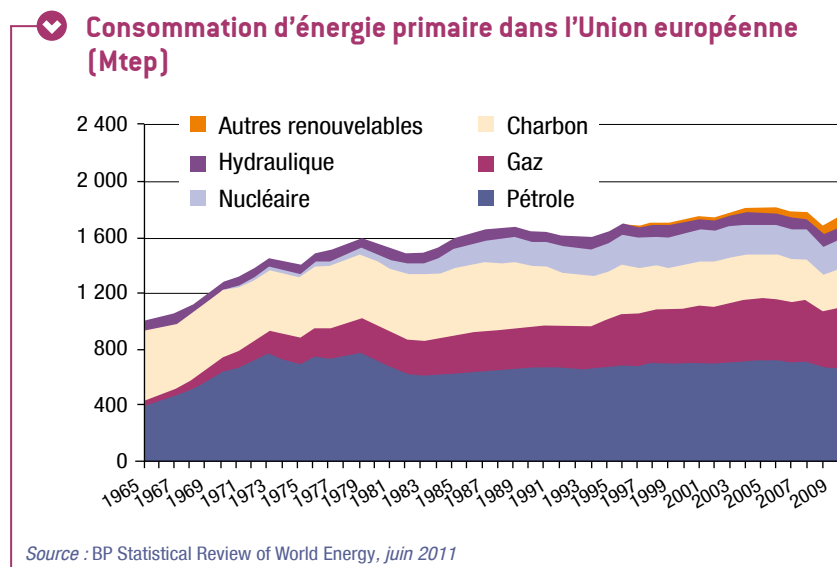
des effets redistributifs entre producteurs et consommateurs et entre pays. L'impact réel de ces mesures sur les prix finaux payés par le consommateur, tendancielle à la hausse en raison d'une tendance fondamentale à la hausse des coûts, est actuellement sujet à débat. Les États membres restent libres du choix de leur mix énergétique, comme le rappelle le traité de Lisbonne.

2.3. Les enjeux du mix énergétique européen

Le mix énergétique européen

La consommation d'énergie primaire de l'Union européenne est quasi stable depuis la fin des années 1980, à la différence de l'évolution mondiale. En revanche, la structure du mix européen est très proche de celle du mix mondial, la part des énergies fossiles s'élevant aussi à près de 80 % et dans des proportions très similaires pour les différents types de ressources, même si le charbon y est moins présent, au profit du nucléaire et des énergies renouvelables (38 % pour le pétrole, 26 % pour le gaz et 16 % pour le charbon).

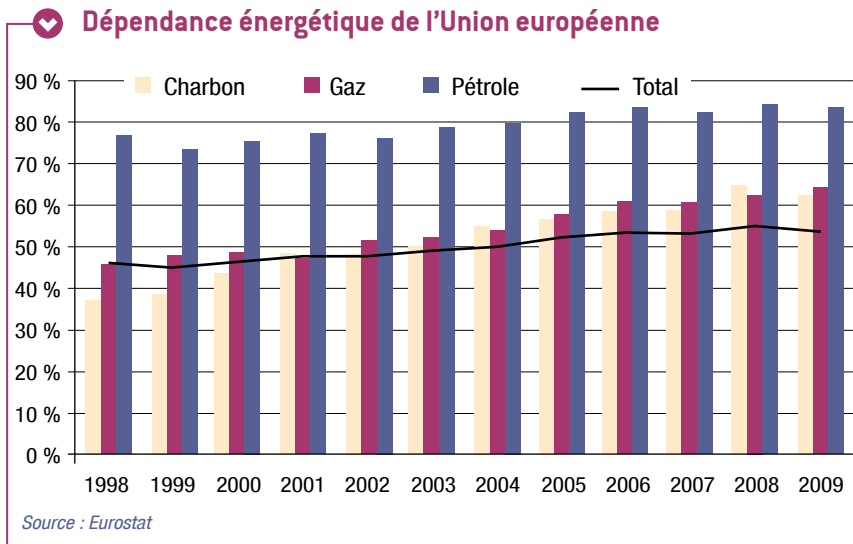
On note toutefois une tendance à la décarbonisation du mix énergétique européen depuis les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 avec la substitution progressive du pétrole et du charbon par le nucléaire et le gaz depuis la fin des années 1970.



Ce panorama général cache de grandes disparités au sein de l'Union européenne. À titre d'exemple, la Suède est le pays dont le mix est le plus décarboné grâce au nucléaire et à l'hydraulique, recourant pour moins de 34 % de sa consommation d'énergie primaire aux énergies fossiles, suivie par la France dont le mix est décarboné à près de 49 %. À l'autre bout du spectre, la part des énergies fossiles dans la consommation d'énergie primaire de la Pologne, des Pays-Bas, de la Grèce, de l'Irlande, pour ne citer que les principaux pays, dépasse 90 %.

Pour faire face à la croissance de ses importations, l'Europe a diversifié ses sources d'approvisionnement mais la Russie est un partenaire essentiel

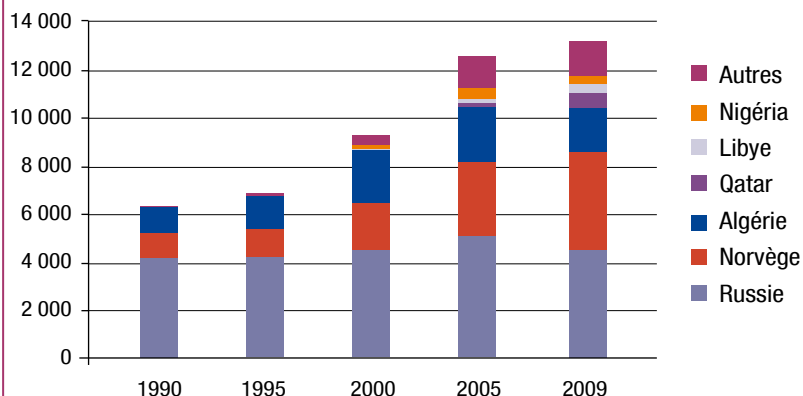
L'Europe est particulièrement dépendante du reste du monde pour son approvisionnement énergétique puisqu'elle dispose de peu de ressources sur son territoire au regard de ses besoins. À titre indicatif, elle importe plus de 80 % de ses besoins en pétrole, plus de 60 % de ses besoins en gaz et charbon, et la part importée est croissante sur les dix dernières années.



Compte tenu de sa situation d'importatrice nette d'énergie, l'Union européenne a largement diversifié ses approvisionnements afin de les sécuriser. Le gaz importé provenait à plus des deux tiers de Russie dans les années 1990, il n'en provient plus que pour un tiers aujourd'hui. De même, pour ce qui

concerne le pétrole, la part des importations réalisées auprès de l'OPEP s'est considérablement réduite au cours du temps, notamment au profit de la Russie.

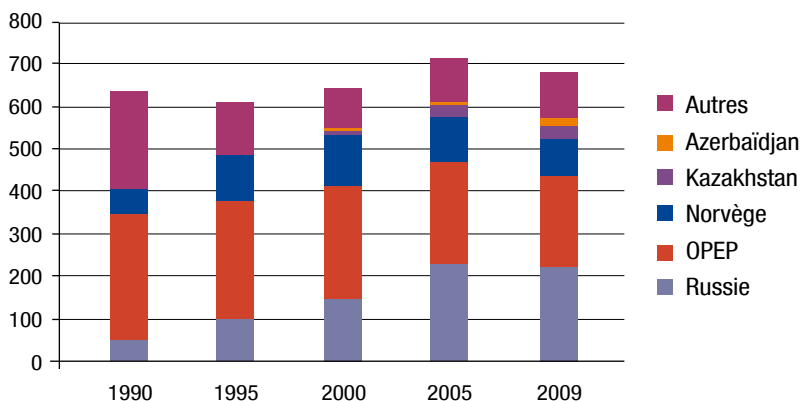
♥ Importations de gaz de l'UE par pays d'origine (en pétajoules)*



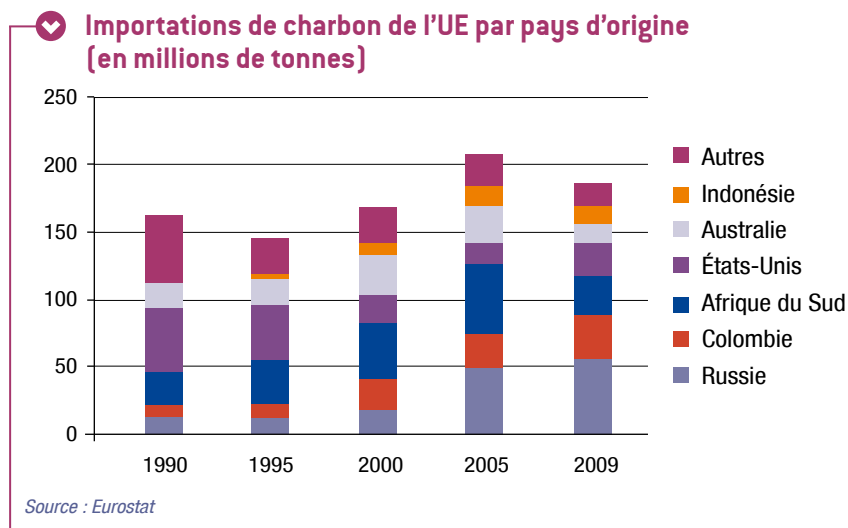
(*) 1 pétajoule (PJ) = 10¹⁵ joules (J).

Source : Eurostat

♥ Importations de pétrole de l'UE par pays d'origine (en millions de tonnes)



Source : Eurostat



La Russie est aujourd'hui un partenaire prépondérant pour l'approvisionnement énergétique de l'Europe ; elle lui fournit environ le tiers de ses importations de pétrole, de produits raffinés, de gaz et de charbon.

En Europe, compte tenu de la forte diésélisation du parc automobile, le gazole constitue la majeure partie de la consommation de carburants. Or, l'offre de raffinage, qui est relativement inélastique (une raffinerie produit pour moitié environ du gazole et du fioul domestique, le reste étant constitué d'essence, de fioul lourd et de kérosène), ne permet pas de répondre entièrement à cette demande, sauf à mettre en œuvre de lourds investissements qui devront être économiquement justifiés, d'où un surcroît d'importations. La Russie est en particulier un fournisseur important de gazole et de fioul domestique pour certains pays européens dont la France.

Enfin, l'Europe recourt pour une part significative à l'électricité nucléaire et aux énergies renouvelables, ce qui améliore sa sécurité énergétique en diversifiant la palette de ses approvisionnements. La sécurité énergétique est en effet redevenue une préoccupation de premier plan au niveau européen qui se présente sous plusieurs formes (*voir aussi le chapitre 2*). La vulnérabilité d'une filière énergétique peut se mesurer en fonction de nombreux critères (court, moyen et long terme, origine des approvisionnements, acceptabilité, fiabilité, etc.) qui font notamment l'objet de réglementations et d'analyses périodiques de la Commission européenne (« *Strategic Energy Reviews* »).



L'approvisionnement en uranium de l'Union européenne et de la France

La consommation d'uranium des réacteurs européens est de l'ordre de 18 000 tonnes par an (environ 8 000 tonnes pour la France). La très grande densité énergétique de l'uranium permet notamment de constituer des stocks stratégiques de plus de deux années qui mettent très largement à l'abri des chocs de cours de ce métal, lesquels se sont déjà produits dans le passé. Les coûts de l'uranium naturel sont très modestes au regard de l'énergie produite (moins d'un milliard d'euros par an pour le parc français, soit moins de 5 % du coût de production de l'électricité d'origine nucléaire).

Les ressources disponibles à un coût d'extraction économique sont abondantes (90 années de consommation pour les ressources identifiées à coût d'extraction économique et près de 200 années si l'on inclut les ressources non encore identifiées) et réparties de façon homogène sur l'ensemble du globe, limitant les risques géopolitiques. La France importe de l'uranium de plusieurs grands pays miniers (Canada, Niger, Kazakhstan, Australie, etc.) et EDF diversifie les zones géographiques (6 pays actuellement) et les producteurs (7 fournisseurs). Toutefois, l'uranium est intégralement importé, ce qui pourrait être un facteur de vulnérabilité en cas de développement massif du parc électronucléaire mondial sans que la 4^e génération soit opérationnelle.

AREVA, principal fournisseur d'EDF, contribue à la stabilité d'approvisionnement, en étant le premier fournisseur d'uranium au monde, et à sa sécurité par la maîtrise, sur le territoire national – à l'exception de la mine –, de l'ensemble de la chaîne de production et de traitement du combustible nucléaire. La France a fait le choix du cycle fermé du combustible, mettant en œuvre le traitement et le recyclage du combustible usé. Cette stratégie permet potentiellement de réduire de 25 % les importations d'uranium naturel. En pratique, la totalité de l'uranium issu du traitement n'est pas réutilisée de sorte que l'économie de matière première est aujourd'hui de l'ordre de 17 %.

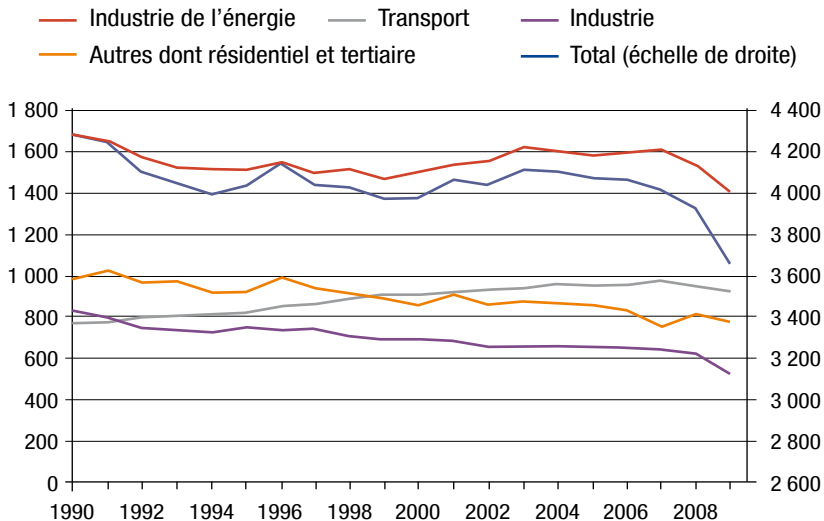
À plus long terme, le recours aux réacteurs à neutrons rapides de 4^e génération permettrait de s'affranchir totalement de l'importation d'uranium en ne consommant que les stocks d'uranium appauvri disponibles sur le territoire français.

Consommation d'énergie finale et émissions de GES par secteur

Si l'on occulte les effets de la crise économique de 2009, la consommation d'énergie finale est en croissance lente mais continue dans les secteurs des transports et des services depuis les années 1990 dans l'Union européenne. Elle est en revanche stable dans le secteur résidentiel et en léger déclin dans l'industrie, ce qui traduit l'accroissement de l'efficacité énergétique mais aussi la tertiarisation progressive de l'économie européenne.

Le secteur des transports est le premier poste de consommation d'énergie en Europe, sa part dans la consommation d'énergie finale atteignant 33 %, devant les secteurs résidentiel (27 %), de l'industrie (24 %), tertiaire (13 %) et de l'agriculture (2 %). Au vu de cette analyse, la mobilité apparaît actuellement comme un besoin majeur au niveau européen. Elle repose aujourd'hui essentiellement sur l'usage du pétrole (à plus de 90 %). Elle sera donc au cœur des enjeux pour l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et notamment du facteur 4 à l'horizon 2050, puisque les transports représentent près de 25 % des émissions de GES du secteur de l'énergie, juste derrière le secteur de la production d'électricité (38 %), et devant les secteurs de l'industrie (15 %) et les autres (21 %), incluant résidentiel et tertiaire.

Émissions de GES liées à l'énergie par secteur (Mt CO₂ eq)



Source : Eurostat

Le rôle prépondérant du secteur de la production d'électricité dans les émissions de GES liées à l'énergie s'explique par la part importante et croissante de l'électricité dans la consommation finale d'énergie, et par la part des énergies carbonées dans le mix électrique européen¹, même si le nucléaire était la première source de production en 2008 (28 %). Le charbon dont la part a significativement diminué en dix ans au profit du gaz et des énergies renouvelables comptait encore pour 27 % de la production d'électricité, devant le gaz (24 %), les EnR (18 %) et le pétrole (3 %). Ceci explique que la Commission européenne accorde une attention particulière à la réduction des émissions de ce secteur. Lorsqu'on considère le critère des émissions de CO₂, certains pays sont déjà très « vertueux » dans le domaine de la production d'électricité, comme la France ou la Suède qui disposent d'un mix électrique décarboné à plus de 90 %, grâce notamment au recours à l'électricité nucléaire et à l'hydraulique. Par conséquent, l'atteinte du facteur 4 passera pour ces pays principalement par la décarbonisation des autres secteurs.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, le gaz joue un rôle prépondérant devant l'électricité, le pétrole et les renouvelables, la part du charbon y étant très marginale. Dans le secteur de l'industrie, l'électricité et le gaz dominent, devant le pétrole et le charbon, la chaleur et les renouvelables.

2.4. Les perspectives

La Commission européenne a publié le 15 décembre 2011 sa feuille de route « Énergie 2050 ». Celle-ci s'inscrit dans un objectif de réduction des émissions de CO₂ de 80 % à 85 % à l'horizon 2050 par rapport à leur niveau de 1990 conformément à la décision du Conseil européen du 4 février 2011, et comme déclinaison pour le secteur de l'énergie de la feuille de route « Économie bas carbone à 2050 » publiée en mars 2011. Cet objectif ambitieux nécessite une profonde évolution des systèmes énergétiques qui, selon la Commission européenne, doit être engagée dès à présent.

La feuille de route Énergie 2050 décrit plusieurs trajectoires possibles du système énergétique européen pour atteindre le facteur 4 à l'horizon 2050 en conciliant deux autres objectifs fondamentaux de la politique énergétique, la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement. La Commission estime par ailleurs qu'une coordination accrue des politiques énergétiques au sein de l'UE est nécessaire et que sa feuille de route est un élément de réponse.

[1] En 2008, source Eurostat.

En effet, les choix individuels ont un impact direct sur les autres pays membres, notamment pour ce qui concerne la production d'électricité où les modes de production ne sont pas indépendants du développement des réseaux, ce qui pose par ailleurs la question du financement. La Commission juge enfin qu'il y a un besoin prégnant de fixer une trajectoire au-delà des engagements de 2020, afin de donner la visibilité nécessaire aux investisseurs et de réduire les incertitudes qui constituent un obstacle majeur aux investissements.

S'appuyant sur sa feuille de route 2050 pour une économie bas carbone dont les résultats montraient que la trajectoire au meilleur coût passait par des réductions d'émissions de 25 % en 2020, 40 % en 2030 et 60 % en 2040, la Commission européenne a élaboré six scénarios énergétiques à 2050 cohérents avec le facteur 4 et un scénario de référence aboutissant à une réduction des émissions de GES de 40 % à cet horizon. Tous ces scénarios font des hypothèses très ambitieuses en termes d'efficacité énergétique et de développement des EnR. Ils prévoient des réductions de consommation allant de 32 % à 41 % et une progression des EnR dont la part dans la consommation d'énergie primaire est portée entre 40 % et 60 % contre 10 % aujourd'hui, leur part dans le mix électrique atteignant, dans l'un des scénarios, 97 %. Les hypothèses volontaristes d'évolution des coûts des renouvelables retenues par la Commission, ainsi que les hypothèses de facilitation de leur développement par les politiques mises en œuvre, se traduisent en effet par une compétitivité accrue de ces modes de production¹. La part du nucléaire varie entre 3 % et 18 % selon les scénarios envisagés (contre 14 % actuellement), en fonction des hypothèses retenues sur les suites de l'accident de Fukushima². La Commission note toutefois que les scénarios où la part du nucléaire est la plus importante ont le coût le plus faible³. Dans tous les scénarios, l'électricité est amenée à jouer un rôle accru, comme vecteur de « décarbonisation ». Dans tous les scénarios, et notamment le scénario « part élevée des EnR », la Commission européenne relève qu'il devient urgent de disposer d'infrastructures adéquates pour la distribution, l'interconnexion et le transport d'électricité sur longue distance.

[1] Voir page 3 de l'annexe 1 accompagnant la communication de la Commission sur sa feuille de route Énergie 2050.

[2] Voir page 17 de l'annexe 1 accompagnant la communication de la Commission sur sa feuille de route Énergie 2050.

[3] Voir page 9 de la communication de la Commission sur sa feuille de route Énergie 2050.

La Commission prône un effort accru de R & D pour atteindre ces objectifs. Elle considère toutefois que les ruptures technologiques sont improbables avant 2030 : ses scénarios envisagent donc des changements du mix énergétique à cet horizon, mais avec les technologies aujourd'hui disponibles. C'est à plus long terme que la mise en place de nouvelles technologies jouera un rôle central, alors que les incertitudes sur le futur énergétique sont nombreuses, tant en termes de géopolitique, de prix, de croissance économique que de comportement. Parallèlement, les développements technologiques espérés ne sont pas tous certains (CSC¹, réseaux intelligents, stockage massif de l'électricité, etc.). De ce fait, la Commission insiste à juste titre sur la nécessaire flexibilité des scénarios.

Les pages qui suivent vont examiner les stratégies que développent deux grands pays européens, le Royaume-Uni et l'Allemagne, pour répondre aux enjeux climatiques, de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité dans ce contexte d'incertitudes à long terme. Le chapitre suivant se focalisera sur le cas de la France.

3 ■ Les politiques contrastées de nos voisins européens

Les politiques énergétiques s'appuient sur des technologies différentes d'un pays à l'autre. Au-delà des enseignements que l'on peut tirer des exemples étrangers, il faut garder à l'esprit que le marché électrique européen permet aux pays d'équilibrer l'offre et la demande nationale. Ainsi, les orientations d'un pays affectent *de facto* l'ensemble du marché.

3.1. L'Allemagne accélère sa sortie du nucléaire

Les systèmes énergétiques allemands et français sont difficilement comparables. L'Allemagne diffère sensiblement par sa population (1,3 fois celle de la France), par sa densité de population (deux fois celle de la France), par la structure de son économie (importante valeur ajoutée de l'industrie en comparaison de celle de la France) et par la structure de son mix énergétique. L'Allemagne a ainsi produit 625 TWh d'électricité en 2010 (soit 10 % de plus que la France), pour plus de moitié à partir de centrales thermiques (principalement de charbon). Le nucléaire représente un peu moins d'un quart de la production électrique. Par ailleurs, la part du gaz y est bien plus élevée qu'en France, dans les usages thermiques comme électriques.

[1] Captage et stockage du carbone.

♥ Bilan des consommations énergétiques en 2010 en Allemagne

Énergie primaire	334 Mtep
Pétrole	33,3 %
Gaz	21,9 %
Charbon	23,0 %
Nucléaire	10,9 %
Renouvelables	9,4 %
Autres	1,5 %
- Production énergétique	95 Mtep
- Pertes, usages non énergétiques	23 Mtep
Énergie finale	216 Mtep
Industrie	28,1 %
Transport	28,2 %
Résidentiel	28,5 %
Services	15,2 %

Source : BMWi

Daté de septembre 2010, l'*Energiekonzept* offre une vision de ce que pourrait être le mix énergétique allemand à 2050. Il répond aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de moyen et de long termes : 40 % d'ici à 2020 (dans le cadre du paquet climat-énergie), 55 % à 2030, 80-95 % à 2050 (par rapport à 1990).

Les détails de la politique énergétique allemande

Publié avant la catastrophe de Fukushima en septembre 2010, l'*Energiekonzept* indique qu'un respect des objectifs d'émissions passe nécessairement par une diminution de la demande d'énergie primaire et par un mix énergétique davantage tourné vers les énergies renouvelables. Conformément à la volonté générale (population et industriels), l'Allemagne prévoyait d'ores et déjà que cette transition énergétique s'accompagnerait d'un abandon du nucléaire (aux alentours de 2030-2035) au profit des énergies renouvelables, telles que l'éolien *offshore* et le solaire. La décision prise par le gouvernement allemand au lendemain de l'accident de Fukushima de fermer huit centrales en 2011 n'a fait qu'accélérer une sortie déjà annoncée du nucléaire et revenir, pour la période postérieure à 2023, à la décision qui avait été prise en 2002. Autre pierre angulaire de l'*Energiekonzept*, l'objectif de baisse de l'énergie primaire de 50 % à 2050 est particulièrement ambitieux. Pour autant, cet objectif ne dépendra pas seulement d'actions d'efficacité énergétique mais également d'une dynamique démographique propre à l'Allemagne : le gouvernement

prévoit qu'en 2050, l'Allemagne comptera 10 millions d'habitants en moins, ce qui se traduira par une baisse de l'énergie primaire d'environ 10 % par rapport au niveau de 2008. Le reste de l'effort sera réalisé grâce à des actions d'efficacité énergétique dans les bâtiments, les transports et l'industrie (pour un investissement évalué à 17 milliards d'euros par an). Reste à définir précisément les mécanismes de financement en jeu.

Les objectifs sectoriels de l'Énergiekonzept

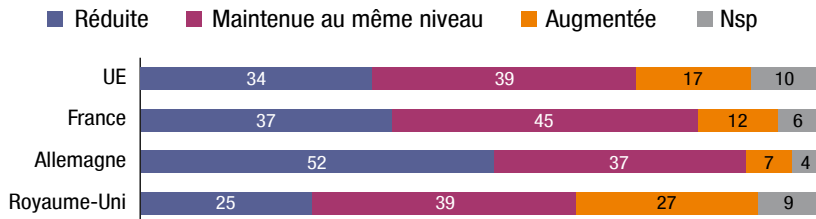
	Climat	Énergies renouvelables		Efficacité			
	GES (vs 1990)	% de l'électricité	% de l'énergie primaire	Énergie primaire (vs 2008)	Électricité (vs 2008)	Efficacité énergétique	Rénovation des bâtiments
2020	- 40 %	35 %	18 %	- 20 %	- 10 %		Rythme de rénovation doublé d'ici à 2020 : de 1 % à 2 %.
2030	- 55 %	50 %	30 %				
2040	- 70 %	65 %	45 %			+ 2,1 % par an	
2050	entre - 80 % et - 95 %	80 %	60 %	- 50 %	- 25 %		Abaissement des besoins de chauffage de 80 % d'ici à 2050

Source : BMWI

L'Allemagne a toujours été un des pays européens les plus réservés quant au recours à la technologie nucléaire, même avec une expérience industrielle préalable dans cette filière¹. L'histoire de cette opposition connaît un tournant en 2000 quand le gouvernement rouge-vert (SPD et Grünen) et les grosses entreprises énergétiques s'entendent sur un « consensus nucléaire », visant l'abandon progressif de l'ensemble des centrales nucléaires. La loi de 2002 en fixe les termes : un arrêt progressif des réacteurs après 32 ans d'exploitation (soit au plus tard en 2021). Les différentes crises entre la Russie et ses voisins (Biélorussie, Ukraine) ont ravivé la controverse sur l'utilisation de l'énergie nucléaire, réponse possible au besoin de sécurité énergétique. En 2010, la loi sur l'atome de 2002 est amendée : un allongement de la durée d'exploitation des centrales existantes est décidé, sans que soit remise en cause la sortie du nucléaire à plus long terme.

[1] Commission européenne [2010], « Les Européens et la sûreté nucléaire », *Eurobaromètre spécial*, 324, mars.

♥ Sondage relatif à l'évolution de la proportion souhaitée du nucléaire



Source : Eurobaromètre 324, mars 2010

La catastrophe de Fukushima a conduit le gouvernement allemand à revoir les assouplissements adoptés en 2010 quant à l'avenir du nucléaire. Ainsi, toutes les centrales nucléaires devraient être arrêtées d'ici à 2022 : huit centrales en 2011¹ et les neuf restantes entre 2012 et 2022.

Des interrogations et des incertitudes

Le mix énergétique, tel que décrit par l'*Energiekonzept*, soulève d'importantes interrogations. En effet, il repose sur une volonté de garantir aux filières industrielles renouvelables un marché national, vitrine aussi d'une technologie allemande éprouvée. La capacité d'exportation de l'Allemagne est un facteur clé dans les retombées socioéconomiques de l'*Energiekonzept*, avec un doublement possible des emplois nets créés à 2020 et 2030 dans le cas le plus favorable². Lors de son audition par la commission Énergies 2050, le représentant allemand³ s'est montré confiant sur l'avenir de l'industrie éolienne du pays, mais des incertitudes plus fortes pèsent sur la filière solaire. Les tarifs d'achat (loi EEG) sont fortement critiqués : le soutien à la filière photovoltaïque pourrait s'élever à près de 7 milliards d'euros en 2012, soit la moitié des surcoûts liés au développement des énergies renouvelables. Ces chiffres résultent des capacités photovoltaïques importantes raccordées ces deux dernières années : 7,5 GW en 2011 et 7,4 GW durant l'année 2010. Les tarifs d'achat sont d'autant plus critiqués que la moitié des nouveaux panneaux proviendrait désormais d'entreprises chinoises, dont les prix compétitifs ont

[1] En réalité, la décision d'Angela Merkel n'implique que sept centrales, la huitième devant être arrêtée quoi qu'il arrive.

[2] Lehr U. *et al.* [2011], *Erneuerbar beschäftigt! Kurz- und langfristige Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt*, BMU, juillet.

[3] Présentation par le Dr Mager (BMWi) à la commission le 16 décembre 2011, « The transformation of energy policy in Germany ».

urement frappé l'industrie allemande : deux des plus importantes sociétés de production de panneaux solaires photovoltaïques ont fait faillite en Allemagne dans les derniers mois de 2011. Les dirigeants de la majorité ont appelé à des mesures urgentes afin de stabiliser les surcoûts : en réponse, le gouvernement devait formuler des propositions fin janvier 2012.

Au-delà des aspects industriels, l'intégration de 80 % d'énergies renouvelables dans la production électrique nécessitera une adaptation du réseau électrique et des innovations technologiques importantes. L'intermittence des énergies éolienne et solaire n'est pas un problème tant que, en cas d'arrêt, d'autres moyens de production peuvent fonctionner. Les capacités de stockage ou les capacités de *back-up* doivent néanmoins être dimensionnées pour répondre aux creux de production des énergies intermittentes. Celles-ci devront donc être d'autant plus importantes que la part des énergies renouvelables augmente dans le système allemand. À 2050, l'Allemagne envisage d'utiliser des centrales thermiques et des capacités de stockage (stockage de l'électricité issue de l'éolien ou du solaire quand la production est supérieure à la demande, puis restitution de cette électricité en cas de besoin). De plus, elle n'exclut pas de faire fonctionner des centrales au charbon, grâce au développement de la technologie de CSC permettant d'éviter d'émettre des GES. Pour le moment, la contestation des Länder, reflétant celle de la population, a conduit le gouvernement à revenir sur ses projets de démonstration de CSC. Les technologies de stockage de l'électricité font partie de la panoplie des innovations essentielles pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables, même si aujourd'hui aucune technologie compétitive ne semble émerger. Le gouvernement suscite d'importantes recherches sur ce sujet et n'exclut aucune hypothèse *a priori*, y compris celle, particulièrement onéreuse, consistant à produire de l'hydrogène à partir de l'énergie éolienne en surplus et de le stocker, soit dans le réseau gazier, soit sous forme de méthane, ce qui permet ensuite de retransformer ces vecteurs en électricité en cas de baisse du régime de vent¹.

À court terme, lors des baisses de production, l'Allemagne envisage de recourir davantage à des centrales au charbon et aux importations d'électricité, ce qui pourrait créer des problèmes sur le réseau électrique européen, surtout si l'on considère que d'autres pays se lanceront dans des programmes d'énergies renouvelables massifs. En décembre 2011, la stabilité du réseau allemand a ainsi été assurée par des importations en provenance d'Autriche. La question de

[1] Le rendement total de ce processus est néanmoins particulièrement faible, comme le montre le chapitre 3.

la compatibilité de l'*Energiekonzept* avec d'autres plans nationaux reste donc entière, notamment dans le domaine de l'électricité. À certains moments, le volume de la production éolienne et photovoltaïque est tel que le réseau allemand est fortement excédentaire, ce qui oblige non seulement la France mais aussi les Pays-Bas, la Pologne et la République tchèque à recevoir d'importantes quantités d'électricité. Certains voisins de l'Allemagne, notamment la Pologne, envisagent ainsi de bloquer le surplus d'électricité à la frontière.

L'*Energiekonzept* prend aussi pleinement en compte la nécessaire adaptation des réseaux électriques et le développement du réseau de transport, tant au niveau des interconnexions que du réseau national allemand. La DENA¹ a ainsi précisé que la construction de 4 300 km de ligne THT serait nécessaire pour conserver le même niveau de sûreté du système électrique. Aujourd'hui, seules 10 % de ces lignes ont été construites, notamment pour des problèmes d'acceptabilité. Conscients des enjeux, le gouvernement et le législateur allemands souhaiteraient adopter une loi visant à accélérer les procédures d'autorisation de ces lignes et à en faciliter l'acceptabilité, soit en déclarant au niveau législatif leur caractère d'utilité publique, soit en simplifiant et en raccourcissant les procédures administratives qui se superposent pour leur autorisation.

L'implantation des énergies renouvelables doit se faire dans les endroits les plus adéquats, éolien *offshore* en mer du Nord et solaire dans les Länder du Sud, mais nécessite de développer le réseau de transport Nord-Sud, afin d'alimenter notamment les installations industrielles situées au sud. Cette construction présente cependant certaines difficultés : l'opérateur de réseau TenneT (opérateur public néerlandais), qui a racheté le réseau d'E.ON (qui traverse l'Allemagne du nord au sud et sur lequel seront raccordés les parcs *offshore*), a d'ores et déjà fait part de difficultés à financer les raccordements des éoliennes en mer, considérant que les taux de rémunération des investissements, fixés par le régulateur allemand, n'étaient pas suffisamment incitatifs.

Les investissements nécessaires au tournant énergétique sont estimés à quelque 250 milliards d'euros² (évaluation faite avant la décision du gouvernement d'arrêter prématurément certaines centrales nucléaires), auxquels s'ajoute un surcoût lié à la sortie prématurée du nucléaire et estimé à 16,4 milliards d'euros³. Ces investissements comprennent le développement d'unités de

[1] Deutsche Energie-Agentur, agence allemande de l'énergie.

[2] Selon la banque d'investissement de l'État allemand, KfW.

[3] EWI, GWS, Prognos [2011], *Energieszenarien 2011*, Projekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, juillet.

production, mais aussi l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'adaptation du réseau électrique. L'Allemagne prévoit ainsi la construction de 10 GW de centrales thermiques dans les deux ans, puis de 10 GW supplémentaires d'ici 2020. Les industries, notamment les électro-intensifs, risquent de subir une hausse de prix de l'énergie importante, et donc un renchérissement des coûts de production. Néanmoins, le gouvernement, conscient de ce risque, prévoit d'aider ses industriels, afin que ce tournant énergétique n'induisse pas une perte de compétitivité. Ainsi, l'ensemble des revenus de l'ETS abonderont un fonds (*Energie- und Klimafonds*), dans le but notamment de compenser la hausse des prix de l'électricité pour certains électro-intensifs. La compatibilité de ce mécanisme avec les directives européennes est encore à l'étude au sein de l'administration allemande qui doit le proposer à la Commission européenne.

Le gouvernement choisissant de préserver la compétitivité des industriels, le surcoût de sa politique énergétique devrait être supporté par les entreprises (hors électro-intensifs) et surtout par les particuliers. Rappelons que la précarité énergétique est un problème tout aussi important (si ce n'est plus) outre-Rhin qu'en France. Les Allemands paient déjà beaucoup plus cher leur électricité que les Français.

Estimation (antérieures à Fukushima) des investissements nécessaires à l'*Energiekonzept* de l'Allemagne d'ici 2020

Secteur d'investissement	Investissements d'ici 2020	Source
Développement de l'électricité d'origine renouvelable	144,6 Md€	Scénario directeur du BMU 2010
Investissement dans le domaine de la chaleur renouvelable	62 Md€	Scénario directeur du BMU 2010
Investissement dans l'amélioration de l'efficacité énergétique	13 à 17 Md€ par an	Estimation de l'institut GWS ¹
Développement des réseaux (selon le type de technologie envisagée)	9,7 à 29 Md€	Estimation de la DENA
Construction de 10 GW supplémentaires de centrales thermiques (conformément aux objectifs du gouvernement)	5,5 à 10 Md€	Estimation de la banque KfW
Total	238,8 à 262,6 Md€	

Source : KfW-Research Akzente (Nr. 48, August 2011) – *Energiewende in Deutschland – Ein Einstieg in das postfossile Zeitalter ?*, estimations construites par la KfW en regroupant un ensemble d'études antérieures à la catastrophe de Fukushima

[1] GWS (2010), *Klimaschutz, Energieeffizienz und Beschäftigung – Potenziale und volkswirtschaftliche Effekte einer ambitionierten Energieeffizienzstrategie für Deutschland*, Berlin, www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_energieeffizienz_bf.pdf.

Les conséquences à court terme d'une sortie accélérée du nucléaire

Dans un premier temps, l'Allemagne devrait recourir davantage aux centrales thermiques, fonctionnant notamment au charbon et au gaz. Les émissions de GES devraient donc augmenter à court terme. L'approvisionnement de gaz devient ainsi un enjeu de premier ordre : le gazoduc Nord Stream reliant la Russie à l'Allemagne *via* la mer Baltique, inauguré en septembre 2011, est un pas en avant vers une utilisation accrue de gaz. Mais l'Allemagne pourrait également connaître des difficultés à construire suffisamment de centrales thermiques pour compenser la fermeture des centrales nucléaires et répondre aux besoins de *back-up* liés au développement des énergies renouvelables. En effet, leur fonctionnement devrait être limité aux périodes de faible vent ou de faible ensoleillement, d'autant plus que les énergies renouvelables prennent de l'importance dans le système électrique allemand : leur rentabilité est donc loin d'être assurée. En outre, le prix du gaz pourrait augmenter dans les années à venir, rendant ces centrales moins compétitives. Conscients de ces problèmes de financement, plusieurs acteurs de l'énergie demandent la mise en place d'un nouveau mécanisme de marché. Le gouvernement allemand avait prévu d'aider les « petits » producteurs à financer ces projets grâce au fonds *Energie und Klima*, mais la Commission européenne a souhaité que ce fonds n'accompagne que les projets de centrales thermiques équipées d'un système de capture et stockage du CO₂. Or, pour le moment, la loi sur le CSC est au point mort.

Le pays devrait également faire appel aux importations d'électricité, ce qui aurait des impacts non négligeables sur le réseau européen, notamment français. En effet, en 2010, si la France était exportatrice nette vis-à-vis de l'Europe, elle était importatrice nette d'électricité vis-à-vis de l'Allemagne. En 2011, la France est exportatrice nette vis-à-vis de l'Allemagne. Selon RTE (Réseau de transport d'électricité), en hiver, ces arrêts de réacteurs nucléaires font apparaître des congestions sur le réseau allemand (crainte également exprimée par l'Agence fédérale des réseaux, la BNetzA), ce qui a notamment pour effet de diminuer les capacités d'importation de la France d'1 GW environ¹. Si l'hiver doux a permis d'atténuer les tensions sur le système électrique allemand à court terme, la situation restera néanmoins

[1] Les capacités d'interconnexion France-Allemagne sont de 3 GW. RTE a identifié que celles-ci pourraient diminuer de 2 GW en cas de tension sur le réseau du sud de l'Allemagne, mais qu'en contrepartie la France gagnerait en capacité d'importation depuis la Belgique, soit une perte nette de 1 GW pour l'ensemble des capacités d'import.

tendue à l'horizon 2013, et surtout 2015 (avec la mise hors réseau d'un réacteur nucléaire supplémentaire).

L'annonce du moratoire sur le nucléaire en Allemagne a aussi induit une inversion du différentiel de prix sur les marchés spot français et allemand à partir du 15 mars 2011, le prix spot allemand devenant supérieur au prix spot français ; ce différentiel de prix s'est creusé de juin à mi-septembre sous l'effet de la disponibilité du parc nucléaire français durant l'été. À l'entrée de l'hiver, les prix se rapprochent de nouveau sous l'effet de la hausse de la consommation française.

En conclusion

L'*Energiekonzept* de l'Allemagne, antérieur aux événements de Fukushima, reposait déjà sur une réduction de moitié de la demande énergétique à l'horizon 2050 (permise en partie par la baisse de la démographie allemande), sur une sortie du nucléaire et sur un recours substantiel aux énergies renouvelables. La sortie prématurée du nucléaire, décision prise après Fukushima, sera compensée par un recours accru aux énergies fossiles (charbon et gaz principalement), par une accélération des énergies renouvelables ainsi que par des importations électriques. Ainsi se pose la question de la compatibilité de cette nouvelle stratégie avec les enjeux climatiques ou encore avec les autres politiques énergétiques nationales. La stabilité du réseau électrique allemand, mais aussi européen, soumis à de fortes fluctuations (liées à l'intermittence de certaines énergies), la faible rentabilité des nouvelles centrales à gaz, qui ne seront appelées à fonctionner qu'en *back up*, le développement des lignes électriques, la maîtrise des coûts du système de soutien aux énergies renouvelables sont autant d'enjeux et de défis que l'Allemagne doit relever dans les prochaines années.

À 2050, la division par deux de la consommation d'énergie primaire, qui conditionne la réduction des émissions de gaz à effet de serre, constitue un pari extrêmement ambitieux.

3.2. Le Royaume-Uni revient à plus de régulation et maintient son programme nucléaire

Au Royaume-Uni, le secteur de la production d'électricité constitue le plus gros poste d'émissions de CO₂ (avec 34 %). Il faut dire que le charbon a longtemps dominé le mix électrique du pays. Le gaz a progressivement pris une place de choix, avec, dans un premier temps, la découverte d'importants champs

gaziers en mer du Nord dans les années 1970, suivie d'une privatisation des marchés de l'énergie. Aujourd'hui, près des trois quarts de l'électricité sont produits à partir de charbon et de gaz (suivis du nucléaire avec 16 %).

Le Royaume-Uni est confronté à un double défi : d'une part, renouveler massivement des centrales vétustes au charbon ou des centrales nucléaires d'ici 2020, d'autre part, mettre en place une économie bas carbone. Le gouvernement britannique est ouvert au recours à diverses technologies, pourvu qu'elles soient éprouvées (nucléaire, CSC, éolien *offshore*, etc.).

En 2008, la protection du climat a été endossée par les deux grands partis politiques britanniques, aboutissant au vote de la loi *Climate Change Act* en 2008. Celle-ci met en place un système novateur de « budgets carbone », définis comme la quantité de GES que le Royaume-Uni peut légalement émettre en moyenne sur une période de cinq ans. Ces « budgets » répartis par ministères devraient être progressivement votés pour atteindre *in fine* la date butoir de 2050 à laquelle le gouvernement s'est engagé à s'aligner sur l'objectif de réduction de la Commission européenne de 80 % à 2050 (par rapport à 1990). Dans un récent rapport¹, le ministère de l'Énergie et du Changement climatique (DECC) distingue deux périodes temporelles : la prochaine décennie et l'après-2020. Dans la première période, les technologies sont suffisamment connues pour donner une idée précise des actions à mener. Dans la seconde période, il s'agit d'encourager les programmes de recherche et de créer les incitations permettant de rendre compétitives les technologies bas carbone.

📌 Objectifs fixés par les quatre budgets carbone britanniques

	Budget 1 (2008-2012)	Budget 2 (2013-2017)	Budget 3 (2018-2022)	Budget 4 (2023-2027)
Budget carbone (Mt CO ₂ eq)	3 018	2 782	2 544	1 950
Pourcentage de réduction en dessous du niveau de 1990	22	28	34	50

Source : DECC

[1] DECC (2011), *The Carbon Plan: Delivering our low carbon future*, Londres, décembre, www.decc.gov.uk/en/content/cms/tackling/carbon_plan/carbon_plan.aspx.

Des objectifs précis à 2020

Le gouvernement souhaite mettre l'accent sur quelques actions prioritaires, dans les secteurs du bâtiment, du transport, de l'industrie et de la production d'électricité. Ces actions s'appuient sur des technologies éprouvées au Royaume-Uni ou ailleurs. Pour la plupart, elles sont considérées comme nécessaires, même en l'absence de politique climatique (*no-regret actions*) : par exemple, les 19 GW de centrales au charbon devront être remplacés d'ici 2020 dans tous les cas. Aujourd'hui, moins de 7 % de l'électricité provient de sources renouvelables, alors que le *Low Carbon Transition Plan* prévoit que, si le pays veut respecter ses objectifs à 2020 du paquet climat-énergie, la part des EnR dans la consommation d'électricité doit être portée à 30 % en 2020.

Actions prioritaires par secteurs au Royaume-Uni

Bâtiment	Isolation des logements
Transport	Amélioration des performances des véhicules thermiques (diminution d'un tiers des émissions pour les voitures neuves)
Industrie	Gain additionnel d'efficacité énergétique et basculement partiel vers la biomasse pour l'énergie des procédés industriels
Électricité	19 GW (principalement des centrales au charbon) remplacés par du gaz (et dans une moindre mesure par des énergies renouvelables)

Source : DECC (2011)

L'impact économique de ce plan devrait être faible, voire positif si l'on tient compte des externalités négatives évitées liées au changement climatique dans le calcul économique (méthode Stern). En effet, selon les estimations du DECC, la facture énergétique du consommateur devrait légèrement augmenter à 2020 par rapport à aujourd'hui, mais serait inférieure de 94 livres par ménage et par an à celle que celui-ci aurait payée en cas d'absence d'actions climatiques. Il faut dire que le gouvernement prévoit un ensemble d'incitations et de réglementations permettant d'aider les ménages à financer l'amélioration de l'efficacité énergétique de leur logement.

Moins aidées par l'État que les ménages, les entreprises verront leur facture énergétique augmenter davantage. Même si l'énergie ne constitue qu'une faible part des coûts de l'industrie (en moyenne 2,7 %), un renchérissement de ces coûts, aussi modéré soit-il, pourrait avoir des effets négatifs sur la compétitivité. Le DECC estime qu'en 2011, les politiques climatiques ont augmenté de 18 %

la facture énergétique des industries moyennement consommatrices et de 3 % à 12 % celle des industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE)¹. À 2020, les actions prévues dans le cadre du quatrième budget carbone pourraient rehausser la contribution des politiques climatiques à la facture énergétique de 1 % pour les premières et de 2 % à 20 % pour les secondes. Pour les industries les plus touchées, l'État prévoit une compensation financière.

Si l'équation économique semble simple sur le papier, le gouvernement britannique rencontre d'ores et déjà quelques difficultés.

Le nucléaire devrait se développer mais certains ajustements sont nécessaires. Le Royaume-Uni a été un acteur actif de la filière du nucléaire civil mais celle-ci est au point mort depuis plus d'une décennie, tant sur le plan de la recherche que sur celui de la construction de nouvelles centrales. Jugé trop coûteux à la fin des années 1990 (notamment à cause d'un manque de standardisation), le nucléaire a été considéré à partir de 2005 par le gouvernement britannique comme utile pour répondre au changement climatique. C'est le début d'un renouveau du nucléaire au Royaume-Uni. Mais les compétences dans la recherche et la construction sont à restaurer. Pour autant, le gouvernement prévoit la construction de nouvelles centrales, décision qui n'a pas été remise en cause par la catastrophe de Fukushima. À l'inverse de l'Allemagne, qui a décidé d'accélérer sa sortie du nucléaire, le gouvernement britannique a réaffirmé sa volonté de renouveler son parc, tout en adoptant des critères de sûreté plus stricts. Aujourd'hui, le parc nucléaire britannique est composé de 19 réacteurs répartis en 10 centrales, fournissant 16 % de la consommation électrique nationale. Compte tenu de l'âge des réacteurs, à l'exception d'une centrale, toutes devront être fermées d'ici à 2023. D'ici à 2020, seule une centrale devrait être mise en service (date prévue en 2018) mais d'autres projets sont annoncés.

S'étant engagé, dans le cadre du paquet climat-énergie, à fournir 15 % de la consommation nationale d'énergie finale à partir d'EnR à horizon 2020, le gouvernement met l'accent sur l'éolien, principalement en mer. Le Royaume-Uni possède d'ores et déjà 15 fermes éoliennes en mer (1,3 GW), mais d'autres projets devraient suivre : 4 GW à construire, et 2 GW dans le processus de décision. Les perspectives de développement prévues par le gouvernement

[1] Cette fourchette est large car elle dépend pour beaucoup de la part de gaz et d'électricité utilisés, de l'énergie autoconsommée, ou encore de la capacité de ces industries à répercuter une hausse des coûts sur le prix au consommateur.

sont très ambitieuses : 18 GW pourraient être déployés en 2020, et plus de 40 GW en 2030. Le gouvernement est néanmoins conscient que pour parvenir à ces objectifs, la diminution des coûts est primordiale. L'objectif est de les abaisser à 120 euros/MWh à 2020. Pour autant, le financement du tournant énergétique britannique, évalué à quelque 240 milliards d'euros à 2020, n'est pas assuré. En 2010, l'investissement dans l'éolien est passé de 11 milliards à 3 milliards de dollars, pour remonter à 6 milliards en 2011. Les énergéticiens préfèrent investir dans des centrales au gaz, technologies beaucoup moins capitalistiques que les énergies renouvelables et le nucléaire : 30 GW sont prévus.

En effet, en parallèle des énergies renouvelables, le gouvernement encourage la construction de centrales à gaz, qui permettront de combler le fossé entre demande et offre, après l'arrêt des centrales au charbon arrivées en fin de vie. Certains s'inquiètent néanmoins de l'impact de cette dépendance au gaz sur la facture énergétique du pays.

Un plan qui tient compte des incertitudes au-delà de 2020

Conscient des incertitudes existantes au-delà de 2020, en particulier sur le coût des technologies, le gouvernement préfère miser sur un portefeuille de technologies dans chaque secteur : énergies renouvelables, nucléaire et CSC dans le secteur électrique ; véhicule hybride électrique, tout-électrique ou à pile à combustible pour le transport ; pompes à chaleur, développement de réseaux de chaleur, et réseaux intelligents pour le bâtiment.

Si l'on se focalise sur le secteur électrique à 2030, quelque 40 à 70 GW de capacités devront être construits, et le gouvernement cherche donc à favoriser les moyens de production faiblement émetteurs. Le nucléaire, les renouvelables (principalement l'éolien *offshore* et la biomasse) et le CSC font partie des technologies phares que le gouvernement souhaite soutenir. À partir de 2020, l'évolution des parts de marché des différentes technologies dépendra de leur compétitivité. Néanmoins, les travaux réalisés par le gouvernement, sous le nom *Pathways to 2050*, indiquent qu'un mix de production électrique équilibré serait le moins coûteux (*voir encadré suivant*).

♥ Les futurs possibles de la politique énergétique britannique : « *What if* » à 2050 ?

Si le gouvernement est clair sur la cible de réduction d'émissions à atteindre en 2050, il l'est moins sur la manière d'y parvenir, en raison d'incertitudes fortes sur les technologies. Au lieu de se fixer des objectifs précis par secteurs ou pour les technologies énergétiques à utiliser, le gouvernement préfère explorer différents scénarios aux hypothèses contrastées.

Le gouvernement a cherché à savoir à l'aide du modèle MARKAL quel sera l'impact de différents mix électriques (« *What if* ») à horizon 2050¹. Le scénario de référence (« laissez-faire ») envisage une facture énergétique de 4 682 livres par personne et par an, alors qu'aujourd'hui celle-ci est de 3 700 livres (si l'on compte les taxes et les factures liées à l'achat et à l'utilisation d'une voiture, le chauffage, la génération de l'électricité et l'énergie utilisée par l'industrie). Le scénario optimal est celui d'une réduction de la demande énergétique par habitant de 50 % (réalisée principalement grâce à des innovations technologiques, mais aussi grâce à la maîtrise de la demande et au transfert modal), une représentation équilibrée de l'ensemble des énergies dans le mix électrique (33 GW de nucléaire, 45 GW de renouvelables, 28 GW de CSC, ainsi que 33 GW de centrales au gaz pour le *back-up*). Ce scénario est légèrement moins coûteux qu'un scénario où l'on ne ferait rien (pas de maîtrise de la demande et continuation du mix à dominante fossile). Un scénario avec plus de renouvelables (106 GW), moins de nucléaire (16 GW), moins de CSC (13 GW) et plus d'efficacité énergétique (54 % de réduction de la demande d'électricité par habitant) entraînerait un surcoût de 367 livres par rapport au scénario de référence. Un scénario avec plus de nucléaire (75 GW), peu de renouvelables (22 GW) et peu de réduction de la demande par habitant serait encore plus coûteux (498 livres de surcoût par personne et par an).

Parvenir à l'objectif de long terme par un retour à davantage de régulation

Dans les années 1990, la Grande-Bretagne a fait le choix d'une complète libéralisation de son marché de l'électricité. Face aux objectifs qu'elle s'est fixés, elle revient progressivement à plus de régulation. Les autorités ont constaté que la libéralisation avait conduit à une indexation du prix de l'électricité sur celui du gaz, avec tous les problèmes de volatilité que cela peut comporter.

[1] Les résultats de cette modélisation sont nécessairement spécifiques au Royaume-Uni, puisqu'ils dépendent notamment de la situation initiale et en particulier du mix énergétique actuel du pays.

En outre, le gouvernement souligne la nécessité de réformer un marché qui aujourd'hui ne permet pas de financer des investissements beaucoup plus capitalistiques (nucléaires et énergies renouvelables) que les traditionnelles centrales thermiques. Les investisseurs ont donc besoin de davantage de visibilité sur les prix de l'électricité¹. Le gouvernement propose alors plusieurs pistes pour réformer le marché de l'électricité :

- la mise en place d'un prix plancher du carbone pour les entreprises soumises à l'ETS à partir de 2013, dont le niveau sera décidé deux ans à l'avance. De manière indicative, le gouvernement propose un prix de 35 euros la tonne de CO₂ en 2020 et 80 euros la tonne de CO₂ en 2030, soit un prix supérieur à celui envisagé sur l'ETS à ces horizons de temps. Ce prix plancher fonctionnera donc comme une taxe carbone pour ces entreprises ;
- le remplacement de l'ancien système de certificats verts (*Renewables Obligations* : obligation des fournisseurs d'électricité d'acheter un pourcentage d'électricité provenant d'énergie renouvelable) par un tarif d'achat avec « contrat pour la différence », sorte de contrat de long terme (à partir de 2014), pour toutes les technologies bas carbone, y compris le nucléaire et le CSC (*voir graphique suivant*). Dans ce système, le développeur de projet aurait un revenu garanti par unité d'électricité vendue. En effet, il vendrait cette électricité sur le marché de gros. Si le prix sur le marché de gros est supérieur au prix négocié (dans un contrat), il paie la différence. Si le prix sur le marché de gros est inférieur, il reçoit la différence ;
- la création d'un marché de capacités. Le gouvernement cherche à sécuriser l'approvisionnement en électricité, considérant que la transition vers une société bas carbone se traduira par le développement de capacités moins flexibles comme l'éolien, qui nécessite des capacités de production en « *back-out* » comme des centrales thermiques. L'introduction d'un mécanisme de capacité permettrait de s'assurer que les capacités seront suffisamment diverses et fiables pour répondre à la demande, même dans des conditions climatiques particulières. Le terme « capacité » inclut aussi bien les technologies de production que l'effacement, le stockage ou encore les interconnexions. Le gouvernement a publié le 15 décembre 2011 une mise à jour technique du Livre blanc² précisant les modalités retenues pour le mécanisme de capacité : il s'agira d'un mécanisme traitant de l'ensemble

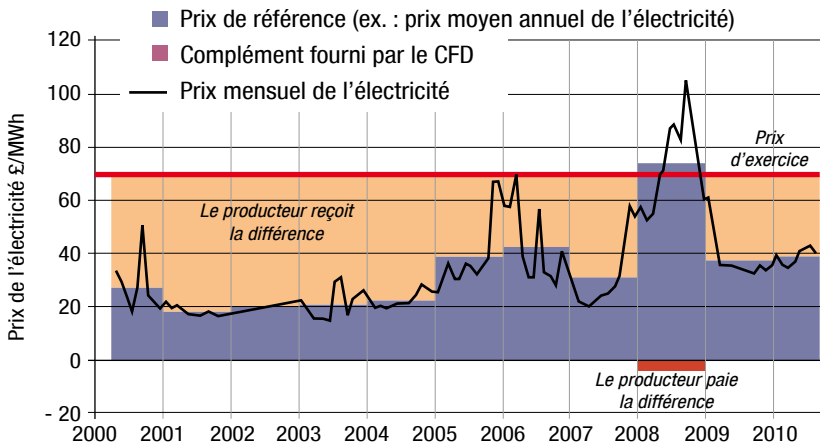
[1] UK Government [2010], *Electricity Market Reform – Consultation document*, www.decc.gov.uk/assets/decc/Consultations/emr/1041-electricity-market-reform-condoc.pdf.

[2] DECC [2011] *Planning our Electric Future: A White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*.

des capacités, avec une enchère centralisée permettant de couvrir le besoin global de capacité ;

- la fixation d'un maximum de 450 gCO₂/kWh d'émissions pour les nouvelles centrales construites. Une telle réglementation permet de construire des centrales à gaz, mais pas de centrales à charbon, sauf à utiliser la technologie CSC.

Exemple de tarif d'achat avec Contrat pour la différence (CFD)



Source : DECC

En conclusion

Le Royaume-Uni cherche à atteindre à 2020 la part d'énergies renouvelables qui lui a été fixée par le paquet climat-énergie, tout en répondant à sa demande énergétique, alors que certaines centrales arrivent en fin de vie. Les énergéticiens s'engagent ainsi massivement dans le gaz, mais aussi (dans une moindre mesure) dans le nucléaire. Le financement des énergies renouvelables, telles que l'éolien *offshore*, n'est cependant pas suffisant.

Conscient de ces problèmes, le gouvernement lance un programme ambitieux qui s'articule autour de deux piliers et qui constitue un véritable tournant énergétique. Premièrement, il incite les énergéticiens à investir dans des moyens de production moins émetteurs que les traditionnelles centrales à charbon, telles les centrales à gaz et les éoliennes. Le gouvernement a donc

lancé un vaste programme de réforme du marché électrique, qui revient à davantage de régulation (contrat de long terme pour l'énergie renouvelable par exemple et taxe CO₂). Deuxièmement, il prépare l'après-2020 en accompagnant la recherche dans des technologies d'avenir : le CSC et l'éolien *offshore* notamment.

Le devenir du mix énergétique français : enjeux et incertitudes

Synthèse

Si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 grâce notamment à la construction du parc nucléaire, son mix énergétique dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent 70 % de la consommation d'énergie finale. La facture énergétique correspondante s'élevait en 2010 à 46,2 milliards d'euros, soit pratiquement le niveau du déficit de notre balance commerciale (51,4 milliards). Avec plus de 60 milliards d'euros en année mobile fin octobre 2011, la facture sera fortement alourdie en 2011, en raison des prix élevés du pétrole. Dans ce contexte, le parc de production d'électricité confère à la France le triple avantage d'une électricité décarbonée, peu chère et dont l'exportation réduit notre déficit : sur les vingt dernières années, la France présente un solde exportateur d'électricité, d'en moyenne 2,3 milliards d'euros courants par an. De plus, la production d'électricité d'origine nucléaire permet d'économiser une importation de gaz que l'on peut estimer, en ordre de grandeur, à environ 20 milliards d'euros pour l'année 2011.

L'évolution de ce mix énergétique est soumise à de nombreuses incertitudes. Les avancées, réelles mais lentes, des négociations internationales sur le climat jettent un doute sur la volonté des États de réduire réellement leurs émissions de gaz à effet de serre et ne donnent pas suffisamment de visibilité aux acteurs sur le devenir de la contrainte carbone. Les prix des hydrocarbures sont incertains et volatils. Le Marché intérieur européen accroît la sécurité d'approvisionnement des différents États membres mais son architecture doit être améliorée, ne serait-ce que pour assurer la mise en place des capacités de production destinées à prendre le relais des énergies intermittentes lorsqu'elles ne fonctionnent pas, autrement appelées capacités de *back-up* : à certaines périodes, malgré leur foisonnement réel, la production de l'ensemble des éoliennes européennes sera voisine de 5 % de leur puissance installée. L'industrie du raffinage enfin se déplace de plus en plus

vers l'Asie, ce qui pose la question du maintien en activité des raffineries les moins performantes.

La situation énergétique de la France implique de relever trois défis : diversifier les formes d'énergie, renforcer l'efficacité énergétique et se donner des marges de manœuvre. Pour les deux premiers, le Grenelle de l'environnement, avec notamment la récente « table ronde nationale sur l'efficacité énergétique », a permis d'adopter une feuille de route ambitieuse à l'horizon 2020, qu'il reste à prolonger, notamment à la lumière des réflexions en cours au niveau européen. Pour le troisième défi, la France est dans une situation différente de celles des pays voisins : sa production d'électricité repose sur un parc nucléaire construit de façon concentrée en un peu plus d'une décennie. Autour des années 2020, plusieurs dizaines de réacteurs atteindront ainsi leur quarantième anniversaire. Pour autant, le parc reste relativement jeune et des investissements, certes importants mais sans commune mesure avec des équipements neufs, peuvent permettre de prolonger sa durée de fonctionnement, sous réserve que soient réalisés les travaux en cours de discussion entre EDF et l'Autorité de sécurité nucléaire (ASN), et sous réserve de l'avis ultime de celle-ci. À cet égard, la France peut rester dans une situation beaucoup plus favorable que le Royaume-Uni, qui doit renouveler massivement son parc à court ou moyen terme. Les principales technologies du mix semblent prévisibles à l'horizon 2030 mais sont incertaines au-delà. Il est donc pertinent de bien articuler ces deux échéances, d'une part, en ne pariant pas prématurément sur certaines technologies à l'horizon 2030, d'autre part, en conservant le champ des possibles ouverts au-delà de 2030, ce qui serait facilité dans une option de prolongement de la durée d'exploitation du parc.

Les infrastructures envisagées par la prochaine programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) devront être réalisées en accord avec la population locale : aujourd'hui, l'opinion publique est favorable aux énergies renouvelables, moins favorable au nucléaire qu'avant la catastrophe de Fukushima, mais toujours sensible au prix de l'énergie. Compte tenu des oppositions suscitées par la plupart des projets d'infrastructures, quelle que soit la forme d'énergie, les procédures de concertation et de débat avec le public sont dès lors cruciales. C'est particulièrement vrai pour les réseaux qui nécessiteront des investissements importants : entre le développement de nouvelles lignes de transport, le renforcement du réseau de distribution et la mise en place des réseaux intelligents, un financement de 135 à 155 milliards d'euros est à prévoir d'ici 2030 pour les réseaux électriques.

Ainsi, un mix énergétique approprié à la France, au sein de l'Union européenne, devrait être technologiquement réaliste, garantir la sécurité d'approvisionnement,

dans un contexte européen de plus grande fragilité, réduire nos émissions de gaz à effet de serre et favoriser notre compétitivité. Il devrait être conçu dans le cadre d'une politique industrielle en permettant la maîtrise des choix technologiques d'avenir. Enfin, compte tenu des multiples incertitudes auxquelles nous serons confrontés, il devrait rester flexible et ne pas fermer trop tôt des options technologiques.

L' esquisse, puis la détermination du futur mix énergétique français, notamment dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), nécessiteront une analyse du système énergétique actuel, et des principaux enjeux auxquels il va être confronté, sous l'effet de déterminants, contraintes et incertitudes, certes internationaux mais aussi parfois propres à la France. Cet examen permettra également de mettre en évidence les principaux impacts du mix énergétique.

Ce chapitre soulignera les très nombreuses incertitudes, tant économiques que techniques, dans les prochaines années. Deux réponses en découleront naturellement dans la suite de ce rapport : la première consistera à chercher à réduire dans la mesure du possible les risques et les incertitudes afin que tous les acteurs économiques puissent travailler avec une meilleure visibilité, la seconde consistera à ne pas figer l'avenir et à concevoir le mix énergétique comme adaptable et résilient aux différentes évolutions possibles du contexte. Les décisions « sans regret », qui engendreront le plus faible coût d'opportunité, en particulier dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, devront ainsi être privilégiées. En outre, le futur mix énergétique français devra s'intégrer dans une vision ambitieuse de long terme de politique énergétique et industrielle.

1 ■ Le mix énergétique français actuel

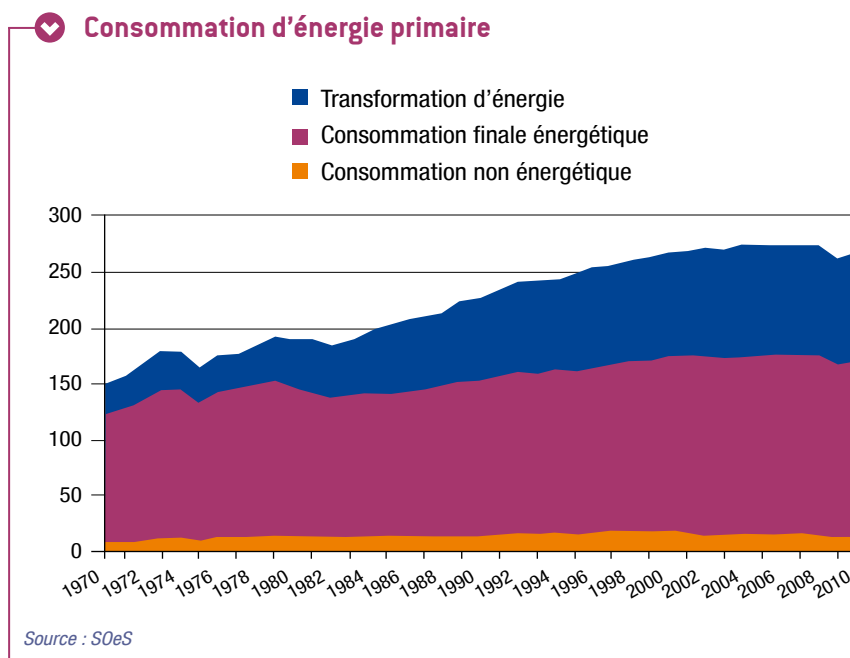
1.1. Une dépendance encore forte aux énergies fossiles

La consommation totale d'énergie primaire¹ en France s'est établie à 265,8 Mtep en 2010. Sur les vingt dernières années, on constate un fléchissement tendanciel dans la croissance de la consommation : alors que sa progression était de 4 Mtep par an en moyenne pendant les années 1990, elle a été de 2 Mtep en 2001 et 2002, pour se stabiliser ensuite jusqu'au net décrochage de 2009.

[1] Énergie primaire : énergie disponible dans la nature avant toute transformation. L'énergie consommée par les consommateurs finaux est appelée énergie finale.

Environ 35 % de cette énergie primaire est utilisée pour transformer et distribuer l'énergie jusqu'aux consommateurs finaux, et 5 % est consommée pour des usages non énergétiques (bitumes, plastiques, etc.). La consommation énergétique finale représente donc environ 60 % de la consommation d'énergie primaire (soit 158 Mtep en 2010).

Les pertes par transformation d'énergie les plus importantes en volume sont, de loin, celles du nucléaire. La convention internationale de comptabilité énergétique estime en effet que l'énergie primaire engagée est égale à trois fois l'énergie restituée sous forme d'électricité¹. Les centrales thermiques classiques ont des pertes de rendement du même ordre mais elles représentent en France des volumes beaucoup moins importants. La même convention attribue en revanche un rendement de 100 % à l'électricité renouvelable.



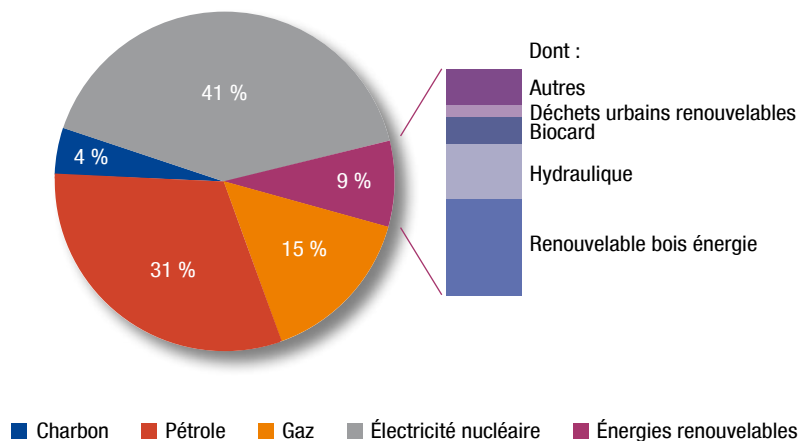
[1] L'énergie nucléaire est en effet comptabilisée sur la base de l'équivalence à la production, ce qui implique de calculer la quantité de pétrole qu'il faudrait importer pour produire la même quantité d'électricité avec un rendement conventionnel (selon les règles internationales en vigueur) de 33 % ; les autres formes d'électricité primaire étant calculées sur la base de coefficients d'équivalence à la consommation.

Il convient de noter que cette comptabilité ne fait pas ressortir les pertes ayant lieu chez l'utilisateur, qui selon les applications peuvent être très élevées, entre énergie finale et énergie réellement utile¹.

Selon les chiffres provisoires du SOeS pour l'année 2010, la consommation finale énergétique provient à 3 % du charbon, 45 % du pétrole, 21 % du gaz, 22 % de l'électricité et 9 % des énergies renouvelables thermiques. L'électricité est produite par le nucléaire (75 %), des énergies renouvelables (14 %, principalement de l'hydraulique) et des énergies fossiles (11 %). Ainsi :

- les énergies fossiles couvrent plus de 70 % des besoins d'énergie finale ;
- le nucléaire couvre 18 % des besoins d'énergie finale ;
- les énergies renouvelables (électriques et thermiques) couvrent 12 % des besoins d'énergie finale ;
- l'électricité représente environ un quart de la consommation finale énergétique mais seulement 10 % des émissions de CO₂ de la France.

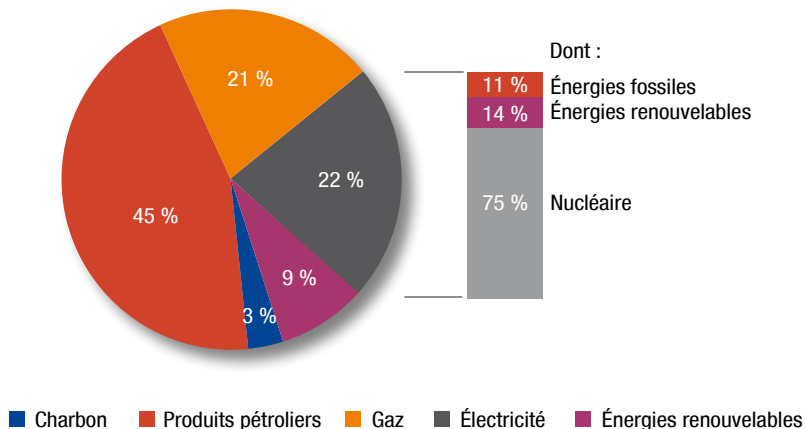
📌 Répartition de la consommation d'énergie primaire pour 2010 (270 Mtep)



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

[1] Par exemple, le rendement des moteurs de véhicules automobiles est compris entre 35 % et 45 %, ce qui correspond à des pertes de 24 Mtep environ par an.

♥ Répartition de la consommation d'énergie finale pour 2010 (170 Mtep)



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

1.2. La dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973

Production nationale d'énergie primaire et solde importateur d'énergie primaire

La production nationale d'énergie primaire s'est élevée en 2010 à 138,6 Mtep. Le nucléaire assure à lui seul 80 % de cette production, mais la production d'origine renouvelable (hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergie renouvelable thermique, déchets) est en forte hausse depuis le début des années 2000 et atteint désormais 22,7 Mtep. En revanche, la production nationale d'énergies fossiles classiques (pétrole, charbon, gaz naturel) est stable à 2,5 Mtep, soit l'équivalent de seulement cinq jours de consommation finale.

Le solde importateur d'énergie primaire est stable, aux alentours de 130 Mtep depuis le début des années 2000. Les importations sont constituées de charbon, pétrole brut, produits pétroliers raffinés et gaz naturel. Les exportations se composent principalement de produits pétroliers raffinés et, dans une moindre mesure, d'électricité.

Charbon

L'extraction de charbon est arrêtée en France depuis 2004, mais les terrils du Nord-Pas-de-Calais et les schlamms de Lorraine continuent à être valorisés, dans des quantités de plus en plus faibles (1,4 % des besoins nationaux). Le reste (11,8 Mtep) est importé et provient principalement d'Australie, des États-Unis, de l'Union européenne, de Colombie, de Russie et d'Afrique du Sud. Son usage est principalement concentré sur la production d'électricité et la sidérurgie.

Pétrole

La production de pétrole brut en France est stable aux alentours de 0,9 Mt. Les importations de pétrole brut ont brusquement chuté depuis 2008, passant de 83 Mt en 2008 à 64 Mt en 2010. Parmi les facteurs explicatifs, on trouve la concurrence des pays émergents sur le marché du raffinage, mais aussi celle des autres raffineries européennes, et la très forte diésélisation du parc automobile français qui rend le parc de raffineries peu adapté à la consommation nationale. Alors que la France importe moins de pétrole brut, elle importe donc désormais plus de produits pétroliers raffinés (40,4 Mt en 2010, dont la moitié due à la crise d'octobre 2010, qui a conduit à l'arrêt des raffineries et au blocage partiel de l'infrastructure pétrolière), principalement du diesel, tandis que les exportations de produits pétroliers raffinés, principalement de l'essence, diminuent (21,4 Mt en 2010).

Cette modification de la structure des importations s'accompagne d'une redistribution géographique de l'approvisionnement : au début des années 2000, les trois quarts de nos importations de brut provenaient du Moyen-Orient et de la mer du Nord, alors qu'en 2010, ces deux zones ne représentent plus qu'un tiers des importations. Un autre tiers provient des pays de l'ex-URSS, et le continent africain (Afrique du Nord et Afrique subsaharienne) fournit le dernier tiers. Les importations de gazole proviennent de Russie, de l'Union européenne, d'Asie et des États-Unis. Les exportations d'essence sont de plus en plus difficiles car le client principal, les États-Unis, connaît une baisse de la demande.

Gaz naturel

La France ne produit que 1,6 % de ses besoins en gaz naturel. Le reste est importé, sous forme liquéfiée pour plus du quart. Plus de 90 % des importations se font *via* des contrats long terme, principalement avec la Norvège, les Pays-Bas, la Russie et l'Algérie (ces quatre pays représentant 85 % des contrats long terme).

En raison de l'abondance des déchets d'origine agricole et agroalimentaire, la France dispose d'un très important potentiel de biogaz issu de la méthanisation, estimé à 180 TWh par an. Le biogaz pourra ainsi être transformé en biométhane pour être injecté dans le réseau de gaz naturel déjà largement déployé sans investissement supplémentaire significatif.

Électricité

La production totale brute d'électricité comprend la production d'électricité primaire (nucléaire et renouvelables, environ 500 TWh) et la production thermique classique (environ 60 TWh). La production française d'électricité est assurée à 75 % par le nucléaire, 12 % par l'hydraulique, 11 % par le thermique classique, 1,9 % par l'éolien et 0,1 % par le photovoltaïque. Environ 4 % donne lieu à de la cogénération (production d'électricité associée à une valorisation de la chaleur).

Puissance et énergie : kW n'est pas kWh

La confusion est souvent faite entre énergie et puissance, ou entre kilowatt et kilowattheure [kW et kWh], certains articles de presse annonçant par exemple que tel parc éolien va produire tant de mégawatts [MW], ce qui revient dans un autre domaine à mettre sur le même plan vitesse instantanée et distance parcourue. Il n'est donc pas inutile de rappeler brièvement la différence entre les deux, qui repose sur le « h » et introduit le temps de fonctionnement.

Le kW (ou MW, soit 1 000 kW) permet de mesurer la puissance d'une installation, c'est-à-dire sa capacité à délivrer de l'énergie. L'énergie, quant à elle, se mesure en kWh (ou MWh)¹.

Une centrale nucléaire a une puissance de l'ordre de 1 000 MW, qui, en fonctionnant une heure, produira une énergie de 1 000 MWh. Les éoliennes terrestres courantes ont une puissance d'environ 2 MW. Pour autant, 500 éoliennes ne suffisent pas à remplacer une centrale, car les premières produisent chaque année pendant environ 2 000 heures « équivalent-pleine puissance »², tandis que

[1] Pour être tout à fait complet, l'énergie se mesure avec d'autres nombreuses unités : joule et calorie pour les physiciens, Tep (tonnes-équivalent-pétrole) pour l'économiste ou le statisticien, baril ou Btu (*British Thermal Unit*) pour le commerçant, ainsi que mètre cube pour le gaz, voire stère de bois pour la biomasse, obligeant à de multiples conversions pour effectuer les comparaisons.

[2] En réalité, les éoliennes tournent plus régulièrement mais la force du vent ne leur permet pas de délivrer en permanence la puissance maximale. Pour évaluer l'énergie produite en une année par une éolienne, on utilise la notion d'« heure équivalent-pleine puissance », en calculant le nombre d'heures durant lesquelles l'éolienne aurait dû tourner à pleine puissance pour produire l'énergie qu'elle produit en réalité sur une année entière.

les secondes peuvent fonctionner environ 6 000 ou 7 000 heures. En termes de production annuelle d'énergie, ce seront donc plus de 1 500 éoliennes qui seront équivalentes à une centrale. Pour le solaire photovoltaïque, les durées de fonctionnement vont de 900 à 1 300 heures « équivalent pleine puissance » du nord au sud de la France, ce qui accentue l'effet exposé ci-dessus pour les éoliennes.

En termes de parc, le nucléaire représente environ la moitié de la puissance installée avec 63 GW. L'hydraulique compte plus de 25 GW installés. Le secteur éolien connaît une forte croissance, avec en moyenne 1 GW installé chaque année. Le photovoltaïque, bien que plus marginal dans la production, connaît lui aussi une très forte croissance. Selon les données provisoires du SOeS de septembre 2011, le parc éolien en métropole était alors de 6,5 GW et le parc photovoltaïque de 2,1 GW (dont 1,1 GW raccordé au cours des trois premiers trimestres 2011). Le parc de production thermique est constitué de centrales charbon (6,9 GW), fioul (5,6 GW), gaz (3,8 GW) et de turbines à combustion (1,7 GW), ainsi que de plus de 8,3 GW de centrales plus petites, principalement des cogénérations au gaz naturel et des centrales de biomasse.

La production nucléaire dépend principalement du coefficient de disponibilité (Kd) des centrales¹, qui s'est dégradé durant les dernières années en raison d'une moindre fiabilité du parc nucléaire : il est de 78 % en 2010 alors qu'il s'élevait à 84 % en 2006.

En 2011, Les échanges d'électricité avec les pays voisins ont été influencés par la baisse de la consommation d'électricité intérieure et la disponibilité des moyens de production en France, mais aussi par la décision de sortie du nucléaire prise par le gouvernement allemand. Le solde total des échanges est exportateur et atteint 55,7 TWh (+ 89 % par rapport à 2010) : il retrouve un niveau comparable à celui de 2007. Les soldes annuels vis-à-vis de l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne sont devenus exportateurs en 2011.

Les échanges avec l'Allemagne ont été fortement influencés par la décision d'arrêt définitif de sept tranches de production nucléaire allemandes. Le différentiel de prix sur les marchés spot français et allemand s'est inversé à l'annonce du moratoire allemand sur la production nucléaire : le prix de marché

[1] Ce coefficient exprime l'aptitude du parc à fournir de l'énergie, qu'elle soit ou non appelée par le réseau électrique. Les périodes d'indisponibilité comprennent les arrêts programmés, pour entretien ou renouvellement des combustibles, et les arrêts non programmés (incidents) (SOeS).

allemand dépasse désormais souvent le prix français. Dans ce contexte, le solde mensuel des échanges avec l'Allemagne a été largement exportateur entre avril et septembre 2011.

Les 46 interconnexions qui relient la France aux pays frontaliers apportent une certaine fluidité au système électrique et contribuent à la sécurisation du passage des pointes électriques en mutualisant les ressources au niveau européen. Elles doivent cependant continuer à être renforcées, comme nous le verrons dans le paragraphe suivant.

Énergies renouvelables et déchets

Outre les énergies renouvelables électriques (éolien, biomasse et solaire), la France utilise des énergies renouvelables pour la production de chaleur (bois, géothermie, pompes à chaleur, déchets incinérés, etc.) et de biocarburants.

La production primaire de l'ensemble des énergies renouvelables (électriques et autres) atteint 22,7 Mtep en 2010. Ce chiffre, qui est net de l'énergie servant à remonter par pompage de l'eau dans les barrages lors des périodes de faible consommation pour pouvoir la turbiner ultérieurement, est en forte progression (+ 44 % sur les cinq dernières années).

Sécurité énergétique

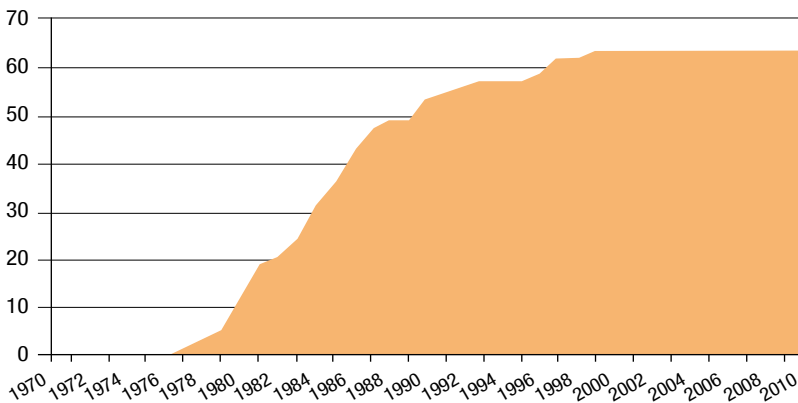
Pour évaluer la sécurité d'approvisionnement énergétique, il convient de prendre en compte notamment le degré de diversité et l'origine de l'approvisionnement des différentes sources d'énergie, l'efficacité de la consommation énergétique et l'état des infrastructures de production de l'électricité. Différentes méthodes existent pour évaluer l'indépendance énergétique ou, plus généralement, la sécurité énergétique d'un pays. On peut se concentrer sur les origines de l'approvisionnement énergétique (auquel cas on ne considère que les importations et les exportations d'énergie) ou inclure d'autres éléments qui entrent en considération comme l'état des infrastructures et la structure de la demande. À titre d'illustration, l'OCDE a mis au point un indice dit SSDI (*Simplified Supply and Demand Index*) résultant d'une combinaison pondérée du niveau de la demande, de l'état des infrastructures et de l'origine de l'approvisionnement énergétique.

L'étude de cet indice montre que, dans l'ensemble, la sécurité d'approvisionnement énergétique de la France s'est fortement améliorée depuis la fin des années 1970. Trois facteurs expliquent cette évolution : l'introduction de

l'énergie nucléaire, l'amélioration de l'intensité énergétique et une plus grande diversification des sources d'énergie primaire et des pays d'origine pour l'approvisionnement énergétique.

Le développement du parc de production d'électricité nucléaire en France s'est fait sur une période courte, en un peu plus de dix ans. Le graphique suivant présente l'évolution de la puissance installée du parc de production d'électricité nucléaire (les 58 réacteurs du parc actuel). Entre 1979 et 1990, près de 48 GW de réacteurs nucléaires ont été raccordés au réseau de transport, soit un rythme annuel moyen de 4,3 GW ou encore l'équivalent de près de trois réacteurs EPR par an.

Évolution de la puissance raccordée au réseau du parc nucléaire historique (GW)



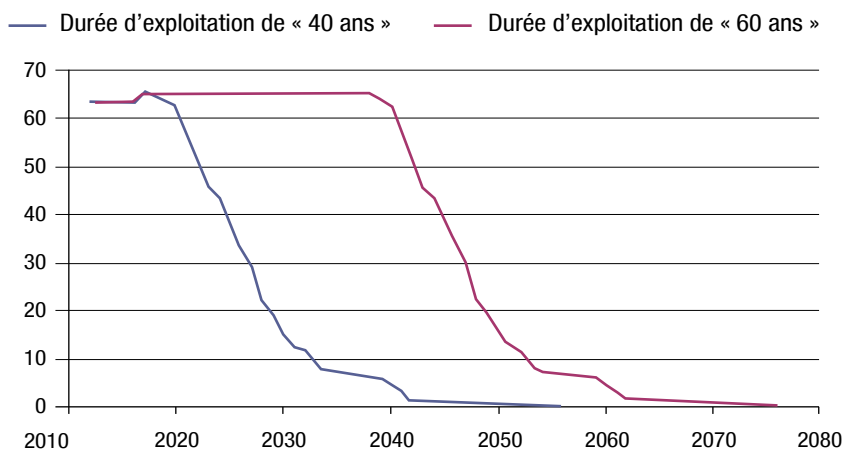
Source : DGEC

La durée d'exploitation des réacteurs nucléaires

La réglementation française ne prévoit pas de limitation à la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires. Des réexamens de sûreté périodiques conditionnent la poursuite de l'exploitation. Ces réexamens ont lieu au moins tous les dix ans, lors des visites dites décennales. La loi sur la transparence et la sûreté nucléaire du 13 juin 2006 dispose que « le réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients

que l'installation présente, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires », dans le but d'une amélioration continue de la sûreté de nos installations. Ainsi, c'est l'ASN, autorité indépendante chargée du contrôle des installations nucléaires de base depuis leur conception jusqu'à leur démantèlement, qui s'assure continuellement de leur conformité à la réglementation, et qui peut, le cas échéant, prendre les prescriptions qu'elle juge nécessaires au regard de la sûreté d'une installation donnée.

Courbe de croissance de la puissance nucléaire installée en fonction de la durée d'exploitation des réacteurs (GW)



Source : DGEC

Les premiers réacteurs ayant fait l'objet d'une troisième visite décennale sont ceux de Tricastin 1 (visite achevée en août 2009) et de Fessenheim 1 (en mars 2010). La poursuite de leur exploitation a été autorisée sous réserve de certaines prescriptions de l'ASN. Selon le processus d'exploitation, celle-ci se poursuivra jusqu'à leur prochain examen décennal, qui devrait avoir lieu en 2019 et 2020. Ainsi, ce ne sont pas les anniversaires des dates de mise en service (1977 pour Fessenheim 1 et 1980 pour Tricastin 1) qui importent pour juger de la durée d'exploitation mais plutôt les dates des visites décennales, puisque ce sont ces dernières, et plus particulièrement les réexamens de sûreté qu'elles comportent, qui conditionnent la poursuite d'exploitation. La

date de 2017, quarantième anniversaire de la mise en service de Fessenheim, n'a pas de signification particulière au regard de l'échéancier à venir des visites décennales. C'est à partir de 2019 que les différents réacteurs atteindront cette étape de leur exploitation et que l'ASN se prononcera sur leur capacité à poursuivre au-delà.

Ce sont ces dates que nous retenons dans l'analyse des différents scénarios. Dans ces conditions, le mur de la baisse de capacité du parc de production nucléaire actuel est représenté sur le graphique suivant en fonction de la durée d'exploitation, jusqu'à la 4^e visite décennale, ou jusqu'à la 6^e. On voit que l'effort de remplacement est massif sur une décennie, entre 2020 et 2030 dans le premier cas, et entre 2040 et 2050 dans le second, où ce sont plus de 40 GW qui sont déclassés.

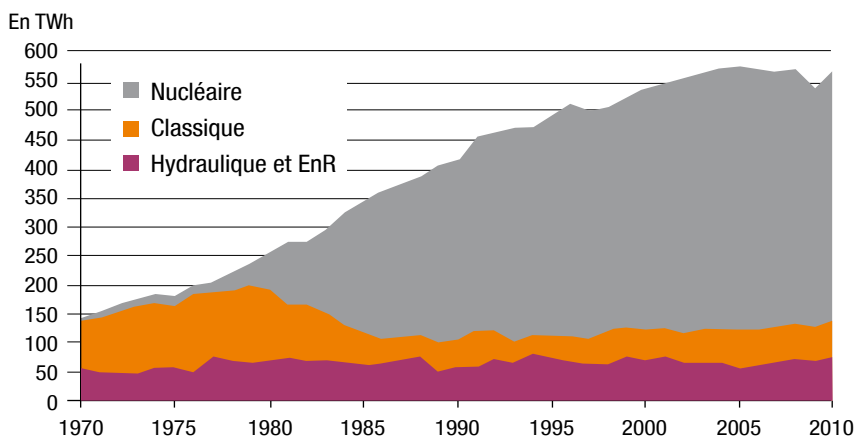
En termes d'usages, la consommation énergétique de certains secteurs repose sur un approvisionnement énergétique relativement diversifié : c'est le cas pour le résidentiel-tertiaire et dans une moindre mesure l'industrie (respectivement environ 50 % et 35 % de consommation finale énergétique sous forme d'énergies renouvelables ou d'électricité). En revanche, la consommation finale énergétique du secteur des transports repose encore quasi exclusivement sur les combustibles fossiles : les biocarburants représentent 5,3 % de la consommation d'énergie des transports et l'électricité seulement 2,1 %, le reste (92,6 %) provenant d'énergies fossiles principalement liquides.

1.3. Le parc de production d'électricité confère à la France le double avantage d'une électricité décarbonée et peu chère

Le graphique suivant montre l'évolution de la production d'électricité en France depuis 1970. On constate que la part des énergies décarbonées s'est fortement accrue, notamment du fait du développement du parc nucléaire.

Par ailleurs, le prix final de l'électricité en France, que ce soit pour les particuliers ou les entreprises, est parmi les plus faibles d'Europe. Cette situation est la conséquence directe de la combinaison d'un coût complet de production nucléaire très bas et de capacités hydrauliques largement amorties, avec des coûts de production encore inférieurs : selon la Cour des comptes, le coût complet de production du nucléaire historique peut être estimé à 33 ou 49 €/MWh en 2010, en fonction de la méthode retenue (*voir encadré page 80*).

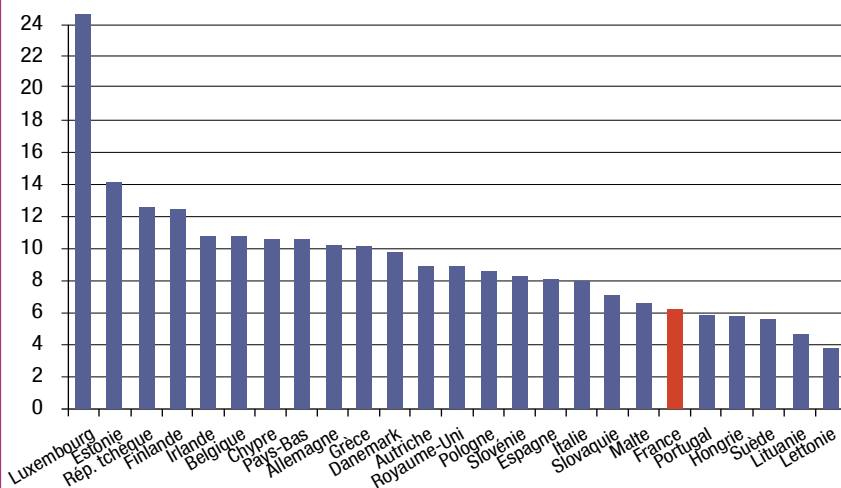
Origine de la production d'électricité



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Cela explique pourquoi la France est particulièrement bien placée dans l'Union européenne en termes d'émissions de CO₂ par habitant.

