





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

Etienne BEEKER
Johanne BUBA
Stéphanie COMBES
Raphaël CONTAMIN
Jean-Guy DEVEZEAUX de LAVERGNE
Timothée FUROIS
Guy MAISONNIER
François PERFEZOU

Assistante

Pierrette AUGÉ

Février 2012

RAPPORT
énergies
2050



Sommaire

Synthèse Générale	9
Chapitre 1 – Introduction	17
Chapitre 2 – Le contexte énergétique mondial et européen	21
1. Les principaux enjeux énergétiques à l'échelle de la planète	23
1.1. Une demande énergétique mondiale en croissance et satisfaite par une offre très majoritairement carbonée	23
1.2. Les ressources énergétiques sont abondantes mais des incertitudes pèsent sur leur accessibilité et sur leur prix	27
1.3. L'impact climatique et l'acceptabilité des politiques énergétiques sont au cœur des préoccupations.....	29
2. Le contexte énergétique européen	30
2.1. Le paquet Energie-Climat	30
2.2. La réalisation progressive du marché unique de l'énergie.....	32
2.3. Les enjeux du mix énergétique européen	33
2.4. Les perspectives	37
3. Les politiques contrastées de nos voisins européens	39
3.1. L'Allemagne accélère sa sortie du nucléaire.....	39
3.2. Le Royaume-Uni revient à plus de régulation et maintient son programme nucléaire	45

Chapitre 3 – Les enjeux du devenir du mix énergétique français et les incertitudes53

1. Le mix énergétique français actuel	55
1.1. Un mix énergétique encore fortement dépendant des énergies fossiles.....	55
1.2. La dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973	57
1.3. Le parc de production d'électricité confère à la France le double avantage d'une électricité décarbonée et peu chère.....	62
1.4. La facture énergétique de la France est déficitaire, mais l'électricité apporte une contribution positive.....	65
2. Les contraintes et les incertitudes externes à la France qui pèsent sur la négociation énergétique	66
2.1. La lutte contre le changement climatique et les incertitudes qui pèsent sur la négociation internationale	66
2.2. La croissance et la volatilité des prix du pétrole et du gaz	68
2.3. L'achèvement du marché unique européen de l'électricité pose un certain nombre d'interrogations.....	71
2.4. Les évolutions contrastées de l'industrie du raffinage, entre pays occidentaux et pays émergents.....	73
3. Des déterminants et des incertitudes propres à la France pèsent également ses perspectives énergétiques	74
3.1. La nécessaire maîtrise de la demande.....	75
3.2. L'exigence de sûreté : un préalable absolu au fonctionnement des centrales nucléaires	77
3.3. Des technologies prévisibles à l'horizon 2030, incertaines au-delà.	80
3.4. La construction nécessaire de nouvelles lignes électriques doit conduire à en accélérer la réalisation	85
3.5. Un tissu industriel français à développer en lien avec la politique énergétique....	89
3.6. Une opinion publique favorable aux énergies renouvelables, plutôt favorable au nucléaire, mais surtout très sensible au prix de l'énergie	92
3.7. L'« acceptabilité » de certaines évolutions technologiques n'est pas assurée....	94
4. Les critères auxquels doit répondre le futur mix énergétique français à l'horizon 2050	95
4.1. Tout mix énergétique à horizon 2050 est-il réalisable ?.....	95
4.2. Les critères d'appréciation d'un scénario énergétique français à horizon 2050 ..	97
4.3. Une trajectoire à 2050 se doit d'être flexible	97

Chapitre 4 – Une analyse de la problématique du mix énergétique français à l’horizon 2050 à l’aune des modélisations étudiées 99

1. Panorama des scénarios	100
1.1. Description des scénarios.....	101
1.2. Comparaison des scénarios.....	103
2. Enjeux en termes de demande d’énergie	105
2.1. Le cadre réglementaire français ne fixe pas d’objectifs de réduction de la demande au-delà de 2020	105
2.2. Les gisements d’économie d’énergie dans les différents secteurs sont bien identifiés par les scénarios traitant la demande.....	108
2.3. Certains scénarios peuvent se montrer prudents quant à l’atteinte des objectifs du Grenelle à l’horizon 2020	111
3. Enjeux en termes d’offre.....	113
3.1. Une grande variété de mix électriques est proposée, mais les effets sont loin d’être identiques	113
3.2. A horizon 2050, les projections sont évidemment plus hasardeuses qu’à 2030	119
3.3. L’électricité ne représente néanmoins qu’une partie du mix énergétique français, qui doit être considéré dans sa globalité	119
3.4. Les évolutions des coûts de production, de prix et d’éventuels sauts technologiques sont des déterminants majeurs pour juger de la pertinence des scénarios étudiés	120
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.....	123
4. Enjeux transverses	126
4.1. Impacts des options sur les investissements	127
4.2. Impacts des options sur les coûts unitaires et les prix de l’électricité.....	129
4.3. Impacts des options sur la protection de l’environnement en particulier la lutte contre le changement climatique	132
4.4. Impacts des options sur la facture énergétique et les approvisionnements.....	134
4.5. Impacts des options sur l’acceptabilité sociale des solutions.....	136
4.6. Impacts des scénarios en termes d’emplois.....	137

Chapitre 5 - Les principaux enseignements de l’analyse 141

1. Pertinence des représentations du futur correspondant aux scénarios étudiés	144
1.1. La réduction de la demande est une variable à mieux documenter dans le futur	144
1.2. Quel que soit l’horizon étudié et quel que soit le scénario, les incertitudes justifient que des calculs de sensibilité soient effectués pour évaluer leur robustesse.....	146

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.....	147
1.4.	La valeur du carbone est pour le moins incertaine dans les scénarios étudiés et traduit les incertitudes de la négociation internationale.....	149
1.5.	La capacité de l'économie à financer les investissements proposés par les différents scénarios mériterait d'être mieux détaillée	151
2.	Quelques idées forces pour un futur mix énergétique reposant sur l'examen des systèmes énergétiques étudiés à travers leurs représentations sous forme de scénarios	151
2.1.	Les technologies qui pourraient émerger sont relativement bien connues d'ici 2030, mais difficiles à imaginer au-delà ; l'action de la puissance publique doit être adaptée à l'état de maturité de la technologie.....	152
2.2.	Les prix futurs de l'énergie représentent un enjeu majeur pour l'économie française.....	154
2.3.	L'acceptation des choix énergétiques sous-tendus par les scénarios est difficile à évaluer que ce soit pour les émissions de CO2, la sobriété énergétique, le nucléaire, les gaz de schiste ou de nouvelles technologies comme le CSC ; un dialogue sur l'encadrement des nouvelles technologies est à prévoir le plus en amont possible.....	156
2.4.	La politique énergétique doit préserver ses filières d'excellence et en développer de nouvelles : il faut miser sur les filières d'excellence pour lesquelles nous possédons des compétences reconnues, mais aussi sur celles qui ont un potentiel de croissance important.....	158
2.5.	La R&D doit être renforcée pour ouvrir les choix du futur et positionner au mieux l'industrie nationale	159
2.6.	La combinaison de différentes énergies peut constituer l'une des clés du mix énergétique de demain	162
2.7.	La formation doit constituer une priorité dans le cadre de la transition énergétique	163
3.	Les conditions de réalisation et les impacts globaux de quatre grandes options de mix énergétique en fonction du rôle joué par le nucléaire	164
3.1.	Classification des scénarios et regroupement en options	164
3.2.	Description des quatre grandes options	167
3.3.	Quelques éléments quantifiés de comparaison de ces différentes options	176
3.4.	Analyse qualitative des options.....	192
Annexes :		197
Annexe 1 :	Lettre de mission.....	199
Annexe 2 :	Composition du groupe.....	203
Annexe 3 :	Propositions des membres de la commission	211
	Propositions de l'ADEME	212
	Propositions de l'AEE.....	218
	Propositions de l'AFG	222
	Propositions de ANCRE	227