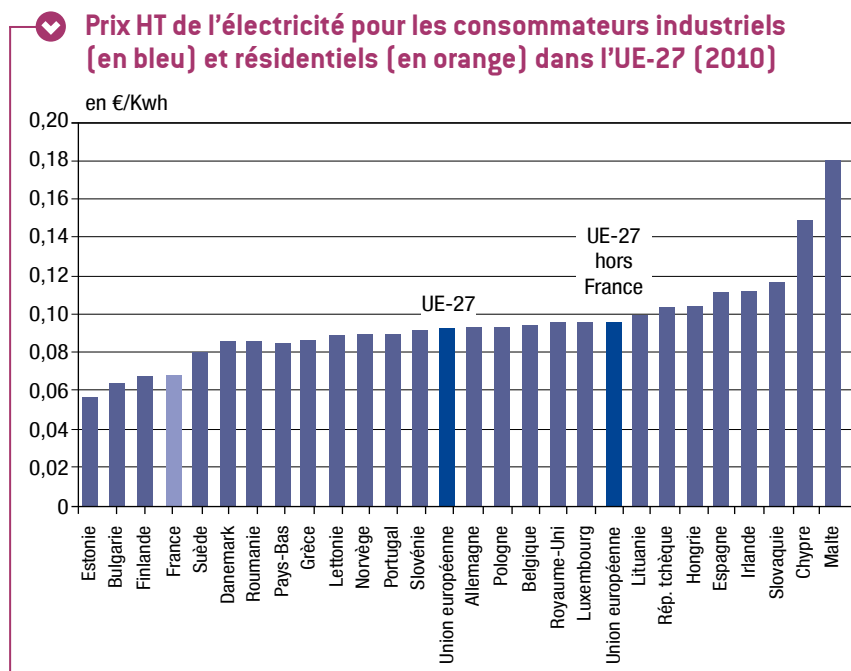
Émissions de CO₂ par habitant dans l'UE-27 en 2007 (en t/an)

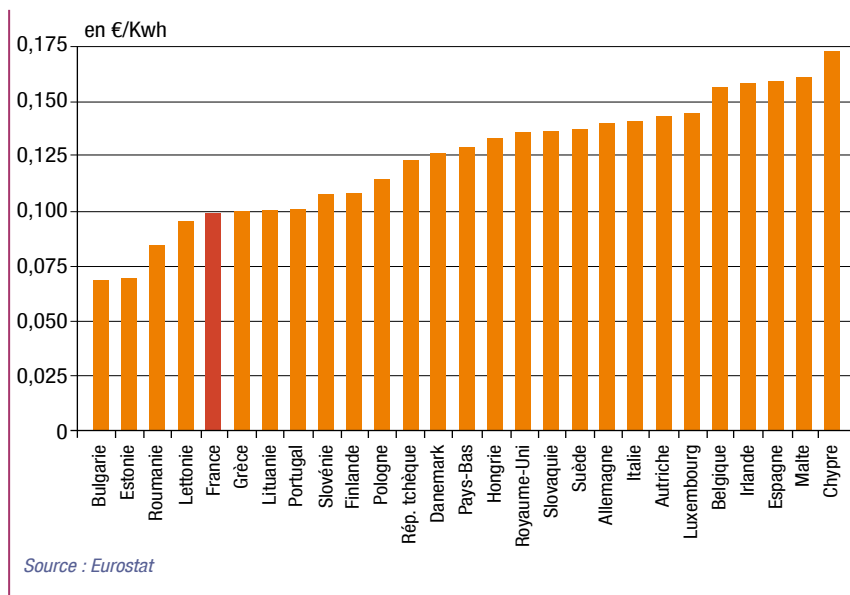


Source : Eurostat

Le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 pose explicitement le principe de la couverture des coûts de production, d’approvisionnement, d’utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, ainsi que les coûts de commercialisation supportés par EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients. La Commission de régulation de l’énergie (CRE), dans sa délibération du 28 juin 2011, a constaté que les tarifs réglementés de vente couvrent effectivement les coûts comptables d’EDF sur chacun des segments tarifaires (bleu, jaune, vert), en rappelant de surcroît que « *le non-respect d’un tel principe conduirait, dans un marché ouvert complètement à la concurrence, à fausser le jeu de la concurrence en créant une barrière à l’entrée pour les nouveaux entrants* ».

Comme le montrent les graphiques suivants, la France bénéficie des prix de l’électricité parmi les plus bas de l’Union européenne, tant pour les consommateurs industriels que résidentiels.





Le rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière électronucléaire et les évaluations complémentaires de sûreté (ECS)

Par un courrier en date du 17 mai 2011, le Premier ministre a demandé à la Cour des comptes de mener un travail d'expertise sur les coûts de la filière nucléaire, y compris ceux relatifs au démantèlement des installations, à la gestion des déchets et à l'assurance des sites. La Cour devait ainsi se prononcer sur la bonne prise en compte des charges de long terme, mais aussi intégrer des objectifs généraux concernant la mise en service de nouveaux réacteurs ou la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans, qui font partie de la programmation pluriannuelle des investissements.

Le rapport public, paru le 31 janvier 2012, a examiné en profondeur la bonne prise en compte de l'ensemble des coûts, y compris de recherche et développement, au sein de la régulation économique globale de la filière nucléaire. Il a évalué le coût de production de la flotte de centrales nucléaires d'EDF aujourd'hui en activité. À cette fin, il a présenté différentes méthodes pour intégrer le coût du capital, qui constitue une part importante du coût. Chacune de ces méthodes répond à des objectifs différents. La méthode des coûts courants économiques permet d'évaluer un coût « virtuel », qui ne tient pas compte des conditions historiques

réelles de financement du parc nucléaire mais représente ce que coûterait sa reconstruction aujourd'hui, à l'identique. Une autre méthode, par ailleurs proposée par la commission présidée par Paul Champsaur, permet *a contrario* d'évaluer, dans une approche comptable, la part non encore remboursée du capital investi dans le parc¹. La Cour aboutit à un coût de production pour l'année 2010 de 49 €/MWh dans le premier cas et de 33 €/MWh dans le second. Par ailleurs, lorsqu'elle prend en compte les investissements futurs de jouvence, la Cour évalue le coût de production moyen sur 2011-2025 à 54 €/MWh selon la première méthode et à 38 €/MWh selon la seconde.

Le gouvernement a choisi de suivre les recommandations du rapport Champsaur et de la Commission de régulation de l'énergie pour la fixation du prix initial de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, qui servira de base à l'élaboration des tarifs réglementés de vente dès 2016. Ce prix a été fixé à 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012. Il prend en compte les investissements supplémentaires imposés par l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire à la suite des évaluations complémentaires de sûreté.

Pour la construction des tarifs réglementés, le coût sous-jacent de production du nucléaire est actuellement de 33 €/MWh. D'ici au 1^{er} janvier 2016, il devra donc être élevé à 42 €/MWh, ce qui représente une croissance annuelle d'environ 2 cts €/MWh du tarif résidentiel hors taxes en quatre ans pour tenir compte du programme d'investissement futur lié tant à la poursuite d'exploitation qu'aux enseignements de l'accident de Fukushima.

1.4. La facture énergétique de la France est déficitaire mais l'électricité apporte une contribution positive

Comme on peut le voir sur le graphique suivant, la facture énergétique de la France est structurellement déficitaire.

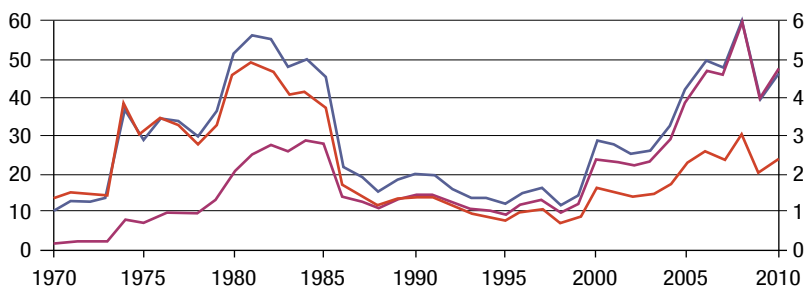
Le déficit de la balance commerciale française a atteint 56 milliards d'euros en 2008 et 51,4 milliards en 2010. L'augmentation du prix des hydrocarbures en est le facteur principal : la facture énergétique représentait à elle seule 58 milliards d'euros en 2008 et 46,2 milliards en 2010 (en hausse de 20 % par rapport à 2009). Elle correspond ainsi à 2,4 % du PIB en 2010 après 2,0 % en 2009 et 3,0 % en 2008 : elle n'était que de 1 % durant les années 1990, période de prix du pétrole modéré.

[1] Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité, présidée par Paul Champsaur, avril 2009, www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/9-04-16_Rapport_Champsaur.pdf.

Facture énergétique de la France

En milliards d'euros

— Md€ de 2010 — Md€ courants — Part de la facture énergétique dans le PIB (%) (échelle de droite)



Source : SOeS

Le plus gros poste de dépense concerne, de loin, les échanges de produits pétroliers et en particulier les importations de pétrole brut (25 milliards d'euros par an en moyenne sur les dix dernières années, les échanges de produits raffinés étant légèrement excédentaires). Le seul poste excédentaire est celui de l'électricité, et ce depuis le début du programme nucléaire. Sur les vingt dernières années, la France présente un solde exportateur d'électricité d'en moyenne 2,26 milliards d'euros courants par an, soit bien plus que ce qu'ont coûté les approvisionnements en uranium. Ce solde exportateur d'électricité est du même ordre de grandeur, en moyenne sur ces dernières années, que les dépenses liées à l'achat de combustibles (fossiles et fissiles) destiné à faire fonctionner les centrales électriques. Le coût des importations d'uranium pour la production d'électricité varie suivant les cours entre 500 millions et 1 milliard d'euros, ce qui est mineur par rapport à la facture énergétique du pays (de l'ordre d'un à deux pourcents). Enfin, la production d'électricité d'origine nucléaire permet d'économiser une importation de gaz que l'on peut estimer, en ordre de grandeur, à environ 20 milliards d'euros pour l'année 2011.

Avec plus de 60 milliards d'euros en année mobile fin octobre 2011, la facture énergétique sera fortement alourdie en 2011, en lien avec le maintien de prix élevés du pétrole.

2 ■ Les contraintes et les incertitudes externes qui pèsent sur les perspectives énergétiques de la France

Les incertitudes qui pèsent sur les perspectives énergétiques françaises sont nombreuses et pourraient donner lieu à de multiples travaux. Cette section en soulignera quatre, liées à des éléments en partie externes à la France, même si la diplomatie peut influencer sur un certain nombre :

- les incertitudes liées au devenir des négociations climatiques ;
- la volatilité des prix du pétrole et du gaz ;
- le devenir du marché européen de l'électricité ;
- les enjeux du raffinage.

2.1. La lutte contre le changement climatique et les incertitudes qui pèsent sur la négociation internationale

Le rapport de mars 2007 sur les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050¹ soulignait les risques catastrophiques liés à une augmentation constante des gaz à effet de serre dans l'atmosphère et la nécessité d'engager une politique énergétique, nouvelle par son ampleur et sa permanence, pour réduire aussi rapidement que possible ces émissions.

L'objectif des négociations climatiques, commencées à Rio dans un cadre onusien il y a près de vingt ans, est de trouver une forme de coopération mondiale afin que l'ensemble des principaux pays émetteurs diminuent conjointement leurs émissions. Les incertitudes sur le devenir de la négociation internationale n'ont jamais été aussi fortes. À Copenhague, fin 2009, les chefs d'État de la planète entière avaient un objectif commun : définir les contours d'un nouvel accord mondial qui prendrait effet début 2013 à l'expiration du protocole de Kyoto. De fait, les Européens souhaitaient prolonger ce dernier et l'étendre à l'ensemble de la planète, notamment aux deux principaux pays émetteurs de gaz à effet de serre que sont les États-Unis et la Chine. Mais, face au refus de ces deux pays de s'astreindre à des objectifs chiffrés, la négociation s'est tournée vers une tout autre logique : ne pas imposer d'objectifs déterminés aux États mais parier sur leur capacité à prendre des engagements volontaires suffisamment ambitieux. Le rôle de la communauté internationale consiste

[1] Centre d'analyse stratégique [2008], *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050, rapport de la commission Énergie* présidée par Jean Syrota, Paris, La Documentation française, février, www.strategie.gouv.fr/content/les-perspectives-energetiques-de-la-france-%E2%80%99horizon-2020-2050-0.

à communiquer à l'ensemble des nations l'ampleur des efforts à fournir en fonction d'un objectif mondial fixé au vu des réductions d'émissions envisagées par les gouvernements et des résultats scientifiques les plus récents, afin que chaque pays modifie de lui-même ses engagements. Cette logique, entérinée à Cancun, a eu le mérite de relancer la coopération climatique onusienne. Malheureusement, les promesses actuelles des États ne suffisent pas à garantir la préservation de notre système climatique. Le Potsdam Institute for Climate Impacts Research calcule ainsi que la réalisation des engagements de réduction des différents pays pris à la suite de la Conférence de Copenhague et officialisés à Cancun sur une base volontaire aboutirait à une hausse des émissions mondiales de 10 % à 20 % d'ici à 2020 : dans ces conditions, la probabilité que le réchauffement mondial dépasse 3 °C d'ici à 2100 serait de 50 %¹. Le rapport du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) présenté à Cancun estime pour sa part que le réchauffement de la planète pourrait atteindre 4 °C d'ici à 2100, alors que les gouvernements réunis à Cancun sont tombés d'accord pour retenir un objectif de 2 °C. Les rapports scientifiques s'accumulent pour souligner les conséquences actuelles du changement climatique mais aussi ses dangers futurs : une corrélation est désormais établie entre l'occurrence de certains phénomènes météorologiques extrêmes (canicules, inondations) et l'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère².

La conférence de Durban a permis de préciser le calendrier :

- une seconde phase du protocole de Kyoto devrait entrer en vigueur début 2013 et s'achever en 2017 ou 2020 : elle ne concernera cependant que l'Union européenne et quelques pays extérieurs à celle-ci, notamment l'Australie et la Nouvelle-Zélande ;
- dès le premier trimestre 2013, l'ensemble des pays entameront des discussions en vue d'aboutir au plus tard en 2015 à un nouvel accord mondial qui pourrait entrer en vigueur en 2020 (après avoir été ratifié par

[1] Rogel J. *et al.* [2010], « Copenhagen Accord pledges are paltry », *Nature*, n° 464, p. 1126-1128, avril, et PNUE [2010], *The Emissions Gap Report*, novembre.

[2] Le prochain rapport du GIEC, qui paraîtra en 2013, devrait en faire une synthèse. Il comprendra également un chapitre sur les conséquences sur le climat dans les trente prochaines années. Thomas Stocker, l'un des présidents du Groupe de travail I du GIEC, souligne ainsi que : « Pour un scénario d'émissions élevé, il est probable que la fréquence des jours de canicule sera multipliée par 10 dans la plupart des régions du monde. De la même manière, les fortes précipitations seront plus fréquentes et la vitesse des vents associés aux cyclones tropicaux augmentera alors que le nombre de cyclones sera probablement constant ou en diminution ».

les différents États) : sous l'impulsion de l'Union européenne, et à l'issue d'un dialogue intense avec l'Inde, sa forme juridique correspondra soit à un protocole, soit à un autre instrument légal, soit encore à une solution concertée ayant une force légale.

Les textes adoptés à Durban ne précisent cependant pas si les objectifs sur lesquels se sont engagés les différents États seront rehaussés ou non en 2015 dans le cadre actuel de l'accord de Cancun.

La communauté internationale parviendra-t-elle à signer un accord, comme annoncé, aux alentours de 2015 ? Les objectifs nationaux entérinés à Cancun seront-ils réévalués ? Telles sont les incertitudes qui aujourd'hui pèsent sur les décisions des États en matière de politique environnementale comme énergétique, mais aussi sur les décisions des acteurs économiques. En l'absence d'un rehaussement significatif des objectifs de réduction d'émissions des différents pays ou d'une décision collective ambitieuse, les entreprises auront tendance à accorder une faible valeur à moyen terme au carbone émis et à ne pas engager les actions nécessaires de réduction de leurs émissions.

Ces incertitudes s'appliquent également à l'Union européenne. Fin décembre 2011, sous l'effet de la crise et de l'absence de visibilité au-delà de 2020, le prix de la tonne de CO₂ sur le marché européen de quotas était à moins de 10 euros !

2.2. La croissance et la volatilité des prix du pétrole et du gaz

Des prix du pétrole orientés à la hausse, mais fortement volatils

Prévoir l'évolution des prix du pétrole est un exercice impossible. Deux certitudes s'imposent toutefois : le prix du pétrole devrait connaître une tendance haussière dans les prochaines années, mais aussi une forte volatilité. À quoi faut-il attribuer cette volatilité ? Comment la limiter ? Plusieurs rapports récents, auxquels ont participé des membres de cette commission, traitent de cette question¹. Celle-ci a également été étudiée en 2011 dans le cadre du G20 sous présidence française.

Il en ressort que la hausse des prix en 2007-2008 s'explique avant tout par l'évolution des fondamentaux du marché, même s'il n'est pas exclu que le développement des marchés financiers ait pu amplifier les fluctuations de

[1] Artus P., d'Autume A., Chalmin P. et Chevalier J.-M. (2010), *Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil*, rapport du Conseil d'analyse économique, n° 93, septembre.

prix¹. Contrairement à une idée répandue, l'existence d'un marché à terme est nécessaire aux acteurs des marchés pétroliers : les contrats à terme sur le marché correspondent au départ à la volonté d'agents, qui achètent et vendent ces produits, de se couvrir contre les fluctuations de cours. Pour que le marché fonctionne, il est nécessaire qu'existent soit des intérêts réciproques (par exemple, une compagnie aérienne veut acheter des produits pétroliers à terme pour couvrir ses tarifs de la période à venir, alors qu'un investisseur dans un champ pétrolier veut vendre sa production à terme), soit des agents prêts à assumer ce risque de fluctuation, moyennant une prime de risque ; ces derniers sont couramment désignés par le terme de « spéculateurs ».

Soulignons ainsi que la volatilité des cours est inhérente aux marchés eux-mêmes. Les marchés physiques du pétrole et des matières premières sont caractérisés par une élasticité de court terme très faible tant du côté de l'offre que du côté de la demande.

Une envolée des prix trouvera avant tout son origine dans les déterminants physiques du marché i) structurels : augmentation de la demande (provenant des pays émergents) ; insuffisance des investissements alors que les grands gisements s'épuisent, etc. ; ii) ou purement conjoncturels : diminution brutale de la production liée à des phénomènes météorologiques, à des accidents industriels ou à des troubles géopolitiques, reprise économique plus rapide que prévu.

Le chapitre précédent a montré les conséquences possibles sur l'économie internationale : un déclin de la production de pétrole, de l'ordre de 2 % par an, qui ne serait pas compensé par des politiques de maîtrise de la demande ou de substitution, pourrait, selon le Fonds monétaire international (FMI), conduire à une augmentation des prix du pétrole de 800 % sur vingt ans, causant une perte mondiale de PIB de 10 % sur vingt ans, variable selon les régions². L'étude

[1] Compte tenu du manque de données sur les stocks comme sur le gros des volumes échangés (sur les marchés de gré à gré), il est difficile d'éprouver la théorie économique, comme l'atteste l'absence de consensus dans le monde académique sur le rôle précis de la spéculation dans la flambée des prix. En revanche, tous s'accordent à reconnaître la nécessité d'instaurer davantage de transparence sur ces marchés, afin de leur permettre de jouer leur rôle d'outil à la formation des anticipations des prix spot et de redonner aux instances de régulation les moyens de saisir davantage les interactions des acteurs présents sur ces marchés. Même si plus de régulation ne signifie pas moins de volatilité, la prudence impose en particulier une limitation des positions des opérateurs. Source : Buba J. et Liégey M. [2011], « Volatilité des prix des matières premières – Volet 1. Pour une régulation des marchés financiers », *La Note d'analyse*, n° 206, Centre d'analyse stratégique, janvier.

[2] Perte de PIB sur vingt ans dans le scénario 2 % de déclin par an : - 10 % en Europe, - 15 % aux États-Unis, - 20 % en Asie.

conclut que même s'il est impossible d'évaluer la probabilité de tels scénarios, les risques potentiels appellent à une action politique forte et rapide dans le sens d'un affranchissement progressif aux hydrocarbures.

Le rapport du Conseil d'analyse économique sur les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil¹ nous permet de préciser les conséquences sur la France d'une augmentation des prix du pétrole. Les auteurs soulignaient en particulier que le pétrole occupait en 2010 une place plus réduite dans l'économie française et qu'en plus de cette baisse de l'intensité pétrolière, trois phénomènes pouvaient expliquer l'atténuation des effets économiques négatifs : l'appréciation de l'euro (mais ce n'est plus le cas en 2011-2012), la part élevée de la fiscalité dans le prix pour les consommateurs et une meilleure réponse des politiques macroéconomiques. Ils invitaient cependant à ne pas sous-estimer les effets de ce choc d'offre négatif : une hausse du prix de 80 à 150 dollars réduirait le PIB français d'un ou deux points. Certes, l'impact d'un choc pétrolier sur l'économie française s'est réduit avec la diminution de la dépendance énergétique. Plusieurs études empiriques confirment des effets faibles. Compte tenu de l'importance moindre du pétrole dans la production, les études classiques estiment que si, avant 1980, une hausse permanente de 10 % du prix du pétrole impliquait une baisse du PIB de l'ordre de 0,5 % atteignant son plein effet en environ deux ans, l'impact devient quasiment nul pour un choc de ce type intervenant après 1980. Au contraire, une meilleure modélisation du choc d'offre que représente une hausse de 20 % des prix du pétrole conduit les auteurs à estimer la possibilité d'un impact sur le PIB d'un demi-point ou d'un point, ce qui est relativement appréciable, surtout quand des hausses plus conséquentes peuvent être attendues.

Les gaz non conventionnels : une ressource énergétique considérable

L'évolution des prix du gaz est tout aussi incertaine mais avec trois marchés qui fonctionnent avec des logiques distinctes et des niveaux de prix actuellement fortement contrastés : Europe, Amérique, Asie. Le marché américain est marqué par la véritable révolution que constitue l'exploitation des gaz de schiste. Si la présence d'hydrocarbures dans la roche mère était une donnée connue, si les techniques des forages horizontaux et de la fracturation hydraulique étaient bien maîtrisées, en revanche, leur production aux États-Unis à un coût très bas, parfois inférieur à celui des gisements traditionnels, a représenté une véritable surprise. L'estimation des gisements non conventionnels conduirait (au moins)

[1] Artus P., d'Autume A., Chalmin P. et Chevalier J.-M. [2010], *op. cit.*

à doubler les ressources de gaz présentes sur notre planète, soit une réserve qui dépasserait très largement la centaine d'années (au rythme actuel de consommation). La Chine et de très nombreux autres pays réexaminent les couches géologiques qui pourraient abriter de telles ressources et envisagent de les exploiter. Le souci de la Pologne de s'affranchir de sa dépendance gazière vis-à-vis de la Russie la conduit ainsi à envisager d'investir massivement pour développer la production de gaz non conventionnels qu'elle semble détenir.

Les gaz non conventionnels américains ont eu pour effet de maintenir les prix de marché de court terme (« spot ») à des niveaux historiquement bas depuis 2009. Les prévisions tablent également sur des prix modérés dans les années à venir. En Europe, au contraire, les prix spot sont orientés à la hausse. Ils restent néanmoins inférieurs aux prix des contrats long terme : indexés majoritairement sur les produits pétroliers, ils suivent mécaniquement l'évolution haussière de ce marché. Cette situation de déconnexion des prix spot et indexés a poussé les acheteurs à renégocier leurs contrats long terme pour intégrer une part croissante de prix spot (10 % à 25 %).

Ce découplage va-t-il perdurer ? Les experts sont partagés. Un niveau de prix élevé du pétrole, une demande déprimée en Europe, l'arrivée de nouvelles fournitures (Nord Stream à court terme, non conventionnels à plus long terme) plaident pour une déconnexion durable de ces deux marchés. Les pays producteurs, peu favorables à un changement des contrats long terme, pourraient toutefois y être contraints par le marché. Le risque serait de voir à terme se créer une entente des pays producteurs pour maintenir une pression sur les prix. À l'inverse, certains experts considèrent que cette déconnexion n'est que passagère. La demande supplémentaire de gaz naturel en Allemagne ou au Japon (qui aura des répercussions sur le marché européen *via* le marché mondialisé du GNL¹) et, de façon plus générale, dans les pays émergents, serait de nature à renforcer la pression sur les prix.

Aux États-Unis, les équilibres énergétiques ont été modifiés : de nombreux usages s'orientent aujourd'hui vers le gaz, pour la production d'électricité, voire pour des industries grosses consommatrices d'énergie qui se relocalisent, au détriment du charbon, du nucléaire – dont la reprise se trouve différée – et des énergies renouvelables. Le gaz peut venir aussi en substitution du pétrole dans les transports. Le pays, qui utilise traditionnellement ses ressources pour son propre usage, pourrait même devenir exportateur de GNL.

[1] GNL : gaz naturel liquéfié.

Peut-on assister à un tel développement des gaz de schiste en Europe, et en France plus particulièrement ? Comme aux Pays-Bas, la situation française est singulière : la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 a interdit, sur le territoire national, l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique et a abrogé les permis exclusifs de recherche comportant des projets ayant recours à cette technique. Le rapport d'avril 2011 du CGIET et du CGEDD¹ souligne, d'une part, que dans l'état actuel de nos connaissances, les ressources en gaz et huiles de roche-mère de notre pays restent largement inconnues faute d'avoir réalisé les travaux de recherche nécessaires à leur estimation, mais que, d'autre part, si ces ressources ne sont pas définitivement prouvées, la comparaison avec les formations géologiques analogues exploitées en Amérique du Nord laisse à penser que notre pays est parmi les plus prometteurs au niveau européen en huiles (100 millions de m³ techniquement exploitables dans le Bassin parisien) et en gaz (500 milliards de m³ dans le sud de la France) : ces ressources de gaz non conventionnels représenteraient une amélioration possible de la balance commerciale de un à plusieurs milliards d'euros suivant les hypothèses retenues.

2.3. L'achèvement du marché unique européen de l'électricité pose un certain nombre d'interrogations

La réalisation d'un marché unique intégré de l'électricité (MIE) a pour but de développer la concurrence, d'accroître le surplus collectif, de bénéficier de la complémentarité des différents parcs européens et de permettre aux entreprises de trouver un marché à l'échelle du continent européen. Avec le développement des EnR intermittentes et la réduction des surcapacités, le MIE est devenu incontournable. Pour autant, il pose plusieurs défis de design et de régulation.

Afin de parvenir à mettre en place ce marché et de pouvoir ainsi échanger librement l'électricité en Europe, le Conseil européen a souhaité que le marché interne soit réalisé en 2014. À court terme, le couplage des marchés, aujourd'hui en place entre la France, l'Allemagne et le Benelux, doit progressivement s'étendre à la Grande-Bretagne et au Nord Pool² (fin 2012, en bleu sur le graphique suivant), puis, à la péninsule ibérique et aux pays frontaliers de

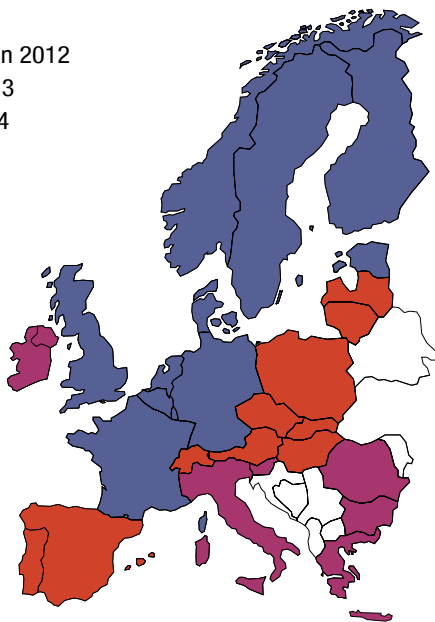
[1] Leteurtois J.-P., Pillet D., Durville J.-L. et Gazeau J.-C. [2011], *Les hydrocarbures de roche-mère en France*, Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGIET n° 2011-04-G) et Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD n° 007318-01), rapport provisoire, avril.

[2] Norvège, Danemark, Suède, Finlande, Estonie et Lituanie.

l'Allemagne (2013, en orange), à l'Italie et à la Slovénie (2014, en parme), et enfin, à plus long terme, au reste des pays de l'Union européenne. Ainsi, dans les prochaines années, le prix du marché français de gros de l'électricité sera influencé par celui d'un marché s'étendant sur une bonne partie de l'Union européenne.

♥ L'extension du couplage des marchés

Pays en **bleu** : fin 2012
en **orange** : 2013
en **parme** : 2014



Source : CRE

En complément de ces développements visant à utiliser de manière optimale les interconnexions existantes, la réalisation ou le renforcement de lignes de transport sont envisagés. Les investissements pourraient s'élever à 100 milliards d'euros répartis sur dix ans pour les seuls ouvrages d'importance européenne. D'ores et déjà avec les interconnexions actuelles, on constate une harmonisation partielle des prix.

Pour se mettre en conformité avec le cadre communautaire, la France fait également évoluer son propre cadre réglementaire. Ainsi, la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME)

a réformé le marché français de l'électricité afin de concilier la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements. Elle a prévu en particulier un certain nombre d'étapes destinées à mettre en place un accès régulé à la base nucléaire, à mettre en cohérence progressive les tarifs réglementés de vente (TRV) avec le prix régulé d'accès à la base (ARENH)¹, puis à supprimer, au plus tard en 2015, les tarifs réglementés pour les entreprises grandes et moyennes (au-delà de 36 kVA)².

Pour faire face à la croissance de la pointe de consommation électrique, cette même loi prévoit la création d'un mécanisme de capacité. Les fournisseurs d'électricité devront acquérir des certificats de capacité de production ou d'effacement de consommation afin de prouver qu'ils peuvent satisfaire les besoins de consommation de leurs clients lors des périodes de pointe. Un décret en Conseil d'État doit en préciser les modalités d'application d'ici la fin du premier semestre 2012.

Trois questions méritent cependant d'être soulignées :

- le couplage des marchés permet sur les territoires concernés de bénéficier du prix le moins élevé (correspondant au coût de production de la dernière centrale appelée) et donc de maximiser le surplus collectif. Il peut néanmoins conduire dans un pays donné à un prix de l'électricité plus élevé que celui qui aurait résulté de la production nationale à ce moment précis. C'est le cas notamment de la Suède mais aussi de la France dans les périodes où des moyens nucléaires ou hydrauliques à bas coûts sont « marginaux » pour des raisons identiques : un coût national faible grâce à l'hydraulique et/ou au nucléaire. *A contrario*, lors des périodes de tension sur le système électrique national, le prix de marché français est plus faible avec couplage des marchés que sans couplage. Le couplage des marchés, s'il est optimal sur le plan collectif, induit des effets redistributifs entre producteurs et consommateurs d'un même pays (*voir encadré suivant*) et doit donc être examiné de manière attentive, en particulier pour les ménages les plus défavorisés. L'impact sur les consommateurs dépend toutefois de la manière dont sont fixés les tarifs finaux, notamment s'ils sont calés sur les prix du marché de gros ou sur les coûts moyens de production (comme c'est le cas en France, grâce à la loi NOME) ;

[1] ARENH : accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

[2] kVA : kilovoltampère.

- après une période de surcapacités, et comme l'a montré l'analyse de l'évolution du mix énergétique allemand présentée dans le chapitre précédent, l'Europe se trouve confrontée à un risque d'insuffisance d'investissements à long terme, aussi bien dans les réseaux que dans les moyens de production, capacités de pointe, mais aussi capacités destinées à prendre le relais des énergies intermittentes lorsque ces dernières ne fonctionnent pas. Comme l'a souligné le rapport du député Serge Poignant et du sénateur Bruno Sido¹, les centrales de production de pointe peinent à recouvrir leurs coûts fixes dans un marché dit « *energy-only* » (problème de « *missing-money* »). Le mécanisme de capacité introduit par la NOME vise à donner un cadre économique satisfaisant pour ces installations ainsi que pour les effacements de consommation ;
- enfin, l'apport des interconnexions en termes de sécurité d'approvisionnement et le développement des réseaux de transport et de distribution deviennent encore plus nécessaires à l'heure où les différents aléas météorologiques (température, vent, nébulosité) renforcent le besoin de mutualisation et de « respiration » européenne.

♥ Les bénéfices du couplage de marché

Comme l'illustre le graphique suivant, les flux générés aux frontières françaises avec l'Allemagne et la Belgique par le couplage des marchés ont permis de dégager en France un surplus collectif total, c'est-à-dire la somme des surplus du producteur et du consommateur, de 18,7 millions d'euros entre le 10 novembre et le 31 décembre 2010.

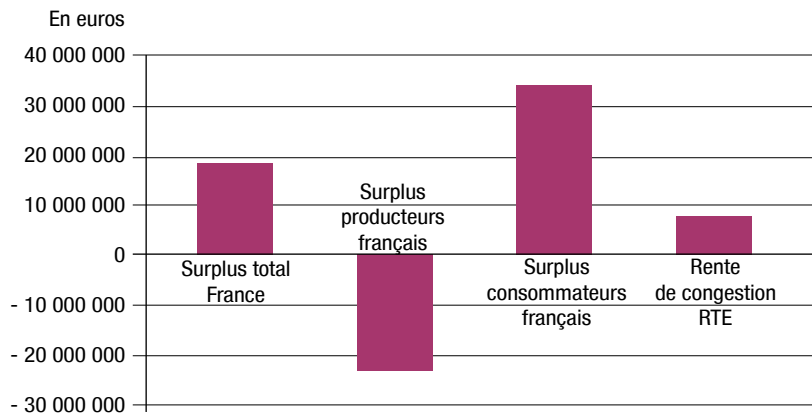
Ce surplus se décline en :

- une perte pour les producteurs français (- 23,2 millions d'euros) ;
- un gain pour les consommateurs français (34,2 millions d'euros) ;
- une rente de congestion perçue par RTE, contribuant entre autres à faire diminuer le tarif d'utilisation du réseau (7,8 millions d'euros) et donc à augmenter le surplus collectif.

Le gain des consommateurs indique que les flux aux frontières ont permis de diminuer le prix moyen en France sur la période concernée.

[1] Poignant S. et Sido B. (2010), *La maîtrise de la pointe électrique*, rapport au ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, avril.

Surplus généré par le couplage CWE entre le 10 novembre et le 31 décembre 2010



Source : CRE

2.4. Les évolutions contrastées de l'industrie du raffinage, entre pays occidentaux et pays émergents

Une étude intitulée « Raffinage 2030 » réalisée par l'IFPEN a permis de déterminer ce que pourrait être l'équilibre offre/demande mondial en produits pétroliers et d'apporter un éclairage sur le type et la localisation géographique des investissements nécessaires en raffineries.

Cette étude met en évidence les résultats suivants :

- une réduction des capacités de raffinage en Europe et en Amérique du Nord, reflet du recul de leur consommation de carburants. Cette réduction est la conséquence des nouvelles réglementations en matière d'émissions des véhicules neufs et d'incorporation de biocarburants ;
- un déplacement des investissements de raffinage vers l'Asie, le Moyen-Orient et l'Amérique du Sud. L'activité de raffinage se déplace vers les pays émergents, (demande forte en produits raffinés) et vers les grands pays producteurs de brut ;
- le maintien de l'inadéquation du raffinage à la structure de la demande en Europe. Ses excédents d'essence pourraient continuer à satisfaire une partie de la demande américaine, avec des importations nettes de gazole de la CEI pour combler son déficit. Cependant, d'autres zones géographiques

(principalement Moyen-Orient et Afrique) risquent de concurrencer les exportations européennes d'essence, d'où une interrogation majeure sur la pérennité de ce débouché à l'exportation ;

- un impact significatif de la contrainte des quotas d'émissions de CO₂ en Europe (et aux États-Unis si mise en place). Cette contrainte, modélisée sous la forme d'une « taxe forfaitaire » appliquée à ces seules régions, induit un phénomène de CO₂ *leakage* vers des zones qui n'y seraient pas soumises, mais sans diminution des émissions globales du secteur au niveau mondial ;
- le caractère structurant des futures spécifications mondiales sur la teneur en soufre des fiouls de soutes pour l'avenir du raffinage, en particulier en Europe. En effet, dans l'hypothèse où la contrainte ne serait pas assurée par la désulfuration des fumées sur les navires ou le développement de « carburants » alternatifs (GNL, etc.), ces spécifications requièrent de maintenir des investissements élevés en hydroconversion de résidus.

Pour ces différentes raisons, la question du maintien en activité des raffineries les moins performantes se posera en particulier en Europe, tant qu'elles ne pourront pas atteindre une rentabilité suffisante pour financer les investissements nécessaires.

3 ■ Des déterminants et des incertitudes propres à la France pèsent également sur ses perspectives énergétiques

Dès 2005, la France s'est engagée à diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre dans la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (loi POPE). Elle l'a confirmé dans la loi du 3 août 2009 relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Le Grenelle de l'environnement, puis le paquet climat-énergie, adopté sous la présidence française de l'UE en 2008, ont fixé trois objectifs à l'horizon 2020 :

- une part des énergies renouvelables de 23 % dans la consommation d'énergie finale ;
- une réduction des émissions de 14 % sur le non-ETS par rapport aux émissions de 2005 et de 21 % dans le secteur ETS ;
- sans que l'objectif soit contraignant au niveau européen, la France s'est engagée dans une démarche d'amélioration d'au moins 20 % de son efficacité énergétique, confirmée par le Plan national d'action pour l'efficacité énergétique publié le 16 décembre 2011.

Un certain nombre d'incertitudes demeurent cependant. La première et probablement la plus importante réside dans les objectifs mêmes de réduction de nos émissions de gaz à effet de serre. Le lecteur pourra consulter sur ce point les travaux menés sous la direction du professeur Christian de Perthuis sur les trajectoires possibles de réduction de nos émissions jusqu'à 2050¹. Le rapport expose dans le détail la problématique d'un rehaussement de 20 % à 30 % de l'objectif de réduction des émissions de l'Union européenne à l'horizon 2020. L'arbitrage qui pourrait être pris sous présidence danoise au cours du premier semestre 2012 est bien entendu important, non seulement pour l'ensemble des acteurs de la politique énergétique mais aussi pour tous les acteurs économiques dans leurs choix quotidiens. L'instauration d'un prix du carbone dans l'ensemble de l'économie est présentée comme une condition nécessaire à l'atteinte d'objectifs ambitieux.

La contrainte du financement du système énergétique sera traitée globalement au chapitre 4 : seuls les besoins des réseaux seront analysés dans ce chapitre.

3.1. La nécessaire maîtrise de la demande

L'évolution de la demande est évidemment cruciale dans le dimensionnement de l'offre. Dans ce cadre, le ministère de l'Écologie et du Développement durable a mené tout au long du second semestre 2011 une table ronde nationale sur l'efficacité énergétique, qui a abouti au programme d'action précité comprenant 27 mesures concrètes pour accélérer les économies d'énergie. Au total, la politique nationale en faveur de l'efficacité énergétique doit permettre une diminution des consommations à l'horizon 2020 comprise entre 19,7 % et 21,4 %. Cela représente l'équivalent de la consommation annuelle de 16 millions d'habitants.

Seules la mise en œuvre de toutes les solutions efficaces et une recherche continue de solutions énergétiques performantes permettront la transition vers une société économe en énergie et sobre en carbone. Le Grenelle de l'environnement fixe des objectifs de baisse de la demande dans différents secteurs, que nous ne détaillerons pas ici : le résidentiel-tertiaire et le transport méritent cependant une attention particulière.

[1] Centre d'analyse stratégique [2012], *Trajectoires 2020-2050 vers une économie sobre en carbone*, rapport du comité présidé par Christian de Perthuis, Paris, La Documentation française.
www.strategie.gouv.fr/content/trajectoires-2020-2050-vers-une-economie-sobre-en-carbone-rapport.

Le résidentiel-tertiaire

Le résidentiel-tertiaire représente 42 % de la consommation d'énergie finale en France. On peut distinguer deux types de besoins avec des problématiques bien différentes :

- les besoins thermiques que sont le chauffage et le refroidissement (62 % des besoins du résidentiel-tertiaire), l'eau chaude sanitaire et la cuisson (16 %). Ces consommations sont étroitement liées aux réglementations thermiques des bâtiments, tant pour les nouvelles constructions (RT 2012) que pour les anciennes, dont la rénovation, l'isolation, etc., sont des enjeux importants pour l'avenir¹. La réglementation en vigueur pour le bâtiment neuf, dite RT 2012, a été publiée en juillet 2010 et entre progressivement en vigueur d'ici le 1^{er} janvier 2013 où elle deviendra applicable à toutes les constructions. Elle pose une exigence de performance énergétique globale, établie à 50 kWh/m²/an en énergie primaire en moyenne, avec des variations notamment géographiques. La construction de bâtiments neufs est cependant marginale compte tenu du taux de renouvellement moyen du parc (environ 1 % par an). D'autant que la crise a considérablement réduit le rythme de construction. Ainsi, entre 60 % et 70 % du parc qui sera utilisé en 2050 est déjà construit en 2010. L'effort doit donc se concentrer sur la rénovation des bâtiments, y compris sur l'optimisation de leur système énergétique. Sur 30 millions de logements résidentiels existants, 58 % du parc ont été construits avant la première réglementation thermique de 1975. Les consommations y sont évidemment bien plus élevées que dans des logements récents (330 kWh/m²/an en moyenne pour les constructions d'avant 1975 contre 200 kWh/m²/an après 1975). Toute la question est donc de savoir comment financer ces rénovations, pour diminuer la demande du secteur résidentiel soit par une meilleure isolation, soit par la substitution des moyens de production de chaleur par des technologies plus performantes ;
- les besoins spécifiques (22 %), c'est-à-dire la consommation des usages qui ne peuvent utiliser d'autre source d'énergie que l'électricité (éclairage, appareils électroménagers, etc.). Ceux-ci tendent à augmenter : + 66 % entre 1990 et 2008.

Au total, la consommation d'électricité par habitant en France est une des plus élevées d'Europe. Le taux d'équipement des ménages en appareils ménagers

[1] La croissance de ces usages a été contenue (+ 5,4 % de 1990 à 2008), en dépit d'une croissance forte tant en résidentiel (+ 25 % de logements entre 1990 et 2008) qu'en tertiaire (+ 29 % de m² chauffés entre les mêmes dates).

n'est pas la principale raison. En effet, la France a décidé de considérablement développer le chauffage électrique. Ainsi, les consommations de pointe d'hiver augmentent bien plus vite que la consommation annuelle moyenne d'électricité. Ce recours massif au chauffage électrique, qui constitue une tendance spécifique à la France et qui est en grande partie responsable de la pointe associée à la consommation d'électricité, est crucial pour le dimensionnement du parc électrique. Notons cependant que le chauffage électrique est modulable – voire effaçable – dès lors que la tarification est incitative et l'isolation du logement satisfaisante. Ce n'est donc pas fatalement un usage de pointe.

Le transport

Le transport représente 31 % de la consommation d'énergie finale. En 2010, il représente 70,6 % de la consommation énergétique des produits pétroliers en France.

La consommation de ce secteur a longtemps augmenté pour se stabiliser à partir de 2002 autour de 48 Mtep. Le nombre de ménages motorisés n'a eu de cesse d'augmenter mais dans une moindre mesure depuis 2000 : 70,8 % de ménages motorisés en 1980, 76,8 % en 1990, 80,3 % en 2000, 83,5 % en 2010. De plus, la réglementation sur les consommations unitaires s'est durcie : la hausse du taux d'équipement des ménages a en partie été compensée par une amélioration des performances des véhicules. La crise a conduit à un fort décrochage des consommations, notamment lié au ralentissement du secteur de transport de marchandises.

La demande de transport est liée à l'offre de transports en commun et aux réglementations urbaines imposées mais est également dépendante des réglementations imposées par la Commission européenne aux constructeurs. De plus, un renchérissement des prix des énergies aurait un impact non négligeable sur la demande de transport. Si, à court terme, les ménages possèdent une marge de manœuvre restreinte (élasticité-prix de la demande de carburant faible, voisine de $-0,25$ à $-0,35$), l'élasticité de long terme est bien plus importante ($-0,6$ à $-0,7$)¹. Pour les marchandises, les élasticités de long terme sont de l'ordre de $-0,2$ à $-0,3$.

[1] Calvet L. et Marical F. [2011], « Consommation de carburants : effets des prix à court et à long termes par type de population », *Études et Documents*, n° 40, avril.

3.2. L'exigence de sûreté : un préalable absolu au fonctionnement des centrales nucléaires

L'accident de Fukushima nous rappelle que le risque zéro n'existe pas. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), qui est une autorité administrative indépendante, souligne pour sa part, et depuis sa création, qu'il est impossible de garantir qu'il n'y aura pas d'accident nucléaire dans notre pays, tout en ajoutant que cette probabilité est faible et qu'elle cherche à la réduire. Son rôle consiste à vérifier que les installations nucléaires sont sûres et à les arrêter en cas de doute.

De manière plus précise, le 3^e réexamen de sûreté décennal des réacteurs de 900 MWe est en cours. En 2009, l'ASN a émis un avis favorable sur les aspects génériques de la poursuite d'exploitation de ces réacteurs jusqu'à 40 ans après leur première divergence (*voir encadré en début de chapitre*). Un examen spécifique à chaque tranche est néanmoins nécessaire à l'issue de sa troisième visite décennale : il a conduit l'ASN à approuver la poursuite de l'exploitation de Tricastin 1, puis de Fessenheim 1. Ces prises de position sont toutefois accompagnées de plusieurs prescriptions supplémentaires : EDF devra par exemple renforcer le radier du réacteur de Fessenheim 1 avant le 30 juin 2013, afin d'augmenter sa résistance au corium en cas d'accident grave avec fusion du cœur et percement de la cuve. Il devra également installer avant le 31 décembre 2012 des dispositions techniques de secours permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide.

L'examen des résultats des visites décennales d'un certain nombre d'autres réacteurs est en cours. Jusqu'à présent, l'ASN n'a identifié aucune raison particulière la conduisant à demander l'arrêt de l'un des réacteurs pour des questions liées à la sûreté.

À la suite de l'accident de Fukushima, des évaluations complémentaires de sûreté ont été menées par les exploitants, sur prescription de l'ASN, afin d'évaluer le comportement des installations confrontées à des situations hors dimensionnement (séisme, inondation, autres phénomènes naturels extrêmes, perte des alimentations électriques et du refroidissement, gestion de situations accidentelles graves sur les installations, etc.) et de déterminer les améliorations potentielles à apporter. Ces évaluations ont donné lieu à un certain nombre d'expertises : le lecteur pourra les trouver sur les sites

Internet de l'IRSN et de l'ASN¹. Après examen de leur contenu, l'Autorité de sûreté nucléaire a rendu ses conclusions le 3 janvier 2012. Elle estime que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant et ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que, au-delà des marges de sûreté dont ces installations disposent déjà, la poursuite d'exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais leur robustesse face à des situations extrêmes. L'ASN devait imposer dans les semaines suivantes les prescriptions complémentaires appropriées.

Ainsi, le processus d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) est en cours d'instruction. Des mesures techniques permettant de répondre à certaines des prescriptions envisagées sont connues (les diesels de secours, par exemple, ou les bâtiments « bunkerisés » pour le noyau dur, dont le coût a été évalué par EDF entre 40 et 60 millions d'euros par diesel, et à environ 100 millions d'euros par bâtiment bunkerisé). D'autres mesures restent à préciser (par exemple, pour la source froide de secours qui est envisagée dans le noyau dur). Par conséquent, le coût total de ces mesures ne peut être aujourd'hui précisément quantifié. EDF l'a toutefois évalué en première analyse à 10 milliards d'euros, dont 5 milliards étaient déjà prévus dans le cadre du programme pour la prolongation de la durée d'exploitation du parc à 60 ans (par exemple, les diesels supplémentaires). Il faut noter que pour les mesures déjà envisagées dans le cadre de ce programme, l'ASN imposera que leur réalisation soit anticipée (par exemple, dans le cas des diesels, EDF envisageait leur déploiement lors des visites décennales à partir de 2019 ; l'ASN pourrait demander que tous ces diesels soient installés avant 2018). Ainsi, l'essentiel des dépenses consécutives aux ECS devrait se concentrer sur la présente décennie. En retenant une hypothèse d'investissement d'1 milliard d'euros par an sur dix ans, l'impact sur le coût de production serait de l'ordre de 2,5 €/MWh sur cette période.



L'avis de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté

L'ASN a rendu public le 3 janvier 2012 son rapport sur les ECS menées à la suite de l'accident de Fukushima. Le texte qui suit correspond au communiqué de presse de l'ASN que le lecteur trouvera sur son site Internet² de même que l'intégralité de son avis.

(1) IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire) : www.irsn.fr ; ANS : www.asn.fr.

(2) www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2012/Rapport-de-l-ASN-sur-les-evaluations-complementaires-de-surete-ECS.

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

L'ASN va donc imposer aux exploitants un ensemble de dispositions et renforcer les exigences de sûreté relatives à la prévention des risques naturels (séisme et inondation), à la prévention des risques liés aux autres activités industrielles, à la surveillance des sous-traitants et au traitement des non-conformités. Ainsi,

- **l'ASN va imposer la mise en place d'un "noyau dur" de dispositions matérielles et organisationnelles** permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes, pour toutes les installations concernées par le rapport ECS. Les exploitants devront proposer à l'ASN avant le 30 juin 2012 le contenu et les spécifications du "noyau dur" propre à chaque installation ;
- **l'ASN va imposer la mise en place progressive, à partir de cette année, de la "force d'action rapide nucléaire (FARN)"** proposée par EDF, dispositif national d'urgence rassemblant des équipes spécialisées et des équipements permettant d'intervenir en moins de 24 heures sur un site accidenté ;
- **l'ASN va imposer la mise en place de dispositions renforcées visant à réduire les risques de "dénoyage" du combustible** dans les piscines d'entreposage des différentes installations ;
- **l'ASN va imposer la réalisation d'études de faisabilité de dispositifs supplémentaires de protection des eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave** dans les centrales nucléaires ou les installations de La Hague ;
- l'ASN considère que les facteurs sociaux, organisationnels et humains sont un élément essentiel de la sûreté. **L'ASN restera donc attentive au renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants.** En particulier, l'ASN considère que la surveillance des sous-traitants intervenant dans les installations nucléaires ne doit pas être déléguée par l'exploitant quand elle concerne des interventions importantes pour la sûreté ;
- en outre, l'ASN a préparé, en relation avec les ministères chargés de la sûreté nucléaire, un projet d'arrêté fixant les règles générales relatives aux

installations nucléaires de base qui apportera une contribution importante à l'amélioration de la sûreté. **L'ASN recommande que cet arrêté soit signé au plus vite ;**

- enfin, sur la base du retour d'expérience approfondi de l'accident de Fukushima, **l'ASN renforcera les référentiels de sûreté des installations nucléaires**, en particulier sur les aspects "séisme", "inondation" et "risques liés aux autres activités industrielles".

Le rapport de l'ASN sera transmis par le Premier ministre au président de la Commission européenne comme rapport de la France sur les tests de résistance décidés par le Conseil européen des 24 et 25 mars 2011. Les rapports des différents États européens seront soumis à un processus de revues croisées ("**peer review**"), dont le déroulement est prévu de janvier à juin 2012.

L'ASN veillera à tirer toutes les conséquences des résultats de ce processus. Elle continuera à participer activement à l'ensemble des analyses entreprises dans le monde pour mieux comprendre l'accident de Fukushima et en tirer les enseignements. L'ASN attachera une vigilance particulière au suivi de la mise en œuvre de l'ensemble des prescriptions qu'elle aura édictées, ainsi qu'à la prise en compte des nouveaux référentiels qu'elle aura approuvés. À partir de l'été 2012, elle présentera périodiquement l'avancement de l'ensemble de ces actions ».

Les réacteurs d'EDF pourront-ils pour autant fonctionner pendant 60 ans ? En 2010, EDF a annoncé qu'elle envisageait d'étendre la durée de fonctionnement de son parc nucléaire à 60 ans. En réponse, l'ASN a demandé que l'exploitant déploie un programme d'études visant à :

- garantir la conformité des réacteurs, notamment par l'examen des composants non remplaçables pour lesquels l'exploitant devra fournir la preuve de leur tenue dans le temps. L'ASN estime en effet que, si elle était autorisée, la poursuite d'exploitation des réacteurs au delà de 40 ans nécessiterait une surveillance renforcée des équipements non remplaçables (cuve et enceinte de confinement) ;
- améliorer le niveau de sûreté des réacteurs.

Sur ces deux sujets, l'ASN attend des propositions ambitieuses de la part d'EDF. L'ASN a en particulier demandé que ces études de réévaluation soient menées en regard des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs, tels que l'EPR, et tiennent compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

L'ASN prendra position de manière générique sur la poursuite d'exploitation, une fois que les études listées ci-dessus par palier de réacteurs auront été examinées, puis de manière spécifique, pour dix ans, réacteur par réacteur un an après leur visite décennale.

La demande d'une réévaluation de sûreté des réacteurs en regard de la sûreté de l'EPR reflète une ambition forte. L'EPR bénéficie, en effet, de trois caractéristiques majeures :

- une protection renforcée contre les agressions externes ;
- une redondance augmentée des fonctions de sûreté dont la séparation et la protection sont accrues ;
- la prise en compte des accidents graves dans le dimensionnement du réacteur : enceinte renforcée, apportant une grande autonomie sans rejets en cas de fusion du cœur, conception évitant l'endommagement de l'enceinte par risque hydrogène, récupérateur de corium... Il est à noter que ces dispositifs sont passifs.

La prolongation de la durée d'exploitation implique des investissements non négligeables de jouvence qui, comme le rapporte la Cour des comptes, pourraient correspondre à un coût de l'ordre de 55 milliards d'euros, soit environ 950 millions d'euros par réacteur, y compris les premières mesures de renforcement de la robustesse des réacteurs à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Toutefois, les prescriptions que prendra l'ASN ne sont pas précisément connues à ce jour, tant pour ce qui concerne les suites des évaluations complémentaires de sûreté que la poursuite d'exploitation au-delà de 40 ans, ces deux processus étant en cours d'instruction. Par conséquent, ces chiffres doivent être considérés comme une première évaluation.

La question de la sûreté des centrales nucléaires se pose également dans les autres pays. En 2010, l'Autorité de sûreté nucléaire française, en liaison avec 16 de ses homologues européens, a proposé des objectifs de sûreté pour les nouveaux réacteurs électronucléaires construits en Europe, qui doivent servir de référence pour les réévaluations de sûreté périodiques. Il appartient cependant à chaque Autorité de sûreté de juger de leur mise en œuvre sur leur territoire. L'ASN estime pour sa part que l'EPR répond à ces nouveaux critères, qui seront prochainement révisés pour prendre en compte les enseignements de Fukushima.

3.3. Des technologies prévisibles à l'horizon 2030, incertaines au-delà

La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) publiée en 2009 a pour horizon 2020, avec une étape intermédiaire en 2012, de sorte que les technologies envisageables sont bien connues. Par définition, les découvertes scientifiques et les ruptures technologiques sont imprévisibles. Néanmoins, dans les secteurs capitalistiques, la durée nécessaire à la diffusion massive d'une innovation envisagée en laboratoire permet d'avoir une vision assez fiable à court et moyen terme.

Le mix électrique futur d'un pays dépendra, aux différents horizons de temps considérés, des technologies disponibles, ou plus exactement des technologies qui seront matures. Sous cette notion se cachent trois réalités bien distinctes qui expliquent que le choix d'un mix électrique peut varier beaucoup d'un pays à l'autre : la faisabilité technique, la rentabilité économique et enfin l'acceptation par la population. Si l'on peut considérer que, sauf entrave à la diffusion technologique, la faisabilité est la même d'un pays à l'autre ce qui conduit les industriels à développer des avantages exportables dans le monde entier, en revanche, les conditions de rentabilité et d'acceptation sociale peuvent varier fortement d'un territoire à l'autre. Certains pays auront tendance à privilégier un mix exploitant leurs ressources naturelles, qu'il s'agisse d'énergies fossiles, de potentiels hydrauliques ou de conditions de vent ou d'ensoleillement, etc. Les débats et concertations locales peuvent enfin modifier les contraintes auxquelles sera soumis le déploiement d'une nouvelle technologie.

À un terme que la plupart des experts interrogés situent au-delà de 2030, le mix électrique que nous connaissons pourrait être bouleversé par l'apparition de deux technologies majeures :

- le stockage de l'électricité : la recherche de la batterie sûre, peu chère, avec une grande autonomie et une longue durée de vie qui permettrait de stocker de grandes quantités d'électricité et de les restituer au réseau est toujours en cours et le sera encore vraisemblablement pendant de longues années. Des sauts technologiques considérables sont en effet indispensables pour aboutir à la rentabilité économique. C'est néanmoins un enjeu majeur pour les marchés de l'électricité. Avant 2030, les technologies économiquement matures comprennent le stockage hydraulique (réserves gravitaires et STEP¹), qui peut encore être développé en France, bien que de manière

[1] Station de transfert d'énergie par pompage.

modeste. Le stockage à air comprimé présent en Allemagne mériterait d'être étudié, même si ses possibilités de développement en France semblent limitées. Le stockage électrochimique (batterie) à grande échelle relève actuellement de la démonstration ou de situations particulières (systèmes isolés, autonomes). Côté consommation, il est possible d'avoir recours dès aujourd'hui à des moyens de stockage thermique (ballon d'eau chaude, amélioration de l'inertie thermique du bâtiment). À plus long terme, d'autres moyens de stockage sont envisageables à une échelle plus ou moins importante, tels que les matériaux à changement de phase. La production d'hydrogène par électrolyse, suivie ou non de la méthanation du CO₂ capté par ailleurs, pour résorber les excédents des énergies intermittentes, est fréquemment évoquée mais doit encore faire la démonstration de sa faisabilité économique (coûts d'investissement élevés, faibles rendements de la chaîne : ce point est développé dans le chapitre suivant) ;

- le captage et stockage du CO₂ (CSC) : selon l'AIE, même à l'horizon 2035, la part des énergies fossiles dans la consommation mondiale d'énergie primaire devrait être de l'ordre de 75 %. À lui seul, selon ces mêmes estimations, le charbon pourrait encore assurer 40 % de la production mondiale d'électricité. La maîtrise des technologies de CSC devient dès lors cruciale pour la lutte contre le changement climatique. Tous les acteurs consultés par la commission pensent cependant qu'un développement industriel de cette technologie n'est guère envisageable avant 2030 : l'effort doit donc être porté sur la recherche mais aussi sur la réalisation de démonstrateurs. Un prix durablement élevé du CO₂ est pour cela indispensable.



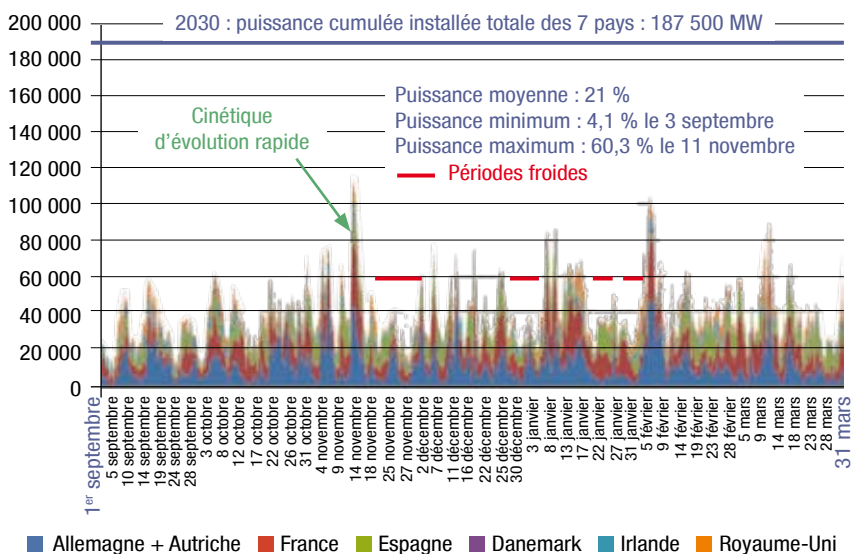
Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest Quelles compensations espérer entre pays ?¹

L'éolien est par nature une énergie intermittente, correctement prévisible à court terme (quelques jours à quelques heures) mais peu prévisible sur des bases mensuelles et saisonnières. L'obligation d'ajuster en permanence la production d'électricité pour l'accorder à la consommation instantanée est impérative. À moyen terme, elle suppose une planification des productions des réseaux européens interconnectés et la mise en place de centrales de secours, fonctionnant à temps très partiel. L'Europe est cependant soumise à des régimes climatiques divers, éventuellement complémentaires, ce qui doit

[1] Cet encadré a été réalisé par Hubert Flocard et Jean-Pierre Perves (Sauvons le Climat).

atténuer l'ampleur de l'intermittence de l'éolien pays par pays. Pour évaluer cet impact, les productions éoliennes horaires de l'hiver 2010-2011 de sept pays, qui représentent un bon échantillonnage de l'Europe de l'Ouest¹, ont été enregistrées heure par heure. La contribution éolienne 2030 de chaque pays a ensuite été établie en affectant à la production réelle 2010-2012, à climat équivalent, un coefficient correspondant au ratio des puissances prévues en 2030², relatif à un scénario éolien renforcé, à celles opérationnelles fin 2010. Le foisonnement obtenu est ainsi optimisé et fonction du poids respectif de chaque zone climatique en 2030. La courbe ci-dessous présente par empilement le cumul des productions éoliennes en MW, sur six mois d'hiver, qu'obtiendraient les sept pays pour une puissance éolienne totale triple de l'actuelle [187 500 MW au lieu de 65 000].

Production éolienne européenne (sur sept pays) en 2030 (en MW)



Source : Sauvons le Climat

[1] MW fin 2010 : Allemagne + Autriche 28 200, Espagne 20 700, France 5 700, Danemark 3 800, Irlande 1 430, UK 5 200.

[2] MW fin 2030 : Allemagne + Autriche 60 000, Espagne 30 000, France 53 000, Danemark 4 500, Irlande 10 000, UK 30 000.

Un examen détaillé de cette figure montre que le foisonnement, réel, est cependant limité. La fluctuation de la puissance reste très marquée. Les puissances minimales et maximales correspondent respectivement à 4 % et 60 % de la puissance totale installée P_n . La puissance moyenne, limitée à 21 % de P_n , est sans doute sous-évaluée d'environ 5 %, l'éolien *offshore* étant encore peu pris en compte. De manière plus précise, on observe :

- des épisodes globaux de faible puissance éolienne, moins de 15 % de P_n , apparaissant par grands froids durant une à deux semaines (anticyclones : en rouge sur la figure) ;
- des épisodes d'évolution brutale des puissances (4 % de la puissance totale/heure, soit 8 000 MW/h, en vert sur la figure). Une variation de puissance éolienne de 75 000 MW est ainsi possible en une journée, pour une puissance totale consommée de l'ordre de 200 000 MW, tous moyens de production inclus, sans compensation efficace possible par des stockages d'électricité et des réseaux transfrontaliers ;
- une puissance « garantie », sur laquelle on peut compter, limitée à 5 % de P_n . Une puissance de secours très importante est ainsi requise, sans espoir d'une compensation notable du solaire, particulièrement en hiver.

Un examen des six mois d'été montre également des pénuries de production éolienne en situations anticycloniques, avec températures très élevées, le solaire pouvant cependant apporter une compensation partielle.

Un certain nombre d'autres technologies devraient connaître des évolutions (liste non exhaustive) :

- l'éolien terrestre est une technologie mature économiquement (avec dans des conditions favorables, des prix de revient moyens du kWh comparables aux prix actuels du marché européen). La France possède le deuxième gisement en éolien terrestre après le Royaume-Uni et un gisement notablement meilleur que celui de l'Allemagne qui a installé un parc terrestre de 27 GW. Le premier obstacle à son déploiement massif réside dans son acceptabilité locale. De plus, le caractère intermittent de la production suppose de prévoir des capacités de substitution qui délivreront de l'énergie lorsque les éoliennes ne fonctionneront pas. Une telle disposition nécessite des investissements supplémentaires difficilement chiffrables mais qui risquent d'augmenter avec le recours croissant aux éoliennes sur le réseau : les ressources mobilisables sur le réseau électrique européen équivalent en moyenne à environ 20 % de la puissance éolienne installée

mais peuvent chuter, certains jours, à moins de 10 % de celle-ci, ce qui nécessite de dimensionner convenablement les capacités de substitution (centrales thermiques, par exemple) ;

- l'éolien en mer – inexistant aujourd'hui en France – sera développé massivement dès 2015. Le gouvernement français a lancé le 11 janvier 2011 un appel d'offres pour des installations éoliennes en mer pour une puissance maximale de 3 000 MW réparties sur cinq zones. Ces parcs seront mis en service entre 2015 et 2020. Cet appel d'offres doit permettre d'ériger 500 à 600 éoliennes au large des côtes françaises, pour une puissance installée de 3 GW et une production annuelle d'énergie que l'on peut estimer à 9 TWh, soit environ 1,8 % de la production nationale actuelle. La feuille de route énergétique de la France prévoit le déploiement de 3 000 MW supplémentaires à l'horizon 2020. La taille des parcs – de 500 à 750 MW – permettra de mutualiser les coûts de raccordement. De plus, le temps annuel de fonctionnement de ces installations en mer est de l'ordre de 3 000 heures, à comparer à une durée de l'ordre de 2 200 heures pour des installations terrestres. Cette opération permettra d'apprécier l'évolution des coûts des éoliennes en mer et de déterminer dans quelle mesure ils peuvent se rapprocher de la parité réseau ;
- certaines améliorations et/ou sauts technologiques pourront modifier le marché éolien, et permettre aux acteurs industriels, voire à de nouveaux entrants, d'apporter des éléments à forte valeur ajoutée : ainsi en est-il de l'éolien flottant ou des éoliennes dites géantes, à plus de 10 MW. D'autres sauts technologiques pourraient autoriser un déploiement massif de l'éolien à des coûts proches de la parité réseau. D'autres innovations devraient également favoriser un important déploiement de l'éolien dans des conditions particulières de niche (insulaire, furtive, décentralisé, etc.). En complément, il faudra travailler fortement sur des barrières à lever, comme le renforcement de la prédictibilité et des prévisions, l'évolution nécessaire des cadres juridiques, institutionnels et de la réglementation ainsi que l'acceptabilité sociale ;
- la filière photovoltaïque est actuellement en forte évolution et les coûts des modules photovoltaïques baissent très rapidement depuis 2009. Cette baisse des prix constatés sur le marché pourrait conduire à un déploiement plus rapide du solaire photovoltaïque. Celle-ci ne peut cependant être attribuée entièrement à une phase d'apprentissage et de baisse effective des coûts : les surcapacités actuelles de la Chine perturbent en effet

fortement le marché et entraînent d'ailleurs la faillite d'un certain nombre de producteurs européens, allemands en particulier, mais aussi américains et chinois. Cette filière est d'ores et déjà compétitive dans les pays remplissant trois conditions : un fort ensoleillement, une pointe de la demande survenant durant les heures d'ensoleillement et un coût de production du mix électrique moyen élevé. Si ces conditions sont remplies dans certains pays de la Sun Belt, aucune d'entre elles n'existe en France. Le photovoltaïque n'est donc pas aujourd'hui une énergie compétitive en France et pèse lourdement sur la facture d'électricité des ménages. Les perspectives d'évolution des coûts à la baisse de cette énergie au cours des prochaines années pourraient conduire à l'atteinte de la compétitivité – même en France – à moyen-long terme : elles doivent cependant être confirmées ;

♥ La notion de parité réseau

La notion de parité réseau a été largement discutée, notamment lors de la concertation sur la filière photovoltaïque menée par Jean-Michel Charpin et Claude Trinck début 2011. Elle désigne le « point d'équilibre » à partir duquel on peut considérer que le service rendu par une filière est compétitif, sans subventions complémentaires. L'appréciation dépend donc du réseau qui accueille l'installation. Une filière comme le photovoltaïque en installation au sol peut donc être proche de la parité réseau dans certains endroits du monde, par exemple en Californie (région très ensoleillée et où les coûts de production et de transport par les moyens en place sont élevés), mais pas dans d'autres (les régions bénéficiant de coûts de production et de transport relativement faibles).

L'appréciation de la parité réseau est particulièrement difficile puisqu'elle ne se résume pas à une simple comparaison des coûts de production avec les prix de marché : il faut prendre en compte l'impact de l'installation sur le fonctionnement du réseau, les services qu'elle peut rendre au système électrique ou au contraire les moyens complémentaires que le système électrique doit mettre en œuvre pour accueillir sa production, etc. Lorsque le parc installé de la filière considérée devient conséquent, les effets induits sur le réseau (besoin de capacités de substitution, réserves d'exploitation) peuvent ne plus être négligeables.

- les applications des *smart grids* (ou réseaux « intelligents ») sont déjà une réalité, comme les « réseaux auto-cicatrisants » en distribution. D'autres peuvent permettre par exemple de jouer sur l'effacement de certaines

consommations dans le secteur résidentiel sous réserve de maîtriser les réseaux domiciliaires (régulation, programmation, capacité de dialogue avec l'extérieur) : elles font l'objet d'une expérimentation dans le cadre de règles transitoires sur le mécanisme d'ajustement. Le déploiement du compteur communicant « Linky » est de nature à faciliter le développement de telles applications ;

- l'évolution technologique à horizon 2030 doit permettre de disposer d'un nucléaire économique dans la durée, à la sûreté encore améliorée, ce qui est rendu possible par la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs actuels de génération 2 dont les performances sont graduellement remises à niveau en cohérence avec la sûreté de la génération 3 et par la construction en série de réacteurs de génération 3 (EPR). Il faut également préparer l'avenir en matière de réacteurs de génération 4¹ (en particulier les réacteurs à neutrons rapides au sodium, RNR). Selon les termes de la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, le stockage définitif des déchets ultimes les plus radioactifs (HA, MA-VL) devrait débuter en 2025 ;
- la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement par le biais de la cogénération ou de la microcogénération pourrait entraîner des gains énergétiques et réduire les émissions de CO₂, à condition que l'énergie primaire utilisée soit d'origine renouvelable ou que, dans le cas d'une utilisation d'énergies fossiles, la production d'électricité ne vienne pas en substitution d'une production à partir d'énergies décarbonées. Le gouvernement promeut la cogénération à partir de sources d'énergies renouvelables, notamment la biomasse, comme précisé dans l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

De plus, à l'horizon 2030, les énergies marines – actuellement non matures – pourraient se développer notablement et occuper une part du mix énergétique mondial. Certaines de ces énergies – énergie de la houle, des courants, des marées et énergie thermique des mers – font actuellement l'objet d'opérations de démonstration destinées à en vérifier la faisabilité technique et à les améliorer. Là encore, l'évolution des coûts sera le juge de paix.

[1] Un prototype de réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium (projet ASTRID) est à l'étude et sa mise en service est envisagée pour le début de la décennie 2020.

3.4. Accélérer la construction de nouvelles lignes électriques

Le but du système électrique français, et en particulier de son réseau, est de satisfaire convenablement, en interaction avec les systèmes voisins, la demande d'électricité en anticipant l'évolution de la consommation, des effacements et de la production. Les analyses menées par RTE, dans son bilan prévisionnel 2011 publié en juillet de la même année, montrent que pour atteindre cet objectif, pour bénéficier des capacités de production à la pointe d'autres pays (Pays-Bas, Suisse, Italie, Espagne, etc.) et pour permettre à nos voisins de bénéficier de nos excédents en heures creuses, il est souhaitable de construire plusieurs centaines de kilomètres de lignes électriques supplémentaires et de renforcer en particulier les connexions internationales. L'exemple actuel de l'Allemagne nous permet de mesurer toute l'importance du réseau : les lignes électriques ne sont pas suffisantes pour acheminer tout le courant produit par le parc éolien situé au nord de l'Allemagne vers les régions consommatrices du Sud, ce qui conduit à devoir arrêter les éoliennes, alors que la demande existe.

De manière plus précise, comme RTE le souligne dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France de 2011, trois défis devront être relevés pour accompagner les évolutions énergétiques :

- **le premier défi est géographique** : les nouvelles installations de production ne sont pas nécessairement situées à proximité des lieux de consommation, ce qui nécessite des adaptations du réseau pour transporter l'énergie produite. À titre d'illustration, l'analyse conduite en Allemagne par la DENA met en exergue la nécessité de créer environ 4 000 km de lignes THT supplémentaires pour accompagner l'insertion des énergies renouvelables. Ce besoin est confirmé au niveau européen par le plan décennal de développement du réseau de transport d'électricité publié par ENTSO-E, qui prévoit la création ou le renouvellement d'environ 20 000 km de lignes THT d'ici 2020 pour accueillir les énergies renouvelables. Il convient de rappeler qu'en France, dans les années 1980, le développement du réseau a connu une période de forte croissance pour accompagner le programme nucléaire. Les évolutions énergétiques à venir impliqueront donc aussi un développement du réseau de transport, mais avec des enjeux différents à cause des intermittences. RTE prévoit dans son schéma de développement décennal d'investir 10 milliards d'euros à l'horizon 2020 pour les principales infrastructures de transport : l'insertion de l'éolien *onshore* (objectif du Grenelle de l'environnement de 19 GW) représente environ 1 milliard d'euros et celui de l'éolien *offshore* (appel d'offres de

3 GW) environ 1 milliard d'euros également. À l'horizon 2030, un des scénarios du bilan prévisionnel envisage une baisse du nucléaire dans le mix énergétique, qui rendrait nécessaire en vingt ans un doublement des capacités d'interconnexion. Mais, au-delà de l'aspect financier – coût évalué à environ 350 millions par an pour les interconnexions –, c'est le rythme de construction de ces interconnexions et des nouvelles infrastructures qui pose problème. Pour des raisons d'acceptabilité, seuls 5 000 MW de capacité d'interconnexion ont été construits sur les vingt dernières années. Les investissements totaux du réseau de transport à l'horizon 2030 pourraient varier dans une fourchette de 36 à 44 milliards d'euros – ordre de grandeur qui nécessitera une hausse adaptée du tarif de réseau pour accompagner les investissements nécessaires selon les options, avec une différence de coût entre une option « tout souterrain » et une option « réutilisation des tracés existants » pour le 400 kV autour de 10 milliards d'euros supplémentaires ;

- **le deuxième défi est opérationnel** : l'insertion à une telle échelle d'énergie intermittente va conduire à modifier les modalités de gestion de la sûreté du système électrique. Le système électrique est aujourd'hui conduit pour gérer des aléas très divers sur la production et la consommation (chaque centrale de production peut être sujette à une panne subite ; la température influe directement sur la consommation de chauffage, la nébulosité sur l'éclairage en journée, les précipitations sur le niveau de remplissage des barrages, etc.). Les aléas significatifs à l'échelle du système électrique par leur ampleur, leur incertitude ou leur rapidité d'occurrence dimensionnent marges et réserves. À ce jour, l'intermittence de la production éolienne représente un aléa parmi d'autres. Progressivement, cet aléa devra être accompagné de modalités spécifiques, à l'instar du système IPES¹ instauré par RTE. Sous réserve d'une répartition géographique équilibrée, d'un développement adapté du réseau de transport et d'une évolution des modalités de gestion, les objectifs du Grenelle de l'environnement dans le système électrique français apparaissent réalisables. À l'aléa de consommation aujourd'hui déterminant – un degré de température sous les normales saisonnières entraîne, lors d'une vague de froid, une consommation supplémentaire de 2,3 GW – viendra s'ajouter l'aléa de production, provenant de la variabilité du vent. D'ores et déjà, des éléments de comparaison avec des pays tels que l'Espagne, qui ont connu un développement important de ce type

[1] IPES : insertion de la production éolienne et photovoltaïque dans le système électrique.

d'énergie, montrent la nécessité d'adopter des mesures spécifiques au sein du réseau de transport pour l'accueil, le raccordement, l'observation, la prévision, voire la commande, de ces nouvelles énergies. Compte tenu de leur forte variabilité, le gestionnaire de réseau de transport doit disposer des modalités de commande pour procéder aux effacements de production lorsque le besoin s'en fait sentir.

♥ L'intégration des EnR : le cas espagnol

À la fin de l'année 2010, les capacités éoliennes et solaires installées en Espagne s'élevaient à respectivement 20 GW et 4 GW ; l'énergie annuelle générée représente respectivement 16 % et 2,5 % de la consommation totale en 2010 [293 TWh]. Le record instantané de production en 2010, enregistré la nuit du 9 novembre à 3 h 15, est de 54 % de la consommation. Cette pénétration importante des énergies renouvelables a nécessité de la part du gestionnaire du réseau de transport, en 2010, principalement en période de creux de consommation¹, des effacements de production de l'ordre de 0,3 TWh, pour une durée annuelle de 220 heures.

Afin de respecter les objectifs prévus par les autorités espagnoles, dans le cadre du paquet climat-énergie adopté en 2008², les capacités EnR devraient doubler à l'horizon 2020 (capacité installée de 35 GW d'éolien et 11,5 GW de solaire) pour atteindre annuellement 31 % de la consommation. L'intégration toujours plus importante des EnR fait naître différents besoins qui vont s'amplifier dans la décennie à venir :

- un besoin croissant de réseau : les parcs éoliens étant situés à des endroits du territoire généralement éloignés des zones de consommation et des lignes électriques existantes, un développement important du réseau est nécessaire : 8 % des coûts de développement entre 2010 et 2020 en Espagne, soit environ 800 millions d'euros sur un total de 10 milliards d'euros, seraient directement liés à l'évacuation de puissance éolienne ou solaire et 47 %, soit 4,7 milliards d'euros, participent au moins pour partie à l'intégration des EnR (tout en répondant à d'autres problématiques) ;
- un besoin en services système (réglage dynamique de tension et de puissance) : les capacités des EnR à assurer les services système étant

[1] Le creux de consommation en Espagne s'élève à environ 20 GW, hors échanges et pompage.

[2] 20 % de réduction des gaz à effet de serre, + 20 % d'efficacité énergétique, 20 % d'EnR dans le mix énergétique.

limitées¹, ceux-ci doivent toujours être assurés par des unités thermiques classiques ;

- un besoin important de flexibilité des groupes thermiques : les EnR, intermittentes et non dispatchables, nécessitent en complément des groupes thermiques très flexibles. À titre d'exemple, en 2009, 56 % des démarrages de CCGT² ont duré moins de 24 heures avec, pour conséquence, un vieillissement plus rapide de ces matériels dû aux chocs thermiques fréquents. De plus, il est parfois nécessaire de conserver démarrées certaines unités peu flexibles (groupes charbon ou lignite), qui ne sont pas indispensables à l'équilibre offre-demande à tout instant.

Ces deux derniers points montrent qu'il est nécessaire de maintenir connecté en permanence un volume minimal de groupes thermiques, ce qui limite la puissance productible par les EnR (« *curtailment* »). Les études menées en Espagne à l'horizon 2020 montrent, selon les scénarios, que les volumes d'effacement de production nécessaires devraient atteindre de 1,1 à 6,8 TWh en 2020, pour une durée de 440 à 1 400 heures, soit près de 4 à 20 fois plus qu'en 2010. Le coût d'un térawattheure de *curtailment* est estimé entre environ 40 et 60 millions d'euros par an, selon les scénarios. La poursuite de la croissance des EnR entraînera une augmentation des effacements ou des exportations (d'où l'enjeu des interconnexions) et un retour sur investissement de plus en plus faible des nouveaux projets. L'atteinte des objectifs nécessitera probablement de nouvelles mesures incitatives, qui se traduiront *in fine* par une hausse des coûts de l'électricité.

- **le troisième défi est temporel**, car l'autorisation de création de nouvelles lignes nécessite parfois jusqu'à dix ans, en raison notamment de la très mauvaise acceptabilité de tels projets par le public. Ainsi, le ministre fédéral allemand de l'économie et de la technologie souhaite accélérer la mise en place des lignes THT nécessaires pour favoriser le développement des renouvelables et vient de présenter un projet de loi sur l'accélération du développement du réseau (*Netzausbaubeschleunigungsgesetz* – NABEG).

[1] Les éoliennes récentes installées sur le réseau de transport peuvent fournir ou absorber du réactif mais ne permettent pas de réglage dynamique de tension. Concernant la régulation de puissance, techniquement possible à la baisse mais également à la hausse dans certaines conditions (situation préalable d'effacement), le gestionnaire de réseau de transport et les producteurs EnR étudient de nouvelles spécifications afin que les machines y contribuent.

[2] Le sigle CCGT (pour « *Combine Cycle Gas Turbine* », en français « centrale à cycle combiné ») désigne une centrale thermique qui associe deux types de turbines : turbine à gaz et turbine à vapeur.

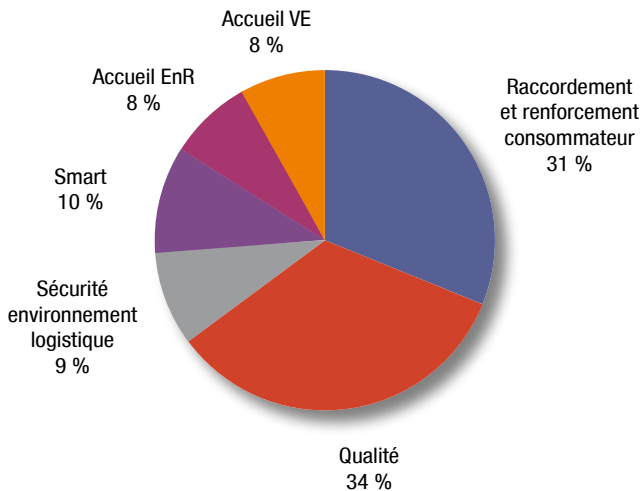
Il prévoit de réduire le nombre d'échelons administratifs concernés en permettant aux autorités compétentes de se concentrer sur leurs tâches principales. Des procédures formalisées seront déléguées aux gestionnaires de réseau. Cette loi simplifierait de manière significative le régime des procédures d'autorisation des lignes électriques. Un régime uniforme d'autorisation serait ainsi introduit pour réduire le temps d'approbation des lignes 110 kV aériennes et souterraines. L'objectif des pouvoirs publics en Allemagne est de réduire à quatre ans les délais d'instruction. Ce projet de loi pourrait cependant être interprété par certains Länder comme une remise en cause de leur compétence et se heurter à l'opposition du Bundesrat. Toutefois, certaines mesures de simplification ont été adoptées début 2011 (amendement EnLAG). Conscient des difficultés entraînées par ces délais, la Commission européenne suggère dans son « paquet infrastructures » de les réduire à trois ans. Si des dispositions peuvent être prises afin de simplifier le processus d'autorisation, la principale cause des délais particulièrement longs constatés sur ces projets reste leur très mauvaise acceptabilité par le public, qui pourra être améliorée par des concertations plus efficaces et mieux ciblées sur les inquiétudes des citoyens ainsi que par des mesures compensatoires mieux adaptées.

En tout état de cause, il conviendra aussi de prendre en compte les problèmes régionaux de congestion, de sûreté et de stabilité du système électrique qui se poseraient si le parc de production devait connaître une des évolutions structurelles importantes envisagées dans les différents scénarios étudiés par la commission. La question de la localisation des déclassements et le calendrier de mise en service des nouveaux moyens de production auront notamment une importance majeure sur l'évolution de la structure du réseau de transport. En effet, l'absence de technologie de stockage à la hauteur des besoins fait du réseau de transport l'outil de flexibilité nécessaire pour concilier des zones de production et de consommation qui ne coïncideront ni dans l'espace ni dans le temps. Par son maillage et sa capacité à permettre le foisonnement de plusieurs aléas, climatiques ou de production, le réseau de transport apporte une réponse adaptée au moindre coût pour la collectivité, en diminuant les marges de sécurité, à condition toutefois que les lignes électriques nécessaires soient construites.

Les réseaux de distribution devront également s'adapter afin de permettre le raccordement d'installations de production décentralisée (95 % de la puissance

photovoltaïque et éolienne installée en France se trouve actuellement sur le réseau de distribution), de moderniser les infrastructures existantes et de tenir compte des nouveaux usages de l'électricité (pompe à chaleur¹ notamment). Afin de remplir ces objectifs, les investissements dans ces réseaux devraient s'élever d'ici 2030 à une centaine de milliards d'euros (entre 99 et 111 milliards d'euros selon ERDF, en fonction des hypothèses) suivant la répartition indiquée dans le schéma ci-dessous. Une dépense de 15 milliards d'euros dans les réseaux intelligents permettrait ainsi, toujours selon ERDF, de répondre aux différents scénarios de développement des énergies renouvelables et des véhicules électriques. La première brique de ces systèmes intelligents réside dans le déploiement du compteur intelligent.

♥ Répartition des dépenses prévisionnelles pour le réseau de distribution (2010-2030)



Source : ERDF

[1] Une pompe à chaleur (PAC) permet, grâce à une source d'énergie complémentaire, de transférer la chaleur du milieu le plus froid vers le milieu le plus chaud.

3.5. Un tissu industriel français à développer en lien avec la politique énergétique

Les filières énergétiques

Après avoir investi fortement dans l'hydroélectricité au début des années 1950, la France a engagé vingt ans plus tard un programme massif d'équipement électronucléaire. Son savoir-faire en nucléaire civil lui a apporté un rayonnement international, illustré par ses centres de recherche actifs et reconnus, ses industries présentes au plan international sur différents segments de la chaîne de valeur, et de nombreux emplois (évalués à 125 000 emplois directs et 115 000 indirects¹). Les acteurs français sont principalement au nombre de trois, chacun sur un maillon spécifique de la chaîne de valeur : le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) pour les activités de recherche, AREVA pour l'amont (19 % des parts du marché mondial) et l'aval du cycle de l'uranium et la construction de centrales (26 % des parts de marché), EDF pour l'exploitation et la maintenance des centrales (19 % des parts de marché). EDF exploite 72 GWe, soit trois fois la capacité exploitée par le second acteur (Rosenergoatom Consortium). L'industrie française du cycle, et plus particulièrement du recyclage, est en position de leader mondial de par sa technologie et ses capacités de production (usines de La Hague, dans le Cotentin, avec de l'ordre de 5 000 emplois directs, et usine de fabrication de combustible de Melox, dans le Gard). Cette industrie dispose du soutien très dynamique d'une des principales forces de R & D au monde dans ce domaine, alliant le CEA, l'IRSN, le CNRS, l'ANDRA² et les forces de R & D propres aux industriels.

L'avenir de l'industrie des EnR doit être regardé plus dans le détail. En effet, la France n'a pas réussi jusqu'à présent à développer des filières industrielles et doit importer des équipements pour répondre aux objectifs sur les EnR fixés par le Grenelle de l'environnement. Ses exportations d'équipements régressent, contrairement aux autres pays européens : en moyenne les pays européens ont vu leurs exportations sur les énergies renouvelables augmenter de + 35 % sur les technologies renouvelables entre 2006 et 2009 (Allemagne et Autriche : + 30 % ; Espagne : + 78 % ; nouveaux États membres : + 44 %). Ainsi, ces chiffres relatifs nous alertent sur la faiblesse de l'industrie française dans le domaine des renouvelables. Cette capacité de la France à répondre à son

[1] Évaluation de PWC [PricewaterhouseCoopers]. Par ailleurs, PWC ajoute à ces chiffres 170 000 emplois induits, résultant des dépenses des employés directs et indirects.

[2] ANDRA : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs.

besoin intérieur et à exporter est pourtant déterminante dans les retombées économiques, en termes de croissance et d'emplois.

Pour autant, cette situation n'est pas immuable. La France possède tous les atouts scientifiques, technologiques et industriels pour développer des filières capables de fournir le marché intérieur et d'exporter. Elle peut ainsi se targuer de posséder un savoir-faire reconnu dans l'ingénierie parapétrolière, aéronautique, etc., ce qui lui donne un avantage dans l'éolien *offshore*. Elle excelle également dans la filière hydraulique : même si le potentiel français est très largement exploité, de nombreux marchés sont encore ouverts dans les pays d'Asie ou d'Afrique. Dans la filière solaire, les compétences acquises dans la construction de centrales thermiques pourraient être mises à profit dans le solaire thermique à concentration. Une industrie du photovoltaïque pourrait trouver sa place en France, d'autant que la recherche dans ce domaine est reconnue comme l'une des meilleures. Néanmoins, le marché des cellules et modules est aujourd'hui largement dominé par les fabricants chinois qui sont imbattables en matière de massification et dont les prix sont donc particulièrement bas, mais dont les capacités d'innovation seraient encore notablement inférieures à celles des Européens.

C'est un exercice ardu que d'essayer de chiffrer les emplois existants dans le domaine de l'énergie, puisque les estimations dépendent très largement des définitions retenues : emplois directs, indirects (comprenant les sous-traitants) ou encore induits (rétroactions macroéconomiques).

La politique énergétique de la France affecte de nombreux secteurs. On pense en premier lieu à la filière de la production électrique, qui selon l'INSEE regroupe quelque 127 000 emplois directs, dont 85 000 dans le nucléaire, 25 000 dans les énergies renouvelables (y compris hydrauliques), et le reste dans la filière thermique. Néanmoins, ces chiffres sous-estiment les emplois du nucléaire et des filières éoliennes et solaires. L'ADEME estime le nombre des emplois de ces deux dernières filières (emplois directs et sous-traitants dédiés) respectivement à 9 586 et 8 622 en 2009.

Cependant, d'autres filières pourraient être affectées par une évolution du mix énergétique : en particulier, celles du gaz (20 705 emplois pour la production, le transport et la distribution de combustibles gazeux d'après l'INSEE) et du pétrole (17 600 emplois dans le raffinage de pétrole), celle de la construction automobile ou encore des bâtiments (*voir infra*).

Les normes et directives mises en œuvre en France, et plus généralement en Europe, auront des effets importants sur les secteurs du bâtiment et de l'automobile, d'autant que les emplois dans ces secteurs sont d'un autre ordre de grandeur que ceux des filières purement énergétiques.

Dans le secteur de l'efficacité énergétique, la filière française se compose d'un tissu industriel diversifié avec des groupes internationaux présents sur toute la chaîne de valeur, des PME et des TPE¹. Les grands groupes internationaux sont présents sur les produits de construction (Saint-Gobain, Lafarge, Vicat), l'exploitation énergétique (Dalkia, Cofely) et les équipements (Schneider, Legrand), le BTP (Vinci, Bouygues, Eiffage). Si les entreprises sont là, l'enjeu du côté offre est de proposer un service de qualité, ce qui nécessite des formations spécifiques et adaptées aux nouvelles réglementations.

Il est là encore difficile de déterminer le nombre d'emplois liés aux mesures d'efficacité énergétique, puisque peu d'entreprises sont spécialisées dans ce domaine. Néanmoins, de plus en plus d'emplois seront concernés par les travaux liés à l'évolution des réglementations et par les opérations de rénovation thermique, dans le bâtiment par exemple² :

- la maîtrise d'ouvrage (commanditaires, gestionnaires, *i.e.* les donneurs d'ordre) : 1,6 million d'actifs ;
- la maîtrise d'œuvre, l'ingénierie : 115 000 personnes, dont 30 000 architectes ;
- les entreprises réalisant les travaux : 1,2 million de salariés, 260 000 artisans et 100 000 intérimaires (en ETP, équivalent temps plein) ;
- les fournisseurs de matériaux (industriels et distributeurs) : 450 000 actifs ;
- les fournisseurs de services (par exemple, exploitation, entretien, maintenance) : 34 000 actifs.

De même, l'évolution de l'industrie automobile dépendra des choix opérés en matière de mobilité et de transport de marchandises. Aujourd'hui, en France, 257 000 emplois directs sont concernés, répartis entre la construction et les équipementiers.

Impact macroéconomique

Au-delà des emplois directs ou indirects créés par le déploiement des technologies d'offre ou de maîtrise de la demande, d'autres effets sont en jeu :

[1] PME : petites et moyennes entreprises ; TPE : très petites entreprises.

[2] Rapport du comité Filière « Métiers du bâtiment », présidé par Philippe Pelletier, décembre 2009.

le prix des énergies ou encore le solde de la balance commerciale affectent bien entendu l'économie toute entière. Le prix des énergies pourrait avoir une influence non négligeable sur certaines industries, notamment celles pour lesquelles l'électricité représente une part importante du coût total de production. Ces industries emploient un nombre non négligeable de personnes (près de 300 000) : chimie (157 000), papier-carton (70 000), sidérurgie (54 000) et ciment (5 000)¹. Une augmentation du prix de l'électricité n'est cependant pas synonyme de délocalisation à coup sûr.

3.6. Une opinion publique favorable aux énergies renouvelables, plutôt favorable au nucléaire, mais surtout très sensible au prix de l'énergie

Quelques mois après l'accident de Fukushima, deux points caractérisent l'opinion publique française sur le nucléaire : une hésitation certaine (37 %), liée à la crainte d'un accident nucléaire et au devenir des déchets radioactifs, mais aussi une part plus importante de ceux qui s'expriment en faveur du recours au nucléaire (32 % contre 20 %)². Les Français ont en effet du mal à savoir quelle technologie pourrait aujourd'hui remplacer l'énergie nucléaire, tant sous l'aspect économique qu'écologique. Au contraire, la crise de Fukushima a précipité la sortie du nucléaire de l'Allemagne après une longue opposition. Cette décision entérine une volonté concertée entre populations, partis politiques et industriels de signer la fin du nucléaire et le début d'un « tournant énergétique ».

Nulle énergie n'est idéale : la technologie du nucléaire civil n'est donc pas la seule à subir la critique. Les technologies nouvelles et donc peu éprouvées voient leur développement freiné par le principe de précaution. Ainsi, les gaz de schiste, dont quelques avaries aux États-Unis ont été largement médiatisées, ont fait l'objet de manifestations importantes, obligeant le gouvernement français à abroger les permis d'exploration. Pour le CSC (captage et stockage du carbone), le gouvernement allemand est revenu sur sa décision d'en légiférer l'exploitation à cause de fortes résistances au sein de la population et des Länder.

[1] CGDD [Commissariat général au développement durable] (2011), *Gestion prévisionnelle des emplois et des compétences dans les secteurs de l'industrie et de l'énergie dans le contexte d'une économie verte*, étude réalisée conjointement par les cabinets Syndex et Alpha, avril.

[2] Enquête Ifop/Le Monde réalisée du 21 au 27 juin 2011 auprès d'échantillons représentatifs des populations française (1 006 personnes), allemande (603), espagnole (600), italienne (605) et britannique (604) âgées de 18 ans et plus [méthode des quotas].

Les EnR ont globalement une excellente image auprès des Français, notamment le solaire. Selon le baromètre annuel de l'ADEME, 96 % des Français se déclarent favorables au développement des EnR en 2011, chiffre qui reste stable depuis plusieurs années¹. Les énergies solaires et éoliennes demeurent aujourd'hui les énergies renouvelables les plus plébiscitées par les Français. Quand on leur demande quelle EnR la France devrait développer en priorité, les Français sont 59 % à citer en priorité l'énergie solaire (68 % en 2009) et 50 % l'éolien (43 % en 2009). Suivent l'hydraulique (21 %) et la géothermie (21 %).

Les EnR ne sont cependant pas exemptes de critiques. L'éolien terrestre peut poser des problèmes de nuisances visuelles et sonores. L'intégration paysagère et l'émergence sonore sont toutefois étudiées lors de la délivrance de l'autorisation ICPE² : les nuisances potentielles sont ainsi minimisées. 80 % des Français sont favorables au développement d'éoliennes, 75 % dans leur région et 61 % à moins d'un kilomètre de chez eux³. Même si on peut constater un certain effet « NIMBY »⁴, une majorité de Français se montre tout de même en faveur du développement des éoliennes. Parmi les 39 % qui ne souhaitent pas voir un parc éolien se développer à moins d'1 km de chez eux, l'esthétique et le bruit sont les freins principaux. De fait, les objectifs retenus dans le cadre du paquet climat-énergie porteraient en 2020 le nombre d'aérogénérateurs à un total compris entre 7 000 et 8 000 sur terre, une estimation à comparer avec les 4 000 éoliennes implantées aujourd'hui sur le sol français.

L'énergie solaire est, quant à elle, considérée comme trop coûteuse. Pour beaucoup de Français, selon un sondage réalisé par l'institut BVA⁵, les énergies renouvelables devraient être à la charge de l'État, une situation peu réaliste au vu de la conjoncture économique actuelle. Pourtant, bien plus que l'intérêt général et la lutte contre le changement climatique, ce sont les considérations économiques qui apparaissent comme la priorité des Français, contrairement aux Allemands. Le coût relatif des technologies est donc une donnée d'entrée essentielle dans la décision d'investissement dans une énergie plutôt qu'une

[1] Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les énergies renouvelables ».

Enquête menée par téléphone, du 27 juin au 19 juillet 2011, auprès d'un échantillon représentatif de 1 011 personnes âgées de 18 ans et plus.

[2] ICPE : Installation classée pour la protection de l'environnement.

[3] BVA ADEME 2011.

[4] NIMBY, acronyme de « *not in my backyard* » (« pas dans mon jardin »).

[5] *Ibidem*.

autre pour un ménage. Les évolutions de coût seront donc un facteur majeur d'acceptabilité des énergies renouvelables.

Bien que les Français s'attendent à une augmentation des coûts de l'électricité dans les années à venir, celle-ci ne sera acceptée que dans une certaine limite. Ainsi, de moins en moins sont prêts à payer substantiellement plus cher leur électricité : le dernier baromètre de l'ADEME (réalisé par BVA) indique que seuls 2 % des Français seraient prêts à payer leur électricité 20 % plus chère qu'aujourd'hui (contre 7 % dans le baromètre précédent). La trajectoire de hausse des prix de l'électricité sera donc déterminante dans l'acceptation de tel ou tel scénario énergétique.

Si, comme le soulignent nombre d'énergéticiens, un renchérissement des prix est nécessaire pour assurer les investissements dans le secteur énergétique et pour inciter les consommateurs à changer leur habitude de consommation, il n'en reste pas moins que cela pourrait affecter durement certains ménages. En effet, la précarité énergétique est une réalité qui touche plus de 3 millions de ménages – 3,8 millions dans le cas d'une précarité monétaire, soit les ménages consacrant plus de 10 % de leur revenu disponible au chauffage de leur logement, et 3,5 millions si l'on choisit la définition d'une précarité liée aux conditions de vie, mesurée par le nombre de ménages ayant souffert du froid pendant plus de 24 heures. Quelque 621 000 ménages souffrent aujourd'hui du froid et dépensent plus de 10 % de leur revenu pour chauffer leur logement. Il s'agit bien souvent de ménages dont les revenus sont parmi les plus bas, mais aussi habitant dans des logements très mal isolés. Sans compter que beaucoup sont inactifs, chômeurs ou encore en situation monoparentale. Ainsi, la précarité énergétique se double de problèmes socioéconomiques considérables.

3.7. L'« acceptabilité » de certaines évolutions technologiques n'est pas assurée

Toute programmation pluriannuelle des investissements, même validée par le Parlement, n'a qu'une portée indicative qui peut se heurter au refus des populations locales. Même si elle bénéficie d'un processus de concertation « Grenelle » et que les pouvoirs publics la considèrent comme la meilleure voie pour contribuer à la sécurité énergétique, elle ne saurait cependant engager le résultat d'un débat public sur un projet en particulier.

La procédure de débat public votée en 2002 soulève plusieurs questions relatives à l'allongement de la durée d'instruction des projets de lignes électriques, aux contradictions qui pourraient surgir entre ses conclusions et la PPI, à sa pertinence enfin pour débattre de l'évolution du mix énergétique lui-même et pour définir l'encadrement de nouvelles technologies.

Les procédures d'instruction des lignes électriques

Les lignes électriques sont en général très mal acceptées par un public souvent mal informé et peu conscient des enjeux associés à de tels projets (syndrome NIMBY). Cette opposition, aux causes récurrentes (effets des champs électromagnétiques, impact visuel), est à l'origine de procédures longues, ponctuées de nombreux contentieux. Cette problématique est générale en Europe et sa résolution demandera des efforts particuliers afin d'améliorer le dialogue avec les citoyens.

Un débat public sur l'énergie est-il possible ?

Les concertations sur l'énergie n'ont probablement jamais été aussi abondantes qu'aujourd'hui : une dizaine de débats parlementaires sur la politique énergétique se sont tenus depuis 1981 ; des débats nationaux sur l'énergie ont eu lieu en 1981, en 1992, en 2003. Depuis sept ans, la Commission nationale du débat public souligne qu'elle a organisé 18 débats portant sur des projets d'infrastructures énergétiques et que, à chaque fois, on a assisté à une montée en généralité des interrogations qui partent de l'opportunité du projet pour aboutir au questionnement des politiques énergétiques menées par la France et par l'Union européenne.

Puisque la question de la politique énergétique est posée lors de chaque débat de projet, on peut légitimement se demander s'il ne faudrait pas organiser un nouveau débat d'option sur l'évolution du mix énergétique. Une telle décision relève bien évidemment du politique : la définition de la politique énergétique nationale pourrait trouver sa réponse lors du principal moment de la démocratie que constitue le suffrage universel.

L'organisation d'un tel débat serait complexe : les dimensions techniques en seraient importantes et appelleraient un gros effort de vulgarisation. Rares sont les Français conscients du niveau du prix de l'électricité en France, en moyenne plus bas que celui des autres pays européens. Ils sont également peu informés des coûts, des impacts et des enjeux de filières des différentes technologies. Les informations fournies pourraient être dénoncées comme « biaisées »,

tant le consensus fait défaut sur un certain nombre de points importants (par exemple, l'intermittence de la production éolienne ou la faisabilité des mesures de changement comportemental). Certaines personnes pourraient également refuser ce débat et chercher à en entraver la tenue.

Si le débat sur les nanotechnologies a mis en évidence toutes les difficultés qui s'attachent à une telle procédure, celui sur la gestion des déchets radioactifs de haute activité et à vie longue a en revanche montré que, malgré quelques perturbations, cette démarche est possible. L'objectif principal devrait être de partager les enjeux liés au devenir du mix énergétique français et de faire ressortir les arguments en faveur ou en défaveur des différentes évolutions possibles. Il pourrait même avoir pour ambition plus noble et plus générale (certains la qualifieraient d'utopique) de réconcilier les Français avec l'énergie, voire de créer un lien de confiance entre le citoyen et le décideur sur ce sujet. À charge alors pour le politique de définir à l'issue de cette procédure sa vision du futur système énergétique français et d'annoncer les décisions qu'il entend prendre à court terme pour la mettre en œuvre.

4 ■ Les critères auxquels doit répondre le mix énergétique français à l'horizon 2050

La nature du mix énergétique n'est pas sans conséquences pour la prospérité et la cohésion d'un pays. En effet, les erreurs en la matière sont longues à réparer compte tenu des investissements en jeu. Il est donc important de déterminer si un mix énergétique envisagé pour 2050 est bien accessible et approprié. On doit se demander s'il est réalisable sur le plan technique mais également sur les plans socio et technico-économiques, s'il repose sur une méthodologie et sur des hypothèses cohérentes, et enfin, s'il s'inscrit bien dans le contexte européen et international.

Par ailleurs, un scénario techniquement réalisable n'est pas forcément souhaitable socio-économiquement. Un scénario de mix énergétique peut être apprécié selon trois principaux critères : la préservation de l'environnement, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité, assortis d'un quatrième critère de bonne gestion : la flexibilité.

4.1. Tout mix énergétique à horizon 2050 est-il réalisable ?

Un scénario est réalisable sur le plan technique si les hypothèses faites en termes d'évolution de l'offre et de la demande, et de choix technologiques,

sont bien cohérentes entre elles (adéquation des offres et demandes entre les différentes énergies), avec le calendrier annoncé et le contexte dans lequel il s'inscrit (ressources mondiales et locales, gisements et potentiels de déploiement de technologies d'offre ou de maîtrise de la demande, échanges internationaux potentiels, etc.). Par exemple, il faudra s'assurer que le scénario ne repose pas sur l'avènement d'une technologie indispensable à sa réalisation, à une échéance trop proche par rapport à l'horizon de maturité communément retenu par les experts, ou encore, sur une technologie aujourd'hui mature industriellement mais qui pourrait voir sa rentabilité menacée à terme¹. De même, il s'agira de vérifier que les ressources nécessaires sont bien accessibles en quantités suffisantes, que le rythme de diffusion des technologies est pertinent ou que les délais nécessaires au développement de certaines infrastructures sont bien respectés, etc.

En outre, le scénario doit être réalisable sur le plan économique et présenter les coûts auxquels correspondent les engagements retenus ou les désengagements. Les actions de la maîtrise de la demande doivent être évaluées et le choix des technologies sollicitées devrait, dans la mesure du possible, répondre à une optimisation de coûts et à une hiérarchisation de ces différentes actions en fonction de leur rentabilité. Les investissements nécessaires ne doivent pas s'appréhender seulement de façon cumulée mais également dans leur distribution dans le temps, car la question du financement est primordiale. Par ailleurs, les conséquences économiques des choix de mix énergétique retenus doivent être analysées. Un changement ou une évolution du mix énergétique aura un impact sur les prix de l'énergie et par ce biais sur le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises. Ces deux effets associés à une modification de la balance commerciale ne seront pas sans conséquences sur la croissance économique et sur l'emploi. Il est donc important de voir si un scénario est soutenable économiquement et si le choix d'un mix énergétique ne se traduit pas par une dégradation de la croissance économique.

Quand bien même la transition énergétique évoquée serait soutenable économiquement, elle pourrait profondément bouleverser la structure de l'économie actuelle. Il deviendrait essentiel de repenser les filières, de mettre en place des politiques de soutien, les cursus professionnels devraient être modifiés pour conserver ou modifier les compétences, etc.

[1] Les cycles combinés à gaz, indispensables à la fourniture en semi-base ou pointe, voient leur rentabilité menacée lorsque les énergies renouvelables pénètrent massivement le mix et réduisent les durées d'appel des autres technologies de production.

Plus généralement, toutes les externalités associées à une image du mix en 2050 devront être acceptées par la population, sensible aux problématiques de sûreté des infrastructures, des déchets nucléaires, de la protection de l'environnement et des hommes, des contraintes imposées par la maîtrise de la demande d'énergie, de la confrontation d'usages (eau, forêt, terres) et de l'emprise au sol, etc.

Il apparaît donc qu'un mix énergétique en 2050 ne doit pas être considéré de façon indépendante du chemin pris pour l'atteindre et des hypothèses sous-tendant sa réalisation. Sur le plan méthodologique, une vision de l'énergie à 2050 serait beaucoup plus crédible si elle résultait d'un bouclage entre différentes variables (offre, demande, prix, etc.), d'une optimisation du choix des technologies par les coûts, d'une modélisation des transferts d'usage et des effets de substitution, et si elle se caractérisait par une certaine robustesse à la variation d'une hypothèse et par un bouclage macroéconomique.

Enfin, une proposition de mix énergétique français à 2050 ne pourra être considérée avec attention si elle ne s'inclut pas dans une démarche plus globale, au minimum en coopération avec les pays voisins, voire au niveau européen. L'impact sur les échanges internationaux d'un choix de mix énergétique et le développement des interconnexions devront s'inscrire, autant que possible, en cohérence avec les feuilles de route existantes des pays voisins ou de l'Europe, sans quoi certaines de ces trajectoires ne pourront être réalisées. Par ailleurs, à un tel horizon, un scénario devrait chercher à s'inscrire dans une démarche stratégique européenne de sécurité d'approvisionnement et, plus largement, de politique énergétique et d'architecture de marché.

4.2. Les critères d'appréciation d'un scénario énergétique français à horizon 2050

La politique énergétique nationale se définit de façon à assurer à tout instant la sécurité d'approvisionnement mais aussi la durabilité et la compétitivité du système énergétique national.

Un scénario énergétique en 2050 devra s'inscrire dans la même logique, en participant en premier lieu à la sécurité d'approvisionnement nationale, à la fois en termes de sécurité énergétique de court terme lorsque l'approvisionnement en énergie serait conjoncturellement menacé, qu'en termes de sécurité énergétique de long terme lorsque les ressources en énergie seraient menacées. À cette fin, il est nécessaire de pouvoir évaluer

objectivement la possibilité de réduire la demande, la diversité et la flexibilité de la ressource, l'importance du recours aux importations et d'établir le besoin en capacités d'interconnexions dans l'approvisionnement de chaque énergie. La spécificité de l'électricité, non stockable, impose qu'une approche en puissance soit réalisée. On doit acquérir la certitude de pouvoir servir la demande à tout instant. Il faut donc apporter des solutions au problème de la pointe électrique croissante et de l'intermittence de certaines formes de production d'électricité : les technologies de stockage et les *smart grids* ont ici un véritable rôle à jouer.

Simultanément, le mix énergétique doit répondre à un objectif de durabilité, c'est-à-dire qu'il doit être soutenable au-delà de l'horizon étudié. Il doit donc s'inscrire dans une démarche de protection de l'environnement, à commencer par le respect des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de qualité de l'air, l'apport de solutions au problème des déchets, notamment nucléaires, et une utilisation plus rationnelle des ressources disponibles (énergies fossiles, uranium, matériaux rares, terres, etc.).

La soutenabilité doit également s'entendre en termes de prix. La compétitivité des technologies retenues reste un argument de poids car l'impact d'un changement de mix dans le prix de l'électricité facturé aux entreprises et aux ménages doit être évalué et anticipé, la compétitivité des entreprises sensibles au prix de l'électricité et le pouvoir des ménages doivent être préservés.

Enfin, un mix énergétique ne peut être perçu indépendamment des filières industrielles du secteur énergétique qui seront naturellement affectées par une évolution ou une modification importante du mix. L'avenir de l'industrie de l'énergie en France et à l'étranger est un véritable enjeu, aussi bien pour l'industrie du nucléaire que pour celle des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

4.3. Une trajectoire à 2050 se doit d'être flexible

À un tel horizon, dans un contexte de fortes incertitudes techniques et économiques, une vision énergétique doit privilégier la réversibilité. Il ne faut donc pas s'enfermer dans une trajectoire unique, reposant sur l'avènement d'une technologie qui ne sera peut-être jamais rentable en raison de verrous qui ne seront finalement pas levés, ou trop dépendante d'un approvisionnement en un combustible dont le prix peut flamber. Un scénario proposé doit donc être robuste aux hypothèses à partir desquelles il est construit, la trajectoire

doit rester soutenable en cas de variation des dites hypothèses. Les tests de sensibilité apparaissent indispensables.

Les conditions de réalisation d'un mix énergétique pour 2050, sa pertinence, sa robustesse et sa crédibilité seront étudiées dans le chapitre 4. Le chapitre 3 permettra de caractériser les différents scénarios, au regard notamment des trois grands indicateurs développés ci-dessus, et de les chiffrer économiquement.

Une analyse du mix énergétique français à l'horizon 2050 à l'aune des modélisations étudiées

Synthèse

Différents scénarios de prospective énergétique publiés relatifs à la France sont analysés. Ils se limitent pour la plupart à l'étude du périmètre électricité à l'horizon 2030 (sauf NégaWatt et Négatep). Certains scénarios ont été élaborés par des ONG ou des associations (NégaWatt, Global Chance, Négatep), d'autres par des acteurs du secteur (Enerdata/DGEC, RTE, Union française de l'électricité, AREVA, CEA). NégaWatt et Global Chance ont pour objectif la sortie du nucléaire en supposant des évolutions radicales de notre mode de vie (densification de l'urbanisme, alimentation, etc.). Négatep, dans une optique de baisse des émissions de CO₂, propose un usage renforcé de l'électricité décarbonée dans tous les domaines. Les autres ont étudié différentes options concernant en particulier la part du nucléaire (sortie, part de 50 % ou 70 % dans la production en 2030, EPR accéléré).

À l'horizon 2030, l'évolution de la demande d'électricité est peu contrastée pour la plupart des scénarios, si l'on excepte Négawatt et Global Chance particulièrement volontaristes en matière de maîtrise de l'énergie. L'analyse des scénarios en termes de demande met en évidence trois points principaux : le rôle essentiel de la maîtrise de la demande énergétique, voire de la sobriété (au sens de réduction des besoins) énergétique, indispensable quel que soit le scénario de mix énergétique retenu ; l'importance des gisements potentiels d'économie d'énergie, mais parfois difficiles à exploiter et généralement mal documentés ; enfin, le coût des actions d'efficacité énergétique à mettre en regard de leur rentabilité.

Les scénarios décrivent une large gamme de mix électriques, mais au moyen de méthodologies et d'hypothèses extrêmement variées, en particulier sur l'équilibrage offre/demande, les durées de fonctionnement des unités de production, le solde des importations/exportations d'électricité ou sur les trajectoires nécessaires à l'atteinte

du mix présenté pour 2030. Il convient donc d'être prudent dans la comparaison brute des résultats.

Dans la plupart des scénarios, la sortie du nucléaire se traduit par un besoin plus important d'investissements, alors que ceux-ci sont déjà rendus élevés du fait, notamment, de notre objectif de réduction des émissions à 2050. Elle a bien sûr un impact à la hausse sur les coûts de production de l'électricité, sur la facture énergétique, ainsi qu'en matière d'émissions de CO₂ en l'absence de solution aussi massive de remplacement par des énergies décarbonées. Une très forte baisse de la consommation énergétique pourrait, si elle était réalisable, nuancer ces conclusions défavorables, mais sans inverser totalement la tendance. En termes d'acceptabilité, chaque solution met en évidence des contraintes sociétales réelles mais d'ampleur très variable selon les scénarios : acceptation du nucléaire dans les scénarios en ligne avec la PPI, fort développement des réseaux et implantation locale des infrastructures dans les scénarios à haut niveau d'énergies renouvelables, changements radicaux de société dans les scénarios extrêmes de Négawatt ou Global Chance. Enfin, s'agissant des emplois, le bilan de la création nette d'emplois, sur le périmètre du seul secteur énergétique, est insuffisamment tranché avec les scénarios étudiés pour pouvoir en tirer des conclusions définitives.

Ce chapitre recense les différents scénarios de prospective énergétique publiés, relatifs à la France, avant de les comparer en termes de demande, d'offre, puis d'enjeux plus transverses à l'économie, tels les investissements, les coûts de production de l'électricité, les émissions de gaz à effet de serre ou les emplois. L'analyse a été menée en se référant aux déterminants, contraintes et incertitudes qui ont été mis en évidence dans les chapitres précédents. Les différents scénarios sont ainsi notamment appréciés en termes d'émissions de CO₂, d'emplois, de coût, de prix de l'énergie, de sécurité des approvisionnements. Les analyses présentées portent essentiellement sur le secteur de l'électricité, les informations rassemblées sur les autres secteurs et autres énergies étant plus fragmentaires.

Cette comparaison ne porte pas sur les scénarios proposés par la Commission européenne dans le cadre de sa feuille de route Énergie 2050 : si celle-ci donne une vision du devenir énergétique européen, les chiffres relatifs aux évolutions de chaque État membre n'ont pas encore été publiés.

Il convient enfin de souligner que les résultats issus des travaux de la commission Énergies 2050 ne sont pas repris dans ce chapitre. Seules les données issues des scénarios sont présentées.

1 ■ Panorama des scénarios

Dans un souci d'exhaustivité, la commission Énergies 2050 a souhaité examiner un panel très large de scénarios énergétiques français. La liste présentée ci-dessous des exercices de prospective étudiés souligne la diversité en termes de sources et de contexte de réalisation. Deux analyses couvrent l'ensemble des énergies contre six plus particulièrement focalisées sur le secteur électrique. La diversité de ces scénarios offre donc la possibilité de comparer les choix retenus côté offre et demande et d'estimer les impacts de ces différentes options sur certaines variables macroéconomiques. Néanmoins, cette même diversité implique d'être prudent dans la comparaison des scénarios. En effet, selon qu'ils sont réalisés par des organisations non gouvernementales (ONG) ou associations, des industriels (ou syndicats de professionnels), ou par un opérateur régulé dans le cadre de ses missions de service public (RTE), les moyens mis en œuvre et les objectifs visés diffèrent singulièrement.

1.1. Description des scénarios

Les deux tableaux suivants, l'un pour les scénarios toutes énergies, l'autre pour ceux centrés sur le secteur électrique, présentent en bref l'ensemble des scénarios retenus.

📌 Scénarios toutes énergies

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Sauvons le Climat, association loi de 1901	1 (plus un tendanciel)	Négatep [2010]. Horizon 2050. Le scénario Négatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de CO ₂ , grâce à la réduction dans les mêmes proportions de la consommation de combustibles fossiles. Maintien du nucléaire.
	1 (plus un tendanciel)	Négawatt [2011]. Horizon 2050. Le scénario Négawatt repose sur trois piliers principaux : la sobriété et l'efficacité énergétique côté demande et, côté offre, un recours massif aux énergies renouvelables. Sortie totale du nucléaire en 2033 et réduction de la part des énergies fossiles.

Scénarios secteur électrique

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Enerdata, Bureau d'études économiques	6	Enerdata a réalisé des études prospectives pour la DGEC dans le cadre de scénarios climat-air-énergie à horizon 2030. Les scénarios pour le secteur électrique sont établis à partir du scénario dit « AMS 0 » ou « Grenelle » prenant en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle et faisant l'hypothèse de capacités nucléaires égales à 66 GW en 2030. Trois variantes examinent différentes capacités nucléaires à l'horizon 2030 : 60 GW, 40 GW (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50 %) et 15 GW (la part du nucléaire est ramenée à 20 %).
UFE, Union française de l'électricité, association professionnelle	3	UFE (2011). Horizon 2030. Trois scénarios examinent différentes parts du nucléaire : « Production nucléaire à 70 % » (prolongation du nucléaire actuel de 40 à 60 ans ; développement des EnR du Grenelle) ; « Production nucléaire à 50 % » (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50 %) ; « Production nucléaire à 20 % ».
RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité français	5	Bilan prévisionnel 2011. Horizon 2030. Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi, RTE établit un bilan prévisionnel sur l'équilibre offre/demande d'électricité dans un objectif de sûreté et de sécurité d'approvisionnement. Le scénario référence (nucléaire stable en 2030) est complété par quatre variantes : deux variantes sur la demande (« consommation haute » et « consommation basse »), une variante sur l'offre des renouvelables (« EnR haut ») et enfin une hypothèse « nucléaire bas » (40 GW en 2030 contre 65 GW en référence).
Global Chance, association de scientifiques et d'experts	2	Sortir du nucléaire en 20 ans. 2011. Horizons 2030. Un scénario étudie une sortie progressive du nucléaire en vingt ans, fondée sur une action vigoureuse d'économie d'électricité et de développement d'électricité renouvelable. Une comparaison est faite avec un scénario tout nucléaire.
AREVA, groupe industriel français spécialisé dans les métiers de l'énergie électrique	5	Étude réalisée fin 2011, dans le cadre des débats sur le mix électrique. Horizons 2030 et 2050. Cinq scénarios sont comparés : « Prolongement du parc nucléaire » (70 % nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles) ; « Programme EPR accéléré » (70 % nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles) ; « Nucléaire 50 % » (50 % nucléaire / 30 % EnR / 20 % fossiles) ; « Sortie du nucléaire et forts fossiles » (0 % nucléaire / 30 % EnR / 70 % fossiles) ; « Sortie du nucléaire et forts renouvelables » (0 % nucléaire / 70 % EnR / 30 % fossiles).
CEA, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives	3	Étude de 2011. Horizon 2025. Un scénario de référence considère la poursuite de la politique actuelle du nucléaire et du développement des EnR. Deux scénarios de sortie du nucléaire sont également envisagés, l'un sous contrainte d'émissions de CO ₂ [sortie du nucléaire sous contrainte carbone] et l'autre sans contrainte CO ₂ [sortie du nucléaire sans contrainte carbone].

♥ Scénarios prospectifs France à l'horizon 2050

Nadia Maïzi, professeur et directrice du Centre de mathématiques appliquées de Mines ParisTech, et Edi Assoumou, ingénieur au Centre, ont présenté devant la commission les résultats d'une étude prospective sur l'énergie en France à l'horizon 2050, menée dans le cadre de la Chaire ParisTech de modélisation prospective au service du développement durable de l'École des Mines de Paris. Ils ont ainsi envisagé, à l'aide du modèle TIMES, plusieurs scénarios d'évolution du mix énergétique français et en ont déduit un certain nombre d'enseignements qui leur paraissent pérennes et robustes, quelles que soient les options technologiques retenues :

- l'effet falaise (qui correspond à une hausse brutale des investissements sur une période donnée) met le système électrique français « au pied du mur » : il faudra consentir des investissements soutenus pour renouveler ou prolonger un parc de production d'électricité en fin de vie ;
- cette situation offre des opportunités à l'ensemble des filières industrielles, dont l'enjeu principal sera de soutenir un rythme ambitieux de construction de nouvelles capacités avec pour chacune des questionnements spécifiques : acceptabilité, fiabilité, entre autres ;
- en parallèle, le paradigme actuel de consommation croissante d'électricité devra être remis en cause dans les prochaines décennies, si les enjeux environnementaux s'inscrivent toujours dans les priorités des politiques publiques ;
- ces éléments permettent de considérer que la question des options politiques en matière d'énergie pour le long terme ne peut se restreindre à un choix technologique et doit dépasser le cadre des oppositions pro ou anti-nucléaires.

Cette contribution, qui constitue principalement une réflexion technique, devra s'inscrire dans le cadre plus large d'un débat sur les choix de société et de comportement. Il sera impossible de ne pas y associer l'usager du vecteur électrique.

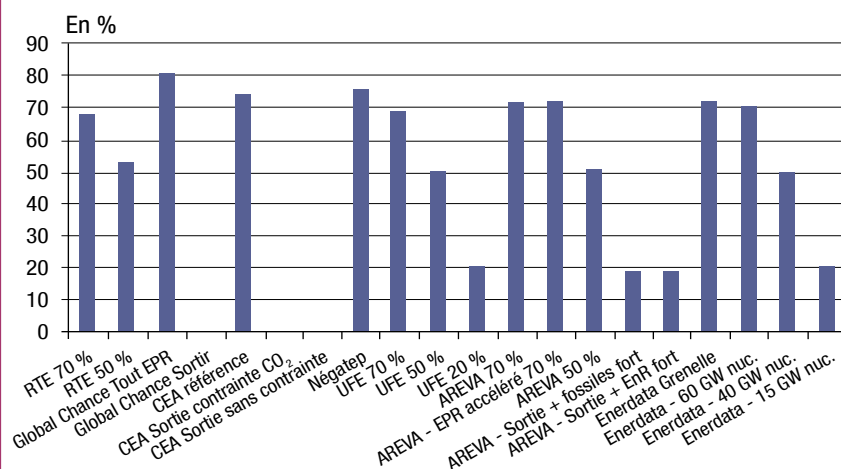
1.2. Comparaison des scénarios

Hypothèses sur le nucléaire

Les scénarios que nous avons étudiés plus en détail se différencient selon le poids du nucléaire dans le mix électrique en 2030 ou 2050, avec trois options envisagées qui reprennent celles proposées dans la lettre de mission du ministre. Le graphique ci-dessous, établi pour 2030, envisage ainsi les scénarios de RTE, de Global Chance (« Sortir du nucléaire »), de Négatep, de l'UFE, du CEA, d'AREVA et d'Enerdata. Il illustre cette répartition en trois catégories :

- **le maintien de la part du nucléaire dans la production (en TWh) à hauteur de 70 %**, en considérant la prolongation du parc actuel à 58 ans. C'est le cas pour RTE, l'UFE, le CEA, Enerdata et AREVA ; le scénario Négatep s'inscrit aussi dans ce schéma avec toutefois une très forte progression des capacités installées. AREVA a étudié un scénario alternatif de développement accéléré de l'EPR ;
- **la baisse de la part du nucléaire à 50 %**, variantes étudiées par RTE, l'UFE, AREVA et Enerdata ;
- **une réduction plus importante de cette part, à 20 %** (RTE, l'UFE, AREVA et Enerdata en 2030), voire un retrait (Global Chance, Négawatt, le CEA et AREVA en 2050).

Place du nucléaire dans la production d'électricité en 2030



Source : commission Énergies 2050

Méthodologie et objectifs

On distingue quatre méthodologies principales : les scénarios dits de « *storytelling* », qui ne s'appuient pas sur une modélisation ; les scénarios de « *back casting* », ou de téléologie, qui privilégient un ou plusieurs objectifs à atteindre et proposent des trajectoires pour y parvenir ; les scénarios de simulation du système énergétique à partir de modèles mathématiques qui assurent une cohérence technico-économique, économétrique ou macroéconomique plus ou moins sophistiquée (modèles à équilibre partiel, modèles à équilibre général, élasticités, etc.) ; enfin, les scénarios d'optimisation, qui permettent d'obtenir des trajectoires optimales au regard de certains critères (coûts pour certaines catégories d'acteurs, émissions de GES, etc.).

Selon la méthodologie retenue, il convient de prendre certains résultats avec plus ou moins de prudence. D'une part, la description d'un mix à horizon donné n'assure pas que la trajectoire de sa réalisation soit possible. D'autre part, l'équilibre offre/demande en énergie, par exemple si on fait le bilan énergétique sur une année, n'assure pas l'équilibre global du système à tout instant.

En dehors de trois scénarios, Négatep, AREVA et Négawatt, l'horizon de temps se limite en général à 2030. C'est un point d'évidence qui a souvent été évoqué concernant la difficulté à se projeter à plus long terme. Compte tenu de l'inertie des systèmes énergétiques, les vingt prochaines années sont en partie bornées par le parc installé et les technologies existantes. Au-delà, le champ des possibles devient largement ouvert, fortement dépendant du choix des hypothèses.

La méthodologie retenue constitue par ailleurs un point de divergence important. Dans certains cas, un objectif de référence oriente l'ensemble des résultats. C'est par exemple un choix de société clairement affiché comme la sortie du nucléaire qui va orienter les choix énergétiques, à l'image des scénarios Négawatt ou de Global Chance. Pour d'autres, la réduction des émissions de CO₂ constituera le cœur de la construction de la réflexion, sans exclure *a priori* l'option nucléaire (Négatep, par exemple). Certains enfin examinent un ensemble de possibles, en particulier sur la part du nucléaire dans l'offre électrique, comme Enerdata, l'UFE, RTE, AREVA ou le CEA. Il s'agit, à partir de ces analyses exhaustives, de pouvoir déterminer les impacts sur différents paramètres, tels que les émissions de CO₂, les coûts de production ou les investissements.

Hypothèses partagées et différenciées

Quel que soit le sérieux des études d'un point de vue méthodologique, les hypothèses retenues orientent en grande partie les futurs énergétiques possibles. On peut notamment évoquer les paramètres suivants :

- les hypothèses économiques : croissance, prix des énergies, etc. ;
- le contexte européen et mondial ;
- les hypothèses sociétales : démographie, comportement plus ou moins vertueux ou contraint en termes de consommation, niveau d'acceptabilité des technologies, choix ou rejet du nucléaire, etc. ;
- les choix énergétiques résultant de facteurs technologiques, économiques, politiques ou en termes de ressources disponibles, etc.

Pour ce qui est des évolutions économiques, démographiques ou du contexte géopolitique, tout n'est pas envisagé, comme une croissance durablement affectée par la « crise de la dette », une situation d'instabilité géopolitique chronique ou au contraire une montée en puissance d'une régulation mondiale. Chacune de ces études se place dans le cadre d'hypothèses couramment envisagées.

Les enjeux sociétaux et les choix énergétiques en revanche soulèvent de vraies divergences de points de vue. C'est le cas des évolutions sociétales ou du potentiel envisagé de maîtrise de l'énergie, avec un fort impact sur la demande. Côté offre, les solutions retenues peuvent susciter différentes interrogations en termes de potentiel ou de contraintes, sur l'équilibre du système en particulier.

L'analyse des effets d'un changement climatique n'a pas été prise en compte dans les scénarios étudiés. Ce changement pourrait pourtant avoir un impact sur la demande (hiver plus chaud, climatisation en été) autant que sur l'offre (problème de la disponibilité en eau – hydraulique ou centrales).

Il s'agit globalement de bien cerner ces enjeux côté offre et demande et les impacts des choix retenus.

2 ■ Enjeux en matière de demande d'énergie

La demande en énergie reste très corrélée à la croissance économique et démographique même dans les pays ayant fourni de gros efforts pour réduire l'intensité énergétique de leur économie. Or, d'ici à 2035, la demande mondiale d'énergie primaire pourrait, selon le scénario tendanciel de l'AIE, progresser

de moitié, une croissance due à 90 % aux pays émergents. D'importantes ressources devront donc être sollicitées ; des investissements tout aussi importants devront être réalisés sur les infrastructures énergétiques alors que la ressource financière sera difficile à mobiliser ; enfin, le renforcement de la contrainte environnementale pèsera de plus en plus sur les coûts. Dans un tel contexte, la maîtrise de la demande d'énergie devient une nécessité.

2.1. Le cadre réglementaire français ne fixe pas d'objectifs de réduction de la demande au-delà de 2020

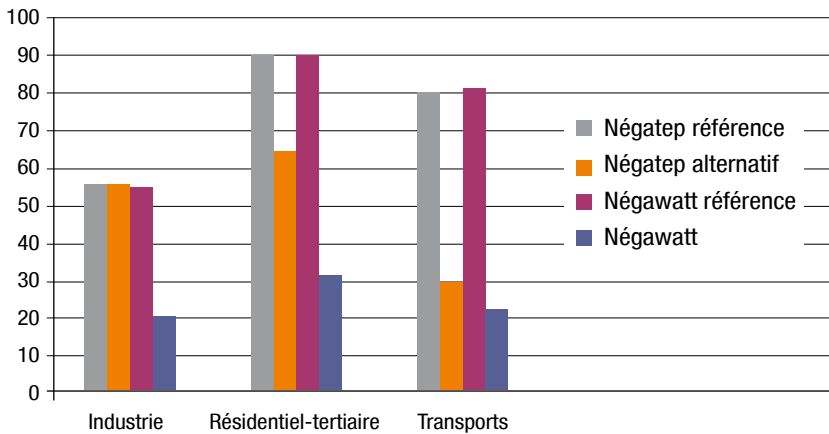
Seuls les scénarios Négawatt et Négatep se prêtent à l'exercice prospectif à l'horizon 2050

En France, les objectifs européens prévoient une amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % à l'horizon 2020 et le Grenelle une réduction de la consommation énergétique du parc de bâtiments existants de 38 % au même horizon, mais le cadre réglementaire reste muet concernant la réduction de la demande en énergie dans un avenir plus lointain. De ce fait, la plupart des scénarios analysent les évolutions de la demande à l'horizon 2030. Pour cela, ils considèrent en général un point de passage en 2020, où le niveau de demande atteint dépendra du caractère réaliste des objectifs du Grenelle, et poursuivent la tendance à l'horizon 2030. Au-delà de 2030, la nature de la demande d'énergie dépend de la capacité à prévoir la structure de l'économie toute entière, les ruptures technologiques, les nouveaux usages, et les évolutions sociétales en termes de modes de vie ou de déplacement. Négawatt et Négatep sont les seuls à entrer dans de telles considérations, avec des scénarios volontaristes, voire très volontaristes pour Négawatt (réduction de 56 % de la consommation en énergie finale en 2050 par rapport à son niveau de 2010 pour le scénario Négawatt et de près de 10 % pour le scénario Négatep). Ces scénarios reposent davantage sur des choix de société que sur une feuille de route pour y arriver ou sur une modélisation rigoureuse de l'équilibre offre/demande, l'un visant une réduction de la consommation et l'autre une réduction de la consommation d'énergies fossiles.

Les principaux leviers de réduction de la demande sont à trouver dans de très importants gisements d'économies exploités, notamment dans le secteur résidentiel-tertiaire et le secteur des transports, ainsi que dans une modification structurelle de l'économie pour Négawatt qui décrit une société dans laquelle l'ensemble des besoins serait réduit, grâce à une modification profonde des usages, de l'habitat, de l'alimentation et de la mobilité.



Comparaison des consommations d'énergie par secteur d'activité économique pour les scénarios Négatep et Négawatt à horizon 2050 (en Mtep)



Source : commission Énergies 2050

À l'horizon 2030, l'évolution de la demande d'électricité est peu contrastée selon les scénarios, sauf pour Négawatt et Global Chance

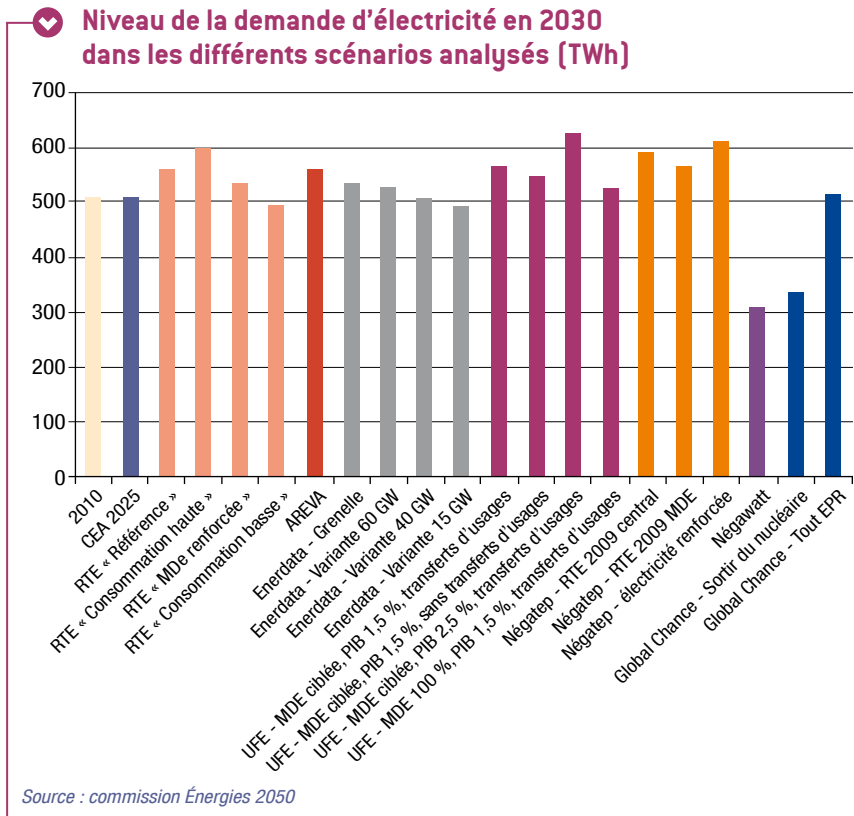
En restreignant l'horizon temporel et le périmètre d'étude¹, il est possible de mener des analyses plus fines concernant les déterminants de l'évolution de la demande. Certains auteurs de scénarios tels que RTE, Global Chance et l'UFE ont ainsi réalisé un travail très intéressant de description des usages et des vecteurs énergétiques les plus adaptés pour y répondre, en fonction du contexte économique et démographique, ainsi que des efforts de maîtrise de la demande réalisables dans les horizons temporels considérés.

On constate que la demande d'électricité répond à des impulsions contraires : les efforts d'efficacité énergétique tendent à la réduire, aux « effets rebonds » près², tandis que la plus grande électrification des usages et le développement des usages captifs la tirent à la hausse. Au final, en fonction de l'importance donnée à la maîtrise de la demande d'énergie par rapport à l'électricité comme

[1] Les scénarios Enerdata toutes énergies n'étudient pas de sensibilité à la proportion de nucléaire dans le mix électrique et leur horizon se limite à 2030.

[2] Le gain attendu théorique n'est pas forcément atteint, car l'action de rénovation peut induire une modification des comportements de consommation : une meilleure isolation augmente par exemple le rapport entre la consommation et le confort de vie, et peut donc inciter à consommer davantage.

vecteur énergétique, on peut aussi bien faire l'hypothèse d'une baisse ou d'une hausse de la demande d'électricité à l'horizon 2030. La plupart des scénarios prévoient une hausse de cette demande d'électricité.



La demande en électricité, énergie non stockable massivement à un coût abordable dans l'état actuel des technologies, doit être équilibrée par l'offre à chaque instant. Les efforts de maîtrise de la pointe ne doivent pas être laissés au second plan. À ce sujet, RTE effectue une description fine des technologies et des gisements d'économie en énergie, très utile pour la modélisation de la courbe de charge et son évolution en fonction des transferts ou modifications des usages. Cet aspect est également souligné dans les scénarios de l'UFE¹.

[1] Le scénario Négawatt apporte aussi une réponse à la question de la maîtrise de la pointe en faisant l'hypothèse que l'équilibre du réseau électrique peut être permis par le couplage réseau de gaz-réseau électrique et la méthanation, mais aucun élément concernant l'approche au pas horaire n'a été documenté.

Bien qu'ils parviennent à des niveaux de demande contrastés en 2030, la plupart des scénarios reconnaissent le rôle de plus en plus prépondérant de la maîtrise de la demande d'énergie.

2.2. Les gisements d'économie d'énergie dans les différents secteurs sont bien identifiés par les scénarios traitant la demande

Si, dans les secteurs industriel et tertiaire, l'atteinte des objectifs du paquet climat-énergie et du Grenelle est plus ou moins délicate en fonction du secteur considéré, il semblerait que le secteur du bâtiment pose de réels défis. Les scénarios en sont généralement conscients et évoquent parfois cette difficulté, d'autant qu'ils ont été développés par leurs auteurs avant les conclusions de la Table ronde nationale pour l'efficacité énergétique.

Le secteur résidentiel-tertiaire pèse dans la consommation énergétique en France

Les consommations principales du secteur du bâtiment correspondent aux usages suivants : le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la ventilation et l'éclairage. Des technologies existent et se développent pour répondre à chacun de ces usages. Les principaux leviers de réduction de la demande correspondraient donc à l'amélioration de la performance énergétique du bâtiment, aux progrès technologiques sur les équipements et à la modification des comportements.

Comme évoqué dans le précédent chapitre, la grande difficulté sur ce secteur est liée à l'importance d'un parc bâti majoritairement individuel, ancien et peu performant, surtout dans le secteur résidentiel. Il existe près de 31 millions de logements, dont 26 millions de résidences principales constituées à 56 % de maisons individuelles. Le parc est ancien puisqu'il a été construit pour un tiers avant 1948, un tiers entre 1948 et 1975 et le reste après 1975.

On voit sur le graphique suivant que les consommations unitaires peuvent varier du simple à plus du double entre un logement collectif récent et une maison individuelle ancienne, en grande partie en raison des consommations d'énergie pour le chauffage. La consommation moyenne du parc est bien au-dessus des contraintes que la Réglementation thermique 2012 (RT 2012) imposera aux nouveaux bâtiments.

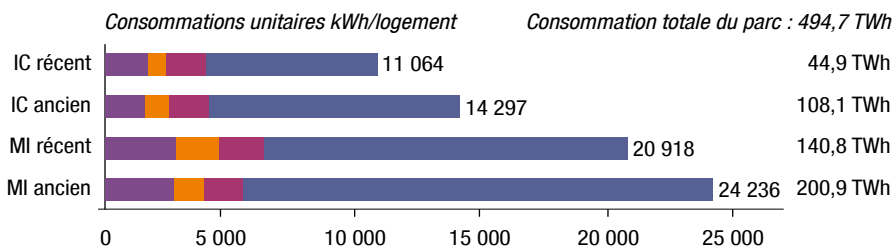
En somme, le parc est inefficace au regard des standards actuels et compte tenu de la constante de temps longue propre au secteur du bâtiment, même si les nouveaux logements sont beaucoup plus efficaces, ils resteront minoritaires

encore quelque temps (le taux de renouvellement du parc demeure faible : 1 % par an de logements neufs construits et seulement 0,1 % de destruction).



Consommation d'énergie finale par usages des résidences principales

■ Usages spécifiques ■ Eau chaude IC : immeuble collectif
■ Cuisson ■ Chauffage MI : maison individuelle



Source : CEREN ADEME, *Les chiffres clefs du bâtiment 2009*

Techniquement, une rénovation globale peut atteindre d'excellents niveaux de performance, en agissant simultanément sur la toiture ou les combles, toutes les parois, les ouvrants et la ventilation. Les économies d'énergie réalisées ne permettent pas d'assurer la rentabilité de l'investissement à effectuer, mais ces rénovations sont cependant généralisées dans le scénario Négawatt. Certaines actions restent malgré tout économiquement rentables, par exemple l'éclairage performant ou l'isolation des combles¹. Certaines actions sont réalisées même si elles ne sont pas économiquement rentables, parce qu'elles sont valorisables au-delà de l'énergie qu'elles permettent d'économiser (par exemple, l'isolation phonique obtenue en isolant les fenêtres). D'autres actions pourraient l'être si elles étaient réalisées de manière opportune (lors de travaux d'entretien non directement liés), telles que l'isolation par l'extérieur à l'occasion d'un ravalement. Cette logique de mutualisation des coûts fixes est bien mise en avant dans le scénario Négatep. Le problème auquel on est confronté est celui des rendements décroissants car si la première action est facilement rentable, les suivantes peuvent l'être beaucoup moins. L'analyse par ordre de mérite des

[1] Le calcul de la rentabilité d'une action d'efficacité énergétique n'est pas évident en soi, il faut connaître la durée de vie de l'action, les économies réelles d'énergie qu'elle permet de réaliser, le taux d'actualisation à retenir dans le calcul, conforme au temps de retour attendu par l'investisseur. Le coût de l'installation devrait également être pris en compte.

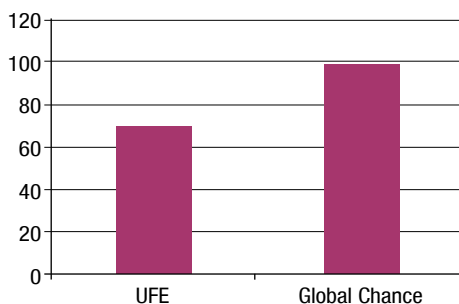
actions d'efficacité énergétique par l'UFE met ce constat en évidence. De plus, il faut prendre en compte l'effet rebond (défini plus haut).

Concernant les équipements, il existe une grande variété de produits dont l'intérêt et l'efficacité dépendent de caractéristiques propres au logement, par exemple son isolation. Ainsi, le chauffage électrique est très rentable pour des bâtiments très efficaces, car faiblement capitalistique. La pompe à chaleur Air/Air peut l'être pour des logements très ou moyennement efficaces et pourrait bénéficier de baisses de coût à l'avenir. La pompe à chaleur Air/Eau ou hybride est intéressante pour des logements difficiles à rénover, elle bénéficie du rendement de la chaudière à condensation quand il fait très froid et de la pompe à chaleur quand il fait moins froid. Cependant, le produit n'est pas encore complètement mature et compétitif. Le chauffage au gaz, au-delà de la chaudière à condensation parfaitement mature, offre également des perspectives avec la micro-cogénération, par exemple, qui arrive sur le marché. Les scénarios de l'UFE et le BP 2011 de RTE décrivent très précisément les équipements qu'ils envisagent pour répondre aux différents usages (chaleur, eau-chaude sanitaire, éclairage, etc.) et prennent en compte les différenciations liées aux catégories de bâtiments (logement collectif, maison individuelle, neuf, rénové, etc.). En réalité, il faudrait presque raisonner au cas par cas en fonction des caractéristiques de chaque bâtiment.

Parmi les scénarios, seuls ceux de l'UFE et de Global Chance considèrent les actions d'efficacité énergétique et les gisements effectivement accessibles en termes de coûts.



Investissements cumulés de MDE* dans deux scénarios analysés (en milliards d'euros)



(*) MDE : maîtrise de la demande d'énergie

Source : commission Énergies 2050

Au-delà de l'efficacité intrinsèque d'un équipement, on peut aussi jouer sur une meilleure flexibilité de son usage à l'aide d'un réseau plus intelligent. La diffusion des compteurs intelligents pour les réseaux électriques notamment donnera la possibilité de proposer des offres tarifaires plus adaptées et répondant aux consommations de pointe. On pourra également, à condition de les relier au compteur, contrôler à distance les différents équipements, mieux suivre leur consommation, tout en assurant un service de qualité. Dans le secteur tertiaire, une plus grande flexibilité pour les usages tels que le chauffage ou l'éclairage permettrait d'importantes économies d'énergie.

Le gisement de réduction a été bien exploité dans le secteur industriel mais il reste des marges de progression

Le secteur de l'industrie a fait de gros efforts en matière d'efficacité énergétique par le passé. Des effets de structure ont aussi beaucoup joué, en raison de la tertiarisation de l'économie qui s'est fortement accentuée ces dernières années. On peut imaginer aller plus loin en agissant notamment sur le rendement des moteurs, sur les procédés consommateurs d'énergie dans les secteurs de la sidérurgie, de la cimenterie, et également sur les usages transverses tels que l'éclairage, la production de froid, l'air comprimé ou le chauffage. Toutefois, le gisement exploité dans les scénarios équivaut en général à 20 % du gisement total exploité, qui varie de 74 à 164 TWh pour les scénarios qui le chiffrent en 2030.

Les efforts dans le secteur des transports supposent d'importantes percées technologiques

La réduction de la consommation dans le secteur des transports vise en général à s'affranchir d'une dépendance encore très importante aux énergies fossiles, polluantes et de plus en plus coûteuses. Pour diminuer la consommation de façon significative sans toutefois modifier notablement la structure du secteur, on peut faire appel à des technologies plus performantes, par exemple au niveau des moteurs.

En changeant de vecteur énergétique, on peut associer à l'effort d'efficacité énergétique un objectif environnemental ou de sécurité d'approvisionnement. Pour cela, on peut se tourner vers les biocarburants (plus particulièrement de seconde génération) et vers les véhicules hybrides ou purement électriques, dont le taux de pénétration est significatif d'ici 2030 dans certains scénarios¹.

[1] Et à condition que l'électricité soit fortement décarbonée.

Le scénario Négawatt, qui vise une électrification moins significative des usages, met plutôt en avant les propriétés des véhicules fonctionnant au gaz approvisionnés à terme par du biogaz et du gaz de synthèse. Toutefois, la pénétration de toutes ces technologies dans le futur ne sera pas systématique et dépendra notamment de leur rentabilité économique.

2.3. Certains scénarios peuvent se révéler prudents quant à l'atteinte des objectifs du Grenelle à l'horizon 2020

L'horizon 2020 n'est pas toujours un horizon pertinent dans les scénarios étudiés car ceux-ci se projettent plutôt à 2030 ou 2050.

Dans le secteur du bâtiment, les actions de maîtrise de la demande sont plus complexes en raison de leur hétérogénéité

L'intérêt économique dans le secteur du bâtiment est moins directement évident que dans le secteur industriel car le gain réel dépend de nombreuses décisions devant être prises simultanément par des agents peu informés. Une rénovation totale permettant d'atteindre de hauts niveaux de performance énergétique, comme le met en œuvre le scénario Négawatt, bien que techniquement possible, est trop chère. Le scénario Négatep propose de sélectionner les logements les plus consommateurs et de se contenter d'une rénovation diffuse et opportuniste dans les autres cas. C'est-à-dire que l'on doit profiter de travaux d'entretien pour réaliser des travaux énergétiques et ainsi mutualiser les coûts fixes (échafaudages, etc.). Certains gestes et certains équipements sont aujourd'hui rentables, mais la cohérence entre les différentes actions est primordiale pour obtenir un effet.

Il semble nécessaire de faire du sur mesure, ce qui implique d'avoir des agents bien informés, à la fois les consommateurs et les professionnels de la filière, qui doivent offrir des bouquets d'actions pertinentes. Le réel enjeu réside donc dans la structuration d'une filière encore très artisanale, dont la segmentation ne permet pas la bonne circulation des compétences et dont le manque de synergie empêche l'atteinte des objectifs aujourd'hui.

Les efforts de maîtrise de la demande ne sont généralement pas documentés par les scénarios en fonction de leurs coûts ou de leur pertinence au regard du mix énergétique retenu

À l'exception de l'UFE qui a dressé un « *merit order* » de solutions et de technologies, aucun scénario ne modélise les économies d'énergie. Il en

découle des difficultés d'arbitrage intrinsèques aux modèles entre économies d'énergie et production décarbonée. De plus, il n'est pas mis en évidence si les économies d'énergie envisagées sont soutenables par la société, ni si les politiques en la matière sont efficaces.

Les efforts de maîtrise de la demande répondent à l'enjeu de la raréfaction des ressources énergétiques et d'une contrainte environnementale qui doivent se refléter dans les prix de l'énergie. La contrainte environnementale est déjà valorisée par le quota carbone pour les entreprises soumises au régime ETS en Europe, mais devrait l'être en théorie pour l'ensemble de l'économie. Sous cette forme ou par le biais d'une taxe, la contrainte environnementale devrait ainsi être répercutée dans les prix des énergies pour le consommateur final, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Et les signaux ainsi transmis aux consommateurs doivent être suffisamment pérennes pour encourager à l'investissement.

Il n'est pas toujours apparent dans les scénarios que les équipements et les actions de maîtrise de la demande sont sélectionnés pour leur compétitivité relative et cohérente, en concurrence avec les technologies d'offre d'énergie répondant aux mêmes exigences (les énergies décarbonées, par exemple). Les effets de substitution entre énergies (passage d'un chauffage au gaz à un chauffage électrique, par exemple), qui peuvent entraîner la création de nouveaux postes de consommation (production de biocarburants, d'hydrogène, etc.), devraient pourtant répondre à la rationalité économique (*voir aussi chapitre 4*). Ainsi, une électrification poussée des usages, avec le déploiement massif de pompes à chaleur ou de véhicules électriques, n'a de sens que si l'on conserve un mix électrique compétitif, décarboné et une production abondante. Cette électrification devrait également prendre en compte le problème de la pointe. Par conséquent, l'effort de maîtrise de la demande doit être calculé en cohérence avec le poids des objectifs globaux de sécurité d'approvisionnement et de la limitation des émissions de CO₂. Ainsi, un mix électrique déjà décarboné et ne pesant pas sur les ressources en énergie primaire ne devrait pas aboutir à un prix de l'électricité plus élevé en raison de mesures d'efficacité énergétique non abordables. Inversement, les actions de la maîtrise de la demande plus rentables aujourd'hui que la construction d'une capacité supplémentaire doivent être mises en œuvre indépendamment de l'avenir réservé au nucléaire. En tout état de cause, la sobriété énergétique doit être encouragée quel que soit le devenir du mix énergétique de la France.

Certains des scénarios étudiés prennent en compte des arguments économiques pour retenir les actions d'efficacité énergétique, allant même jusqu'à les sélectionner par préséance économique. Sauf à préciser explicitement que l'on donne la priorité à la maîtrise de la demande d'énergie sur l'offre, on peut regretter que l'optimisation ne soit pas couplée entre les actions de réduction de la demande et les actions d'offre. De même, les transferts d'usage intégrés dans les scénarios sont souvent exogènes aux hypothèses retenues, alors que leur pertinence est parfois à mettre en regard du mix énergétique retenu. En résumé, la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) doit être abordée de façon rationnelle, elle ne porte pas seulement sur l'électricité, et lorsqu'on considère l'électricité, la maîtrise de la pointe est également à prendre en compte. La sobriété énergétique restant par ailleurs la priorité.

Les scénarios prônent un couplage des efforts d'efficacité et des incitations à la sobriété énergétique

Compte tenu de l'effet rebond, les mesures d'efficacité énergétique n'engendrent pas toujours des économies d'énergie mais plutôt un accroissement du confort dans le secteur du logement. Si l'on souhaite que ces actions d'amélioration de la performance énergétique bénéficient entièrement à la réduction de la consommation énergétique sans inciter au gaspillage, il semble nécessaire de les accompagner de mesures d'incitation à la sobriété énergétique. Là encore, la tarification est cruciale, même si, dans le bâtiment, elle n'est probablement pas suffisante compte tenu d'imperfections de marché (problèmes de transmission de l'incitation entre locataire et propriétaire, de passager clandestin dans les copropriétés au chauffage collectif, etc.). Bien que difficile à faire accepter socialement, une hausse des prix des transports apparaît indispensable pour maîtriser la demande, tous les modes de transport étant aujourd'hui fortement sous-tarifés¹. Plus ponctuellement, on peut également chercher par exemple à adopter une conduite plus éco-responsable, avec le respect des limitations de vitesse, et à développer la pratique du partage des véhicules. Dans l'industrie, on peut essayer de mieux tirer parti des synergies existantes, par exemple en utilisant la chaleur évacuée par une activité pour chauffer des bâtiments environnants.

[1] Cf. notamment, pour la route : Meunier (2009), « La circulation routière est-elle bien tarifée ? », *La Revue du CGDD* ; pour le ferroviaire : le chapitre 1 du rapport du Centre d'analyse stratégique (2011), *L'ouverture à la concurrence du transport ferroviaire de voyageurs*, rapport de la mission présidée par Claude Abraham, Paris, La Documentation française, novembre, www.strategie.gouv.fr/content/rapport-l%25E2%2580%2599ouverture-la-concurrence-du-transport-ferroviaire-de-voyageurs ; pour le transport collectif urbain : Bureau D. (2011), « Opportunité socioéconomique d'une hausse de prix des transports publics franciliens », *Document de travail*, Direction générale du Trésor.

Le scénario Négawatt explore ce thème dans le détail et fournit un intéressant cas d'école en imaginant une société mutualisant davantage ses besoins et ses consommations. Le scénario repose donc plus sur un choix de société que sur un choix énergétique, et le modèle de société envisagé peut ne pas être partagé. En outre, une telle transition ne pourrait certainement pas avoir lieu avec un horizon de temps aussi court, et ne doit donc pas devenir une pierre angulaire de la politique de réduction de la consommation d'énergie.

3 ■ Enjeux en matière d'offre

Cette section présente la diversité des évolutions du mix énergétique proposées par les scénarios étudiés. Nous discuterons également des enjeux liés à l'évolution des technologies, aux réseaux et aux échanges internationaux.

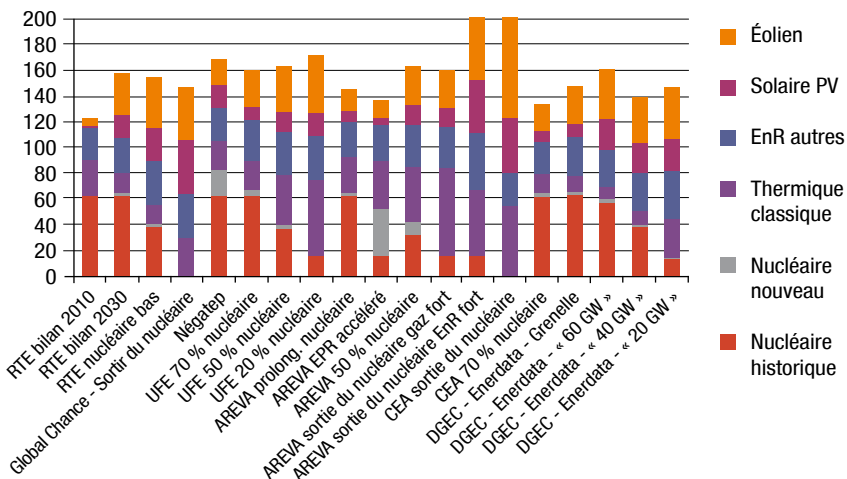
3.1. Une grande variété de mix électriques est proposée, mais les effets sont loin d'être identiques

En raison du poids du nucléaire dans le mix électrique actuel et des débats qui entourent son avenir, la plupart des scénarios étudiés considèrent des options très contrastées sur la place du nucléaire dans le mix électrique futur. En cas d'abandon ou de diminution de la part du nucléaire, son remplacement prend des formes variées, généralement des CCG (cycles combinés gaz), des EnR (en général éolien et/ou solaire PV¹), ou un mix des deux. La biomasse est en général insuffisamment prise en compte, y compris la biomasse à usage de chaleur. Le recours au charbon est rare. Le premier graphique page suivante représente les capacités installées pour chaque scénario.

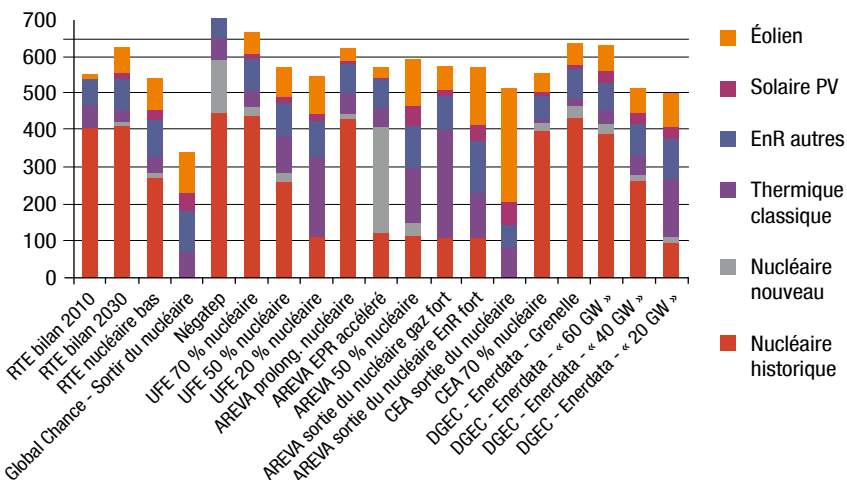
En énergie produite (*voir second graphique*), les proportions sont différentes, certains moyens tournant en base (par exemple le nucléaire, environ 7 000 heures par an), d'autres en semi-base (typiquement le gaz ou le charbon, plusieurs milliers d'heures par an), les autres en pointe ou de manière aléatoire (éolien : 2 000 heures par an, solaire PV entre 800 et 1 200 heures en France). L'histogramme des productions montre que les scénarios correspondant aux capacités installées les plus importantes ne sont pas ceux qui aboutissent à la production d'électricité la plus forte.

[1] PV : photovoltaïque.

📌 **Comparaison des parcs de production installés en 2030 dans les différents scénarios considérés en termes de capacités (en GW)**



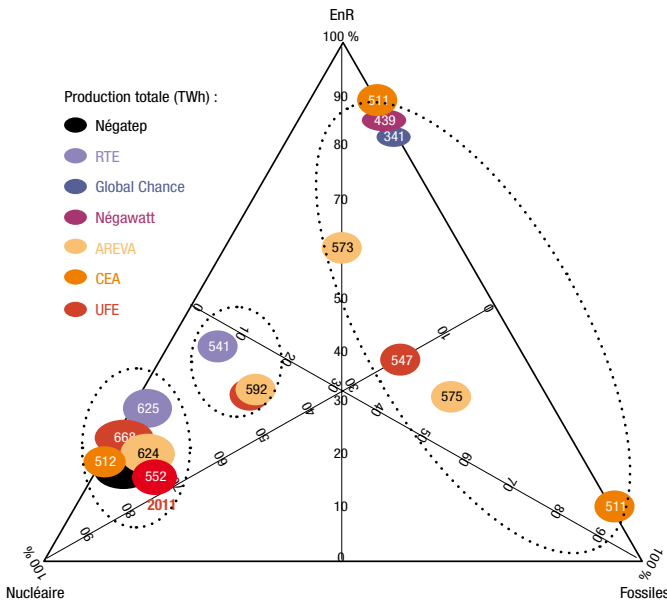
Comparaison des parcs de production installés en 2030 dans les différents scénarios considérés en termes de production (TWh)



Source : commission Énergies 2050

Le graphique suivant présente les productions totales d'électricité des différents scénarios analysés à horizon 2030, d'une autre manière, afin de mettre en relief le tropisme de chacun d'entre eux vers les différentes technologies (nucléaire ; fossiles ou énergies renouvelables).

Production totale en 2030 et répartition entre moyens de production dans les différents scénarios étudiés



Clé de lecture : la surface des pastilles reflète la production totale en 2030. Le pourcentage de production associé à une technologie se lit par projection orthogonale sur l'axe correspondant. La production totale ne doit pas être confondue avec les besoins électriques nationaux, qui n'incluent notamment pas le solde des échanges.

Source : *commission Énergies 2050*

On observe qu'à horizon 2030, les mix électriques envisagés par les différents scénarios sont très différents, et s'écartent parfois sensiblement du mix actuel. Par exemple, les besoins électriques nationaux estimés pour 2030 varient du simple au double, et la part du nucléaire dans le mix électrique de 0 % à 75 %. On retrouve sur ce graphique trois groupes de scénarios, qui correspondent aux trois options listées dans la lettre du ministre et rappelées dans la section précédente¹. Quelques remarques sont nécessaires par rapport aux scénarios proposés.

[1] La quatrième option concernant l'accélération de la génération 4 n'étant étudiée par aucun des scénarios.

1) En toute rigueur, les besoins électriques nationaux estimés pour 2030 devraient être dépendants du parc électrique proposé. En effet, la perte de compétitivité des mix électriques intégrant une part moindre d'électricité d'origine nucléaire justifie d'autant plus la maîtrise de la demande d'énergie et modifie les substitutions d'usages entre énergies (*voir section 4.2*). Cet effet est rarement détaillé dans les scénarios. Certains appliquent la même référence de consommation quel que soit le mix de production considéré (AREVA) ; d'autres construisent différents scénarios de demande, en prenant en compte les écarts de prix entre énergies et les transferts d'usages induits (RTE), mais sans les relier par des élasticités aux prix de l'électricité calculés à partir du parc de production (RTE). Enfin, certains exercices académiques, comme celui de l'École des Mines de Paris (CMA) utilisant le modèle MARKAL, appliquent des élasticités à la demande globale mais sans détailler les actions de MDE sous-jacentes¹. Dans tous les cas, lorsqu'un scénario considère des actions de MDE importantes, il est nécessaire pour avoir une vision globale de la facture électrique d'intégrer au calcul le coût de ces actions.

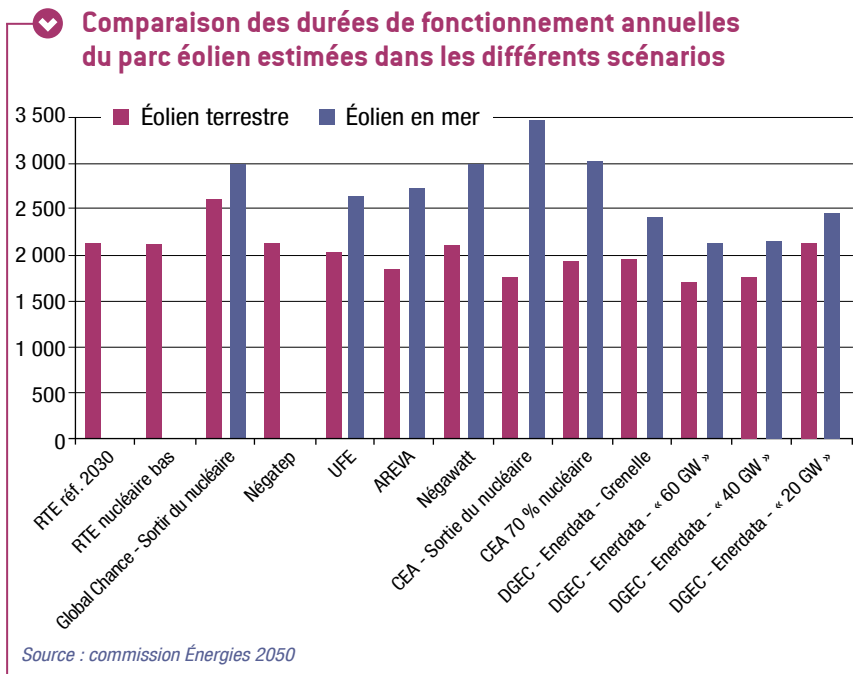
2) Atteindre 0 % de nucléaire en 2030 implique de fermer de manière anticipée (avant 40 ans) sept tranches nucléaires et de renoncer à l'EPR de Flamanville. Les conséquences économiques de ces décisions seraient extrêmement lourdes et la faisabilité technique de la transition serait non avérée, ce qui rend peu réalistes les scénarios cherchant à atteindre cet objectif dès 2030. De manière générale, il est important de souligner la grande inertie du mix de production électrique.

3) Le choix du mix énergétique impacte fortement la quantité globale de capacités de production à installer, ce qui pose la question de leur financement, en particulier pour les plus capitalistiques, de leur acceptabilité et des contraintes de gisement (sites éolien ou disponibilité de la biomasse). De plus, en raison de l'historique de construction des centrales nucléaires françaises (*rappelé au chapitre 2*), le besoin de prolongation ou d'installation de nouvelles centrales est centré sur la période 2020-2030 et pourrait entraîner d'importantes contraintes de financement. Dans certains scénarios, les dynamiques d'installation de nouvelles centrales proposées pour certaines filières semblent à ce titre extrêmement ambitieuses.

4) À partir des productions et des capacités installées indiquées pour chacun des scénarios, on peut déduire les estimations des durées d'utilisation des différentes

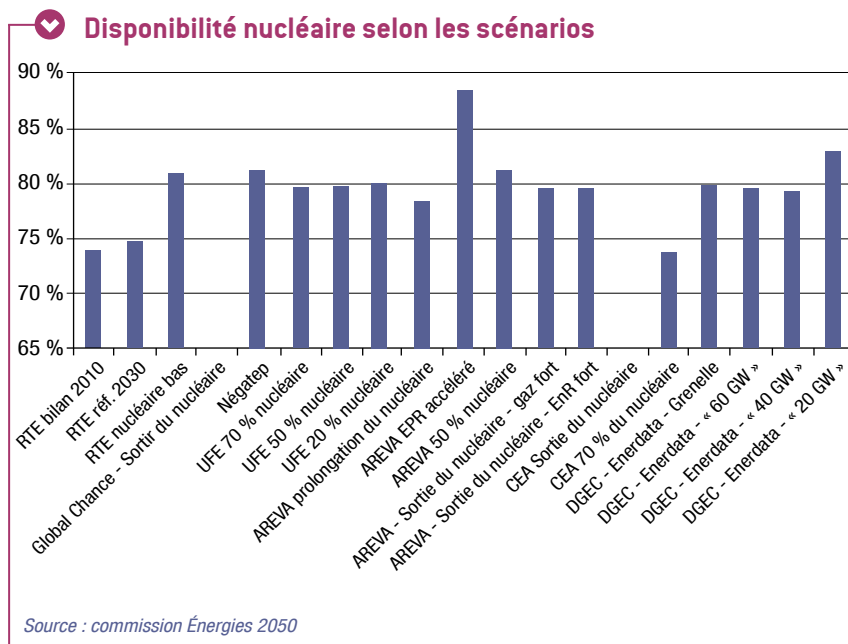
[1] L'exercice consistant à identifier les gisements et le coût des différentes solutions de MDE pour construire un « merit order » a été, ou est en cours, de réalisation par diverses institutions.

technologies. À titre d'exemple, le graphique suivant compare les durées estimées de fonctionnement annuelles (en équivalent pleine puissance) pour l'éolien dans les différents scénarios. On observe des écarts significatifs. Ainsi, dans ses bilans prévisionnels, RTE indique que sur les quatre dernières années, le parc éolien terrestre installé a fonctionné en moyenne 2 000 heures. Pour les horizons à long terme, RTE retient dans son scénario de référence une hypothèse de durée de fonctionnement moyen de 2 106 heures¹ pour le parc global, le développement de parcs *offshore* compensant le moindre productible des parcs terrestres les plus récents situés sur des zones moins favorables (« Sortir du nucléaire » est beaucoup plus optimiste et voit les éoliennes terrestres fonctionner près de 2 600 heures par an). L'association Négatep et l'UFE font état de durées cohérentes avec celles de RTE, tandis qu'AREVA retient des durées sensiblement plus faibles (1 840 heures). Par construction, Négawatt a des durées d'utilisation de 2 106 heures (terrestre) et 3 000 heures (en mer).



[1] Pour estimer cette durée, RTE retient une démarche probabiliste dans ses simulations éoliennes. Cent chroniques de production ont été générées à partir d'historiques de production éolienne, en conservant les caractéristiques de ces historiques (moyenne, écart-type, puissance maximale produite, etc.). Le foisonnement de la production éolienne entre différentes zones géographiques simulées a été pris en compte.

Les coefficients de production du parc nucléaire, qui dépendent notamment de la disponibilité des tranches (« Kd »¹), peuvent être obtenus de la même manière. Le bilan 2010, établi par RTE, met en évidence la relative mauvaise disponibilité des tranches sur la période récente (minimum en année mobile entre mai 2009 et mai 2010). Il a conduit RTE à adopter pour ses projections de disponibilité une attitude prudente. En 2030, le coefficient de production issu des simulations probabilistes de RTE (prenant en compte des aléas de disponibilité et l’empilement des différentes offres de production à pas horaire) est donc inférieur à 75 %, alors que les autres scénarios sont plus optimistes, avec un taux avoisinant 80 %. Le scénario AREVA EPR accéléré se démarque, car ce réacteur est conçu pour avoir une plus grande disponibilité.



La valeur d’un point de disponibilité est loin d’être anecdotique car elle correspond à 630 MW en capacité et 5,5 TWh en énergie. Si les tranches françaises disposaient d’un Kd identique à celui des tranches des pays voisins

[1] Le Kd (coefficient de disponibilité) est supérieur au coefficient de production car de nombreuses indisponibilités dues à des raisons extérieures aux tranches ne sont pas comptabilisées (gestion du réseau, limitations environnementales, grèves, etc.).

ou des États-Unis, le gain annuel serait de 50 TWh ou 60 TWh environ, soit l'équivalent en production de sept tranches nucléaires ou de l'ensemble des EnR électriques prévues pour 2020 par le Grenelle de l'environnement.

5) Un des enjeux du parc de production électrique est d'assurer à tout instant l'équilibre offre/demande, notamment lors des pointes de consommation. L'intermittence et le caractère difficilement prévisible de certaines énergies renouvelables posent à ce titre un défi, auquel les scénarios répondent de manière variée en fonction des méthodologies sous-jacentes¹. Tous maintiennent ainsi une part de production à partir de combustibles fossiles (*voir graphique précédent*). Certains prennent également en compte les échanges avec les parcs étrangers, des effets de foisonnement entre énergies renouvelables ou encore le développement de capacités de stockage. Néanmoins, ces trois potentiels doivent être considérés avec prudence. En effet, l'évolution des parcs étrangers est difficile à anticiper et peu contrôlable (voir l'exemple allemand), l'effet de foisonnement est limité², et les moyens de stockage aujourd'hui peu rentables économiquement. Les différences méthodologiques expliquent notamment pourquoi, entre deux scénarios ayant fait le même choix sur le nucléaire, le rapport entre les capacités thermiques et renouvelables peut varier sensiblement. À titre d'exemple, le scénario UFE 70 % propose environ 8 GW de capacités thermiques supplémentaires par rapport au scénario RTE de référence, car il impose au parc de production de répondre à la demande nationale en énergie et en puissance, sans modéliser le potentiel des parcs de production voisins (ce que fait RTE dans ses simulations). Au total, les auditions menées par la commission montrent que la fiabilité d'un parc avec une forte ou très forte composante intermittente présente un certain nombre d'incertitudes, ce qui induit des besoins significatifs en R & D et ne garantit pas la faisabilité de certains scénarios.

[1] RTE se fonde par exemple sur des simulations de fonctionnement du système électrique européen (13 zones électriques autour de la France, modélisation des échanges transfrontaliers), menées à pas horaire sur une année complète et intégrant divers aléas. AREVA et l'UFE ne disposent pas de modélisations aussi précises mais estiment néanmoins de manière explicite une demande de pointe spécifique à laquelle ils répondent, ce qui n'est pas le cas dans d'autres scénarios.

[2] Sur la base d'une analyse de l'hiver 2010-2011 dans plusieurs pays d'Europe de l'Ouest, l'association Sauvons le Climat (SLC) a montré que le facteur de charge du parc éolien (65 GW sur la zone d'étude) a varié entre 3,34 % et 64,7 % (moyenne : 22,84 %). La durée des périodes de vents faibles peut dépasser une semaine.

3.2. À horizon 2050, les projections sont évidemment plus hasardeuses qu'à 2030

Comme indiqué plus haut, la plupart des scénarios se limitent à l'horizon 2030. Il a d'ailleurs été avancé à plusieurs reprises que les horizons 2030 et 2050 relevaient d'optiques différentes. À horizon 2030, il est en effet possible d'avoir une idée des technologies de production compétitives à partir des technologies actuelles ou en développement. De plus, en raison de l'inertie mentionnée précédemment, le mix énergétique ne pourra diverger du mix actuel que dans des proportions raisonnables. À l'inverse, l'horizon 2050 est complètement ouvert, mais de ce fait très difficile à prévoir. À titre d'exemple, il y a 39 ans, la production électronucléaire française n'en était qu'à ses prémices. Dans la plupart des scénarios étudiés, le passage de 2030 à 2050, lorsqu'il est fait, correspond donc au prolongement de tendances déjà engagées avant 2030 et n'intègre pas ou peu la possibilité de ruptures technologiques intéressantes (voir section 3.4.).

3.3. L'électricité ne représente néanmoins qu'une partie du mix énergétique français, qui doit être considéré dans sa globalité

La production électronucléaire française ne permet de répondre qu'à une petite partie de la consommation totale d'énergie finale (environ 20 %). Par conséquent, l'analyse prospective du mix énergétique français se doit de considérer également l'offre non électrique, ce qui implique une description explicite des combustibles et carburants permettant de répondre aux usages finaux de chaleur et de mobilité non assurés par l'électricité. Parmi les scénarios étudiés à l'échelle de la France, seuls Négawatt et Négatep considèrent le mix énergétique dans sa globalité (voir section 4.1)¹.

L'usage final de la chaleur se retrouve à la fois dans le secteur résidentiel-tertiaire et dans le secteur industriel. Selon une méthodologie et un décompte de Négawatt pour 2010, 927 TWh de chaleur auraient été utilisés, principalement obtenus à partir de combustibles gazeux (45 %) ou liquides (fioul, biomasse, 17 %), de biomasse solide (12 %) et d'électricité (15 %). Les réseaux de chaleur, alimentés de diverses façons, ne contribuent qu'à hauteur de 5 %. Certains usages de la chaleur, notamment dans l'industrie, sont spécifiques d'un type de vecteur énergétique. De même, certains vecteurs énergétiques de réseaux ne sont pas disponibles partout. Néanmoins, dans la plupart des cas, les différents

[1] Les autres considèrent une demande électrique globale, qui intègre parfois des effets de substitution entre énergies, et cherchent ensuite l'offre électrique adéquate pour y répondre.

vecteurs énergétiques utilisés pour la production de chaleur sont substituables. À titre d'exemple, à horizon 2050, Négatep propose une substitution importante des combustibles fossiles vers l'électricité, alors que Négawatt s'appuie de manière accrue sur la biomasse solide, le solaire thermique et les réseaux de chaleur. Dans la réalité, le choix du vecteur énergétique relèvera de décisions prises par des entreprises ou des particuliers sur la base de considérations économiques, dans le champ contraint par la réglementation. Par conséquent, les substitutions entre vecteurs dépendront à la fois de leur compétitivité relative et des incitations fiscales mises en place par le gouvernement.

L'usage final de mobilité correspond au secteur des transports. Actuellement, cet usage est assuré de manière prépondérante par des carburants liquides, et marginalement par de l'électricité (1,5 %) et du gaz carburant (< 1 %). Ces carburants (essence, diesel, kérosène) sont issus du raffinage¹ de combustibles fossiles importés. À horizon 2050, les scénarios s'accordent sur l'intérêt de faire évoluer cette structure, en raison des tensions sur l'approvisionnement en ressources fossiles et des objectifs de diminution des émissions de gaz à effet de serre. Dans la plupart des scénarios, l'électricité assure donc à horizon 2030-2050 une part plus importante de l'usage final de mobilité, au travers du développement du véhicule électrique et du transport ferroviaire. Les biocarburants se développent aussi. Le gaz carburant devient également pour certains une solution pertinente, d'autant plus que ce gaz pourra être en partie constitué de biométhane produit à partir de sources renouvelables ou de déchets, et transporté après injection dans les réseaux gaziers. Enfin, il n'est pas à exclure que l'hydrogène puisse jouer un rôle pour la mobilité au-delà de 2030.

3.4. Les évolutions des coûts de production, des prix et d'éventuels sauts technologiques sont les déterminants majeurs pour juger de la pertinence des scénarios étudiés

Il existe de nombreuses incertitudes concernant les évolutions technologiques, les coûts de production et les prix des combustibles fossiles dans le secteur énergétique. Cela rend tout exercice de prospective difficile car ces paramètres sont les principaux facteurs d'évolution du mix énergétique français. En effet, dans le contexte européen d'ouverture des marchés et en raison des

[1] Actuellement, une part importante du raffinage est faite en Europe, mais cette industrie est actuellement en difficulté, en raison principalement de surcapacités et de la distorsion créée par une diésélisation excessive du parc automobile européen.

contraintes budgétaires, la marge de manœuvre des pouvoirs publics au travers d'instruments fiscaux ou réglementaires est limitée. Entre organismes et scénarios, les hypothèses de coûts de production peuvent varier sensiblement, ce qui explique une partie des différences entre les mix électriques proposés.

Pour comparer les coûts de production de différentes technologies, on peut utiliser l'approche par coûts complets détaillée dans l'encadré suivant, même si la seule comparaison de ces coûts complets ne permet pas une appréciation globale de l'intérêt relatif des différentes technologies. En effet, elle n'inclut notamment pas, pour les EnR, les externalités associées à leur production¹.

♥ Les coûts complets de production de l'électricité

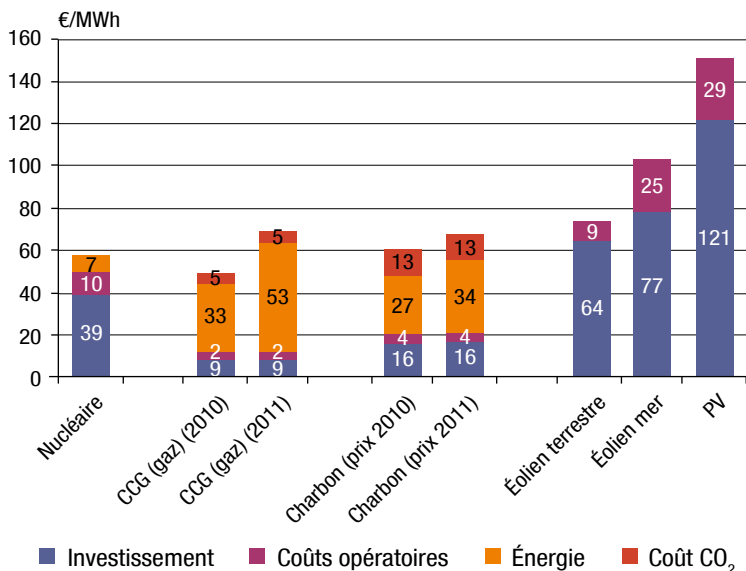
Les coûts d'investissement ne peuvent pas constituer le seul paramètre discriminant entre divers moyens de production. Les coûts variables – exploitation et combustible – peuvent être très importants selon les moyens, comme pour le CCG (cycle combiné gaz), le prix du gaz constituant alors près des trois quarts du coût total.

La méthode de calcul consiste à faire le bilan actualisé des dépenses prévisionnelles futures en comparaison avec la somme actualisée des productions futures. Le détail de cette méthode est décrit par exemple dans l'exercice « coûts de référence de la production électrique », mené périodiquement par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), qui a pour objet de comparer, dans un cadre théorique défini, les coûts complets de production d'électricité selon les différentes filières afin d'éclairer les futurs choix d'investissement.

Ces coûts de référence (base Europe) sont fondés sur les prix des énergies en Europe (2010 et 2011 pour le gaz naturel et le charbon) et sur des hypothèses normatives, notamment en ce qui concerne le taux d'actualisation et la durée de vie économique des installations. Le diagramme suivant est reproduit à titre illustratif afin de mettre en évidence la structure des coûts complets de chacun des moyens de production pour de nouvelles unités.

[1] Ces externalités sont à la fois positives et négatives. À titre d'exemple, on peut citer comme externalité positive les impacts environnementaux, à la fois en termes de baisse des polluants locaux ou des émissions de GES (la mise en enchère des quotas d'émission à partir de 2013 amène néanmoins à nuancer ce deuxième point). Les externalités négatives liées à la production sont par exemple les impacts sur les réseaux et sur l'équilibrage offre/demande (besoin de capacités de substitution).

Coûts de production 2010/2011 par filières du secteur électrique (nouvelles unités)



Source : commission Énergies 2050, à partir d'hypothèses de l'OCDE-AIE WEO 2011¹

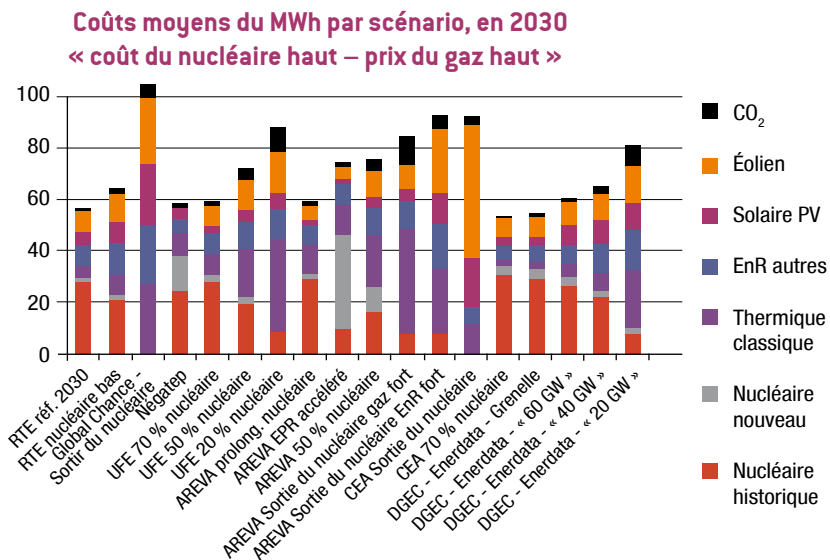
Ainsi, les moyens très capitalistiques car comportant une forte part d'investissement (nucléaire, mais aussi éolien et solaire PV) sont très sensibles au coût d'investissement, au taux d'actualisation et à la durée d'utilisation. À l'opposé, les CCG sont extrêmement sensibles au prix du gaz. Le charbon a une structure de coûts mieux répartie mais est assez exposé à un prix du CO₂ élevé (ou à une réglementation sur les niveaux d'émissions).

Ces coûts complets sont à utiliser avec les précautions d'usage. Leur variation en fonction de la durée d'appel du moyen de production peut être importante (pour un même coût au MW installé, il n'est pas indifférent qu'une installation fonctionne 2 000 ou 7 000 heures). De nombreux autres déterminants extérieurs doivent être intégrés, comme les conditions spécifiques du site (raccordement au réseau, approvisionnement en combustible, conditions de refroidissement,

[1] Taux d'actualisation : 8 %. Coûts d'investissement, nucléaire : 3 000 €/kW, CCG : 680 €/kW, charbon : 1 600 €/kW, éolien : 1 200 €/kW. Durée de construction du nucléaire : sept ans. Facteur de charge : 7 400 heures (85 %), sauf éolien à terre : 2 100 heures et en mer 3 000 heures. PV : 1 100 heures. Données prix : prix du gaz 19 €/MWh (2010) et 31 €/MWh (2011), charbon 74 €/tonne et 93 €/tonne, CO₂ 14 €/tonne.

conditions climatiques de vent, d'ensoleillement ou d'hydraulicité, coût de démantèlement]. Le service rendu au réseau n'est pas non plus comptabilisé (une énergie intermittente a moins de valeur qu'une énergie dispatchable). Les particularités de chaque centrale peuvent conduire à des écarts significatifs par rapport à l'installation de référence.

Une analyse des quatre options du même type est présentée au chapitre 4¹. Le graphique ci-dessous reproduit les résultats pour des hypothèses de coût élevé du nucléaire et de prix élevé du gaz (les parts respectives des différentes filières sont représentées) :



Source : commission Énergies 2050

Globalement, on peut retenir que les technologies de production aux coûts complets de production les plus faibles sont aujourd'hui celles utilisant des combustibles fossiles, le nucléaire et l'éolien terrestre. La dynamique d'évolution à la baisse des coûts complets pour certaines filières EnR (PV notamment) laisse penser qu'elles pourraient également devenir compétitives à horizon moyen terme, mais cette dynamique est incertaine et fait l'objet de divergences importantes entre scénarios étudiés. À titre d'exemple, pour le PV

(1) Une évaluation économique des scénarios sur la base des coûts complets, avec des variantes, est présentée dans les annexes disponibles sur le site du Centre d'analyse stratégique.

au sol en 2030, l'UFE estime un coût complet de 180 €/MWh (dont 19 €/MWh pour le raccordement), alors que le *World Economic Outlook 2011* de l'AIE, qui sert de base à plusieurs scénarios, table plutôt sur 130 €/MWh. Négawatt, sans donner d'évaluations chiffrées des coûts complets, considère pour sa part que le PV devrait à cet horizon être compétitif par rapport aux autres technologies de production.

Outre les technologies existantes, il est nécessaire de prendre en compte à horizon 2030, et *a fortiori* 2050, le possible avènement de technologies de rupture, dont l'émergence ouvrirait des perspectives importantes pour le mix de production énergétique. Parmi ces technologies, on peut citer notamment le nucléaire de quatrième génération, le captage et stockage de carbone, les applications liées au vecteur hydrogène, la méthanation, etc. Certains des scénarios étudiés sont dépendants de l'émergence de technologies de rupture, ce qui ne doit pas être oublié lorsqu'on procède à leur analyse. L'équilibre offre/demande repose par exemple, dans le scénario Négawatt, sur l'émergence de la méthanation. Plus généralement, peu de scénarios se préoccupent des conditions d'émergence de nouvelles technologies et de l'aptitude à les industrialiser, que ce soit en termes de compétences humaines ou d'efforts de R & D. En particulier, il est difficile d'envisager le développement de la quatrième génération nucléaire sans maintenir les générations actuelles.

3.5. Le développement et le renforcement des réseaux sont des défis à relever dans la plupart des scénarios, ce qui a un lien avec l'évolution des échanges internationaux

À horizon 2050, les évolutions du mix proposées par les différents scénarios auront des impacts importants sur les réseaux, notamment électriques et gaziers, ainsi que sur les échanges internationaux.

Les principaux impacts des évolutions du mix de production se produiront pour les réseaux électriques, à la fois en termes de développements physiques et de gestion. Au niveau européen, le remplacement des centrales fossiles par des centrales à énergies renouvelables, dont certaines intermittentes, ainsi que la volonté de créer un marché unique de l'énergie, impliquent le développement important des grands réseaux de transport et des interconnexions. Au niveau français, un renforcement du réseau de transport sera nécessaire pour permettre le passage des flux transnationaux et assurer l'équilibre offre/demande. Des développements très importants sont également à prévoir pour les réseaux

de distribution, qui représentent plus de 70 % des investissements réseaux totaux dans les scénarios UFE. Enfin, pour exploiter pleinement les potentiels de maîtrise de la demande d'énergie et intégrer au mieux les nouveaux moyens de production, l'information donnée au consommateur ainsi que la gestion du réseau seront amenés à évoluer, au moyen notamment de compteurs intelligents. Certaines de ces évolutions sont tendanciennes, et se produiront quel que soit le choix de mix énergétique français (renouvellement d'installations, besoins de renforcement), d'autres en revanche lui sont intimement associées (certaines interconnexions, essor des réseaux de distribution). En particulier, le développement d'énergies renouvelables décentralisées et intermittentes entraîne des surcoûts pour le réseau électrique dont il est nécessaire de tenir compte. À titre d'exemple, l'UFE estime qu'entre le scénario à 70 % nucléaire et celui à 20 %, les investissements cumulés d'ici 2030 dans le réseau électrique augmenteraient de 15 % (de 135 à 155 milliards d'euros).

En ce qui concerne le réseau gazier, un renforcement du réseau de transport et la création de nouvelles interconnexions sont d'ores et déjà prévus pour permettre une diversification des approvisionnements. En fonction des substitutions d'usages entre vecteurs énergétiques dans le résidentiel-tertiaire et du développement de l'injection directe de biométhane, le réseau de distribution pourrait également être amené à évoluer. De plus, comme pour l'électricité, on verra apparaître des réseaux et des compteurs plus « intelligents ». La modification du mix de production électrique (remplacement du nucléaire par un mix équilibré de production CCG/EnR, par exemple) pourrait susciter des besoins d'adaptation du réseau de gaz, ne serait-ce que pour gérer les pointes de consommation, même si ce réseau devrait disposer, grâce aux augmentations de capacité déjà décidées, des marges nécessaires pour le transport. Si le vecteur gaz se développait de manière importante pour les usages chaleur et mobilité, ou si le réseau gazier devenait un moyen de stocker le surplus de production électrique (sous forme d'hydrogène ou de méthane), des évolutions seraient alors à prévoir. Enfin, outre les réseaux électriques et gaziers, les réseaux de chaleur et de froid pourraient prendre une importance grandissante.