Propositions de Dominique BUREAU	235
Propositions de CAP GEMINI	241
Propositions de la CFDT	246
Propositions de la CFE-CGC	252
Propositions de la CGT	261
Propositions de Jean-Marie CHEVALIER, Université Paris Dauphine	268
Propositions de la CLCV	271
Propositions du Conseil National des Ingénieurs et Scientifiques de France.....	280
Propositions de la Direction Générale de la Recherche et l'Innovation (MESR) .	288
Proposition de FO	291
Propositions de Pierre GADONNEIX, Président du Conseil mondial de l'énergie	294
Propositions du MEDEF	299
Propositions de Sauvons le climat	306
Propositions du SER	308
Annexe 4 : Synthèse de certains scénarios	319
Annexe 5 : Analyse des scénarios.....	353
Annexe 6 : Technologies : coûts et diffusion	385
Annexe 7 : Réseaux et marchés.....	447
Annexe 8 : Filières énergétiques et compétitivité.....	481
Annexe 9 : Emplois.....	499
Annexe 10 : Acceptabilité.....	515



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 montre tout d'abord le rôle essentiel que doivent avoir les actions d'efficacité énergétique. Pour ce qui concerne l'énergie nucléaire, question centrale en ce moment 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 génération 4, 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.

Mais 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 à venir.

1. Il n'existe ni énergie sans inconvénients, ni scénario idéal, ni trajectoire idéale pour y parvenir. Chaque scénario implique des choix entre différents avantages et inconvénients, 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 ne signifie 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'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 et il faudra le faire 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 et 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 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, mais 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 peuvent pas à eux seuls apporter la solution à ce défi et il serait dangereux pour l'économie européenne de vouloir faire cavalier seul, mais en sens 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 par 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 qui 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. De fait, personne ne peut prédire ce que sera le paysage énergétique en 2050. Qu'il suffise 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, et 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 sur la sobriété et l'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 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'Autorité de sûreté 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 ; certes les stations de transfert d'électricité par pompage (STEP) apportent une réponse utile mais limitée, mais 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 ; 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 également être apportée à la gestion de la pointe électrique et aux conséquences sur la volatilité des prix de l'électricité, sur le marché spot, que ferait peser 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 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 capitalistiques : 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, c'est vrai de la capture et de la séquestration du CO₂, c'est vrai 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 là d'une constatation nouvelle, mais le contexte financier mondial actuel rend cette situation particulièrement préoccupante et confère un avantage aux rares solutions peu capitalistiques qui sont la sobriété énergétique (consommer moins de services énergétiques), 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. A 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 ces coûts doivent rester très en dessous de 1000€/kW 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 est le déficit particulièrement préoccupant de notre balance commerciale, qui 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

rare 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), mais 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 qui sont créés par une activité non subventionnée, car autrement 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 par 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 importe donc de 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 nature complètement différente, 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.

12. 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 Etats-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, quelque légitime qu'elle soit 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.

Pour clore et résumer cette note de synthèse, nous aimerions formuler quelques recommandations :

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.

Recommandation n° 4 : s'engager courageusement dans une politique de vérité (c'est-à-dire de hausse) des prix de l'énergie et des émissions de CO₂, en traitant de façon spécifique et différente 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 : celui-ci doit permettre le financement des investissements nécessaires, en particulier ceux permettant d'assurer la pointe, et 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 faire converger ces règles et pratiques 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 s'abstenir de compromettre l'avenir et pour cela 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 nous paraît donc la solution de moindre regret (sous la condition absolue que cela soit autorisé par l'ASN).



Chapitre 1

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 de Montpellier 1, de présider une commission pluraliste et ouverte, avec comme vice-président Claude Mandil, ancien directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie 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 en effet 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 bien voulu participer 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 co-pilotée par la direction générale de l'énergie et du climat et par le Centre d'analyse stratégique et s'appuyant sur l'IFP, le 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 Energie 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 Némésis, une estimation de l'évolution des emplois à partir des scénarios de l'UFE. Ce travail ne constitue néanmoins 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 annexe.

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 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 et comprend une synthèse générale rédigée par le Président et le Vice-président.

Il se décompose ensuite en quatre chapitres au-delà de la présente introduction :

- 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 Economie bas carbone et Energie 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 termes. 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 nucléaires ;
- le deuxième 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, contraintes et 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 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 ainsi 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 Energies 2050 : si celle-ci donne en effet une vision du devenir énergétique européen, les chiffres relatifs aux évolutions de chaque Etat membre ne sont pas disponibles ;
- le dernier chapitre analyse la pertinence des représentations du futur ainsi mises sous forme de scénarios et les limites actuelles de l'analyse. Il souligne ensuite les forces et faiblesses des systèmes énergétiques étudiés à travers leurs représentations sous forme de scénarios 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 3^{ème} voire à la 4^{ème} 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.

Outre la lettre de mission et la liste des participants, les annexes comprennent des textes relatifs au descriptif des scénarios étudiés, à la politique énergétique allemande, aux technologies, à l'industrie nucléaire, aux réseaux et aux marchés de l'énergie, aux filières industrielles de l'énergie, à l'emploi et à l'acceptabilité des infrastructures énergétiques.



Chapitre 2

Le contexte énergétique mondial et européen

Synthèse

Au niveau mondial, la demande énergétique est tendanciellement en forte croissance. Sous l'effet de la croissance démographique et de la croissance économique, tirées principalement par les pays émergents, notamment la Chine et à moyen terme l'Inde compte tenu de sa démographie, 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 OCDE, « feront » les marchés de l'énergie et les prix qui deviendront donc de plus en plus exogènes par rapport 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 y est relativement stable depuis les deux premiers chocs pétroliers. La part des énergies fossiles dans le mix énergétique y est toutefois très proche de celle constatée au niveau mondial, y 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 notamment, l'Union Européenne a mis en œuvre le paquet « énergie – climat » qui fixe,

à 2020 des objectifs contraignants. Au-delà, la Commission Européenne a produit une feuille de route énergie à 2050, évaluant différents scénarios compatibles avec le facteur 4 à cet horizon. Cet 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 la permettront, sont extrêmement fortes. Le rapport « Energy Technology Perspectives 2010 » de l'Agence Internationale de l'Energie 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 réalisé de tels exercices prospectifs que nous étudions dans le présent rapport : il s'agit de l'Allemagne et du 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. A 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. A 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 de ses enjeux, le texte qui suit présente 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 Energies de la Commission parue fin décembre 2011. Il examine 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 énergie climat 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 un certain nombre de 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 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 et notamment de compétitivité que les choix énergétiques impactent directement.

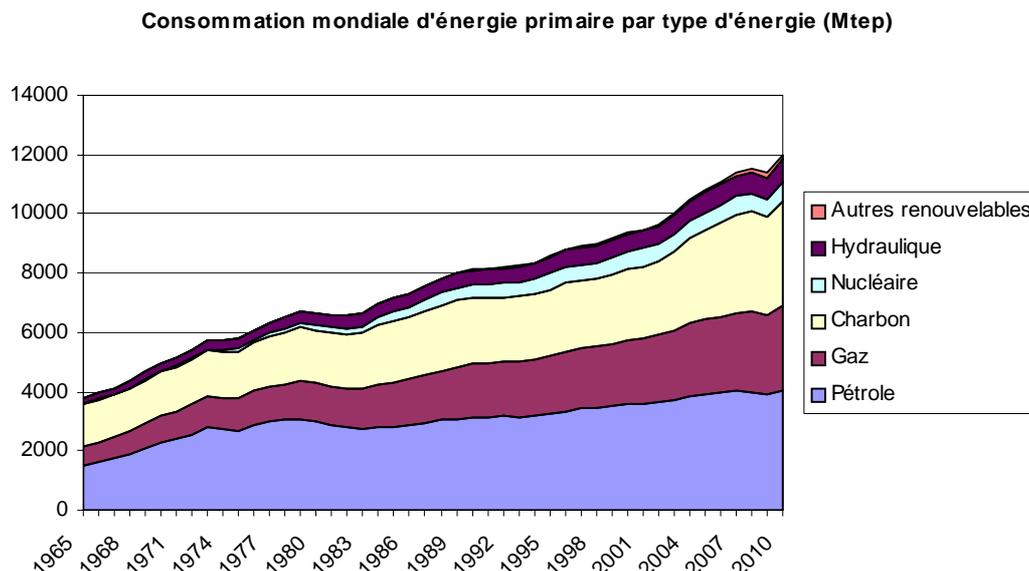
1.1. Une demande énergétique mondiale en croissance et satisfaite par une offre très majoritairement carbonée

- **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 40 dernières années, passant de près de 5000 Mtep¹ en 1970 à 12 000 Mtep en 2010. Elle a été multipliée par plus de 2,4 en 40 ans, 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 40 prochaines années, conduirait à plus que doubler la demande énergétique mondiale à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 2010.

(1) Million de tonnes équivalent pétrole.

Graphique 1 : Consommation mondiale d'énergie primaire par type d'énergie (Mtep)



Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2011¹

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 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 %.

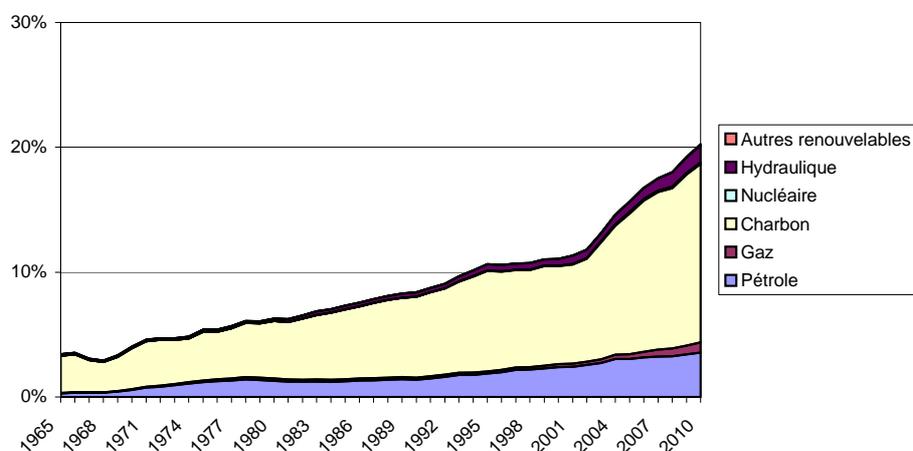
La croissance économique mondiale résulte désormais très largement de celles des pays émergents : par exemple, selon l'AIE², les pays hors OCDE seraient à l'origine de 90 % de la croissance démographique, de 70 % de la croissance économique mondiale et de 90 % de la croissance de la demande d'énergie d'ici 2035. La Chine est devenue un acteur majeur sur les marchés énergétiques, sa part dans la consommation d'énergie primaire mondiale ayant dépassé les 20 %, devenant ainsi 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.

(1) Ce graphique n'inclut pas le bois (environ 10 % du total mondial) et l'hydraulique est compté en équivalent d'énergie primaire.

(2) Scénario « nouvelles politiques » (« New Policies Scenario »).

Graphique 2 : Poids de la Chine dans la consommation mondiale d'énergie primaire (en pourcentage)

Poids de la Chine dans la consommation mondiale d'énergie primaire



Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2011

- **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 40 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 les 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 croissante.

Cette analyse est corroborée par l'étude de l'AIE dans l'édition du World Energy Outlook (WEO2011) dans laquelle elle 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

inévitables 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 WEO2010 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^{ème} 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 douzième plan quinquennal. Ainsi, la Chine devra réduire de 40 % à 45 % son intensité carbone (émissions par unité de PIB) à 2020. A 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, le développement du gaz naturel dans le mix énergétique chinois pourrait être favorisé 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 néanmoins pas remettre en cause son programme nucléaire, qui prévoit l'installation de 80 GWe à 2020 et de 200 GWe à l'horizon 2030. Ce marché est clé pour l'avenir du nucléaire civil, puisqu'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 énergétique chinois, compte tenu de la croissance de ses besoins énergétiques : ces capacités représentent 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 et/ou régions, que sont par exemple l'Inde, qui selon l'ONU¹, rattrapera la Chine en termes de nombre d'habitants autour de 2020 et pourrait atteindre les 1,7 milliard d'habitants en

(1) Variante médium.

2050 alors que la population chinoise retomberait sous les 1,3 milliard d'habitants. A 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 à fin 2010 à plus de 40 ans de production actuelle¹ 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 venir².