Stockage d'électricité à base d'hydrogène et sur la méthanation

Des techniques de stockage de l'électricité par dissociation de l'eau ou du CO₂ sont actuellement à l'étude chez GDF Suez, AREVA, Solvay-Rhodia, le CEA ou Air Liquide et dans les pays voisins chez E.ON, DONG Energy ou Siemens.

Si ces deux techniques poursuivent le même but, il convient de les traiter séparément, en commençant par le stockage de l'hydrogène qui intervient également dans la « méthanation ».

Le stockage d'électricité à base d'hydrogène

La transformation des kWh_e (électriques) en hydrogène par électrolyse alcaline a aujourd'hui un rendement de 60 % environ. En admettant que l'injection directe de l'hydrogène dans l'infrastructure gazière soit possible¹, la reconversion de cet hydrogène en kWh_e implique des pertes de 50 % environ. En effet, les meilleurs CCG ont actuellement un rendement de 60 % mais qui risque d'être dégradé en présence d'hydrogène². Il convient également de comptabiliser les pertes dues à l'exploitation (compresseurs et pompes divers) et sur les réseaux électriques. Le rendement global actuel pourrait donc être proche de 30 %.

Le rendement des électrolyseurs pourrait s'améliorer et atteindre 70 % en 2020. En revanche, les CGG présentent déjà des performances très élevées qui n'évoluent plus beaucoup : la seule façon d'augmenter leur rendement est de recourir à la cogénération, ce qui implique un besoin de chaleur de relativement basse température à proximité et dans le même temps.

Les électrolyseurs actuels doivent fonctionner en continu afin d'assurer la pureté des gaz récupérés, ce qui exclut *a priori* leur utilisation pour absorber les excédents de production éolienne et solaire. Si toutefois cela devenait techniquement possible, ces matériels ont un coût actuel d'investissement important – environ 2 500 €/kW, sans inclure toutes les dépenses d'infrastructures –, ce qui les rend également inadaptés économiquement.

En effet, si le but est le stockage de l'énergie intermittente non consommée, les éoliennes ayant une production annuelle de 2 100 heures et le solaire PV de 800 à 1 200 heures suivant la région, ces électrolyseurs ne fonctionneront que quelques centaines d'heures par an, ce qui les rentabilise très mal. Un calcul rapide montre que les MWh électriques restitués auraient un coût de un ou plusieurs ordres de grandeur supérieur à leur prix actuel sur les marchés de gros.

Ce calcul est basé sur le coût de production de l'EnR, et non sur une valeur nulle qui refléterait le caractère fatal de cette énergie quand elle ne peut

[1] Ce qui donne de l'« hythane ». Des recherches telles que le projet européen NaturalHy ont démontré la capacité des ouvrages existants à accepter un taux d'hydrogène jusqu'à 10 %, voire 20 %. Cependant, l'hydrogène présente des caractéristiques physico-chimiques très différentes du gaz naturel, ce qui nécessite une maîtrise de la dilution et peut poser des difficultés de maintien de la qualité du gaz.

[2] Le PCI (pouvoir calorifique inférieur) de l'hydrogène est inférieur à celui du méthane.

pas être utilisée¹. En effet, cela reviendrait à reporter le coût sur l'EnR en question, l'amortissement de son investissement devant alors se faire sur une durée d'utilisation plus courte. Pour être exact, il conviendrait de dresser un bilan économique de l'ensemble EnR + stockage, configuration qui pourrait correspondre à celle mise en place par un producteur d'EnR à qui les gestionnaires de réseau imposeraient de délivrer une électricité « dispatchable ».

Les coûts pourraient baisser dans le futur, certains industriels évoquant des niveaux inférieurs à 660 €/kW pour des électrolyseurs de grande taille (supérieure à 100 MW) et des progrès devraient être réalisés sur le comportement des électrolyseurs en production intermittente. La recherche continue sur les électrolyseurs à haute température, qui pourraient être mieux adaptés à un fonctionnement « en dentelle ».

Si l'hydrogène devait être utilisé dans une filière qui lui est propre (c'est-à-dire sans « emprunter » celle du gaz naturel, laquelle est comptabilisée ici à coût nul), il conviendrait d'intégrer les coûts d'investissement et d'exploitation de cette nouvelle filière, en particulier du stockage, aujourd'hui encore peu mature technologiquement et très consommateur d'énergie (pour la compression notamment). Ce serait le cas si l'hydrogène devait être utilisé pour la traction des véhicules et l'ensemble de la filière devrait être analysée du point de vue « systémique » et pas seulement du point de vue du véhicule, par exemple : production, stockage, transport, distribution et transformation en électricité *in situ* (piles à combustible).

Le stockage d'électricité à base de méthane

Pour s'affranchir de ces contraintes, la méthanation² ou conversion catalytique directe du CO₂ consiste à réduire du CO₂ grâce à l'hydrogène pour produire du méthane de synthèse. Cette technique est aujourd'hui employée dans le secteur chimique, notamment, et les catalyseurs utilisés sont les mêmes que pour l'étape de méthanation du CO dans la production de biométhane par gazéification de la biomasse ligneeuse.

Les rendements de conversion (hors production de l'hydrogène) couramment admis sont de l'ordre de 80 %, avec une réaction fortement exothermique produisant de la chaleur à 350 °C dont la valorisation permet d'augmenter le rendement global. L'addition des procédés d'électrolyse et de conversion

[1] Une énergie dite fatale est perdue si elle n'est pas consommée (éolien, solaire, etc.).

[2] À ne pas confondre avec la méthanisation, qui consiste à récupérer le méthane émis lors de la fermentation de la biomasse ou des déchets.

catalytique fonctionnant de manière synchrone aurait donc un rendement cible de 50 % hors récupération de chaleur, et produit du méthane injectable dans les infrastructures gazières existantes.

D'autres procédés intégrés d'électro-hydrogénation du CO₂ ou d'électro-réduction du CO₂ s'affranchissent de la création de l'hydrogène intermédiaire en convertissant directement le CO₂ en CH₄. Ces procédés intéressent particulièrement les acteurs français (GDF Suez, AREVA, Solvay-Rhodia, le CEA, etc.) avec des projets tels qu'ElectroHgena. Les rendements théoriques attendus sont supérieurs à 75 %.

Ces procédés nécessitent de capter et de stocker temporairement le CO₂, technique encore coûteuse, dont il convient d'intégrer les coûts à un bilan global¹. Le coût d'une installation de méthanation est encore incertain, mais doit être intégré à ce bilan global. Une évaluation complète se devrait également d'intégrer tous les coûts des importantes infrastructures nécessaires à l'interconnexion de tous ces fluides [réseaux d'électricité, réseaux et stockage de CO₂, d'H₂ et de CH₄]², l'optimisation du bon niveau de décentralisation des diverses productions étant par ailleurs délicate.

Pour des raisons autant techniques qu'économiques, les procédés de stockage *via* le CH₄ et même l'H₂ semblent encore loin de la maturité. L'électrolyse étant un procédé déjà ancien, d'importantes ruptures technologiques semblent nécessaires avant un déploiement à grande échelle.

Un dernier enjeu à prendre en compte est l'évolution du solde des échanges énergétiques français. Ce solde va notamment être impacté par la réduction de surcapacité et en cas de changement de la compétitivité du parc de production électrique français ou de variation des besoins en combustibles fossiles. En particulier, un remplacement du nucléaire par d'autres capacités de production aurait pour effet, au moins à court/moyen terme, de dégrader la compétitivité du parc de production français, donc le solde des échanges électriques. Les scénarios appuyés sur des modélisations supranationales peuvent estimer finement cet effet. Ainsi, entre les visions 2030 « référence » et « nucléaire bas » de RTE, le solde exportateur passe de 65,9 TWh à 1,4 TWh. Les scénarios basés sur des visions purement nationales, en revanche, doivent se contenter

[1] Comme pour les EnR, on peut considérer que le CO₂ capté est fatal, mais il convient alors d'en intégrer les coûts à la production d'électricité, nécessaire à la production de l'hydrogène et/ou du méthane qui s'en trouveront renchérissés. Le rendement des CGG ne sera plus de 60 % mais peut-être de 50 % [source AIE].

[2] H₂ : dihydrogène ; CH₄ : méthane.

d'hypothèses exogènes sur le solde des échanges. Ainsi, Enerdata fixe les exportations à 100 TWh ou 1 TWh en fonction du scénario étudié. Dans l'exercice réalisé par l'École des Mines (CMA, Centre de mathématiques appliquées), les exportations sont dépendantes des coûts de production du parc installé et varient ainsi selon les scénarios considérés. Le scénario Négawatt privilégie la production nationale et l'autonomie locale.

De manière générale, il paraît important de retenir que le degré d'interconnexion croissant des systèmes électriques et gaziers européens les rend de plus en plus interdépendants. Les échanges ont tendance à optimiser le fonctionnement global du système énergétique, tant en matière de coûts que d'émissions de CO₂ (y compris pour les pointes d'électricité), mais les hypothèses prises par les scénarios quant au solde des échanges devraient être cohérentes avec les visions énergétiques des pays voisins (*voir chapitre 2*), ce qui n'est pas toujours le cas.

4 ■ Enjeux transverses

L'objectif de cette analyse est de déterminer l'impact des systèmes énergétiques représentés par les scénarios sur différents paramètres, certains ayant été proposés dans la lettre de mission du ministre. Dans la mesure du possible, c'est-à-dire quand les données sont disponibles, des évaluations ont été tentées sur :

- les investissements ;
- les coûts de production et les prix de l'énergie ;
- la facture énergétique et la sécurité des approvisionnements de la France ;
- la protection de l'environnement, en particulier la lutte contre le changement climatique (émissions de CO₂) ;
- l'acceptabilité sociale des solutions ;
- les emplois.

4.1. Impacts des options sur les investissements

Afin d'estimer les investissements à consentir, il convient de tenir compte à la fois des investissements de production, visant à renouveler les capacités installées ou à en développer de nouvelles, ceux liés au réseau de transport et de distribution et ceux destinés à la maîtrise de l'énergie (MdE). Ce calcul a été proposé par Global Chance et l'UFE. Le CEA (pour une année de référence

placée en 2025) se limite aux aspects production et réseau, tandis qu'AREVA a effectué un calcul uniquement sur la partie production.

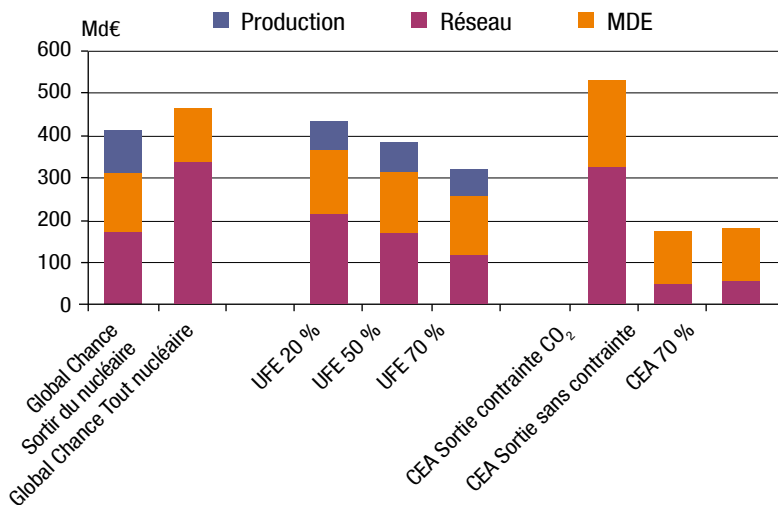
Il convient de souligner que ces estimations permettent de donner un ordre de grandeur avec bien entendu des incertitudes importantes. C'est le cas en particulier pour les hypothèses d'investissements unitaires par technologie de production. C'est également le cas pour le coût du démantèlement, généralement non pris en compte dans les scénarios de sortie du nucléaire. Par ailleurs, les effets sur les capacités de stockage à mettre en place ne sont *a priori* pas pris en compte.

Sur la partie réseau, un consensus se dégage pour considérer que le développement des EnR s'accompagnera d'un surcoût au niveau du réseau de transport et de distribution. Global Chance évalue ainsi la partie réseau du scénario « Tout EPR » à 128 milliards d'euros et à 141 milliards pour le scénario « Sortir du nucléaire ». L'UFE a effectué un calcul détaillé qui met en évidence le poids majeur des investissements liés à la distribution : ils se situent dans une fourchette allant de 99 à 111 milliards d'euros contre 36 à 44 milliards pour le réseau de transport. Au total, l'UFE estime ces coûts entre 135 milliards d'euros (70 %), 147 milliards d'euros (50 %) et 155 milliards d'euros (20 %). La hiérarchie par rapport à Global Chance est donc la même et les ordres de grandeur ne sont pas trop éloignés. Ces montants doivent être considérés avec prudence et des doutes subsistent sur le bon fonctionnement à court ou moyen terme d'un parc qui comporterait un trop fort taux d'énergies intermittentes.

Pour la maîtrise de la demande d'électricité (MDE), les chiffres divergent en revanche dans des proportions importantes. Le montant de 70 milliards d'euros proposé par l'UFE porte en effet sur une réduction de la consommation annuelle de moins de 50 TWh. Pour le scénario « Sortir du nucléaire » de Global Chance, qui est le seul à proposer un effort très soutenu en matière de MDE, l'estimation est de 101 milliards d'euros pour une baisse de la consommation de l'ordre de 160 TWh. L'investissement est donc 1 400 €/MWh/an pour l'UFE et 630 €/MWh/an pour Global Chance, ce qui ne paraît pas cohérent.

Le bilan de la totalité des investissements proposés par Global chance et l'UFE fait d'abord apparaître l'importance des investissements à consentir sur les vint prochaines années, compris entre 300 et 450 milliards d'euros.

Investissements cumulés de production d'électricité, réseau et MDE en 2030 (scénarios Global Chance et UFE) et 2025 (scénarios CEA), en milliards d'euros



Source : commission Énergies 2050

Un point à noter concerne l'avantage offert en termes d'investissements par les scénarios qui prolongent le parc nucléaire existant, par rapport à tous les autres scénarios :

- le scénario de remplacement de l'ensemble du parc nucléaire par des EPR, ce qui signifie la fermeture prématurée du parc existant, a ainsi été estimé à 450 milliards d'euros par Global Chance. Ce résultat est lié aux hypothèses prises sur la fermeture du parc mais aussi en termes de capacités installées très importantes et de coûts unitaires pour l'EPR également très élevés¹ ;
- les scénarios qui favorisent le développement des énergies renouvelables (sortie du nucléaire, CEA et UFE 20 %) sont également plus coûteux, compris entre 400 et 500 milliards d'euros ;

[1] Le scénario Global Chance ne tient pas compte du nucléaire historique, le parc étant remplacé entièrement par des EPR en 2030, ce qui n'est pas réaliste. Ensuite, la puissance en EPR retenue est très importante (75 GW) compte tenu d'un taux d'utilisation faible (6 000 h) et de l'absence de développement concomitant d'EnR (seulement 4 GW d'éolien, c'est-à-dire moins qu'aujourd'hui). Enfin, le coût unitaire d'investissement retenu est très élevé (4 à 5 milliards d'euros par GW).

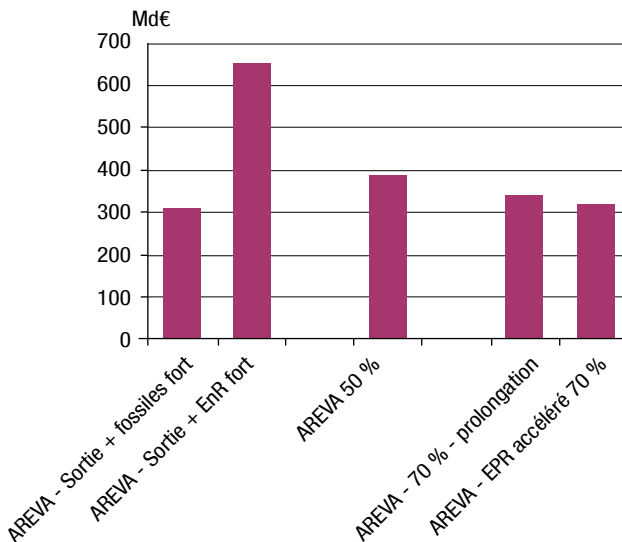
- le montant s'établit à 380 milliards d'euros pour un scénario à 50 % de nucléaire et à 320 milliards d'euros dans l'hypothèse du maintien de la part du nucléaire à 70 % avec prolongation des unités existantes de 40 à 58 ans.

Ce résultat plus favorable s'explique par un coût de prolongation des unités existantes nettement moins capitalistique par rapport au développement de nouvelles unités EPR ou EnR. Le surcoût lié aux mesures à adopter suite au rapport de l'ASN, non prises en compte dans ces analyses, ne modifie pas cette conclusion (*voir chapitre 2*).

Globalement le surcoût d'une sortie du nucléaire par rapport au prolongement du parc nucléaire est estimé à :

- 350 milliards d'euros en 2025 par le CEA dans un scénario de sortie totale du nucléaire ;
- entre 50 et 112 milliards d'euros en 2030 par l'UFE dans le cadre d'un scénario de sortie partielle (50 % et 20 % respectivement).

Investissements cumulés de production d'électricité, en 2050 Scénarios AREVA



Source : commission Énergies 2050

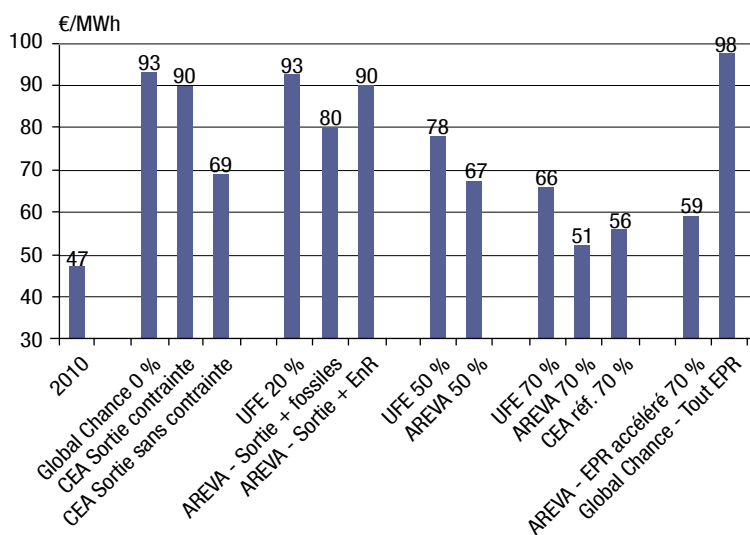
L'analyse à 2030 ne permet pas d'avoir une vision complète puisque, pour ce qui est du nucléaire, la plupart des investissements devront être réalisés à partir de cette période. La prolongation des centrales permet en effet de différer les investissements à consentir. AREVA a mené cet exercice uniquement sur la partie production, en mettant en avant un surcoût substantiel dans le cas d'une sortie du nucléaire, remplacé par des EnR. Cette solution serait pénalisée par une capacité plus importante à installer (276 GW) par rapport au scénario nucléaire (160 GW).

Un travail plus large reste à finaliser afin de tenir compte de l'ensemble des impacts (production, réseau, MDE, démantèlement, etc.).

4.2. Impacts des options sur les coûts unitaires et les prix de l'électricité

L'analyse des coûts unitaires de production d'électricité pour les scénarios qui ont présenté des résultats (Global Chance, CEA, UFE et AREVA) met certes en évidence une hausse à l'horizon 2030, quel que soit le scénario, mais avec de fortes disparités.

Coût unitaire de production d'électricité en 2010 et 2030 Scénarios Global Chance, CEA, UFE et AREVA



Source : commission Énergies 2050

Par rapport à 2010 dont le coût moyen est estimé autour de 50 €/MWh, les coûts 2030 sont en effet évalués :

- entre 80 et 95 €/MWh dans l'hypothèse d'un fort développement des EnR – Scénarios Global Chance et CEA (0 %), AREVA et UFE (20 %) ;
- entre 70 et 80 €/MWh pour une part de 50 % du nucléaire – Scénarios UFE et AREVA ;
- entre 50 et 65 €/MWh dans le cadre du maintien du nucléaire à 70 % (avec prolongation de la durée de vie) – Scénarios UFE, CEA et AREVA ;
- entre 60 et 100 €/MWh dans l'hypothèse d'une accélération du déploiement de l'EPR – Scénarios AREVA et Global Chance.

Les scénarios ayant une part EnR importante présentent donc des coûts de production moyens plus élevés (70 à 100 €/MWh) par rapport aux scénarios maintenant une part constante pour le nucléaire (50 à 65 €/MWh). Cela traduit la structure des coûts que l'on peut l'envisager en 2030, qui maintient un avantage pour l'option nucléaire. L'ordre de grandeur de l'impact sur le coût de production d'un développement massif des EnR dans le parc serait de l'ordre de 50 % à 100 % de plus, par rapport à une poursuite du nucléaire. L'impact étant d'autant plus important que la durée d'exploitation du parc actuel serait longue (et donc les coûts de production bas). Le seul scénario qui indique une vision radicalement différente est celui de Global Chance, qui débouche sur un coût de production très élevé avec un parc uniquement EPR, mais ce scénario n'est pas réaliste. Un parc laissant une forte part au gaz serait nettement moins onéreux, mais avec des émissions de gaz à effet de serre en forte hausse.

Le coût de l'intermittence

Les contraintes posées par les énergies intermittentes sur le système électrique ne sont pas toujours explicitement chiffrées en termes de coût unitaire dans les analyses proposées. Le *World Energy Outlook 2011* (WEO 2011) de l'AIE les a évaluées entre 5 et 25 €/MWh, en incluant les coûts de capacités de secours à prévoir (3 à 5 €/MWh), les coûts d'ajustement pour compenser les fluctuations du réseau (1 à 7 €/MWh) et les coûts de raccordement et de renforcement du réseau (2 à 13 €/MWh).

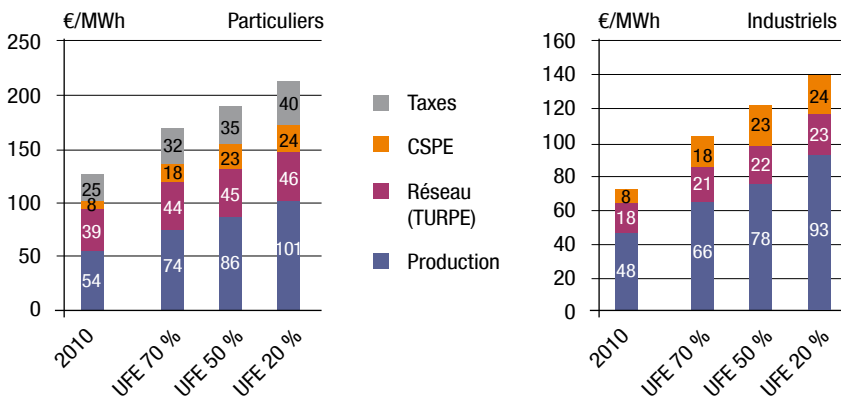
Il convient de noter que la vision d'une accélération de l'EPR dans le mix aboutit à des écarts importants entre les données AREVA (60 €/MWh) et Global Chance (100 €/MWh). Cela traduit bien entendu des écarts significatifs au niveau des

hypothèses avec un coût unitaire d'investissement très élevé choisi par Global Chance, ainsi que des durées annuelles de fonctionnement réduites, comme expliqué précédemment.

Les analyses sur le prix sont trop disparates dans leurs approches pour être comparées. Il convient toutefois de signaler l'approche retenue par l'UFE, qui intègre à la fois le coût de l'énergie (production), le coût réseau (TURPE¹), la CSPE² et les taxes. L'analyse met en évidence :

- une progression du prix pour le client final, particulier ou industriel, d'ici 2030, quel que soit le scénario ;
- une progression plus importante du prix pour les scénarios réduisant la part du nucléaire. Par rapport au scénario « 70 % de nucléaire », le prix final d'un scénario « 20 % » serait plus élevé de 25 % pour un particulier et de 35 % pour un industriel.

📌 **Prix de l'électricité pour les particuliers et industriels en 2010 et 2030 - Scénarios UFE 20 %, 50 % et 70 %**



Source : commission Énergies 2050

Global Chance retient une autre approche calculant la facture annuelle (consommation x coût unitaire) pour la collectivité en intégrant les coûts de production, les coûts de transport et les coûts liés à la MDE. La comparaison

[1] Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

[2] Instaurée en 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise à couvrir les charges liées à la cogénération et aux énergies renouvelables, à la péréquation tarifaire dans les zones insulaires et aux dispositifs sociaux en faveur des clients en situation de précarité.

aboutit à des coûts moyens plus faibles mais à une facture plus élevée pour le scénario « Tout EPR » par rapport au scénario « Sortir du nucléaire ». Il faut y voir la combinaison d'un arrêt rapide du nucléaire actuel, remplacé par un nouveau nucléaire cher (80 à 105 €/MWh). En outre, le programme de MDE n'est pas pris en compte dans le scénario nucléaire (hypothèse jugée non réaliste par les auteurs), ce qui augmente les capacités nucléaires installées (75 GW contre 65 GW au maximum dans la plupart des autres scénarios). Il convient également de rappeler que ce scénario s'appuie sur une baisse très importante de la consommation d'électricité d'ici 2030, probablement irréalisable en si peu de temps. Le raisonnement de la baisse de la facture ne tient donc plus si l'on prend en compte la référence de comparaison faussée (tout EPR en 2030) et la baisse drastique de la consommation.

 **Facture globale annuelle d'électricité et coût moyen en 2031 pour les scénarios Global Chance**

	Scénario « Tout EPR »	Scénario « Sortir du nucléaire »
Production (Md€)	44 - 53,8	27,6 – 35,9
Transport distribution (Md€)	26	19,4
Maitrise de la demande (Md€)	0	8,1
Total facture (Md€)	79 – 79,8	55,1 – 63,4
Coût moyen en €/MWh	140 – 160	162 – 185

Source : Global Chance

4.3. Impacts des options sur la protection de l'environnement, en particulier la lutte contre le changement climatique

D'une manière générale, les émissions de CO₂ du système électrique français sont fortement influencées par une sortie même partielle du nucléaire. En effet, le remplacement des capacités nucléaires par des énergies renouvelables nécessite en parallèle une plus forte sollicitation des centrales thermiques, voire l'installation de nouvelles capacités. Ces dernières peuvent fournir de l'électricité en base et en semi-base mais sont aussi appelées pour pallier l'intermittence/variabilité qui caractérise certaines formes de production d'électricité d'origine renouvelable (photovoltaïque, éolien).

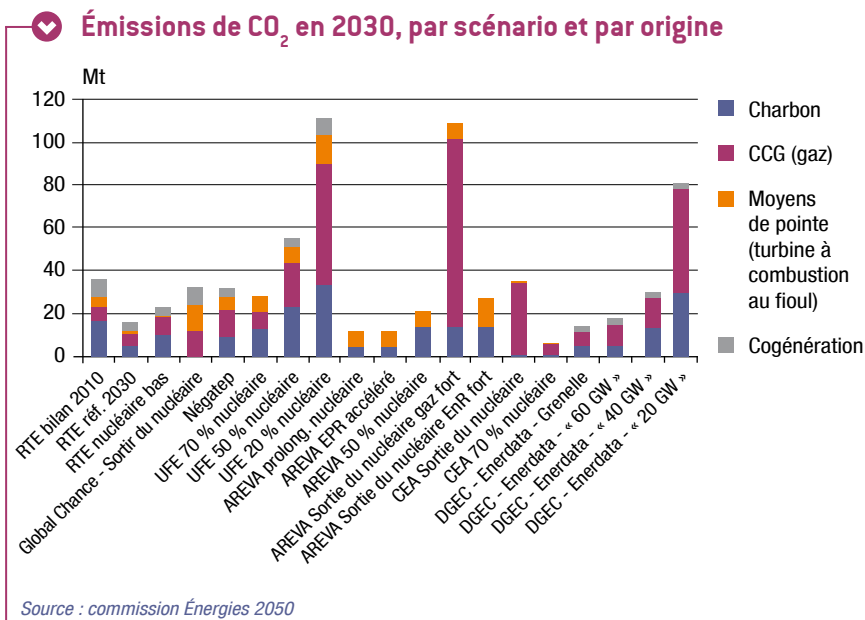
Seuls des scénarios intégrant d'importantes capacités de stockage d'énergie pour faire face au problème de l'intermittence, d'importantes capacités d'interconnexions pour bénéficier du foisonnement des productions, des

« *smart grids* », des efforts extrêmement conséquents de maîtrise de la demande d'énergie, ou encore le déploiement d'importantes capacités de CSC, peuvent espérer atteindre des niveaux d'émissions comparables à ceux obtenus si on maintient la place du nucléaire dans le mix de production d'électricité à son niveau actuel.

Cependant, compte tenu des délais nécessaires au développement et à la diffusion des technologies impliquées, la construction de centrales thermiques sera inévitable pendant une période transitoire, ce qui sera à l'origine d'une hausse des émissions à court terme. C'est d'ailleurs ce que prévoit le gouvernement allemand, avec 10 GW d'ici 2013 suivis de 10 GW supplémentaires à horizon 2022.

Les analyses proposées sur ce sujet mettent en évidence cette hausse des émissions en 2030 avec le recul de la part du nucléaire dans le mix :

- pour mémoire : 32 Mt en 2010 ;
- part de 70 % : 16 Mt ;
- part de 50 % : 23 à 44 Mt ;
- part de 20 % : 100 Mt.



Le scénario Global Chance parvient à stabiliser les émissions (28 Mt en 2030) en raison de l'hypothèse retenue en termes de réduction drastique de la consommation d'énergie, notamment fossile. C'est à cette condition que le recours aux énergies fossiles en compensation des EnR ne détériore pas le bilan CO₂.

Il convient de souligner que ces résultats ne représentent qu'une partie de la problématique des émissions de CO₂ et devraient être replacés dans le cadre plus général du bilan énergétique. En effet, les transferts d'usage peuvent fortement impacter les bilans CO₂, à l'image d'un recours accru de l'électricité dans le secteur des transports. À titre d'illustration, les émissions de CO₂ pour le scénario « Toute énergie » de Négatep s'élèvent à 20 Mtep pour le seul secteur électrique et à 117 Mtep au total pour la France, ce qui est proche des objectifs du « facteur 4 ».

Pour mémoire, le méthane (CH₄) est un puissant gaz à effet de serre, dont la capacité radiative est de 20 à 100 fois celle du CO₂. Les fuites à l'extraction ou sur le réseau gazier peuvent donc avoir un impact très important sur le bilan global mais ne sont pas comptabilisées ici.

Enfin, pour des horizons lointains comme 2050, les incertitudes liées aux scénarios climatiques devraient être estimées, comme la baisse des consommations en hiver, l'augmentation des fortes chaleurs pouvant entraîner une forte hausse de la climatisation ou les impacts sur certaines unités de production, notamment l'hydraulique mais aussi le nucléaire.

4.4. Impacts des options sur la facture énergétique et les approvisionnements

Le nucléaire actuel permet d'exporter d'importantes quantités d'électricité dès que la courbe de charge est basse. Ces flux d'électricité sont valorisés dans la facture énergétique de notre pays et une diminution des capacités nucléaires réduira ces flux, ce qui entraînera une dégradation de la facture globale. Par ailleurs, une plus forte sollicitation des centrales thermiques, lorsque c'est le cas dans les scénarios, nécessitera une importante hausse des imports en combustibles fossiles (gaz essentiellement) qui ne pourra pas être compensée par une baisse de la consommation d'uranium par le parc nucléaire, compte tenu de la différence d'échelle entre les volumes (*voir chapitre 1*).

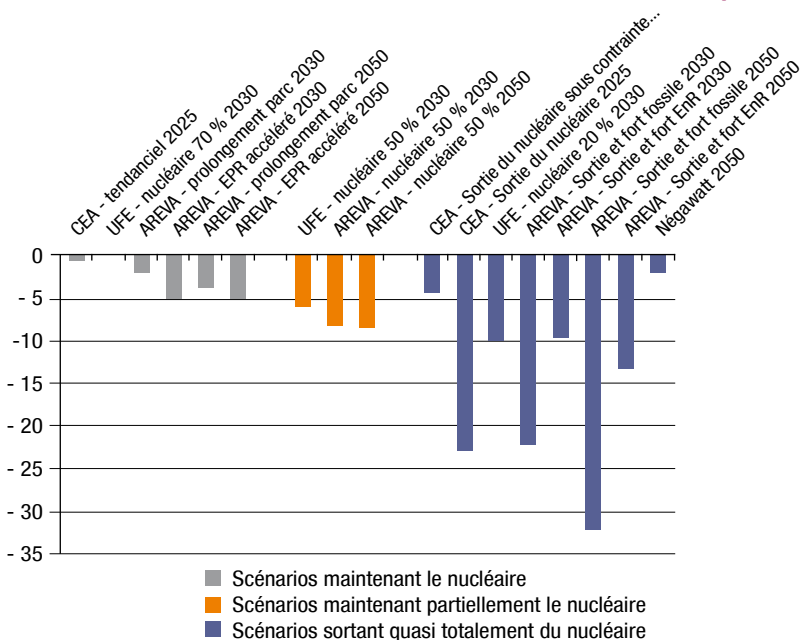
De plus, une modification importante du mix avec un fort déploiement d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques induira des importations massives

d'équipements et de matériaux (dont des terres rares), ce qui pèsera sur la balance commerciale, sauf si les filières nationales s'affirment et exportent autant qu'elles importent. En toute rigueur, il s'agirait également de prendre en compte les effets de substitution d'énergie et les transferts d'usage qui en résulteraient. Ces derniers joueront immanquablement sur la nature des échanges internationaux aussi bien en termes de combustibles fossiles, qu'en termes d'équipements et de matériaux.

Plusieurs scénarios estiment l'impact du changement de mix électrique sur la facture énergétique, restreinte au périmètre de la production d'électricité. Sur les trois scénarios de l'UFE, seul le scénario de maintien du nucléaire permet de conserver une facture équilibrée, la valorisation des échanges d'électricité compensant les importations en combustibles. Il convient de souligner que l'UFE s'est volontairement limitée à la facture de combustibles, faute de données fiables sur le niveau d'importation des équipements.



Dégradation de la facture énergétique au périmètre production de l'électricité selon les variantes, en milliards d'euros par an



Source : commission Énergies 2050

Le CEA estime le différentiel de la facture énergétique pour les trois scénarios en se limitant à évaluer le coût des importations en gaz pour la production de l'électricité. Les scénarios AREVA procèdent à des calculs un peu plus précis en prenant en compte les dépenses liées aux achats de gaz, de charbon, d'uranium et de CO₂, ainsi que les revenus liés aux exportations d'électricité.

Rappelons la modestie actuelle des importations d'uranium servant à alimenter le parc français : les coûts sont inférieurs au milliard d'euros (*voir chapitre 1*). Ce montant décrit la faible part de l'uranium dans le coût de production du nucléaire (de l'ordre de 5 %), ce qui rend la facture énergétique peu sensible aux fluctuations du prix de ce minéral.

On constate dans la plupart des scénarios qu'une sortie du nucléaire dégraderait de façon très conséquente la facture énergétique de la France, d'autant plus si on comble le différentiel de production par de la production issue des centrales fossiles. Néanmoins, la balance serait dégradée même pour des scénarios avec une forte pénétration des énergies renouvelables, notamment à cause des centrales thermiques indispensables à la sécurité d'approvisionnement (garantie de fourniture d'électricité). L'ampleur de la dégradation dépendrait de la possibilité ou non de disposer d'un foisonnement suffisant de la production d'électricité intermittente, *via* les capacités d'interconnexions.

Toutefois, le scénario Négawatt se distingue des autres par une facture énergétique très peu dégradée. Les concepteurs de ce scénario revendiquent d'ailleurs une volonté d'indépendance énergétique à tous les niveaux du territoire. Grâce à la méthanation et à une forte substitution vers les usages d'un gaz qui serait, à horizon 2050, presque essentiellement issu de la méthanation ou de la méthanisation biogaz et ne serait donc pas importé, le scénario serait moins vulnérable aux fluctuations de ces énergies intermittentes et n'aurait pas besoin de centrales thermiques en *back-up*.

Ces solutions proposées par Négawatt n'ont néanmoins pas été chiffrées, alors que leur coût risque d'être sensiblement plus élevé par rapport aux options traditionnelles (*voir supra, section 3.5., encadré sur la méthanation*). À titre d'illustration, le tarif d'achat du biogaz (base février 2011) se situe entre 50 et 103 €/MWh, valeurs largement au-dessus du prix du gaz naturel (20 à 30 €/MWh environ depuis 2006). Bâtir un scénario en s'appuyant largement sur cette filière, soutenue par ailleurs dans le cadre des objectifs du Grenelle de l'environnement, présente donc un risque important. L'indépendance énergétique se paiera au prix fort.

Au-delà de la facture énergétique, le recours à du gaz naturel en appoint dans la plupart des scénarios à fort contenu en EnR soulève la question de la sécurité des approvisionnements. Si le marché gazier offre de plus en plus une certaine souplesse dans les approvisionnements, grâce en particulier au commerce par bateaux (GNL), il n'en reste pas moins vrai qu'une dépendance croissante est source de vulnérabilité. Les événements récents en Afrique du Nord (Égypte, Libye), les tensions au Moyen-Orient ou une possible cartellisation du marché sont autant de risques dont il convient de tenir compte. La diversification des sources mais aussi des routes d'acheminement, les contrats de long terme, le développement attendu des gaz non conventionnels dans le monde et même en France, ainsi que les perspectives du biogaz, peuvent conduire à une vision plus optimiste pour le marché gazier à l'avenir.

4.5. Impacts des options sur l'acceptabilité sociale des solutions

Le problème de l'acceptabilité, souligné par tous comme un enjeu critique, n'a pas été vraiment pris en compte par les auteurs dans le cadre des scénarios proposés, déployés sans contraintes sociétales.

Seule l'UFE envisage les problèmes d'acceptabilité, sous l'angle du prix au consommateur mais aussi sous celui de l'implantation des énergies renouvelables, en particulier des éoliennes. Dans le cas d'un mix composé principalement de nucléaire (à 70 %), et d'énergies renouvelables, entre 20 GW (scénario AREVA) et 44 GW (scénario UFE) d'éoliens terrestres et 16 GW d'éoliens en mer devraient être construits. D'après les calculs de la commission, cela représenterait d'ici 2030 entre 7 000 et 15 000 éoliennes sur terre, et environ 2 000 éoliennes en mer¹. Aujourd'hui, 3 550 unités terrestres sont réparties sur le territoire français, aucune en mer. Au-delà de l'acceptabilité des turbines elles-mêmes, celle de lignes électriques de distribution est aussi un point important, même si ce problème de construction de nouvelles lignes se retrouve aussi dans le développement de toutes nouvelles unités de production, comme le nucléaire, les centrales à gaz, etc.

Bien que les sondages fassent apparaître que le risque nucléaire et celui des déchets sont les deux principales préoccupations qui pourraient freiner le nucléaire en France, aucun scénario analysé ici n'a chiffré les impacts en termes de déchets des différentes alternatives.

[1] On prend ici comme hypothèse qu'un aérogénérateur fournit une puissance de 3 MW sur terre et 8 MW en mer.

Si ces considérations d'implantations et de risques sont déterminantes, le prix résultant de la politique énergétique le sera encore plus. Soulignons ici que l'UFE indique que le prix au consommateur devrait monter de manière substantielle à mesure que le système s'affranchit du nucléaire. D'un autre côté, les sondages indiquent que très peu de Français accepteraient de voir ce prix renchéri de + 20 %, soit moins que l'augmentation du prix dans un scénario 70 % de nucléaire (augmentation de + 27 % à 2030 par rapport à 2010).

Il convient également de souligner que certains scénarios proposent des évolutions sociétales radicales, qui, au delà des difficultés de leur mise en œuvre, sont parfois loin d'être partagées. C'est le cas du scénario Négawatt avec l'hypothèse d'une stabilisation à 2,2 du nombre d'habitants par foyer, une diminution importante du nombre de kilomètres parcourus grâce à une densification de l'espace, ou une modification du régime alimentaire. Si certains choix sont bénéfiques du point de vue de l'efficacité énergétique, ils pourraient se trouver en difficulté par rapport à des tendances lourdes comportementales. Un tel scénario ouvre des voies de réflexion mais sa mise en œuvre pourrait se heurter à des obstacles techniques et économiques.

4.6. Impacts des scénarios en matière d'emploi

Peu de scénarios se lancent dans un exercice complet d'estimation des impacts macroéconomiques, notamment en matière d'emploi. Nous indiquons ici les chiffres fournis par quelques-uns des scénarios précédemment cités, sans pour autant les endosser. En effet, aucun exercice publié ne nous semble prendre en compte l'ensemble des effets sur l'emploi.

Rappelons qu'il faut distinguer les emplois directs du secteur, les emplois indirects (généralement les sous-traitants) et les emplois induits, c'est-à-dire ceux créés ou détruits dans les autres activités de l'économie par des mécanismes macroéconomiques (notamment l'effet prix sur les revenus et donc sur les dépenses, l'effet prix sur l'industrie en matière de compétitivité et donc d'export, les effets en retour du solde de la balance courante, etc.). Pour être tout à fait complet, il serait aussi nécessaire de considérer l'effet sur les dépenses publiques du développement des EnR. Ces énergies nécessitent pour la plupart des subventions qui pourraient être affectées à d'autres dépenses éventuellement plus créatrices d'emplois. Ce point n'est en général pas pris en compte dans la mesure où le développement des EnR s'inscrit dans une stratégie de politique énergétique soutenue lors du Grenelle de l'environnement.

AREVA a proposé une analyse visant à déterminer les destructions possibles d'emplois en fonction du poids du nucléaire dans le mix français, qui aboutit à un volume de destruction compris entre 250 000 emplois pour une réduction à 50 % et 500 000 emplois dans le cas d'une sortie. Ces estimations, fondées sur les calculs effectués par PWC en 2011, ne concernent que les emplois du nucléaire (125 000 pour les emplois directs, 285 000 pour les indirects et induits, puis l'effet perte de la capacité d'export de la filière de 100 000). Cet exercice est parcellaire car il ne tient pas compte des emplois directs, indirects et induits par le remplacement de tranches nucléaires par d'autres moyens de production.

 **Pertes d'emplois dans le nucléaire en fonction de sa part dans le mix**

<i>En milliers équivalent temps plein</i>	50 %	Sortie du nucléaire
Emplois directs	45 000	125 000
Emplois indirect et induits	100 000	285 000
Emplois potentiels liés à l'export	100 000	100 000
Total	250 000	500 000

Source : AREVA, base analyse PWC publiée en mai 2011

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) pour sa part a évalué les créations possibles d'emplois d'ici 2020 (étude confiée au cabinet BIPE, janvier 2012), en supposant une part de 25 % des EnR dans le mix énergétique français (*voir tableau suivant*). Une progression de 124 000 emplois directs et indirects est envisagée dans ce scénario portant le total à environ 220 000 emplois contre 100 000 estimés en 2010-2011. Le SER estime à 46 700 les emplois supplémentaires, dits induits, liés à des effets macroéconomiques. Les destructions éventuelles d'emplois ne sont pas évoquées. Ce chiffrage met en lumière un potentiel réel mais bien éloigné de certaines estimations largement supérieures.

Une autre estimation a été réalisée par Philippe Quirion (économiste travaillant pour le WWF) pour un scénario à fort contenu EnR qui se rapproche de celui proposé par Négawatt¹. L'analyse conduit à la conclusion d'une création nette de 684 000 emplois répartis ainsi :

- énergies renouvelables : + 316 000 ;
- efficacité énergétique : + 564 000 ;

[1] Quirion P. et Demailly D. [2008], – 30 % de CO₂ = + 684 000 emplois. L'équation gagnante pour la France, étude WWF France.

- destruction dans les filières énergétiques : – 138 000 ;
- destruction dans les filières automobiles : – 107 000.

 **Création d'emplois directs et indirects dans les filières EnR en 2020 (analyse du SER)**

	2010 ou 2011	2020	Écarts
Énergie éolienne	8 100	57 000	
Solaire photovoltaïque	18 800	56 200	
Biomasse chaleur	13 500	22 800	
Chauffage bois	18 183	20 000	
Cogénération biomasse	700	5 000	
Solaire thermique	3 741	10 000	
Géothermie et PAC	11 704	20 000	
Hydraulique	15 000	18 000	
Autres filières	9 518	15 000	
Total	99 246	224 000	124 754

Source : SER

Des actions en faveur du climat s'accompagnent d'une réduction des consommations, qui représente une part importante des emplois créés. D'après le scénario Négawatt, cette réduction des consommations entraîne un allègement de la facture énergétique des ménages, donc un gain de pouvoir d'achat. Ce gain se traduit par un surplus de consommation dans d'autres secteurs de l'économie, créant ainsi d'autres emplois (appelés « emplois induits »). Toutefois, le scénario Négawatt ne tient pas compte de l'impact des dépenses nécessaires à la réalisation des mesures de réduction de la consommation : l'argent qui y est consacré ne sera pas dépensé dans d'autres secteurs, ce qui aura un impact négatif sur l'emploi.

D'après les estimations de Philippe Quirion, le bilan des emplois nets induits serait positif : 48 000 emplois dans le cas d'un baril de pétrole à 100 dollars et 467 000 emplois dans celui d'un baril à 150 dollars. Le prix du baril est important car il renchérit les prix des énergies et induit des changements de consommation, qui ne sont alors plus imputables à la politique climatique. Le surcoût de cette dernière est donc moins élevé : l'effet négatif des politiques

climatiques est ainsi moins important. Globalement, l'analyse aboutit à la création nette potentielle de 0,8 à 1,1 million d'emplois.

Il apparaît globalement que ces résultats dépendent sensiblement des hypothèses retenues et ne peuvent être donc endossés par la commission :

- sur le coût des mesures d'efficacité énergétique : dans ces estimations, le coût des mesures d'efficacité énergétique est bien inférieur aux gains liés à la baisse de la consommation, et ce d'autant plus que le prix du pétrole est plus élevé (gain encore plus important). L'idée d'un gain pour les ménages reste cependant à valider. L'effet pourrait être au contraire négatif si le prix des solutions alternatives est sensiblement plus élevé même en tenant compte de la baisse des consommations ;
- la hausse du coût de production probable des énergies dans le cadre d'un scénario à fort contenu EnR, et donc du prix pour les industriels, n'est pas évoquée clairement ; il s'agit d'un enjeu important pour la compétitivité des entreprises (*voir chapitre 4*) ;
- sur le contenu en emplois des filières, en France : dans l'étude considérée, il est admis une neutralité commerciale pour toutes les technologies, ce qui suppose donc que l'industrie française réponde à ses besoins intérieurs, ce qui est loin d'être le cas aujourd'hui. Il est vrai que certaines activités ne sont pas délocalisables (maîtrise de l'énergie, par exemple, installation d'équipements EnR) mais d'autres le sont (notamment la production de certains équipements) ;
- sur les emplois dans l'efficacité énergétique en particulier : la masse salariale des 564 000 emplois doit être mise en regard des dépenses réalisées dans l'efficacité énergétique, soit les dépenses pour les 400 000 rénovations annuelles, les gains dans les transports, ou encore les actions d'efficacité énergétique dans l'industrie.

Il s'ensuit que la compétitivité de la filière française EnR est un facteur essentiel pour déterminer *in fine* la réalité des créations d'emplois en France. Ce sujet n'est malheureusement pas réellement traité par les scénarios étudiés. Il suppose une structuration de la filière EnR fondée sur une analyse de l'ensemble des composants, de la R & D jusqu'à la commercialisation en passant par la formation. C'est à cette condition que la création d'emplois sur la filière EnR pourrait être effective.

Le marché national devra également servir de tremplin pour se positionner à l'international sur un marché en pleine croissance : + 32 % en 2010 pour

des investissements record de 211 milliards de dollars¹. Il s'agira d'apporter innovation et valeur ajoutée, c'est-à-dire de l'excellence technologique, pour espérer y parvenir.

D'après les scénarios, il apparaît que la filière nucléaire dispose d'un potentiel de croissance avec les éventuels programmes d'investissements, en France et à l'export. L'enjeu des emplois dans les EnR, électrogènes ou non, et la MDE est également très fort pour le pays. Il reste à consolider et ne doit pas *ipso facto* être considéré comme antinomique d'un secteur nucléaire en bonne santé économique.

[1] UNEP (2011), *Global Trends in Renewable Energy Investment 2011*, juillet.

Les principaux enseignements

Synthèse

Les scénarios étudiés apportent un large éventail de systèmes énergétiques reposant sur des modélisations parfois très poussées. Néanmoins, la plupart des scénarios mériteraient d'être améliorés en ce qui concerne la demande d'énergie car l'évolution de cette demande est un déterminant important, ainsi que l'a reconnu la récente Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique. Il paraît souhaitable, pour bâtir les prochaines PPI (programmations pluriannuelles des investissements), d'investir pour disposer d'un ensemble d'outils de modélisation plus complet et approprié aux besoins de la France, permettant de mesurer la rentabilité et le rendement énergétique des différentes mesures, et ainsi d'évaluer le gisement réellement accessible d'économies d'énergie. De tels outils permettraient également de mieux arbitrer entre mesures d'économies d'énergie et mesures de décarbonisation de l'outil de production.

Il est également apparu difficile d'évaluer quantitativement les conséquences sur les réseaux de transport et de distribution du déploiement des énergies renouvelables dans la production d'électricité, notamment l'existence d'effets de seuil, au-delà des objectifs actuels pour 2020, parfaitement atteignables et intégrables dans les réseaux existants, sous réserve d'engager des investissements d'un montant raisonnable. Enfin, de nombreux scénarios sont peu documentés sur leurs hypothèses concernant les valeurs du carbone.

Malgré ces limitations, l'analyse des scénarios permet de tirer quelques enseignements suffisamment robustes aux incertitudes de l'exercice : tout d'abord, il est nécessaire d'investir pour atteindre l'objectif de division par quatre des émissions de CO₂, quelle que soit l'option retenue. Une distinction est à faire entre l'horizon 2030 et l'horizon 2050, le premier étant relativement contraint en ce qui concerne les technologies à utiliser, alors que la période qui suit laisse beaucoup plus d'incertitudes et d'opportunités auxquelles il faut se préparer. L'impact sur les réseaux peut être déterminant dans l'évaluation des différents scénarios : à cet égard, les scénarios qui

bouleversent le plus la structure actuelle sont également les plus « fragiles » en termes de réalisation ; contrairement à certaines idées reçues, il ne s'agit pas de passer du « produire au niveau national et consommer au niveau national », à « produire localement pour consommer localement », mais bien de « produire localement pour consommer globalement » (distance entre les gisements d'énergie renouvelables et les lieux de consommation, intermittence), voire de « produire globalement pour consommer globalement », avec les méga-parcs *offshore* au nord et l'énergie solaire au sud. Au-delà de 2020, les conséquences des scénarios les plus renouvelables peuvent être majeures en ce qui concerne les réseaux. Il paraît indispensable de mieux identifier le bon point d'équilibre, si on veut aller sensiblement au-delà de nos objectifs actuels.

En termes de politique industrielle et de recherche et développement (R & D), les enjeux de la « croissance verte » devraient être abordés avec ambition et lucidité. La France ne pourra pas être présente sur tous les maillons de la chaîne de la valeur de toutes les énergies ; il faut donc une approche réaliste, s'appuyant sur nos avantages comparatifs, en matière de tissu industriel, de R & D, etc. Cette analyse de la valeur a été engagée et montre que le retour en emplois non délocalisables dépend de chaque énergie et de notre histoire industrielle. Une approche malthusienne, consistant à compenser les emplois plutôt que de les additionner, devrait être évitée. Il conviendrait de rester lucide sur les productions industrielles qui éviteront difficilement des délocalisations vers des pays émergents, disposant d'accès au capital, de main-d'œuvre et de capacité de massification de la production nettement supérieurs aux nôtres.

Concernant plus spécifiquement la R & D, une priorité paraît devoir aller vers les véhicules décarbonés, les capacités de stockage et, plus généralement s'agissant des énergies renouvelables, vers les technologies encore peu matures pour lesquelles l'expérience déjà acquise et la maîtrise des brevets futurs de rupture technologique peuvent être créatrices de valeur, indépendamment de leur importance pour le marché strictement français (CSC ou photovoltaïque, par exemple).

Les quatre grandes options dont l'étude a été demandée par le ministre (accélération du passage à la troisième génération de réacteurs nucléaires, voire à la quatrième, réduction progressive du nucléaire, sortie du nucléaire, prolongation de la durée d'exploitation) font l'objet d'un examen détaillé, à la fois de leur consistance, de leurs coûts et des aspects plus qualitatifs. Il ressort également de l'analyse que le coût complet de production de l'électricité dans une option de réduction à 20 % de la part du nucléaire serait de plus de 50 % supérieur à l'horizon 2030 à celui estimé en cas de prolongation du parc.

Des éléments quantitatifs sont proposés, malgré la limite reconnue de cet exercice dont les résultats dépendent d'hypothèses sur le prix relatif des énergies ou de l'investissement des technologies, paramètres difficiles à prévoir. Pour autant, ces estimations indiquent que, quel que soit le jeu d'hypothèses utilisé, le coût moyen d'un MWh électrique à 2030 est moins élevé dans le cas d'une prolongation du parc nucléaire. Le coût relatif du MWh des autres options dépend très fortement des hypothèses et mériterait des travaux complémentaires. Au total, pour une soixantaine de réacteurs nucléaires, à la perte de valeur due au « non-prolongement » de réacteurs potentiellement capables de produire pendant dix à vingt ans de plus s'ajouterait un deuxième effet, puisque les réacteurs arrêtés seraient remplacés par des équipements au fonctionnement nettement plus onéreux, quelle que soit leur nature. L'ordre de grandeur de cette perte de valeur économique serait au total d'une centaine de milliards d'euros, voire plus. Néanmoins, cet effet joue surtout à moyen terme car, ensuite, le coût des énergies renouvelables devrait baisser jusqu'à l'atteinte de leur maturité (hormis la hausse du coût des intrants tels que béton, acier, matières premières, etc., qui frappe d'ailleurs l'ensemble des énergies). Pour ce qui concerne les énergies fossiles, plus chères que le nucléaire historique mais dans la zone de compétitivité avec le nouveau nucléaire, les choix impactent surtout les émissions de CO₂ et dépendront donc du coût affecté aux émissions.

Le coût moyen du MWh, et par là même le prix de l'électricité, sera déterminant quant aux impacts économiques du mix électrique. En effet, une hausse des prix de l'électricité affecte le pouvoir d'achat des ménages, la compétitivité des entreprises et la balance commerciale, même si elle contribue à faire baisser la demande. Ainsi, une réduction à 20 % de la part du nucléaire à l'horizon 2030 pourrait se traduire par un renchérissement du prix de l'électricité de 20 % à 30 %, selon les catégories de consommateurs, par rapport à un maintien de la part du nucléaire, qui suppose lui-même une hausse importante des investissements et donc des coûts. Il ressort également de l'analyse que le coût complet de production de l'électricité dans une option de réduction à 20 % de la part du nucléaire serait de plus de 50 % supérieur à l'horizon 2030 à celui estimé en cas de prolongation du parc.

Malgré des écarts entre les diverses modélisations économiques, les analyses convergent sur le fait que la composition du mix électrique ne se traduira que par des variations de quelques milliers d'emplois, voire dizaine de milliers, dans le secteur de la production d'électricité. Encore faut-il évidemment accompagner ces changements de politiques de reconversion ou de formation adaptées. Au contraire, les modèles indiquent que l'effet prix sera de plus grande ampleur sur l'ensemble de l'économie nationale, avec un nombre important de pertes d'emplois dans les options de réduction de la part du nucléaire, compris entre 100 000 et 200 000.

Si le chapitre précédent cherchait à comparer les différents scénarios de prospective énergétique publiés, celui-ci se concentre tout d'abord sur l'analyse de la pertinence des représentations du futur ainsi mises sous forme de scénarios, sur les limites actuelles de l'analyse et les études qu'il serait souhaitable de mener afin de mieux préparer les choix futurs. Il souligne ensuite l'importance d'un certain nombre d'enjeux qui doivent être traités quel que soit le mix énergétique finalement retenu. Enfin, dans une dernière partie, il est procédé à l'analyse des quatre grandes options envisagées par la saisine du ministre : la prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel, l'accélération du passage à la troisième voire à la quatrième génération de réacteurs, la réduction progressive du nucléaire, la sortie complète du nucléaire. Des éléments chiffrés de comparaison sont introduits. L'analyse s'efforce de traiter de l'ensemble du mix énergétique tout en privilégiant le devenir de la branche électricité.

L'ensemble de l'analyse se place dans le cadre d'une transition énergétique de la France d'ici 2050 telle que prévue par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique. Son article 2 indique en effet que la lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique française, avec l'objectif de diminuer de 3 % par an en moyenne les émissions de gaz à effet de serre, c'est-à-dire une baisse de 75 % d'ici 2050. Cet objectif a été confirmé et précisé par le Grenelle de l'environnement, notamment avec la loi « Grenelle 1 » n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Cette transition énergétique est compatible avec plusieurs mix énergétiques (les énergies bas carbone que sont les EnR et le nucléaire étant favorites) et plusieurs niveaux d'efficacité énergétique. Elle peut englober d'autres préoccupations relatives au développement durable.

1 ■ Pertinence des représentations du futur correspondant aux scénarios étudiés

1.1. La réduction de la demande est une variable à mieux documenter

Des chapitres précédents ressort que la maîtrise ou plutôt la réduction des consommations d'énergie primaire et finale va jouer un rôle décisif dans la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne à 2050 et la constitution de son mix énergétique. La feuille de route Énergie 2050 de la Commission européenne envisage une diminution de l'ordre du tiers

de la consommation d'énergie primaire en 2050. Plus ambitieuse, l'Allemagne s'est fixé un objectif de 50 %, même si elle affiche que cette réduction devrait provenir en partie d'une baisse prévue de la population (jusqu'à 10 millions d'habitants en moins). Avec une population qui devrait continuer à s'accroître, la dynamique démographique de la France est bien différente, ce qui suppose des actions ambitieuses dans tous les domaines : maîtrise de la demande d'énergie et, en ce qui concerne l'électricité, maîtrise de la pointe. La Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique, conduite tout au long du second semestre 2011 par la ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, a identifié et analysé des gisements d'économies d'énergie permettant d'atteindre, voire de dépasser un objectif de 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020. Afin d'aller plus loin que le Grenelle de l'environnement l'avait fait dès 2007 et d'explorer de nouveaux gisements d'économies d'énergie, les travaux de la table ronde se sont concentrés sur des mesures d'économies d'énergie pour les entreprises (« comment gagner en compétitivité ? »), les ménages (« comment réduire les consommations et les factures ? ») et les pouvoirs publics (« comment renforcer leur rôle moteur et exemplaire ? »). Il s'en est suivi un programme d'actions pour renforcer l'efficacité énergétique qui comprend une trentaine de mesures, dont certaines sont opérationnelles dès le début de l'année 2012.

Il existe plusieurs visions de l'évolution de la demande d'énergie et en particulier de la demande d'électricité, allant d'une forte réduction à une augmentation sensible selon les scénarios étudiés. Parmi ceux retenus pour l'analyse, les scénarios NégaWatt et Négatep sont les seuls à considérer toutes les énergies et mettent en jeu une très importante réduction de la demande à l'horizon 2050, mais les moyens pour parvenir à une telle révolution ne semblent pas forcément très réalistes et se heurteraient vraisemblablement à l'acceptabilité des populations. En effet, NégaWatt met en œuvre une véritable révolution sociétale reposant sur un bouleversement des mœurs, de l'alimentation à l'urbanisation. Négatep décrit les gisements d'économie d'énergie et les actions d'efficacité énergétique principales, sélectionnées suivant un critère de coût « raisonnable » mais, compte tenu des difficultés liées à la rénovation dans le bâtiment ou au développement de certaines technologies dans le secteur des transports, on peut douter du réalisme d'une trajectoire aussi ambitieuse.

Les scénarios 2010 d'Enerdata reposent sur une prévision de la demande fournie par le modèle Med-Pro qui compile la demande en énergie des secteurs (industriels, résidentiel-tertiaire et transports) précisément décrits. L'évolution de

la demande prend en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement, en particulier les politiques relatives à l'efficacité énergétique, mais également les modifications comportementales du type effet rebond. Il est donc intéressant de comparer les simulations de la demande d'électricité des autres scénarios à ceux réalisés par Enerdata pour la DGEC, notamment pour juger de la perception par les autres acteurs du caractère ambitieux ou non de tels objectifs, aux transferts d'usage près. En revanche, les études de sensibilité à la part de nucléaire dans le mix électrique effectuées par Enerdata sont réalisées au périmètre « électricité » et ne permettent donc pas d'en déduire les impacts sur la demande énergétique globale.

En ce qui concerne l'électricité, l'évolution de la demande est encore plus ardue à prévoir, puisqu'elle peut être réduite par la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique mais augmentée par l'électrification des usages, justifiée lorsqu'on dispose d'une électricité compétitive et décarbonée. D'ici 2030, à l'exception de NégaWatt et Global Chance (scénario « Sortir du nucléaire »), les différents scénarios prévoient une évolution de la consommation d'électricité relativement similaire mais majoritairement en hausse. Parmi les scénarios se réduisant au périmètre de l'électricité, seuls Global Chance et l'UFE font référence à des coûts correspondant à la maîtrise de la demande d'électricité engagée. Ces exercices aboutissent en outre à des résultats très différents. L'analyse de l'UFE a le mérite de décrire précisément les actions d'efficacité énergétique en fonction de leurs coûts et de les hiérarchiser (« *merit order* »), afin de visualiser celles qui sont le plus facilement accessibles économiquement et sans aide, ainsi que les économies d'énergie correspondantes, dans le secteur du bâtiment.

Une telle étude mériterait d'être généralisée, elle pourrait ainsi éclairer les choix des politiques de soutien. Elle devrait être différenciée par secteurs de l'économie et pour chaque secteur, notamment celui du bâtiment, à un degré de précision compatible avec la réalité propre au secteur. Il est apparu notamment que dans le secteur du bâtiment, où le gisement d'économie d'énergie est particulièrement important, l'efficacité des actions dépendait des caractéristiques propres au logement (isolation thermique, etc.) et de la réalisation simultanée de plusieurs actions (par exemple, la mise en place de capteurs ou d'intelligence plus généralement dans les usages). Le classement par ordre de mérite des actions d'efficacité énergétique ne rend malheureusement pas compte de ces nuances et devrait être décliné par catégories de logement (maison individuelle récente ou ancienne, logement collectif récent ou ancien,

etc.), en insistant sur l'intérêt de bouquets d'actions. En outre, la méthode de calcul des coûts complets actualisés devra être précisée et justifiée (notamment le choix du taux d'actualisation), les coûts devront intégrer le coût d'installation ou de maintenance, qui est susceptible de dissuader un ménage, et devront être décomposés pour mettre en évidence l'impact de la variabilité des prix de l'énergie (par exemple, pour les usages thermiques qui font appel à l'électricité, au gaz ou au fioul), alors même que l'on débat sur les profondes incertitudes liées à l'évolution de ces prix à l'avenir.

L'exploitation du gisement d'économie d'énergie, notamment dans le secteur du bâtiment, dépendra ensuite de la structuration de la filière offrant ces services aux consommateurs. Pour offrir le bon service en fonction des caractéristiques propres au logement, il faut une filière capable de proposer des offres intégrées au client, en mettant en avant les autres valorisations possibles des actions d'efficacité énergétique (confort, isolation phonique, etc.), c'est-à-dire une filière qui intègre les différents métiers impliqués dans la rénovation du bâtiment. À terme, dans l'hypothèse où l'on souhaiterait raisonner à une maille plus large – à l'échelle du bâtiment tout entier pour les bâtiments à énergie positive ou à l'échelle du quartier –, une telle filière sera indispensable, ainsi que l'implication des collectivités locales.

Enfin, les actions d'efficacité énergétique sont en général évaluées en prenant en compte les économies d'énergie théoriques résultant de leur application. Il faudrait à la fois tirer parti des retours d'expérience pour parfaire l'évaluation et engager une réelle politique de compréhension des comportements individuels et collectifs, afin d'identifier les actions envisageables pour encourager les populations à l'efficacité énergétique et de limiter autant que possible l'effet « rebond » (par exemple, l'amélioration du rendement des moteurs des véhicules peut conduire à une baisse pour le consommateur du prix du kilomètre parcouru et à une hausse des circulations, réduisant d'autant la baisse de consommation de carburants).

1.2. Les incertitudes justifient que des calculs de sensibilité soient effectués pour évaluer la robustesse des scénarios

Le chapitre 3 a montré que l'évolution du mix énergétique était soumise à de nombreuses incertitudes liées notamment au devenir des négociations climatiques, à l'évolution des prix du pétrole et du gaz, au devenir du marché européen de l'électricité, à celui des raffineries, etc.

Certains scénarios étudiés prennent bien en compte ces incertitudes et sont accompagnés de variantes mettant en jeu les évolutions possibles en cas de variation d'un paramètre. Il est également possible d'appliquer une méthode de type « *what if* » pour tester différentes hypothèses de développement de technologies ou de prix des énergies, comme l'ont fait par exemple les Britanniques, l'AIE dans son scénario « *Golden age of gas* » ou RTE. On peut noter, concernant la démarche britannique, que grâce à un fichier Excel disponible sur le site Internet du ministère de l'énergie et du changement climatique¹, chacun peut apprécier les conséquences que ces mix d'offre et de demande auront sur la facture énergétique du citoyen, ainsi que le déploiement des différentes technologies. Ce fichier indique par exemple que le mix électrique le moins coûteux pour la collectivité et respectant l'objectif d'une diminution de 80 % des émissions de GES à 2050 est un mix équilibré entre énergies renouvelables, nucléaire ou encore CSC (permettant de faire fonctionner des centrales thermiques pour les besoins de pointe). Les autres scénarios (sans CSC, sans nucléaire, ou encore avec un moindre développement des EnR) présentent tous une facture énergétique par habitant supérieure à ce scénario équilibré (voir par exemple au chapitre 2 la description de la stratégie énergétique britannique).

Il semblerait ainsi particulièrement intéressant dans de futurs exercices de prospective à l'horizon 2050 de modéliser un certain nombre de ruptures fortes que nul ne peut exclure, telles que :

- un doublement – voire plus – des prix du pétrole ;
- une réduction nettement plus forte ou nettement plus faible que prévu de la consommation d'énergie primaire, voire une augmentation ;
- un déploiement du CSC (ou au contraire une absence de CSC) ;
- le développement d'un stockage de l'électricité fiable et peu cher ;
- l'arrivée en Europe de quantités importantes de gaz à des prix faibles (ou l'exploitation de gaz de schiste en France dans des conditions respectueuses de l'environnement) ;
- le développement de nouveaux usages du nucléaire et de nouveaux types de réacteurs ;
- une contrainte forte sur les interconnexions européennes (liée à la non-réalisation de certaines des lignes internationales d'interconnexion envisagées par RTE ou à une importation massive d'électricité pour pallier les

[1] Department of Energy and Climate Change [DECC].

insuffisances d'un grand nombre d'énergies intermittentes sur le réseau européen) ;

- la récupération à grande échelle de « chaleur fatale » pouvant alimenter des réseaux de chaleur.

En toute rigueur, il faudrait pouvoir modéliser les trajectoires en fonction de la réalisation simultanée de certaines de ces ruptures, mais la prise en compte de l'incertitude dans les exercices de modélisation peut devenir rapidement d'une extrême complexité.

1.3. Les conséquences, sur les réseaux de distribution et de transport, du déploiement des énergies intermittentes dans la production d'électricité mériteraient d'être précisées

À l'évidence, quel que soit le scénario envisagé, les énergies renouvelables vont occuper une part de plus en plus importante dans le mix énergétique. Leur prise en compte doit conduire à adapter les différentes modalités de planification mises en œuvre dans le cadre de la PPI.

En effet, les instruments actuels de la PPI portent principalement sur l'évolution de la situation énergétique française et s'attachent à identifier les moyens de production. Or, compte tenu de la dynamique de l'essor des énergies renouvelables, en France mais aussi à l'étranger, et des écarts de délais entre les procédures d'autorisation des nouvelles formes de production et celles relatives aux lignes du réseau de transport nécessaire, il devient opportun de mieux lier au sein de la PPI l'aspect production et les aspects transport et distribution d'électricité, afin d'éviter que des retards dans la construction des réseaux contraignent des installations de production à l'arrêt.

C'est un exercice auquel contribue déjà RTE, en liaison avec l'association européenne des gestionnaires de transport de l'électricité l'ENTSOE¹ : le « bilan prévisionnel » de RTE tient compte du mix énergétique existant en France mais aussi de celui des autres pays européens, ainsi que des lignes électriques existantes ou à venir pour déterminer si les investissements réalisés sont suffisants pour répondre aux différents aléas, notamment météorologiques (température, vent, nébulosité).

L'émergence des énergies intermittentes va bouleverser le « *market design* » en modifiant les conditions de rentabilité des équipements (certains ne

[1] European Network of Transmission System Operators for Electricity.

fonctionnant plus qu'un nombre réduit d'heures alors qu'ils sont aujourd'hui en semi-base) et en modifiant le fonctionnement même du marché, désormais plus volatil et plus européen. Le marché devra présenter une surcapacité structurelle en puissance.

En ce sens, la PPI devrait être accompagnée de l'exercice de prévision effectué par RTE sur le schéma décennal de réalisation des lignes électriques de transport qui pourrait être présenté au Parlement. Partout en Europe, les délais d'instruction des nouvelles lignes deviennent une préoccupation grandissante, déjà abordée au chapitre 2, qui a conduit certains pays à envisager une évolution de leurs procédures d'autorisation.

♥ Les délais d'instruction des lignes électriques

Les délais entre le début des études et la mise en service des infrastructures de transport d'électricité dépassent parfois la décennie, notamment pour le 400 kV, et continuent de s'allonger.

Le processus qui sépare la justification d'un nouveau développement de réseau et la mise en service des ouvrages apparaît particulièrement long et complexe en comparaison des processus auxquels sont soumis les sites industriels.

Délais observés	Concertation + procédures administratives	Concertation	Aérien vs souterrain	Procédures administratives*
63 kV/90 kV en souterrain	25 mois	14 mois		11 mois
63 kV/90 kV en aérien	40 mois	18 mois	29 %	22 mois
225 kV en souterrain	35 mois	18 mois		17 mois
225 kV en aérien	50 mois	24 mois	33 %	26 mois
400 kV en souterrain	41 mois	NA		
400 kV en aérien	56 mois	30 mois	NA	26 mois

(*) Il n'est pas tenu compte des procédures se déroulant en même temps que la concertation.

Ces délais d'instruction des projets sont source de risque pour l'alimentation alors même que les projets visent à permettre le secours mutuel entre territoires voisins. Ce phénomène est observé dans toute l'Europe pour les infrastructures haute tension. La Commission européenne, dans sa communication du

10 novembre 2010, « Stratégie énergie 2020 », précise : « *Compte tenu de la lenteur avec laquelle évolue le système énergétique, les mesures prises aujourd'hui ne garantissent pas que les changements structurels nécessaires à une transition vers une économie à faible intensité de carbone seront entièrement réalisés d'ici à 2020, c'est-à-dire au cours de la période couverte par la présente stratégie* ».

Par ailleurs, l'accroissement programmé de la part des EnR dans le mix énergétique implique de pouvoir les raccorder au réseau en préservant sa fiabilité actuelle. Cela nécessite, d'une part, des dispositions techniques permettant aux nouvelles productions, éoliennes, photovoltaïques et autres de participer à la sûreté du système électrique. Cela suppose, d'autre part, de permettre au gestionnaire de réseau de transport de disposer, comme dans les îles ou en Espagne, des modalités de commande pour procéder aux effacements de production nécessaires.

Enfin, le développement des EnR intermittentes, qui peut conduire à injecter à prix nul de l'électricité sur le réseau en fonction des conditions climatiques, entraîne, au-delà d'un certain seuil, une forte dégradation des marges d'exploitation des centrales thermiques classiques de pointe, de semi-base, voire de base, pourtant nécessaires pour assurer une production suffisante lors des périodes de faible rendement des EnR intermittentes. Cela soulève la question, d'une part, de la rentabilité de ces centrales de semi-base ou de base, d'autre part, de l'optimisation économique du parc de production d'électricité. Une question analogue se pose pour les moyens de production de substitution. La réponse devra naturellement prendre en compte le marché de capacité qui devrait donner une valeur à la production et à l'effacement à la pointe, ainsi que la volatilité des prix de l'électricité sur le marché spot constatée en Allemagne conduisant parfois à des prix élevés mais aussi, à certaines périodes, à des prix négatifs. De tels prix négatifs ont aussi été observés en France début janvier 2012.

L'introduction en France d'un mécanisme d'obligation de capacité, prévu par la loi NOME, vise explicitement à couvrir le besoin en capacités à la pointe de consommation. Il s'agit d'une problématique particulièrement sensible dans notre pays, où, du fait notamment de la forte part du chauffage électrique dans le secteur résidentiel, la consommation d'électricité augmente significativement lors des vagues de froid. Le mécanisme, dans l'immédiat, n'aura donc pas pour objectif de traiter la problématique de l'intermittence des énergies renouvelables (dont les conséquences peuvent être ressenties tout au long de l'année et non

seulement lors des vagues de froid). Toutefois, le design retenu pour le mécanisme de capacité sera conçu de telle sorte qu'une évolution en ce sens soit possible lorsque le problème de l'intermittence se posera de manière plus aiguë.

1.4. La valeur du carbone est incertaine dans les scénarios étudiés et traduit les incertitudes de la négociation internationale

Les incertitudes, présentées au chapitre 3, sur l'évolution des négociations internationales et du prix du carbone se répercutent bien évidemment sur les décisions quotidiennes des différents pays et acteurs de la vie économique. En l'absence d'un rehaussement significatif des objectifs de réduction d'émissions, les entreprises auront tendance à accorder une faible valeur à moyen terme au carbone émis et à ne pas engager les actions nécessaires de réduction de leurs émissions.

Ces incertitudes s'appliquent en particulier à l'Union européenne. Fin décembre 2011, le prix de la tonne de CO₂ sur le marché européen de quotas était à moins de 10 euros ! Cela s'explique à la fois par l'ampleur de la crise économique, qui a conduit à une baisse de la production industrielle et donc des émissions inférieure à celle anticipée lors de l'évaluation des quotas à distribuer, et par l'absence de visibilité au-delà de 2020. Dans ces conditions, cinq solutions sont possibles pour redonner une valeur aux actions de lutte contre le changement climatique :

- la première solution, qui permettrait de sauvegarder la visibilité du marché, serait de fixer dès aujourd'hui des objectifs de réduction à 2030 et d'étendre jusqu'à cette date la valorisation possible des quotas actuels. Elle conduirait cependant l'Union européenne à s'engager avant tous les autres pays sur une trajectoire ambitieuse à l'horizon 2030 ;
- la deuxième consiste, comme l'ont fait les Britanniques, à introduire un système de « *carbon floor* ». Comme le souligne le rapport sur les émissions de GES de la France à l'horizon 2050¹, ce dispositif vise à assurer un prix minimum du carbone à la charge des compagnies électriques du pays. Peut-être efficace au strict plan national, ce dispositif risque d'ajouter une incertitude et de provoquer une offre de quotas britanniques supplémentaires sur le marché européen, pouvant donc conduire à une baisse du prix d'équilibre du quota de CO₂. Il introduit par ailleurs un risque plus général de « renationalisation » du

[1] Centre d'analyse stratégique [2012], *Trajectoires 2020-2050 vers une économie sobre en carbone*, rapport du comité présidé par Christian de Perthuis, Paris, La Documentation française, février, www.strategie.gouv.fr/content/trajectoires-2020-2050-vers-une-economie-sobre-en-carbone-rapport.

prix du carbone, très préjudiciable à terme pour l'efficacité de la trajectoire de réduction d'émission de l'ensemble de l'Union européenne ;

- la troisième solution consiste à annuler une partie des quotas accordés aux industriels. L'inconvénient est qu'elle « décrédibilise » un régulateur qui modifie en permanence les conditions du marché ;
- une quatrième possibilité est de laisser le régulateur racheter (ou vendre) des permis pour maintenir le cours à un niveau souhaité ; elle suppose un régulateur européen puissant ou une banque centrale européenne du CO₂ ;
- une cinquième possibilité consiste à fixer un prix minimum à l'échelle européenne pour la vente des quotas aux enchères. Cette solution devrait conduire à une certaine revalorisation de la tonne de carbone sur le marché et à l'avantage de ne pas « décrédibiliser » le régulateur.

Au-delà du système ETS¹, il n'existe pas pour l'instant de système européen de valorisation des émissions de gaz à effet de serre pour les secteurs qui n'y sont pas soumis. Un projet de directive vise à restructurer le cadre de taxation existant de façon à corriger les déséquilibres actuels et à prendre en considération le contenu énergétique des produits et les émissions de CO₂ qu'ils entraînent. Cette directive doit en particulier venir compléter l'ETS de l'UE en soumettant à la taxe liée au CO₂ les secteurs hors système.

1.5. La capacité de l'économie à financer les investissements proposés par les différents scénarios mériterait d'être mieux détaillée

L'analyse des scénarios menée dans le chapitre 3 a montré que des investissements conséquents seront à consentir dans le secteur énergétique sur les vingt prochaines années. La section 4.1 de ce même chapitre cite ainsi des montants d'investissement de 300 à 450 milliards d'euros, le haut de la fourchette correspondant aux scénarios de sortie du nucléaire.

Ce montant représente environ une année d'investissement national, la formation brute de capital fixe s'étant élevée en 2010 à 373 milliards d'euros². Il ne paraît donc pas irréaliste mais pourrait se traduire par des effets d'éviction non négligeables, quoique très difficiles à prévoir, sur les autres secteurs de l'économie.

[1] Ou EU-ETS : *European Emission Trading System*, Système européen d'échange de quotas d'émissions.

[2] Insee, comptes de la nation. La formation brute de capital fixe (FBCF) est constituée par les acquisitions moins les cessions d'actifs fixes réalisées par les producteurs résidents. Les actifs fixes sont les actifs corporels ou incorporels issus de processus de production et utilisés de façon répétée ou continue dans d'autres processus de production pendant au moins un an.

Deux facteurs pourraient par ailleurs compliquer ce financement. Le premier est la temporalité des besoins d'investissements : leur agrégation sur vingt ans masque le fait qu'ils seront vraisemblablement répartis de manière hétérogène sur la période, et notamment concentrés au moment de la prolongation ou du remplacement du parc nucléaire actuel. Le deuxième élément est que ces investissements concernent un seul secteur d'activité (secteur énergétique au sens large). Or la stratégie des investisseurs étant souvent de chercher à diversifier les risques pour limiter leur exposition, cette concentration d'investissements sur des activités de nature proche pourrait constituer une contrainte supplémentaire.

2 ■ Quelques idées forces tirées de l'examen de scénarios présentant différents systèmes énergétiques

À travers la préparation du futur mix énergétique et la nécessité de répondre à la demande, l'enjeu est tout à la fois de réduire notre dépendance énergétique et de diminuer les émissions de CO₂. Nous devons en outre relever ce défi au moindre coût, en maintenant des niveaux de prix acceptables, en veillant à ce que chacun ait accès à l'énergie et en préparant les emplois et les filières industrielles de demain.

Dans la réduction de la consommation d'énergie fossile, les deux secteurs qui méritent une attention particulière en raison de leur contribution aux émissions de CO₂, sont celui des transports, dont les émissions de gaz à effet de serre ont fortement augmenté, et celui des bâtiments : la réhabilitation d'environ 400 000 logements est nécessaire chaque année pour espérer atteindre les objectifs du Grenelle de l'environnement. Pour ce dernier secteur, le blocage essentiel porte sur le financement des actions : le développement de modes de financements innovants associant capitaux privés et publics est nécessaire. Le lecteur pourra consulter le rapport du Centre d'analyse stratégique sur les émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050¹.

2.1. L'action de la puissance publique doit être adaptée à l'état de maturité de la technologie

La nouvelle source énergétique à la fois renouvelable, sûre, partagée, d'un coût modéré et stable, qui suppléerait, sans dommage, sans émission de gaz à effet de serre et sans déchets, à tous les usages combinés du pétrole, du gaz, du

[1] Centre d'analyse stratégique [2012], *Trajectoires 2020-2050 vers une économie sobre en carbone*, op. cit.

charbon et de l'uranium, n'existe pas et, sans doute, n'existera jamais. Compte tenu des contraintes qui pèsent sur les États en termes de compétitivité, de productivité et de finances publiques, il est nécessaire d'optimiser l'usage de l'énergie et d'éviter en particulier de pérenniser des subventions en faveur d'une technologie ou d'une filière.

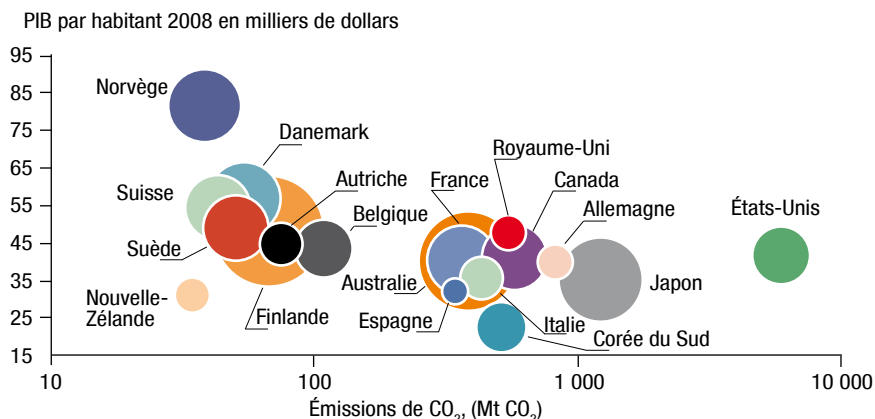
Un certain nombre de principes s'en déduisent en ce qui concerne le financement du développement des nouvelles technologies de l'énergie :

- déployer massivement les technologies aujourd'hui matures, en renforçant le rôle central du prix à long terme du CO₂ pour guider les investissements (et ne pas privilégier des technologies qui n'apparaîtraient pas rentables à terme) ;
- préparer le futur en « s'ouvrant » des options supplémentaires pour demain par un soutien bien calibré en particulier pour les technologies non matures :
 - poursuivre l'effort en faveur de la R & D pour l'énergie dont le Grenelle de l'environnement a souligné les mérites par rapport aux subventions à la production ou à la consommation. Le déploiement massif des technologies non matures – dont le coût est par exemple de 2 à 10 fois plus important que celui de l'électricité produite actuellement – serait particulièrement onéreux en subventions et ne suffirait vraisemblablement pas, dans la majorité des cas, à permettre à ces technologies, par les seuls effets d'apprentissage, d'atteindre une rentabilité économique suffisante. Plutôt que de déployer massivement de telles technologies, il semble préférable de rechercher des ruptures technologiques et de financer des actions de R & D de long terme, éventuellement dans le cadre de coopérations internationales ou européennes¹ : c'est là où l'intervention de la puissance publique joue tout son rôle. En parallèle, les outils de soutien aux technologies proches de la maturité pourraient évoluer, par le recours notamment aux appels d'offres : un déploiement progressif peut permettre de combler l'écart par effets d'apprentissage, mais les tarifs de rachat ne sont pas forcément les instruments les plus adaptés (pas de contrôle des quantités, effets d'aubaine, distorsions sur les marchés

[1] Au niveau européen, le produit des enchères de quotas de CO₂ peut constituer une nouvelle ressource de plusieurs milliards d'euros d'ici 2020. La directive prévoit qu'au moins la moitié doit être consacrée aux actions pour le climat : atténuation, adaptation, action internationale, R & D, politique industrielle, etc. Des travaux techniques seront initiés au premier semestre 2012 pour mettre en perspective ces différentes pistes, sans oublier le désendettement. La R & D dans le domaine de l'énergie est donc l'une des possibilités et des approches modélisées montrent que ce type de dépenses peut avoir un fort effet de levier sur le développement de l'économie verte et de l'emploi.

comme les prix négatifs). Ces actions doivent impérativement être conduites dans le cadre de partenariats avec l'industrie ;

♥ **Fonds publics pour la R & D par habitant en fonction du PIB par habitant et des émissions de CO₂**



Note : la taille du cercle indique l'importance de l'effort public par habitant. Les données relatives au PIB et à la population proviennent de la Banque mondiale ; celles relatives aux dépenses publiques de R & D sont les plus récentes fournies par l'AIE (2009-2010). Tous les montants sont exprimés en dollars de 2008. Enfin, les statistiques sur les émissions de CO₂ proviennent de l'AIE.

Source : AIE

- mettre en place des incitations financières pour favoriser le développement de recherches à long terme sur le stockage de l'électricité et préparer les ruptures technologiques nécessaires à la mise au point de dispositifs rentables ;
- mettre en place des incitations financières pour favoriser les technologies de captage et stockage du CO₂ (CSC) et de valorisation du CO₂. L'AIE considère que la contribution du CSC à l'atteinte d'un facteur 2 de réduction des émissions à l'échelle mondiale devrait être équivalente à celle des énergies renouvelables. Le déploiement de ces technologies suppose une réduction des coûts et une meilleure acceptabilité sociétale. La réalisation de démonstrateurs vise à atteindre ces objectifs mais leur coût est aujourd'hui élevé et nécessite la mise en place d'aides financières adaptées. La France doit jouer un rôle important dans ces programmes du fait de la compétence de ses équipes de recherche et de l'implication possible de ses entreprises, sachant que la production d'électricité n'est

pas la seule activité industrielle à émettre du CO₂. La valorisation du CO₂ constitue aussi une voie – complémentaire à celle du CSC – qui doit être explorée en parallèle, même si aujourd’hui les verrous paraissent nombreux, de nature scientifique, technologique et économique. Toutefois, le bilan carbone associé aux différentes voies de valorisation du CO₂ mérite d’être analysé précisément, puisque dans les procédés de valorisation, le CO₂ n’est en général pas stocké de manière pérenne mais recyclé pour d’autres utilisations ;

- mettre en place des incitations favorisant le développement des biocarburants de deuxième génération (et au-delà) : outre les progrès des moteurs et des véhicules, outre l’introduction graduelle des véhicules électriques (à base d’électricité décarbonée), le report modal vers le rail et la voie d’eau, l’introduction de carburants à faibles émissions est une solution prometteuse. La première génération de biocarburants marque une étape. Cependant, tous les acteurs s’accordent aujourd’hui sur l’intérêt d’aller rapidement vers la deuxième génération (qui concurrence moins directement la production alimentaire), capable notamment d’utiliser la totalité de la biomasse (dont les tiges des végétaux non généralement commercialisées et la biomasse issue des résidus forestiers). Une solution pourrait consister à accompagner le développement de ces filières de deuxième génération, au-delà du dispositif actuel¹. Des mesures particulières devraient notamment être prises pour le kérosène avion (qui n’est pas assujéti à des taxes spécifiques et constitue un des enjeux forts de la politique de lutte contre les émissions de GES en Europe). Ces aides devraient être mises en place tout spécialement pour les démonstrateurs et premières usines de deuxième génération, avec ensuite un effet dégressif. Le renforcement du secteur des biotechnologies semble la voie la plus propice pour favoriser l’émergence de cette filière en France, y compris la troisième génération d’agrocaburants.

2.2. Les prix futurs de l’énergie représentent un enjeu majeur pour l’économie française

Le prix de l’énergie joue un rôle majeur dans notre économie : toutes choses égales par ailleurs, une augmentation des prix de l’énergie en France réduit le pouvoir d’achat des ménages, baisse la compétitivité de nos entreprises, augmente la part de la population française en situation de précarité énergétique

[1] En prenant en compte le retour d’expérience des aides et incitations de la première génération.

et diminue le nombre d'emplois (*voir aussi la section 3.3.*). L'effet positif lié à la baisse des consommations, souvent contrainte dans un premier temps en particulier pour les ménages modestes, s'appréhende dans des délais plus longs par des mesures structurelles.

Dans les prochaines années, le prix du pétrole connaîtra une tendance haussière. Or nos actions purement nationales ont peu d'effet car les prix sont tirés par les besoins financiers des pays de l'OPEP et par la demande des pays émergents, dont ceux d'Asie, de plus en plus gourmands en énergie. Le prix de l'électricité devrait également connaître une hausse liée notamment aux dépenses d'investissements à réaliser dans les réseaux de transport et de distribution, mais aussi dans les nouvelles installations de production d'électricité et le déploiement des énergies renouvelables, en raison de l'augmentation de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) ainsi que, dans une moindre mesure, des investissements de prolongation du parc nucléaire français. Enfin, le coût des externalités et en particulier des émissions de gaz à effet de serre n'a pas été encore suffisamment pris en compte.



Charges de service public de l'électricité liées au développement des EnR

En France, le code de l'énergie prévoit que des acheteurs obligés (EDF ou entreprises locales de distribution) concluent des contrats d'achat avec les producteurs d'électricité à partir de sources renouvelables. Ces contrats prévoient le rachat de l'électricité produite à un tarif garanti, précisé par arrêté ou révélé dans le cadre d'un appel d'offres, pour des durées allant de dix à vingt ans. La loi prévoit que les charges qui découlent de ces obligations soient intégralement compensées (article L. 121-6), et que les prix de marché de l'électricité servent de référence pour le calcul des coûts évités.

Avant le 15 octobre de chaque année, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) calcule le montant total des charges de l'année précédente qui est arrêté par le ministre de l'énergie. Elle calcule également le montant prévisionnel des charges de l'année suivante et le montant de la contribution (la CSPE) applicable à chaque kilowattheure de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges imputables aux missions de service public (article L. 121-14). Les charges totales incluent notamment, outre les EnR, le soutien à la cogénération, la péréquation tarifaire et les tarifs sociaux.

La délibération de la CRE en date du 13 octobre 2011 indique que :

- le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité est estimé à 4,3 milliards d'euros au titre de l'année 2012, soit un niveau supérieur de 60 % à celui des charges constatées au titre de 2010 (2,7 milliards d'euros). L'augmentation des charges reflète en grande partie le développement très dynamique de la filière photovoltaïque, qui représente 36 % des charges prévisionnelles au titre de 2012, soit 1,5 milliard d'euros (16 % autres EnR ; 28,5 % péréquation tarifaire ; 17 % contrats cogénération ; 2 % dispositions sociales) ;
- la contribution au service public de l'électricité pour 2012 (CSPE 2012) devrait permettre de financer les charges prévisionnelles 2012 (incluant la régularisation des charges 2010). Ces charges prévisionnelles sont évaluées à 5,2 milliards d'euros. La CSPE 2012 nécessaire pour les financer s'élève à 13,7 euros/MWh. Ce montant représente environ 11 % de la facture annuelle moyenne TTC d'un client résidentiel ;
- la loi de finances rectificative pour 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 euros/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis à 10,5 euros/MWh jusqu'au 31 décembre 2012. Le défaut de compensation d'EDF en résultant pour 2012 est estimé à environ 1,3 milliard d'euros (somme qui devra être remboursée à EDF *via* une hausse ultérieure de la CSPE).

Lors de son audition à l'Assemblée nationale le 24 mai 2011, le président de la CRE a indiqué que ses services avaient également établi un outil de prévision des charges dues aux EnR à l'horizon 2020. À partir d'hypothèses relatives aux trajectoires de développement des EnR et à l'évolution des prix de l'électricité (le prix de marché moyen atteint en 2020 est de 82 euros/MWh), le scénario étudié par la CRE indique que les charges annuelles dues aux EnR s'élèveraient en 2020 à 6,7 milliards d'euros, soit 90 euros TTC sur la facture annuelle d'un client type avec un tarif base et 170 euros TTC sur la facture d'un client type avec chauffage électrique (environ 11 % de la facture). De l'avis même de la CRE, ces projections sont à prendre avec précaution, car elles dépendent de variables très incertaines (prix des énergies, coûts de production, etc.).

À noter : présentée à titre illustratif, la CSPE constitue un des moyens de soutien au développement des EnR parmi d'autres (exonérations et crédits d'impôts, prêts bonifiés, taxes à taux réduits, etc.). Le récent rapport de la Cour des comptes sur les biocarburants souligne que, sur la période 2005-2010, ces filières ont reçu 2,65 milliards d'euros, essentiellement de la part des consommateurs.

Plusieurs principes devraient ainsi inspirer l'avenir de notre politique énergétique :

- privilégier les choix qui, dans le mix énergétique, conduisent à limiter la hausse du coût de l'énergie ;
- intégrer dans le même temps les externalités dans les prix des énergies, ce qui implique une hausse maîtrisée de leur niveau ;
- apporter une attention particulière aux ménages en situation de précarité énergétique ;
- préserver la compétitivité de l'industrie française, en particulier des gros consommateurs d'énergie ;
- favoriser des services énergétiques flexibles permettant d'adapter dans le temps l'énergie utilisée pour un usage donné.

Cette politique devra être menée en sachant que nos voisins allemands ont choisi d'assumer des prix de l'électricité élevés pour les ménages en préservant, grâce à divers dispositifs réglementaires, les gros consommateurs (*voir aussi le chapitre 2*).