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 consommateurs sont par conséquent très dépendants des importations. A fin 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 (Gm³) sur un total de 187 000 Gm³, se situent dans trois pays : Russie, Iran et Qatar. La Russie, qui en possède quant à elle près du quart, est le deuxième producteur (18,4 %, soit 589 Gm³ sur un total de 3 193 Gm³ en 2010³) 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'importance 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

(1) 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 à minima des coûts de production et, en cas de déséquilibre, de la nécessité plus ou moins forte de modérer la demande.

(2) 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.

(3) BP (2011), *Statistical Review*, juin.

investissements nécessaires à la mise en valeur de ces gisements, tout en respectant les 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 dans 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.

A 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 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 suivant que l'on considère une baisse progressive ou brutale de l'offre. Si dans le scénario de base qui considère une baisse progressive du taux de croissance de la production pétrolière mondiale de 1 % par an¹, les effets sur l'économie globale sont mineurs², 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 dimensionnante en première analyse, au regard des autres contraintes susceptibles de peser sur l'offre (manque d'investissements, hausse inéluctable des coûts, difficultés de financement, contraintes d'acceptabilité sociale...). En outre, elle n'apparaîtra que plus tardivement que la contrainte climatique qui sera 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. Par ailleurs, 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

(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.

d’approvisionnement. A 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.

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 jusqu’à 6°C en moyenne à la surface du globe à l’horizon 2100 en fonction des 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 aurait pour conséquence de mettre en péril de nombreuses populations, et occasionnerait un coût important. La communauté internationale a décidé de se donner comme objectif de limiter la hausse des températures moyennes à 2°C à long terme. Ceci requiert, avec une probabilité de 50 %, que la concentration atmosphérique en gaz à effet de serre ne dépasse pas les 450ppm² et que les émissions de gaz à effet de serre soient divisées par deux par rapport à leur niveau de 1990 à l’horizon 2050, soit qu’elles soient divisées 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 1990³. La Chine est le plus gros émetteur depuis 2007 représentant 40 % des émissions de CO₂ liées à l’énergie, devant les États-Unis ; ils représentent à eux deux plus de 40 % des émissions mondiales.

Les politiques actuellement mises en œuvre (y compris les engagements de Cancun) sont de fait insuffisantes pour tenir l’objectif que s’est fixé la communauté internationale. L’AIE estime par exemple dans son scénario « nouvelles politiques » du WEO2011, que ces mesures induisent une trajectoire conduisant 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

(1) Groupe d’Experts Intergouvernemental sur l’Evolution du Climat.

(2) Partie par million : terme utilisé par les climatologues pour mesurer la concentration de gaz dans l’atmosphère.

(3) AIE (2011), *World Energy Outlook*, p 99.

de serre : les infrastructures actuelles ou en construction (centrales électriques, bâtiments, usines) qui ne seront pas encore arrivées en fin de vie en 2035 et à supposer qu'elles fonctionnent encore, produiront à cette date 80 % du volume d'émissions de gaz à effet de serre 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 ou renoncer à l'énergie nucléaire 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 Energie-Climat.

2.1. Le Paquet Énergie-Climat

Le Paquet Energie-Climat, adopté sous 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, qui s'appliquera à partir de 2013, prolonge le système communautaire d'échange de quotas d'émission (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. Il 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. Le second s'applique aux secteurs non couverts par le système ETS (transports routiers et maritimes, bâtiments, services, agriculture, et petites installations industrielles) qui sont globalement responsables de 60 % des émissions. L'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre 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 au niveau de 2005. Pris ensemble cela conduit à une réduction de 14 % par rapport à 2005, 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, et sous réserve qu'il s'agisse bien d'agrocarburants durable).

(1) Emissions Trading System.

Tableau 1 : Déclinaison des objectifs européens « 3 x 20 » par pays

	Objectifs 2020 de réduction des émissions de CO ₂ par rapport à 2005	Energies 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 %

Au-delà du paquet Energie-Climat, 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 énergie-climat, 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

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

plus durable »¹. Pour l'atteindre, de nombreuses mesures, regroupées en paquets dits « marché intérieur de l'énergie » (MIE) ont conduit les Etats 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 des effets redistributifs entre producteurs et consommateurs et entre pays. L'impact réel de ces mesures sur les prix finaux payés par le consommateur, tendanciellement à la hausse en raison d'une tendance fondamentale à la hausse des coûts, est actuellement sujet à débat. Les Etats membres restent libres du choix de leur mix énergétique, comme le rappelle le traité de Lisbonne.

2.3. Les enjeux du mix énergétique européen

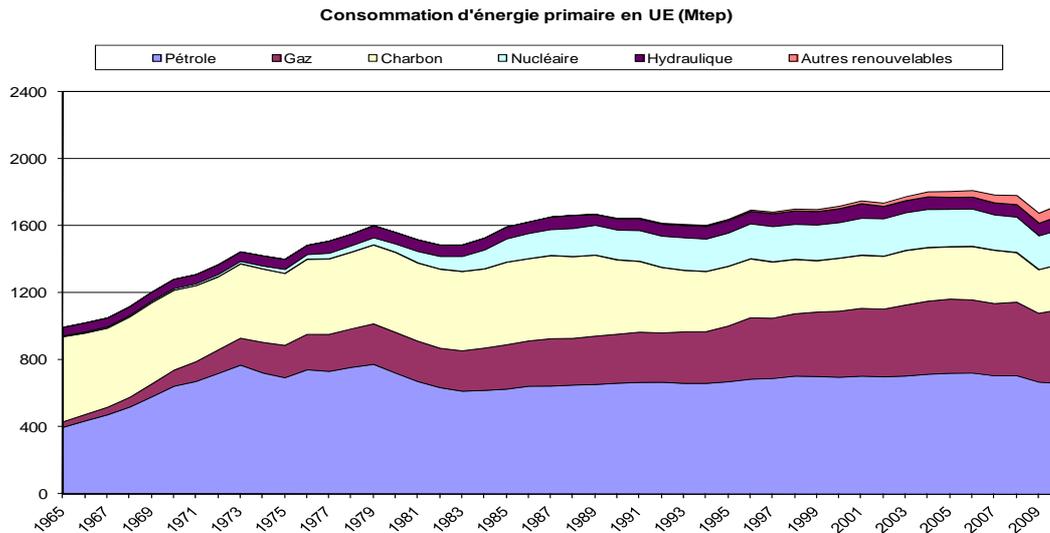
- **Le mix énergétique européen**

La consommation d'énergie primaire de l'Union européenne est quasi-stable depuis la fin des années quatre-vingts, 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 soixante-dix.

(1) Commission européenne (2010), *A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, COM(2010) 639/3.

Graphique 3 : Consommation d'énergie primaire dans l'Union européenne (Mtep)



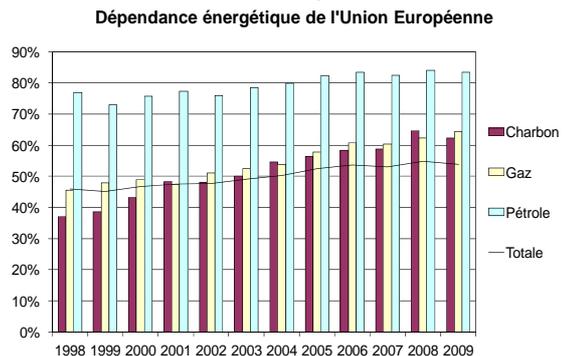
Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2011

Ce panorama général cache de grandes disparités au sein de l'Union Européenne. A 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 %. A 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, 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. A titre indicatif, elle importe plus de 80 % de ses besoins en pétrole, et plus de 60 % de ses besoins en gaz et charbon et la part importée est croissante sur les dix dernières années.

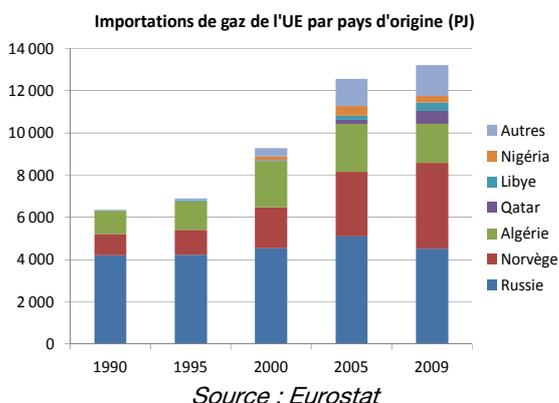
Graphique 4 : Dépendance énergétique de l'Union européenne



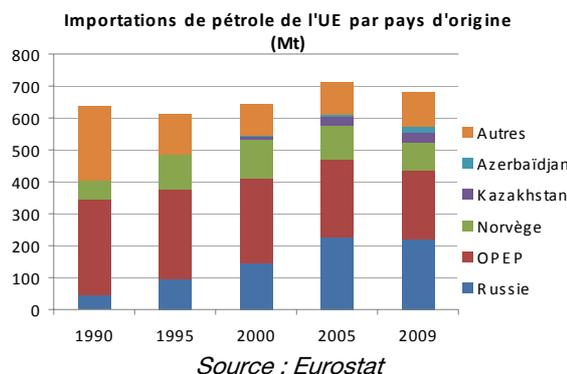
Source : Eurostat

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 quatre-vingt-dix, 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.

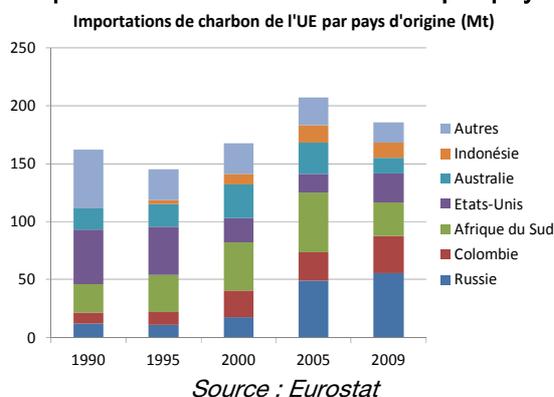
Graphique 5 : Importations de gaz de l'UE par pays d'origine (en PJ)



Graphique 6 : Importations de pétrole de l'UE par pays d'origine (Mt)



Graphique 7 : Importations de charbon de l'UE par pays d'origine (Mt)



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.

Compte tenu de la forte diésélisation du parc automobile européen le gazole constitue la majeure partie de la consommation de carburants en Europe. En revanche, l'offre de raffinage, qui est relativement inélastique (une raffinerie produit pour moitié environ du gazole et du fuel 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/FOD 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 contribue à l'amélioration de 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 3). 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 8000 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/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...) et EDF diversifie les zones géographiques (6 pays actuellement) et les producteurs (7 fournisseurs actuellement). 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^{ème} génération ne 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 %.

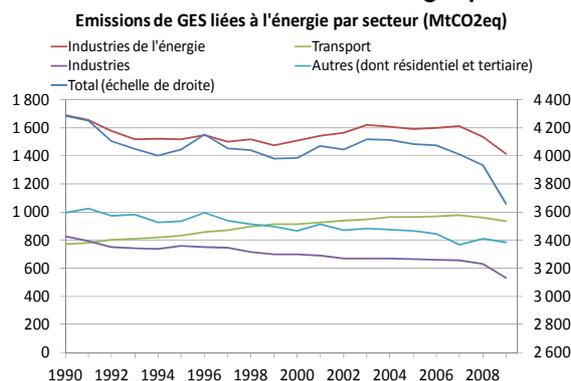
A plus long terme, le recours aux réacteurs à neutrons rapides de 4^{ème} génération permettrait de s'affranchir totalement de l'importation d'uranium en ne consommant que les stocks d'uranium appauvri disponibles sur le territoire français.

- **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 quatre-vingt-dix dans l'Union Européenne et est en revanche stable dans le secteur résidentiel et en léger déclin dans l'industrie, traduisant 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 réductions 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.

Graphique 8 : Emissions de GES liées à l'énergie par secteur (Mt CO₂eq)



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. Lorsque l'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 dominant, 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 « Energie 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 « Economie 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 Energie 2050 a pour objectif d'illustrer ce que pourraient être des trajectoires possibles du système énergétique européen pour atteindre le facteur 4 à l'horizon 2050 en conciliant par ailleurs deux autres objectifs fondamentaux de la politique énergétique que sont 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

(1) En 2008, source Eurostat.

de réponse. En effet, les choix individuels impactent directement 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 de leur mode de financement. Elle 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 la feuille de route 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 6 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 de longue distance d'électricité.

La Commission prône un effort accru de R&D pour atteindre ces objectifs. Elle considère toutefois que les ruptures technologiques sont improbables avant 2030 : les scénarios de la Commission 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 aura 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 (CSC⁴, réseaux intelligents, stockage massif de l'électricité...). De ce fait la Commission insiste à juste titre sur la nécessaire flexibilité des scénarios.

Les pages qui suivent vont désormais 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

(1) Voir p.3 de l'annexe1 accompagnant la communication de la Commission sur sa feuille de route énergie 2050.

(2) Voir p.17 de l'annexe1 accompagnant la communication de la Commission sur sa feuille de route énergie 2050.

(3) Voir p.9 de la communication de la Commission sur sa feuille de route énergie 2050.

(4) Captage et stockage du carbone.

d'incertitudes à long terme, avant de se focaliser sur le cas de la France dans le chapitre suivant.

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, l'histoire ne s'arrête pas là. 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 de la France 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, en 2010, 625 TWh d'électricité (soit 10 % de plus que l'électricité produite en 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.