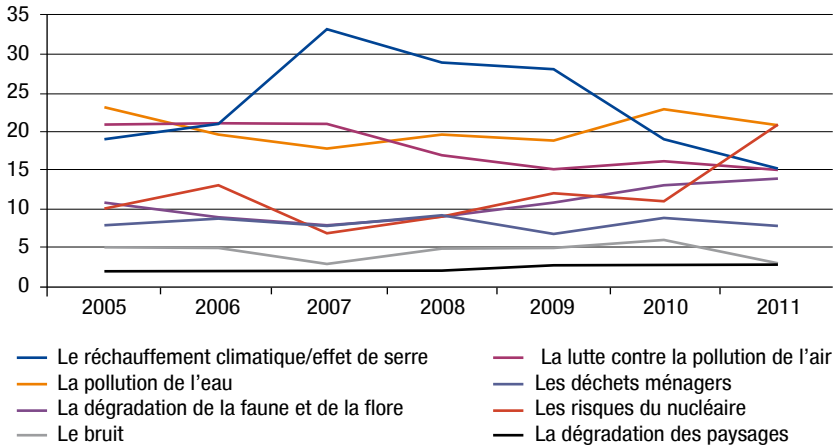
2.3. Les préoccupations de la population à l'égard des choix énergétiques et de leurs conséquences sont difficiles à analyser

Les enjeux environnementaux, qui conditionnent en partie le regard de la population sur une nouvelle infrastructure, fluctuent en fonction des opinions. D'après le dernier sondage commandé par l'ADEME, la préoccupation sur le réchauffement climatique a baissé depuis 2008, alors que suite à l'accident de Fukushima, le risque nucléaire est devenu en 2011 une préoccupation particulièrement forte.

Plus que par les problèmes environnementaux, le citoyen français semble concerné par son pouvoir d'achat. Or il est bien souvent peu conscient des variations de prix induites par un changement de mix de production énergétique. En outre, l'existence de tarifs réglementés pour l'électricité et le gaz renvoie le citoyen à l'expertise de l'État en la matière.

♥ Perception des problèmes environnementaux

Sondage : « Je vais vous citer un certain nombre de problèmes d'environnement. Quels sont les deux qui vous semblent les plus préoccupants ? » (% de première réponse)



Source : Enquête Science Po/ISL 2011 pour l'ADEME

Ce constat simple amène plusieurs réflexions :

- il est souhaitable que les concertations et débats sur les projets d'infrastructures énergétiques qui ne manqueront pas d'intervenir dans les prochains mois exposent aussi clairement que possible les conséquences en matière de prix et les répercussions économiques des diverses options ;
- si la concertation est un point important dans l'acceptation des technologies, des incitations économiques ainsi que des structures de financement plus participatives pourraient permettre de redéfinir le lien entre la population et les technologies, en passant d'une notion d'acceptabilité à celle d'appropriation. L'Allemagne et le Danemark en fournissent de bons exemples : la plupart des installations EnR y sont détenues par des citoyens (proches des installations), ce qui tend à favoriser l'acceptation des technologies telles que l'éolien sur le territoire ; la diffusion de dossiers pédagogiques sur les grands concepts de l'énergie aiderait à éclairer les citoyens et les leaders d'opinion sur les grands enjeux (mix énergétique, coût de l'énergie, etc.) ;
- pour complexe qu'elle soit, l'organisation d'un débat sur la politique énergétique aurait l'avantage non seulement d'informer mais aussi de

permettre à chacun de s'exprimer sur son devenir. Ce débat devrait être transparent et présenter les changements que chaque scénario pourrait entraîner pour le citoyen, l'entreprise, le pays, en traitant des impacts économiques, sociaux et environnementaux. Toute la difficulté réside cependant dans l'organisation d'un tel débat, qui pourrait rencontrer de fortes oppositions, d'autant qu'il devrait dépasser le simple périmètre du choix technologique pour aller sur le terrain des coûts, de la politique industrielle, de l'emploi, voire de la fiscalité. Un débat public sur un sujet donné n'a cependant de sens que dans la mesure où plusieurs options sont réellement possibles et où le public peut en débattre : si le public a l'impression que les choix sont déjà faits, il le reprochera aux organisateurs. Les résultats d'un débat public ou d'une nouvelle forme de concertation sur la politique énergétique pourraient être transmis au Parlement en même temps que la PPI ;

- lorsque l'impact s'annonce important, la puissance publique doit se saisir le plus en amont possible des questions liées aux nouvelles technologies et définir un encadrement responsable de leur développement, qui peut conduire aussi bien à une diffusion auprès du grand public qu'à un abandon. Une telle participation du public à l'encadrement d'une nouvelle technologie ne pourra vraisemblablement pas se réduire à un dialogue de quelques mois. Elle doit être envisagée dans la durée, en étroite liaison avec l'émergence de l'innovation technologique. Une concertation en amont des projets énergétiques avec l'ensemble des parties prenantes (élus, grand public et associations environnementales) conduisant à des expertises pluralistes sera indispensable afin d'aboutir à un encadrement partagé du développement de nouvelles technologies et de leurs infrastructures.

2.4. La politique énergétique doit préserver ses filières d'excellence et en développer de nouvelles

Il faut miser sur les filières d'excellence qui ont un potentiel de croissance important, mais aussi sur celles pour lesquelles nous possédons des compétences reconnues. Maintenir des filières industrielles pour lesquelles la France possède un avantage comparatif ou construire des filières autour de technologies nouvelles sur lesquelles elle peut être compétitive permettrait au pays de revenir sur le marché des biens industriels et de soulager la situation de sa balance commerciale.

Les EnR et plus généralement la croissance verte représentent des opportunités économiques et industrielles prometteuses, même s'il convient d'être lucide

sur les avantages comparatifs de la France en analysant tous les maillons de la chaîne de valeur. Le soutien au développement industriel des EnR prend aujourd'hui la forme d'un ensemble d'actions directes ou indirectes. Ce dispositif, encore récent, a déjà permis des réalisations importantes : création d'instituts de recherche tels que l'INES¹ et l'IRDEP², création en cours des Instituts d'excellence des énergies décarbonées (IEED), attribution des aides dans le cadre des appels à manifestation d'intérêt. Il s'agit à ce stade d'explorer plusieurs directions, sans viser une corrélation directe avec le dispositif de soutien en aval.

Le moment pourrait donc être venu de proposer d'aller au-delà du dispositif actuel en mettant en place à l'échelon national des stratégies de filières. Celles-ci seraient caractérisées par :

- la définition de priorités afin de valoriser pleinement les filières ou les segments de marché dans lesquels la France et ses entreprises disposent d'avantages compétitifs et où le potentiel de marché et de croissance est fort ;
- une articulation entre les dispositifs de soutien en faveur de l'offre et de la demande en valorisant le contenu local à l'intérieur des appels d'offres et des mécanismes d'obligation d'achat ;
- une régulation du marché renforcée pour assurer des conditions de concurrence loyale entre les produits fabriqués hors de l'UE et les produits nationaux ou européens.

Malgré l'accident de Fukushima, les perspectives de développement du nucléaire restent importantes dans plusieurs pays de l'OCDE et dans les pays émergents, en particulier d'Asie (Chine et Inde). Certes, l'ampleur des constructions de tranches dépendra des prix du gaz sur les marchés américain et européen. L'exploitation massive des gaz de schiste pourrait entraîner des prix du gaz relativement bon marché, dans des proportions qui dépendront des contraintes environnementales imposées et des caractéristiques des gisements dans des sols aujourd'hui non encore explorés. Les centrales à gaz deviendraient alors plus compétitives que les centrales nucléaires. Cette baisse relative de compétitivité de la filière nucléaire s'observe d'ores et déjà aux États-Unis où l'exploitation des gaz de schiste (aujourd'hui près de 25 % de leur consommation gazière) a freiné les investissements dans le nucléaire, comme dans les EnR. Il faut être modéré quant aux perspectives de parts de marché de

[1] Institut national de l'énergie solaire (Chambéry).

[2] Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque.

l'industrie nucléaire française à l'exportation : certains des nouveaux accédants au nucléaire préféreront développer leurs propres capacités de conception et de construction de réacteurs. Ces perspectives n'en sont pas moins réelles. La Chine et l'Inde sont des marchés essentiels où les acteurs locaux ont acquis une grande expérience industrielle, tout en restant demandeurs de partenariats riches d'opportunités pour l'industrie française. Plus d'une dizaine de pays suivent avec attention l'évolution de nos débats nationaux. En cas de désistement de notre part, ils n'hésiteraient pas à poursuivre seuls ou avec d'autres fournisseurs de réacteurs.

La France, pays en pointe dans ce domaine, ne peut donc espérer conserver et développer une industrie de la construction du nucléaire civil, comme du traitement-recyclage des déchets, qu'à la condition de maintenir une activité nationale forte et dynamique. Elle ne peut non plus espérer prendre part au marché des réacteurs de quatrième génération, qui pourraient commencer à jouer un rôle à partir de 2035-2040 dans le monde, sans poursuivre l'effort actuel de développement de cette technique, de façon à pouvoir disposer d'une capacité industrielle dès son essor et répondre à d'éventuelles tensions sur le marché de l'uranium vers le milieu du siècle.

2.5. La R & D doit être renforcée pour ouvrir les choix du futur et positionner au mieux l'industrie nationale

Pour répondre aux enjeux évoqués ci-dessus et développer de nouvelles filières, des efforts de R & D considérables seront nécessaires. Par exemple, pour la production d'électricité, un objectif consiste à disposer vers 2030 de la palette la plus large possible d'énergies à faible émission de carbone, dans des plages de prix comparables (significativement au-dessous de 100 €/MWh, en valeur économique équivalente actuelle). Cet objectif vise à disposer de marges de choix les plus importantes possibles à cet horizon. C'est à cette date notamment que le parc nucléaire exploité pendant 50 ans devrait commencer à être remplacé à forte cadence, selon la part que l'on souhaitera accorder au nucléaire à l'horizon 2050. À cet horizon, le but est que les choix soient les plus ouverts possibles.

Les investissements que la France fera dans la recherche sont indispensables pour conserver ou acquérir une place de premier plan au niveau international dans plusieurs technologies énergétiques clés pour ses entreprises dans leur conquête des marchés nationaux et internationaux. La création d'emplois durables et à forte valeur ajoutée en dépend de façon cruciale. L'État devra, en

appui à l'effort des entreprises, maintenir une forte contribution au financement des recherches pour l'énergie, domaine de plus en plus stratégique dans les décennies à venir.

Il est donc central que ces priorités en matière de R & D soient reconnues. Il faut, pour que cette R & D soit conclusive, maintenir de façon ciblée et développer les aides au développement de plateformes technologiques et de lignes pilotes ainsi que de démonstrateurs. Pour financer cet effort accru, notamment dans une perspective de long terme et de développement d'une industrie nationale et/ou européenne forte, des moyens complémentaires doivent être dégagés.

Pour accompagner les filières vertes émergentes, il est également nécessaire de mettre en place un dispositif propre à assurer leur compétitivité à court et moyen terme. Plusieurs types d'actions complémentaires peuvent être envisagés :

- pérenniser les dispositifs de soutien à la R & D et à l'innovation mis en place avec le programme d'investissements d'avenir, en privilégiant des résultats en matière d'innovation sur des horizons de commercialisation courts ;
- mettre en place, à l'image des dispositifs issus des investissements d'avenir, des mécanismes financiers permettant, au moins les premières années, de faciliter l'accès au capital des entreprises industrielles du secteur et d'abaisser le coût du travail ;
- favoriser l'investissement privé dans les entreprises industrielles des énergies renouvelables en utilisant mieux l'épargne du livret de développement durable (LDD) qui pourrait servir, par exemple, à améliorer les conditions commerciales des banques pour le financement des EnR ou à créer un mécanisme de garantie permettant aux banques et assurances de diminuer leurs besoins de fonds propres dédiés au financement et à l'investissement dans les énergies renouvelables.

Compte tenu de sa taille et de ses avantages comparatifs (sous-traitants et entreprises existantes, centres de recherche), notre pays doit miser sur un nombre limité de technologies : le solaire photovoltaïque, l'éolien *offshore*, la biomasse, le solaire thermodynamique et thermique, l'hydrogène et les piles à combustible pourraient constituer des filières d'excellence. L'effort et les incitations du gouvernement doivent toutefois refléter le niveau de maturité de ces technologies : solaire photovoltaïque et thermique (développement industriel), solaire thermodynamique, éolien *offshore*, biomasse de deuxième génération (démonstrateurs).

Un effort supplémentaire et particulier doit être fait sur les technologies de stockage de l'énergie, notamment pour le soutien aux EnR dans les réseaux et pour les batteries pour véhicules, dont l'amélioration des performances conditionne un développement à grande échelle de la traction électrique, ainsi que sur les techniques de CSC et de valorisation du CO₂, compte tenu de leur importance potentielle dans les mix énergétiques du futur.

L'insertion des EnR, à grande échelle, dans le réseau électrique dépendra notamment des nouvelles capacités à gérer les réseaux et à intégrer les fonctions de stockage. À long terme, des défis cruciaux nous attendent pour transformer en profondeur les grands secteurs énergétiques, au-delà de la seule électricité. Pour l'électricité, pour l'industrie et pour le résidentiel du futur, il s'agit notamment des techniques de stockage et de pilotage des réseaux. Ces réseaux « intelligents » doivent prévoir, réguler et alimenter de vastes zones géographiques couvrant jusqu'au territoire européen. Le développement d'outils, de bases de données de natures très différentes est donc rendu nécessaire par cette diversification.

Même si de nombreuses technologies existent d'ores et déjà pour améliorer l'efficacité énergétique des différents secteurs de l'économie, il convient de développer encore des travaux de R & D dans divers domaines : récupération de la chaleur « basse température », gestion intelligente des diverses sources d'énergie utilisées, équipements interopérables à faible consommation d'énergie, approche intégrée pour la conception, etc.

Il serait souhaitable de mettre en place un observatoire du parc immobilier existant en ce qui concerne les performances énergétiques, environnementales et économiques ainsi que les différents usages pour en suivre l'évolution.

Les techniques de l'information et de la communication vont jouer un rôle majeur pour piloter et optimiser des systèmes de plus en plus performants et participer à une meilleure gestion de la demande énergétique. Cependant, dans la mesure où leur consommation électrique propre croît à un rythme soutenu, il faudra les améliorer et réduire leur consommation d'énergie spécifique.

Le soutien financier de la recherche française et européenne est nécessaire, par des outils accessibles aux grands groupes comme aux PME

La dérégulation des marchés induit très généralement une baisse de la R & D des entreprises du secteur dérégulé. L'optimum économique doit alors être

recherché par un investissement supérieur des États. L'énergie est un des principaux secteurs qui ont été graduellement dérégulés à partir des années 1990. Malgré le lancement d'actions d'envergure par les États, le taux de R & D énergétique en Europe a baissé. La crise économique actuelle a ralenti encore l'investissement des entreprises dans la recherche de long terme, qu'il s'agisse de recherche fondamentale, capable ensuite d'irriguer les applications énergétiques, ou de recherche « amont » sur de nouveaux procédés ou de nouvelles filières, comme celle sur la biomasse ou les biocarburants de troisième génération dont la rentabilité paraît lointaine pour un agent privé. Le maintien d'une action soutenue de développement des réacteurs nucléaires de quatrième génération entre aussi dans ce cadre. Ce ralentissement menace le ressourcement de nos portefeuilles de brevets, dont le développement nécessite une irrigation par l'amont et le fondamental.

Il paraît ainsi pertinent que soient affectés les moyens nécessaires pour renforcer la dynamique de la recherche fondamentale et la recherche « amont » au bénéfice de l'innovation dans les différents domaines de l'énergie.

2.6. La combinaison de différentes énergies peut être l'une des clés du mix énergétique de demain

La mise au point d'un moyen peu coûteux et fiable de stocker l'électricité constituera une véritable révolution dans l'organisation de notre système énergétique. En son absence, l'une des idées les plus simples et les plus efficaces consiste à coupler deux énergies : l'une stockable, l'autre non stockable. En effet, la question n'est pas de stocker l'électricité mais l'énergie. La combinaison d'électricité et d'une autre forme d'énergie qui se stocke élimine ainsi les problèmes de stockage d'électricité et permet d'abaisser les coûts. On peut en citer plusieurs exemples.

Le tableau ci-après souligne la nécessité de travailler sur un système énergétique dans son ensemble, et non pas sur une seule énergie. Le secteur du bâtiment devrait à ce titre jouer un rôle important : la maison peut être un lieu de stockage d'énergie et notamment de chaleur grâce aux matériaux à changement de phase (dans les ballons d'eau chaude ou les conteneurs dédiés¹). Des gains énergétiques significatifs peuvent également résulter de couplages entre les différents besoins et les différentes technologies. Il faut

[1] Le principe consiste à utiliser la chaleur latente d'un matériau, c'est-à-dire la chaleur accumulée/restituée lors d'un changement de phase. Divers matériaux à base de paraffine ont pu être développés pour avoir des températures de changement de phase répondant aux différents besoins.

ainsi considérer simultanément les besoins de chauffage et de ventilation, d'eau chaude, de l'ensemble des appareils consommateurs d'électricité, d'alimentation du véhicule électrique, et les possibilités de production d'énergie locale, de stockage et de régulation des besoins en fonction de l'occupation des lieux et des conditions météorologiques. Le bâtiment doit donc disposer d'une véritable intelligence, associée au développement des compteurs intelligents. L'approche systémique par « îlot énergétique » doit également être développée¹.

☑ Exemples de couplage de l'électricité avec une autre énergie stockable

Solaire/Électricité	Pompes à chaleur (PAC) air-eau
Électricité courante/ Électricité de pointe	Chauffage par accumulation
Chaleur du sol/Électricité	Stockage de la chaleur pendant l'été, récupération et réutilisation en température avec une PAC eau-eau l'hiver
Biomasse/Électricité	Augmentation des rendements de production pour les biocarburants de deuxième génération en utilisant de l'hydrogène obtenu par électrolyse
Fioul ou gaz/Électricité	Chauffage hybride et micro-cogénération
Carburants pétroliers ou biocarburants/Électricité	Véhicules hybrides
Froid/Électricité	Réseaux de froid avec stockage de glace

Source : Commission Énergies 2050

Dans le même esprit, une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande peut passer par une meilleure exploitation des complémentarités entre réseaux électriques, gaziers et de chaleur ou de froid lorsqu'ils cohabitent. En effet, ces trois réseaux présentent des caractéristiques et contraintes différentes. Les réseaux électriques ont l'avantage de pouvoir être alimentés à partir de capacités de production contribuant à la sécurité énergétique nationale (nucléaire et EnR) mais sont soumis à une forte contrainte d'ajustement constant de l'offre à la demande, en particulier à la pointe. À l'inverse, les réseaux gaziers présentent des flexibilités et des opportunités de stockage intéressantes mais

[1] L'approche par « îlot énergétique » consiste à proposer pour tous les bâtiments sur zone les équipements et les actions d'efficacité énergétiques cohérents les uns avec les autres et avec les besoins globaux de la zone, dans une recherche d'optimisation des coûts et du service rendu.

sont actuellement alimentés à partir de gisements étrangers. Enfin, les réseaux de chaleur et de froid, qui par nature sont locaux, permettent également des flexibilités importantes : pilotage du mix énergétique des réseaux de chaleur (actuellement en majorité avec trois énergies ou plus), avec un objectif en 2020 de dépasser 50 % d'énergies renouvelables ou de récupération (géothermie, biomasse, chaleur issue de l'incinération des déchets, chaleurs fatales, etc.) ; stockage de froid ou de chaleur pour une optimisation de l'utilisation des EnR et des chaleurs fatales. Le développement des réseaux de chaleur et de froid offre d'autres avantages tels que l'intégration naturelle dans les politiques énergétiques, environnementales et urbaines des collectivités locales et la mise en œuvre d'installations très performantes de protection de l'environnement et de production de chaleur, de froid et d'électricité (en cogénération).

2.7. La formation doit constituer une priorité

Dans le cadre de la transition énergétique que nous devons entamer pour lutter contre le changement climatique, il est nécessaire, en matière de formation, tout à la fois de préparer les futurs professionnels à même d'innover, de mettre en œuvre et de déployer les nouvelles technologies de l'énergie, et de sensibiliser les professionnels de l'énergie et, au-delà, l'ensemble des citoyens, quant aux enjeux, réponses possibles et comportements appropriés.

La priorité consiste à bien anticiper les transitions professionnelles liées aux mutations économiques et énergétiques : une mobilisation conjointe des partenaires sociaux et des acteurs territoriaux est nécessaire pour identifier ces transitions, ainsi que les emplois, compétences et métiers de demain dans tous les secteurs liés à l'énergie. Les comités stratégiques de filières au sein de la CNI (Conférence nationale de l'industrie) doivent prendre toute leur place dans cette réflexion, de même que les pôles de compétitivité concernés et les CESER (Conseils économiques, sociaux et environnementaux régionaux) au plan territorial.

Il s'agit de préparer les futurs acteurs de la transition énergétique, en développant de nouvelles formations ou en adaptant celles qui existent. En effet, il est désormais admis que de nombreux métiers traditionnels vont « verdier », aussi bien au niveau de la production d'énergie que de sa consommation. Dans ce contexte, certaines priorités apparaissent :

- la formation de jeunes chercheurs par le biais d'une politique de formation doctorale ciblant davantage les nouvelles technologies de l'énergie et, de façon plus large, le développement des capacités d'innovation ;

- l'évolution des programmes traditionnels (par exemple en « énergie et procédés », « énergie et motorisations » ou « énergie et marchés »), afin de sensibiliser au mieux les étudiants à la problématique de la transition énergétique et de développer des compétences « métiers » recherchées par l'industrie aujourd'hui (pour garantir une employabilité immédiate) et susceptibles d'être mises en œuvre demain dans des domaines aussi variés que l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables ou le captage et stockage de CO₂ ;
- la création de nouvelles formations à tous les niveaux pour accompagner la création de nouvelles filières industrielles.

3 ■ Les conditions de réalisation et les impacts globaux de quatre grandes options de mix énergétique en fonction du rôle joué par le nucléaire

3.1. Classification des scénarios et regroupement en options

S'agissant de l'électricité, la cohérence d'un scénario nécessite de représenter des équilibres offre-demande annuels (pour 2030 et 2050) :

$$P = N + R + F = C + E$$

- où
- P est la production annuelle totale brute d'électricité en France,
 - N est la production annuelle nucléaire,
 - R est la production annuelle d'origine renouvelable (hydraulique, éolien, biomasse, etc.),
 - F est la production annuelle d'origine fossile (charbon, pétrole, gaz),
 - C est la consommation intérieure annuelle (pertes incluses),
 - E est le solde exportateur annuel.

Le niveau de demande ($C + E$) conditionne celui de la production d'électricité et les efforts de maîtrise de la demande électrique (MDE) sont de nature à réduire les besoins d'investissement dans le parc de production. Cependant, toutes formes d'énergies confondues, le développement des EnR productrices d'électricité et l'impératif de baisse des émissions de gaz à effet de serre peuvent conduire à des transferts d'énergies (voir l'exemple du véhicule électrique) et donc à une augmentation de la demande d'électricité.

Réussir la transition énergétique à l'horizon 2050 consiste notamment à réduire l'utilisation des énergies fossiles (tant pour la production d'électricité que pour

les usages finaux) en minimisant le coût pour l'économie française. Outre la réduction de la demande, la contrainte pour la branche électricité pourrait être allégée si l'on arrivait à rendre acceptable et compétitive la technologie du CSC (captage et stockage du carbone), ce qui serait envisageable à partir de 2030. Cependant, au-delà de cet horizon de temps, ce développement ne résoudrait pas les questions de la disponibilité des ressources fossiles et de leur prix.

Le tableau suivant indique quelques exemples d'objectifs souhaités pour chaque filière et de moyens pour desserrer les contraintes qui en découlent.

 **Objectifs pour chaque filière et moyens de desserrer les contraintes**

	Objectifs	Moyens
Nucléaire	Maximiser la sûreté (au niveau mondial), gérer les déchets radioactifs, réduire leur volume et la durée de leur radioactivité, obtenir l'adhésion politique	Réévaluation régulière de la sûreté du parc, incorporation en continu du retour d'expérience dans les dispositifs techniques et humains, coopération internationale, débat public
EnR	Gérer les intermittences, réduire les coûts	Augmenter les rendements, déployer des technologies de stockage et de <i>smart grids</i> , soutenir la R & D et des opérations de démonstration pour faire baisser les coûts
Fossiles	Réduire en volume	Déployer le CSC
Consommation	Améliorer l'efficacité en minimisant le coût des actions correspondantes, mais transferts possibles vers l'électricité en provenance d'énergies fossiles dans les secteurs de consommation finale	Mettre en place un signal prix et accentuer la sensibilisation des consommateurs
Exportation	Augmenter les capacités d'interconnexion pour améliorer la balance commerciale et permettre un fonctionnement plus fluide et une meilleure coopération au niveau européen	Améliorer l'acceptabilité des infrastructures

Source : Commission Énergies 2050

Cette représentation simplifiée ne tient pas compte des équilibres infra-annuels, notamment des « pointes » de consommation intérieure ou extérieure qui demandent des capacités de production ou d'importations spécifiques, ni de l'intermittence des EnR. Il convient de rappeler que le raisonnement du type « un EPR produit autant d'énergie que 4,3 GW d'éolien *offshore* » est vrai sur un bilan annuel mais pas heure par heure, compte tenu de l'intermittence de l'éolien.

Conformément à la lettre de mission du ministre, la commission « Énergies 2050 » a analysé quatre grandes options de mix énergétique à travers le prisme de la place du nucléaire dans la production d'électricité en France :

- prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel, ce qui peut être considéré comme une opportunité pour toute option qui ne prévoit pas de sortie rapide du nucléaire mais qui revient à avoir un N/P (production nucléaire sur production totale) de l'ordre de 70 % en 2050, ou 50 % si on ne remplace pas par du nucléaire les centrales arrivant en fin d'exploitation avant 2050 ;
- accélération du passage à la troisième, voire à la quatrième génération de réacteurs, soit un maintien de N/P de l'ordre de 70 % en 2050 ;
- réduction progressive du nucléaire, avec N/P de 40 % à 50 % en 2050 ;
- sortie complète du nucléaire, soit N/P de 0 % en 2050.

Chacune de ces options recouvre un ou plusieurs des scénarios étudiés, comme l'indique le graphique reproduit dans le chapitre 3 (*page 149*).

La viabilité du système électrique et donc de l'option sur laquelle il se fonde dépend de plusieurs conditions. Outre la sûreté, qui est un préalable incontournable, on peut distinguer notamment :

- le bon fonctionnement du système énergétique français (sécurité d'approvisionnement, compétitivité, préservation de l'environnement, stabilité du réseau, etc.) ;
- la capacité de financement pour les équipements ou infrastructures à créer ou renouveler, en distinguant les coûts pour la collectivité et les coûts pour les opérateurs ;
- l'emploi et les compétences ;
- l'aptitude à industrialiser les techniques pour qu'un scénario correspondant à l'option considérée se réalise dans le temps imparti et permette d'exporter pour réduire le déficit de la balance commerciale ;

- le degré d'acceptation socioéconomique, voire politique (propension à payer les prix de l'énergie qui en résultent, acceptation sociale des options considérées, etc.) ;
- l'aptitude à économiser l'énergie ;
- l'avantage que procure le recours à des ressources nationales en termes de balance commerciale (énergies renouvelables à forte valeur ajoutée française, gaz de schiste respectueux de l'environnement, etc.) ;
- le maintien de capacités de R & D qui permettent de découvrir de nouvelles solutions à l'horizon 2030 et au-delà, en supposant que le système énergétique ait gardé à cette époque suffisamment de flexibilité pour pouvoir en profiter.

Au titre de l'impératif de sûreté, dans chaque option, il conviendra d'assumer le coût de mise à niveau suite aux évaluations complémentaires de sûreté (aussi connues sous l'expression « *stress tests* ») demandées par l'ASN après l'accident de Fukushima.

3.2. Description des quatre grandes options

Si on reprend la représentation de l'équilibre offre-demande précité, en 2010, le parc nucléaire installé est en mesure de fournir un volume annuel d'énergie d'environ 450 TWh en production brute, de façon durable. Les options décrites par les scénarios sont souvent désignées par un pourcentage correspondant à N/P (production nucléaire sur production totale) pour un horizon donné, par exemple 2030 (20 %, 50 %, 70 %, etc.). Notons que derrière ces scénarios se cachent parfois des capacités installées différentes car l'hypothèse de demande globale sous-jacente peut varier fortement.

Par opposition aux autres formes d'énergie, le développement des EnR s'inscrit dans un agenda européen. Selon RTE (Bilan prévisionnel 2011), la production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolien, photovoltaïque, etc.) contribuerait à l'horizon 2030 à hauteur de 170 à 215 TWh par an, selon le scénario, dont 85 à 105 TWh d'électricité utilisable en pointe (hydraulique et biomasse).

En ce qui concerne l'électricité thermique classique, les scénarios RTE font apparaître un niveau de production entre 25 et 40 TWh en 2030. On observe par exemple un écart de l'ordre de 10 TWh entre le scénario de référence et le scénario nucléaire bas de RTE en 2030. Quel que soit le scénario, il apparaît un besoin d'investissement dans des équipements de production de pointe,

de compensation des intermittences (variabilité) et de réseaux renforcés et intelligents.

La demande d'électricité, intérieure comme extérieure, varie sensiblement d'un scénario à l'autre, en fonction des progrès d'efficacité énergétique et du prolongement de la dynamique du Grenelle de l'environnement (*voir chapitre 3, section 2*) ou des besoins des pays voisins. Les scénarios disponibles sont malheureusement peu documentés sur l'origine intérieure ou extérieure de la demande, faute de modélisation intégrée à un niveau européen. Entre les scénarios NégaWatt, où la demande intérieure d'électricité C se limite à moins de 350 TWh en 2030 (300 en 2035), et un scénario de Négatep, où elle s'approche de 600 TWh (du fait de substitutions à des énergies fossiles qui n'excluent pas de fortes économies globales d'énergie), l'écart est considérable mais la plupart des autres scénarios convergent sur un niveau de demande intermédiaire.

Les quatre grandes options de la lettre de mission du ministre s'inscrivent dans un champ des possibles plus large reposant sur un choix fondamental, celui de la prolongation ou non de l'exploitation des réacteurs existants au-delà de leur quatrième visite décennale (« 40 ans »). Le choix de ne pas prolonger l'exploitation implique un remplacement à partir de 2020 des réacteurs existants par un ensemble de moyens de production (nucléaire, EnR, fossile). Deux des scénarios envisagés dans la lettre du ministre se placent dans ce cadre : il s'agit de l'accélération du passage à la troisième génération, voire à la quatrième, et celui de sortie totale du nucléaire. Le choix de poursuivre l'exploitation des réacteurs existants, sous réserve de son acceptation par l'ASN, ouvre les mêmes possibilités sans en contraindre la réalisation dans le temps. C'est à cette opportunité de prolongation de l'exploitation du parc existant que se réfère le premier scénario de la lettre du ministre. Le scénario de sortie partielle du nucléaire peut se concevoir dans les deux cas.

Ci-après sont successivement examinés le choix d'un arrêt des réacteurs existants au bout de 40 ans d'exploitation, avec les trois options (accélération, réduction progressive, sortie complète), puis l'opportunité de prolongation qui peut s'appliquer à chacune de ces options. L'option d'accélération du passage à la quatrième génération fait ensuite l'objet d'un focus.

Choix d'un arrêt des réacteurs existants au bout de 40 ans d'exploitation

Dans l'hypothèse où il aurait été décidé d'arrêter l'exploitation des réacteurs au bout de 40 ans d'exploitation, les trois options de la lettre de mission du ministre s'analysent comme suit.

Option d'accélération du passage à la troisième génération de réacteurs

A priori, du fait de son volontarisme, cette option implique plutôt des scénarios de maintien de la part du nucléaire à 70 % dans le mix électrique français à horizon 2050, tels qu'on les trouve dans certains scénarios des études de l'UFE ou d'AREVA. Elle requiert donc de remplacer tout ou partie des réacteurs actuels par des réacteurs de troisième génération (Gen-3), au bout de 40 années d'exploitation.

Même si la disponibilité du parc actuel est appelée à augmenter dans les prochaines années grâce aux efforts annoncés par EDF, la conception des réacteurs Gen-3 permet une disponibilité encore plus élevée. Ainsi, en cas de déploiement accéléré de Gen-3, la capacité installée nucléaire pourrait baisser d'ici 2050 de l'ordre de 6 GW, à production d'électricité maintenue inchangée. La puissance requise durant les périodes de pointe pourrait conduire cependant à un besoin additionnel de capacités de production de pointe ou d'effacement de consommation. Dans la suite de l'analyse, les réacteurs Gen-3 retenus sont des EPR mais cela n'exclut pas d'autres types de réacteurs de puissance plus faible, comme l'ATMEA1 développé par AREVA.

Déclasser au bout de 40 ans les centrales actuellement en exploitation pour les remplacer par des réacteurs Gen-3 nécessiterait la mise en service, par exemple, de deux EPR par an en moyenne durant la décennie 2020-2030 afin de remplacer environ 40 à 50 GW correspondant à l'intégralité du palier 900 MW et une large partie du palier 1 300 MW. Le rythme des mises en service serait moins soutenu à partir de 2030, puisqu'il ne s'agirait que de remplacer les centrales restantes du palier 1 300 MW et les quatre réacteurs du palier 1 500 MW : 10 à 15 EPR seraient mis en service sur la période 2030-2050.

À moyen terme (vers 2030), selon les coûts de l'EPR et en fonction des coûts de prolongation de la durée d'exploitation, accélérer le déploiement de Gen-3 conduirait à investir environ 70 à 90 milliards d'euros supplémentaires, en valeur brute, par rapport à une option de prolongement systématique du parc avec remplacement. À plus long terme (vers 2050), l'écart d'investissement en

valeur brute se réduit entre les deux scénarios et pourrait être inférieur à 10 milliards d'euros :

- investissements de jouvence dans les centrales actuelles et construction de 25 EPR dans l'option « prolongation/renouvellement » ;
- construction de 34 EPR dans la deuxième option.

En revanche, en valeur actualisée, les montants investis sur la période varieraient sensiblement d'un scénario à l'autre, du fait de chroniques différentes.

À moyen terme (vers 2030), le remplacement accéléré du parc actuel par des EPR se traduirait par un coût moyen plus élevé (pour la production d'électricité uniquement, à l'exclusion du transport et distribution), du fait de la plus grande compétitivité du parc existant par rapport à des EPR. Cet écart de coût varierait en fonction du taux de remplacement des réacteurs existants par les EPR et devrait passer par un maximum autour de 2040 (date de début du renouvellement du parc nucléaire prolongé).

En tenant compte du surcoût global important lié au renoncement à la valeur économique potentielle du parc actuel, un scénario de déploiement accéléré de la Gen-3 aurait par rapport à une option de prolongation/remplacement, selon AREVA, un surcoût global en investissement de 140 milliards d'euros (à comparer avec une option de sortie du nucléaire qui, accompagnée d'un développement massif des énergies renouvelables, pourrait induire un surcoût global de plusieurs centaines de milliards d'euros).

Par ailleurs, l'option considérée nécessite de relever au moins deux défis :

- être en capacité de réaliser un programme industriel ambitieux dans des délais contraints. AREVA estime que sa capacité actuelle de fabrication d'équipements est de l'ordre de deux EPR par an et a indiqué pouvoir satisfaire la demande dans le cas d'un déploiement accéléré de l'EPR grâce à l'augmentation de ses propres capacités ou à des partenariats avec d'autres industriels, déjà établis pour certains d'entre eux. Ainsi, AREVA considère que sa chaîne de sous-traitance est sécurisée pour une production annuelle de cinq EPR. Toutefois, les délais constatés sur les EPR de Flamanville et d'Olkiluoto montrent qu'un déploiement massif d'EPR avant l'horizon 2020 est improbable, puisque les délais entre la décision de construction d'un tel réacteur et sa mise en service peuvent être actuellement estimés entre six et dix ans. Par ailleurs, soutenir un

rythme de construction d'au moins deux EPR par an en France nécessiterait un « rodage » de l'ensemble de la chaîne industrielle pendant quelques années. Rappelons que c'est à partir de 2020 que les réacteurs les plus anciens du parc actuel atteindront leur quatrième visite décennale et que l'ASN se prononcera au cas par cas sur leur aptitude à poursuivre leur fonctionnement sur les dix années suivantes ;

- satisfaire un besoin d'investissements de plus de 10 milliards d'euros par an de 2020 à 2030 pour la seule construction de réacteurs Gen-3.

Option d'accélération du passage à la quatrième génération de réacteurs

Compte tenu de l'horizon de temps auquel cette technologie serait disponible, une accélération du passage à la Gen-4 ne semble pas envisageable dans le cadre d'un arrêt à 40 ans du parc nucléaire existant. À l'horizon 2040, l'essentiel des réacteurs actuels auront dans ce cas été renouvelés et ce n'est qu'à partir de cette date que les réacteurs Gen-4 pourraient être disponibles. On évoquera donc plus loin ce cas.

Option de réduction progressive du nucléaire

Cette option peut se comprendre de deux façons : soit une réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique français jusqu'à un niveau considéré comme satisfaisant en 2050, soit une réduction continue jusqu'à une disparition complète du nucléaire de fission à l'horizon 2050, voire 2100.

Comme les scénarios étudiés vont rarement au-delà de 2030, il n'est pas toujours facile de comprendre à laquelle de ces deux sous-options ils se raccrochent. Il semble que relèvent de la première option considérée les scénarios qui prévoient une réduction de la part du nucléaire entre 40 % et 60 % dès 2030 : en font partie le scénario de référence de RTE (40 % du mix en 2030), un d'AREVA (50 % du mix en 2050), deux de l'UFE (42 % et 48 % du mix en 2030) et plusieurs d'Enerdata (39 % du mix en 2030). Les raisons pour lesquelles la part du nucléaire s'élève à tel ou tel niveau ne sont généralement pas explicitées.

La condition de réalisation d'une telle option réside dans la pertinence d'une solution de compensation de la baisse en proportion du nucléaire. Il convient de noter que la capacité nucléaire totale peut ne pas baisser (scénario de référence de RTE), voire croître (Négatep) si la demande d'électricité augmente au-delà d'un certain niveau.

Rappelons que la demande d'électricité s'est élevée en 2010 à 540 TWh. Plusieurs des scénarios s'inscrivant dans cette option envisagent une croissance sensible de la demande à l'horizon 2030 (570 TWh pour l'UFE, 630 TWh pour le scénario de référence de RTE, etc.). Le scénario « Grenelle » publié en juillet 2011 par la DGEC, qui résulterait de l'application et de l'atteinte des objectifs des lois Grenelle, table pour sa part sur une progression très modeste de la demande d'électricité d'ici 2030 (+ 8 % pour la consommation finale sur 2010-2030).

L'option considérée nécessite de relever plusieurs défis :

- accepter, en période de faible croissance économique, de fort déficit commercial et de fort taux de chômage, trois maux persistants, une perte de valeur pour l'économie française due à la fermeture prématurée de centrales nucléaires pour des raisons autres que la sûreté ou le calcul économique (*voir encadré suivant*). Il faudrait tenir compte également de l'anticipation des dépenses de démantèlement, bien qu'elles soient actuellement provisionnées, de façon prudente, dans des fonds dédiés sur la base d'un arrêt au bout de 40 ans. Cette perte de valeur s'élèverait à au moins une centaine de milliards d'euros en cas d'arrêt anticipé à 40 ans de toutes les centrales, au lieu de 60 ans, en supposant que la sûreté des centrales permette cette exploitation jusqu'à 60 ans ;
- accroître le soutien au développement des EnR, tant qu'elles ne sont pas compétitives, en complément au soutien à la R & D aux énergies bas carbone qui ne produira son effet qu'à long terme (après 2030 au mieux) ;
- renoncer au savoir-faire français en développement et industrialisation de réacteurs et en recyclage de combustibles usés, tout en maintenant une compétence technique et industrielle minimale sur le nucléaire pour gérer le parc (dont le renouvellement serait fortement ralenti) ;
- limiter l'augmentation des émissions de CO₂ de la branche électricité, sauf à réduire en proportion celles d'autres secteurs, c'est-à-dire le transport et le bâtiment, l'industrie étant déjà soumise aux quotas du marché européen. Les solutions envisagées ne laissent guère d'autres choix que de développer les énergies renouvelables, en association à du « *back-up* » au gaz, des moyens de stockage et des *smart grids*.

♥ Le coût de l'arrêt d'un réacteur de 900 MWe

Arrêter un réacteur nucléaire en état de fonctionnement et jugé sûr par l'ASN peut représenter une perte de valeur pour son opérateur et la collectivité, qu'il convient d'apprécier. Deux calculs sont proposés ici :

- le premier évalue le manque à gagner d'un arrêt immédiat ;
- le deuxième évalue le manque à gagner d'un arrêt en 2020 (au moment de la quatrième visite décennale) par rapport une prolongation de l'exploitation jusqu'à 60 ans.

Ils sont fournis à titre d'ordre de grandeur.

Coût d'un arrêt immédiat

Un réacteur nucléaire d'une puissance de près de 900 MW produit environ 6,3 TWh d'électricité par an, si l'on retient un taux de production de 80 %. À court terme (les premières années), l'arrêt immédiat d'un réacteur nucléaire imposerait à EDF de recourir au marché pour compenser la perte de production. En retenant comme prix de marché 55 €/MWh et comme coût d'exploitation d'un réacteur nucléaire 25 €/MWh (comme l'a mentionné la commission Champsaur), le manque à gagner annuel pour EDF lié à la fermeture d'un réacteur serait de $6,3 \times (55 - 25)$ millions d'euros, soit environ 190 millions d'euros, hors investissements nécessaires à la prolongation de l'exploitation au-delà de 40 ans et hors investissements consécutifs aux « évaluations complémentaires de sûreté ». Notons que l'agence de notation Standard & Poor's, dans une « *View Analyst Contact Information* » publiée le 28 novembre 2011, évalue à 400 millions d'euros par an la perte pour EDF associée à l'arrêt des deux tranches de Fessenheim¹.

À plus long terme, le prix de marché est incertain. On supposera ici que, dans le cas d'un arrêt immédiat d'un réacteur de 900 MWe, l'électricité de substitution est fournie par des centrales au gaz, dont le coût complet peut être estimé à 70 €/MWh pour un coût du gaz de 13 \$/MBtu. Dans le cas où l'exploitation du réacteur serait prolongée jusqu'à 60 ans, on tient compte des investissements qui devront être faits en amont et lors de la quatrième visite décennale, évalués par la Cour des comptes d'après les données d'EDF, à près de 950 millions d'euros par réacteur (soit 55 milliards d'euros pour le parc), y compris les mesures consécutives aux évaluations complémentaires de sûreté, et de l'impact bénéfique du report du démantèlement. Le coût d'exploitation retenu

[1] Voir par exemple www.challenges.fr/entreprise/20111128.CHA7423/fermer-fessenheim-couterait-400-millions-par-an-a-edf.html.

est toujours celui indiqué par la commission Champsaur. Le manque à gagner, en valeur actualisée 2012 (au taux de 8 %) d'un arrêt immédiat de la tranche par rapport à la prolongation de son exploitation jusqu'en 2040 peut ainsi être évalué à 3 milliards d'euros.

Il est à noter, en termes d'analyse de sensibilité, que :

- avec des frais de jouvence supérieurs de 25 %, soit 1,2 milliard d'euros, la VAN¹ du réacteur de 900 MWe serait de 2,8 milliards d'euros ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans prévus, abaisserait sa valeur à 2,8 milliards d'euros ;
- si le prix de l'électricité de substitution était de 55 €/MWh, sa VAN serait alors de 1,8 milliard d'euros.

Coût d'un arrêt à 40 ans au lieu de 60 ans

Selon les mêmes hypothèses, mais en comparant le cas où le réacteur nucléaire de 900 MWe serait arrêté en 2020 et celui où il le serait en 2040, le manque à gagner, en valeur actualisée 2012, d'un arrêt anticipé serait alors d'environ 1,0 milliard d'euros (soit près de 1,8 milliard d'euros en valeur actualisée au moment de l'arrêt en 2020).

Il est à noter, en termes d'analyse de sensibilité, que :

- avec des frais de jouvence supérieurs de 25 %, soit 1,2 milliard d'euros, la VAN du réacteur serait de 0,8 milliard d'euros ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans prévus abaisserait la valeur du réacteur à 0,8 milliard d'euros ;
- si le prix de l'électricité de substitution était de 55 €/MWh, la VAN du réacteur serait alors de 0,5 milliard d'euros.

Option de sortie complète du nucléaire

Cette option conduit à relever les mêmes défis que ceux indiqués pour une réduction progressive du nucléaire mais avec une contrainte de temps nettement plus sévère qui pose de nouveaux défis :

- construire de nouvelles centrales utilisant des énergies fossiles (sans doute des CCG, centrales à cycle combiné gaz), au moins à court terme tant que les EnR ne sont pas prêtes à s'y substituer, de façon à compenser la baisse de production nucléaire (cf. la situation allemande où il est prévu la construction de plus de 10 GW de centrales utilisant des énergies fossiles) ;

[1] VAN : valeur actualisée nette.

- dégager les moyens financiers nécessaires à des investissements massifs dans le système énergétique sur une période de temps courte ;
- renforcer les infrastructures de réseau de transport et de distribution de l'électricité aujourd'hui conçues pour un parc de production relativement centralisé et optimisé ;
- mettre en place des procédures d'effacement substantiel pour les consommations de pointe ;
- renoncer aux nouveaux usages de l'électricité qui auraient permis de la substituer aux énergies fossiles (par exemple, les véhicules électriques).

Un autre défi réside dans la compatibilité de l'option de sortie complète du nucléaire avec une limitation de l'usage des énergies fossiles afin de lutter contre le changement climatique. Seul le scénario Négawatt donne une vision d'un système énergétique cohérent, mais dont le coût est difficile à estimer et qui repose sur deux paris : le développement de la technique de méthanation (*voir chapitre 3*) pour compenser les intermittences des EnR et l'aptitude de la société française à s'engager rapidement dans la voie d'une grande sobriété énergétique, y compris pour les comportements (alimentation, production locale, voyages, etc.).

En conclusion, il apparaît que, quelle que soit l'option envisagée pour se substituer au parc nucléaire existant dans l'hypothèse d'une durée d'exploitation limitée à 40 ans, cette option entraînerait une dégradation sensible d'au moins un des critères d'appréciation du mix électrique que sont les émissions de gaz à effet de serre, la sécurité d'approvisionnement et la réduction du déficit de la balance commerciale. Par ailleurs, toutes ces options conduiraient à un surcoût pour la production d'électricité, dégradant la compétitivité du parc de production, et imposent de réaliser des investissements massifs dans des délais contraints. Comme l'indique le paragraphe suivant, la trajectoire optimale consisterait donc à prolonger la durée d'exploitation des réacteurs existants, sous réserve que cela satisfasse aux exigences de l'ASN.

Opportunité de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel

En France, les réacteurs n'ont pas de limite de durée d'exploitation fixée par les pouvoirs publics (*voir chapitre 3*). Ils donnent lieu à un réexamen approfondi tous les dix ans et la poursuite de leur exploitation est conditionnée à la mise en œuvre des prescriptions prises par l'ASN à cet effet. La prolongation de

durée d'exploitation ici considérée s'entend au-delà des quatrièmes visites décennales, échéance qui ne peut pas être dépassée sans d'importants travaux. Plutôt qu'une option à proprement parler, l'opportunité de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires peut se conjuguer avec plusieurs des scénarios étudiés (certains donnent une capacité totale à 2020, 2030 ou 2050 mais ne se prononcent pas sur la composition du parc). Il peut y avoir ou non construction de nouveaux réacteurs avant ou après les horizons de 2030 (horizon des cinquièmes visites décennales des réacteurs français les plus anciens) ou 2040, mais on peut admettre que l'option de prolongation signifie qu'au moins à la première de ces deux dates il y aura mise à disposition, pour la consommation intérieure ou extérieure, d'un socle minimum d'énergie électrique totale annuelle d'origine nucléaire, donc en base, voisin de la production actuelle, c'est-à-dire de l'ordre de 400 à 450 TWh par an.

Si le parc actuel était exploité pour une durée moyenne de 60 ans, le besoin de remplacement des centrales serait limité avant 2035-2040 et les réacteurs ne seraient effectivement remplacés, vraisemblablement, que si la demande d'électricité le justifiait.

La prolongation de la durée de fonctionnement implique des investissements non négligeables de jouvence qui, selon EDF, pourraient correspondre à un coût de l'ordre de 860 millions d'euros par réacteur, y compris les premières mesures de renforcement de la robustesse des réacteurs à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Toutefois, les prescriptions de l'ASN ne sont pas précisément connues à ce jour, tant pour ce qui concerne les suites des évaluations complémentaires de sûreté que la poursuite d'exploitation au-delà de 40 ans, ces deux processus étant en cours d'instruction. Par conséquent, ces chiffres doivent être considérés comme une première évaluation. Cette option de prolongation se révèle de loin la moins coûteuse en termes d'investissements jusqu'à 2035-2040, quel que soit le scénario alternatif où il y aurait remplacement de réacteurs par un quelconque autre moyen de production. Et c'est elle qui permet de produire les kWh les moins coûteux. Il faut noter que l'effort à consentir pour réaliser les investissements de jouvence est lui-même important en matière de contenu industriel, opérationnel, organisationnel et scientifique.

Toutefois, il s'agit de ne pas reporter de 10 ou 20 ans les difficultés mentionnées au paragraphe précédent. En cela, la prolongation de la durée d'exploitation offre deux opportunités majeures :

- les vingt années potentielles de production supplémentaire pourraient être mises à profit pour lisser l'investissement de renouvellement du parc nucléaire, afin de ne pas reproduire le mur des investissements hérités des années 1980 lors de la construction du parc actuel. Par ailleurs, la priorité absolue conférée à la sûreté devrait inciter à la construction de capacités de production pour tenir compte de l'éventualité d'un arrêt avant 60 ans d'un ou plusieurs réacteurs. Ainsi, la construction de quelques EPR à intervalle régulier pourrait y contribuer, en permettant d'enrichir, de maintenir et de stimuler les compétences de l'industrie nucléaire française, et offrirait l'opportunité d'exporter vers le reste de l'Europe, qui aura besoin d'électricité « bas carbone » ;
- les vingt années potentielles de production supplémentaire pourraient permettre à certaines technologies de devenir matures sur les plans économiques et techniques, de sorte qu'elles contribuent à la décarbonisation du mix électrique au moment du renouvellement du parc nucléaire prolongé. On peut penser aux EnR, au CSC, au stockage de l'électricité, à la Gen-4, etc.

Dès lors que la sûreté serait considérée comme assurée, tout scénario qui profiterait de la possibilité de prolonger la durée d'exploitation du parc actuel serait par ailleurs compatible avec un certain développement des EnR permettant à la France de maintenir et développer sa compétence dans les deux filières. Cela serait d'autant plus le cas que les investissements en R & D pourraient aboutir à de nouvelles techniques qui seront matures vers 2030-2035, à l'aube de l'horizon de renouvellement des centrales.

À cet égard, la France est dans une situation sensiblement différente de celle de ses voisins dont les centrales ne sont pas prolongeables : soit parce qu'il a été décidé de les fermer (cas de l'Allemagne), soit parce qu'elles sont trop vétustes (Royaume-Uni).

Accélération du passage à la quatrième génération de réacteurs

De nombreuses incertitudes planent sur la possibilité de mettre en œuvre une accélération, par rapport à un échancier « de base » d'un déploiement des réacteurs de quatrième génération (Gen-4) à partir de 2040. Malgré de très fortes contraintes (techniques, économiques, échanciers et qualifications de sûreté, etc.), les bénéfices éventuels sont bien identifiés : en termes industriels, la France pourrait évidemment conforter son rôle de leader mondial sur les technologies du nucléaire civil.

D'un point de vue économique et de sécurité énergétique, l'intérêt premier des réacteurs de quatrième génération à neutrons rapides est de pouvoir disposer d'un approvisionnement en électricité de très long terme avec les stocks d'uranium appauvri aujourd'hui disponibles sur le territoire français. Ces réacteurs peuvent en effet utiliser tout le potentiel énergétique de l'uranium naturel et en particulier « brûler » l'uranium 238 (isotope le plus abondant et présent à plus de 99 % dans l'uranium naturel), mal utilisé dans les réacteurs actuels à eau de génération 2 ou 3 qui brûlent majoritairement l'isotope 235 de l'uranium (présent à environ 0,7 % dans l'uranium naturel). Ainsi, les RNR de quatrième génération permettent de multiplier par un facteur de l'ordre de 50 à 100 la valeur énergétique de l'uranium naturel.

Rappelons que le cycle de ces réacteurs nécessite le recyclage des combustibles usés et par conséquent que le maintien de ces compétences est un enjeu pour le développement de cette filière.

Toutefois, le surcoût de ces réacteurs Gen-4 à neutrons rapides, évalué en première analyse par le CEA entre 20 % et 30 % du coût d'un réacteur de type EPR, ne justifie pas économiquement le déploiement rapide de tels réacteurs, tant que la ressource en uranium naturel est suffisamment abondante et bon marché.

Les recherches conduites par le CEA sur ces systèmes dits de quatrième génération portent sur deux concepts de réacteurs qui diffèrent par leur caloporteur et leur degré de maturité : les réacteurs rapides refroidis au sodium avec le projet de prototype ASTRID et les réacteurs rapides refroidis au gaz comme autre solution. Le programme en cours vise à rendre possible le développement de ces réacteurs, si les conditions sont réunies, à partir de 2040 selon le « cas de base » retenu par les principaux acteurs du nucléaire (EDF, AREVA et le CEA). Dans ce cas, ils coexisteraient pendant une cinquantaine d'années avec les réacteurs à eau.

Le CEA a évalué un cas où les réacteurs Gen-4 seraient développés plus tôt que dans le « cas de base ». Le principal résultat de l'étude, qui n'a pas été évaluée comme un scénario complet et ne figure pas dans les analyses comparées de ce rapport, est qu'une accélération de cinq ans permettrait, par rapport au scénario de base, de disposer d'un parc plus important de réacteurs à neutrons rapides au milieu du siècle (près de 50 % du parc), compte tenu de la dynamique de renouvellement du parc existant. En outre, ce scénario pourrait avoir l'avantage d'accélérer de cinq ans la disponibilité de caractéristiques

potentielles des réacteurs à neutrons rapides, qui seraient de réduire les importations d'uranium (de l'ordre de 55 000 tonnes sur 60 ans par rapport au scénario d'arrivée de ces réacteurs en 2040) et de permettre une flexibilité supérieure du parc *via* leur potentiel de gestion du plutonium (le stock peut être ajusté au niveau requis, et ceci même dans un scénario de sortie graduelle du nucléaire). Les surcoûts d'une telle anticipation seraient de l'ordre de deux milliards d'euros par an pendant la quinzaine d'années de montée en puissance du parc de réacteurs à neutrons rapides, par rapport au scénario de base. Enfin, la disponibilité d'un réacteur à neutrons rapides industriel, si un marché se développait au terme des deux prochaines décennies, serait un avantage déterminant pour placer la technologie nationale (associée le cas échéant avec un partenaire étranger) dans une position de leader mondial.

Ce nouveau scénario construit par le CEA pour la commission « Énergies 2050 » correspond donc à un cas très volontariste de mise en service du premier réacteur dès 2035. Il faut toutefois noter qu'accélérer la mise en service de ces réacteurs impliquerait une accélération et une intensification très forte des programmes de R & D avec une limitation dans le temps de l'acquisition du retour d'expérience. Pour disposer d'une durée minimale de retour d'expérience de l'exploitation du prototype ASTRID (cinq ans semble un minimum), cela supposerait que sa construction ainsi que celle du premier réacteur industriel soient réalisées en moins de six ans¹, que les démonstrations de sûreté soient menées rapidement et que l'instruction de sûreté soit conduite dans des délais contraints, tant pour ASTRID que pour le premier réacteur industriel, que les installations nécessaires au cycle du combustible des RNR² soient construites et mises en service dans des délais cohérents et que les financements nécessaires soient réunis.

Cette date de 2035 ne peut donc être prise comme un objectif – non garanti – qu'au prix d'un effort très important dès maintenant, et l'atteinte de cet objectif se heurterait certainement à des difficultés d'ampleur, dans un contexte de forte pression pour la sûreté et l'économie. *In fine*, cette étude montre que le calendrier du programme actuel est raisonnablement défini et que la date de mise en service d'un réacteur industriel de quatrième génération en 2040 du scénario « de base », si les besoins s'en font sentir, reste plus réaliste.

[1] La durée de construction du premier EPR, à Flamanville, devrait être de huit à neuf ans selon EDF.

[2] RNR : réacteur à neutrons rapides.

3.3. Quelques éléments quantifiés de comparaison

Cette section cherche à donner quelques éléments chiffrés de comparaison entre les quatre options présentées ci-dessus en termes de coût de la production de l'électricité en 2030, d'émissions de gaz à effet de serre de ce secteur et d'impact sur le PIB et l'emploi :

- le calcul du coût de la production d'électricité en 2030 s'appuie sur un regroupement des scénarios étudiés dans le chapitre précédent en quatre familles proches des options présentées plus haut et en un calcul du coût complet moyen de ces différents scénarios, option par option ;
- le chiffrage des émissions de CO₂ en 2030 repose sur le même regroupement et sur le calcul moyenné des émissions de CO₂ au sein de chaque famille ;
- les estimations d'emplois s'appuient sur les chiffres obtenus par le modèle NEMESIS, à partir des scénarios de l'UFE : elles sont discutées à partir des estimations du Centre d'analyse stratégique et des résultats d'autres modèles macroéconomiques.

Un calcul en coûts complets a l'avantage d'apporter un éclairage supplémentaire à celui des chroniques d'investissement en intégrant les dépenses d'exploitation qui peuvent s'avérer très élevées dans le cas d'une utilisation importante de combustibles fossiles, en particulier de gaz. Ce travail ne constitue néanmoins qu'une première approche : le calcul du coût complet de la production d'électricité présente des limites, que nous détaillerons plus loin. Seule une modélisation complète des scénarios correspondant aux quatre options envisagées pourrait permettre de donner des chiffres précis. Une telle modélisation demanderait cependant plusieurs mois : elle ne pouvait donc être réalisée dans les délais accordés à la commission.

Les résultats présentés ici sont donc à considérer avec une certaine prudence : néanmoins, au-delà des incertitudes qui s'attachent à chacun d'entre eux mais qui sont traitées par des variantes, ils permettent de dégager un certain nombre d'enseignements suffisamment robustes pour être exposés dans ce chapitre.

Méthodologie retenue pour le regroupement des scénarios

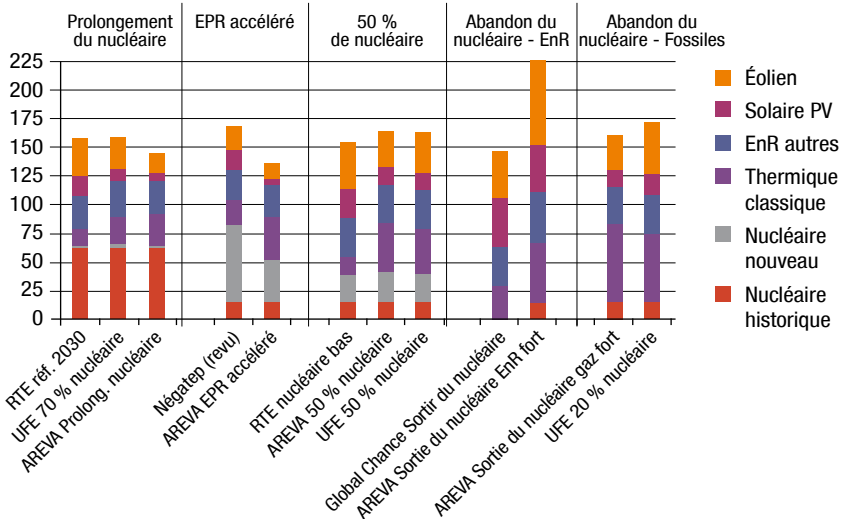
Dans ce paragraphe, les différents mix énergétiques des scénarios étudiés dans le chapitre précédent ont été regroupés en quatre familles proches des options envisagées dans la lettre de mission. Des compléments d'hypothèses ont été apportés dans la composition des mix afin de pouvoir les comparer plus facilement :

- prolongation du nucléaire historique¹: cette famille correspond à la première option « opportunité de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel ». Il s'agit des scénarios « référence de RTE », « UFE 70 % de nucléaire » et « AREVA prolongation du nucléaire ». Dans ces scénarios, les tranches nucléaires ont toutes vu leur durée de vie portée à 60 ans ;
- EPR accéléré : c'est l'option « accélération du passage à la troisième génération », qui se retrouve dans les scénarios « Négatep » et « AREVA EPR accéléré ». La durée de vie des tranches nucléaires historiques est ramenée à 40 ans, moment où elles sont remplacées par des EPR. Dans le scénario Négatep, la puissance nucléaire augmente sensiblement ;
- sortie partielle du nucléaire : elle correspond à l'option « réduction progressive du nucléaire ». Ce sont les scénarios « RTE nucléaire bas », « AREVA 50 % de nucléaire » et « UFE 50 % de nucléaire ». L'hypothèse est faite que les tranches nucléaires sont déclassées au bout de 40 ans et remplacées « 1 pour 2 » par des EPR. Leur remplacement se fait par un mix d'EnR et de centrales thermiques fossiles, CCG principalement ;
- sortie totale du nucléaire : les tranches nucléaires sont déclassées au bout de 40 ans (sauf dans le scénario « Global Chance » où elles sont déclassées plus vite), pour être remplacées soit plutôt par des EnR (scénarios « Global Chance » et « AREVA sortie du nucléaire EnR fort »), soit plutôt par des centrales thermiques fossiles (scénarios « AREVA sortie du nucléaire fossiles fort », « UFE 20 % de nucléaire »).

La typologie des divers scénarios apparaît bien dans le diagramme triangulaire qui montre l'évolution de chacun d'eux vers le nucléaire, les fossiles ou les EnR (*diagramme figurant dans le chapitre 3, page 149*). L'intérêt de travailler sur des scénarios existants, plutôt que d'en reconstruire *ab abstracto*, est de profiter de l'expertise de leur concepteur en amont. Ces scénarios doivent répondre en effet à certains critères de cohérence, vis-à-vis de la gestion du système électrique en particulier (le parc doit être adapté, c'est-à-dire disposer des bonnes proportions de moyens de base, de semi-base et de pointe). Les scénarios de l'UFE et de RTE apparaissent plus robustes de ce point de vue et auraient pu servir de référence, mais ils ne couvrent pas la palette de toutes les options devant être traitées. Un récapitulatif des scénarios groupés par options est donné ci-dessous.

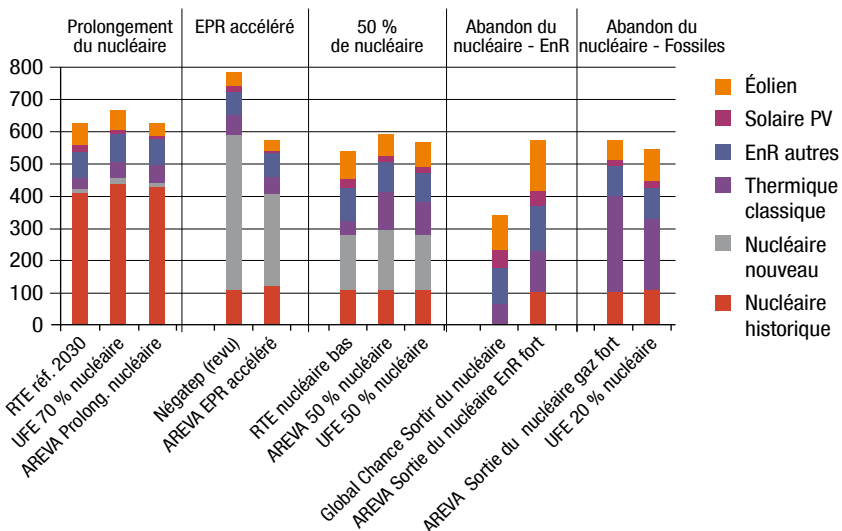
[1] Le scénario de réacteurs Gen-4 n'a pas été analysé ici car il est proche du scénario de nucléaire en continuité, avec un coût à peu près équivalent, dès lors que les conditions de construction de tels réacteurs sont réunies.

Scénarios à 2030 par options – Capacités en GW



Source : Commission Énergies 2050

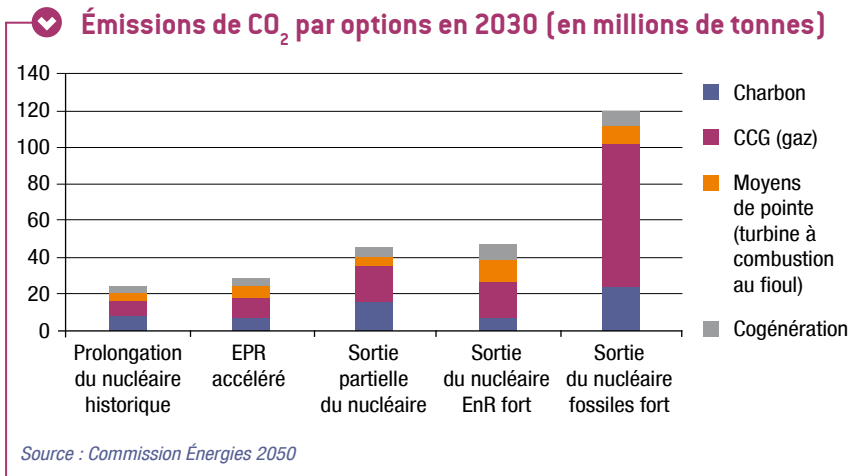
Scénarios à 2030 par options – Production en TWh



Source : Commission Énergies 2050

Émissions de CO₂

L'application d'émissions unitaires normatives de CO₂ à ces bilans physiques permet d'évaluer les émissions globales, par options. Dans un souci de simplification, les émissions unitaires de CO₂ retenues sont celles des centrales de 2010, ce qui introduit un léger biais car elles dépendent de la nature exacte du combustible qui sera utilisé à l'horizon considéré et du rendement des différentes centrales à ce moment-là.



L'origine des émissions (charbon, gaz, moyens de pointe, cogénération) est représentée à titre indicatif. Seule l'option « sortie du nucléaire avec remplacement majoritaire par des centrales fossiles » présente des niveaux d'émissions de CO₂ importants, de plus de 100 millions de tonnes par an. Cette valeur aurait été plus élevée encore si le charbon avait été utilisé à la place du gaz. Un tel niveau semble incompatible avec les engagements français tant sur les objectifs européens (3 x 20 %) que nationaux (facteur 4 en 2050), sauf à augmenter drastiquement l'effort de réduction d'émissions des autres secteurs (habitat et transport).

Tous les autres scénarios ont des émissions de CO₂ qui restent contenues (excepté peut-être dans la fourchette haute de l'option sortie partielle du nucléaire – non représentée –, si celui-ci est en partie remplacé par des fossiles). Ce niveau d'émissions semble difficilement compressible, un « talon » de production à base de centrales fossiles étant nécessaire pour assurer le *back-up*

des énergies intermittentes et apporter la souplesse dont le système électrique a besoin pour assurer le suivi de charge.

Dans l'évaluation économique, le prix du CO₂ a été fixé à 50 euros par tonne et ne fait pas l'objet de variantes¹. L'impact d'un prix appliqué au CO₂ reste inférieur à 2,5 €/MWh dans les options de prolongation du nucléaire, ou dans les options de sortie partielle ou totale si celui-ci est remplacé par des EnR. En cas de remplacement par des fossiles, il peut dépasser 10 €/MWh². Ce surcoût figure dans les graphes de résultats présentés plus loin.

Coût complet de la production d'électricité en 2030

Ces quatre familles de scénarios représentent bien les grandes options possibles pour un futur à 2030 et sont analysées ici d'un point de vue économique, selon la méthode des coûts complets, c'est-à-dire en intégrant les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance ainsi que les coûts des combustibles³. Un bref rappel de la définition des coûts complets est donné dans le chapitre précédent (*section 3.4.*).

L'année retenue est 2030, assez proche pour que la structure des coûts observés aujourd'hui ait des chances raisonnables de pouvoir s'appliquer⁴ mais assez lointaine pour que la photo d'une année « en régime de croisière » puisse être prise.

Cette analyse cherche à donner le coût économique du MWh produit par type de mix électrique et est à distinguer de l'évaluation économique d'un arrêt instantané d'une ou plusieurs tranches nucléaires qui est effectuée à la marge du système.

Les résultats sont fournis sous la forme du coût complet moyen (moyenne des différents coûts des filières pondérée par les productions respectives). À l'intérieur de chaque famille de scénarios, représentant chaque option, sans

[1] Celles-ci peuvent être effectuées approximativement à la lecture des histogrammes reproduits dans les différents paragraphes présentant les résultats.

[2] Un CCG émet environ 400 g CO₂/kWh et une centrale à charbon entre 800 g et 1 kg selon son rendement. Le surcoût CO₂, si celui-ci est valorisé à 50 euros la tonne, est donc respectivement de 20 €/MWh et 40 ou 50 €/MWh.

[3] Ce sont des coûts de centrales « sur étagère », comme ceux qui peuvent être évalués dans des exercices de type Coûts de référence de la DGEC ou encore de l'OCDE. Il convient de les distinguer des prix au consommateur final (qui incluent d'autres facteurs concourant à la fourniture, y compris les taxes).

[4] En 2050, la plupart des experts auditionnés ont reconnu qu'un exercice d'évaluation économique était aventureux.

anticiper sur les résultats, les coûts présentent une dispersion suffisamment faible pour permettre de tirer les enseignements souhaités¹.

Les scénarios font apparaître des niveaux de production contrastés, qui correspondent à des politiques plus ou moins poussées de MDE ou d'efficacité énergétique. Deux scénarios ayant le même coût moyen du MWh auront en effet des coûts totaux de production en proportion de la production totale qu'ils prévoient et le scénario dans lequel la MDE est la plus poussée apparaîtra comme le plus économique si les coûts de mise en œuvre de cette MDE ne sont pas comptés. Le coût de ces politiques serait bien sûr à intégrer à un calcul global mais l'évaluation en coûts moyens du MWh permet de comparer les mix en s'affranchissant de leur taille, ce qui est ici le but recherché. Une description des différents mix a été faite au chapitre précédent².

Hypothèses générales pour les coûts complets

Les hypothèses de coûts unitaires par énergies retenues par l'UFE dans ses scénarios, eux-mêmes basés sur les coûts de l'AIE, constituent un bon vecteur prix de référence mais elles ont été réévaluées, en particulier pour le charbon, dont le coût ici n'inclut pas le CO₂, et le photovoltaïque. Ce dernier recouvre à la fois des technologies au sol, moins coûteuses, et des panneaux en toiture. Pour mémoire, les coûts de raccordement, évalués à environ 20 €/MWh pour l'éolien et le photovoltaïque par l'UFE, ne sont pas intégrés. Ces hypothèses sont résumées dans le tableau suivant (tous les coûts sont des coûts moyens).

♥ Hypothèses de coût par énergies, en 2030 (en euros constants 2011)

Filière	Coût complet
Charbon	60 €/ MWh
Hydraulique	55 €/ MWh
Thermique EnR	100 €/ MWh
Éolien <i>onshore</i>	70 €/ MWh
Éolien <i>offshore</i>	110 €/ MWh
Photovoltaïque	160 €/ MWh

Source : Commission Énergies 2050

[1] L'option de remplacement par des réacteurs de génération 4 n'est pas évaluée à cause de l'absence d'éléments de coûts. L'horizon retenu, 2030, est trop rapproché également pour voir la maturité de cette technologie.

[2] Il a été mis en évidence les différences existant dans les taux d'utilisation des différentes filières au chapitre 3 (section 3), qui peuvent apporter un biais aux évaluations économiques.

Le choix de ces chiffres est évidemment capital pour la comparaison des scénarios, et des variantes s'imposent, en particulier pour les coûts du nucléaire et le prix du gaz abordés ci-dessous. Une variante avec un coût des EnR plus élevé sera également réalisée, afin d'estimer l'impact d'une maturation plus lente que prévue de ces filières. Il est important de rappeler que ces coûts correspondent à des installations dites « sur étagère », qu'ils ne représentent que partiellement le service qu'elles rendent au réseau et qu'ils ne comprennent pas les coûts de raccordement, lesquels peuvent s'avérer très élevés pour certaines technologies (par exemple l'éolien en mer, où ils peuvent atteindre plusieurs dizaines d'euros par MWh).

Hypothèses sur les coûts du nucléaire

Pour le nucléaire historique, le coût moyen retenu pour 2030 est de 39 €₂₀₁₁/MWh, ce qui correspond aux évaluations faites dans le rapport Champsaur¹. Celui-ci ne tient pas compte des prescriptions de l'ASN post-Fukushima, mais il s'agit d'un coût moyen sur 2011-2025. Au-delà de 2025, il n'y a pas d'évaluation du coût de production du nucléaire historique mais on peut imaginer qu'il va baisser parce que, d'une part, les investissements de prolongation auront été réalisés et financés en grande partie, d'autre part, le capital investi lors de la construction du parc aura été totalement rémunéré. Toutefois, dans le même temps, il y a au moins deux facteurs qui vont ou qui peuvent faire augmenter ce coût : les prescriptions de l'ASN post-Fukushima dont il n'est pas tenu compte dans le rapport Champsaur, ainsi que les mesures complémentaires que pourraient prendre l'ASN lors des visites décennales à 40 ans ou à 50 ans. Pour intégrer ces incertitudes, les évaluations sont faites pour la fourchette allant de - 10 % à + 10 %, soit 35 à 43 €/MWh.

Pour le nucléaire en développement, la fourchette 55-75 €/MWh est retenue avec une valeur basse qui se décompose schématiquement en 35 €/MWh d'investissement, 12 €/MWh d'exploitation et 8 €/MWh de combustible, et une valeur haute correspondant à l'estimation haute du rapport de la Cour des comptes².

[1] Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité, présidée par Paul Champsaur, avril 2009, www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/9-04-16_Rapport_Champsaur.pdf.

[2] Audition de Michèle Pappalardo du 21 décembre 2011.

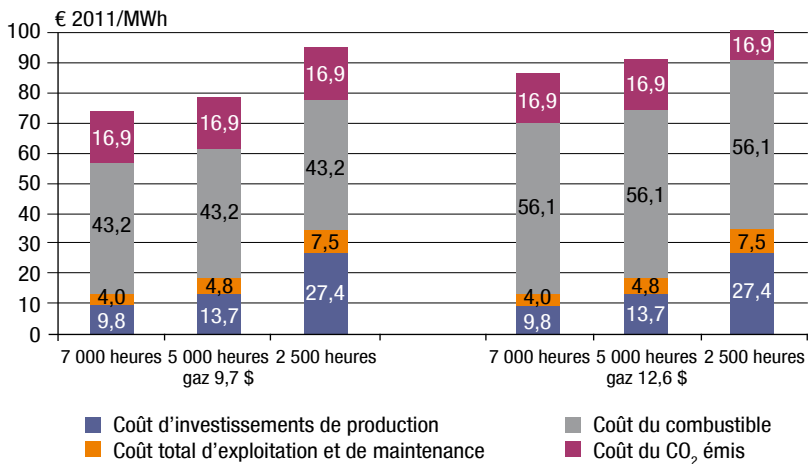
Nucléaire	Coût nucléaire bas	Coût nucléaire haut
Nucléaire nouveau	55 €/ MWh	75 €/ MWh
Nucléaire historique	35 €/ MWh	43 €/ MWh

Source : Commission Énergies 2050

Hypothèses sur le prix du gaz

Certains moyens de production sont très capitalistiques (EnR, nucléaire), tandis que le coût complet d'un CCG (cycle combiné gaz) est constitué aujourd'hui pour près des trois quarts par le coût du combustible. Cela rend nécessaire l'analyse de la sensibilité des coûts au prix du gaz qui est résumée dans le graphique ci-dessous.

Coût de production d'un cycle combiné gaz selon le prix du gaz et la durée de fonctionnement 900 \$/kW – Rendement 59 % – CO₂ 50 €/t



Source : Commission Énergies 2050

Le tableau suivant reprend également le coût moyen des autres moyens de production pouvant fonctionner au gaz, moyens de pointe et installations de cogénération. Ces coûts n'intègrent pas le prix du CO₂.



	Prix du gaz bas	Prix du gaz haut
Prix du gaz	9,7 \$/MBtu	12,6 \$/MBtu
CCG (gaz) 7 000 heures	57 €/MWh	70 €/MWh
CCG (gaz) 2 500 heures	78 €/MWh	91 €/MWh
Moyens de pointe	200 €/MWh	240 €/MWh
Cogénération fossile	100 €/MWh	120 €/MWh

Source : Commission Énergies 2050

La durée de fonctionnement de 7 000 heures (soit un facteur de charge de 80 %) correspond à celle des tranches nucléaires en moyenne dans les scénarios considérés. Le coût correspondant est utilisé dans l'option où le gaz remplace ce dernier, comme moyen de base. Dans les autres options, la durée d'utilisation de 2 500 heures correspond soit à une utilisation en semi-base, soit à une utilisation en *back-up* d'énergies intermittentes¹.

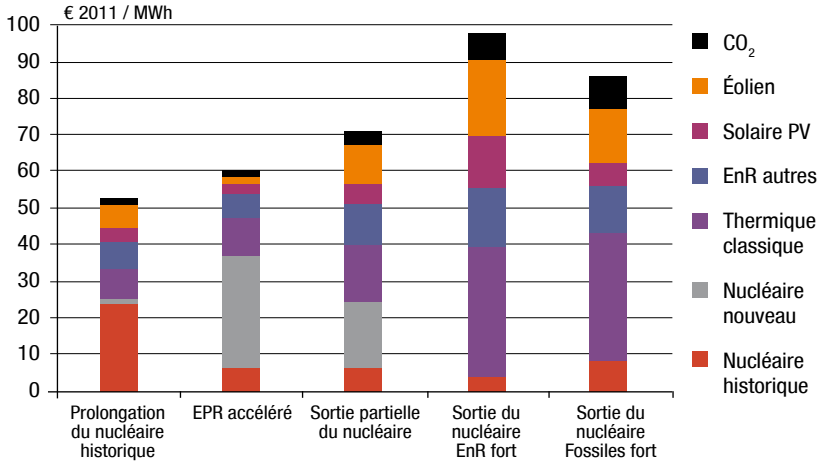
Résultats de la variante « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut »

Les résultats sont fournis sous la forme d'histogrammes, la hauteur totale de chaque barre de l'histogramme correspondant à la moyenne des coûts complets moyens du MWh des scénarios de l'option. À titre illustratif, la part de chaque filière est représentée et permet d'estimer son poids dans la composition du coût. On remarquera que l'hydraulique, dont le coût et la production sont pratiquement identiques pour tous les scénarios, a un poids plus fort dans certains scénarios où la consommation totale est faible, et à l'opposé, moins important dans les scénarios à forte demande.

Sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire, et principalement de nucléaire historique, ont les coûts moyens de production les plus faibles. Dans les scénarios d'une même option, ceux qui présentent les coûts les plus élevés sont ceux qui ont le plus fort taux d'EnR et dans les scénarios où le nucléaire est abandonné, ce sont ceux préférant développer des CCG plutôt que des EnR qui apparaissent plus avantageux, même si l'écart est réduit par la prise en compte du coût du CO₂ émis.

[1] L'idéal serait de reprendre les durées d'utilisation par scénario et de calculer le coût complet correspondant. Les durées d'utilisation sont évaluées à partir de modèles dynamiques d'équilibre offre/demande, ce que seuls RTE et dans une certaine mesure l'UFE ont réalisé. Les autres scénarios ne distinguent pas les moyens thermiques entre eux et mériteraient une analyse plus approfondie quant à leur viabilité. Ces types de calculs, réservés à des équipes spécialisées disposant de modèles *ad hoc*, dépassent largement le cadre de cette étude.

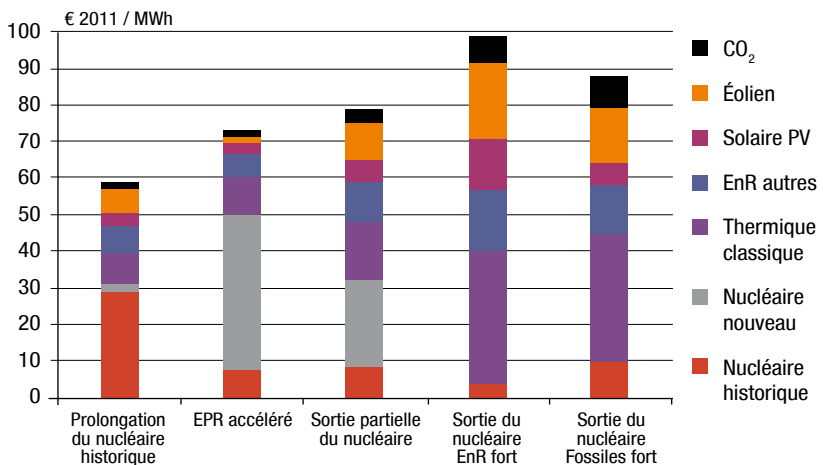
Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas et prix du gaz haut



Source : Commission Énergies 2050

Résultats de la variante « coût du nucléaire haut - prix du gaz haut »

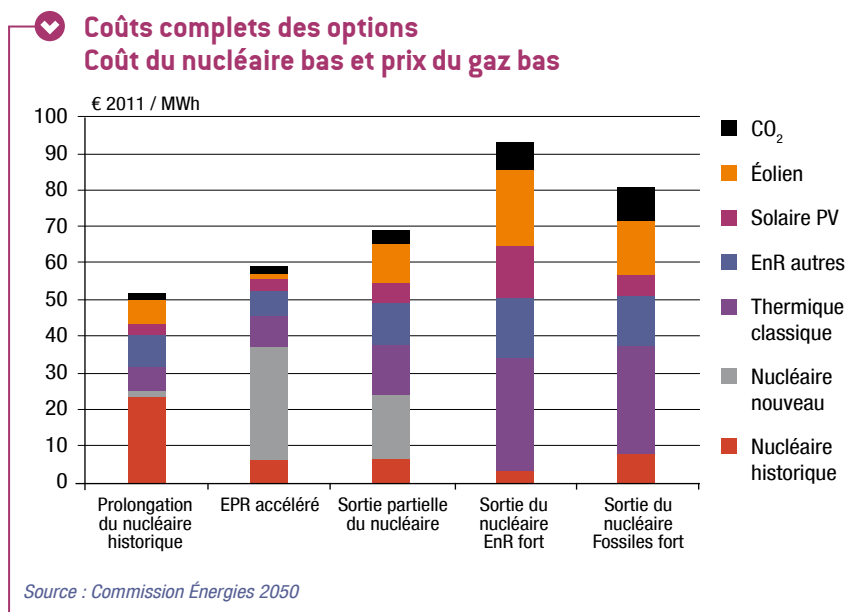
Coûts complets des options
Coût du nucléaire haut et prix du gaz haut



Source : Commission Énergies 2050

Toujours sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire historique restent les plus avantageux, même si l'écart se réduit avec les scénarios de l'option « EPR accéléré ». Les scénarios de sortie partielle du nucléaire apparaissent pénalisés par leur fort pourcentage d'EnR.

Résultats de la variante « coût du nucléaire bas - prix du gaz bas »



Avec des coûts du nucléaire historique dans le bas de la fourchette, même avec du gaz à un prix plutôt économique, il reste intéressant de prolonger les tranches en fonctionnement. En revanche, le nucléaire en développement (EPR) se retrouve en compétition directe avec le gaz même si l'on intègre sa composante CO₂. Le critère de sélection entre les deux filières est à chercher ailleurs (renforcement de la contrainte CO₂ et/ou atteinte des objectifs environnementaux, disponibilité de la ressource, sécurité d'approvisionnement, etc.). Les scénarios de sortie du nucléaire avec remplacement par une forte proportion d'EnR ont des coûts moyens qui demeurent élevés, tandis que ceux qui optent pour un remplacement par des CCG ont des coûts moyens qui baissent nettement mais qui restent supérieurs à ceux conservant une certaine capacité nucléaire, à cause de la proportion d'EnR significative de

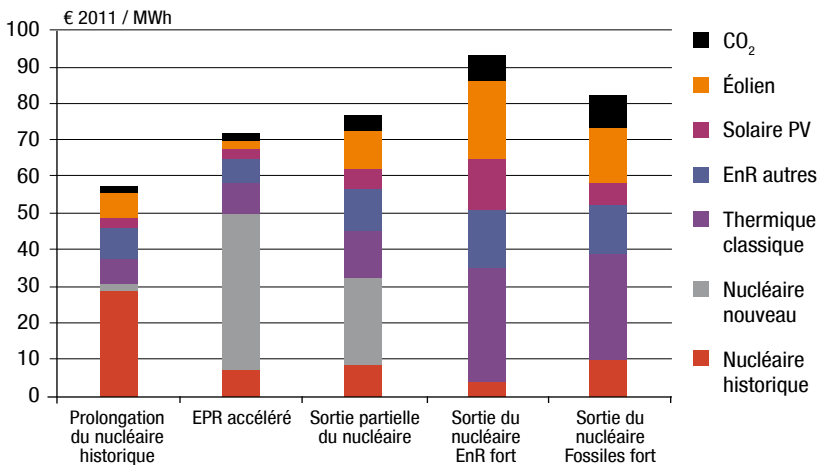
leur mix et de la part CO₂. Ces scénarios aboutissent en effet à des émissions de CO₂ supérieures à 100 millions de tonnes par an.

Résultats de la variante « coût du nucléaire haut - prix du gaz bas »

Même dans les conditions les plus défavorables, l'option de prolongation du nucléaire historique est toujours la plus intéressante économiquement. En revanche, le nucléaire en développement (EPR) se retrouve en position défavorable par rapport au gaz. Comme dans la variante précédente, mais de manière plus aiguë, le choix devra s'opérer sur d'autres critères : objectifs environnementaux, disponibilité de la ressource, sécurité d'approvisionnement, etc.



Coûts complets des options
Coût du nucléaire haut et prix du gaz bas



Source : Commission Énergies 2050

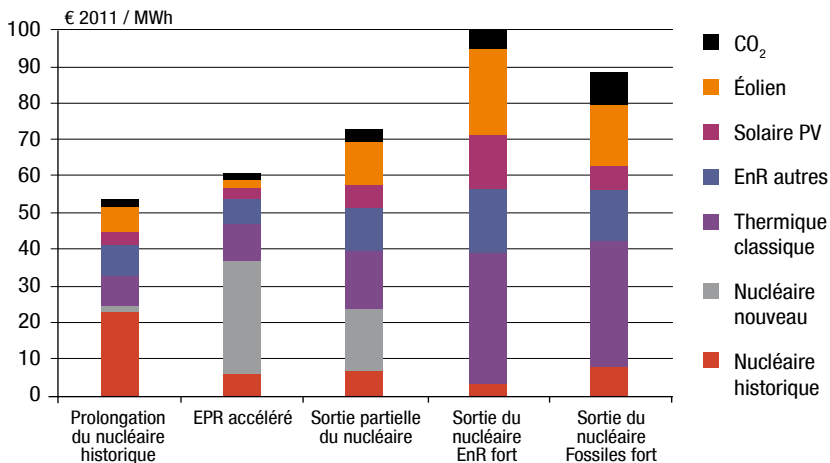
Résultats de la variante « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut – ENR haut »

Afin d'évaluer l'impact de coûts plus élevés que prévus des EnR, une variante a été effectuée en augmentant ceux-ci de 10 % (sauf l'hydraulique), sur la base du scénario coût du nucléaire bas - prix du gaz haut.



Coûts complets des options

Coût du nucléaire bas, prix du gaz haut, et coût des EnR haut



Source : Commission Énergies 2050

Tableau récapitulatif par variantes et par options

Le tableau suivant reprend les coûts complets moyens de production en €₂₀₁₁/MWh, par option, tels que représentés dans les histogrammes. En gras figure la moyenne des scénarios de l'option. Les deux autres valeurs représentent le haut et le bas de la fourchette à l'intérieur de l'option, de manière à montrer la dispersion dans la même famille.

♥ Coûts complets de production du kWh en 2030
(exprimés en euros 2011)

Options € ₂₀₁₁ / MWh		Prolongation nucléaire historique	EPR accéléré	Sortie partielle du nucléaire	Sortie du nucléaire ENR fort	Sortie du nucléaire fossiles fort
Nucléaire bas - Gaz haut	haut	53,7	62,8	74,1	106,7	86,8
	moy.	52,8	60,5	71,2	97,8	85,9
	bas	51,0	58,9	65,9	93,8	84,7
Nucléaire bas - EnR haut	haut	54,8	63,6	75,9	112,9	89,4
	moy.	54,0	61,1	73,2	102,2	88,5
	bas	52,5	59,3	68,3	97,3	87,2
Nucléaire haut - Gaz haut	haut	59,6	74,6	81,9	106,7	88,4
	moy.	58,6	73,2	79,0	98,6	87,7
	bas	56,6	72,2	73,8	94,9	86,9
Nucléaire bas - Gaz bas	haut	52,5	61,1	71,2	102,0	81,1
	moy.	51,6	59,1	69,1	92,6	80,4
	bas	50,3	57,6	64,9	88,3	79,4
Nucléaire haut - Gaz bas	haut	58,4	72,9	79,0	102,0	82,7
	moy.	57,5	71,7	76,8	93,4	82,2
	bas	56,0	70,9	72,9	89,5	81,6

Note : dans les options où le nucléaire est majoritaire (« Prolongation » et « EPR accéléré »), le coût moyen dépend bien sûr majoritairement de celui du nucléaire (« haut » ou « bas »), mais à la marge de celui du gaz ou des EnR qui sont présents dans tous les scénarios. Le constat est identique pour l'option où le gaz est majoritaire : s'il subsiste un peu de capacité nucléaire, à prix du gaz constant, le coût moyen varie marginalement selon que le coût du nucléaire est haut ou bas. Dans les options où il ne subsiste plus de capacité nucléaire, le coût moyen est bien sûr insensible à son coût. Les cinq graphiques précédents représentent la part de chacune des filières dans la constitution des coûts. Pour fixer les idées, un écart de 10 €/MWh entre deux options correspond à 5 milliards d'euros si la production est de 500 TWh (de l'ordre de celle d'aujourd'hui). Certains scénarios font l'hypothèse d'une production inférieure, diminuant d'autant la facture finale. Dans ce cas, et comme cela a déjà été précisé, il faudrait également intégrer les dépenses d'efficacité énergétique au bilan global¹.

Source : Commission Énergies 2050

[1] *A priori* le coût marginal de réduction de la demande est égal à celui de production autour de l'équilibre, ce qui justifie, en première approche, une comparaison des coûts complets moyens de production par MWh.

Précautions d'usage et éléments de conclusion

Répétons ici que les coûts de production doivent être utilisés avec certaines précautions, compte tenu en particulier de la grande incertitude qui règne tant sur les prix des combustibles, notamment du gaz, que sur les autres composantes de l'investissement (matière première, main-d'œuvre, principalement qualifiée, etc.).

L'éclairage apporté par ce type d'évaluation a également ses limites car certains paramètres non pris en compte peuvent revêtir une importance capitale, pas toujours quantifiable :

- la sécurité d'approvisionnement, particulièrement pour le gaz, car les ressources sont très concentrées, et les pays producteurs ne sont pas toujours politiquement stables. Cette question mériterait en soi un développement ;
- les risques divers liés à la localisation (source d'eau de refroidissement, acceptabilité, etc.), qui peuvent se révéler rédhibitoires et bloquer toute implantation ;
- les coûts de renforcement du réseau. Le déploiement d'éolien – et de production décentralisée en général – peut augmenter de façon très importante le besoin en capacités de transport d'électricité, les lieux de production et de consommation étant souvent distants ;
- les coûts de *back-up* et d'exploitation du système électrique (gestion des EnR intermittentes). Cette question mériterait également un développement, ces coûts devant théoriquement être affectés en partie aux EnR ;
- le coût des politiques de MDE et d'efficacité énergétique éventuellement mise en place ;
- l'image des coûts de production de l'électricité d'un parc donné en 2030 ne rend pas compte des dynamiques d'investissements dans ce parc. En particulier, dans le scénario de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel à 60 ans, les investissements de renouvellement du parc débuteraient à partir de 2030, entraînant une hausse sensible des coûts à partir de cette date.

Moyennant ces précautions d'usage, certaines conclusions peuvent être tirées de cette analyse. Dans la fourchette de coûts du rapport de la Cour de comptes retenue ici, le nucléaire historique apparaît toujours compétitif, difficilement concurrencé par le gaz, même avec des prix assez bas. Ce constat ne semble pas très étonnant dans la mesure où le parc actuel est largement amorti et que

l'arrêt d'une tranche en état de fonctionnement ne peut que s'accompagner d'une dégradation du bilan économique d'ensemble. Ce constat est moins clair concernant le nucléaire en développement, surtout s'il est concurrencé par des centrales à gaz profitant d'un prix bas de cette énergie. D'autres considérations sont alors à prendre en compte, comme la sécurité d'approvisionnement et/ou le risque prix sur la durée, les émissions de GES (CO₂ mais aussi fuites de méthane) et capacités d'approvisionnement.