Tableau 2 : Bilan des consommations énergétiques en 2010 en Allemagne

Energie 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
Energie finale	216 Mtep
Industrie	28,1 %
Transport	28,2 %
Résidentiel	28,5 %
Services	15,2 %

Source : BMWi

Daté de septembre 2010, le *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 Energie Climat), 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, le *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 (partagée

par la population, mais également les industriels), l'Allemagne prévoyait d'ores et déjà que cette transition énergétique s'accompagne 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 déjà prise en 2002. Autre pierre angulaire du 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, se traduisant 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 encore à définir précisément les mécanismes de financement en jeu.

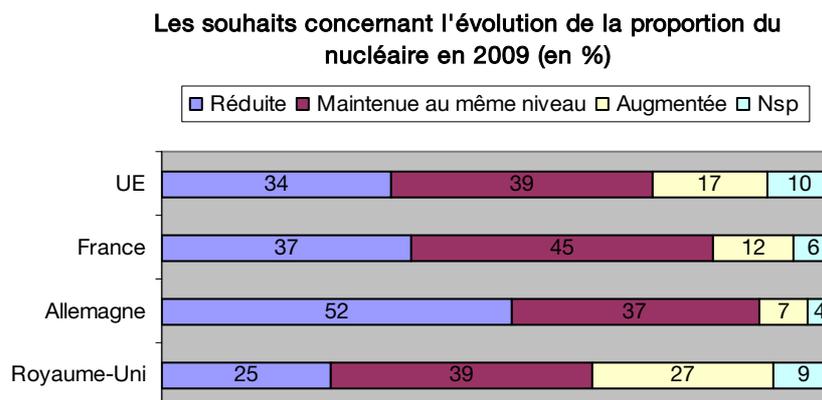
Tableau 3 : Les objectifs sectoriels du Energiekonzept

	Climat	Energies 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 %	Augmente de 2,1 % par an	Rythme de rénovation doublé d'ici à 2020 : de 1 % à 2 % ; Abaissement des besoins de chauffage de 80 % d'ici à 2050
2030	- 55 %	50 %	30 %				
2040	- 70 %	65 %	45 %				
2050	- 80 – 95 %	80 %	60 %	- 50 %	- 25 %		

L'Allemagne a toujours été l'un des pays européens les plus réservés quant au recours à la technologie nucléaire, même avec une expérience industrielle au préalable dans cette filière¹. L'histoire de cette opposition marque 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 différents 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 à la 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 cette décision ne remette en cause la sortie du nucléaire à plus long terme.

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

Graphique 9 : Sondage relatif à l'évolution de la proportion souhaitée du nucléaire



Source : Eurobaromètre 324

La catastrophe nucléaire 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 : 8 centrales en 2011¹ et les 9 centrales restantes entre 2012 et 2022.

- **Des interrogations et des incertitudes**

Le mix énergétique, tel que décrit par le *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 clef dans les retombées socio-économiques du *Energiekonzept* avec un doublement possible des emplois nets créés à 2020 et 2030 dans le cas le plus favorable². S'il est clair que, dans son audition par la Commission, le représentant allemand³ a été plutôt confiant sur l'avenir de l'industrie éolienne allemande, 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 en effet s'élever à près de 7 Mrds € 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 particulièrement compétitifs ont durement frappé l'industrie allemande : deux des plus importantes sociétés de production de panneaux solaires photovoltaïques ont ainsi fait faillite en Allemagne dans les derniers mois de l'année 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

(1) En réalité, la décision d'Angela Merkel n'implique que 7 centrales, la huitième ayant du être arrêtée dans tous les cas.

(2) U. Lehr 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 (BMW) à la Commission le 16 décembre 2011 "The transformation of energy policy in Germany".

innovations technologiques importantes. L'intermittence des énergies éolienne et solaire n'est pas un problème tant que d'autres moyens de production peuvent fonctionner en cas d'un arrêt de la production. Les capacités de stockage ou les capacités de back-up doivent néanmoins être dimensionnées de telle sorte qu'elles puissent 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. A 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 (captage et stockage du carbone) permettant d'éviter d'émettre des GES. Pour le moment, la contestation des Länder, reflétant aussi 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.

A 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, notamment 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 la compatibilité du *Energiekonzept* avec d'autres plans nationaux reste donc entière, notamment dans le domaine de l'électricité. A 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.

Le *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 DENA² a ainsi précisé que la construction de 4 300 km de ligne THT serait nécessaire pour permettre de 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.

(1) Le rendement total de ce processus est néanmoins particulièrement faible comme le montre le chapitre trois.

(2) Deutsche Energie-Agentur

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 (réseau qui traverse l'Allemagne du nord au sud, 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 quelques 250 Md€¹ (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 estimé à 16,4 Md€². Ces investissements comprennent le développement d'unités de 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 (Energy & Climate Fund), dans le but notamment de compenser la hausse des prix de l'électricité pour certains électrointensifs. 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 la politique énergétique allemand devrait donc être supporté par les entreprises (hors électrointensifs), mais surtout par les particuliers. Rappelons ici que la précarité énergétique est un problème tout aussi important (si ce n'est plus) qu'en France. Les Allemands paient déjà beaucoup plus cher leur électricité que les Français.

(1) kfW

(2) EWU, GWS, Prognos (2011), *Energieszenarien 2011*, Projekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, juillet.

**Tableau 4 : Estimation (antérieures à Fukushima)
des investissements nécessaires au *Energiekonzept* de l'Allemagne d'ici 2020**

Secteur d'investissement	Montant des 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 annuel dans l'amélioration de l'efficacité énergétique	13 - 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

- **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, et, ce, d'autant plus que les énergies renouvelables prennent de l'importance dans le système électrique allemande : leur rentabilité est donc loin d'être assurée. De plus, 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 à l'aide du fonds *Energie & Climate*, 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, et notamment français. En effet, en 2010, si la France était exportatrice nette vis-à-vis de l'Europe, elle était importatrice

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

nette d'électricité vis-à-vis de l'Allemagne. En 2011, la France est exportatrice nette vis-à-vis de l'Allemagne. Selon RTE, 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 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, 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. A l'approche 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), d'une sortie du nucléaire et d'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), à une accélération des énergies renouvelables ainsi qu'aux 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.

A 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

Le secteur de la production d'électricité constitue le plus gros poste d'émissions (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 70, suivie d'une privatisation des marchés de l'énergie. Aujourd'hui près des trois quarts de l'électricité est produite à partir de charbon et de gaz (suivis du nucléaire avec 16 %).

(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.

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

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 5 ans. Ces « budgets » répartis par Ministères devraient être progressivement votés pour atteindre *in fine* la date butoir de 2050 pour 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, que sont la prochaine décennie et l'après 2020. Dans la première période, les technologies sont suffisamment connues pour pouvoir avoir une idée précise des actions à mener. Dans la seconde période, il s'agit d'aider par des programmes de recherche et de mettre en place les incitations permettant de rendre les technologies bas-carbone compétitives.