Ordre de grandeur des conséquences macroéconomiques sur le PIB et l'emploi

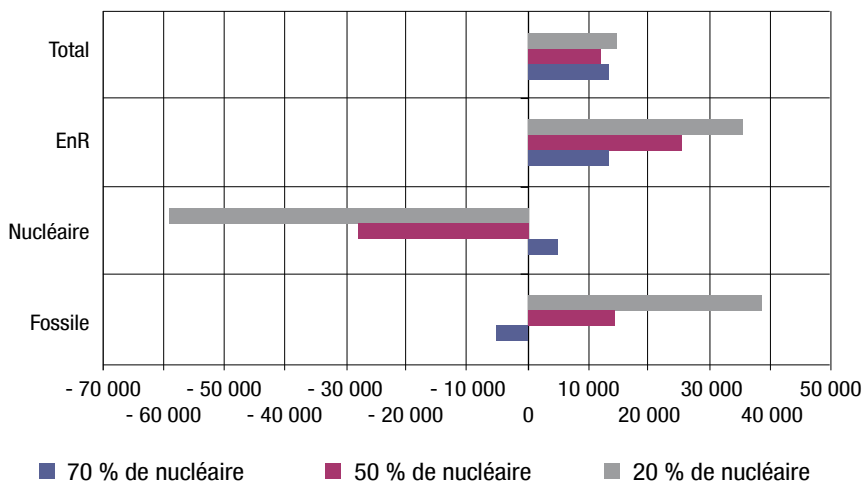
Les conclusions et les résultats présentés ici proviennent en particulier du modèle NEMESIS (laboratoire Erasme, Centrale Paris) et des analyses du Centre d'analyse stratégique. Les hypothèses relatives au mix de production électrique sont issues des scénarios UFE. Ce travail est utilisé comme référence car il a fait l'objet de nombreux échanges avec l'équipe des rapporteurs. D'autres contributions de modèles macroéconomiques ont été reçues mais n'ont pu faire l'objet d'un examen approfondi dans les délais impartis. Elles sont donc traitées ensuite plus succinctement.

Premièrement, regardons les emplois directs nets, autrement dit les emplois créés et détruits dans les branches de la filière de production électrique. Selon les estimations du Centre d'analyse stratégique (confirmées par le modèle NEMESIS), quel que soit le mix électrique, l'emploi net serait de quelques dizaines de milliers d'emplois. En effet, un mix électrique composé à 70 % de nucléaire et complété par des énergies renouvelables, conformément au paquet climat-énergie, créerait 13 500 emplois par rapport à 2010, dans le secteur de la production électrique, notamment dans la construction, l'exploitation et la maintenance. Si le secteur thermique continuait de régresser dans la production électrique, entraînant des pertes d'emplois, la construction de deux EPR et le développement de l'énergie éolienne et solaire contrebalanceraient ces pertes. Les emplois nets directs créés seraient légèrement inférieurs à ceux du scénario 70 % dans le cas du scénario 50 % (+ 11 850 contre + 13 500 par rapport à 2010) et légèrement supérieurs dans le cas du scénario 20 % (+ 14 713 contre + 13 500 par rapport à 2010). Ainsi, les chiffres d'emplois sont très proches, quel que soit le scénario envisagé.

La capacité de la France à produire ses installations éoliennes au niveau national ferait la différence dans un scénario 20 %, mais les variations restent faibles (gain de 3 000 emplois dans le cas d'un ratio importations/marché

intérieur proche de celui de l'Allemagne par rapport à un scénario 20 % avec le ratio importations/marché intérieur actuel de la France).

♥ **Variation de l'emploi direct en 2030 dans les filières électriques par rapport à la situation de 2010, hors effets macroéconomiques¹**



Source : calcul CAS

Au-delà de l'emploi direct, d'autres effets interviennent et peuvent être plus importants. Premièrement, suite aux événements de Fukushima, la France est aujourd'hui le fer de lance du nucléaire civil. Une sortie, même partielle, du nucléaire n'aurait pas que des effets liés à une baisse de l'investissement en France, elle aurait des impacts au-delà de nos frontières, et se traduirait par un ralentissement, voire un abandon d'autres programmes nucléaires dans le monde. Ainsi, l'industrie française, de l'amont à l'aval, pourrait être affectée.

Deuxièmement, en l'absence de capacité de stockage de l'électricité compétitif, la France pourrait avoir recours aux centrales thermiques (soit à l'importation

(1) Hypothèse : « 70 % de nucléaire » : 23 GW fossile, 66,4 GW nucléaire, 28 GW éolien, 10 GW photovoltaïque ;
 « 50 % de nucléaire » : 39 GW fossile, 40,7 GW nucléaire, 35 GW éolien, 15 GW photovoltaïque ;
 « 20 % de nucléaire » : 59 GW fossile, 15,7 GW nucléaire, 45 GW éolien, 18 GW photovoltaïque.

Les emplois dans l'hydraulique ne sont pas pris en compte car nous faisons l'hypothèse que ceux-ci varieraient peu compte tenu du faible gisement restant à exploiter. Ces emplois représentent ceux de la construction (liés à la variation de l'investissement d'une année à l'autre) et ceux de l'exploitation et maintenance (liés à la puissance cumulée).

d'énergies fossiles) ou aux importations d'électricité pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables. La balance commerciale pourrait donc se trouver détériorée. La contribution des industries renouvelables à la balance commerciale dépendra de la constitution d'une filière exportatrice, ou simplement moins importatrice (comme c'est le cas aujourd'hui).

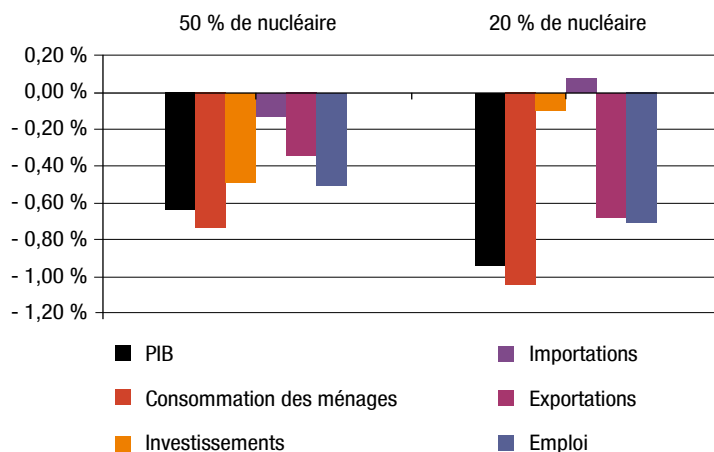
Troisièmement, il faut considérer l'impact du prix de l'électricité sur les ménages et sur les entreprises. Une hausse du prix de l'électricité pèserait sur les dépenses énergétiques des ménages mais, à l'inverse, elle les inciterait à consommer moins d'énergie. Leur pouvoir d'achat résultant dépend donc de l'hypothèse relative à l'élasticité de la demande au prix. Le modèle NEMESIS indique qu'une hausse des prix représenterait une perte de pouvoir d'achat entraînant *de facto* une baisse de l'activité dans d'autres secteurs, donc une diminution de l'emploi. De même, cette hausse renchérirait les coûts de production pour les entreprises, qui perdraient alors en compétitivité.

Entre les trois options du mix énergétique (reconduction du parc nucléaire, reconduction à 50 %, abandon de 20 % en 2030), le coût de l'électricité augmenterait à mesure que la part du nucléaire serait réduite : d'après les résultats de l'UFE, confirmés par le modèle NEMESIS, une sortie partielle du nucléaire entraînerait une hausse des prix par rapport au scénario 70 %, de l'ordre de 10 % et de 13 % pour les consommateurs et les entreprises dans le scénario 50 %, et de 20 % et 28 % dans le scénario 20 %.

L'équipe Erasme s'est appuyée sur les scénarios de l'UFE pour estimer, *toutes choses égales par ailleurs*, l'effet induit du mix de production électrique sur certains agrégats économiques (PIB, emploi, balance commerciale, consommation des ménages et investissement). Dans cet exercice, les investissements ont été « moyennés » pour mieux mettre en évidence les impacts de long terme, et non les effets transitoires. Les conséquences macroéconomiques des scénarios peuvent être analysées en deux temps. D'abord, une phase keynésienne durant laquelle les effets relance de l'investissement l'emportent. Ainsi, le PIB s'accroît sous l'impulsion de la demande d'investissement (pour sa part nationale). Cette première phase s'achève autour de 2020 dans les deux scénarios. En effet, la hausse des coûts de production de l'électricité entraîne, pour les entreprises, un accroissement du coût de l'accès à l'énergie, qu'elles répercutent ensuite sur les prix de vente (maintien des marges). Avec une perte de compétitivité sur le marché national comme international, ces entreprises perdent en volumes vendus, et la balance commerciale se trouve

également détériorée. Par ailleurs, la hausse du prix de l'électricité pénalise les ménages en réduisant leur pouvoir d'achat et donc la consommation finale, ce qui entraîne une baisse de l'activité économique. Cet accroissement généralisé des prix est accentué par la boucle prix-salaire (indexation partielle des salaires sur les prix). Les graphiques suivants présentent la variation des agrégats économiques des scénarios 50 % et 20 % par rapport au scénario 70 %. L'effet consommation des ménages est l'effet prédominant.

📉 Variations des agrégats macroéconomiques en 2030 par rapport au scénario 70 % de nucléaire¹



Source : NEMESIS

En 2030, la hausse des prix de l'électricité se traduira par une perte de PIB de – 0,6 % et – 0,9 % et par des effets sur l'emploi très fortement négatifs : – 140 000 emplois dans le scénario 50 % et – 200 000 emplois dans le scénario 20 %.

Des analyses macroéconomiques ont également été effectuées à partir des modèles IMACLIM-R (CIRED) et ThreeMe (ADEME), et transmises comme

[1] Hypothèse : « 70 % de nucléaire » : 46 TWh fossile, 462 TWh nucléaire, 60 TWh éolien, 11 TWh photovoltaïque, 71 TWh hydraulique et 16 TWh autres EnR ; « 50 % de nucléaire » : 100 TWh fossile, 284 TWh nucléaire, 77 TWh éolien, 17 TWh photovoltaïque, 71 TWh hydraulique et 21 TWh autres EnR ; « 20 % de nucléaire » : 219 TWh fossile, 110 TWh nucléaire, 100 TWh éolien, 20 TWh photovoltaïque, 71 TWh hydraulique et 26 TWh autres EnR. Les prix HT de l'électricité pour les consommateurs et les firmes sont accrus de 10 % et 13 % respectivement dans le scénario 50 % par rapport au scénario 70 %, tandis qu'ils augmentent de 20 % et 28 % dans le scénario 20 %.

contribution à la commission¹. Malgré les différences d'hypothèses sur les coûts de production et les mix de remplacement, on trouve entre modèles quelques conclusions communes. Ainsi, lorsque les coûts de production sont répercutés intégralement sur les prix, dans tous les modèles la réduction de la part du nucléaire à 50 % se traduit par une hausse du prix de l'électricité dans une fourchette relativement restreinte de 10 % à 16 % à horizon 2030 par rapport au scénario à 70 % de nucléaire. Un autre point commun est l'impact négatif de cette variante sur le PIB et l'emploi à long terme par rapport au scénario référence de maintien de la part du nucléaire. Néanmoins, la convergence vers les effets de long terme suit une dynamique assez différente entre modèles. Les effets keynésiens semblent ainsi persister plus longtemps dans le modèle ThreeME, qui trouve donc des impacts moins négatifs en 2030 mais qui continuent à se dégrader sur la période 2030-2050.

Au total, au-delà des divergences d'hypothèses et de résultats des différents modèles, il semble que les pertes à long terme (détaillées pour NEMESIS) de l'ordre de 0,5 % de PIB et de 100 000 à 150 000 emplois à 2030 constituent un ordre de grandeur raisonnable pour l'option de réduction à 50 % du nucléaire par rapport à celle de son maintien.

En outre, les modèles qui présentent des résultats en termes d'emplois montrent que les chiffres d'emplois induits sont d'un ordre de grandeur bien supérieur à celui des emplois directs (d'une dizaine de milliers) : l'effet induit sur l'emploi est bien plus important que l'effet direct. Pour autant, ces conclusions ne sont valables que dans le cas où les emplois sont substituables d'une filière énergétique à l'autre, ce qui suppose un accompagnement adapté de la part des pouvoirs publics.

3.4. Analyse qualitative des options

Un tableau de type SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats* – Forces, faiblesses, opportunités, menaces) est proposé pour chaque option afin d'obtenir une vision synthétique et comparable.

[1] Les simulations d'IMACLIM-R étant basées sur un cadre d'hypothèse ayant pu être discuté avec l'équipe des rapporteurs, les résultats figurent en complément des travaux de cette commission [disponible sur le site du Centre d'analyse stratégique], ce qui n'a pas pu être le cas pour celles de ThreeMe dans les délais impartis. En particulier, les hypothèses de coûts de production prises en entrée pour les simulations ThreeMe sont tirées du rapport « Coûts de référence » de la DGEMP datant de 2006, et diffèrent donc sensiblement de celles prises pour NEMESIS et IMACLIM-R.

Choix d'un arrêt des réacteurs existants au bout de 40 ans d'exploitation

Option d'accélération du passage à la troisième génération

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Investissements nettement inférieurs à ceux qu'imposerait un scénario de sortie du nucléaire associée à un fort développement des renouvelables (économie, selon AREVA, de 200 Md€ cumulés sur 2010-2030 et de 300 Md€ cumulés sur 2010-2050)	Surcoût en investissement par rapport à un scénario de prolongation de fonctionnement du parc actuel de l'ordre de 80 Md€ cumulés sur 2010-2030, mais nul sur 2010-2050 (hors actualisation et sans tenir compte de la hausse des prix de l'électricité), selon AREVA	Facilitation des retours d'expérience pour l'industrialisation de l'EPR, ce qui fera baisser son coût	Charge politique à assumer
Maintien des compétences techniques et humaines pour un nucléaire civil efficient et compétitif	Faible flexibilité à moyen terme	Développement de l'emploi qualifié dans la filière nucléaire, avec des emplois induits	
Renforcement des champions français de l'industrie nucléaire		Facilitation du développement de nouveaux usages du nucléaire	
		Maintenir la part de nucléaire est compatible avec un développement soutenu des EnR	
		Réduction de la facture énergétique par un maintien de la capacité d'exportation d'électricité au bénéfice des émissions de CO ₂ des pays voisins	

Option de réduction progressive du nucléaire

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Charge politique <i>a priori</i> peu conflictuelle et étalée dans le temps (sous réserve d'acceptation des hausses de prix de l'électricité)	Renoncement à la valeur économique potentielle du parc nucléaire actuel	Facilitation et accélération de la démarche de « croissance verte » hors nucléaire	Pertes d'emplois à moyen terme dans la filière nucléaire (250 000 pertes d'emplois, selon AREVA)
Lissage des pertes d'emploi dans la filière nucléaire (par rapport à l'option de sortie complète)	Surcoûts importants pour la collectivité : - coût de soutien supplémentaire aux EnR et à leur accompagnement (<i>back-up</i> , stockage et <i>smart grids</i>) - investissements cumulés accrus de 70 Md€ sur 2010-2030 et de 50 Md€ sur 2010-2050, selon AREVA	Opportunités d'excellence dans les filières d'EnR, <i>smart grids</i> , etc.	Menaces sur l'industrie française du recyclage, renoncement implicite à l'option de flexibilité que permettrait la 4 ^e génération, difficultés pour progresser dans la gestion des déchets radioactifs
Satisfaction de certains pays voisins	Prix élevés de l'électricité qui sont à l'origine de pertes d'emplois globalement pour l'économie française		Menaces sur l'activité industrielle du nucléaire civil au profit des Chinois, Coréens ou Japonais (cf. cas des États-Unis)
Stimulation renforcée des économies d'énergie en ligne avec la vision de la Commission européenne (« EU Low Carbon Economy Roadmap to 2050 »)	Réduction de la capacité d'exportation d'électricité, ce qui pénalise la balance commerciale et les émissions de CO ₂ de l'ensemble de l'UE		Perte de marges de manœuvre pour s'adapter au mix énergétique le plus approprié post-2030
	Obligation de stocker des combustibles usés et non plus des « colis vitrifiés »		Acceptation pouvant être délicate des nouvelles infrastructures nécessaires
	Pertes de marché de l'industrie nucléaire française		

Option de sortie complète du nucléaire

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Limitation des importations d'énergies fossiles en cas de réussite du nouveau système énergétique basé sur les EnR et la sobriété (à voir)	Renoncement à la valeur économique potentielle du parc nucléaire actuel	Stimulation de la démarche de « croissance verte » hors nucléaire et de mise en place de nouveaux modèles de production/ consommation d'énergie plus décentralisés	Risque d'augmentation des importations d'énergies fossiles et donc des émissions de CO ₂ si les EnR ne suffisent pas à elles seules à compenser l'arrêt du nucléaire et/ou si le CSC n'est pas suffisamment déployable
Création d'emplois en lien avec le déploiement des EnR	Surcoûts considérables pour la collectivité : - coût de soutien supplémentaire aux EnR et à leur accompagnement (<i>back-up</i> , stockage et <i>smart grids</i>) - investissements cumulés accrus de 200 Md€ sur 2010-2030 et de 300 Md€ sur 2010-2050, selon AREVA	Opportunités d'excellence dans les filières d'EnR, <i>smart grids</i> , etc.	Les centrales au gaz construites en début de période (voire au-delà) obèrent la capacité du système électrique à réduire ses émissions de CO ₂ d'ici 2050, sauf si la technologie du CSC devient acceptable socio-économiquement
Satisfaction de certains pays voisins	Prix élevés de l'électricité [du fait d'un doublement potentiel du coût de production]	Création de centaines de milliers d'emplois [évaluation à affiner]	Acceptation sociale délicate des nouvelles et importantes infrastructures nécessaires
Stimulation renforcée des économies d'énergie en ligne avec la vision de la Commission européenne (« EU Low Carbon Economy Roadmap to 2050 »)	Réduction de la capacité d'exportation d'électricité, ce qui pénalise la balance commerciale et les émissions de CO ₂ de l'ensemble de l'UE		Perte de marges de manœuvre pour s'adapter au mix énergétique le plus approprié post-2030

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Satisfaction des opposants à l'arrêt de l'activité de recyclage	Pertes nette d'emplois dans l'économie en général (même si les pertes d'emplois à court terme dans la filière nucléaire, jusqu'à 500 000 selon AREVA, pourraient être compensées par des créations dans les filières vertes)		Acceptation pouvant être délicate des nouvelles infrastructures nécessaires
	Renoncement à l'activité industrielle du nucléaire civil au profit des Chinois, Coréens ou Japonais (voir cas des États-Unis)		Incertitude sur la faisabilité d'un système électrique fiable à l'horizon 2030 et au-delà qui assure sécurité d'approvisionnement, compétitivité et préservation de l'environnement (manque d'expérience)
	Perte de marges de manœuvre pour s'adapter au mix énergétique le plus approprié post-2030		Réduction de la capacité d'exportation d'électricité, ce qui pénalise la balance commerciale et les émissions de CO ₂ de l'ensemble de l'UE, alors que l'électricité est le seul poste positif de la contribution du secteur énergétique à la balance commerciale française
	Charge politique à assumer (y compris sur les prix élevés)		

Opportunité de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Prévisibilité à long terme pour les consommateurs d'électricité	Coûts accrus d'investissement et de maintenance pour se conformer aux exigences de sûreté renforcées de l'ASN prenant en compte le retour d'expérience de Fukushima	Permet de se focaliser sur les EnR les plus performantes	Risque sur le maintien des compétences et des capacités industrielles nécessaires à la construction de nouveaux réacteurs lié au report du renouvellement du parc
Coût pour la collectivité inférieur à celui des autres options	Limitation de l'emploi si report d'industrialisation de l'EPR (à voir)	Réduction de la facture énergétique par un maintien de la capacité d'exportation d'électricité au bénéfice des émissions de CO ₂ des pays voisins	Risque de démobilité pour la R & D sur les « filières vertes »
Report des investissements de renouvellement du parc (quelles que soient les technologies de remplacement) permettant de dégager des marges de manœuvre qui peuvent être utilisées, selon les besoins, pour faire plus de R & D, plus d'EnR, préserver les prix, faire des EPR pour maintenir le savoir-faire et le tissu industriel, faire de la MDE, lisser les investissements de remplacement du parc, etc.		Raisnable sécurité d'approvisionnement si cette option est liée à une persévérance des efforts d'efficacité énergétique, au point de permettre à la France de conquérir des parts du marché de l'électricité dans les pays voisins et de concourir en même temps à la sécurité d'approvisionnement européenne	

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Bonne valorisation de l'investissement engagé par la France depuis 1974 en faveur du nucléaire		Flexibilité pour tenir compte de nouvelles opportunités technologiques qui seront matures d'ici 2030	
Maintien de l'acquis sur la limitation des émissions de GES dans la branche électricité		Maintenir la part de nucléaire est tout à fait compatible avec un développement soutenu des EnR mais permet de limiter le déploiement de celles qui ne sont pas suffisamment matures	
Charge politique limitée		Création nette d'emplois (meilleure option de ce point de vue selon le modèle NEMESIS)	

Option d'accélération du passage à la quatrième génération de réacteurs (2035 au lieu de 2040)

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Bénéfice des réacteurs rapides : économie d'uranium de 100 %, gestion du stock de plutonium, potentiel de gestion de la toxicité à long terme des déchets radioactifs	Probabilité de succès faible dès 2035 car les délais seraient alors extrêmement tendus. Une mobilisation d'ampleur serait indispensable pour envisager un tel scénario : la date cible du scénario « de base » reste nettement plus réaliste	Marché mondial si émergent (Russie, Inde, Chine)	Charge politique à assumer
Maintien des compétences techniques et humaines pour un nucléaire civil efficient et compétitif	Surcoût potentiel, d'autant plus que le prix de l'uranium serait peu élevé	Développement de l'emploi qualifié dans la filière nucléaire, avec des emplois induits	Acceptabilité
Renforcement des champions français de l'industrie nucléaire		Facilitation du développement de nouveaux usages du nucléaire	
Gain en robustesse du système électrique par diversification des techniques		Maintenir la part de nucléaire est compatible avec un développement soutenu des EnR	
		Voie de progrès ouverte plus tôt pour gérer les déchets radioactifs	



Annexes

Annexe 1

Lettre de mission



MINISTÈRE CHARGÉ DE L'INDUSTRIE
DE L'ÉNERGIE ET DE L'ÉCONOMIE NUMÉRIQUE

LE MINISTRE
NOS REF. : IND/2011/66403/C

Paris, le 19 OCT. 2011

Monsieur le Président,

Conformément à la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le ministre chargé de l'énergie doit présenter devant le Parlement au cours de l'année 2013 une programmation pluriannuelle des investissements (PPI). La PPI a pour objectif principal d'identifier les investissements souhaitables dans le secteur de l'énergie au regard de la sécurité d'approvisionnement.

Je souhaite que l'élaboration de cette PPI, qui doit commencer en 2012, soit précédée par un exercice de large consultation, afin que l'ensemble des acteurs de l'énergie, consommateurs, représentants des salariés, industriels, opérateurs, associations, puissent y contribuer.

Cette PPI sera en effet préparée dans un contexte nouveau :

- La demande énergétique mondiale a repris son accélération en 2010. Elle devrait doubler d'ici 2050, sous l'effet de la croissance des grands pays émergents. Les politiques d'efficacité énergétique conduites dans ces grands pays émergents, comme celles menées dans les pays développés, n'atténueront que très partiellement cette accélération de la demande mondiale d'énergie. Dans le même temps, pour un pays développé comme la France, l'efficacité énergétique constitue un important gisement qu'il convient d'évaluer et d'exploiter.
- Partout dans le monde, de nouvelles ressources en énergies fossiles apparaissent, qu'il s'agisse de l'exploitation pétrolière en eaux profondes ou des ressources non conventionnelles comme l'huile et le gaz de schiste. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, les ressources mondiales récupérables de gaz non conventionnel seraient du même ordre de grandeur que les ressources récupérables conventionnelles. Elles constituent d'ores et déjà plus de 50% de l'approvisionnement en gaz des États-Unis.
- L'énergie nucléaire est aujourd'hui au centre d'un important débat. Si trois pays - l'Allemagne, la Suisse et l'Italie - ont décidé, suite à l'accident de Fukushima, de renoncer à la production d'électricité d'origine nucléaire, l'ensemble des autres pays ayant recours à l'énergie nucléaire ont confirmé ce choix. Dans le même temps, les troisièmes visites décennales du parc nucléaire français ont commencé. La question de la durée de vie de ce parc et des nouveaux moyens de production qui le remplaceront à terme doit être étudiée.

.../...

Monsieur Jacques Percebois
Directeur du CREDEN
Université Montpellier 1
Faculté des Sciences économiques
Espace Richter – Avenue de la Mer
CS 79606
34960 Montpellier Cedex 2

à
MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE ET DE L'EMPLOI

- Les énergies renouvelables occupent quant à elles une place croissante dans notre bouquet énergétique. Le Gouvernement a accompli en leur faveur des efforts sans précédent. Depuis 2007, la puissance éolienne installée en France a été multipliée par 4, et la puissance solaire photovoltaïque par 100. Afin d'accélérer encore cette croissance, le Gouvernement vient de lancer le projet de construction d'un premier parc éolien offshore de 6.000 MW, des appels d'offres pour la construction de 750MW de centrales photovoltaïques et de 420 MW de centrales biomasse. Notre objectif est d'atteindre 23% de notre consommation finale d'énergie à partir d'énergies renouvelables en 2020. La question de la poursuite ou de l'accélération de ce mouvement, à horizon 2050, doit être étudiée.

Je souhaite que soit conduite une mission d'analyse de ces différents scénarii de politique énergétique à horizon 2050. L'analyse intégrera dans ces scénarii l'évolution de la demande d'énergie et le potentiel d'efficacité énergétique. Concernant l'offre d'énergie, l'ensemble des scénarii envisageables seront étudiés, depuis, pour l'électricité, celui d'une prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel, celui d'une accélération du passage à la 3^{ème}, voire à la 4^{ème} génération nucléaire, jusqu'à ceux d'une réduction progressive du nucléaire voire d'une sortie complète du nucléaire.

Chaque scénario sera analysé selon trois paramètres :

- les prix de l'énergie ;
- la protection de l'environnement, en particulier la lutte contre le réchauffement climatique ;
- la sécurité d'approvisionnement de la France.

L'acceptabilité sociétale de chaque scénario sera également évaluée.

En tant que professeur et économiste reconnu dans le domaine de l'énergie, vous présiderez une commission pluraliste et ouverte, avec comme vice-président M. Claude Mandil, ancien directeur exécutif de l'Agence Internationale de l'Energie et vice-président du groupe consultatif « Feuille de route énergie 2050 » auprès de la Commission Européenne.

La commission se dotera d'une grille d'analyse complète, tenant compte des principaux déterminants stratégiques des politiques énergétiques, du contexte européen et international, de l'état de l'art des technologies, de la robustesse et de la résilience du système énergétique, du potentiel d'efficacité énergétique, des transferts entre énergies, des approches coût-efficacité, etc.

La commission s'appuiera sur une équipe de rapporteurs copilotée par la Direction générale de l'énergie et du climat et le Centre d'analyse stratégique, avec l'appui de la Direction générale du Trésor, de l'IFP-EN et du CEA.

Votre rapport devra m'être remis avant le 31 janvier 2012.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments distingués.



Eric BESSON

Annexe 2

Composition de la commission Énergies 2050

Président

Jacques Percebois
Faculté d'économie de Montpellier

Vice-président

Claude Mandil
Ancien directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie

Personnalités qualifiées

Christian de Boissieu
Conseil d'analyse économique

Jean-Marie Chevalier
Université Paris-Dauphine

Pierre Gadonneix
Conseil mondial de l'énergie

Jean-Marc Jancovici
Carbone 4

Colette Lewiner
Cap Gemini

Christian de Perthuis
Université Paris Dauphine

Rapporteurs généraux

Dominique Auverlot

Centre d'analyse stratégique – Département développement durable

Richard Lavergne

Direction générale de l'énergie et du climat

Rapporteurs

Étienne Beeker

Centre d'analyse stratégique – Département développement durable

Johanne Buba

Centre d'analyse stratégique – Département développement durable

Stéphanie Combes

Direction générale du Trésor

Raphaël Contamin

Direction générale du Trésor

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne

Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives

Timothée Furois

Direction générale de l'énergie et du climat

Guy Maisonnier

IFP Énergies nouvelles

François Perfezou

Direction générale de l'énergie et du climat

Participants (aux réunions plénières ou aux auditions)

Pierre-Marie Abadie

Direction générale de l'énergie et du climat

Olivier Appert

Conseil français de l'énergie & IFP Énergies nouvelles

Jean-Louis Bal

Syndicat des énergies renouvelables

Jean-Baptiste Baroni

Mouvement des entreprises de France

Édouard Barreiro

UFC Que Choisir

Alain Bazot

UFC Que Choisir

Ariane Beauvillain

EDF

Jean-Jacques Becker

Commissariat général au développement durable

Gilles Bellec

Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies

Daniel Belon

Fédération nationale des collectivités concédantes et régies

Bruno Bensasson

GDF Suez

Raphaël Berger

AREVA

Jean Bergognoux

Président d'une mission du Centre d'analyse stratégique

Bernard Bigot

Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie

Claude Birraux

Député à l'Assemblée nationale

Fabrice Boissier

Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs

Baptiste Boitier

Laboratoire ERASME

Jean-Claude Boncorps

Centre national des ingénieurs et scientifiques de France

Xavier Bonnet

Direction générale du Trésor

Nicolas Boquet

Association française des entreprises privées

Philippe Boucly

GRT Gaz

Jean-Paul Bouttes

EDF

Pierre Buisson

Enerdata

Marie-Claire Cailletaud

Confédération générale du travail

Henri Catz

Confédération française démocratique du travail

Christian Chavane

Union française des industries pétrolières

Pierre-Franck Chevet

Direction générale de l'énergie et du climat

Jacky Chorin

Fédération Énergie-Mines Force Ouvrière

Vincent Chriqui

Centre d'analyse stratégique

Raphaël Claustre

CLER (Comité de Liaison des énergies renouvelables)

Laurent David

GDF Suez

Philippe Deslandes

CNDP (Commission nationale du débat public)

Pierre Douillard

ADEME

Caroline Drevon

AREVA

Dominique Dron

Commissariat général au développement durable

Robert Durdilly

Union française d'électricité

Pascal Faure

Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies

Maria Faury

Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche

Laurent Forti

IFP Énergies nouvelles

Xavier de Froment

Industries du génie numérique, énergétique et sécuritaire

Olivier Gantois

Union française des industries pétrolières

Pascal Garin

Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie –
Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives

Charles-Antoine Gautier

Fédération nationale des collectivités concédantes et régies

Cécile George

Commission de régulation de l'énergie

Yves Giraud

EDF

Clélia Godot

Centre d'analyse stratégique

Ravi Gurumurthy

Department of Energy and Climate Change, Royaume-Uni

Jean-Luc Haas

Confédération française de l'encadrement – Confédération générale
des cadres

Marc Hiegel

Association Technique Énergie Environnement

Jean-Charles Hourcade

Centre international de recherche sur l'environnement et le développement

Didier Houssin

Agence internationale de l'énergie

Laurent Joudon

EDF

François Kalaydjian

IFP Énergies nouvelles

Jean Kowal

Medgrid

André Claude Lacoste

Autorité de sûreté nucléaire

Carole Le Gall

Centre scientifique et technique du bâtiment

Jean Lemaistre

GrDF

Long Lu

Association française du gaz

Dr Diethard Mager

BMWI

Dominique Maillard

Réseau de transport d'électricité

Jacques Maire

Ancien directeur général de Gaz de France

Nadia Maïzi

École des Mines

Philippe Malbranche

Institut national de l'énergie solaire

Hervé Malherbe

Association française du gaz

Clémentine Marcovici

Direction générale de l'énergie et du climat

Isabelle Martin

Confédération française démocratique du travail

Jacques Masurel

Sauvons le Climat

Hervé Mignon

Réseau de transport d'électricité

François Moisan

ADEME

Jean Eudes Moncomble

Conseil français de l'énergie

Nicolas Mouchnino

UFC Que Choisir

Isabelle Muller

Europa

Jean-Jacques Nieuviaert

Union française d'électricité

Luc Oursel

AREVA

Mario Pain

Direction générale de l'énergie et du climat

Michèle Pappalardo

Cour des comptes

Jean-Pierre Perves

Sauvons le Climat

Patrick Pierron

Confédération française démocratique du travail

Henri Prévot

Ingénieur général des mines retraité

Jean-François Raux

Union française d'électricité

Philippe Rosier

Mouvement des entreprises de France

Thierry Salomon

NégaWatt

Thierry Saniez

Consommation, logement et cadre de vie

Jean-Louis Schilansky

Union française des industries pétrolières

Damien Siess

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

Pierre Sigonney

Total

François Soulmagnon

Association française des entreprises privées

Anne Varet

ADEME

Hugues Vérité

Gimelec

Jacques Voisin

Confédération française des travailleurs chrétiens

Bruno Wiltz

Conseil national des ingénieurs et scientifiques de France

Mechthild Wörsdörfer

Commission européenne

Paul Zagamé

Laboratoire ERASME

Assistante

Pierrette Augé

Centre d'analyse stratégique

Annexe 3

Propositions des membres de la commission

Propositions de l'ADEME	268
Propositions de l'AEE	275
Propositions de l'AFG	279
Propositions de l'ANCRE	284
Propositions de Dominique Bureau, École polytechnique	293
Propositions de CAP GEMINI	300
Propositions de la CFDT	305
Propositions de la CFE-CGC	312
Propositions de la CGT	322
Propositions de Jean-Marie Chevalier, université Paris Dauphine	330
Propositions de la CLCV	334
Propositions du Conseil national des ingénieurs et scientifiques de France	343
Propositions de la Direction générale pour la recherche et l'innovation (ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche)	352
Propositions de FO	355
Propositions de Pierre Gadonneix, président du Conseil mondial de l'énergie	359
Propositions du MEDEF	365
Propositions de Sauvons le Climat	374
Propositions du SER	377

Propositions de l'ADEME

Direction Recherche et Prospective

Lettre de Monsieur François LOOS, président directeur général de l'ADEME, à Monsieur Jacques PERCEBOIS, président de la commission Énergies 2050

Objet : Commentaires de l'ADEME sur le rapport de la commission Énergies 2050.

En premier lieu, je tiens à vous féliciter pour la qualité du travail réalisé.

La commission a travaillé, comme son mandat le précisait, sur l'examen des scénarios existants et, comme l'indique le rapport, ces différents scénarios n'explorent pas de façon approfondie les marges de liberté que peut apporter la maîtrise de la demande d'énergie. Le rapport souligne ainsi l'importance d'améliorer les connaissances de la maîtrise de la demande d'énergie.

Ce déficit de visions contrastées sur la demande d'énergie conduit ainsi à limiter les choix au contenu du mix électrique alors qu'une réduction importante des besoins énergétiques modifierait fondamentalement les termes du débat autour de ce mix. Un scénario prenant en compte une politique ambitieuse de maîtrise des consommations est un élément indispensable pour fonder un choix de politique énergétique à même d'assurer la transition énergétique nécessaire pour répondre aux différents enjeux de moyen et de long terme (compétitivité, changement climatique, sécurité énergétique...).

Par ailleurs, la question des prix de l'énergie occupe, à juste titre, une place centrale dans le rapport mais est présentée surtout comme un handicap à surmonter. Il est pourtant admis que les coûts des énergies sont sur une tendance de croissance et que les prix des énergies rendues aux consommateurs, notamment domestiques, ne reflètent pas les coûts en développement incluant les externalités. Le niveau des prix est un élément essentiel d'une maîtrise des consommations et il serait opportun d'analyser comment une hausse programmée des prix des énergies rendues au consommateur final, conjuguée à des dispositifs visant à réduire la précarité énergétique au niveau des ménages et préserver la compétitivité des entreprises, serait à même d'engager le pays vers cette transition énergétique. La croissance progressive des prix de l'énergie, organisée au niveau national se distingue d'un choc de prix « externe » et permettrait ainsi de préparer les acteurs économiques à des

conditions de prix cohérentes avec les enjeux de réduction des émissions de CO₂ et de compétitivité.

Au niveau des ménages une hausse des prix de l'énergie au travers d'une fiscalité adaptée peut s'accompagner de dispositifs de redistribution permettant d'améliorer les capacités de financement des travaux d'économie d'énergie des ménages les plus pauvres.

Au niveau des entreprises une fiscalité appropriée permettrait également de donner un signal prix incitant à l'efficacité énergétique tout en réduisant d'autres charges nuisant à leur compétitivité, comme cela avait été étudié lors des débats sur une contribution carbone énergie.

Il me paraît ainsi qu'un scénario plus « durable » incluant une option de politique de maîtrise de l'énergie ambitieuse mérite d'être exploré afin d'aller plus loin dans les choix ouverts aux décideurs. J'ai souhaité que l'ADEME s'engage sans tarder dans cet exercice et nous nous proposons de réaliser ce scénario avec la contribution de partenaires dans les prochains mois afin de compléter les recommandations issues de vos travaux.

Par ailleurs je souhaite souligner trois autres points qui mériteraient d'être pris en compte dans le rapport :

- le rapport indique la nécessité d'un maintien du soutien financier à la R & D, notamment au travers du Crédit Impôt Recherche (CIR). Il me semble important de souligner davantage l'intérêt de mesures ciblées de soutien à la recherche et à l'innovation, comme elles ont par exemple pu être menées dans le cadre des Investissements d'avenir. Le soutien à la recherche et l'innovation ne doit pas se limiter aux technologies de l'offre mais viser également les technologies de la demande et du stockage ;
- le rapport dans sa forme actuelle ne tranche pas clairement sur l'intérêt d'une concertation autour des questions énergétiques. Pourtant, débattre sur les questions énergétiques est non seulement utile pour un éclairage des orientations politiques mais aussi nécessaire pour asseoir la légitimité et l'acceptabilité des décisions prises ;
- enfin, il serait opportun de souligner que l'insertion des énergies renouvelables dans le mix électrique français nécessite des études plus approfondies que les évaluations disponibles à ce stade.

1 ■ Mieux dimensionner la maîtrise de la demande et anticiper la hausse des prix de l'énergie

Comme le rapport le souligne, un scénario à l'horizon 2050 prenant en compte une politique ambitieuse de maîtrise des consommations est indispensable pour fonder un choix de politique énergétique à même d'assurer la transition énergétique nécessaire pour répondre aux différents enjeux (compétitivité, changement climatique, sécurité énergétique...). La maîtrise de la demande, en permettant d'économiser les consommations intermédiaires énergétiques, peut renforcer la capacité de notre économie à créer de la valeur (la valeur ajoutée se définissant par convention comptable comme la différence entre la *valeur de la production* et la *valeur des consommations intermédiaires*). Il s'agit là d'une incitation économique à la maîtrise de la demande, et c'est pourquoi les forces qui la génèrent devraient être prises en compte de façon endogène dans les scénarios. Le travail de modélisation réalisé à l'aide du modèle macro-économique ThreeMe développé par l'ADEME et l'OFCE, montre ainsi l'impact positif de la maîtrise de l'énergie sur la balance commerciale d'une part (réduction des importations de combustibles fossiles), et sur l'investissement d'autre part (principalement dans les branches bâtiments et infrastructures ferroviaires) à l'horizon 2030. Par ailleurs, ces bénéfices contrecarrent en partie les conséquences négatives d'une augmentation des prix de l'électricité.

Les technologies d'efficacité énergétique active, ainsi que les technologies qui permettront la mutualisation des besoins et des productions à l'échelle d'un îlot ou d'un quartier doivent ainsi être prises en compte dans les scénarios à 2050. À ce jour, aucun des travaux de prospective n'a intégré le déploiement de ces technologies. Pourtant, certains investissements dans la maîtrise de la demande peuvent être réalisés sans regret quelle que soit l'évolution des prix : c'est le cas lors de l'acquisition d'un véhicule personnel très efficace en énergie, qui induit une économie à la fois sur le coût de capital (prix d'achat) et sur les coûts d'exploitation (consommation de carburant).

Les projections de prix de l'énergie sont régulièrement révisées à la hausse et on constate aussi qu'elles sous-estiment rétrospectivement les prix observés. Ainsi, les prix observés fin 2009 étaient déjà au-dessus des prévisions 2010 les plus « récentes » (i.e. celles datant de 2006, à 64 USD/bl), et les niveaux actuels (autour de 110 USD/bl) flirtent avec les projections 2020-2030. L'électricité est le vecteur énergétique dont le prix est le plus volatil¹.

[1] Chevalier J.-M. (2010), *Rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole*, remis au ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, février.

La montée des prix de l'énergie apparaît donc comme inexorable, et gagnerait à être anticipée tout en révisant la fiscalité, notamment pour financer rapidement et efficacement les actions en faveur :

- de la maîtrise de la demande ;
- de l'accélération de l'industrialisation des énergies renouvelables en vue de faire baisser plus rapidement les coûts de production et donc les prix ;
- de la lutte contre la précarité énergétique ;
- de la maîtrise de l'effet rebond des politiques d'efficacité énergétique.

Le rapport souligne l'importance et la complexité de la prise en compte et de la valorisation du coût de l'ensemble des externalités générées par la production et la consommation d'énergie. Si le prix de l'énergie n'intègre pas l'ensemble des coûts des externalités sociales et environnementales liées à sa production, les bénéfices collectifs de réduction de la consommation d'énergie, en particulier fossile, sont sous-estimés. Certes, les prix de l'énergie utilisés dans les scénarios incluent déjà un taux implicite de fiscalité qui couvre en partie les externalités des différentes énergies. Néanmoins, ce taux est celui de l'année de référence et ne couvre pas de la même manière les externalités des différentes énergies du mix. Il semblerait donc judicieux d'intégrer dans les scénarios une évolution des politiques fiscales qui pourraient être mises en place à l'avenir (par exemple une taxe sur le contenu carbone).

En résumé, une connaissance plus fine de la maîtrise de la demande est nécessaire, notamment pour approfondir les gisements potentiels d'économies d'énergie et leur accessibilité technico-économique et sociale (prise en compte de ruptures technologiques, de nouveaux usages et des évolutions sociétales en termes de mode de vie et de déplacement). Ce travail de dimensionnement de la maîtrise de la demande permettra de conduire une prospective à 2050 intégrant un équilibre offre-demande optimisé tout en tenant compte de l'impact de la hausse des prix de l'énergie et en évaluant différents scénarios de taxation et d'incitations financières ; ceci, afin d'identifier les trajectoires optimales en termes macro-économiques et d'un point de vue environnemental.

2 ■ Renforcer les soutiens ciblés à la R & D en faveur des usages

Le rapport souligne l'intérêt d'un soutien financier aux travaux du Crédit Impôt Recherche mais une analyse plus approfondie des mérites respectifs

des mesures transversales non ciblées et des mesures ciblées telles que les investissements d'avenir aurait été la bienvenue.

Par ailleurs, les recommandations du rapport en matière de R & D ciblent essentiellement les technologies liées à l'offre alors que les recherches sur les usages pourraient permettre d'ores et déjà des marges de liberté sur le bâtiment et les transports avec les îlots énergie positive, services de mobilité généralisés... (cf. les visions développées dans les feuilles de route prospectives technologiques de l'ADEME). Au-delà des technologies, la problématique de la demande doit être traitée *via* des travaux de recherche orientés vers l'utilisateur en vue d'agréger des données pour avoir une estimation globale des bénéfices envisageables. La maîtrise de la demande passe aussi par une réappropriation par le consommateur de la valeur de l'énergie, de l'équilibre production/consommation et de la mise en place d'outils interactifs et compréhensibles.

Concernant l'offre, les *smart grids* peuvent avancer des solutions à condition d'investiguer différentes voies *via* des travaux de R & D pour améliorer la connaissance des flux, l'efficacité énergétique des réseaux, l'insertion des énergies renouvelables sur des réseaux de distribution et sur la hausse de la qualité de courant et la sécurité de l'approvisionnement. Les travaux de recherche doivent également viser à gagner en compétitivité et à faciliter l'insertion de la production d'énergies renouvelables (foisonnement, prédiction, évolution des *grids codes* et des services système proposés...).

Le stockage est une priorité compte tenu des problématiques d'intermittence de la production des nouvelles énergies et de la fluctuation de la demande. Si les offres de stockage sont encore coûteuses, on ne peut faire l'impasse sur le potentiel de ces technologies et il est important d'accompagner la recherche pour le développement de stockages adaptés et rentables. De plus, la question de la valorisation et de la rentabilité va bien au-delà de simples sauts technologiques et doit trouver une solution avant tout dans des problématiques réglementaires et de vision à long terme.

3 ■ La nécessité de mieux prendre en compte l'intérêt d'une concertation autour des questions énergétiques

Le rapport dans sa forme actuelle ne tranche pas clairement sur l'intérêt d'une concertation autour des questions énergétiques. Or il nous semble que débattre sur les questions énergétiques est non seulement utile, mais nécessaire. En effet, comme souligné plus haut, les incertitudes inhérentes aux modèles

technico-économiques actuels ne permettent pas au décideur d'avoir accès à l'ensemble des informations nécessaires à une décision éclairée.

Il est donc nécessaire de faire appel à d'autres éclairages. Le dialogue avec les parties prenantes est un bon moyen de faire émerger une information inaccessible par d'autres moyens. Il est à même de révéler les opportunités et contraintes réelles de terrain liées à la mise en œuvre des scénarios, et donc d'éclairer d'un nouveau jour la comparaison entre ces scénarios. En effet, le scénario énergétique le plus efficace pour notre pays, est, avant tout, un scénario réalisable. Cela suppose un débat, quelle qu'en soit la forme, au cours duquel ces scénarios soient appropriés et débattus, pour que le décideur puisse prendre une décision éclairée. Loin d'entamer la légitimité des représentants du peuple à décider ensuite des orientations énergétiques du pays, ce débat viendrait la renforcer car, comme le souligne le Conseil d'État, de nos jours, « *ce sont la clarté et la loyauté de la procédure et du débat qui fondent la légitimité de la décision* » (Conseil d'État, *Consulter autrement, participer effectivement*, 2011). Un débat mené avec sérieux et méthodologie sera donc un atout pour notre pays.

4 ■ La question de l'insertion des énergies renouvelables dans le réseau électrique nécessite des études approfondies

La commission a abordé à de multiples reprises la question de l'intermittence des énergies renouvelables (principalement l'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque). Le rapport apporte un éclairage utile au débat en présentant les différentes solutions envisagées aujourd'hui pour remédier à l'intermittence :

- augmentation des capacités d'interconnexion ;
- augmentation des capacités de stockage ;
- couplage avec le réseau de gaz par l'intermédiaire de la production d'hydrogène par hydrolyse (puis introduction d'hydrogène dans le réseau de gaz ou production de gaz de synthèse par méthanation) ;
- développement des réseaux intelligents pour optimiser l'insertion.

Actuellement, il n'existe pas d'études détaillées en France sur un seuil maximal d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique français, il nous paraît important d'approfondir cette question qui a déjà été évaluée dans d'autres pays. Le cas de l'Espagne est détaillé dans le rapport, l'Irlande a également réalisé une étude montrant que son réseau électrique

pouvait atteindre l'objectif irlandais de 40 % d'électricité renouvelable, principalement d'origine éolienne, sans évolutions majeures de son réseau¹. En somme, dans chaque contexte, un seuil différent peut apparaître mais il dépend bien sûr de la part d'électricité fossile et nucléaire de chaque pays et des possibilités d'interconnexion.

Concernant la France, l'ADEME mène des travaux pour évaluer plus précisément le potentiel d'énergie renouvelable dans le réseau électrique et sa capacité d'insertion. Les premiers résultats montrent que le potentiel technique de production éolienne, photovoltaïque, hydraulique, géothermique, marine et biomasse sur le territoire français dépasse largement la demande d'électricité actuelle. Des travaux complémentaires doivent être réalisés pour affiner ce potentiel et étudier son insertion sur des journées types. Il serait nécessaire aussi de mener un travail à des échelles régionales, pour identifier les régions les plus soumises aux tensions entre production et demande – celles-ci pouvant évoluer avec l'accroissement des productions renouvelables dans certaines régions aujourd'hui peu productrices d'électricité.

[1] Eirgrid (2010), *All Island TSO Facilitation of Renewables Studies*, Dublin, juin.

Propositions de l'AEE

Cette note présente l'Association des économistes de l'énergie (AEE) et fournit des recommandations d'ordre méthodologique sur la mise en œuvre de la politique énergétique à l'horizon 2050.

1 ■ Présentation de l'AEE

1.1. Objectifs

L'AEE représente en France les économistes de l'énergie, qu'ils appartiennent aux entreprises de l'énergie, au milieu de l'enseignement et de la recherche, à l'administration et aux institutions publiques, aux organisations non gouvernementales, au secteur bancaire ou aux sociétés de conseil. Elle fait partie d'une communauté plus vaste d'économistes de l'énergie : l'International Association for Energy Economics (IAEE).

1.2. Légitimité dans le débat

L'AEE traite de la **science économique** appliquée à l'énergie, de son rôle dans la vie économique et politique, notamment les décisions de politique énergétique publique ou de gestion des entreprises. Elle aborde ces sujets sous leurs différents aspects économiques, financiers et de politique énergétique. L'AEE est un forum d'échange sur les questions liant la science économique et les technologies de l'énergie, intégrant également les dimensions sociétale, environnementale et politique. Ce forum se matérialise par les conférences publiques que nous organisons, l'animation d'une section universitaire incluant les étudiants récipiendaires de nos encouragements, orientations et bourses, et qui formeront les acteurs de l'énergie de demain.

L'AEE accueille avec joie la consultation constituée par la mise en place de la commission Énergies 2050 organisée par le ministre de l'énergie, Éric Besson. C'est notamment par cette approche économique que l'AEE peut apporter des éléments de débat au sein de la commission. En prévision de l'examen de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) après les élections de 2012, la commission Énergies 2050 devra proposer « les travaux techniques et prospectifs utiles ». Il s'agit en particulier d'apporter des réponses à la question de la durée de vie du parc de production électrique français et de son renouvellement.

1.3. Cohérence avec les autres exercices du débat notamment français

Bercy souhaite que ce travail soit cohérent avec celui de la commission *Trajectoires 2030-2050 – Vers une économie décarbonée* lancée en juin 2011 par Nathalie Kosciusko-Morizet. De ce fait, les scénarios étudiés se devront d’explorer trois axes principaux :

- la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel ;
- l’accélération du passage à la troisième, voire à la quatrième génération nucléaire ;
- la transition vers une sortie progressive du nucléaire, à horizon 2050, voire 2040, ou vers une réduction progressive de la part du nucléaire.

1.4. Conférences

L’AEE organise des conférences fréquentes dans le domaine de l’économie l’énergie dont les sujets et le contenu sont notoirement appréciés. Elle a notamment organisé en mai 2011 un séminaire sur les *scénarios de décarbonisation du mix énergétique à l’horizon 2050 à l’échelle européenne*. Ces études proposent différentes trajectoires possibles pour assurer à l’horizon 2050 une quasi-décarbonisation du secteur électrique, permettant ainsi d’atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de l’ensemble du système énergétique de l’ordre de 80 % par rapport au niveau d’émissions de 1990.

Toutes réalisées selon une méthode de *backcasting*, ces études convergent vers une décarbonisation quasi complète du mix énergétique à l’horizon 2050 et intègrent une meilleure maîtrise de la demande d’énergie. Les énergies renouvelables jouent un rôle primordial dans l’atteinte de ces objectifs ; les nouvelles technologies de l’énergie (stockage de l’énergie, capture et séquestration du carbone, grands projets électriques issus de renouvelables) permettant une rupture technologique sont aussi considérées comme indispensables à des horizons temporels plus larges.

Ces études identifient les trajectoires possibles, leur faisabilité, mais elles peuvent également permettre d’identifier les difficultés à venir comme les investissements à mobiliser ou encore les problèmes d’acceptabilité sociale. Elles interrogent aussi la pertinence et la cohérence temporelle des trajectoires avec les politiques énergétiques actuelles. En ce sens, les études prospectives mettent en lumière l’adaptation nécessaire à réaliser entre les décisions passées et les nouvelles circonstances (climatiques, énergétiques, géostratégiques).

En les comparant, et malgré des hypothèses différentes (prix du carbone, prix des matières premières, vitesse de pénétration des nouvelles technologies, etc.), les études soulèvent néanmoins des interrogations sur la mise en œuvre opérationnelle des différentes trajectoires. Une étude comparative réalisée par l'équipe de J.-M. Glachant a ainsi mis en lumière les différences majeures sur 6 dimensions différentes (efficacité énergétique, réduction des émissions de GES, énergies renouvelables, adéquation des systèmes électriques, mise en œuvre du marché unique de l'énergie, R & D) et a identifié quel serait le meilleur levier possible pour accompagner les changements nécessaires à l'atteinte des objectifs 2050.

2 ■ Vers quelle politique énergétique ?

Suite à ce séminaire, plusieurs recommandations méthodologiques et pondérations se sont distinguées et répondent aux objectifs de la commission Énergies 2050. La politique énergétique pourra ainsi se doter des outils adaptés. Ces outils se doivent d'être évalués à l'aune des objectifs traditionnels de politique énergétique : sécurité d'approvisionnement, compétitivité de la fourniture énergétique et protection de l'environnement. En outre, l'emploi et les conséquences sur la politique industrielle figurent désormais parmi les piliers de la politique énergétique.

L'AEE exprime ici une position commune de son comité de direction. Elle souhaite apporter un éclairage pertinent dans le cadre de cette commission. Ses recommandations sont les suivantes :

- positionnement sur le plan méthodologique de l'AEE sans avis sur les vertus comparées des énergies ;
- traitement de l'incertitude dans des scénarios de très long terme ;
- cohérence temporelle entre objectifs de court-moyen terme (2020) et ceux de long terme (2050) ;
- replacer les questions de trajectoires énergétiques à l'aune de critères économiques (micro et macro). Les trajectoires incluent les dimensions de l'offre et de la demande énergétique ;
- envisager la faisabilité économique des différentes options dans un contexte macroéconomique des plus fragiles. Les décisions d'investissement ou de désinvestissement ne peuvent être prises que sur la base de cette rationalité ;

- déclinaisons locales d'un objectif global (80 % de réduction des GES entre 1990 et 2050) et la répartition des efforts entre différents secteurs émetteurs de GES qui doivent conduire à la construction de courbes d'abattement nationales ou inter-sectorielles ;
- interroger les potentialités de trajectoires au regard des dotations domestiques de la France (combustible, technologies, compétences), toutes les potentialités doivent être examinées en croissance et en décroissance ;
- pragmatisme économique sur le suivi de la mise en œuvre des objectifs, notamment en R & D, la politique énergétique pouvant être remise en question en cas d'impossibilité d'atteindre les objectifs 2050 (courbes d'apprentissage, dérive des coûts, etc.) ;
- intégrer les fortes résiliences/inerties intrinsèques du système énergétique : celui-ci est en effet caractérisé, tant côté offre que demande, par des équipements (et des comportements) ayant des durées de vie longues et présentant des incertitudes sur l'évolution de leurs coûts et de leurs performances. Les scénarios énergétiques doivent intégrer (de façon modeste et pragmatique face au risque d'une complexité nuisible à la clarté des débats) une approche économique de ces effets, c'est-à-dire une gestion objective, dynamique et prudente des incertitudes, intégrant l'acquisition d'information au cours du temps dans les choix d'investissement des filières énergétiques.

L'AEE est entièrement disponible pour servir de support aux débats énergétiques et contribuer à la mise en œuvre de la politique énergétique, dans les limites de sa mission, définie précédemment.

Propositions de l'AFG

L'Association française du gaz (AFG) tient à remercier vivement la commission Énergies 2050 de l'avoir associée à la réflexion sur les problématiques énergie et environnement. La lutte contre le changement climatique constitue en effet l'un des défis majeurs du XXI^e siècle, elle nécessite une mobilisation générale de toutes les parties prenantes et un large consensus de la communauté nationale sur les efforts à consentir pour réaliser les objectifs poursuivis.

Le lien entre énergie et environnement est crucial, en particulier quand on raisonne à long terme. Il faut cependant veiller également à ce que les questions liées à la compétitivité et à la sécurité d'approvisionnement soient traitées de façon cohérente :

- les interrogations sur la compétitivité de l'industrie française et la rareté de l'argent public imposent d'aborder les questions de coût et de financement ;
- les incertitudes sur la capacité du système électrique à faire face à la pointe à partir de 2015-2016 montrent la nécessité d'accorder aussi une attention toute particulière sur le court terme.

S'agissant de l'échéance 2050, il convient de prendre en compte les nombreuses incertitudes inhérentes à tout exercice de prospective, qu'elles soient d'ordre technologique, géopolitique ou d'acceptabilité sociale. Ces incertitudes impliquent la nécessité de considérer la robustesse des scénarios au regard de leur aptitude à s'adapter au contexte qui sera en vigueur le moment venu. Ainsi, un scénario serait robuste s'il est sur la trajectoire visée tout en étant suffisamment flexible pour intégrer à moindre coût les évolutions imposées par le contexte environnant.

1 ■ Le mix électrique

La nécessaire flexibilité des scénarios suggère d'éviter en effet de miser, sans possibilité d'échappatoire, sur des technologies encore trop précoces nécessitant une rupture technologique importante pour accéder au stade de maturité industrielle. C'est le cas par exemple du stockage de l'énergie électrique évoqué parfois au cours des débats comme étant une solution prometteuse pour pallier aux fluctuations de la production électrique provenant des énergies renouvelables intermittentes. Une anticipation trop optimiste sur son aboutissement serait de nature à faire peser un risque très important

sur le système électrique. Vu d'aujourd'hui, et aussi loin que l'on puisse se projeter dans le futur, il apparaît en effet hautement incertain que l'ajustement offre-demande du système électrique puisse être effectué avec un parc de production qui ne serait composé que de moyens de production nucléaire et de renouvelables, sachant que la capacité de régulation du parc hydraulique est limitée et que son potentiel de développement est très faible.

Un tel scénario de développement électrique est porteur de risque qui ne pourrait être raisonnablement envisagé. Et pourtant, si rien n'est fait, la plupart des systèmes électriques européens, quelle que soit la place qu'y prenne le nucléaire, s'achemineraient vers une telle situation de grave incertitude sur les capacités d'ajustement. En effet, selon les différents scénarios de développement électrique disponibles, on constate que la part de la production d'électricité d'origine renouvelable indiquée atteint des proportions telles que l'on peut légitimement s'interroger sur la capacité du système à s'ajuster à la demande. La puissance garantie, qui est une donnée fondamentale dans l'ajustement de l'équilibre offre-demande électrique, est abordée de façon si discrète que l'on peut s'interroger sur sa prise en compte. Cela donne parfois l'impression que les différents systèmes électriques s'équilibreraient entre eux par magie sans que chacun ait à se soucier sur les dispositions à prendre pour faire face aux aléas de la production intermittente. Cette vision des choses a ainsi conduit à des recommandations de développement massif des interconnexions pour évacuer l'électricité intermittente avec, au-delà de tous les inconvénients que cela comporte, des interrogations sur le réalisme de ces recommandations eu égard aux difficultés croissantes d'acceptabilité de ces ouvrages.

Pendant plusieurs décennies, et donc en particulier à l'horizon 2050, les réflexions sur le système électrique ne peuvent faire abstraction de la nécessité de développer un parc *ad hoc* d'outils de production capables d'assurer l'ajustement en temps réel entre l'offre et la demande : les centrales au gaz y trouveront toute leur place, au-delà de la place qu'elles trouvent pour la production de base dans les pays écartant le nucléaire.

Tandis que le coût global de développement des moyens de production, de transport et d'interconnexions constitue le critère d'évaluation économique des scénarios, à niveau de défaillance équivalent, il n'a pas semblé que les coûts induits par le développement des énergies électriques intermittentes soient pris en compte de façon appropriée. Ce biais est d'autant plus nécessaire à corriger qu'il peut représenter des sommes très importantes à supporter par la collectivité.

Indépendamment de ces débats d'experts, tous les éléments objectifs indiquent aussi que les coûts de l'énergie vont connaître des hausses très significatives du fait des investissements de tout ordre à réaliser pour mettre en œuvre une économie à bas carbone. Il est du devoir de toutes les parties prenantes d'informer les citoyens sur les impacts des politiques énergétiques. Même si la lutte contre le changement climatique produira à terme des effets bénéfiques pour l'humanité, il n'est pas souhaitable de laisser accroître l'idée que cela puisse être effectué gratuitement. Même s'il s'agit d'un choix de société reposant sur l'équilibre entre l'efficacité économique, la sécurité des approvisionnements et la protection de l'environnement, l'arbitrage final repose sur la capacité économique et financière de la société à assumer ses choix, c'est-à-dire que les investissements doivent être rentabilisés *in fine* par les prix payés par les consommateurs.

Il est plus que jamais nécessaire que les décisions soient prises au regard des coûts et avantages de chaque scénario, afin d'éviter la tentation du toujours mieux qui s'avérerait parfois l'ennemi du bien.

Les systèmes électriques interconnectés étant solidaires par nature, leur intégration a été accentuée par la construction du marché intérieur de l'électricité, mais cette solidarité semble atteindre aujourd'hui ses limites si de nouvelles règles du jeu ne sont pas mises en œuvre pour faire face au nouveau contexte naissant. En effet, même si le mix électrique relève de la souveraineté de chaque État membre, la sécurité du système électrique européen nécessite cependant un développement coordonné des moyens de production et des réseaux du fait de la pénétration croissante des énergies intermittentes.

2 ■ Le mix énergétique

Aussi fondamental soit-il, le vecteur électrique ne saurait être considéré comme le seul levier pour lutter contre le changement climatique. Si l'on regarde globalement les quarante années écoulées depuis le premier choc pétrolier, on constate que la France a fait un double choix :

- le recours massif au nucléaire pour la production d'électricité ;
- le développement du réseau intégré d'infrastructures de transport, de terminaux de GNL, de stockage et de distribution de gaz naturel couvrant une grande partie du territoire.

C'est en effet la combinaison de ces deux atouts qui permet à la France de disposer d'une électricité de base non carbonée pour les usages constants dans

l'année, et du gaz naturel peu carboné pour les usages thermiques industriels et saisonniers, en particulier le chauffage des locaux. Loin d'être en opposition, ces deux énergies forment ensemble le socle de la politique énergétique qui place la France parmi les pays les moins émetteurs de gaz à effet de serre.

Quelle que soit l'évolution du choix de la production d'électricité de base, le gaz naturel reste un atout pour les usages thermiques ainsi que pour les usages saisonniers du fait de sa disponibilité grâce aux multiples voies d'approvisionnements terrestres et maritimes et aux stockages, de sa compétitivité, et de ses qualités environnementales.

La lutte contre le changement climatique passe par une plus grande mobilisation des collectivités territoriales pour mettre en valeur le potentiel de ressources renouvelables de proximité. Le biogaz issu de différentes sources locales pourra ainsi être transformé en biométhane pour être injecté dans le réseau de gaz naturel déjà largement déployé, et qui est disponible pour un développement sans investissement significatif.

À cet égard, le biogaz apporte un triple bénéfice en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Sa production permet d'éviter les déchets dont la décomposition aurait autrement émis du méthane dans l'atmosphère, d'obtenir une énergie verte avec un bilan nul en matière d'émissions de gaz à effet de serre grâce au cycle naturel du carbone, et d'obtenir des engrais naturels sous forme de digestats remplaçant ainsi les engrais azotés, qui sont une source de gaz à effet de serre de leur production à leur utilisation.

Les projets de méthanisation territoriaux permettent de collecter l'ensemble des déchets méthanisables, de les transformer en biométhane qui sera ensuite utilisé pour alimenter les véhicules et les bâtiments. En raison de l'abondance des déchets d'origine agricole et agroalimentaire, la France dispose d'un très important potentiel estimé à 180 TWh par an de biogaz issu de la méthanisation.

Produire de l'énergie localement permet aussi de s'adapter aux besoins des consommateurs tout en réduisant au minimum les pertes. Plusieurs voies représentent l'avenir des solutions énergétiques dans les bâtiments :

- la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement grâce aux cogénérations, technologie mature et déjà déployée en France, et maintenant aux micro-cogénérations, qui permettent d'accéder à cette technologie en remplacement des chaudières individuelles avec des gains énergétiques et des baisses d'émissions de CO₂ de l'ordre de 20 % ;

- le couplage entre les solutions gaz et énergies renouvelables grâce au photovoltaïque et au solaire, et la valorisation de la chaleur présente dans le sol et l'air grâce aux pompes à chaleur gaz, disponible désormais en technologie absorption ou compression avec des rendements équivalents aux meilleures pompes à chaleur électriques mais sans conséquence sur la pointe électrique ;
- la production d'électricité par micro et mini-cogénération au gaz permet de soulager le réseau d'électricité, notamment en hiver où la pointe de consommation d'électricité peut poser problème. La pompe à chaleur hybride, qui est constituée d'une pompe à chaleur électrique, s'efface au profit d'une chaudière à condensation dès qu'il fait très froid, ce qui permet d'effacer les consommations électriques avec une émission de CO₂ réduite.

Ces différents moyens contribuent à réduire très significativement les consommations énergétiques. Ils participent aussi aux effacements de consommation et assurent ainsi avec l'hydraulique modulable et le thermique classique une part substantielle du bouclage offre-demande d'électricité.

En matière de mobilité, le gaz peut aussi contribuer de façon très significative à la réduction des émissions de CO₂ et constitue notamment une solution efficace contre les pollutions locales.

C'est donc par une mise en œuvre de toutes les solutions efficaces, par une recherche continue des solutions énergétiques performantes dans tous les domaines d'activité que l'on s'achemine vers une société économe en énergie. Face aux incertitudes affectant l'avenir, c'est par la diversification énergétique que l'on pourra limiter au mieux les risques potentiels.

3 ■ L'emploi dans la filière gazière

L'emploi est une composante très importante de la politique énergétique, c'est pourquoi l'AFG considère qu'il est important de définir une méthode d'évaluation rigoureuse pour donner du sens aux comparaisons entre les filières énergétiques. Pour sa part, l'AFG estime qu'en l'absence de méthode validée, seuls les emplois directs peuvent être estimés avec suffisamment de précision. Pour la filière gazière, ce chiffre se situe dans une fourchette de 132 000 à 152 000 emplois selon les estimations basse et haute.

L'évaluation des emplois induits quelle qu'en soit la filière énergétique demande à être approfondie.

Propositions de l'ANCRE

1 ■ Renforcer la R & D énergétique dans la perspective de décarboner le « mix » national d'ici 2050 et y investir les montants des mises aux enchères des futurs marchés de quotas d'émissions de GES

Pour répondre aux nombreux défis énergétiques, il est clair pour tous que des efforts de R & D considérables seront nécessaires. Par exemple, un des objectifs, au plan de la production d'électricité, est de disposer vers 2030 d'une palette la plus large possible d'énergies à faible émission de carbone, dans des plages de prix comparables (significativement en dessous de 100 €/MWh, en valeur économique équivalente actuelle). Cet objectif vise à disposer de marges de choix les plus importantes possibles à cet horizon. C'est à cette date notamment que le parc nucléaire exploité pendant 40 à 50 ans commencera à devoir être remplacé à forte cadence, selon la part que l'on souhaitera accorder au nucléaire à l'horizon 2050. Avant cette échéance, le but est que les choix soient les plus ouverts possibles.

De manière plus large, la biomasse végétale sous toutes ses formes (plantes sucrières et amylicées, oléagineux, ligno-cellulose, algues) constitue une importante réserve renouvelable d'énergie. Le développement de filières énergétiques qui ne soit pas en concurrence avec les usages alimentaires ou industriels manufacturiers pourra contribuer à décarboner le bouquet énergétique d'ici 2050.

Les investissements que la France fera dans la recherche sont indispensables pour que notre pays conserve ou acquière une place de premier plan au niveau international dans plusieurs technologies énergétiques clés pour nos entreprises dans leur conquête des marchés nationaux et internationaux ; la création d'emplois durables et à forte valeur ajoutée en dépend de façon cruciale. L'État devra, en appui à l'effort des entreprises, maintenir une forte contribution au financement des recherches pour l'énergie, domaine de plus en plus stratégique dans les décennies à venir.

L'ANCRE propose qu'une des conclusions majeures de la commission porte sur ce besoin accru de R & D.

Pour financer cet effort accru, notamment dans une perspective de long terme et de développement d'une industrie nationale et/ou européenne forte, des moyens complémentaires doivent être dégagés.

L'ANCRE propose donc qu'une part importante des montants des mises aux enchères des futurs marchés de quotas d'émissions de GES (3^e phase) soit investie dans la R & D énergétique¹.

2 ■ Dans le domaine des EnR, de l'efficacité énergétique et des réseaux, renforcer les actions de R & D, en privilégiant les filières nationales et européennes

Les évolutions de mix énergétiques, notamment au sein du système électrique du futur, vont dépendre fortement de la compétitivité des énergies nouvelles, tel l'éolien (qui est dans une phase de développement industriel), mais aussi à terme largement du solaire (selon différentes modalités et techniques) et des énergies marines, de la biomasse et de la géothermie. Il faut donc surtout, dans l'allocation des moyens publics de soutien à ces filières, ne pas induire de diminution de l'effort de recherche.

En ce qui concerne les transports, l'amélioration de l'efficacité énergétique est un enjeu majeur. Des efforts de recherche doivent porter sur l'allègement des véhicules automobiles et sur l'amélioration de l'efficacité énergétique des motorisations existantes qui présentent un potentiel encore important. Il est nécessaire de développer de nouvelles motorisations, en particulier le véhicule hybride rechargeable et le véhicule électrique, sur batterie ou à hydrogène. Ces recherches sur les véhicules doivent être complétées par des travaux sur l'intégration globale du système transport. Le transport aérien, en forte croissance, nécessite aussi une attention particulière. Enfin, tous les acteurs s'accordent aujourd'hui sur l'intérêt d'aller rapidement vers la seconde génération de biocarburants, capable notamment d'utiliser des ressources de biomasse qui n'ont pas d'usage alimentaire. L'économie de ces filières apparaît actuellement fragile et cette situation constitue un frein à leur développement.

Les travaux de l'ANCRE ont montré l'importance majeure du stockage de l'énergie. Disposer de moyens de stockage d'électricité efficace (en kWh/kg) est un enjeu déterminant pour le développement des véhicules du futur. De même, la croissance de la part des sources de production d'électricité

[1] Cette proposition a été présentée par l'Alliance ANCRE à la commission « Trajectoires 2020-2050 » qui l'a retenue. Nous pensons qu'elle a aussi parfaitement sa place dans le contexte de la commission Énergies 2050.

intermittente (solaire, éolien, etc.) pose de façon cruciale, notamment pour leur usage local qui est à privilégier, la question de la technologie du stockage d'énergie en grande quantité et à faible coût. Ce nouveau contexte impose de revisiter l'ensemble des technologies de stockage : batteries, volant d'inertie, stockage chimique, hydrogène, air comprimé, chaleur, etc. C'est un champ de R & D considérable qui s'ouvre aux chercheurs. Le secteur résidentiel et tertiaire est en France le premier consommateur d'énergie. Même si de nombreuses technologies existent d'ores et déjà pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments, il convient de développer encore des travaux de R & D dans différents domaines : gestion intelligente des diverses sources d'énergie utilisées, équipements interopérables à faible consommation d'énergie, approche intégrée pour la conception, etc. Il serait souhaitable de mettre en place un observatoire du parc existant en ce qui concerne les performances énergétiques, environnementales et économiques ainsi que les différents usages pour en suivre l'évolution.

Dans le domaine de l'efficacité énergétique, la récupération de la chaleur constitue un enjeu économique majeur tant pour les procédés industriels que pour le bâtiment ou même les transports. Un effort de recherche important reste à accomplir pour améliorer les réseaux (développement de nouveaux systèmes de cogénération intégrant des EnR, stockage et transport de la chaleur ou du froid, etc.).

Une autre voie de recherche transversale très importante concerne les analyses de cycle de vie et les ressources en matières premières. Il est indispensable d'évaluer précisément l'impact environnemental des différentes technologies pour pouvoir les comparer et privilégier les plus vertueuses. Concernant les ressources, de nombreux éléments chimiques rares vont venir à manquer dans une perspective de développement à grande échelle de certaines filières (éolien, solaire, etc.) et cela à moyen terme : il convient de mieux évaluer les ressources en éléments rares ou critiques, de soutenir les recherches visant à permettre leur substitution par des éléments plus abondants, ou encore à favoriser leur recyclage ou à limiter leur consommation. Cet aspect est stratégique pour l'Europe.

La poursuite et l'amplification des études sur le CCS sont capables d'avoir une influence déterminante sur le mix électrique européen et mondial dès 2030. Les défis principaux à relever concernent le coût et l'acceptabilité des technologies associées qui sont, à échelle réduite, déjà utilisées dans l'industrie. Les efforts

de R & D doivent porter sur l'accompagnement des projets de démonstration en cours de montage et sur la préparation des prochaines générations de technologie. La valorisation du CO₂ récupéré, pour produire par exemple du gaz de synthèse, est une voie de recherche alternative avec de premières applications possibles à l'horizon 2030-2050 qu'il convient de ne pas dissocier de la captation et du stockage du CO₂.

À tous les termes temporels, les techniques de l'information et de la communication vont jouer un rôle majeur, pour piloter et optimiser des systèmes de plus en plus performants. Dans la mesure où par ailleurs leur part de consommation électrique devient significative en tant que telle (> 10 %) et croît à un rythme soutenu, il faut les améliorer et réduire leur consommation d'énergie spécifique. C'est un des axes majeurs pour augmenter l'efficacité énergétique.

L'ANCRE propose que ces priorités soient reconnues. Elle se prononce en faveur du maintien ciblé et du développement d'aides pour la recherche appliquée et pour les démonstrateurs, notamment pour les premières usines de seconde génération de biocarburants, avec ensuite un effet dégressif dans le temps. De même dans le domaine du solaire, les recherches, les équipements et démonstrateurs solaires utilisant des technologies innovantes, et les pilotes de démonstration de CCS doivent être encouragés tout comme la recherche et les développements technologiques visant à augmenter l'efficacité énergétique. Elle propose de mettre en place un observatoire de la ressource nationale en biomasse encore trop mal connue.

L'insertion des EnR, à grande échelle, dans le réseau électrique dépendra notamment des nouvelles capacités à gérer les réseaux. À long terme, des enjeux cruciaux sont devant nous pour transformer en profondeur les grands secteurs énergétiques, au-delà de la seule électricité. Pour l'électricité, pour l'industrie et pour le résidentiel du futur, il s'agit notamment des techniques de stockage et de pilotage des réseaux.

Ces réseaux « intelligents » doivent prévoir, réguler et alimenter des zones géographiques couvrant jusqu'au territoire européen. Le développement d'outils, bases de données de natures très différentes, est donc rendu nécessaire par cette diversification. Des plateformes de simulation, développées par les acteurs de recherche, sont donc des outils vitaux pour assurer la sécurité d'approvisionnement et optimiser l'utilisation de l'énergie, non seulement au niveau français mais aussi européen.

Ces plateformes de simulation vont petit à petit intégrer d'autres éléments (déplacements, flux de personnes et de marchandises, ressources agricoles, etc.) pour disposer à terme d'outils intégrant toutes les composantes liées à la génération, au transport et à l'utilisation de l'énergie.

Si la logique de la PPI¹ se renforçait au plan européen, pour améliorer la concertation entre acteurs, l'ANCRE pourrait y contribuer, par exemple en alimentant la réflexion technologique de moyen terme, en lien avec ses homologues étrangers et notamment allemands.

L'ANCRE recommande donc qu'un soin particulier soit apporté au développement des réseaux (smart grids) et des techniques de stockage. Elle propose de contribuer à la création et au développement de plateformes de modélisation.

Comme mentionné ci-dessus, les relations avec les acteurs européens devront être renforcées, en particulier au travers de l'EERA. Au plan européen, l'ANCRE propose que la programmation conjointe prenne une importance croissante.

3 ■ Dans le domaine du nucléaire, pérenniser les techniques avancées actuelles et affirmer l'importance de la recherche, en particulier le programme de réacteurs à neutrons rapides de quatrième génération

La stratégie française du recyclage des combustibles usés a été suivie depuis de nombreuses décennies et a débouché sur un niveau de performances remarquable, au premier rang mondial. D'une part, le recyclage des matières non encore brûlées permet d'économiser de l'ordre de 20 % de l'uranium consommé par le pays, en particulier par le truchement du combustible MOX. D'autre part, les techniques de traitement et conditionnement des déchets permettent la concentration de ces derniers sous des formes adaptées et offrant une grande résistance à la dispersion en conditions de stockage. Ces performances sont possibles grâce à la vitrification des déchets ultimes. Elles permettent de prendre au mieux compte des intérêts des générations futures (colis de déchets très compacts, moins radioactifs et de grandes capacités de rétention des radionucléides).

Le traitement-recyclage est la voie par laquelle passent tous les cycles avancés possibles pour le futur, et notamment la possibilité du recours à la quatrième génération.

[1] Public Procurement Initiative.

L'ANCRE propose que la commission prenne acte de cette situation avantageuse et mette en évidence qu'un éventuel arrêt des réacteurs de 900 MW, qui recyclent le plutonium, s'il s'avérait trop rapide, mettrait en danger l'équilibre des flux de la filière et son bilan économique, au risque de déstabiliser cette filière industrielle essentielle.

Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) de quatrième génération ont des avantages, en sus de leurs performances attendues en termes de sûreté, essentiellement de deux types :

- *via* les RNR et le recyclage intégral du plutonium et de l'uranium non consommé, il est possible de brûler l'uranium naturel environ 100 fois mieux qu'avec les actuels réacteurs à eau. Ainsi, le nucléaire du futur, si le choix en est fait, peut apparaître aussi durable que les énergies nouvelles : les stocks d'uranium appauvri disponibles en France permettraient de produire de l'électricité au niveau actuel pendant plusieurs milliers d'années ;
- les RNR ont, dans leur principe, de plus la capacité de brûler les actinides mineurs permettant de produire des déchets radioactifs ultimes qui sont débarrassés des principaux composants les plus nocifs à long terme.

Ces réacteurs, et le cycle du combustible associé, constitueront donc un progrès important par rapport au nucléaire actuel, permettant au nucléaire d'atteindre le statut d'énergie pleinement durable. Leur mise en œuvre nécessite de disposer des usines de recyclage (*voir supra*).

En outre, ces réacteurs permettraient de faire décroître, avec des constantes de temps longues (plusieurs dizaines d'années au moins) le stock de plutonium accumulé, en cas d'arrêt du nucléaire.

La feuille de route qui a été donnée à la recherche positionne la mise en service du démonstrateur ASTRID¹ peu après 2020, ce qui permettrait de disposer de réacteurs industriels vers 2040. Cet objectif calendaire est cohérent avec la dynamique du parc de réacteurs à eau existant pour équiper de l'ordre du tiers du futur parc nucléaire à l'horizon 2050-2060 avec des réacteurs à neutrons rapides de quatrième génération, le cas échéant. Des alliances avec des partenaires nationaux, mais aussi étrangers (comme les Russes) se constituent actuellement pour concevoir puis construire ces réacteurs industriels.

Or, bien qu'il existe une étude des conséquences d'accélération du programme des RNR, effectuée par le CEA pour la commission, aucun autre scénario

[1] Pour « *Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration* ».

d'évolution du mix électrique ne distingue explicitement ces réacteurs. Il faut probablement y voir une conséquence de la date « horizon » de la commission. Mais il serait dommage de passer sous silence les avantages des RNR, avantages qui pourraient commencer à jouer dès 2035 au plus tôt et s'étendre ensuite sur des décennies.

L'ANCRE propose que la commission prenne acte de cette situation avantageuse et se prononce sur l'intérêt de disposer, le moment venu, de la technologie des réacteurs de quatrième génération. Elle propose aussi que soit mis en évidence l'intérêt de ne pas ralentir l'effort actuel de R & D, tant pour être prêt en cas de démarrage prompt du marché (vers 2035-2040), qu'en cas d'anticipation de fortes tensions sur le marché de l'uranium à ce même horizon.

L'horizon 2050 est aussi celui de la fusion magnétique contrôlée. Les efforts autour d'ITER doivent rester soutenus, pour atteindre les premiers plasmas thermonucléaires vers 2026. Le réacteur DEMO, premier réacteur technologique de fusion pouvant produire de l'électricité, est prévu opérationnel à l'horizon 2040.

4 ■ Renforcer spécialement la recherche fondamentale et la recherche « amont »

La dérégulation des marchés induit très généralement une baisse de la R & D des entreprises du secteur dérégulé. L'optimum économique doit alors être recherché par un investissement supérieur des États. L'énergie est un des principaux secteurs qui ont été graduellement dérégulés à partir des années 1990. Malgré le lancement d'actions d'envergure par les États, le taux de R & D énergétique en Europe a baissé.

La crise actuelle a ralenti encore l'investissement des entreprises dans la recherche de long terme, qu'il s'agisse de recherche fondamentale, capable ensuite d'irriguer les applications énergétiques, ou de recherche « amont » sur de nouveaux procédés ou de nouvelles filières, comme par exemple celle sur les biocarburants de troisième génération (micro-algues), dont la rentabilité apparaît lointaine pour un agent privé. Le maintien d'une action soutenue de développement des réacteurs nucléaires de quatrième génération entre aussi dans ce cadre.

Ce ralentissement menace le ressourcement de nos portefeuilles de brevets, dont le développement nécessite une irrigation par l'amont et le fondamental.

L'ANCRE propose donc que soient affectés les moyens nécessaires pour renforcer la dynamique de la recherche fondamentale et la recherche « amont » au service de l'innovation dans les différents domaines de l'énergie. L'ANCRE pourrait notamment être le lieu de référence pour la fertilisation croisée entre les différents domaines de recherche développés au sein des grands organismes nationaux et des universités. Elle pourrait jouer un rôle central pour faire émerger les concepts innovants basés sur des avancées cognitives les mieux à même de contribuer à la percée de nouvelles technologies énergétiques.

5 ■ Mettre en place des moyens complémentaires pour mener des évaluations prospectives à long terme de façon innovante et de nouveaux outils dans le domaine de la réflexion partagée, de la communication et de la formation, avec une composante économique et SHS¹ forte bénéficiant du concours de l'alliance ATHENA

Dans la suite de l'exercice de grande ampleur mené par la commission, il nous semble indispensable d'aller au-delà, et en particulier de mener une réflexion de fond sur l'innovation et les ruptures technologiques et sociétales, ce que les scénarios étudiés ne proposent quasiment pas.

À long terme, il sera difficile de séparer l'offre et la demande car les systèmes seront de plus en plus imbriqués. Il en résultera des transformations majeures. L'élaboration d'une vision « système » apparaît donc primordiale.

Sont susceptibles de se développer, notamment, de vastes réseaux d'hydrogène, de méthane industriel (par exemple *via* la méthanation) ou de chaleur, des systèmes hydrogène (dont production de biocarburants, stockage, mobilité directe, etc.), des synergies nouvelles entre nucléaire et EnR, du nucléaire non électrogène... sans compter des *business models*, des natures de services et des modes d'organisation nouveaux (villes, productions centralisées et décentralisées, systèmes d'information, etc.).

La dimension technologique de ces mix du futur doit être étudiée en prenant en compte cet état des lieux ainsi que les « signaux faibles » potentiellement annonciateurs de ruptures.

L'ANCRE propose de créer un tel lieu de mise en perspective des évolutions technologiques permettant d'explorer de façon ouverte les futurs possibles à l'horizon

[1] SHS : sciences humaines et sociales

2050, de façon à détecter et susciter les innovations et à orienter au mieux les programmes, en particulier ceux qui visent le long terme (recherche « amont »).

Par ailleurs, le développement de nouvelles sources d'énergie ou de réseaux suscite dans l'opinion publique de nombreux débats, souvent vifs, à l'échelle locale comme à l'échelle nationale. La compréhension, l'analyse et l'évolution des comportements, au-delà du travail de débat organisé par la Commission nationale du débat public (CNDP), nécessite des études conduites par les acteurs des sciences économiques, humaines et sociales.

L'ANCRE propose son appui pour renforcer la communication vers les publics, au cas où cette action serait structurée ou accrue. Il n'est en effet pas souhaitable que les progrès rendus possibles par la technologie soient perçus, lors de débats organisés (du type des débats publics sous l'égide de la CNDP), d'abord comme des menaces, avant de figurer aussi comme de potentielles opportunités. Une action de communication régulière pourrait contribuer à faire évoluer favorablement cet état de fait.

Enfin, la formation doit être à même de relever les défis consistant à rendre possible la nécessaire transformation du mix.

L'ANCRE propose de monter une formation pilote originale inspirée des MBA¹ associant des connaissances techniques, économiques et réglementaires de façon à promouvoir sur le terrain l'efficacité énergétique.

6 ■ Réactiver le Comité stratégique pour l'élaboration et le suivi de la Stratégie nationale de la recherche énergétique (SNRE)

Ce comité, qui n'a à ce jour pas été réuni, pourrait être d'une part un acteur de l'accélération nécessaire de la mise à jour de la SNRE et d'autre part le creuset naturel de la réflexion l'articulant avec la Stratégie nationale de recherche et d'innovation (SNRI). Il pourrait aussi réfléchir sur les questions d'appropriation des avancées et développements technologiques par les publics et proposer les grandes lignes des actions en ce domaine.

L'ANCRE propose de réactiver le Comité stratégique pour l'élaboration et le suivi de la Stratégie nationale de la recherche énergétique et est prête à s'y investir. Les grandes lignes des actions de communication mentionnées dans le paragraphe précédent pourraient alors être discutées au sein de ce comité.

[1] MBA : « master of business administration », « maîtrise en administration des affaires ».

Propositions de Dominique Bureau

École polytechnique

Énergies : les enjeux environnementaux, dans leur contexte économique et géostratégique

En 1972, le club de Rome publiait son premier rapport sur les « limites à la croissance ». Celui-ci alertait sur le rythme de consommation des ressources naturelles, et sur le risque que celui-ci ne soit pas soutenable. À l'époque, la menace ne fut que marginalement entendue, l'idée dominante demeurant que le progrès technique réglerait encore une fois le problème. Le contexte est différent aujourd'hui, ce qui conduit à réfléchir aux conditions d'intégration des contraintes de soutenabilité dans les politiques énergétiques.

1 ■ Des contraintes de rareté devenues prégnantes

S'agissant des énergies fossiles, la découverte de nouveaux gisements, grâce à des politiques d'exploration actives, a longtemps déterminé un prix tendanciellement décroissant. Certes, l'impact de l'évolution des rapports de force et des comportements plus ou moins oligopolistiques des producteurs sur ces marchés fut très important, avec les chocs pétroliers de la décennie 1970. Mais les questions de l'épuisement des ressources et de l'environnement n'étaient pas encore au premier plan. Deux éléments ont aujourd'hui changé la donne.

Le premier trouve sa source dans l'observation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, dont l'augmentation s'effectue à un rythme sans précédent, du fait de l'évolution des émissions anthropiques. Ainsi, la concentration du CO₂ est passée de 280 ppm à l'âge préindustriel à 380 ppm en 2008. Avec les autres gaz, elle atteint 435 ppm d'équivalent CO₂. Sans politiques de stabilisation d'ici 2050, cette concentration pourrait dépasser 650 ppm à la fin du siècle. En regard, les modélisations intégrées des systèmes climatiques établissent que si cette concentration se stabilisait à 550 ppm, la hausse des températures se situerait déjà (le plus vraisemblablement) dans une fourchette de 2 °C à 4,5 °C. En résulteraient des modifications substantielles du climat, des ressources en eau, du niveau des mers, etc., face auxquelles les

systèmes écologiques mais aussi urbains, agricoles et forestiers ne peuvent s'adapter rapidement, d'où la nécessité d'infléchir drastiquement les courbes d'émissions.

Le second réside dans l'évolution accélérée de la consommation d'énergie en raison notamment du décollage économique des grands pays émergents. La tendance sur l'évolution des prix des énergies fossiles s'est ainsi inversée maintenant, ceux-ci manifestant par ailleurs une volatilité accrue. La sécurisation de l'accès à ces ressources apparaît cruciale pour tous les pays qui doivent les importer.

La soutenabilité devient ainsi une question clé pour les politiques énergétiques. En effet, les émissions mondiales de CO₂ dues à la combustion d'énergie (pour un usage final, comme le transport ou le chauffage, ou pour produire de l'électricité ou des produits raffinés...) ont crû de plus de 40 % depuis 1990, pour atteindre 29 milliards de tonnes, ce qui en fait la source principale des émissions de gaz à effet de serre. Par ailleurs, les ratios entre réserves prouvées et volume annuel de production, qui, certes, sont une image grossière de l'épuisement des réserves, sont de l'ordre de la cinquantaine d'années pour le pétrole et le gaz naturel.

2 ■ Les politiques énergétiques confrontées à une multiplicité de risques et aux conflits pour l'appropriation des rentes

Si l'on considère plus précisément le cas de la France, les émissions de CO₂ par habitant dues à l'énergie représentent 5,7 tonnes. Par ailleurs, le nucléaire occupant 38 % du bilan d'énergie primaire, et les énergies renouvelables 8 %, notre taux de dépendance est de 51 %, contre 56 % pour l'Union européenne. Mais nous importons 99 % du pétrole que nous utilisons, et 95 % du gaz naturel.

Dans ce contexte, le besoin de vision globale des enjeux, économiques, géostratégiques et environnementaux semble relever de l'évidence. Pourtant, ces différents enjeux demeurent trop souvent abordés de manière cloisonnée. De plus, les approches intégrées sont nécessaires non seulement pour arbitrer entre des enjeux contradictoires, mais aussi parce qu'ils interagissent. Par exemple, la mise en place de prix écologiques ou de marchés de permis d'émissions dans le secteur de l'énergie a pour objet de modifier les choix entre sources d'énergie et d'inciter à la maîtrise des consommations. Mais la réduction correspondante de la demande pour certains produits fait alors baisser leur prix de production.

La modification des structures de production et de consommation qui est recherchée s'accompagne ainsi de déplacements importants des profits et des rentes, entre les différents acteurs des filières concernées.

Cela fait peser sur les politiques énergétiques des contraintes d'autant plus fortes que l'énergie est un secteur où ces rentes sont diverses (rente d'efficacité liée au mérite des gisements ; rente de rareté due à leur épuisabilité ; rentes d'oligopole, etc.) et déterminantes dans les comportements des producteurs. Ceci explique, notamment, que la stratégie des pays charbonniers soit un élément clé pour la compréhension de la position des différents pays dans les négociations climatiques. En effet, le charbon est la principale réserve de ressources fossiles, les premiers producteurs actuels étant la Chine, les États-Unis et l'Inde, la Russie disposant par ailleurs de réserves importantes.

3 ■ La prospective énergétique après Fukushima

Les scénarios visant à mieux cerner les impacts d'un éventuel retrait du nucléaire dans certains pays illustrent ces interactions. En effet, les scénarios « arrêt des nouvelles commandes de nouvelles centrales »¹ montrent que, selon les prix du carbone mis en place, l'ajustement en cas de repli du nucléaire est très différent, au-delà de l'accroissement de la part du gaz à court terme. Si le prix du carbone est suffisant, le report se fait sur les technologies renouvelables, ou sur les centrales avec capture stockage (CSC), si cette technologie est accessible. Sinon, on accélère la mise en exploitation de nouveaux gisements fossiles, plus coûteux et dommageables pour l'environnement. Dans tous les cas, il y a donc des coûts, mais ceux-ci sont de natures différentes. Par ailleurs, ceci rappelle que si l'épuisement des ressources fossiles les plus accessibles et les plus performantes correspond à des horizons se comptant en quelques décennies, le stock global de ressources fossiles exploitables demeure très important. La trajectoire du prix des fossiles n'assure donc nullement le respect du défi climatique, qui nécessite des politiques et un prix du carbone spécifiques.

Avec un prix du carbone suffisant pour rendre compétitive la séquestration du carbone, l'adaptation consiste en un déplacement massif du parc de production vers cette technologie, qui équiperait plus de la moitié des centrales recourant aux combustibles fossiles à l'horizon 2050. Si cette option n'était pas

[1] Cf. Projet européen FP7 d'analyse des fondamentaux du système énergétique mondial à l'horizon 2050, auquel participe notamment l'équipe du LEPII-EDDEN (université de Grenoble-CNRS, modèle POLES).

disponible, c'est-à-dire dans les scénarios qui cumulent sortie du nucléaire et indisponibilité de la CSC, on assisterait à une augmentation importante des émissions de CO₂, représentant un réchauffement supplémentaire de l'ordre de 1 °C, par rapport aux scénarios compatibles avec l'objectif de 2 °C.

Ces résultats illustrent les enjeux associés à la « décarbonisation » des systèmes électriques, pour la maîtrise du risque climatique. D'une part, les possibilités d'ajustement par simple réduction de la demande apparaissent en effet insuffisantes, les scénarios « efficacité énergétique et bas carbone » étant souvent associés à un accroissement de la part de l'électricité dans les usages énergétiques, dû au développement de la voiture électrique, par exemple. D'autre part, les combustibles fossiles demeurant abondants, un rapprochement du « *peak oil* » accélère la mise en exploitation d'hydrocarbures, certes plus chers et souvent « sales » (sables asphaltiques, gaz de schiste, biocarburants, etc.) mais dont les ressources sont actuellement revues à la hausse, ou du charbon. Dans ces conditions, la transition vers une économie mondiale décarbonée n'est pas spontanée. Elle nécessite absolument un prix du carbone suffisant.

4 ■ Illustration à propos de l'Allemagne

Le cas allemand fournit quelques éléments de réflexion supplémentaires. D'une part, il apparaît que le nouveau calendrier de mise hors service des réacteurs nucléaires est assez proche de celui qui avait été déterminé par le gouvernement Schröder. Le (ré)allongement de la durée de vie des centrales décidé par le gouvernement Merkel en 2009, pris dans une logique de « gagner du temps » plutôt que sur une vision construite et suffisamment partagée, s'est donc révélé fragile. D'autre part, pour compenser ce retrait, l'Allemagne s'est engagée fortement dans le développement des renouvelables et cherche à en faire un avantage industriel. L'idée que ce serait maintenant le modèle à suivre est même souvent reprise, sans véritable analyse des avantages et des coûts des différentes options, car les renouvelables ont des limites. De ce fait, l'ajustement en Allemagne consistera largement en une substitution vers du fossile, avec la construction de 25 nouvelles centrales thermiques, émettrices de CO₂. À cet égard, le gaz serait beaucoup plus performant. Mais l'Allemagne deviendrait alors très dépendante de la Russie. De plus, elle demeure un pays charbonnier, cette ressource comptant pour un quart dans son bilan d'énergie primaire (moins de 5 % pour la France) et pour près de la moitié dans sa production d'électricité. En conséquence, ces nouvelles capacités devraient essentiellement utiliser le charbon.

À première vue, la décision allemande est guidée par des contraintes environnementales, par rapport au risque nucléaire. Si l'on regarde de plus près les arbitrages associés à ses modalités, il apparaît que la sécurité d'approvisionnement et le « coût de régression du charbon » pèsent plus que le prix du CO₂, d'autant que l'arrivée de la capture-stockage du carbone semble de plus en plus problématique. Ainsi, ce qui semble révélé est à quel point la limitation des émissions de gaz à effet de serre est aujourd'hui passée au second plan des priorités.

5 ■ L'évaluation des politiques énergétiques

Pour être efficaces, les politiques énergétiques devraient intégrer tous leurs impacts. À cet égard, on s'est doté, au niveau national, de références pour le taux d'actualisation public, le prix du carbone et, plus récemment, avec le rapport Gollier au Centre d'analyse stratégique¹, pour prendre en compte les risques dans l'évaluation des politiques publiques. On dispose donc des principes méthodologiques pour l'évaluation des choix énergétiques, même si leur mise en œuvre reste délicate. En effet, l'appréciation de certains risques ne peut, par exemple, ignorer certains enjeux géostratégiques, car l'Arabie saoudite, l'Iran et la Russie sont les principaux détenteurs de pétrole ou de gaz naturel.

Avant Fukushima, le tableau des coûts entre filières qui pouvait ressortir de ce type d'exercice était grossièrement le suivant : des coûts de référence de l'électricité produite assez proches, entre nucléaire, gaz et charbon, se situant dans une fourchette de 60 à 80 €/MWh, quand on se place à l'horizon 2020, avec un prix du carbone de l'ordre de 25 €/t CO₂. Mais il faut prendre en compte que les centrales thermiques à charbon émettent 0,8 tonne de CO₂ par MWh, celles à gaz 0,4 tonne. Cela affecte les compétitivités relatives aux horizons ultérieurs, étant rappelé que le rapport Quinet envisageait, pour être cohérent avec les scénarios facteur 4, un prix du carbone de 100 €/t CO₂ à l'horizon 2030 et compris dans une fourchette de 150 à 350 €/t CO₂ en 2050².

Pour éclairer ces arbitrages, les coûts de long terme du nucléaire doivent intégrer, outre le démantèlement et la gestion des déchets (cf. loi « Bataille »),

[1] Centre d'analyse stratégique (2011), *Le calcul du risque dans les investissements publics*, rapport de la mission présidée par Christian Gollier, rapporteur général : Luc Baumstark, Paris, La Documentation française, août, www.strategie.gouv.fr/content/rapport-le-calcul-du-risque-dans-les-investissements-publics.

[2] Centre d'analyse stratégique (2009), *La Valeur tutélaire du carbone*, rapport de la mission présidée par Alain Quinet, Paris, La Documentation française, mars, www.strategie.gouv.fr/content/rapport-de-la-mission-la-valeur-tutelaire-du-carbone

les coûts de sûreté, qu'il faut réévaluer après Fukushima. Ceux-ci sont intégrés essentiellement dans les coûts d'équipement et de gestion des parcs électronucléaires, pour satisfaire aux règles fixées par l'autorité de sûreté, aujourd'hui indépendante. Mais il faut aussi évaluer le risque d'accident non « éliminé ». En effet, « le risque zéro » n'existe pas, ou il serait excessivement coûteux. En conséquence, il convient d'évaluer avec la plus grande rigueur le risque résiduel. L'ignorer est de plus source de confiance excessive, et n'incite pas à développer les stratégies efficaces en cas de catastrophe, alors que celles-ci sont déterminantes pour contenir l'ampleur des dommages potentiels. Pour les pouvoirs publics, cette appréciation du risque résiduel est d'autant plus importante que les entreprises électriques sont inévitablement en situation de responsabilité « limitée » face à ce type de risque. Certes, l'évaluation du coût associé à la combinaison d'une faible probabilité et d'un dommage potentiel très lourd est difficile. Mais cela n'autorise ni à considérer l'un pour zéro ni l'autre pour l'infini.

Pour autant, même si les coûts externes du nucléaire sont donc à réévaluer suite à l'accident de Fukushima, leur ordre de grandeur n'est pas de nature à bouleverser le tableau précédent, si bien que la compétitivité du nucléaire semble devoir se situer encore au niveau le plus favorable, relativement, pour la production d'électricité en base à moyen et long terme, dans les pays aptes à en maîtriser la sécurité et la sûreté, et sous réserve d'une organisation industrielle propre à tirer parti des effets de série. Évidemment, l'introduction d'un prix du carbone significatif ne fait que creuser l'écart par rapport au thermique classique sans séquestration, car le coût externe correspondant se compte lui en plusieurs dizaines d'euros (4 à 8, cf. *supra*) avec un prix du carbone à 100 €/t.

Il importe donc que les arbitrages sous-jacents aux choix de politique énergétique soient établis en pleine connaissance des poids relatifs attribués aux différents impacts.

6 ■ En premier lieu, bien qualifier la portée des choix

La démarche d'évaluation esquissée ci-dessus est par ailleurs de nature à permettre de mieux apprécier les enjeux aux différents horizons, car ceux-ci sont sensiblement différents selon les échéances.

À très court terme, la contrainte de capacité en cas de déclassement non anticipé de certaines centrales est évidemment déterminante. À l'horizon 2020,

une première question est celle de la prolongation ou non des centrales existantes, dans un contexte où les ressources en gaz et en pétrole pourraient être encore (relativement) abondantes et où le prix du carbone demeure (encore) modéré, car la lutte contre le changement climatique se doit de mobiliser les différents gisements d'abattements d'émissions par ordre de mérite.

L'arbitrage est alors principalement entre les coûts de maintenance et les risques associés à la gestion d'équipement vieillissants, et les coûts des nouveaux équipements. En théorie, les durées « optimales » sont telles qu'il y a indifférence à allonger (ou réduire) à la marge ces durées. En pratique, la gouvernance de cette question est importante (et justifie une autorité de sûreté forte) pour arbitrer entre l'intérêt, bien perçu immédiatement, de prolonger l'utilisation d'équipements amortis, et la nécessité que les risques associés ne soient pas sous-estimés.

Une autre question est celle du choix des nouveaux équipements venant en remplacement. Elle nécessite de voir à plus long terme. En effet, à l'horizon 2030-2050, la question climatique devient déterminante, car c'est alors qu'il faut réaliser le facteur 4 sur les émissions de CO₂. Disposer de « l'option nucléaire » à cet horizon semble donc un enjeu qui ne peut être sous-estimé, car on ne peut faire miroiter de solutions « miracle » à cet horizon.

* * *

Après Fukushima, une réévaluation systématique des coûts de référence économiques et sociaux des différentes filières énergétiques est à entreprendre, car c'est à partir de leur comparaison que peuvent s'élaborer les choix. Ces évaluations doivent être complètes, c'est à dire considérer tous les enjeux et tous les risques. Ainsi, la politique énergétique doit se construire, non pas en opposant les aspects économiques, géostratégiques et environnementaux, mais en intégrant pleinement ces différentes dimensions, et aux différentes échelles.

Confronté à l'évaluation du coût de la « non-action » face au risque climatique, Stern avait su innover. Les controverses qui s'en sont suivies ont permis de mieux poser les conditions de ce type d'évaluation. Cette expérience, de même que les travaux antérieurs sur les coûts externes de l'énergie (notamment tout ce qui a été produit autour du projet « ExterneE' »), suggèrent que les scénarios de prospective énergétique post-Fukushima devraient être conçus dans le même esprit.

[1] Évaluation de coûts externes de la production d'électricité, nom générique d'une série de projets de recherche de la Commission européenne dans les années 1990 et 2000.

Propositions de Cap Gemini

Colette Lewiner

1 ■ D'ici 2050, on peut raisonnablement miser sur des ruptures scientifiques, technologiques, démographiques, sociétales et politiques

Même s'il est difficile de les intégrer quantitativement dans les scénarios, il est nécessaire de les évoquer et de s'y préparer.

1.1. Ruptures technologiques

Il n'y a pas, contrairement à une idée répandue, de solution miracle pour produire de l'énergie, d'où la nécessité de raisonner sur un « mix énergétique ». Des progrès scientifiques et technologiques pourraient faire évoluer ce mix à l'horizon 2050.

- *Stockage d'électricité* : aujourd'hui, c'est l'hydraulique qui permet de stocker dans les barrages des quantités importantes d'énergie ; malheureusement, il y a une saturation des sites de barrages en Europe. Au-delà du stockage hydraulique, il n'existe pas aujourd'hui de formes de stockage de l'électricité à des prix compétitifs. Des recherches sont menées sur les batteries et d'autres formes de stockage, notamment sous forme de gaz comprimé, d'énergie cinétique de volants en rotation, de bobines supraconductrices, etc. La possibilité de stocker l'énergie électrique dans des batteries permettrait d'optimiser le fonctionnement des réseaux et d'intégrer un pourcentage plus important d'énergies renouvelables qui sont (hors hydraulique) volatiles et encore peu prédictibles. Il faudrait aujourd'hui financer davantage la recherche sur ces voies et en particulier sur les matériaux électrochimiques et les procédés de mise en œuvre de ces matériaux pour rendre les batteries capables de stocker des quantités significatives d'énergie à prix compétitif tout en acceptant un nombre de cycles charge-décharge élevé.
- *Énergie solaire* : il est clair qu'avec des coûts nettement plus bas et des moyens de stockage à des prix compétitif, l'énergie solaire pourrait représenter une composante nettement plus importante du « mix énergétique ». Des efforts en recherche et développement sont nécessaires. Un premier

exemple, dans le cas de l'électricité photovoltaïque, porte sur la recherche de semi-conducteurs substituables au silicium actuel et de structures ayant un meilleur rendement de conversion entre les photons qui arrivent du soleil et l'électricité produite. Un deuxième exemple concerne la mise au point de procédés de fabrication moins coûteux à la fois des semi-conducteurs, des cellules solaires et de l'assemblage des panneaux.

Pour le solaire thermique centralisé, on cherche à améliorer le rendement des machines – qui fonctionnent à haute température – et de la forme de stockage d'énergie nécessaire durant la nuit, par exemple.

- *Réseau électrique intelligent* (ou plus intelligent) : cette nouvelle architecture permettra une conduite des réseaux plus adaptée pour réagir à des variations de production en quasi-temps réel. Ces nouveaux réseaux seront particulièrement bien adaptés à l'accroissement prévisible de la part des énergies renouvelables (qui sont intermittentes et peu prévisibles par nature) et de la production décentralisée dans le mix électrique. Ces réseaux intelligents (ou plus intelligents) nécessitent la mise au point de nouveaux capteurs et actionneurs, la définition de nouveaux protocoles de communication et la conception de systèmes d'information capables de gérer et d'exploiter les très nombreuses informations échangées sur ces réseaux. La France et l'Europe devraient mener une action plus vigoureuse pour établir ces protocoles de communication en visant à reproduire un succès tel que celui obtenu avec la norme GSM en téléphonie mobile ; faute de quoi, ce sont les États-Unis qui imposeront leurs protocoles, favorisant ainsi leur industrie.
- *Capture du CO₂ et stockage* : il existe aujourd'hui des procédés de capture (pré ou post-combustion) qui restent chers et nous n'avons pas d'expérience de stockage de masse de CO₂ (qui a des caractéristiques physiques et chimiques différentes du méthane que l'on stocke très bien). De plus, ces stockages se heurtent à une opinion publique hostile. Une réduction importante du coût de cette technologie et une meilleure acceptation par le public permettraient d'utiliser le charbon et le gaz (qui sont abondants) sans émettre trop de CO₂, en modifiant ainsi le mix énergétique.
- *Nucléaire* : la sûreté des centrales nucléaires françaises vient d'être jugée satisfaisante par l'Autorité de sûreté nucléaire, qui préconise néanmoins des investissements en CAPEX et OPEX pour tenir compte de l'accident de Fukushima. À l'horizon 2050, les centrales nucléaires de quatrième génération, qui devraient présenter des avantages sur le plan de la sûreté,

de la meilleure utilisation de l'uranium et de la réduction du volume des déchets, devraient être opérationnelles.

Il est peu probable que des réacteurs utilisant la fusion nucléaire soient réellement opérationnels en 2050.

En accompagnant les évolutions de génération des réacteurs nucléaires, et en construisant sur son territoire des réacteurs de troisième puis de quatrième génération, la France devrait s'efforcer de conserver son excellence reconnue internationalement dans l'énergie nucléaire.

- Les laboratoires français de recherche sont très souvent à la pointe dans leur domaine. Néanmoins, nous avons du mal à passer du stade de la recherche au stade du développement et de l'innovation. Il faut dire qu'en France, le financement de l'innovation est moins développé que dans d'autres pays tels les États-Unis. De gros progrès ont cependant été réalisés depuis six ans avec le lancement d'initiatives comme les pôles de compétitivité ou les investissements d'avenir. De telles initiatives cherchent en particulier à faire travailler ensemble chercheurs et industriels sur les mêmes thématiques et davantage de projets auront ainsi une chance d'aboutir.

La mise en œuvre des Investissements d'avenir (Grand emprunt) a également apporté des changements pour les laboratoires de recherche qui, pour ceux qui ont été sélectionnés, reconnaissent volontiers aujourd'hui disposer de davantage de moyens pour mener à bien leurs travaux. On peut noter que ces dernières années, la France a pris conscience de l'importance de transformer la recherche et le développement en de vrais projets industriels. Il faut poursuivre cet effort.

- Investir plus dans la R & D sur l'énergie est aussi une question d'allocation de ressources. Ainsi, pour atteindre les objectifs européens de 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2020, on a de fait importé des panneaux photovoltaïques et des éoliennes de pays à bas coût de production tels que la Chine et l'Inde, mettant à mal l'industrie européenne. En somme, on a dépensé de l'argent à travers des importations sans aider à créer une filière européenne innovante. Il aurait mieux valu utiliser une partie de ces subventions pour encourager l'innovation en France et en Europe, sachant que les sommes en jeu dans l'amont (recherche et développement) sont bien moindres que celles en jeu dans l'aval (mise en œuvre). Il faut noter avec satisfaction, que le nouveau plan solaire français prend en compte cette dimension innovation.

1.2. Autres ruptures

- *Démographiques* : sauf catastrophe de grande ampleur, on prévoit une population mondiale de 9 à 10 milliards de personnes en 2050, ce qui fait apparaître la nécessité d'utiliser au mieux les ressources énergétiques limitées de notre planète : 60 ans de consommation en pétrole conventionnel, 100 ans en charbon, 100 ans pour l'uranium et 250 ans pour le gaz (y compris le gaz non conventionnel). Les pays développés ayant atteint un haut niveau de vie devront être les plus sobres.
- *Sociétales* : aux plans mondial, européen et français, il faut mieux maîtriser l'énergie ce qui permet aussi de réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'innovation dans les équipements moins consommateurs d'énergie (les lampes basse consommation), dans des équipements permettant aux consommateurs de mieux connaître leur consommation (les compteurs intelligents et leurs afficheurs par exemple) et dans les automatismes a progressé, mais il existe encore des gisements d'innovation à la fois technique et de nature sociale. Le plus gros potentiel d'économies d'énergie se situe dans le comportement des utilisateurs, ce qui est illustré par les gisements de gains dans le secteur du bâtiment. Ainsi, ce dernier secteur représente à lui seul 38 % de la consommation mondiale d'énergie. Selon une étude du World Business Council, les économies d'énergie qui pourraient être réalisées dans le bâtiment (résidentiel et tertiaire) représenteraient l'équivalent de la consommation des transports à l'échelle mondiale. Ce qui est considérable.

Au-delà des normes, des aides financières à l'isolation des bâtiments, du renchérissement inévitable du coût de l'énergie, des certificats blancs, *l'éducation du public est un point essentiel auquel les pouvoirs publics devraient s'atteler*. Une meilleure compréhension par le public des réels enjeux énergétiques permettrait aussi d'améliorer l'acceptation des infrastructures énergétiques nouvelles, ce qui accélérerait les investissements nécessaires (voir plus loin).

- *Politiques* : parmi les questions, la stabilité de l'Europe et le nombre de ses membres, l'existence de l'euro et enfin la persistance de l'Europe (qui est isolée au plan mondial comme l'a montré une nouvelle fois le sommet de Durban) dans ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

2 ■ Sécurité d'approvisionnement et indépendance énergétique

Compte tenu de la très grande concentration des sources de pétrole dans le monde, de la grande concentration des ressources gazières (hors gaz de schiste), l'indépendance énergétique et la sécurité d'approvisionnement sont fortement corrélées.

La sécurité d'approvisionnement nécessite, au-delà des infrastructures existantes, d'importants investissements dans les centrales électriques, les réseaux d'électricité et les gazoducs. En mars 2011, l'Union européenne les a estimés à 1 000 milliards d'euros d'ici 2020. Ce chiffre est probablement sous-estimé car l'étude date d'avant l'accident nucléaire de Fukushima et ne prend notamment pas en compte les investissements nécessaires pour compenser l'arrêt des centrales nucléaires allemandes (environ 250 millions d'euros).

Les pouvoirs publics et les régulateurs se doivent de mettre en place les incitations nécessaires pour que ces investissements se réalisent : tarification des infrastructures essentielles, structure tarifaire des prix de l'électricité (y compris incitations à l'effacement en pointe et marché de capacité) et prix mieux liés aux coûts, c'est-à-dire à la hausse. Même si toutes ces mesures étaient mises en place, le passé a montré que les investissements sont en retard par rapport aux besoins, fragilisant par là la sécurité d'approvisionnement.

Dans ces conditions, arrêter prématurément les centrales nucléaires françaises dont la sûreté est jugée satisfaisante par l'Autorité de sûreté nucléaire (qui préconise des investissements tout à fait réalisables) n'aurait aucun sens du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Cela conduirait à une augmentation du prix de l'électricité, à une diminution de la compétitivité des entreprises, notamment des industries fortes consommatrices d'électricité, à des destructions d'emplois, à de moindres exportations (d'électricité et de centrales nucléaires) et à une perte pour la France de sa position de leader mondial du nucléaire.

Enfin, dans une perspective d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement en gaz, la France devrait autoriser à nouveau l'exploration des gaz de schiste et encourager la recherche de procédés sûrs pour exploiter ces gaz sur son territoire. Leur potentiel est estimé à 100 ans de consommation française.

Propositions de la CFDT

L'énergie est un enjeu politique majeur et un sujet récurrent en France, qui amène des débats souvent vifs sur les choix à opérer. Parce que l'énergie touche à une diversité de thèmes qui sont au cœur de notre vie de citoyen et de sa qualité, elle questionne nos modes de vie, nos modes de consommation ou le pouvoir d'achat lorsque les prix s'envolent. Comment vivre mieux tout en consommant moins ? Comment permettre un accès de tous à l'énergie ? Quelle est la part de service public nécessaire pour une meilleure cohésion sociale ?

Dans le même temps, la gestion du risque sous toutes ses formes (pénurie d'approvisionnement, industriel, environnemental) est un facteur à prendre en compte, de même que l'enjeu crucial de l'indépendance énergétique de la France et de l'Union européenne.

L'énergie, c'est aussi notre capacité de recherche, d'innovation et de développement dans de nouvelles technologies, ce qui dans le même temps interroge notre capacité à développer de nouvelles filières structurées.

Enfin, les choix à opérer s'accompagnent d'interrogations légitimes sur la transparence, la démocratie, l'éthique et plus largement les conditions d'une acceptabilité par l'opinion publique du risque encouru, ou encore les conséquences des décisions d'aujourd'hui sur les générations futures.

C'est pourquoi la CFDT réclame un débat citoyen transparent. Transparence car pour chaque scénario qui pourrait être mis sur la table, il faudra dire ce que cela change pour le citoyen, l'entreprise, le pays en traitant des impacts économiques, sociaux et environnementaux. C'est à cette seule condition que les choix futurs seront acceptés et légitimes. C'est dans cet esprit de transparence et dans la volonté d'aborder ce sujet dans un équilibre social et sociétal que la CFDT développe son analyse et ses propositions.

1 ■ Les enjeux du mix énergétique au plan national et européen

L'énergie est indispensable à **l'activité et au développement économique**. En ce sens, la politique énergétique doit assurer et sécuriser l'indépendance nationale et européenne sur le long terme. L'énergie est un élément important

de compétitivité des entreprises, et déterminant pour l'attractivité économique des territoires et de la cohésion de leur aménagement.

L'énergie est aussi au cœur d'une approche développement durable avec la prise en compte du climat, des rejets de CO₂, de l'empreinte écologique, de l'indépendance énergétique, de la continuité de fourniture et enfin celle de la gestion des matières premières qui ne sont pas illimitées. La transition énergétique doit nous amener d'un modèle basé aujourd'hui à 80 % sur les énergies fossiles à un nouveau modèle énergétique dans lequel les énergies non carbonées seront dominantes.

Actuellement, au niveau européen, la politique énergétique se limite à l'addition de mix énergétiques nationaux très différents, sans débat et arbitrages européens. Pourtant une véritable politique énergétique communautaire est nécessaire pour remplir les objectifs du développement durable, politique qui nécessitera de tenir compte des réalités dans chaque pays, tant du point de vue des ressources disponibles que des infrastructures existantes.

Dans le cadre de sa communication sur la stratégie énergétique européenne pour la période 2011-2020, la Commission européenne dessine la feuille de route destinée à répondre aux enjeux d'une politique énergétique durable. Selon elle, cinq aspects primordiaux forment le socle de toute réflexion d'une politique déclinée au niveau national : l'efficacité énergétique, la construction d'un marché énergétique intégré, l'amélioration de la sécurité et la sûreté énergétique, devenir le leader européen en matière de technologies et d'innovation énergétique, avoir une politique énergétique extérieure commune.

Pour ces raisons, la CFDT soutient les mesures préconisées par la Commission et le positionnement de la CES (Confédération européenne des syndicats), qui vont dans le bon sens et peuvent faire l'objet d'une politique énergétique européenne (exemples : aides à l'efficacité énergétique, cohésion et mise à niveau des réseaux de transport d'électricité en Europe, etc.) dans un contexte où il est admis que le mix énergétique est une prérogative nationale.

Un objectif commun en faveur de l'environnement milite aussi pour la création d'un fonds d'investissement européen pour aider à investir dans les moyens de production et dans les infrastructures de transport, pour réduire la consommation d'énergie au niveau du bâtiment et du transport mais aussi pour investir plus fortement dans les nouvelles technologies.

Le mix énergétique français est caractérisé par le poids du nucléaire le plus élevé au monde. Cette part importante du nucléaire permet à la France de n'afficher que 55 % comme part des énergies fossiles dans sa consommation énergétique.

Pour la CFDT, un débat public sur la politique énergétique française est nécessaire. Trois types de scénarios sont actuellement avancés par différents acteurs :

- un scénario sans mesures additionnelles autres que celles envisagées aujourd'hui dans le Grenelle de l'environnement (pas de baisse du nucléaire mais accroissement des énergies renouvelables), mais avec un renforcement de la sécurité des sites nucléaires en fonction des audits en cours ;
- un scénario axé sur la réduction de la demande globale d'énergie primaire et sur le rééquilibrage du mix énergétique ;
- un scénario 100 % sans nucléaire.

La CFDT s'inscrit dans le deuxième scénario. La CFDT milite en effet depuis de nombreuses années pour un mix énergétique équilibré afin, d'une part, de ne pas être dépendant d'une seule technologie et, d'autre part, de diversifier les approvisionnements de matières premières.

Dire aujourd'hui que l'on peut sortir totalement du nucléaire exige de construire un scénario crédible de remplacement. Or, les technologies EnR soulèvent encore aujourd'hui quelques problèmes (intermittence, distance entre lieux de production et de consommation). Par ailleurs recourir plus massivement au gaz et au charbon comme le fait l'Allemagne serait contraire à notre engagement en faveur du climat du point de vue de l'environnement et nous rendrait un peu plus dépendant de pays tiers pour notre approvisionnement.

2 ■ Propositions de la CFDT

Malgré la conférence de Rio en 1992 et toutes celles qui l'ont suivie, le monde est encore sur une trajectoire qui augmente le réchauffement climatique. Une inflexion de cette trajectoire est indispensable. En outre, les importations d'énergies fossiles, essentiellement pétrole et gaz, pèsent lourdement sur le déficit de la balance commerciale et sur l'indépendance de l'Europe. Pour la CFDT, la politique énergétique doit être définie autour des éléments suivants.

Améliorer l'efficacité énergétique et encourager les économies d'énergie par la mise en œuvre de politiques publiques volontaristes et cohérentes s'appuyant sur la fiscalité et les subventions

Principaux gisements : bâtiments, logements (isolation), transports (développement des transports en commun, ferroviaire, fluvial, consommation des moteurs), processus industriels, usages domestiques, etc.

Créer et organiser les filières industrielles des énergies renouvelables, et encourager leur utilisation par une fiscalité écologique

Du fait de la domination quasi exclusive du nucléaire et de certains mauvais choix gouvernementaux, la France enregistre un grand retard des énergies renouvelables et doit importer l'essentiel de ses équipements. Il est donc essentiel de mobiliser tous les moyens publics d'investissement et d'orienter les politiques publiques en vue de la constitution de filières industrielles complètes, qu'il s'agisse des énergies marines, éoliennes, photovoltaïque, des agrocarburants, des *smart grids*, etc., en s'appuyant sur les fonds publics d'investissement : OSEO, FSI, Grand emprunt, etc. Les comités de filières et la CNI doivent y prendre toute leur place, de même que les pôles de compétitivité concernés et les CESER au plan territorial.

Les énergies renouvelables (biomasse, éolien, solaire thermique, photovoltaïque...) se déploieront sur la durée et trouveront, le plus souvent, leur efficacité maximale dans des utilisations décentralisées. Leur coût demeure encore aujourd'hui plus élevé que celui des énergies fossiles ou du nucléaire. Dans ce cadre, le développement des énergies renouvelables dans le mix devrait conduire à une augmentation du prix de l'électricité, ce qui *in fine* soulèvera la question de la répartition de la charge tant du point de vue des ménages que des entreprises.

Développer la R & D et les processus expérimentaux

Dans le cadre de politiques industrielles et énergétiques nationales et européennes, des défis technologiques sont à relever :

- amélioration des techniques de productions existantes et futures : agrocarburants, biomasse, séquestration et stockage du CO₂, énergie solaire, etc. ;
- amélioration de l'efficacité énergétique dans l'habitat, les transports, les processus industriels, etc. ;
- développement des réseaux intelligents.

Stimuler l'innovation verte, c'est donc non seulement préserver un bien public – le climat – en minimisant les émissions de CO₂ mais aussi contribuer au développement d'une activité nouvelle. Il n'y a guère d'évolution spontanée dans le passage des technologies sales aux technologies propres, il faut une combinaison de politiques publiques réglementaire, fiscale et industrielle incitatives pour réorienter la trajectoire de croissance d'un secteur économique, de même que des évolutions du système de formation.

Rééquilibrer le mix énergétique en réduisant la part du nucléaire dans la production d'électricité pour ne pas être dépendant d'une seule technologie, et diversifier les approvisionnements de matières premières

Pour la CFDT, la part du nucléaire doit revenir à un niveau plus raisonnable que le taux atteint actuellement. Une telle situation nous rend trop dépendants d'une technologie unique de production d'électricité, et, du fait des caractéristiques techniques des réacteurs nucléaires, ne permet pas d'utiliser le parc français dans les conditions économiques optimales. En effet, les centrales nucléaires ne sont pas bien adaptées aux variations rapides de la demande d'électricité.

Par ailleurs, la CFDT s'oppose depuis toujours à un suréquipement délibéré, relativement aux besoins français, dans l'objectif de poursuivre une politique d'exportation massive d'électricité nucléaire. Or une part notable de notre production électronucléaire est exportée (entre 5 % et 15 % selon les années de 2000 à 2009), correspondant à l'équivalent de la production de plusieurs réacteurs. Ce n'est pas à la France de pallier les besoins des autres pays européens, et de cumuler sur son territoire l'ensemble des problèmes éthiques, politiques, sociétaux, environnementaux que pose la gestion du nucléaire et de ses déchets. À ce titre, la CFDT considère qu'un stockage sécurisé et réversible des déchets radioactifs relève du principe de responsabilité de chaque pays qui les génère.

La CFDT revendique de ramener la part du nucléaire dans la production d'électricité de 78 % aujourd'hui à environ 60 % en 2030, c'est-à-dire à la production en base¹. Cette position est construite dans l'état actuel des connaissances technologiques, de structuration des nouvelles filières industrielles, et de niveau de la demande.

[1] La « production en base », correspond à un fonctionnement des centrales régulier et continu tout au long de l'année mais ne répondant pas à un pic dans la demande (saisons, températures, heures de pointe) pour lequel le nucléaire est mal adapté.

Pour atteindre cet objectif, la fermeture et le non-renouvellement de tranches s'imposent en complément de nouveaux investissements dans les EnR. La CFDT considère que la durée de vie d'une centrale nucléaire ne devrait pas dépasser 50 ans (sous réserve des autorisations de l'ASN). En conséquence, il faut envisager et programmer le démantèlement des installations qui arriveraient en fin de vie à cette échéance.

Pour la CFDT, la diminution de la part du nucléaire dans le mix électrique doit aussi résulter de la mise en œuvre de toutes les mesures d'économies d'énergie, du développement des énergies renouvelables et de l'augmentation naturelle de la demande. En conséquence, la CFDT renouvelle son refus de la construction de la seconde tranche EPR à Penly, doublement inutile aujourd'hui. En ce qui concerne la première tranche en cours de construction à Flamanville, la CFDT avait déjà exprimé dans son avis qu'elle considérerait cette construction comme prématurée.

Ce pilotage progressif permet de dégager le temps nécessaire pour négocier et gérer les transitions industrielles, technologiques, sociales et professionnelles, tant pour les salariés des sites que pour les sous-traitants, ainsi que l'avenir industriel des territoires concernés.

Anticiper les transitions professionnelles liées aux mutations économiques et énergétiques

Une mobilisation conjointe des partenaires sociaux est nécessaire pour identifier ces transitions, identifier les emplois, compétences et métiers de demain dans tous les secteurs liés à l'énergie. Il convient de souligner le rôle de la formation initiale et continue pour accompagner ces évolutions.

Élargir le fonds de service public pour réduire les inégalités

Dans le cadre de la politique énergétique proposée ci-dessus (augmentation de la part des énergies renouvelables et diminution corrélative du nucléaire, amélioration de la sûreté), l'augmentation du prix de l'énergie est inéluctable. Cette augmentation devra aussi permettre de financer une politique de recherche ambitieuse. Elle devrait inciter à des économies d'énergie. Outre la réduction de notre consommation, elle permettra de rentabiliser les investissements en faveur de processus nouveaux et d'économies d'énergie, de valoriser les énergies renouvelables et les nouvelles formes d'énergie.

Il est nécessaire de mettre en œuvre les mesures qui assureront que l'augmentation du prix de l'énergie n'accroîtra pas les inégalités sociales et assurera aux

ménages les plus modestes l'accès à l'énergie. Il existe déjà, pour l'électricité, un fonds de service public, alimenté par les grands opérateurs, qui permet aux plus démunis de payer leurs factures d'électricité et d'éviter les coupures en période hivernale. Pour la CFDT, il est nécessaire d'élargir ce fonds à l'ensemble des composantes de la facture énergétique (gaz, fioul, par exemple). Cela sous-entend que tous les opérateurs de l'énergie y contribuent. Ce fonds pourrait ainsi permettre la mise en place de tarifs sociaux pour une première tranche de consommation, ou de tarifs progressifs.

Compétitivité des entreprises

Les impacts d'une hausse du coût de l'énergie sur la compétitivité des entreprises doivent aussi être pris en compte. Il ne faut pas qu'une telle politique mette nos industriels en difficulté face à des concurrents qui n'appliqueraient pas une politique énergétique responsable. La mise en place d'une fiscalité environnementale permettrait de stimuler l'innovation et d'accroître la productivité. La réforme fiscale devra aussi comporter une forme de taxe d'ajustement aux frontières européennes afin d'intégrer les contraintes de l'économie sans pénaliser excessivement les entreprises européennes.

Propositions de la CFE-CGC

1 ■ L'énergie au sein de la charte Développement durable de la CFE-CGC

Notre présentation repose, dans sa première partie, sur notre charte DD basée sur la Stratégie nationale de développement durable (SNDD). Elle en reprend l'architecture et se structure autour de neuf défis :

- 1 – Consommation et production durables ;
- 2 – Société de la connaissance ;
- 3 – Gouvernance ;
- 4 – Changement climatique et énergies ;
- 5 – Transport et mobilité durables ;
- 6 – Conservation et gestion durable de la biodiversité et des ressources naturelles ;
- 7 – Santé publique, prévention et gestion des risques ;
- 8 – Démographie, immigration, inclusion sociale ;
- 9 – Défis nationaux et internationaux en matière de développement durable et de lutte contre la pauvreté dans le monde.

Figurent ici en gras les défis évoqués dans le présent exposé. Pour les relever, notre organisation syndicale a identifié et fait siens 24 engagements prioritaires pour l'avenir.

Défi 1 – Consommation et production durables

Engagement n° 1

Soutenir l'orientation de nos modes de production et de consommation vers une économie plus durable, qui limite ses impacts sur l'environnement tout en assurant une qualité de vie par des conditions sociales et salariales satisfaisantes pour tous.

Donc, *via* une transition énergétique socialement acceptable vers un mix énergétique décarboné tout en soutenant la croissance et en développant l'emploi industriel, en R & D et innovation.

Défi 2 – Société de la connaissance

Engagement n° 3

Permettre aux salariés d'acquérir les compétences et les comportements indispensables à leur employabilité et à la préservation de leur emploi pour faire face aux évolutions des métiers induites par la prise en compte du développement durable et du changement climatique.

Assurer, par la GPEC territoriale, la reconversion des salariés et bassins d'emplois touchés par la transition énergétique (ex. : les raffineries).

Engagement n° 5

Soutenir l'innovation pour une croissance économe en énergie et diminuant nos émissions de GES.

Maintenir un effort de R & D et nos compétences d'excellence sur tous les vecteurs énergétiques : pétrole, gaz, nucléaire et hydraulique.

Développer l'effort de R & D et des compétences d'excellence pour construire une filière française des EnR.

Développer les filières de conduite des réseaux (*smart grids*, etc.) de domotique afin de permettre :

- l'émergence d'offres (valorisation des effacements, par exemple) ;
- et une optimisation globale dans le cadre du développement des énergies réparties.

Engagement n° 10

Soutenir les politiques de MDE et favoriser la transition énergétique vers une croissance économe en énergie tout en intégrant et en anticipant leurs conséquences économiques et sociales pour les salariés et les territoires.

Priorité aux programmes d'efficacité et de maîtrise des dépenses énergétiques des entreprises et des ménages tout en intégrant les contraintes de :

- rentabilité économique ;
- pouvoir d'achat des ménages.

Défi 4 – Changement climatique et énergies

Engagement n° 11

Lutter contre les fuites « carbone » et promouvoir une fiscalité carbone aux frontières de l'Europe sans mettre en position de risque nos industriels par des asymétries fiscales.

Contrôler la porosité des échanges à l'aune de la réciprocité en termes de taxe carbone ; une fiscalité s'impose, *a minima*, à l'échelle européenne (Directive du paquet climat-énergie).

Engagement n° 12

Soutenir une politique d'efficacité énergétique dans le secteur du logement avec une priorité à la rénovation du bâti existant public et privé.

Diminuer la facture énergétique et la précarité des ménages.

Défi 5 – Transport et mobilité durables

Engagement n° 13

Soutenir un schéma d'infrastructures de transport cohérent avec les politiques des opérateurs de transports privilégiant l'inter-modalité, la qualité de service, une accessibilité dans les territoires urbains et ruraux avec des coûts socialement et écologiquement acceptables.

Mettre en œuvre un grand plan de rénovation des réseaux existants et d'investissement sur les transports urbains et ruraux.

Développer la R & D et l'innovation sur l'embarqué :

- batteries électriques ;
- piles à combustible.

Engagement n° 14

Agir pour développer une politique du transport, qui intègre les problématiques liées au développement durable, articulée avec la politique du logement et de la mobilité au niveau des bassins d'emplois par :

- le développement du travail à distance (tout en évitant l'isolement) ;
- un rééquilibrage des modes de transports individuels vers le covoiturage et les transports en commun ;

- la fiscalité des carburants ;
- la politique du logement.

Remarque : il est temps d'arrêter le siphonage par l'État d'Action Logement ainsi que des incitations fiscales qui perturbent la formation des prix.

Défi 8 – Démographie, immigration, inclusion sociale

Engagement n° 20

Garantir que l'égalité des chances et l'accès à un emploi de qualité seront placés au cœur des stratégies de développement d'une économie « verte ».

La mise en œuvre de politiques énergétiques ne doit pas se solder par une destruction d'emplois industriels sans :

- en amont création d'autres emplois *via* l'anticipation sociale (GPEC), l'anticipation technologique (R & D) ;
- plans de reconversion chiffrés et financés.

Engagement n° 21

Réduire les fractures intergénérationnelles entre retraités, actifs et jeunes tout comme les disparités entre territoires ruraux/urbains mais aussi métropole/collectivités d'outre mer (COM).

La sobriété énergétique imposée aux générations futures par l'évolution climatique sur notre planète et du fait de la rareté des ressources dans un monde fini nécessite, de la part de la génération quinquagenaire actuelle et au-delà (à l'origine du gaspillage) un sens de l'équité et de la mesure.

2 ■ Positions de la CFE-CGC sur les choix d'orientation et le paysage énergétique de la France à 2050 face aux défis nationaux et internationaux

Notre vision d'une France dans un monde durable repose sur six piliers

- L'indépendance énergétique et la sécurité d'approvisionnements ;
- l'efficacité énergétique et la MDE ;
- la sûreté absolue de tous les moyens de production : nucléaire, thermique, hydraulique, l'exploitation potentielle des réserves non conventionnelles (huiles, gaz), etc. ;

- le respect de nos engagements GES et donc de la protection de l'environnement, en particulier de la lutte contre le réchauffement climatique ;
- le développement des EnR en développant les filières métiers à fort enjeu pour la France ;
- la sûreté d'exploitation des réseaux des systèmes électriques (maîtrise durable du risque de délestage) et gaziers.

Dès lors, il nous faut également en France et dans chaque pays

- Identifier les contraintes : économiques, sociales, démographiques, géographiques, climatiques... ;
- mesurer l'acceptabilité sociétale des impacts liés à chacun des différents scénarios ;
- des prix maîtrisés de l'énergie, notamment sur le vecteur électrique qui, sur le plan énergétique, présente beaucoup de souplesse ;
- échanger pour que nos réflexions permettent de converger vers une vision partagée sur les aspects sociétaux, écologiques et économiques.

Il n'y aura pas d'énergie miraculeuse

Donc, nécessité de souplesse dans le choix du scénario pour nous permettre de nous adapter à toute évolution et rupture technologiques ultérieures (pas de schéma bloquant).

Face à la croissance de la population et au développement économique des pays émergents, il n'y aura pas de modèle unique : chaque pays, chaque région a son champ de contraintes (parc de production existant, réglementation, etc.) et ses atouts propres (régime de vents, ensoleillement, ressources minières, etc.).

Un mix énergétique est indispensable, il devra reposer :

- en priorité sur les énergies décarbonnées : nucléaire, solaire, éolien, biomasse, énergies marines, géothermie, etc.),
- et, pendant de nombreuses années encore, des énergies fossiles qu'il s'agit d'exploiter avec mesure tout en limitant les rejets de CO₂.

D'où la nécessité de mettre l'accent sur la R & D (publique et privée) source de croissance durable et d'emplois futurs et notamment sur :

- l'efficacité énergétique dans les bâtiments et les transports ;

- les EnR¹ et les moyens de stockage pour pallier les intermittences d'une bonne partie de ces EnR ;
- la diffusion des *smart grids* et de la domotique. Les développements de l'énergie répartie *via* les EnR nécessitent le développement et le déploiement de ces outils pour le pilotage des réseaux électriques (réseaux boucles locales d'ERDF : MT/BT et réseau de transport RTE). Le développement des *smart grids*², des compteurs intelligents et celui des offres de fourniture constituent une opportunité pour affiner l'expertise française dans ce domaine ;
- la capture et stockage du CO₂ (sous réserve d'un signal prix CO₂ pertinent) ;
- les réserves non conventionnelles d'énergies fossiles en sachant prendre en compte les aspects environnementaux ;
- le nucléaire : génération 4, le démantèlement des centrales et la gestion des déchets à vie longue.

Remarques importantes : à ce stade, soyons clairs, pour la CFE-CGC, sauf impératifs de sûreté (rapport ASN à venir) l'arrêt des tranches nucléaires actuelles et en construction **serait une aberration économique alors que c'est là** :

- un facteur clé de limitation des émissions de GES de la France ;
- un – le seul – facteur de « compétitivité coût » favorable à nos entreprises ;
- un facteur contributif avantageux vis-à-vis de notre balance commerciale.

L'énergie une richesse pour conforter notre économie et notre compétitivité

La France doit savoir exploiter ses atouts au travers de :

- son industrie nucléaire ;
- son industrie pétrolière et parapétrolière ;

[1] Notons que la France n'est pas dépassée pour l'application des EnR. Avec l'hydraulique, la part des EnR dans la consommation d'énergie primaire est plus importante en France qu'en Allemagne. Les politiques de soutien aux EnR doivent répondre à quatre objectifs : énergétiques, environnementaux, industriels et sociaux. Pour être à la base du dynamisme et de la construction d'une filière, la politique de soutien se doit d'être stable, pérenne et continue le long du cycle de vie d'une technologie ; elle doit réussir à s'adapter aux paliers et aux passages entre les différentes maturités de la technologie en disparaissant lorsque la technologie est mature.

[2] Convergence du monde de l'énergie et des technologies de l'information pour répondre à l'équilibre offre/demande sans forcément accroître la production. Beaucoup d'acteurs sont impliqués : fournisseurs d'énergie, transport et distribution de courant électrique, leaders de l'électronique de puissance et de la domotique comme par exemple Legrand en France, fournisseurs des compteurs (Landys et Gyr, etc.), opérateurs de téléphonie et de l'informatique.

- ses services gaziers ;
- ses ressources géothermiques, sa forêt ;
- son littoral maritime, y compris dans les systèmes énergétique insulaires : Corse, Communauté d'outre-mer, etc.

La France doit pouvoir exporter ses savoir-faire dans toutes les technologies afin de :

- créer des emplois pérennes ;
- dynamiser les échanges tout en limitant notre exposition aux risques principalement géopolitiques et de hausse des prix ;
- et améliorer sa balance des paiements dont l'évolution actuelle est pour le moins inquiétante : environ – 75 milliards d'euros en 2011 d'après les chiffres prévisionnels ! Notons qu'en 2010, le déficit commercial (– 45 milliards d'euros) était du même ordre de grandeur que la facture énergétique de la France.

Il n'y a pas non plus de voie unique d'amélioration ce qui nécessite le choix d'un scénario non bloquant et un changement des mentalités

Le changement de modèle de croissance, s'accompagnera de nécessaires transferts d'usages des énergies fossiles vers les énergies décarbonées (EnR thermiques et électriques) ouvrant ainsi de nouvelles potentialités de développement. Cependant, il doit également intégrer les aspects suivants :

- comme on a su le faire après les deux chocs pétroliers (de 1973 et 1976), la mise en œuvre d'une politique industrielle énergétique française doit être basée de façon incontournable sur une vision de long terme compte tenu de l'intensité capitaliste du secteur. Il y a un caractère impératif à ne pas choisir un schéma directeur bloquant qui nous priverait des degrés de liberté ultérieurs. Le scénario « maître » qui sera retenu doit nous laisser toute la souplesse et l'agilité nécessaires afin de répondre à l'avenir :
 - à toute évolution géopolitique et/ou géostratégique ;
 - et à toutes les ruptures technologiques ;
- agir pour développer des politiques du transport et du logement qui intègrent les problématiques liées au développement durable. Politique articulée avec celles :
 - du logement et de la politique de la ville de façon à réduire les mouvements pendulaires quotidiens ;

- de la mobilité au niveau des bassins d’emplois ;
- de la MDE notamment sur deux enjeux majeurs *via* :
- un programme massif sur la rénovation thermique des logements par l’isolation des bâtis existants tant publics que privés. Il faut en faire la priorité n° 1 du Grenelle de l’environnement. L’isolation des bâtiments, responsables de plus de 40 % de la consommation énergétique française, doit être mise en avant tout comme doivent l’être les avancées technologiques autour des *smart grids* ;
- dans le domaine des transports : développement du ferroviaire et de nouvelles motorisations pour les véhicules. Les évolutions sur les motorisations thermiques et hybrides (transport longues distances) mais aussi électriques (déplacements urbains, dépollution des villes¹), voire les nouvelles motorisations issues des ruptures technologiques (nouvelles batteries et piles à combustible) ;
- la science et l’innovation ne résoudront pas tous les problèmes. Des efforts comportementaux sont donc indispensables pour assurer la transition énergétique :
 - l’éducation à toutes les étapes de la vie est un facteur déterminant pour les mobilisations individuelles ;
 - un changement de comportement des citoyens/consommateurs est indispensable ;
 - la responsabilité sociale et environnementale des entreprises sera prépondérante ;
 - le dialogue social, l’explication et l’équité des efforts demandés sont des impératifs pour garantir l’acceptabilité sociale.

Pour conclure

Le changement de modèle de croissance ouvre certes de nouvelles potentialités de développement, mais il induit également simultanément :

- des coûts supplémentaires (face actuellement à la rareté du capital, c’est en soi un défi) ;
- et le remplacement de certaines activités qu’il s’agit d’anticiper tant au niveau technique qu’au niveau social.

[1] 6 000 à 9 000 morts par an par la pollution urbaine, notamment *via* les particules fines...

Il n'y aura pas de « big bang » écologique. Aussi une transition énergétique maîtrisée vers une économie décarbonée pendant plusieurs décennies est-elle une nécessité. Dès lors il faut s'assurer de l'acceptabilité sociale et sociétale des orientations et mesures envisagées. Pour la CFE-CGC, une trajectoire ambitieuse et raisonnable peut être vue en deux temps :

- 2012-2030 : en exploitant les moyens actuels et en développant les EnR (PPI) matures, en pratiquant la MDE et en préparant l'avenir par la R & D et l'innovation sur les technologies actuellement non matures mais qui créeront les filières industrielles de demain avec les emplois dédiés ;
- au-delà, jusqu'à 2050 : à la lumière des progrès définis *supra*, il sera alors légitime de s'interroger sur la pertinence de conserver, ou non, à même hauteur la part du nucléaire dans la production d'électricité (actuellement de 75 %), afin d'optimiser les objectifs de la politique énergétique en fonction également du contexte géopolitique du moment.

Au niveau politique et technique, gérer la transition d'un modèle historique vers le modèle décarboné suppose :

- comme on a su le faire après les deux chocs pétroliers, de mettre en œuvre une politique industrielle énergétique française avec une vision de long terme compte tenu de l'intensité capitalistique du secteur et des durées d'exploitation ;
- d'augmenter les moyens de R & D en développant le partenariat public-privé et en impliquant les tissus locaux de PME-PMI, les pôles de compétitivité ;
- de mener une politique énergétique intégrée en Europe avec une optimisation globale tant sur les moyens de production que sur les réseaux (électriques et gaziers) ;
- de s'appuyer sur les atouts de l'industrie française et ses domaines de compétences techniques et en innovation (sur le nucléaire et le thermique classique fioul, gaz, charbon supercritique) ;
- de s'appuyer sur nos ressources propres en EnR matures valorisables (hydraulique, éolien terrestre, biomasse, chauffe-eau en solaire thermique) ;
- de développer dans des conditions économiques acceptables les nouvelles technologies EnR (éolien *offshore*, photovoltaïque, énergies marines) ;
- de mettre en œuvre une vraie politique fiscale écologique qui ne repose pas sur une taxe carbone franco-française qui pénaliserait notre compétitivité.

Au niveau social, l'approche de ce secteur doit également relever d'une stratégie de long terme. Il convient de consolider les efforts de recrutements et d'investissements en ligne avec les besoins croissants de la demande mondiale prévisible d'énergie. Pour préserver croissance et emploi, il est impératif de :

- gérer et anticiper en termes d'emploi la transition énergétique, sans oublier que le passage à une « économie verte » nécessitera un effort d'adaptation de certaines filières et entraînera des destructions d'emploi partiellement compensées par la création de nouvelles activités ;
- développer, autant que faire se peut et dans des conditions satisfaisantes, le télétravail ;
- sécuriser les parcours professionnels à l'aide des politiques de formation initiale et tout au long de la vie adéquates – adaptées aux besoins – pour faire face :
 - aux reconversions de bassins d'emplois (notamment ceux à forte implication sur le charbon¹ et le raffinage) ;
 - à la construction de nouvelles filières industrielles, commerciales et de services.

[1] Il convient de perfectionner les cycles de production d'énergie à partir des centrales à charbon en cycle supercritique – notamment pour l'export – permettant d'améliorer les rendements et de diminuer les rejets de CO₂ et de polluants.

Propositions de la CGT

La CGT a des analyses et propositions pour ce qui concerne la politique énergétique dans un cadre national, européen et mondial.

L'actualité récente – accident nucléaire de Fukushima, extraction des gaz de schiste, etc. – ainsi que les programmes mis en avant par les partis politiques dans le cadre de la campagne électorale pour les présidentielles 2012 ont remis au devant de la scène un certain nombre de sujets en lien avec l'industrie et l'emploi industriel.

La politique énergétique est à un tournant et ce à plusieurs titres.

La réduction du recours aux énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) est la caractéristique principale de la transition énergétique dans laquelle il faut s'engager. Cette transition vers une économie décarbonée est elle-même une composante de la révolution écologique qui s'amorce. Cette dernière revêt deux dimensions :

- d'une part, la lutte contre les pollutions des productions et produits industriels devenus intolérables pour la santé et la vie et qui annoncent les risques majeurs du réchauffement climatique ;
- d'autre part, l'ouverture des nouveaux domaines écologiques, de l'océan à l'espace, jusqu'aux biotechnologies.

Toutes ces évolutions renvoient au besoin de maîtrise sociale nouvelle de l'industrie et d'un regard accru sur le fonctionnement des marchés ainsi qu'à des besoins de coopérations inédits à l'échelon européen et international. Les travailleurs en tant qu'acteurs des transformations des modes de production et en tant qu'usagers ont tous leur mot à dire sur ces évolutions qui ne doivent pas être déterminées par la loi du profit.

La transition énergétique est au centre de nombreux débats dans lesquels nos organisations les plus impliquées sont à l'écoute des attentes des salariés et des citoyens.

L'accident de Fukushima a remis au devant de la scène la question de la production de l'énergie à partir de l'atome. La CGT se félicite de ce que le débat, qu'elle préconise de longue date sur les questions énergétiques et non pas seulement sur le nucléaire en l'isolant de la question globale, soit lancé. Ce

débat doit être démocratique et transparent, permettant de donner à chacun les éléments nécessaires, factuels et objectifs pour se forger son opinion.

Il doit bien aborder toutes les questions posées. Il doit prendre en compte en même temps **trois exigences essentielles** auxquelles il faut apporter des réponses.

La satisfaction des besoins en énergie pour tous les êtres humains ou la réponse aux besoins

Les options énergétiques impliquent des choix de société. L'énergie est consubstantielle au développement humain. Chaque être sur la planète doit avoir accès à l'énergie, à l'eau, à la santé, à l'éducation, à la communication, à la culture dans une perspective de développement humain durable. Des chiffres : nous venons de dépasser 7 milliards d'êtres humains en octobre 2011 et les 10 milliards devraient être atteints en 2050. Les besoins en énergie vont continuer à croître à un rythme soutenu. Il faut en outre viser la réduction des inégalités. En effet, il est nécessaire de rappeler que 1,6 milliard d'êtres humains n'ont pas accès à l'électricité et que 80 % des ressources énergétiques de la planète sont consommées par 20 % de la population mondiale. En France, c'est 3,4 millions de foyers en précarité énergétique (soit 8 millions de personnes) et 100 000 coupures de gaz et d'électricité par an. Le prix de l'énergie et la capacité à se procurer de manière indépendante les sources d'énergie sont deux dimensions essentielles.

La raréfaction des ressources fossiles

L'accès à la ressource fossile (charbon, gaz, pétrole) est – et sera – de plus en plus difficile techniquement et de plus en plus compliqué politiquement. C'est une évidence pour le pétrole. C'est aussi le cas pour le gaz même si l'échéance est un peu plus lointaine et peut encore être repoussée avec l'accès à de nouvelles ressources comme les gaz de schiste. La question se pose aussi pour l'uranium et demain le lithium, les terres rares, voire le charbon. Sachant que les besoins des pays en développement ne pourront pour une part importante être satisfaits qu'avec le recours aux énergies fossiles, les choix des pays les plus développés ne peuvent pas ignorer cette donnée et la dimension de solidarité internationale qui doit prévaloir dans les choix d'utilisation des ressources. Ces pays doivent, plus que d'autres, utiliser le potentiel de développement des technologies en matière énergétique pour réduire leur prélèvement sur les ressources naturelles. De plus, la CGT considère qu'il faut gérer les ressources fossiles collectivement comme biens publics mondiaux.

***Le changement climatique, le réchauffement climatique,
une question essentielle pour la CGT***

Nous devons réduire de manière drastique nos émissions de CO₂.

Il est aujourd'hui reconnu, quasi unanimement, que le réchauffement climatique est lié à l'activité humaine et à l'émission de gaz à effet de serre principalement due à la combustion de combustibles fossiles.

Les travaux du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) préconisent d'ailleurs une réduction aussi rapide que possible de ces émissions, indispensable pour ne pas franchir des seuils trop importants qui entraîneraient une élévation incontrôlable de la température sur terre. Ils indiquent que nous n'avons pas plus de 40 ans pour prendre le virage. Prenons par exemple l'Afrique : pour ce continent, le réchauffement climatique ce sera encore moins d'eau, alors que l'on sait qu'il en manque déjà cruellement et que cela provoque de terribles famines. Déjà, la perspective de migrations importantes, de ceux que l'on désigne sous le terme de « réfugiés climatiques », est à redouter, s'ajoutant aux migrations résultant du sous-développement. Quand on voit comment on accueille les immigrés aujourd'hui en France, on ne peut que s'inquiéter d'une telle perspective !

L'humanité ne pourra dans ces conditions se passer d'aucune source d'énergie, pas plus des énergies renouvelables que du nucléaire civil. C'est bien la complémentarité et la diversité des sources d'énergie qui doit être à l'ordre du jour au niveau international pour réduire les émissions de CO₂. C'est ce que l'on désigne par le mix énergétique, c'est-à-dire le choix de combiner différentes sources primaires d'énergie dans des proportions optimum.

La nécessaire transition énergétique nécessite, pour atteindre les objectifs ambitieux de réduction des émissions de CO₂, des investissements importants tant dans la recherche et développement que dans les moyens de production et les usages énergétiques. Cette transition représente un enjeu fort en termes de formation, de qualification et de développement de l'emploi dans de nombreux secteurs comme la production d'énergie, la construction, les transports, etc. L'argument selon lequel cette transition énergétique ne serait pas finançable du fait de la crise économique est irrecevable dans la mesure où précisément, ces investissements créateurs d'emplois sont d'une utilité manifeste, et créateurs d'emplois pérennes. Il faut cependant pousser le débat sur les sources de financement et les outils fiscaux nécessaires pour orienter une économie à faible teneur en carbone. La CGT ne souscrit pas, par exemple,

à la mise en œuvre dans les conditions actuelles, alors que la fiscalité indirecte est particulièrement lourde, d'une taxe carbone qui aurait par elle-même la vertu d'orienter les choix individuels vers la réduction des émissions de CO₂. Il faut prioritairement traiter les lourdes questions sociales qui se posent à une large partie des familles pour se loger, se chauffer et se déplacer.

Les propositions de la CGT

La CGT, qui n'est partie prenante d'aucun lobby, a précisé ces dernières années ses propositions pour construire une transition énergétique réussie pour la France.

Cinq principes ont été affirmés qui constituent une approche cohérente du défi énergétique autour d'un mix énergétique qu'il est nécessaire de bâtir. Ils visent également à intégrer différentes approches qui s'affrontent parfois dans le débat public.

Donc, un *mix énergétique* :

- diversifié à faible émission de CO₂ ;
- s'appuyant sur un plan ambitieux d'économies d'énergie ;
- sur le développement des énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, biomasse...) ;
- sur l'atout que constitue un parc nucléaire qu'il faut aujourd'hui moderniser, démocratiser et exploiter de façon sécurisée en respectant toutes les catégories de salariés qui y travaillent ;
- sur une réappropriation publique des choix, notamment par la constitution d'un pôle public de l'énergie et d'une Agence européenne de l'énergie.

Développons un peu quelques principes :

Mix énergétique diversifié à faible émission de CO₂

Nous proposons d'utiliser les ressources à partir de leurs spécificités propres pour répondre aux besoins. Pour le gaz, il est possible de continuer de favoriser et d'étendre les dessertes gaz qui restent un outil efficace pour des usages domestiques et professionnels compte tenu de l'amélioration des rendements qui permet de réduire les émissions de CO₂ pour la satisfaction d'un même besoin. La CGT considère qu'il n'est pas question d'exploiter les gaz de schiste avec les technologies actuelles qui sont dangereuses pour l'environnement et les hommes. Par contre, il est nécessaire de laisser l'option ouverte avec la recherche

et la possibilité de quantifier par l'exploration ce que recèle le sous-sol avec des techniques appropriées et non polluantes.

En matière d'électricité, la CGT revendique une production d'électricité diversifiée à partir d'énergies renouvelables, de centrales thermiques gaz et charbon avec captage et stockage de CO₂, de nucléaire de troisième et quatrième générations qui peut permettre de répondre pour une part à la problématique des déchets. De nouvelles technologies, au-delà de la fission, devraient ensuite prendre le relais, la fusion à plus long terme avec le projet ITER par exemple. On ne peut *a priori* se priver d'aucune source d'énergie et on ne peut en mettre aucune de côté. Il faut donc arriver à développer une industrie dans des conditions telles que les risques induits en soient minimisés afin de ne pas dépasser un certain seuil de gravité. On peut le faire en tirant les leçons de l'expérience et en travaillant sur des normes internationales. La France a des atouts en ce domaine.

Ce mix doit évoluer en fonction des réalités techniques qui ne pourront progresser conséquemment qu'en passant à la vitesse supérieure en termes de recherche, qui joue ici un rôle essentiel.

Les économies d'énergie : un véritable choix de société

Les économies d'énergie sont indispensables et doivent être massives. La priorité concerne le bâtiment (qui consomme 40 % de l'énergie totale), les transports (30 %) et l'industrie (20 %). Elles constituent l'un des défis les plus exigeants à relever et sont potentiellement fortement créatrices d'emplois. Le Grenelle de l'environnement a posé cette question. Des décisions importantes ont été prises en matière législative et réglementaire. Mais la concrétisation se heurte à de grandes difficultés du fait des moyens financiers colossaux à engager, incompatibles avec les politiques salariales actuelles et avec les choix budgétaires d'austérité adoptés par la majorité actuelle.

L'isolation de l'habitat existant est la politique prioritaire à engager. En matière de transports, les réorientations décidées se heurtent elles aussi aux problèmes budgétaires. La taxe poids lourds a été renvoyée à plus tard sous la pression du transport routier. La question de la relocalisation des productions industrielles pour réduire l'impact du transport sur les émissions de gaz à effet de serre est posée avec force (70 % du transport mondial concerne des produits industriels).

Il faut d'ores et déjà repenser les logiques urbaines, d'habitat et de transports, les organisations territoriales du travail afin d'éviter des modes de déplacement très consommateurs d'énergie.

Les énergies renouvelables (EnR)

Les énergies renouvelables (EnR) représentent un potentiel important qui doit être développé. Elles constituent un enjeu industriel d'avenir et un moyen efficace de réduire les émissions de CO₂. Mais il faut prendre en compte leurs caractéristiques propres qui n'en font pas des sources énergétiques universelles, notamment en raison de leur intermittence. L'éolien ou le photovoltaïque ne sont que rarement disponibles aux périodes de pointe, ce qui conduit à les associer sur les réseaux électriques à un autre moyen de production, souvent du thermique. Il faut par ailleurs éviter les effets pervers des dispositifs actuels de soutien qui génèrent des effets d'aubaine pour les investisseurs, notamment les grandes banques et fonds internationaux qui escomptent des taux de rentabilité exceptionnels sur les capitaux placés dans ces secteurs. Ces aides se font de plus en plus sans aucune conditionnalité quant au recours à des productions industrielles françaises. On aboutit aujourd'hui à subventionner l'industrie chinoise de l'éolien et des panneaux solaires et à alourdir la facture des usagers domestiques en épargnant celle des industriels dont la contribution est plafonnée par décret.

La CGT revendique que les 5 milliards d'euros actuellement dépensés au titre du soutien aux EnR servent au développement d'une véritable filière industrielle sur les EnR et un puissant développement de la recherche.

Une organisation pour un secteur tellement stratégique qui n'est pas neutre

Notre secteur a connu des restructurations extrêmement profondes depuis une dizaine d'années au nom de la concurrence et de la libéralisation des marchés et ce n'est pas terminé. Aujourd'hui sont dans les tuyaux l'ouverture à la concurrence des concessions hydrauliques, des concessions de distribution qui peuvent porter atteinte entre autres à la péréquation tarifaire, la fermeture des centrales thermiques de la SNET¹ amenant à des plans sociaux, jusqu'alors inconnus dans la branche des Industries électriques et gazières.

Les logiques financières continuent de prévaloir à la logique de l'intérêt général où entreprises comme gouvernement voient d'abord des mannes financières importantes au détriment du service public, des usagers et des salariés du secteur.

[1] Société nationale d'électricité et de thermique.

Nous réaffirmons l'exigence d'un véritable Bilan de la déréglementation en Europe. Une étude de la CES¹ et de l'EPSU² a analysé que la déréglementation du secteur depuis 12 ans environ a coûté 250 milliards d'euros et rapporté aux actionnaires en termes d'achats, cessions, acquisitions.

Une maîtrise publique du secteur est indispensable pour mieux garantir la sécurité, maîtriser les prix, investir, mieux relever les défis de la transition vers une économie bas carbone et de la satisfaction des besoins d'accès à l'énergie à un prix abordable pour tous. La CGT propose la création d'un pôle public de l'énergie, qui a pour objectif de revenir sur la mise en concurrence et la libéralisation du secteur qui nous envoient dans le mur. Un pôle public qui organiserait une réappropriation publique des entreprises, qui pourrait permettre une mise en cohérence des filières industrielles, dont la filière nucléaire CEA-AREVA-EDF-Alstom, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

C'est bien un concept qui doit en permettre l'appropriation sociale grâce à de nouvelles nationalisations avec des droits d'intervention accrus pour les salariés, les élus et les citoyens.

Autour de ces cinq principes, un facteur humain essentiel à privilégier, notamment dans le nucléaire

La sûreté nucléaire ne se limite pas aux seuls aspects techniques : les dimensions sociales, organisationnelles et humaines sont tout aussi importantes que les approches probabilistes, les aspects techniques et les procédures d'exploitation.

Nos propositions en la matière ne datent pas de Fukushima, mais elles doivent aujourd'hui enfin être entendues. Nous réclamons non seulement un statut de haut niveau pour tous les travailleurs du nucléaire, mais également la réinternalisation d'un nombre important de métiers.

En effet, notre démarche porte autour de deux axes concernant la sous-traitance :

- la réinternalisation d'un grand nombre d'activités que nous avons commencé à identifier : les activités ayant un lien direct avec la sûreté nucléaire, les activités ayant une importance dans le process, la maîtrise industrielle et la sécurité/radioprotection et les activités dont la sous-traitance a pour

[1] Confédération européenne des syndicats.

[2] European Federation of Public Service Unions.

effet ou pour objet une infériorité de droits sociaux par rapport aux salariés statutaires ou comportant des risques particuliers pour la santé ou la sécurité des travailleurs ;

- un statut de haut niveau pour tous les salariés de la sous-traitance. Doivent être prises en comptes les questions de sous-traitance dans l'industrie en général : sécurité de l'emploi, salaires, retraite, suivi médical, dosimétrie maximale, formation, accès aux sites, etc.

Quelques mots de conclusion

La politique énergétique et particulièrement l'avenir du nucléaire sont des enjeux forts des prochaines échéances électorales. Les choix qui pourraient être faits seront extrêmement structurants pour l'avenir de la filière, pour l'emploi, pour les salariés et pour le développement de l'industrie française. La CGT sur cette question comme sur d'autres portera ses réflexions et ses exigences dans le débat public, à sa place de syndicat et en toute indépendance.

*Fiches argumentaires détaillées sur le site de la FNME-CGT :
www.fnme-cgt.fr/pages/nous.php*

Propositions de Jean-Marie Chevalier

Université Paris Dauphine

Dans les différents scénarios examinés, les éléments concernant l'environnement économique, le financement des investissements, les tarifs et les prix, la dynamique européenne, sont d'une façon générale assez peu développés. La compétitivité est la plupart du temps un objectif partagé mais pas assez précisé.

Le financement des investissements

L'entretien et le développement de notre système énergétique dans une dynamique marquée par les « trois vingt » européens impliquent des investissements importants à un moment où la situation économique et financière est particulièrement grave en Europe et en France. La crise risque d'être longue, douloureuse, coûteuse. Les déficits publics de l'État et des collectivités locales sont alarmants et les banques, soumises à des contraintes plus sévères (Bâle III), vont prêter encore moins à l'économie réelle. Par ailleurs, les entreprises électriques et gazières sont confrontées à des recettes souvent stagnantes, alors qu'elles ont à faire face à des dépenses de fonctionnement élevées et à des besoins d'investissement considérables. Ces contraintes financières vont particulièrement peser sur le développement des énergies renouvelables, sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et sur le nouveau nucléaire. En revanche, les investissements pour le renforcement et la modernisation des réseaux (gaz et électricité) seront probablement moins contraints car ils sont financés par des entreprises en monopole naturel régulé. De même, les expérimentations énergétiques nouvelles, financées par le grand emprunt (les Aides aux investissements d'avenir), constituent un levier d'orientation très positif.

Pour desserrer cette contrainte financière, plusieurs pistes sont à explorer :

- l'augmentation substantielle des prix et des tarifs (voir plus bas) ;
- l'instauration de taxes nouvelles (taxe carbone) et les enchères des permis d'émissions pourraient activer un double dividende (diminution des émissions et baisse des charges du travail) ;

- l'utilisation plus intense des fonds structurels européens (notamment pour la rénovation) ;
- la création d'instruments nouveaux à l'image du *Green Fund* britannique.

L'augmentation des prix et des tarifs

Malgré les demandes des opérateurs, les prix et les tarifs du gaz et de l'électricité ont été en partie bloqués par la classe politique depuis plusieurs années. Entre 1994 et 2010, les prix de l'électricité ont suivi l'inflation, sans intégrer l'évolution réelle des coûts et les besoins en investissements. Lorsqu'on dit que les prix de l'électricité en France sont les plus bas d'Europe, c'est statistiquement vrai mais économiquement faux. Les économistes sont en général très hostiles aux blocages des prix car ils ont pour effet de fausser les signaux de marché et de nourrir des illusions. Les blocages sont d'autant plus nocifs qu'ils se placent à un moment où les fondamentaux de l'énergie sont durablement orientés à la hausse. Des investissements ont été de ce fait retardés, les charges de la CSPE ont été différées et, en 2012, des augmentations substantielles des prix et des tarifs deviennent inévitables. Ceci pourrait avoir des effets sociaux dramatiques en exacerbant le problème déjà préoccupant de la précarité énergétique qui touche des millions de foyers.

Une solution à ce problème pourrait être de provoquer – avec un gros effort d'explication – une augmentation substantielle des prix de l'énergie, le surplus ainsi créé permettant de financer deux choses : la lutte structurelle contre la précarité (amélioration de l'efficacité énergétique) et le développement des énergies renouvelables dans la mesure où elles créent des emplois et un tissu d'activités (industrielles et de service) nationales.

Le nucléaire

Après Fukushima, il convient d'avoir vis-à-vis du nucléaire une attitude à la fois responsable, rationnelle et pragmatique. Le gouvernement français a eu raison de demander très rapidement un rapport sur la sûreté des sites à l'ASN et un rapport sur les coûts réels du nucléaire (actuels et futurs) à la Cour des comptes. Les conclusions sont attendues ; elles pourraient alourdir les coûts.

Nous avons hérité de notre Histoire un parc nucléaire qui fonctionne de façon assez satisfaisante. Du point de vue économique, il paraît absurde de fermer une centrale qui fonctionne en respectant, sous le contrôle de l'ASN, les normes de sécurité. Pour un économiste, c'est tout simplement de la destruction de valeur (et d'emplois). Tous les réacteurs ne sont pas identiques

et tous n'auront pas la même durée de vie. Une gestion rationnelle du parc devrait se faire en combinant, sans compromis, la sûreté, sous le contrôle d'une autorité compétente et indépendante, et l'économie. Si l'ASN pense qu'il faut fermer un réacteur, on le ferme. Si l'ASN estime que des investissements sont nécessaires pour prolonger la durée de vie, c'est à l'opérateur de décider si l'investissement envisagé est rentable. Quant au renouvellement du parc, nous avons encore quelques années (jusque vers 2020-2025) avant de prendre des décisions importantes, ce qui est plutôt une bonne nouvelle par ces temps d'incertitudes. Une gestion rationnelle du couple sécurité-économie représente une compétence française d'excellence, qui peut se valoriser auprès d'un parc mondial d'environ 450 centrales vieillissantes sur lesquelles des investissements vont être nécessaires et qu'il faudra un jour démanteler.

La compétitivité

La compétitivité est souvent associée, dans la littérature des scénarios, à un bas prix de l'énergie. En réalité, les économistes distinguent deux types de compétitivité : la compétitivité coût et la compétitivité hors coût. La première repose sur un accès à des inputs bon marché (matières premières, énergie, capital, travail). La seconde est liée à la qualité, au contenu technologique, à la réputation des produits que l'on exporte. Le cas allemand est exemplaire : les excédents commerciaux sont liés en grande partie à l'exportation de biens techniques (machines-outils) pour lesquels le prix de l'énergie joue peu. Il faut donc exploiter notre potentiel de compétitivité, dans l'industrie et les services, qui repose plus sur l'esprit d'entreprise, l'innovation, la créativité que sur un bas prix de l'énergie. C'est par rapport à ce type de compétitivité que doit se poser le problème des créations d'emplois. Le double dividende que pourrait créer une taxe carbone est peut-être plus important que le prix de l'énergie lui-même. Les « pôles de compétitivité » peuvent jouer dans ce domaine comme des catalyseurs.

L'Europe

Certaines auditions et interventions ont bien montré que nos réseaux électriques et gaziers étaient liés, d'une façon qui paraît irréversible, aux réseaux de nos voisins européens. L'harmonisation, la coopération avancent à un rythme qui reste lent mais qui, lui aussi, paraît irréversible. En respectant les choix de chaque pays pour telle ou telle forme d'énergie, le développement des interconnexions européennes devrait permettre de faire jouer davantage les complémentarités issues de la diversité des situations (nucléaire, éolien, gaz

et charbon). Le renforcement des interdépendances européennes s'articulera nécessairement avec des dynamiques locales de développement énergétique décentralisé, là où se trouvent des gisements de nouvelle compétitivité et de création d'emplois. Au-delà des *smart grids*, ce sont les *smart cities*, les éco-quartiers, les *smart homes* et l'intelligence des consommateurs qu'il faut développer. C'est un gisement exceptionnel pour nos entreprises, à condition qu'un encadrement institutionnel lisible et stable, pour la dynamique des prix et des tarifs notamment, soit mis en place.

Propositions de la CLCV

Introduction

L'énergie est une question particulièrement sensible, et qui le restera, avec notamment le renchérissement des prix et la raréfaction des énergies fossiles. Par ailleurs, les enjeux climatiques et la prise de conscience environnementale induisent des changements majeurs dans les modes de vie et de développement. Il s'agit en effet prioritairement de satisfaire une demande mondiale en forte hausse tout en offrant une énergie la moins chère, avec le moins d'impact sur l'environnement, dans un contexte où les réserves d'énergies fossiles conventionnelles déclinent, contraintes qui s'imposeront à terme à tous les pays.

Les conditions de l'accès aux énergies pèsent de plus en plus sur le pouvoir d'achat des consommateurs, mais également fortement sur les activités industrielles, agricoles et tertiaires, l'aménagement du territoire et les transports. L'accès à l'énergie pour tous est un droit, il contribue aussi au bien-être et à la santé des populations. L'énergie est un facteur essentiel pour le développement économique et l'emploi, car son coût influe directement sur la compétitivité des entreprises. Les incidences peuvent ainsi être lourdes sur les prix de production des produits et des services pour les consommateurs, ainsi qu'en termes d'indépendance nationale dans un pays confronté à la concurrence internationale. C'est d'ailleurs ce que la Confédération de la consommation, du logement et du cadre de vie (CLCV) avait identifié dès 1982 dans son ouvrage *Énergies, des choix pour mieux vivre*.

Dans ce contexte il est nécessaire d'agir dans différentes directions :

- inverser les logiques et partir de la demande réelle d'énergies compatible avec le développement durable ;
- préparer l'après-énergies fossiles en développant les énergies de demain ;
- mettre la priorité sur les économies ;
- garantir l'accès économique pour tous les consommateurs aux services essentiels dont font partie les énergies ;
- arrêter les centrales nucléaires les plus anciennes présentant des risques potentiels, réduire progressivement la part du nucléaire dans notre bouquet énergétique en augmentant l'efficacité énergétique et la part des EnR ;

- privilégier au plan européen la mise en place d'une politique énergétique au bénéfice des consommateurs ;
- créer les conditions de changement de nos habitudes de consommation, en veillant à ne pas créer de nouvelles inégalités, mais au contraire en utilisant ce levier pour les réduire ;
- mettre réellement la priorité sur l'efficacité énergétique, source de forts gains de productivité et d'économies ;
- privilégier une approche globale informant sur le coût global, les coûts évités sur le court, moyen et long terme.

Rappelons que le paquet climatique 2020 adopté par l'Union européenne prévoit + 20 % d'efficacité énergétique, – 20 % d'émissions de gaz à effet de serre et + 20 % d'énergies renouvelables.

Démocratiser le débat

Les incompréhensions face aux augmentations des prix du gaz naturel et GPL, de l'électricité, la question du nucléaire qui s'amplifie avec les graves accidents de la centrale de Fukushima, les mobilisations citoyennes sur les projets d'exploration et d'exploitation des gaz et huiles de schiste, sont différentes facettes d'une même question : celle du modèle énergétique national dans un contexte européen et international.

Cette situation ne correspond plus aux exigences de notre société plus informée et désireuse de participer aux choix qui la concernent et conduit au sentiment diffus que tout n'est pas dit, que les instances responsables de surveiller et d'informer sont juges et parties, entraînant alors un sentiment de défiance et un risque de rejet de toute innovation. Face à cette situation que la CLCV constate de plus en plus sur le terrain, l'organisation d'un débat national et d'une consultation sur notre modèle énergétique s'impose. Ce débat devra être décentralisé au plus près des consommateurs et usagers, élus, industriels, professionnels, etc.

Or, sur cette question qui est un choix de société fondamental, le débat a trop longtemps été réservé aux experts, les deux derniers débats nationaux (1995 et 2005) n'ont pas permis d'associer véritablement le grand public. Il semble que sur le terrain de l'énergie, les savoirs et décisions ont été « captés » durant de longues années par certains corps d'experts, jusqu'à écarter en partie un nombre croissant de politiques.

Remettre la demande et le consommateur au centre des débats

Parmi les pistes de réflexion à porter au débat, il apparaît important d'inverser les logiques économiques et de substituer aux politiques publiques visant à formater la demande à l'offre produite, une politique partant des besoins réels, redéfinis en mettant la priorité sur l'efficacité énergétique, et en fournissant aux consommateurs et aux différentes catégories d'usagers les outils pour connaître, maîtriser et réduire leur consommation.

L'énergie la moins chère est celle que nous ne consommons pas. Tout le monde s'accorde aujourd'hui à reconnaître qu'éviter le gaspillage nous conduirait sans effort à réduire nos factures de 15 % à 20 %. Cette politique d'économie énergétique doit concerner l'ensemble des acteurs publics, économiques, domestiques. Pour maîtriser la consommation, nous sommes favorables à tout dispositif permettant de mieux la connaître pour mieux la réguler. Cependant, cet objectif affiché n'est pas en l'état actuel atteint par les technologies que l'on tente d'imposer aux consommateurs.

La question des compteurs intelligents (devenus simplement communicants) va repenser la relation fournisseur-consommateur, car ils devront permettre de prendre en compte la production croissante par les consommateurs (photovoltaïque). En effet, à terme, de plus en plus de consommateurs deviendront producteurs d'énergie renouvelable (petit éolien, photovoltaïque, solaire thermique, géothermie, etc.), mais aussi régulateurs, en valorisant leur production de proximité et la flexibilité de leur consommation à travers leur propre capacité de se retirer du réseau. Le rôle du consommateur va devenir essentiel pour satisfaire un équilibre offre-demande de plus en plus contraint. À terme, les réseaux communicants doivent permettre aux consommateurs de choisir en continu à travers les différentes offres des fournisseurs selon divers critères (prix, origine, etc.) et ce, avec des équipements de gestion type box (à l'image des télécommunications). Si un tel objectif peut être à rechercher, il s'agira aussi de rendre les tarifs lisibles et comparables. Il est cependant permis de s'interroger lorsque l'on voit que la politique d'expérimentation en France (Linky) s'accompagne actuellement d'un déploiement massif des compteurs par ErDF générant d'importants coûts peu compatibles avec une expérimentation réversible ou ajustable. L'enjeu industriel semble l'emporter fortement sur l'intérêt du consommateur, là encore sans concertations ni consultation. Rappelons que le réseau local de distribution et les compteurs sont propriété des syndicats départementaux de l'énergie, garants du service

public de distribution, ErDF étant leur concessionnaire. Ces questions devraient préalablement être débattues au sein des Commissions consultatives des services publics locaux.

En parallèle, des efforts significatifs en termes de maîtrise, voire de réduction de la consommation, sont à déployer notamment en augmentant la durée de vie des objets mis sur le marché.

Certains secteurs nécessitent également des approches particulières et volontaires (*voir annexe*).

Les consommateurs souhaitent enfin que les industriels et les collectivités prennent réellement leur part dans la réduction de la consommation d'énergie, tant dans la fabrication que dans l'utilisation des produits car, au final, ce sont les citoyens-consommateurs qui payent, *via* l'achat des produits ou sous forme d'impôts, ces gaspillages énergétiques. Sur ce point, des objectifs précis seraient à fixer.

Nécessité d'anticiper la raréfaction à venir des énergies fossiles et revoir notre bouquet énergétique

Après la Seconde Guerre mondiale et alors que les conditions économiques permettant à la France de garder son rang faisaient débat, le choix du nucléaire a découlé d'une volonté des pouvoirs publics de positionner la France parmi les grandes puissances. Ce que l'on appellera le tout nucléaire, que la CLCV a fortement contesté, est un choix issu du premier choc pétrolier de 1973 et d'une volonté d'indépendance énergétique nationale, imposés sans débat parlementaire ni public. Si le nucléaire paraissait offrir des avantages (prix, moindre émission de CO₂, renforcement partiel de « l'indépendance énergétique »), il suscite néanmoins des interrogations sur la réalité économique des coûts et des inquiétudes en matière de sécurité sanitaire et environnementale, d'accès aux matières premières, de gestion des déchets et des installations en fin de vie.

Le projet ITER à Cadarache qui prétend répondre à l'énergie du futur ne sera opérationnel que dans plus de cinquante ans. Ce projet, selon certains experts, serait considéré comme dangereux pour l'environnement et engendrerait un coût exorbitant. L'opportunité d'un tel investissement (même si ce dernier est largement international) se pose au regard des investissements nécessaires pour gagner la bataille de l'efficacité énergétique et développer les énergies renouvelables.

S'agissant de la recherche d'énergies fossiles dans les grandes profondeurs terrestres, maritimes, sous la banquise ou les gisements non conventionnels, qui visent à prolonger le modèle de société qui en découle, il n'est plus possible de laisser libre cours aux initiatives privées qui recherchent prioritairement le profit immédiat. Les enjeux sont tels et les besoins d'investissement permettant de préparer la société à l'après-énergies fossiles sont d'une telle ampleur, que l'intérêt général doit prévaloir. Même si l'on peut repousser de quelques décennies ces échéances, doit-on rester dans l'optique d'investissements de plus en plus lourds pour une énergie qui sera de plus en plus rare et de plus en plus chère, au risque d'obérer la capacité de financement de l'adaptation qui prendra elle-même plusieurs décennies ? En tout cas, il n'est pas acceptable de laisser se dérouler sans rien dire la prospection et la production, conventionnelles et non conventionnelles, avec les dégâts humains, environnementaux et sociaux dans les zones de production.

Cet objectif exige qu'une partie des bénéfices dégagés par de telles exploitations soit affectée au développement des EnR. Des modalités sont ici à trouver pour organiser un financement public de la recherche et du développement de ces énergies et de nouvelles sources alternatives dans un cadre international et européen prioritairement. Il importe que le développement de toute nouvelle énergie renouvelable soit pensé globalement. Ainsi, pour le photovoltaïque, il faut penser aussi bien aux filières de construction qu'à la gestion des déchets.

Les citoyens doivent également se mobiliser pour que les pouvoirs publics au plan européen et mondial prennent en compte ces réalités. Le prochain sommet de Rio en 2012 doit en être l'occasion et la CLCV militera dans ce sens.

Depuis longtemps, la CLCV prône une croissance de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique. Notre pays a déjà bien valorisé son potentiel hydraulique et pourrait développer de nouvelles énergies renouvelables. Cependant, nous contestons la classification en énergie renouvelable de l'énergie produite par la combustion des déchets et qui doit rester marginale. Or ici, il nous semble nécessaire dès le départ de dégager des priorités entre des objectifs qui peuvent apparaître rapidement divergents : créations de filières, d'emplois ou effet prix.

Selon nous, le choix doit être ciblé et fondé sur des évaluations, s'accompagner des investissements nécessaires notamment en matière de recherche sur les sources d'énergies elles-mêmes et sur les technologies permettant de les

stocker et de les économiser. Il s'agit notamment d'acquérir une maîtrise technologique sur certaines énergies renouvelables (EnR ou énergie de substitution) qu'on estimera rentable à court et moyen termes. Si les aides (tarifs de rachat, aides fiscales...) peuvent se concevoir, elles sont annoncées comme devant être limitées dans le temps. Au-delà de subventions de filières de production, le débat doit aussi porter sur l'importance et la durée de l'investissement public en matière de recherche et d'infrastructures, comme cela a été fait et continue de l'être pour le nucléaire.

On doit aussi prendre en compte la logique de l'autosuffisance énergétique (cf. le bâtiment à énergie positive), la production décentralisée de proximité adaptée à la demande locale, etc.

Partant de cette situation, il nous semble envisageable de faire évoluer le mix énergétique en développant les EnR tout en réduisant le potentiel de production nucléaire. En matière d'énergie nucléaire, l'arrêt des centrales les plus anciennes présentant des risques potentiels ou effectifs non acceptables doit être envisagé, tout comme le gel de toutes constructions nouvelles de centrales, tant que nous n'aurons pas la garantie démontrée de nouvelles technologies plus sûres, génératrices de moins de déchets et plus facilement démantelables.

Les pouvoirs publics doivent stimuler, par ailleurs, des moyens *ad hoc*, la recherche des entreprises pour innover vers de multiples sources énergétiques alternatives (géothermie, solaire, éolien biomasse, micro-hydraulique, hydrogène, etc.). En parallèle, des efforts significatifs en termes de maîtrise, voire de réduction de la demande, sont à déployer.

Nécessité d'une approche globale européenne

L'énergie et les investissements qui en découlent sont des sujets qui s'inscrivent dans la durée. L'efficacité de toute politique énergétique nécessite également de penser l'interdépendance entre les différentes énergies (stockage, pointe, etc.) mais aussi avec les autres politiques (logement, transport, aménagement du territoire, etc.). Par ailleurs, au regard de l'interdépendance croissante et nécessaire des réseaux de distribution et des capacités de stockage en Europe, mais aussi pour élaborer des politiques d'indépendance énergétique crédibles et pouvoir négocier avec les fournisseurs étrangers, l'échelon européen est indispensable. Il est urgent de concevoir enfin une véritable politique européenne de l'énergie dans l'intérêt des consommateurs. Cet objectif est

loin d'être simple car les intérêts des États membres sont différents. Un tel objectif ne dispense bien évidemment pas la France, ou les États membres, de développer une politique énergétique cohérente et d'entreprendre des actions innovantes susceptibles d'être reproduites.

Garantir l'accès économique pour tous les consommateurs aux services essentiels dont font partie les énergies

Il s'agit de remplacer les dispositifs de « tarification sociale » stigmatisants qui ont montré leur inefficacité, par un retour au droit commun, en réformant les grilles tarifaires élaborées il y a des décennies dans un contexte économique et social fort différent, et en valorisant les aides au logement afin de solvabiliser les ménages qui en ont le plus besoin. Ces mesures ne doivent pas se limiter à l'électricité et au gaz naturel mais être étendues au gaz butane et propane, aux réseaux de chaleur et aux EnR dont on ne doit pas laisser l'accessibilité uniquement à la part la plus aisée de la population.

En conclusion, la CLCV propose :

- d'inverser les logiques économiques pour partir de la demande réelle d'énergie des consommateurs et non d'une offre devant être vendue. Ainsi redéfinie, la logique devra intégrer des objectifs de développement durable, la nécessité de doter les consommateurs de véritables outils de maîtrise de leur consommation ;
- de préparer l'après-énergies fossiles en développant les énergies de demain. Pour ce faire, il sera nécessaire de créer les conditions économiques et fiscales de leur développement ;
- de mettre la priorité sur les économies d'énergie tant pour les consommateurs (compteurs réellement intelligents, factures explicites, sensibilisation des consommateurs, etc.) que pour les industriels, les collectivités territoriales et l'administration de l'État, les établissements publics ;
- de garantir l'accès économique pour tous les consommateurs aux services essentiels dont font partie les énergies, par un retour au droit commun et l'abandon de la logique d'assistanat ;
- d'arrêter les centrales nucléaires les plus anciennes présentant des risques potentiels ou effectifs non acceptables et de réduire progressivement la part du nucléaire dans notre bouquet énergétique, en augmentant l'efficacité énergétique et la part des EnR, ce qui implique aussi de ne pas construire de nouvelles centrales ;

- de sortir de la logique de libéralisation du secteur énergétique et de privilégier au plan européen la mise en place d'une politique énergétique au bénéfice des consommateurs ;
- d'organiser un débat national et une consultation sur notre modèle énergétique. Ce débat devra être décentralisé au plus près des consommateurs, usagers et citoyens ; il pourra être cadré à partir des nombreux scénarios énergétiques déjà réalisés et chiffrés.

Annexe : Préconisations sectorielles

Dans le secteur de l'habitat

- Agir sur les constructions neuves est nécessaire mais insuffisant (1 % du parc immobilier) en matière d'efficacité énergétique. L'action doit porter également et surtout sur le parc existant et notamment le parc social où, par l'investissement des bailleurs, les résultats pourraient être rapides ;
- mise en œuvre de la logique de l'autosuffisance énergétique (cf. le bâtiment à énergie positive), obligation d'installer dans les logements un programmeur limitant la température ;
- les programmes immobiliers doivent être pensés dès le départ pour être les plus éco-performants (on constate encore beaucoup de « tout électrique ») ;
- le développement des EnR nécessite une stabilité des politiques fiscales pour les consommateurs ;
- les compteurs de calories : si, sur le principe, on ne peut pas être opposé au comptage car c'est en théorie le mode de répartition le plus équitable permettant à chacun de mieux contrôler ses consommations, cela nécessite que certaines conditions soient préalablement respectées. Tout d'abord, il faut que l'occupant puisse interagir sur sa consommation, ce qui est logique. Ensuite, il est nécessaire de prendre en compte les inégalités thermiques du bâtiment (exposition nord, logement sous toiture...) avant toute pose de compteurs. Surtout, des travaux d'économie d'énergie doivent être préalablement réalisés, si cela est nécessaire, car en aucun cas le simple comptage de calories ne permettra une réelle économie si le logement est d'une piètre performance énergétique ;
- les équipements : classes, vérité des coûts, prix de vente des appareils, marketing incitant à consommer. Il importe que l'ensemble des équipements électriques affiche une vérité des prix, incluant notamment le coût d'usage,

que la fiscalité incite à s'orienter vers les équipements éco-performants, etc. (voir sur ces sujets le site www.guide-topten.fr soutenu par la CLCV).

Dans le secteur des transports

- Développer la R & D sur les modes de transports économes en énergie et utilisant des énergies alternatives ;
- développer des politiques de transports collectifs adaptés aux besoins et suffisamment attractifs en matière tarifaire, de qualité, sécurité, confort ;
- aménager notre territoire de manière harmonieuse pour prévenir les mobilités (urbanisme, zones d'activités, etc.) ;
- encourager le covoiturage.

Dans le secteur de la consommation

- Développer des incitations et des mesures conduisant à la réalisation d'économies d'énergie, notamment dans le domaine de l'équipement électroménager, hi-fi et informatique, du logement et des transports ;
- favoriser une fiscalité incitative (c'est-à-dire allégée) pour les lieux de loisirs et vacances éco-labellisés ;
- favoriser la dématérialisation, c'est-à-dire le passage de supports matériels à des supports électroniques.

Propositions du Conseil national des ingénieurs et scientifiques de France

Les ingénieurs et scientifiques de France (IESF) ont transmis le 2 novembre 2011 une contribution relative aux travaux de la commission et, en particulier, à l'évaluation des scénarios.

Ils estiment qu'une attention particulière doit être portée sur les points suivants :

- **cohérence** à moyen terme (2030) essentielle, et à long terme (2050) de l'offre avec la demande (économies d'énergie) ;
- **rationalité des décisions d'investissements** (financement) ;
- **acceptabilité des politiques énergétiques** par les citoyens ;
- meilleure utilisation des **ressources nationales** (bois, etc.) ;
- vision **européenne** (à cause des échanges) et vision **mondiale** (ressources, environnement, coûts et prix, etc.) ;
- évaluation des **coûts globaux** de production et de distribution vus par les divers acteurs et du **prix payé** par le consommateur, qui paie l'énergie finale alors que le producteur est concerné de préférence par le coût de production ;
- **évolution future des réseaux** (l'adaptation de ces infrastructures peut être très coûteuse et problématique en termes de délai de réalisation et d'acceptabilité) ;
- **promotion des technologies émergentes**, en particulier les technologies à usage local et individuel, avec une analyse réaliste des calendriers prévisionnels ;
- **renforcement de la R & D** et priorités. Lesquelles : en vue d'énergies renouvelables ? de technologies à exporter ? du développement d'emplois industriels en France ?

Les IESF pouvaient apporter une contribution plus précise sur différents points, en particulier sur les aspects technologiques ou économiques. Compte tenu de l'ensemble des présentations de grande qualité qui ont été faites dans les réunions plénières, il a paru préférable d'apporter un éclairage spécifique sur

deux thèmes peu traités par ailleurs : l'usage chaleur et la flexibilité énergétique à travers l'évolution en cours et future des réseaux de chaleur, objet de la note ci-après.

Réseaux de chaleur Flexibilité énergétique et développement

Dans un avenir marqué par :

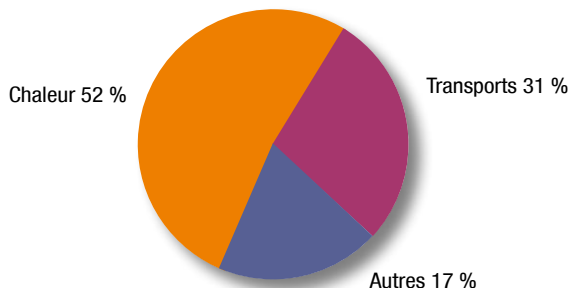
- des incertitudes importantes de nature économique, énergétique et technologique, à l'échelle mondiale, européenne ou nationale ;
- des investissements considérables à réaliser dans le secteur énergétique, tant pour l'offre que pour la maîtrise de la demande, qui ne peuvent être amortis que sur longue ou très longue durée et dont le financement n'est pas la moindre des difficultés,

les solutions énergétiques flexibles, permettant des adaptations relativement simples et peu coûteuses aux évolutions constatées, doivent être privilégiées. Les réseaux de chaleur constituent une bonne illustration de cette flexibilité énergétique ; de même, le chauffage collectif en comparaison du chauffage individuel.