Tableau 5 : Objectifs fixés par les quatre budgets Carbone britannique

	Budget 1 (2008-12)	Budget 2 (2013-17)	Budget 3 (2018-22)	Budget 4 (2023-2027)
Budget carbone (Mt CO _{2eq})	3018	2782	2544	1950
Pourcentage de réduction en dessous du niveau de 1990	22	28	34	50

Source : DECC

- **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 remplacées d'ici 2020 dans tous les cas. Aujourd'hui moins de 7 % de l'électricité

Tableau 6 : Actions prioritaires par secteur 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
Electricité	19 GW (principalement des centrales au charbon)

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

provient de sources renouvelables, alors que l'objectif fixé par le Low Carbon Transition Plan prévoit que, si le pays veut respecter ses objectifs à 2020 du

	remplacés par du gaz (et dans une moindre mesure par des énergies renouvelables)
--	--

Source : DECC (2011)

Paquet Energie Climat, la part des EnR dans la consommation d'électricité doit être portée à 30 % en 2020.

L'impact économique de ce plan devrait être faible, voire positif si l'on prend en 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 £ par ménage et par an à celle qu'il aurait payé en cas d'absence d'actions climatiques. Il faut dire que le gouvernement prévoit de mettre en place 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'Etat 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 des coûts, même faible, 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. A 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'Etat 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. Si le Royaume-Uni a été un acteur actif de la filière du nucléaire civil, celle-ci est au point mort depuis plus d'une décennie, tant sur le plan de la recherche que sur le plan de la construction de nouvelles centrales. Considéré à la fin des années 90 comme trop coûteux (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 reconstruire. Pour autant, le gouvernement prévoit la construction de nouvelles centrales nucléaires, décision qui n'a pas été remise en cause par la catastrophe de Fukushima. A l'inverse de l'Allemagne, qui a décidé d'accélérer sa sortie du nucléaire, le gouvernement britannique a réaffirmé sa volonté de renouveler le parc nucléaire, 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

(1) Cette fourchette est large puisqu'elle dépend grandement de la part de gaz et d'électricité utilisés, de l'énergie autoconsommée, ou encore de leur capacité à transmettre une hausse des coûts sur le prix au consommateur.

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 Energie Climat, 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 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 €/MWh à 2020. Pour autant, le financement du tournant énergétique britannique, évalué à quelques 240 milliards d'euros à 2020, n'est pas assuré. En 2010, l'investissement dans l'énergie éolienne 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, suite à l'arrêt futur 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 au-delà de 2020 tient compte des incertitudes**

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 : énergie 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 réseau de chaleur, et réseaux intelligents pour le bâtiment.

Si l'on se focalise sur le secteur électrique à 2030, quelques 40 à 70 GW de capacités devront être construites, 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. A 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 ci-dessous).

Les futurs 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, la manière d'y parvenir l'est moins, 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 grâce au modèle Markal quel sera l'impact de différents mix électriques (« What if ») à horizon 2050¹. Le scénario de référence (de « laissez-faire ») envisage une facture énergétique de 4682 £ par personne et par an, alors qu'aujourd'hui celui-ci est de 3700 £ (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 (ni 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 £ 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 £ de surcoût par personne et par an).

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

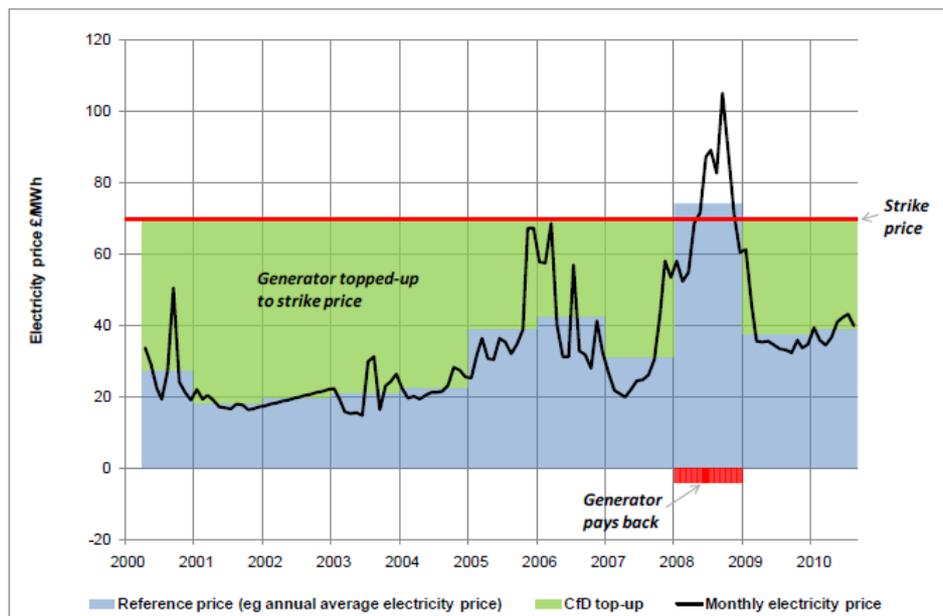
Dans les années 1990, la Grande-Bretagne a fait le choix d'une complète libéralisation de son marché de l'électricité. Face aux objectifs qu'elle s'est fixés, elle revient progressivement à plus de régulation. Les autorités ont ainsi constaté que la libéralisation avait conduit à une indexation du prix de l'électricité sur celui du gaz, avec tous les problèmes de volatilité que cela peut comporter. D'autre part, 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'électricité². 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'électricité renouvelable) par un tarif d'achat avec « contrat pour différence », sorte de contrat de long terme (à partir de 2014), pour toutes les technologies bas carbone, y compris le nucléaire et le CSC. 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 ;

(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.

(2) UK Government (2010), *Electricity Market Reform – Consultation document*, <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Consultations/emr/1041-electricity-market-reform-condoc.pdf>.

Exemple de tarif d'achat avec Contrat pour la différence



Source : DECC

- 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 Blanc¹ précisant les modalités retenues pour le mécanisme de capacité : il s'agira d'un mécanisme traitant de l'ensemble 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.

- **Conclusion**

Le Royaume-Uni cherche à atteindre à 2020 la part d'énergies renouvelables qui lui a été fixée par le Paquet Energie Climat, 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.

(1) DECC (2011) *Planning our Electric Future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*.

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, tels 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.



Chapitre 3

Les enjeux du devenir du mix énergétique français et les 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 lien avec des prix élevés du pétrole. Dans ce contexte, le parc de production d'électricité confère à la France un 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 Md€ 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 Etats 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 Etats 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 en lien avec les 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 en effet sur un parc nucléaire construit de façon concentrée en un peu plus d'une décennie. Autour des années 2020 et en quelques années, 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 des travaux en cours de discussion entre EDF et l'ASN et de l'avis ultime de celle-ci. A cet égard, la France peut rester dans une situation beaucoup plus favorable que le Royaume-Uni, qui doit renouveler à court ou moyen terme massivement son parc. 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 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 particulièrement importantes. 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 ainsi 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 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 permettra de souligner 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 de permettre à tous les acteurs économiques de 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. Un mix énergétique encore fortement dépendant des énergies fossiles

La consommation totale d'énergie primaire¹ en France s'est établie à 265,8 Mtep en 2010. Sur les 20 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 et est ensuite restée stable jusqu'au net décrochage de 2009.