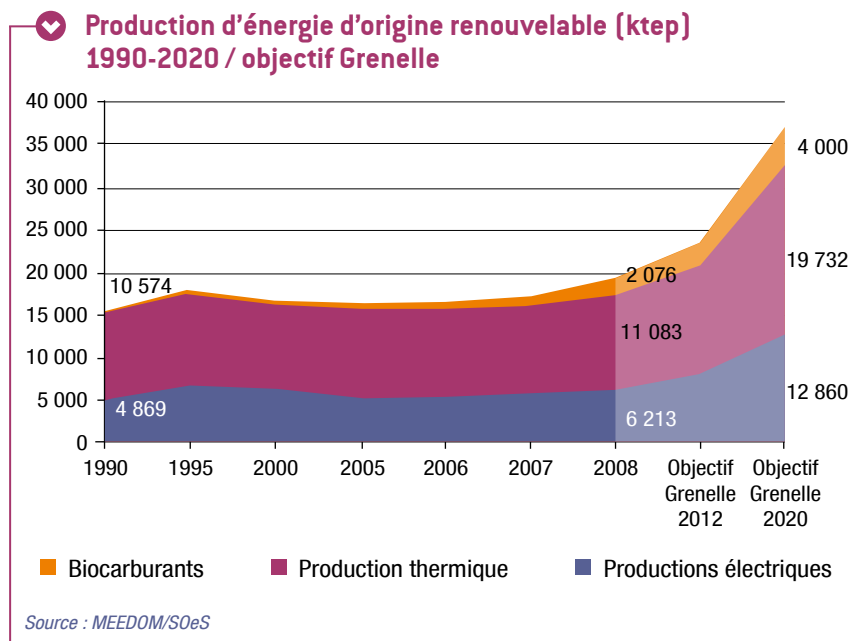
1 ■ La chaleur, un usage énergétique très important mais souvent négligé

En France, plus de la moitié de l'énergie consommée (énergie finale) sert à couvrir des besoins de chaleur (chauffage, eau chaude, cuisson ; vapeur dans l'industrie). L'électricité « spécifique » (c'est-à-dire hors chaleur) n'en représente qu'un sixième.

📌 Répartition par usage en France 2008



Source : MEEDOM/S0eS



Par ailleurs, entre 2008 et 2020, les objectifs Grenelle pour la production d'énergie d'origine renouvelable sont de 20 Mtep supplémentaires, dont la moitié (9,7 Mtep) pour la production thermique et 6,7 Mtep pour la production électrique.

Ainsi, à l'évidence, toute politique énergétique doit prendre en compte l'ensemble des usages énergétiques. Elle ne devrait pas se focaliser, comme assez souvent, sur l'offre électrique (et les transports), en négligeant la chaleur, les évolutions de la demande d'énergie, et les potentialités des substitutions d'énergie pour certains usages, la chaleur en particulier.

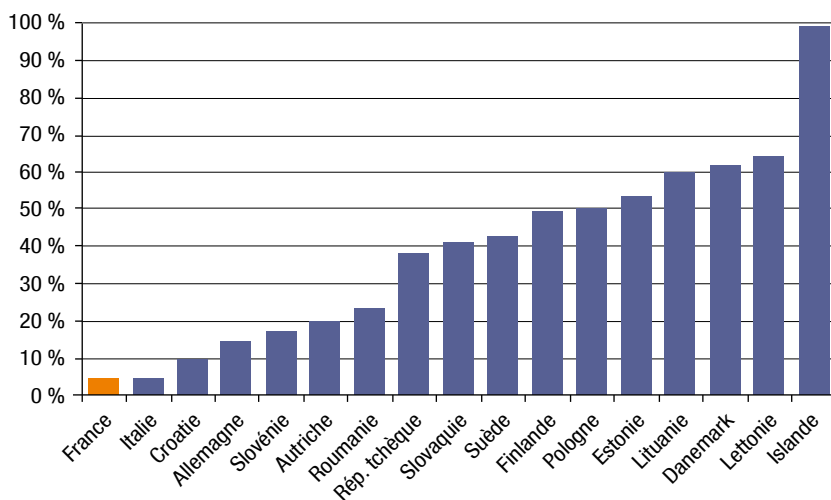
2 ■ Les réseaux de chaleur en France et en Europe

Chiffres clés en France (2010)

- 436 réseaux de chaleur (+ 20 %/2005) ;
- 3 500 km de réseaux (+ 17 %/2005) ;
- 24 500 points de livraison (+ 20 %/2005) ;
- 20 400 MW thermiques ;

- 1 500 MW électriques (cogénération) ;
- 26 TW/an chaleur livrée ;
- 5 TW/an électricité livrée ;
- 2,1 M équivalents logements desservis ;
- part des énergies renouvelables et de récupération : 31 % (27 % en 2005).

Part du chauffage urbain dans l'habitat



Source : EuroHeat & Power

La France se caractérise en Europe par un taux très bas de développement des réseaux de chaleur (moins de 5 % dans l'habitat) alors que dans de nombreux pays d'Europe du Nord ou d'Europe centrale, le taux est supérieur à 40 %.

Au Danemark, en Suède et en Finlande, les réseaux de chaleur desservent même une part significative des maisons individuelles, principalement par l'effet de la fiscalité énergétique/environnementale : le signal-prix est un moyen efficace (et appréciable pour les finances publiques) d'assurer la compétitivité et le développement des réseaux de chaleur et, plus généralement, des solutions performantes.

En France, les réseaux de chaleur sont en phase de développement significatif, depuis 2008. Celui-ci va s'amplifier dans les années à venir, grâce en particulier au Plan Chaleur mis en œuvre par l'ADEME depuis 2009.

3 ■ Les réseaux de chaleur appelés à un fort développement

Les objectifs 2020 du Grenelle de l'environnement pour les réseaux de chaleur est de multiplier par 3 les bâtiments raccordés (soit plus de 6 millions d'équivalents-logements), avec une part supérieure à 60 % d'énergies renouvelables ou de récupération.

Les réalisations récentes et les projets en cours, très nombreux, traduisent ces objectifs ambitieux. Ils concernent essentiellement le parc immobilier existant, mais aussi des bâtiments neufs, en particulier à travers d'éco-quartiers desservis par une chaufferie biomasse.

Pour les réseaux existants, cela se caractérise par leur densification (desserte de bâtiments proches du réseau), leurs extensions (quartiers limitrophes) et des interconnexions (entre une UIOM¹ et un réseau, entre deux réseaux peu éloignés). Simultanément, le « verdissement » des réseaux est rapide, avec des investissements importants pour utiliser plus de biomasse, de géothermie, de chaleur UIOM, de récupération de chaleur fatale (exemple de réseau à Marne-la-Vallée alimenté par la chaleur récupérée sur des « *data centers* »).

Par ailleurs, de très nombreux petits réseaux de chaleur sont créés, principalement avec une chaufferie biomasse, dans des villes moyennes et des bourgs de moins de 5 000 habitants (zone rurale avec forêts, en particulier).

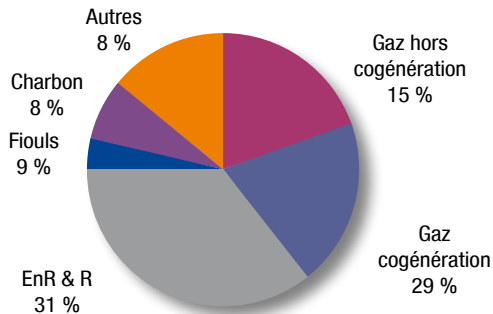
Cet important potentiel de développement des réseaux de chaleur peut également être illustré par l'étude en cours pour la région Île-de-France, dans le cadre de son Schéma régional climat-air-énergie : les réseaux y sont déjà très présents (avec 40 % de la chaleur totale livrée en France), mais les raccordements devraient être multipliés par 3 d'ici 15 à 20 ans, avec les seuls immeubles à proximité des réseaux existants.

Ainsi, il est réaliste d'estimer qu'au niveau national, les réseaux de chaleur desserviront d'ici 20 à 30 ans plus de 8 millions d'équivalents-logements (soit 4 fois plus qu'en 2010), avec un taux d'énergie vertueuse de plus de 80 %. L'impact en diminution de la demande d'énergie fossile devrait être très significatif.

[1] Usine d'incinération des ordures ménagères.

4 ■ Diversité du mix énergétique et flexibilité accrues

📌 Bouquet énergétique global des réseaux de chaleur (en énergie thermique produite)



- 60 % d'énergies « vertueuses » (EnR & R + Cogénération) ;
- 60 % de la chaleur livrée par des réseaux utilisant 3 à 6 énergies ;
- seulement 12 % en réseaux mono-énergie.

Les réseaux de chaleur ont longtemps utilisé pour l'essentiel le charbon et le fioul lourd « énergies difficiles » à exploiter pour le chauffage d'un immeuble. Progressivement, les « énergies vertueuses » s'y sont développées : chaleur récupérée de l'incinération des déchets, géothermie basse température, bois énergie, gaz de mine, récupération de rejets thermiques, industriels... Très souvent, ces énergies renouvelables et de récupération ne peuvent être valorisées qu'à travers des installations thermiques de la taille des réseaux de chaleur.

La part du charbon + fioul est ainsi passée de 75 % en 1987 à 17 % en 2009 et les énergies vertueuses représentent maintenant plus de 60 % du mix énergétique.

Simultanément, les technologies les plus performantes peuvent y être mises en œuvre plus facilement (effet d'échelle, etc.) comme la cogénération (1 500 MW électriques installés en quelques années), le stockage de chaud (et de froid pour les réseaux de froid).

Les réglementations environnementales s'appliquant à ces installations sont bien plus sévères que celles relatives au chauffage individuel ou d'immeuble.

À titre d'illustration, le recours à des installations collectives plutôt qu'individuelles pour la combustion de biomasse présente les avantages environnementaux suivants :

- systèmes de traitement des fumées performants, permettant d'atteindre des niveaux 5 fois inférieurs à ceux des poêles individuels les plus haut de gamme (30 mg/Nm³ contre 150 pour les poussières) et un coefficient très supérieur pour l'essentiel des équipements existants ;
- une surveillance très régulière de l'efficacité de ces traitements de fumée, sous le contrôle des DREAL¹ ;
- une conduite des installations par des techniciens spécialisés, permettant d'optimiser la qualité de la combustion en permanence, gage d'efficacité énergétique mais aussi de réduction des rejets.

Comme le chauffage individuel de biomasse représente 9 Mtep/an pour seulement 0,5 Mtep actuellement dans les chaufferies collectives, il est légitime de fortement développer les réseaux de chaleur avec biomasse.

Depuis quelques années, avec la hausse des prix des énergies fossiles et le Grenelle de l'environnement, une forte dynamique de développement des énergies renouvelables et de récupération dans les réseaux de chaleur est mise en œuvre, en substitution d'énergies fossiles : la biomasse en particulier, avec comme atouts l'utilisation d'énergies locales (à prix mieux maîtrisés), la création d'emplois locaux (travaux, exploitation et filière amont d'approvisionnement) et un impact important et rapide en termes de diminution des émissions de CO₂. La flexibilité du mix énergétique est accrue, avec le recours complémentaire d'énergies de base, de semi-base et de pointe. Enfin, cette flexibilité permet une meilleure maîtrise du prix de la chaleur, en adaptant le mix énergétique du réseau aux évolutions de prix des différentes énergies.

5 ■ Une chaleur de moins en moins carbonée pour le parc immobilier existant

Il y a un large consensus pour considérer que la maîtrise de la demande d'énergie est une composante essentielle de toute politique énergétique. Le plus difficile dans ce domaine est la rénovation des bâtiments existants (objectif du Grenelle : – 38 % de consommation du parc d'ici 2020) : mobiliser des millions de décideurs individuels (ou en copropriété), réaliser plus de

[1] Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement.

500 milliards d'euros de travaux prendra beaucoup de temps (financement de travaux en partie peu « rentables », évolution nécessaire de l'offre de travaux, etc.). Certaines rénovations thermiques sont très difficiles (immeubles anciens de bonne qualité architecturale). Une fois réalisée une isolation permettant de réduire de 40 % environ les besoins thermiques, il est clair qu'aucune isolation supplémentaire n'y sera entreprise dans les 20 ou 40 ans suivants.

En regard, le raccordement à un réseau de chaleur « vertueux » correspond à un processus de décision simple pour l'habitat collectif ou le tertiaire avec chauffage d'immeuble. La part d'énergies renouvelables et de récupération pourra croître régulièrement, en réduisant sensiblement et rapidement les émissions de CO₂ des bâtiments raccordés, parallèlement au processus plus lent des travaux de rénovation thermique.

6 ■ Réseaux de chaleur : outil essentiel de politique locale énergétique et environnementale

Il s'agit des services publics locaux de production, transport et distribution de chaleur, maîtrisés par les collectivités territoriales, qui peuvent les mettre en œuvre sous des formes variées : délégation de service public, régie, etc.

Les collectivités territoriales manifestent, plus largement depuis quelques années, une motivation forte pour créer ou faire évoluer leurs réseaux de chaleur. Les Schémas régionaux climat-air-énergie et les Plans climat-énergie territoriaux constituent une opportunité majeure pour concrètement décider le développement de réseaux de chaleur « vertueux ».

L'énergie est un secteur où la politique de l'offre l'emportait largement sur celle de la demande et, de même, le centralisé sur le décentralisé. Une évolution structurelle est en cours, avec :

- l'importance croissante des productions d'énergies décentralisées (EnR, réseaux de chaleur et de froid, cogénération, etc.) ;
- les actions de maîtrise de la demande d'énergie et de réduction des émissions de CO₂ s'appuyant de plus en plus sur la politique urbaine (densification des centres-villes, rénovation de quartiers, mise en œuvre de tramway).

Les collectivités territoriales considèrent de plus en plus fondamentale leur prise en charge de plans d'action climat-énergie, dans lesquels les réseaux de chaleur ont très souvent une part essentielle, avec des impacts importants et rapides.

7 ■ Chauffage collectif/chauffage individuel : flexibilité radicalement différente

Dans les immeubles collectifs d'habitation et certains bâtiments tertiaires, les solutions classiques de chauffage individuel (convecteurs électriques ou chaudière individuelle gaz) ne permettent aucune flexibilité : l'énergie mise en place à l'origine y restera pendant encore des décennies, sauf exception. En effet, une transformation du système de chauffage est très coûteuse, avec des travaux importants en partie privative, et juridiquement quasi impossible en copropriété.

Le parc immobilier existant (et celui à construire dans l'avenir) est, pour une large part, très peu flexible puisque, depuis 30 ans, au moins 90 % de l'habitat neuf est construit avec un chauffage individuel (plus de 75 % dans l'habitat collectif).

En revanche, le chauffage collectif d'immeuble permet des changements d'énergie (dans le passé, charbon vers fioul puis gaz ; dans l'avenir, possibilité de pompe à chaleur, de cogénération, de nouvelles technologies performantes) ainsi que, beaucoup plus simplement, le raccordement à un réseau de chaleur multi-énergies, flexible et vertueux en termes d'efficacité énergétique et de faible émission de CO₂.

Les occupants de ces bâtiments bénéficient donc de ces atouts de flexibilité-adaptabilité énergétique, d'une qualité environnementale accrue (qui se poursuivra sans effort), ainsi que d'une meilleure maîtrise de l'évolution des prix de la chaleur (multi-énergies, part fossile de plus en plus limitée).

Si le chauffage individuel a divers atouts qui ont assuré son succès (aspirations individualistes des ménages, avantages pour certains acteurs), il a aussi des inconvénients croissants, outre ceux mentionnés ci-dessus : il s'agit en particulier du phénomène « passager clandestin » ou « vol de chaleur », qui crée des situations très inéquitables dans les immeubles collectifs avec chauffage individuel, notamment ceux récents (et futurs) bénéficiant d'une bonne isolation.

Janvier 2012

Propositions de la Direction générale pour la recherche et l'innovation

Ministère de l'Enseignement supérieur
et de la Recherche

L'exercice conduit dans le cadre de la commission Énergies 2050 a été instructif et enrichissant à plus d'un titre et nous tenons à saluer le travail considérable entrepris dans un temps donné très court. La qualité des débats et les propositions avancées en réaction aux scénarios présentés lors des auditions ont été remarquables, et peuvent être interprétées comme le signe d'un consensus sur de nombreux points de ces scénarios et sur les limites de ce que l'on peut imaginer de façon réaliste et raisonnable.

Un effort de recherche sans précédent

De manière générale, les scénarios présentés lors des auditions reposent sur des hypothèses assez conservatrices et prudentes en termes d'avancées de la recherche dans le domaine des technologies de l'énergie et prennent le parti de ne pas postuler de rupture technologique majeure.

Il est donc frappant que les conclusions de la commission incluent la nécessité d'intensifier la recherche et l'innovation autour de certaines technologies : efficacité énergétique en premier lieu, mais aussi séquestration du CO₂, stockage d'électricité, réseaux intelligents, valorisation de la biomasse, exploitation raisonnée des hydrocarbures non conventionnels, énergies solaires, et nucléaire, auxquelles il conviendrait d'ajouter les énergies marines. Chacune de ces technologies pourrait en effet, en cas de rupture, modifier substantiellement les scénarios étudiés. Ainsi, on ne peut que se réjouir de voir que le travail de la commission recoupe largement celui effectué en 2009, lors de la mise en place de la Stratégie nationale de la recherche et innovation (SNRI) par le ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

Les thématiques retenues dans la SNRI sont articulées autour de défis sociétaux et économiques dont l'un est d'assurer l'avenir énergétique sans carbone

avec un équilibre entre recherche nucléaire et recherche sur les énergies renouvelables.

Dans ce cadre, le programme des investissements d'avenir constitue un effort considérable et exceptionnel en faveur de la recherche. Un milliard d'euros est consacré à la recherche sur le nucléaire de demain. Deux projets structurent ce programme : ASTRID, pilote de réacteur de quatrième génération, et le réacteur expérimental RJH. Les programmes de recherche relatifs aux énergies renouvelables bénéficient de 1 milliard et 1,350 milliard d'euros consacrés respectivement à la création d'instituts d'excellence des énergies décarbonées (dans le cadre d'un programme opéré par l'ANR) et aux démonstrateurs « énergie décarbonée et chimie verte » (dans le cadre d'un programme opéré par l'ADEME couvrant énergie solaire, énergie éolienne, énergie marine, géothermie, captage, stockage et valorisation du CO₂, chimie du végétal, biocarburants avancés, hydrogène et pile à combustible, stockage de l'énergie, îlots et bâtiments à énergie positive, etc.). Les réseaux électriques intelligents bénéficient de 250 millions d'euros pour promouvoir l'expérimentation et la recherche en faveur de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (éolienne, solaire, marine...) dans les réseaux électriques et du développement de produits et services intelligents permettant la maîtrise des consommations d'électricité. Enfin, les véhicules du futur bénéficient d'1 milliard d'euros pour promouvoir le développement de technologies et de solutions innovantes et durables en matière de déplacements terrestres et maritimes.

Renforcer la modélisation

La modélisation économique des scénarios est apparue lors des auditions et des discussions de la commission comme un outil à développer impérativement. Le travail remarquable réalisé par la commission pour comparer rigoureusement les scénarios a en effet mobilisé l'ensemble des expertises disponibles aujourd'hui en France. Toutefois, si demain un scénario nouveau devait être proposé (par la communauté académique, une ONG, ou l'État, à la suite ou non d'une rupture technologique), la comparaison avec les résultats présentés ici demanderait la même mobilisation d'expertise : le même travail serait à refaire. Cependant, la modélisation pourrait servir comme un des outils de comparaison, rigoureux et systématique, des scénarios en les testant dans leurs différents aspects.

Or le savoir-faire en matière de modélisation économique (et même technico-économique, ou technico-économico-climatique) est disponible en France. Mais

il est morcelé, manque de visibilité, et semble sous-exploité. Les compétences reconnues à l'École des Mines, à l'IHES, dans des unités du CNRS, au CEA et ailleurs ont en partie été mises à contribution par la commission. Au-delà, l'exemple spectaculaire des outils du DECC britannique devrait inspirer les acteurs français. Les outils de modélisation, déployés grâce à Internet, sont à la fois un outil moderne de pédagogie et de vulgarisation pour le citoyen, un outil de débat démocratique, et évidemment un outil pour le décideur politique qui dispose ainsi de l'outil d'aide à la décision « classique » et simultanément de l'analyse de l'acceptabilité des choix. Même s'il faut lire leurs résultats avec prudence (car ce ne sont que des modèles et pas la réalité), ces outils permettent néanmoins de tester scientifiquement, rationnellement, objectivement les scénarios et leurs idées directrices, voire leur robustesse, en fournissant des estimations chiffrées des efforts, investissements, et bénéfices climatiques ou en termes d'indépendance. De plus, leur appropriation par le grand public est le premier pas vers leur transposition en actions, et permettrait de faire émerger un consensus sur une question sinon perçue comme polémique.

Au-delà de l'effort qui pourrait être conduit par la communauté scientifique pour fédérer les recherches et le développement des outils, seules l'implication des acteurs industriels et des associations (nécessaire pour valider les partis pris des modèles) et la participation des administrations (pour la fourniture de données précises) seront le gage de la légitimité de la démarche.

Conclusion

Nous nous félicitons des conclusions et des recommandations de la commission qui mettent en exergue la nécessité de poursuivre l'effort sur la recherche, dans les domaines de l'efficacité énergétique, les énergies décarbonées et leur intégration aux réseaux ainsi que le stockage.

Nous recommandons que l'État promeuve des outils indépendants, partagés et reconnus d'aide à la décision.

Propositions de FO

Pour la Confédération Force Ouvrière, le choix d'un mix énergétique doit se faire en combinant au moins les facteurs suivants : sûreté des installations qui est évidemment un impératif absolu pour les salariés comme pour les citoyens, émission ou non de CO₂, intérêts pour les entreprises et les usagers domestiques, sécurité d'approvisionnement mais aussi développement des emplois.

Concernant la commande du ministre et notamment la question de savoir s'il faut faire évoluer la part du nucléaire par rapport aux énergies renouvelables, FO considère que le pourcentage du nucléaire dans le mix énergétique ne saurait constituer un objectif en soi mais qu'il faut analyser le mix énergétique dans sa globalité, avec pragmatisme, en tirant parti des ressources existantes, en tenant compte des possibilités réellement envisageables et en combinant les facteurs précités.

Ces principes étant rappelés, FO tient à souligner les aspects suivants :

- *sur la sûreté des installations nucléaires*, FO souligne l'importance de l'existence de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), autorité indépendante pour faire respecter des critères permettant le fonctionnement des installations en toute sécurité ;
- *sur l'émission de CO₂*, il s'agit pour FO d'un enjeu environnemental majeur. De ce point de vue, il faut tout d'abord rappeler que le nucléaire permet une production énergétique décarbonée. À demande énergétique identique, toute réduction de la part du nucléaire et toute augmentation des « renouvelables intermittentes » se traduiraient par une augmentation d'émission de CO₂ comme cela a été montré en Allemagne ;
- *sur les intérêts des différents choix énergétiques par rapport aux usagers* : nous attendons le résultat de l'étude de la Cour des comptes sur le « coût du nucléaire » dont nous espérons qu'elle mettra fin aux polémiques récurrentes sur ce sujet. Dans l'état actuel des chiffres disponibles, le nucléaire assure un avantage comparatif par rapport à l'Allemagne de 50 %, ce qui un élément essentiel pour la sauvegarde des emplois, notamment mais pas seulement dans les industries électro-intensives. De ce point de vue, on peut s'interroger sur le caractère euro compatible des dispositions de la loi

allemande visant à subventionner les entreprises électro-intensives pour limiter les augmentations de tarifs liés à leur choix énergétique.

S'agissant des énergies renouvelables, nous tenons d'abord à rappeler que la première de ces énergies en France est de loin l'énergie hydraulique, qui apporte une contribution essentielle à l'équilibre offre-demande d'énergie à un coût très compétitif. Selon les professionnels du secteur, il y a possibilité de développer ce parc. Le rapport doit donc le mentionner.

Sur les énergies renouvelables intermittentes (éolienne, terrestre ou *offshore*, solaire), FO demande que soit clairement mentionné et si possible chiffré l'accroissement du réseau de distribution et de transport lié aux différentes options de développement du renouvelable. C'est là une exigence de transparence minimale sachant que le coût du réseau représente approximativement la moitié de la facture d'énergie. Nous voulons aussi souligner que la multiplication de lignes posera également une question d'acceptabilité sociale.

FO rappelle également que le surcoût des renouvelables à travers les obligations d'achat imposées à EDF est aujourd'hui financé par les usagers à travers la Contribution du service public de l'électricité (CSPE). Celle-ci est appelée à croître encore en 2012 avec le solaire, comme vient de le souligner la Commission de régulation de l'énergie, mais plus encore avec le développement de l'éolien *offshore* dont le prix d'achat très élevé risque de faire exploser la CSPE et de frapper durement les ménages, y compris les moins aisés. Ce qui pose la question de savoir jusqu'à quel point c'est l'usager qui doit payer le coût de politiques publiques de promotion de telle ou telle énergie. Ce qui pose aussi la question du taux de rentabilité garanti pour ces exploitations sans risques ;

- *sur la sécurité d'approvisionnement* : le nucléaire a également un avantage évident par rapport aux énergies renouvelables intermittentes dont le problème est précisément l'intermittence. C'est la raison pour laquelle FO souhaite que le rapport mentionne la nécessité de développer la recherche et développement sur le stockage d'énergie ;
- nous ajoutons à ces quatre critères celui de *l'emploi*. Sans entrer dans des polémiques, nous reprenons à notre compte les 410 000 emplois, chiffres donnés par PWC pour le nucléaire existant. Par ailleurs, il va de soi que toute augmentation importante des prix de l'électricité ferait perdre de la « compétitivité » à la France avec des risques de délocalisation importants.

En outre, pour les emplois dans ces filières énergétiques, la stabilité des mesures des politiques publiques est indispensable : on ne peut créer des mesures fiscales incitatrices une année puis les supprimer quelques mois après. Outre la cacophonie sur les orientations stratégiques d'avenir que cela produit, ces inversions conduisent à détruire des emplois récemment créés ainsi que d'autres, plus traditionnels, qui avaient fait des efforts d'évolution en termes de qualifications et compétences. Au final, les salariés et les usagers sont victimes de ces « *go and stop* ».

FO croit enfin au développement de l'emploi dans la filière de l'efficacité énergétique et notamment dans les bâtiments. Ces emplois non délocalisables doivent être développés et ceci quel que soit le mix énergétique retenu.

Tous ces critères réunis nous amènent, dès lors que les conditions de sûreté sont garanties par l'ASN et par l'État, à prôner la prolongation de la durée des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans, qui correspond à un optimum économique pour la Nation et environnemental en termes de lutte contre l'effet de serre.

Nous voulons de plus rappeler d'autres revendications fortes de FO :

- l'augmentation des efforts de recherche et d'ingénierie par la puissance publique, le développement du contrôle par des agents publics dans un cadre indépendant et l'impératif de la sûreté et de la sécurité des personnels (sur tout le cycle de l'activité nucléaire, civile et militaire) et des citoyens doivent primer sur les questions de rentabilité. L'industrie nucléaire comporte des enjeux spécifiques qui nécessitent de garantir sa pérennité en la soustrayant aux aléas conjoncturels et aux marchés. FO considère en conséquence que la cotation d'EDF et d'AREVA en Bourse n'est pas compatible avec le nucléaire. La Bourse, c'est du court terme, le nucléaire du long terme ;
- l'État doit être le seul garant et pilote de la filière et il se doit d'impulser les investissements et les axes de recherche selon une véritable politique stratégique d'avenir. FO revendique que notre pays dispose d'une industrie, de centres de recherche et d'organismes de contrôle à caractère public avec des moyens suffisants et des compétences adaptées à leurs missions. Face aux risques de démantèlement et de privatisation de la filière nucléaire française, sa sécurisation dans le cadre d'une véritable politique industrielle publique nationale ambitieuse de l'État constitue un impératif. En cela, FO se félicite d'avoir obtenu la mise en place d'un Comité stratégique de filière industrielle nucléaire ;

- FO demande également que la part de la sous-traitance soit réduite dans les centrales et que les conditions sociales de ces personnels soient améliorées. Nous réaffirmons régulièrement que la sécurité dans l'industrie nucléaire passe notamment par la négociation d'un accord améliorant les droits, les garanties et les conditions de travail, en particulier dans les différents secteurs de la sous-traitance où elles sont trop souvent indignes pour les nombreux travailleurs concernés.

Nous n'ignorons pas les difficultés rencontrées : type de dispositif conventionnel, articulation avec l'existant, champ d'application, niveau des garanties, etc. Mais il apparaît désormais nécessaire que la filière industrielle électronucléaire se structure pour faire face aux nouveaux défis qui se présentent, ce qui ouvre la perspective de négociations à ce niveau. C'est assurément le sens que le gouvernement a donné à travers la création récente d'un Comité stratégique de la filière industrielle nucléaire qui répond à notre demande du 19 avril 2011.

Propositions de Pierre Gadonneix

Président du Conseil mondial de l'énergie

Visions partagées par l'ensemble des scénarios de quelques « bonnes nouvelles »

La plupart des scénarios s'accordent sur :

- les objectifs de long terme : croissance et sécurité d'approvisionnement, protection de l'environnement et du climat et acceptabilité sociale :
 - dans le monde, la demande en énergie va croître de façon considérable dans les 40 prochaines années : hausse de 50 % de la demande en énergie et de 100 % de la demande en électricité d'ici à 2050. Cette croissance est tirée par les pays émergents et en développement ;
 - pour les pays en développement, la croissance de la demande en énergie est la condition non négociable d'un accès au développement économique et d'une sortie de la pauvreté. 1,5 milliard d'habitants sur terre n'ont pas encore accès à l'énergie et sont ainsi privés de l'accès à des services fondamentaux tels que la santé et l'éducation.

Pour ces pays, sécuriser l'accès à l'énergie et l'approvisionnement en énergie de leur croissance économique est clé, et ils sont prêts à développer le large panel de toutes les technologies disponibles et économiques pour contribuer à leur mix énergétique, y compris les nouvelles sources non conventionnelles. La Chine, par exemple, développe à la fois des centrales nucléaires (20 centrales en construction), des barrages hydrauliques, des centrales au charbon (une nouvelle par semaine), des centrales au gaz (une part du gaz dans le mix qui passera de 2 % à 12 % en dix ans), des renouvelables (plus gros investisseur mondial dans les EnR en 2011), etc. ;

- ainsi que sur la **grande variété des sources d'énergie et technologies qui seront disponibles globalement à long terme** : en plus des énergies traditionnelles zéro carbone (nucléaire, hydraulique), le monde voit le spectre du *peak oil* reculer depuis deux ans avec le boom des gaz et pétrole non conventionnels. Par ailleurs, certaines énergies renouvelables se rapprochent rapidement de la compétitivité, comme l'éolien *onshore*.

À l'horizon 2050, le monde disposera en outre de nouvelles technologies compétitives comme les éoliennes *offshore*, les technologies solaires, la biomasse et les biofuels, la géothermie, l'énergie marine, peut-être également des technologies hydrogène, des technologies de captage et stockage du CO₂, etc.

Les scénarios ont des appréhensions divergentes des incertitudes majeures

Toutefois, la plupart des scénarios divergent fortement sur les hypothèses établies sur les incertitudes majeures :

- **les incertitudes relatives aux technologies** (amont et aval pour la production comme les réseaux) et leur maturité technique et commerciale. Certains scénarios sont très optimistes, d'autres constatent que pour l'instant les EnR ne sont pas encore toutes proches de la compétitivité :
 - de nos jours, les énergies renouvelables intermittentes ne peuvent pas être intégrées à plus de 15-20 % sur le réseau. Il y a donc une incapacité technique à aller au-delà de 15-20 % d'EnR dans le mix aujourd'hui ;
 - par ailleurs, aller au-delà de 15-20 % de renouvelables dans le mix, c'est s'exposer à accroître le recours au gaz et au charbon pour fournir de l'énergie quand il fait froid, et qu'il n'y a ni vent ni soleil, ce qui est commun au nord de la Loire. Les éoliennes et les panneaux solaires pousseront dans le paysage à côté des fourneaux de centrales thermiques ;
 - les technologies prometteuses pour demain : environ deux à huit fois plus chères en €/MWh aujourd'hui, à améliorer pour se garder toutes les options ouvertes à l'horizon 2030-2050 ;
 - enfin, pour chaque euro investi dans le nucléaire, c'est deux à trois fois plus d'emplois que pour un euro investi dans le photovoltaïque où les trois quarts de la valeur sont importés ;
- **les incertitudes relatives au financement des investissements nécessaires dans l'énergie** (qui s'élèvent à plus de 1,4 % du PIB global par an) dans un contexte de fragile sortie de crise économique :
 - certains scénarios envisagent une baisse de la demande en énergie, d'autres estiment que le système énergétique doit au contraire être un outil au service de la restauration de la compétitivité et de la reprise économique du pays. La décroissance n'est pas une option acceptable.

Notre objectif doit également être de lutter contre la précarité énergétique croissante ;

- toutefois, la rareté de l'argent est réelle et certains qualifient même la période actuelle de « *peak money* ». D'où l'importance de la stabilité et visibilité sur les règles du jeu et le cadre politique à long terme, pour attirer des investisseurs privés ;
- **les incertitudes relatives à la géopolitique mondiale et aux négociations sur le climat :**
 - certains scénarios comme la *EU Energy Roadmap 2050* font l'hypothèse que tous les acteurs à travers le monde auront le même comportement vertueux que l'Europe vis-à-vis de la lutte contre le réchauffement climatique ;
 - pourtant, surtout après l'échec de Durban, il semble légitime de se poser la question de « savoir si l'Europe peut continuer à être la seule à rester vertueuse en matière d'environnement ». Une seule réponse s'impose alors : « Oui... mais pauvre ! » ;
 - en effet, à moins que les pays s'engagent tous dans une action politique sérieuse et d'envergure pour lutter contre le réchauffement climatique, on risque bien de voir se développer, comme un trait d'ironie à l'endroit de la Commission européenne, ce que certains qualifient de 3 x 50, soit 50 % de population en plus dans le monde, 50 % de CO₂ en plus et 50 % de consommation par habitant en plus...

Une contrainte de temps qui pousse à réduire les incertitudes dans la prise de décision maintenant

Or la contrainte de temps dans le secteur de l'énergie est telle que des choix faits aujourd'hui nous engagent pour plusieurs décennies, sur des horizons de temps où les incertitudes sont précisément les plus grandes. Pour agir dans le secteur énergétique, il faut une politique de long terme consensuelle, dépassant les clivages politiques et les échéances électorales.

D'où la nécessité d'un débat public dans le cadre de travaux, notamment parlementaires, et capitalisant sur le Grenelle, pour obtenir un consensus et la validation d'un scénario en deux temps.

Une trajectoire ambitieuse et raisonnable en deux temps, attentive aux différentes dimensions de la politique énergétique

Ces dimensions sont l'acceptabilité sociale (environnement, sûreté, mais aussi emploi et prix/pouvoir d'achat), prix des énergies, impacts sur l'emploi et sur la balance commerciale du pays et enfin capacité de financement. Les deux temps sont : 2010-2030 et au-delà, jusqu'à 2050.

2010-2030 : dans le contexte actuel que connaît la France, de crise économique, l'enjeu est surtout de fournir au pays une énergie bon marché et décarbonée pour renouer rapidement avec la croissance, tout en préservant la paix sociale, c'est-à-dire les emplois locaux et des niveaux de prix acceptables et en préparant l'avenir (préparer les filières industrielles d'avenir notamment, qui créeront des emplois locaux à forte valeur ajoutée demain).

Aussi, il convient de s'appuyer sur les technologies actuellement performantes écologiques et économiques, dont le parc de centrales nucléaires jusqu'à leur optimum économique qui sera atteint pour la plupart des centrales entre 2030 et 2040 avec comme préalable indispensable la sûreté, que seule l'ASN est en mesure d'évaluer dans le cadre d'une gouvernance mondiale renouvelée de la sûreté des centrales :

- pour conforter le choix de la France de promouvoir la sûreté nucléaire, dans un contexte de globalisation des pollutions de l'air et de l'eau, de globalisation des acteurs industriels de l'énergie et de métissage culturel des équipes et de la main-d'œuvre sur les infrastructures énergétiques à travers le monde, il est de plus en plus urgent de promouvoir une gouvernance internationale favorisant l'émergence d'un cadre commun d'objectifs et de normes de sûreté applicables à tous les acteurs de tous les pays et pour toutes les énergies (nucléaire, mais également forage pétrolier, exploitation des gaz de schiste, etc.). La France, qui compte quelques-uns des fleurons de l'industrie énergétique mondiale, est légitime pour promouvoir et pleinement prendre part à cette gouvernance internationale de la sûreté des énergies ;
- à rebours, si notre pays venait à sortir du nucléaire, la France se décrédibiliserait au niveau international et éprouverait certaines difficultés à faire entendre sa voix sur la sûreté nucléaire auprès des grandes puissances qui poursuivent leur programme : 60 nouveaux réacteurs dans le monde dont 22 en Chine, Inde, Brésil, Afrique du Sud, Turquie ; 24 nouveaux réacteurs

en projet dans l'UE, dont 6 en construction (2 en Bulgarie, 1 en Finlande et 2 en Slovaquie et bientôt 4 au Royaume-Uni) ;

- arrêter des centrales nucléaires rentables qui sont jugées sûres par l'ASN avant leur fin de vie économique serait un gaspillage irresponsable : en termes d'impact économique, renoncer au nucléaire, ce serait l'équivalent d'un troisième choc pétrolier uniquement pour la France ;
- le nucléaire, garant aujourd'hui de l'indépendance énergétique du pays. En effet, renoncer au nucléaire se traduirait certainement par la hausse du recours au gaz ; et, si le pays renonce toujours à exploiter ses gaz de schiste, on ne pourra pas éviter de recourir aux imports de gaz. Comme nous importons déjà notre pétrole et une grande majorité de la valeur des EnR, l'indépendance énergétique du pays en sera fortement affectée ;
- le nucléaire, garant aujourd'hui de la faiblesse de nos émissions de CO₂ : un atout pour l'avenir dans le cadre incertain des négociations sur le climat.

Il sera également nécessaire de s'appuyer sur les autres technologies compétitives aujourd'hui à déployer massivement dans les 10-15 ans, autour de 60-100 €/MWh dans l'OCDE : charbon supercritique, cycle combiné à gaz, hydraulique bien sûr, et bientôt l'éolien terrestre, proche de la compétitivité en Europe avec 2 000 h de vent. Renforcer le rôle du prix du CO₂ sera clé.

Il convient dès maintenant de préparer l'avenir. Conserver notre atout nucléaire jusqu'en 2030 nous permet de garder toutes les options ouvertes jusqu'à l'émergence de technologies alternatives matures économiquement. C'est-à-dire garder de la marge de manœuvre pour affronter d'éventuels chocs externes et piloter les changements de long terme, ne renoncer *a priori* à aucun moyen définitivement s'il est sûr, économique et propre. En effet, dans le même temps que l'on exploitera notre parc jusqu'à sa fin de vie, il sera indispensable d'engager de grands chantiers sur la MDE et sur les réseaux, de construire les filières renouvelables à forte valeur ajoutée, d'engager la programmation des investissements énergétiques qui remplaceront l'actuel parc de centrales nucléaires. Il faudra pour ce faire :

- rechercher les ruptures technologiques pour les technologies loin de la maturité (encore de deux à dix fois plus chères) ;
- faire évoluer les outils de soutien aux technologies proches de la maturité à l'amont comme à l'aval, notamment par le biais d'appels d'offres (exemple des appels d'offres actuels sur les éoliennes *offshore* en France).

Au-delà de 2030, vers 2040-2050, il sera temps de remplacer le parc existant de centrales par de nouveaux moyens de production. À ce moment (renouvellement du parc), il sera en effet légitime de s'interroger sur la pertinence de conserver, ou non, à même hauteur la part du nucléaire dans la production d'électricité (actuellement de 75 %), afin d'optimiser les trois objectifs de la politique énergétique. Comme « le calendrier nous est favorable », il aura fallu presque 30 ans pour domestiquer les renouvelables et ce temps de maturation échu coïncidera avec l'échéance du renouvellement du parc nucléaire :

- avec des hypothèses réalistes (renouer avec une croissance du PIB de 2 % en 2030, MDE très ambitieuse à 100 % du Grenelle, et décarbonisation des usages aval par la substitution fossile/électricité dans les transports et les bâtiments qui renforcent la demande en électricité de + 20 TWh), certains scénarios ont pu envisager que la production d'électricité française croisse jusqu'à 650-700 TWh à l'horizon 2030 ;
- pour faire face à cette hausse de la demande, ces scénarios préconisent le remplacement, à sa fin de vie, de tout le parc par des centrales nucléaires de troisième génération, et ce faisant d'augmenter la production nucléaire ;
- d'autres scénarios ont envisagé d'abandonner complètement le nucléaire à horizon de 2030 environ ;
- entre ces deux pôles, entre ces deux visions, se situe certainement une trajectoire modérée, visant à ne pas remplacer intégralement le parc nucléaire avec des centrales de troisième génération ni faire davantage croître la part du nucléaire dans le mix, mais plutôt de privilégier à côté d'une part raisonnable de nucléaire renouvelé, des moyens de productions renouvelables. La part du nucléaire dans le mix énergétique s'en trouverait ramenée à un niveau inférieur au niveau actuel dans le cadre d'un mix diversifié, potentiellement plus résilient.

Or on sera précisément en mesure de déployer, aux côtés des énergies zéro carbone : le nucléaire de troisième génération, puis, dès 2050, de quatrième génération, l'hydraulique, les EnR devenues alors économiquement matures (solaire, biofuels de troisième génération, éoliennes *onshore*, énergies de la mer, etc.), les nouveaux moyens de maîtriser la demande en énergie, de stocker l'énergie et de décarboner le système (CCS), ainsi que les nouveaux réseaux (*smart grids* et *super grids*).

Propositions du MEDEF

Direction développement durable

Le MEDEF contribue à la commission Énergies 2050 par le biais de son groupe de travail Stratégie énergétique et compétitivité, qui réunit à la fois des représentants des fournisseurs de solutions énergétiques, des producteurs et des consommateurs d'énergie.

Pour les entreprises, le mix énergétique de la France est d'abord un outil de politique industrielle. Il constitue à la fois un atout pour l'économie et un levier qui doit permettre de saisir des opportunités dans de nouvelles filières. Ces priorités sont mises en avant par les entreprises dans le cadre français (MEDEF), européen sur la Feuille de route de la Commission (BusinessEurope¹) et mondial (B20²).

Le MEDEF exprime le souhait que ces travaux permettent à la fois :

- d'évaluer les conséquences de plusieurs scénarios énergétiques sur la compétitivité du secteur industriel et énergétique à l'horizon 2050 (prix de l'énergie, du CO₂, contraintes réglementaires, etc.) ;
- d'identifier les opportunités technologiques pour la France dans le contexte européen et mondial (technologies vertes, etc.) ;
- de vérifier la soutenabilité économique des scénarios, notamment en identifiant leurs sources de financement.

1 ■ La diversité du mix énergétique de la France constitue un atout à renforcer

La consommation d'énergie primaire de la France est aujourd'hui fortement diversifiée. L'électricité représente une part de 43 %, le pétrole 31 %, le gaz 15 %, les énergies renouvelables non électriques 6,5 % et le charbon 4,5 %³.

En ce qui concerne l'électricité, elle est en France à 74 % d'origine nucléaire, 15 % d'origine renouvelable (dont 12 % pour l'hydraulique) et 11 % d'origine fossile. Le développement des énergies renouvelables constitue un axe fort du

[1] www.businessseurope.eu/content/default.asp?PageID=568&DocID=28211.

[2] www.b20.fr/uploads/presse/Final-Report-with-with-appendices-B20-2011.pdf [p. 123].

[3] Source : MEDDTL/CGDD/S0eS.

paquet climat-énergie adopté en 2008 qui fixe un objectif de 23 % de l'énergie consommée en France issue d'énergies renouvelables. Les mesures issues du Grenelle de l'environnement ont d'ores et déjà permis depuis 2007 d'augmenter d'un tiers la part de l'énergie consommée en France d'origine renouvelable : multiplication par 5 de la puissance éolienne depuis 2005, multiplication par 30 de la puissance photovoltaïque en quatre ans. La biomasse, notamment les biocarburants ou encore la géothermie, progressent eux aussi rapidement sur notre territoire.

Grâce aux choix successifs opérés au cours des dernières décennies, le mix énergétique de la France permet aujourd'hui de répondre à trois objectifs majeurs :

- **sécurité d'approvisionnement**, dans un contexte de raréfaction de la ressource en combustibles fossiles et de tensions géopolitiques dans les pays producteurs ;
- **préservation de l'environnement**, dans un contexte d'inquiétude croissante au sujet du changement climatique ;
- **maintien de la compétitivité des entreprises et protection du pouvoir d'achat des ménages**, dans un contexte où les investissements à consentir seront très importants et où les industriels ont un besoin impératif de visibilité pour réaliser ces investissements.

Il convient de renforcer cette démarche dans une logique incrémentale de progrès continu sur ces trois axes en ayant le souci de minimiser le capital employé, et de saisir les formidables opportunités qui sont devant nous à condition de surmonter les risques liés à l'incertitude réglementaire, et au nécessaire financement d'infrastructures onéreuses.

2 ■ Cette diversité doit conduire à définir une véritable PPI multi-énergies

La Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) a pour objectif d'identifier et de planifier la répartition des capacités de production et les investissements conséquents de production et d'approvisionnement de la France. Elle est aujourd'hui composée d'une PPI de production d'électricité et de chaleur ainsi que d'un PIP gaz, Plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz.

Le MEDEF considère que cette approche ne traduit pas suffisamment l'interdépendance des choix énergétiques et la cohérence d'ensemble qui est

nécessaire en matière d'investissements. Le champ couvert par la PPI est aujourd'hui restrictif, alors que d'autres segments du secteur énergétique nécessitent des investissements importants qui gagneraient à bénéficier des approches de planification publiques. C'est la raison pour laquelle il préconise la mise en œuvre d'une véritable « PPE » qui permettrait de définir les investissements pour l'ensemble des modes de production et de conforter les atouts de chacune des filières, et de renforcer l'attractivité du territoire français en matière d'investissements énergétiques. Cette PPE devrait permettre un pilotage des investissements énergétiques en cohérence avec les objectifs de sécurité d'approvisionnement, d'émissions de CO₂, de compétitivité et d'emploi à l'horizon 2050.

3 ■ Le MEDEF souhaite insister sur les critères qui doivent guider les travaux de la commission Énergies 2050

3.1. Compétitivité de la production électrique

La France bénéficie, notamment grâce à la part importante de nucléaire dans son mix électrique, d'un atout majeur en termes de prix de l'électricité. Elle se situe au 1^{er} rang des principaux pays européens et au 4^e rang européen de l'UE-27 derrière la Bulgarie, l'Estonie et la Finlande pour les entreprises (80,10 €/MWh hors TVA contre 110,00 € hors TVA en moyenne dans l'UE-27) et au 6^e rang pour les ménages (119,10 € TTC contre 166,10 € TTC en moyenne dans l'UE-27)¹. En dépit des investissements complémentaires nécessaires dans le parc existant pour le prolonger et le mettre aux normes les plus élevées de sûreté, le MEDEF considère que le maintien d'un mix compétitif – devant nécessairement s'appuyer de façon durable sur le nucléaire – devrait permettre aux entreprises françaises de continuer à bénéficier à moyen et long terme d'un avantage compétitif pour plusieurs raisons.

a) La régulation par les prix introduite par la loi NOME permet aux industriels de ne subir en moyenne qu'à hauteur de 15 % la répercussion de la hausse des prix de gros. Les acteurs sont soumis à une exposition de 100 % aux prix de marché spot dans les autres pays européens. Une convergence entre prix spot et prix régulés de l'ARENH² paraît très peu probable compte tenu des facteurs susceptibles d'influer sur le marché :

- réduction de capacités nucléaires ;

[1] Source : Eurostat, septembre 2011.

[2] ARENH : accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

- impact des quotas d'émissions de gaz à effet de serre (directive ETS) ;
 - coûts des combustibles.
- b) Une grande partie des clients industriels n'est plus concernée par le tarif réglementé de vente et est davantage concernée par l'écart entre le Tartam¹ et le tarif « ARENH + marché » qui prévaut depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME.
- c) Jusqu'ici, les exonérations ou abattements appliqués par l'Allemagne aux entreprises consommatrices d'électricité pour le financement des charges de service public ou l'accès au réseau ont eu moins d'impact qu'en France (CSPE et TURPE)² compte tenu du fait que ces dispositions sont par nature déconnectées des prix. La France dispose ainsi d'un cadre qui permet de préserver les consommateurs d'électricité et qui est *a priori* plus favorable pour les ménages et les entreprises que les avantages allemands. Ce constat pourrait toutefois être en partie nuancé par les mesures compensatoires pour les secteurs électro-intensifs annoncées en juin 2011 par l'Allemagne (500 millions d'euros par an pour les coûts indirects liés à l'électricité pour les secteurs soumis à ETS) et dans l'innovation de l'*Energiekonzept* qui réside moins dans les choix de mix que dans la façon de le financer qui repose sur les consommateurs les moins élastiques, à savoir les ménages.

Il est donc de l'intérêt de l'ensemble des entreprises françaises de préserver une forme d'équilibre du mix énergétique national, de mettre en œuvre les investissements qui permettront d'exploiter le parc électronucléaire actuel tant qu'il est compétitif et sûr et d'effectuer, dans la mesure où l'ASN l'exigerait, d'éventuelles mises à niveau de sûreté des installations nucléaires. À terme, un remplacement progressif du parc actuel par des réacteurs de troisième génération permettra de répondre à la demande électrique française dans la durée.

3.2. Visibilité pour l'ensemble des acteurs énergétiques

Au-delà du débat légitime sur les options qu'il met en avant, l'*Energiekonzept* semble susciter l'adhésion de nombreux secteurs industriels car il présente le

[1] Tartam : tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

[2] CSPE : contribution au service public de l'électricité ; Tartam : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

mérite d'offrir aux entreprises allemandes des facteurs de visibilité à moyen et long terme qui permettent de définir des investissements.

Les entreprises de l'énergie, producteurs et consommateurs, expriment aujourd'hui un besoin de visibilité :

- a) **sur le cadre réglementaire et administratif qui entoure la réalisation d'infrastructures énergétiques sur le territoire français**, et d'une façon générale sur l'amélioration de l'acceptabilité sociale et de l'attractivité économique des investissements énergétiques planifiés et réalisés sur le territoire français et européen. Cela implique le développement de politiques publiques adaptées et d'une plus grande pédagogie. Cela doit aussi se traduire par la possibilité de conclure des contrats à long terme entre fournisseurs et consommateurs industriels intensifs en énergie afin de répartir de façon optimale les risques ;
- b) **sur l'élaboration des formules tarifaires et sur les perspectives d'évolution des prix de l'énergie en France**. Il est important que celles-ci prévoient de compenser la hausse des coûts de l'énergie supportés par les entreprises, en particulier pour les industries intensives en énergie. La maîtrise des coûts ne peut se concevoir qu'avec des politiques volontaristes d'investissements énergétiques et des mesures de compensation des coûts supportés par les entreprises, en particulier pour les secteurs les plus intensifs en énergie ;
- c) **sur les objectifs du paquet climat-énergie à 2020**. Ces objectifs ne sauraient être remis en cause en cours de période sauf à entraîner des investissements extrêmement significatifs à si courte échéance. En parallèle, le prix du CO₂ à long terme constitue un facteur qui conditionne de façon croissante le modèle économique des investissements énergétiques. Cette plus grande visibilité doit se traduire par la mise en place d'un véritable marché du carbone au niveau mondial et la définition dans les négociations internationales sur le changement climatique d'un cadre qui encourage la pérennité des mécanismes de marché.

3.3. Maîtrise de la demande d'énergie et efficacité énergétique

Les principaux scénarios indiquent qu'il s'agit d'un des leviers majeurs pour répondre à l'objectif de limitation à 450 ppm de la concentration de CO₂ au niveau mondial.

- a) Les actions en matière d'efficacité énergétique doivent porter à la fois sur la production et sur la consommation de l'énergie. La poursuite des efforts dans l'industrie est une priorité. Toutefois, les gains additionnels seront certainement de plus en plus difficiles à concrétiser techniquement et leur coût marginal sera croissant.
- b) **La majeure partie des efforts doit se focaliser sur la partie consommation, qui offre le plus gros potentiel (90 % au niveau mondial selon l'AIE).** C'est particulièrement le cas pour les secteurs du bâtiment et du transport dont le potentiel est aujourd'hui encore sous-exploité. Les solutions innovantes existent mais leur diffusion est encore limitée en raison de plusieurs freins (formation des professionnels, incitations, etc.).
- c) L'efficacité énergétique se traduit également par une action sur la consommation électrique et par une valorisation à leur juste coût des capacités de lissage de la pointe de consommation, des capacités d'effacements des consommateurs industriels et de l'interruptibilité.
- d) D'une façon générale, les choix d'investissements liés à l'amélioration de l'efficacité énergétique doivent naturellement prendre en compte, et valoriser, la contrainte CO₂.
- e) Au-delà des mesures actuelles, une action beaucoup plus marquée devra être engagée en faveur de l'incitation des ménages à une plus grande maîtrise de leur consommation d'énergie, en particulier dans le bâtiment.

3.4. Développement soutenable des énergies renouvelables

Dans un contexte économique marqué par une raréfaction croissante des capitaux publics et privés, il convient de s'assurer de la soutenabilité financière des scénarios, de privilégier le scénario à moindre coût et d'identifier les sources de financement les plus pertinentes.

Le développement des énergies renouvelables est un levier indispensable à la diversification du bouquet énergétique et à la réduction des émissions de CO₂. La diffusion de ces technologies et l'accélération des efforts en matière de recherche et développement permet de réduire leur coût. Il convient toutefois d'éviter que les coûts de développement encore élevés de ces technologies ne se répercutent de façon excessive sur les consommateurs d'énergie, en particulier sur les entreprises.

- a) **L'impératif de soutenabilité financière** suppose la mise en place de dispositifs de soutien et de régulation (programme de certificats verts, appels d'offres pour les projets, tarifs de rachat de l'électricité, etc.) et la poursuite des efforts en faveur de la recherche et du développement doit permettre d'assurer un développement maîtrisé de ces filières tout en réduisant leur coût.
- b) Les investissements doivent être adaptés aux particularités de ces énergies, doivent intégrer d'emblée les investissements nécessaires dans les réseaux électriques, et porter un effort particulier dans le domaine des technologies de stockage afin de répondre à l'enjeu de la variabilité. L'augmentation de cette part intermittente dans la production d'électricité suppose une évolution adéquate de capacités de production flexibles dont la prise en compte est indispensable pour l'établissement d'un bilan exhaustif, à la fois économique et environnemental.
- c) Un recours croissant aux combustibles fossiles, notamment au gaz dans le cas de la France pour la production électrique, est donc indispensable en complément du développement des filières renouvelables, ce qui pose la question du taux d'utilisation et de la rentabilisation de ce type de moyens thermiques, pourtant indispensables à l'équilibre du système électrique ; les modèles d'organisation actuels des marchés (énergie, capacités) devront être adaptés pour en tenir compte. La politique de développement des énergies renouvelables doit être évaluée en intégrant l'impact économique et environnemental de ces capacités thermiques.

3.5. Diversification du mix énergétique, gage de sécurité d'approvisionnement

- a) Toutes les sources existantes ou potentielles doivent contribuer à répondre à la demande en fonction d'une évaluation rigoureuse de leurs contraintes et de leurs avantages respectifs sur le plan économique, environnemental, technologique, socioéconomiques, en fonction des contraintes et des spécificités propres à chaque État. De même, la sécurité d'approvisionnement ne passe pas par l'autarcie mais par la diversité des énergies et des régions d'approvisionnement, ainsi que celle des filières technologiques associées.
- b) **Il ne serait pas raisonnable de préempter des choix technologiques à moyen terme** dans la mesure où le marché reste le meilleur moyen de définir les solutions les plus pertinentes, et donc ne pas fermer de porte à une filière

ou une technologie en particulier. C'est le cas notamment pour les possibilités de production nationale de gaz, qui sont susceptibles d'offrir un potentiel important sous réserve de mieux définir les conditions d'acceptabilité de ces ressources. Il convient de noter le mouvement actuel de relocalisation d'un nombre significatif d'activités industrielles intensives en énergie aux États-Unis, cette tendance étant en grande partie attribuable à la compétitivité liée à la présence de ressources non conventionnelles de gaz.

- c) À moyen terme, il convient également d'assurer la diversification du mix par un développement de filières d'excellence qui permettent de répondre au défi à long terme de l'approvisionnement, de l'efficacité énergétique et qui donnent à la France une position stratégique. Ces filières doivent être évaluées selon trois critères :
- la réalisation d'innovations qui supposent, dans leur déploiement, la coopération de plusieurs types d'industries ;
 - le développement d'un avantage compétitif spécifique et durable pour la France, en partant d'une base solide en France et permettant de prendre une position de leader sur les marchés mondiaux ;
 - le développement pérenne d'un emploi qualifié sur le territoire.

Enfin, le maintien d'une énergie compétitive et durable devra se traduire par un effort significatif en matière de recherche et de développement. Cet effort devra permettre de maintenir notre avance dans les filières existantes et matures (ex. : nucléaire), d'engager les réductions de coût et la mise en place de filières industrielles dans les énergies renouvelables, et de favoriser l'essor de nouvelles filières dans la mesure où elles seront synonymes de création de valeur, de croissance verte et d'excellence reconnues au niveau mondial.

Un certain nombre de ces filières répondent à ces critères :

- bois-énergie, biomasse, biocarburants et biométhane ;
- hydrogène énergie (pile à combustible, stockage de l'énergie sous forme de gaz (hydrogène, méthane, etc.) ;
- réseaux de chaleur (géothermie, cogénération, valorisation des déchets), énergies marines, éolien, photovoltaïque, éco-générateur, pompe à chaleur, rénovation énergétique des bâtiments, réseaux électriques intelligents, etc.) ;
- nucléaire de quatrième génération.

Ces filières présentent plusieurs caractéristiques :

- les technologies sont disponibles en France ou peuvent être rapidement développées ;
- elles reposent sur des innovations mais sont à un stade de développement suffisant pour envisager une industrialisation dans les années à venir ;
- leur montée en puissance et le passage à l'industrialisation devront être encouragés par un effort public spécifique : R & D, réglementation, crédit d'impôt, etc.

Propositions de Sauvons le Climat

Point de vue sur le mix énergétique 2030/2050

Notre association considère, à l'instar du gouvernement anglais, que le changement climatique constitue un risque majeur alors même que la population mondiale continue à croître et que la pauvreté énergétique domine encore dans de nombreux pays. Or, compte tenu de l'aspect cumulatif du CO₂ dans l'atmosphère, tout effort de décarbonisation sera plus efficace s'il est accompli à court terme plutôt qu'à long terme. Pour cette raison, il est essentiel de se fixer des objectifs ambitieux à l'horizon 2030 et de les asseoir sur des technologies raisonnablement assurées techniquement aussi bien que du point de vue économique. Le déploiement des technologies émergentes doit reposer sur de vraies démonstrations et non sur des développements à marche forcée, sans préoccupations économiques et sociales. Un objectif 2050 pertinent pourra être plus judicieusement élaboré dans 10 à 15 ans.

La situation française, avec une économie déjà partiellement décarbonée grâce à son électricité, mériterait d'être mieux défendue en Europe, en concertation par exemple avec le Royaume-Uni, face à une stratégie allemande qui s'impose au niveau de la Communauté européenne. Notre scénario devrait se construire à partir de quelques principes simples qui ont été démontrés dans l'étude Négatep :

- priorité à des énergies non carbonées dans tous les secteurs ;
- priorité absolue, qu'il s'agisse d'efficacité énergétique ou de fourniture d'une énergie décarbonée, aux deux secteurs du logement/tertiaire et du transport, qui représentent les deux tiers des rejets de CO₂ ;
- préserver l'atout que représente le secteur nucléaire dans la production d'électricité (en termes économique, industriel et d'emplois) en le développant sur les bases d'une pleine application des conclusions des études complémentaires de sûreté suite à l'accident de Fukushima et des directives de l'Autorité de sûreté nucléaire qui en résultent ;
- ne pas oublier que les objectifs d'efficacité énergétique dans le bâtiment et le transport seront très consommateurs d'investissements privés et publics et ne pourront se réaliser que sur le long terme. En ce sens, la course à la performance énergétique dans le neuf, excessive et mal assise sur

des compétences réelles des entreprises du secteur, est une erreur : des objectifs plus limités dans le neuf et un effort prioritaire sur une rénovation de l'existant, à un niveau raisonnable, seront plus efficaces globalement et soutenables du point de vue économique. La dernière Réglementation technique, la RT 2012, devrait être sensiblement révisée et des contraintes émissions de CO₂ devraient être introduites, à la place de la contrainte énergie primaire, pour éviter le recours massif au gaz pour le chauffage, que cette RT favorise ;

- Sauvons le Climat estime que l'*a priori* retenu dans la plupart des scénarios proposés, à savoir la réduction de la part du nucléaire, n'est pas pertinent car il aura des conséquences néfastes : augmentation des rejets de gaz à effet de serre, dérive forte des tarifs de l'électricité qui appauvrira les familles et affaiblira l'industrie (réduisant ainsi leur capacité de financement en direction de l'efficacité énergétique), fragilisation d'une industrie française de niveau mondial et dégradation de la balance commerciale (achat de combustibles fossiles et de matériels importés dans l'éolien et le solaire en particulier) ;
- la maîtrise de pointes de consommation, qui est une réalité à laquelle il faut remédier, doit être traitée en urgence sur la base de possibilités techniques éprouvées :
 - gestion des arrêts de tranches nucléaires pour les variations saisonnières ;
 - maintien d'un nombre adapté de tranches nucléaires fonctionnant en suivi de charge pour les variations hebdomadaires et quotidiennes ;
 - développement des STEP¹ ;
 - développement du transport électrique (transports en commun et individuels) ;
 - utilisation du stockage thermique que représentent des bâtiments tout électrique bien isolés par des délestages. Le développement des compteurs intelligents devrait ainsi être prioritairement affecté à des immeubles ou maisons avec chauffage électrique, avec une tarification adaptée ;
- il est urgent que les scénarios énergétiques aussi bien que l'ensemble des actions identifiées lors du Grenelle de l'environnement soient réellement évalués selon des critères simples que sont le coût par tonne de CO₂ évitée,

[1] STEP : station de transfert d'énergie par pompage.

une limitation de l'augmentation des prix et la création ou le maintien d'emplois nationaux.

Un concept a été développé en ce sens dans le scénario Négatep, qui recommande un développement de la production d'électricité dans tous les secteurs en faisant un appel équilibré au nucléaire (75 % comme aujourd'hui), aux renouvelables (18 % pour limiter les difficultés liées à l'intermittence) et aux fossiles (7 % pour les pointes quotidiennes et compenser les énergies intermittentes). Ce concept refuse le rejet ou la limitation *a priori* du nucléaire, recommande l'usage d'énergies renouvelables productrices de chaleur dans tous les secteurs, préserve l'essentiel des surfaces agricoles avec un développement raisonnable d'agrocarburants de deuxième ou troisième génération, et prend en compte un effort accessible d'efficacité énergétique.

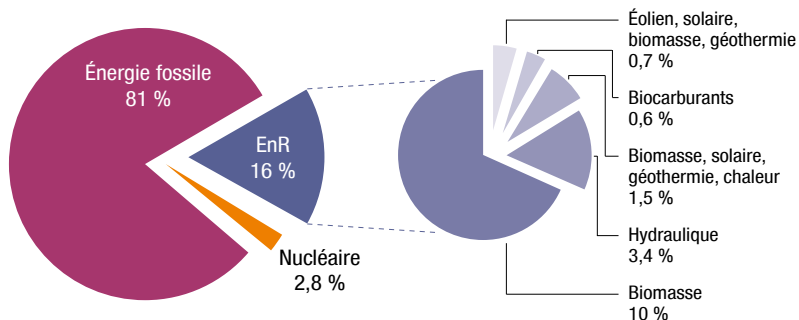
Il préserve par-dessus tout le climat ainsi que nos intérêts nationaux, qu'il s'agisse de compétitivité, d'emplois et d'équilibre de la balance commerciale. Il s'efforce de traiter globalement la question du mix énergétique à moyen et long terme avec des choix technologiques crédibles et sans se focaliser sur l'électricité et la part du nucléaire.

Propositions du SER [Syndicat des énergies renouvelables]

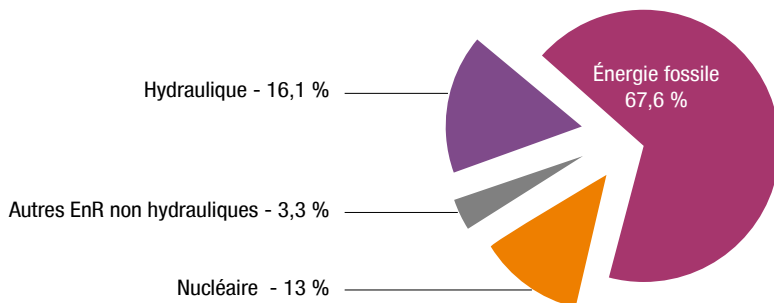
1 ■ Les énergies renouvelables : un marché mondial en forte croissance malgré la crise

Les énergies renouvelables représentaient fin 2009 16 % de la consommation finale d'énergie dans le monde et un peu moins de 20 % de la production mondiale d'électricité.

Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale, 2009



Part des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité, 2010



Source : Renewable Energy Policy Network for the 21st century, Renewables 2011, Global status report

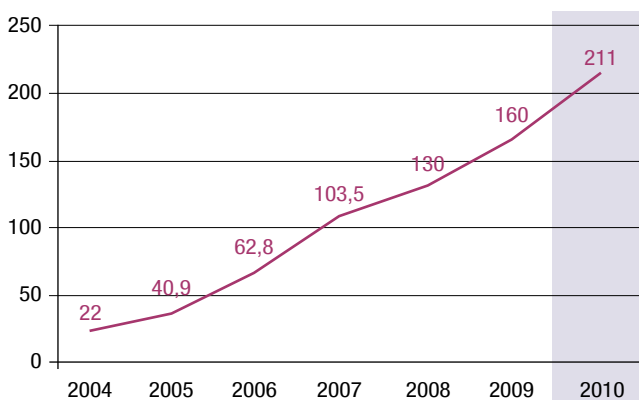
Longtemps issue des seules technologies traditionnelles comme l'hydro-électricité, la biomasse et la géothermie, la production d'énergies renouvelables – électricité et chaleur – a connu depuis le début des années 2000 un essor sans précédent, avec des taux de croissance annuels supérieurs à 30 %.

Cette croissance s'est d'abord caractérisée par l'irruption de nouvelles technologies dans le bouquet énergétique mondial : la puissance installée éolienne, quasi inexistante il y a 10 ans, a ainsi atteint 200 000 MW en 2010 avec une production correspondant aux besoins d'un pays comme la France, et faisant de l'éolien la 2^e source d'électricité renouvelable dans le monde (15 % du total). Les capacités en solaire photovoltaïque, elles aussi proches de zéro en l'an 2000, atteignaient fin 2010 une capacité cumulée de 40 000 MW, correspondant à la consommation annuelle d'un pays comme le Portugal.

Au-delà de ces technologies phares, toutes les filières des énergies renouvelables, ont bénéficié de cette dynamique de croissance, en dépit des crises et des interrogations régulières sur leur pérennité. Pour la première fois en 2010, les investissements réalisés dans le secteur ont dépassé 200 milliards de dollars, couvrant à la fois la construction de nouvelles capacités de production d'énergie, les investissements dans la recherche-développement et dans des unités de production industrielle sur l'ensemble des chaînes de valeur des différentes filières.



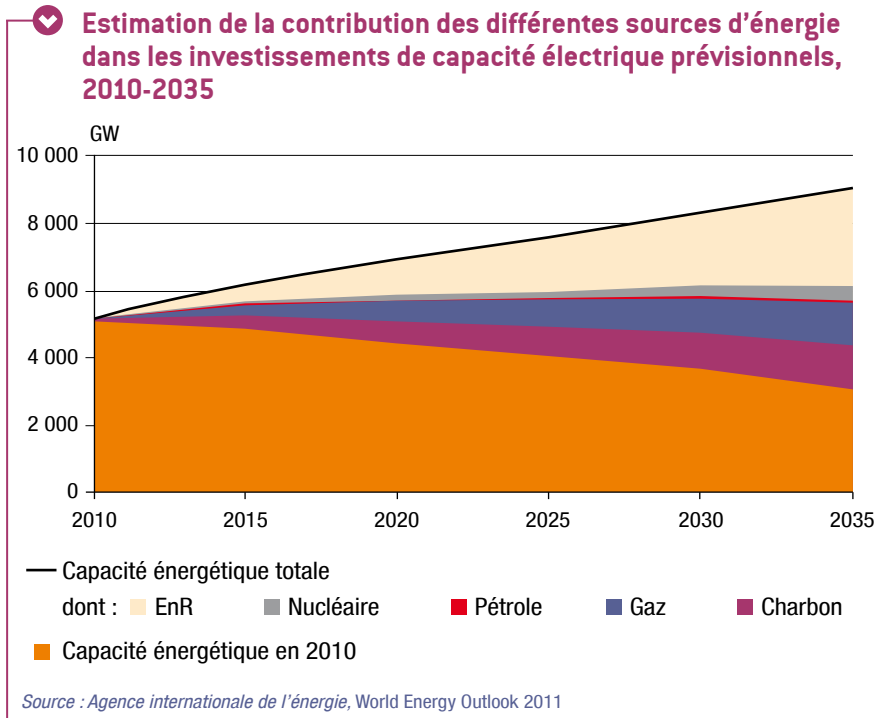
Investissements annuels dans les énergies renouvelables (hors grande hydro) en milliards de dollars



Source : Ren21

Employant désormais directement ou indirectement environ 2,3 millions de personnes dans le monde¹, les énergies renouvelables se trouvent désormais au cœur des enjeux de stratégie énergétique et de développement économique.

Pour certains, les filières renouvelables, qui, en dehors de la grande hydro-électricité, bénéficient de subventions publiques et assurent généralement une production d'énergie irrégulière, ne pourront jamais constituer qu'une composante d'appoint des politiques énergétiques. L'ajournement récent d'un nouvel accord mondial sur le climat (Durban, décembre 2011), l'allègement des dispositifs de soutien aux renouvelables en Europe, conséquence parmi d'autres de la crise financière, vont dans ce sens.



Pour d'autres, l'émergence de ces énergies est porteuse d'une révolution énergétique globale avec la perspective de fonder à plus ou moins long terme la croissance mondiale sur des sources d'énergie illimitées et

[1] Source : Programme des Nations unies pour l'environnement.

respectueuses de l'environnement. Le développement des renouvelables doit en conséquence rester une priorité pour les États. L'engagement récent de nombreux grands pays émergents (Chine, Inde, Brésil, etc.) dans des plans ambitieux d'équipement en moyens de production renouvelables conforte ce point de vue.

S'il n'existe aujourd'hui guère de consensus sur le rythme prévisionnel de développement des capacités en énergies renouvelables, nul ne paraît plus contester la tendance irréversible à l'augmentation à moyen terme de leur part dans la production mondiale d'énergie.

Alors que, partout dans le monde, la conjonction de l'instabilité des marchés du pétrole et du gaz et de l'impératif de protection à long terme de l'environnement impose une révision des stratégies énergétiques, les énergies renouvelables disposent en effet d'atouts essentiels pour encore renforcer leur place dans les bouquets énergétiques :

- les renouvelables constituent une réponse particulièrement adaptée aux besoins considérables en énergie des pays émergents, qui assurent aujourd'hui l'essentiel de la croissance mondiale : elles permettent, en valorisant au mieux leurs ressources naturelles (hydraulique, vent, ensoleillement, etc.), de rapprocher les sites de production des centres de consommation et de réduire la dépendance des économies envers les marchés internationaux de l'énergie fossile ; elles se prêtent également à des productions locales d'équipements qui ajoutent à leur intérêt ;
- généralement subventionné à l'échelle locale, le marché des énergies renouvelables a, pour sa composante « amont » (équipements industriels), une dimension internationale. Pour les industriels des filières renouvelables, confrontés à des marchés très concurrentiels, il n'existe de perspectives de développement à long terme que s'ils parviennent à ramener les coûts de production de l'énergie à des niveaux concurrentiels avec les énergies conventionnelles ;
- les filières renouvelables sont ainsi toutes engagées dans un cycle de baisse des coûts, variable selon les filières, mais qui s'amplifie avec la croissance des volumes. Certaines d'entre elles sont dès à présent compétitives (hydroélectricité) ou en voie de le devenir prochainement (éolien terrestre) ;
- les technologies renouvelables offrent, à côté de projets de grande envergure (hydroélectricité, éolien *offshore*), des gammes de solutions énergétiques

variées et modulaires, qui répondent précisément aux exigences nouvelles d'efficacité énergétique, d'innocuité, de décentralisation et de gestion en réseau qui caractérisent ce début de XXI^e siècle.

2 ■ La France est dans la course et peut être dans le peloton de tête

Bien qu'elle dispose d'un portefeuille de production électrique et thermique parmi les moins émetteurs de CO₂ de l'Union européenne, avec un parc nucléaire et hydroélectrique couvrant ensemble 90 % de la consommation, la France s'est lancée ces dernières années dans un effort sans précédent d'équipement en sources d'énergies renouvelables.

Cet effort, qui s'insère depuis 2007 dans la feuille de route des lois Grenelle 1 et 2, a abouti à une évolution notable de la composition du mix énergétique : les énergies renouvelables représentent désormais 13 % de la consommation finale, contre 10 % en 2006.

2.1. Les énergies renouvelables, un rôle croissant dans le bouquet énergétique et dans l'économie

Les investissements réalisés dans l'ensemble des filières renouvelables ont permis depuis 2005 d'augmenter chaque année la consommation d'énergies renouvelables de près de 1 Mtep, soit une hausse de 33 % sur les cinq dernières années.

Ce rythme de croissance s'avère insuffisant pour atteindre les objectifs des lois Grenelle : si la tendance actuelle se prolonge, la France consommera, en 2020, 29 Mtep d'EnR, en retard de 35 % sur l'objectif de 36 Mtep, retard qui s'observera dans la plupart des filières.

Des progrès remarquables ont été réalisés dans la valorisation thermique grâce à la mise en œuvre du Fonds Chaleur par l'ADEME avec la substitution en trois ans de 800 000 tep d'énergies fossiles principalement par de la biomasse. La géothermie, dans le même cadre, connaît un réel décollage, à l'inverse du solaire thermique qui peine à trouver sa place. La biomasse électrogène se porte moins bien, étant soumise au système des appels d'offres qui sélectionne beaucoup de projets dont bien peu se réalisent.

L'énergie éolienne se développe dans notre pays au rythme d'environ 1 000 MW chaque année, mais ce sont 1 350 MW/an qui seraient nécessaires pour

atteindre l'objectif de 19 000 MW terrestres en 2020. Malheureusement, une réglementation, de plus en plus complexe, pourrait ralentir cette progression déjà insuffisante. Quant à l'éolien maritime, le premier appel d'offres vient d'être lancé pour un total de 3 000 MW. Atteindre 6 000 MW en 2020 suppose que le deuxième appel d'offres soit lancé très rapidement. Il faut saluer la dimension industrielle qui a été donnée à cet appel d'offres, ce qui devrait permettre l'éclosion d'une filière française.

Le photovoltaïque connaît une évolution paradoxale avec des installations en nette avance par rapport aux 5 400 MW des objectifs du Grenelle. Environ 1 500 MW ont été installés durant l'année 2011 pour un parc total de plus de 2 500 MW. Ces chiffres traduisent un soutien économique mal dimensionné pendant plusieurs années, que les mesures prises début 2011 ont trop restreint avec des effets très néfastes pour l'ensemble de la filière.

Parallèlement à ce développement de la demande en énergies renouvelables, un début de politique de soutien à l'offre et au développement de filières d'excellence s'est mis en place, en particulier avec les investissements d'avenir qui ont permis de lancer des appels à manifestation d'intérêt dans plusieurs secteurs des énergies renouvelables.

Le SER a la conviction que les objectifs 2020, tant en contribution énergétique qu'en développement de filières, peuvent encore être atteints si des mesures rectificatives sont appliquées sans tarder.

Il a notamment la certitude que parmi les réponses à la crise économique et financière qui frappe le pays en ce début 2012, la France a tout intérêt à valoriser davantage son potentiel de développement des énergies renouvelables dans le cadre d'une stratégie industrielle plus ambitieuse dans ce secteur, qui serait incontestablement approuvée par l'ensemble de l'opinion publique :

- 96 % des Français se déclarent favorables au développement des énergies renouvelables en France ;
- 37 % des Français ont investi dans les énergies renouvelables ou envisagent de le faire (+ 11 % par rapport à 2010) ;
- 80 % des Français sont favorables au développement d'éoliennes, 75 % dans leur région et 61 % à moins d'un kilomètre de chez eux ;
- 97 % des Français sont favorables à l'installation de panneaux solaires dans leur voisinage (*source : BVA ADEME 2011*).

L'objectif doit être non seulement d'atteindre les objectifs définis en 2007 mais d'aller au-delà en portant la part des énergies renouvelables dans la consommation à au moins 25 % en 2020.

Un développement accéléré du secteur des énergies renouvelables répond en effet à deux enjeux majeurs pour l'économie française :

- un enjeu énergétique : si, à court terme, elles ne peuvent à elles seules répondre aux besoins en énergie, les énergies renouvelables apportent des réponses concrètes immédiates aux impératifs de renforcement de l'indépendance énergétique et de maîtrise les prix à long terme de l'énergie qui s'imposent pour une relance durable de la croissance ;
- un enjeu industriel : les filières renouvelables font partie des secteurs qui disposent aujourd'hui du plus fort potentiel de croissance dans le monde et la France détient une chance historique, en accélérant son propre effort d'équipement, de faciliter son accès à des marchés considérables à l'exportation, au bénéfice de son tissu industriel.

Le Syndicat des énergies renouvelables évalue à 70 milliards d'euros sur les huit prochaines années l'enveloppe d'investissements nécessaire pour atteindre l'objectif relevé à 25 % de la consommation finale.

Le financement de cette enveloppe paraît possible à la condition que l'effort soit partagé entre l'État, les entreprises et les consommateurs d'énergie dans le cadre d'une stratégie à long terme.

2.2. La feuille de route du Syndicat des énergies renouvelables pour 2020 et 2030

La feuille de route 2020 reprend les objectifs du Grenelle de l'environnement que le SER avait fait adopter en 2007, repris dans la loi Grenelle I, à l'exception de l'objectif pour le solaire photovoltaïque qui est porté à 20 000 MW, pour dimensionner une filière industrielle digne de ce nom en France au lieu de 5 400 MW : en effet, la forte décroissance des coûts ces dernières années offre à cette forme d'énergie une pertinence économique indéniable.

La feuille de route 2030 prolonge les progressions attendues entre 2012 et 2020, qui doivent permettre d'atteindre une part d'énergies renouvelables d'au moins 34 % dans la consommation finale d'énergie contre 13 % fin 2010, dans l'hypothèse d'une consommation qui resterait stable jusqu'en 2030. Cette part relative augmenterait, bien entendu, si les politiques de maîtrise de l'énergie

devenaient plus efficaces que celles que nous connaissons aujourd'hui. Ce taux monterait à 50 % pour le mix électrique si l'on retient l'hypothèse médiane de RTE pour la consommation à cette échéance, soit 550 TWh/an. Cela se traduit par des puissances installées de 55 000 MW éoliens (terrestres et maritimes), 40 000 MW photovoltaïques et 3 500 MW de biomasse électrique (y compris le biogaz). Ces chiffres sont à considérer comme des cibles qui pourront être dépassées d'autant plus que certaines filières pourraient, bien avant 2030, ne plus dépendre des tarifs d'achat et, donc, de la régulation des volumes par l'État. Parmi les défis à relever pour atteindre ces objectifs, il en est un qui est essentiel : apprendre à gérer, au-delà de 2020, les effets de la variabilité de l'éolien, du photovoltaïque et, dans une moindre mesure, des énergies marines. Cela implique d'intensifier les efforts de R & D et d'innovation sur les thématiques du stockage de l'énergie et des réseaux intelligents, et d'analyser les expériences étrangères, en particulier celle de l'Allemagne qui sera confrontée aux conséquences de la variabilité bien avant la France. L'apport de l'hydraulique à cette importante thématique sera essentiel.

Secteurs renouvelables		Production 2020 en Mtep	Production 2030 en Mtep
Chaleur	13,3	19,6	24,7
	7,4	7,4	7,4
Bois (chauffage domestique)	(6 millions d'appareils)	(9 millions d'appareils)	(11 millions d'appareils)
Bois et déchets (collectif/tertiaire/Industrie)	4,1	9	12
Solaire thermique, PAC et géothermie	1,8	3,2	5,3
Électricité	7,1	13,7	24,3
	5,4	5,8	6,1
Hydroélectricité	(25 000 MW)	(27 500 MW)	(28 500 MW)
	0,8	1,4	1,8
Biomasse et biogaz	(1 500 MW)	(2 700 MW)	(3 500 MW)
	0,85	5	11,8
Éolien	(5 600 MW)	(25 000 MW)	(55 000 MW)
	0,05	2	4
Solaire photovoltaïque	(1 000 MW)	(20 000 MW)	(40 000 MW)
Autres filières (solaire thermo- dynamique, énergies marines, etc.)	0	0,1	1
Biocarburants	2,5	4	4
TOTAL	22,74	37,8	52,6

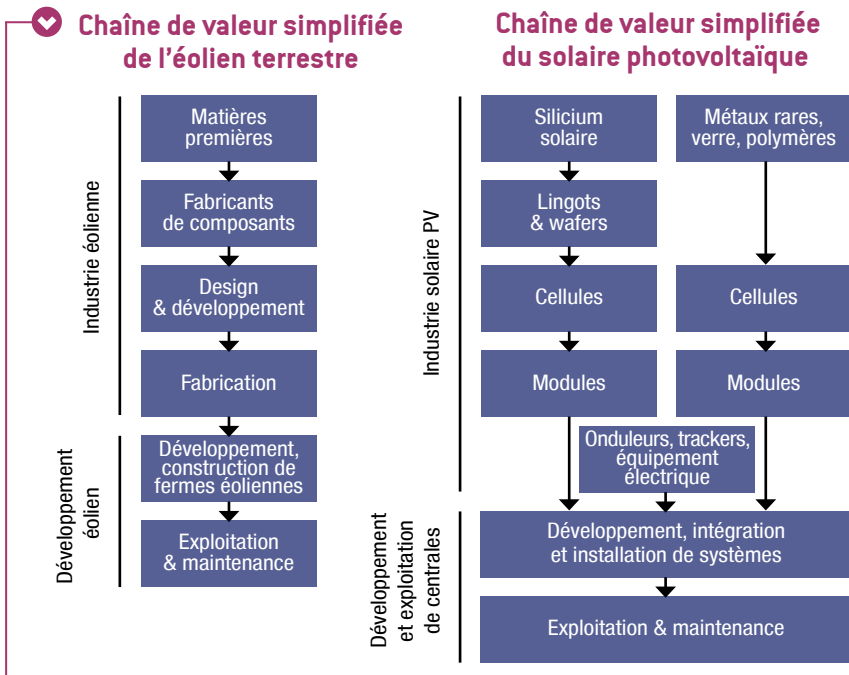
[1] La contribution de ces filières interviendra à partir de 2020. Il est difficile d'établir une prévision de production à l'horizon 2020 et 2030.

3 ■ Bâtir une stratégie gagnante pour la France dans les renouvelables

Le développement des énergies renouvelables doit désormais s'inscrire dans une véritable politique industrielle à long terme. Cette politique, fondée sur des engagements réciproques de l'État et des industriels et professionnels du secteur, doit permettre un développement des filières renouvelables sur l'ensemble de leurs chaînes de valeur. Elle doit en conséquence s'organiser autour de deux axes : un soutien contrôlé de la demande, une stimulation ciblée de l'offre.

3.1. Les chaînes de valeur des énergies renouvelables

Ayant pour point commun de produire de l'énergie à partir de ressources naturelles renouvelables, les filières EnR reposent cependant sur des technologies sensiblement différentes les unes des autres. Leur cycle économique ou chaîne de valeur fait appel à des processus auxquels contribuent dans des proportions variables les marchés de matières premières, les métiers du design et de la fabrication de produits industriels, les métiers de l'ingénierie et du montage de projets et les métiers de services.



Les entreprises françaises disposent dans l'ensemble de ces chaînes de valeurs de positions établies ainsi que du savoir-faire et des capacités d'investissement nécessaires pour acquérir des positions dans les technologies émergentes comme l'éolien *offshore*, les énergies marines ou le solaire thermodynamique. Elles sont déjà leaders dans le secteur de l'hydroélectricité et ont développé une expertise nouvelle dans l'éolien et le solaire photovoltaïque. Elles sont traditionnellement très actives dans le secteur de la biomasse et du solaire thermique. Elles sont ainsi en mesure de prendre part au développement international de la totalité des filières renouvelables.

3.2. Un soutien piloté de la demande intérieure d'énergies renouvelables

Pour y parvenir, les entreprises françaises doivent tout d'abord bénéficier d'une visibilité suffisante sur un marché domestique aux objectifs de croissance réévalués.

Le Syndicat propose d'articuler désormais la politique de soutien aux énergies renouvelables autour de trois principes :

- *Une évolution des niveaux de soutien financier corrélée à celle des coûts de production des énergies renouvelables*
Dans l'ensemble des filières renouvelables, les gains de productivité et d'efficacité énergétique se traduisent par une baisse, plus ou moins accentuée selon les cas, des coûts de production de l'énergie électrique et thermique. Le consommateur d'énergie ou le contribuable qui assurent aujourd'hui le financement du dispositif de soutien doivent pouvoir bénéficier de l'intégralité des baisses de coûts liées au développement des filières.
- *Une stabilisation du régime fiscal des installations d'énergies renouvelables*
Le régime fiscal des installations d'énergies renouvelables a été plusieurs fois modifié ces dernières années dans le sens d'un alourdissement de la pression sur les producteurs, particuliers ou entreprises : augmentations de l'IFER¹, suppression en 2011 de l'amortissement exceptionnel (article 39 AB du code général des impôts), diminution du crédit d'impôt pour les particuliers. De telles modifications ne doivent pas aboutir à remettre en cause l'économie des projets.

[1] IFER : imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux.

- *Un encadrement réglementaire stable et cohérent*

Le droit des énergies renouvelables s'est forgé progressivement au prix d'une tendance à l'empilement de textes et à l'alourdissement des procédures, notamment dans l'éolien. On a ainsi vu apparaître des textes relevant du droit de l'urbanisme, du droit de l'électricité, du droit de l'environnement et même parfois d'un nouveau droit de l'éolien. Cet excès de réglementation pénalise artificiellement de nombreux projets et augmente significativement leurs coûts.

3.3. Une stimulation ciblée de l'offre industrielle

La politique de soutien au développement industriel des EnR prend aujourd'hui la forme d'un ensemble d'actions de soutien direct ou indirect.

Ce dispositif, encore récent, a déjà permis des réalisations importantes : création d'instituts de recherche tels que l'INES et l'IRDEP¹, création en cours des Instituts d'excellence des énergies décarbonées (IEED), attribution des aides dans le cadre des appels à manifestation d'intérêt.

Il ne permet pas à ce stade de définir des priorités à long terme et il n'est pas clairement corrélé avec le dispositif de soutien en aval.

Le Syndicat estime que le moment est venu de proposer d'aller au-delà du dispositif actuel en mettant en place à l'échelon national des stratégies de filières. Celles-ci seraient caractérisées par :

- la définition de priorités afin de valoriser pleinement les filières ou les segments de marché dans lesquels la France et ses entreprises disposent d'avantages compétitifs et où le potentiel de marché et de croissance est fort ;
- une articulation entre les dispositifs de soutien en faveur de l'offre et de la demande en valorisant le contenu local à l'intérieur des appels d'offres et des mécanismes d'obligation d'achat ;
- une régulation du marché renforcée pour assurer des conditions de concurrence loyale entre les produits fabriqués hors de l'UE et les produits nationaux ou européens.

[1] INES : Institut national de l'énergie solaire ; IRDEP : Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque.

Pour accompagner le développement de ces filières émergentes, il est nécessaire de mettre en place un dispositif propre à assurer leur compétitivité à court et moyen terme. Le Syndicat propose à cet égard plusieurs types d'actions complémentaires :

- pérenniser les dispositifs de soutien à la R & D et à l'innovation mis en place avec les investissements d'avenir en les finançant par exemple sur les recettes des enchères de quota de CO₂ à partir de 2013 et en privilégiant des résultats en matière d'innovation sur des horizons de commercialisation courts ;
- mettre en place, à l'image des dispositifs issus des investissements d'avenir, des mécanismes financiers permettant, au moins sur les premières années, de faciliter l'accès au capital des entreprises industrielles du secteur et d'abaisser le coût du travail ;
- favoriser l'investissement privé dans les entreprises industrielles des énergies renouvelables en utilisant mieux l'épargne du Livret développement durable qui pourrait être utilisée, par exemple, à améliorer les conditions commerciales des banques pour le financement des EnR ou à créer un mécanisme de garantie permettant aux banques et assurances de diminuer leurs besoins de fonds propres dédiés au financement et à l'investissement dans les énergies renouvelables.

3.4. Pilotage

Le SER propose d'assurer par un pilotage public/privé la cohérence de la politique en faveur du développement industriel des EnR et de la politique de soutien aux projets énergétiques renouvelables, (subventions, fiscalité et réglementation). Ce pilotage d'ensemble pourrait être confié au Comité de suivi des énergies renouvelables créé au sein du Conseil supérieur de l'énergie par la loi Grenelle 2 et non encore opérationnel à ce jour.

3.5. Bénéfices escomptés

Le SER mène actuellement une étude dont les résultats ne sont pas encore connus mais dont les grandes tendances sont les suivantes :

Emplois

100 000 emplois actuels (*source : ADEME septembre 2011*).

Le SER dimensionne actuellement les emplois créés à l'horizon 2020 mais on estime d'ores et déjà que :

- l'éolien pourrait créer 50 000 emplois supplémentaires sur toute la chaîne de valeur (60 000 ETP en 2020) ;
- le solaire photovoltaïque pourrait créer 50 à 60 000 emplois supplémentaires sur toute la chaîne de valeur avec un fort taux sur l'aval

Indépendance énergétique et balance commerciale

25 % d'énergie renouvelable dans le mix 2020 = 25 % d'indépendance énergétique (taux de substitution est à plus de 80 % sur des énergies fossiles).

Balance commerciale

- En énergie : export d'électricité / non import de gaz ;
- en équipements EnR : marché mondial, PNA européens.

CO₂ évités (source : BIPE 2011 d'après hypothèses SER de développement des EnR)

- Secteur de l'électricité : 4,66 Mt de CO₂ ;
- secteur de la chaleur : 12,4 Mt de CO₂.

Les résultats précis et définitifs seront connus en janvier 2012, suite à une étude menée avec le BIPE.



Le rapport
Énergies 2050
est une publication
du Centre d'analyse stratégique
Directeur de la publication :
Vincent Chriqui, directeur général
Directeur de la rédaction :
Hervé Monange,
directeur général adjoint
Secrétariat de rédaction et d'édition :
Olivier de Broca et Sylvie Chasseloup
Création : Christine Mahoudiaux
Crédit couverture : Studio Sircom
Crédit photo page 3 : Thierry Marro
(Centre d'analyse stratégique)
Réalisation : COM&O

Contact presse :
Jean-Michel Roullé,
responsable de la Communication
01 42 75 61 37 / 06 46 55 38 38
jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr

www.strategie.gouv.fr



Centre d'analyse stratégique

18, rue de Martignac
75700 Paris Cedex 07
Tél. 01 42 75 60 00

www.strategie.gouv.fr

Quelle doit être la politique énergétique de la France à l'horizon 2050 ? Quel mix énergétique peut-on considérer comme optimal ? En 2011, le ministre de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique a chargé une commission pluraliste, présidée par Jacques Percebois et Claude Mandil, de réfléchir à ces questions cruciales pour notre avenir.

La majorité des scénarios actuels produits par des organismes publics ou privés sont passés au crible de différents critères : coût, sécurité, impacts sur l'emploi, sauvegarde de l'environnement, acceptabilité sociale... L'exercice porte sur l'ensemble des énergies mais il se focalise sur la place à donner au nucléaire. Quatre grandes options sont ainsi examinées : prolongation du parc nucléaire actuel, passage accéléré à la troisième – voire quatrième – génération de réacteurs, réduction progressive du nucléaire, et enfin sortie complète du nucléaire.

En complément, le lecteur trouvera les propositions avancées par certains des nombreux organismes consultés à l'occasion de ce travail d'envergure (organisations syndicales, professionnelles, ONG, etc.).