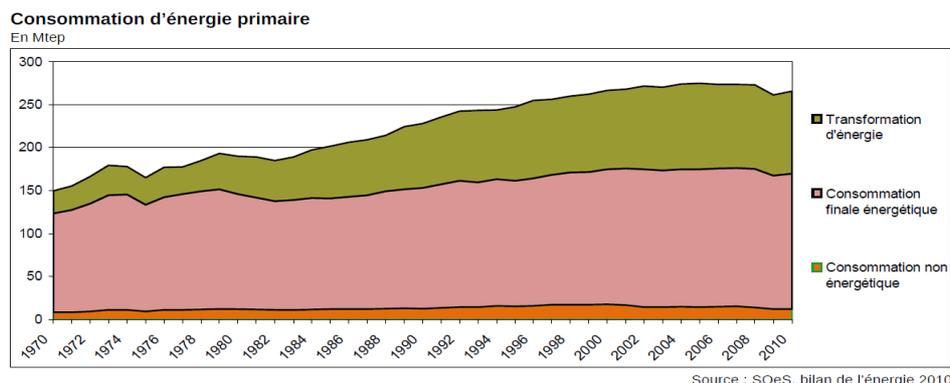
Environ 35 % de cette énergie primaire est consommée pour transformer et distribuer l'énergie jusqu'aux consommateurs finaux, et 5 % est utilisée pour des usages non énergétiques (bitumes, plastiques etc.). La consommation énergétique finale représente donc environ 60 % de la consommation d'énergie primaire (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'électricité². Les centrales thermiques classiques ont également 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) Énergie primaire : énergie disponible dans la nature avant toute transformation. L'énergie consommée par les consommateurs finaux est appelée énergie finale.

(2) 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.

Graphique 1 : Consommation d'énergie primaire



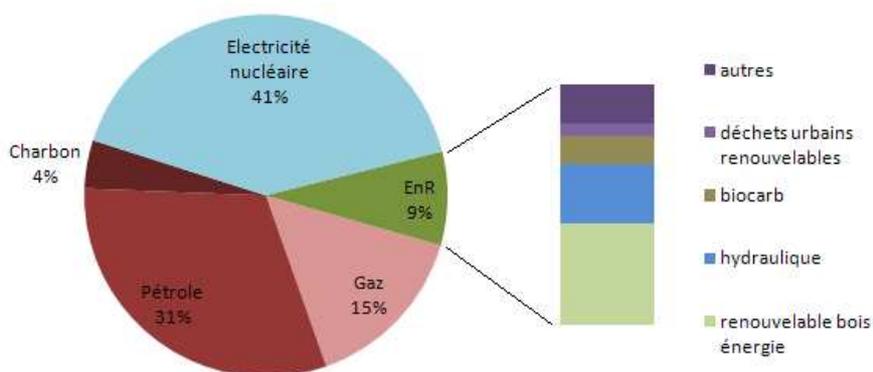
Source : SOeS

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 :

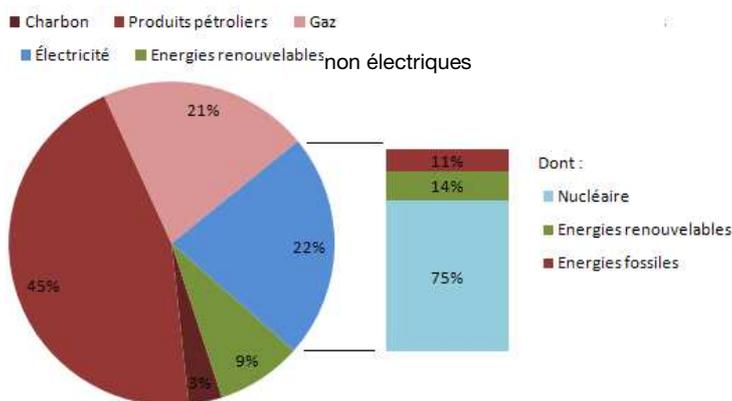
- les énergies fossiles couvrent plus de 70 % des besoins d'énergie finale ;
- le nucléaire couvre 18 % des besoins d'énergie finale ;
- les énergies renouvelables (électriques et thermiques) couvrent 12 % des besoins d'énergie finale ;
- l'électricité représente environ un quart de la consommation finale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

Graphique 2 : Répartition de la consommation d'énergie primaire pour 2010 (270 Mtep)



(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 5 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 sont constituées 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 Etats-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 noire) fournit le dernier tiers. Les importations de gazole proviennent de Russie, de l'Union Européenne, d'Asie et des Etats-Unis. Les exportations d'essence sont de plus en plus difficiles, car le client principal, les Etats-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 4 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 bio-méthane 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 Energie, kW n'est pas kWh

La confusion est souvent faite entre énergie et puissance, ou entre kW et kWh, certains articles de presse annonçant par exemple que tel parc éolien va produire tant de 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 les secondes peuvent fonctionner environ 6000 ou 7000 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 par rapport aux 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 raccordés 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 centrales ³, 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 était de 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 7 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 allemand dépasse désormais souvent le

(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 m³ pour le gaz, voire encore 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.

(3) 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)

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

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 ...) 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 5 dernières années).

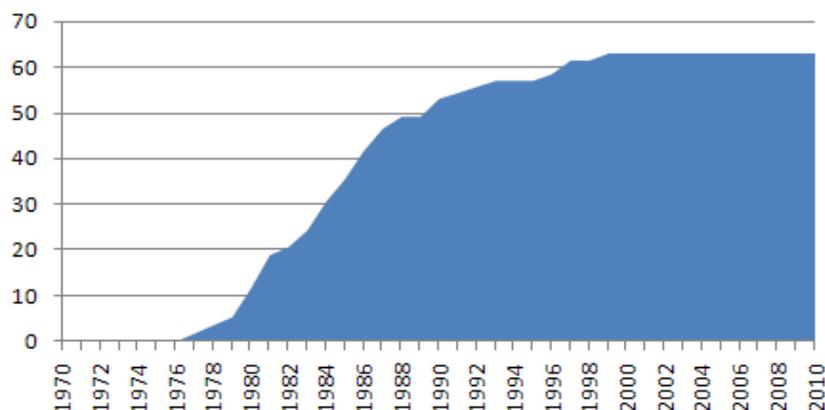
- **Sécurité énergétique**

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 rentrent en considération comme l'état des infrastructures et la structure de la demande. A 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 permettent d'expliquer cette amélioration : 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 3 réacteurs EPR par an.

Graphique 3 : Évolution de la puissance raccordée au réseau du parc nucléaire historique (GW)



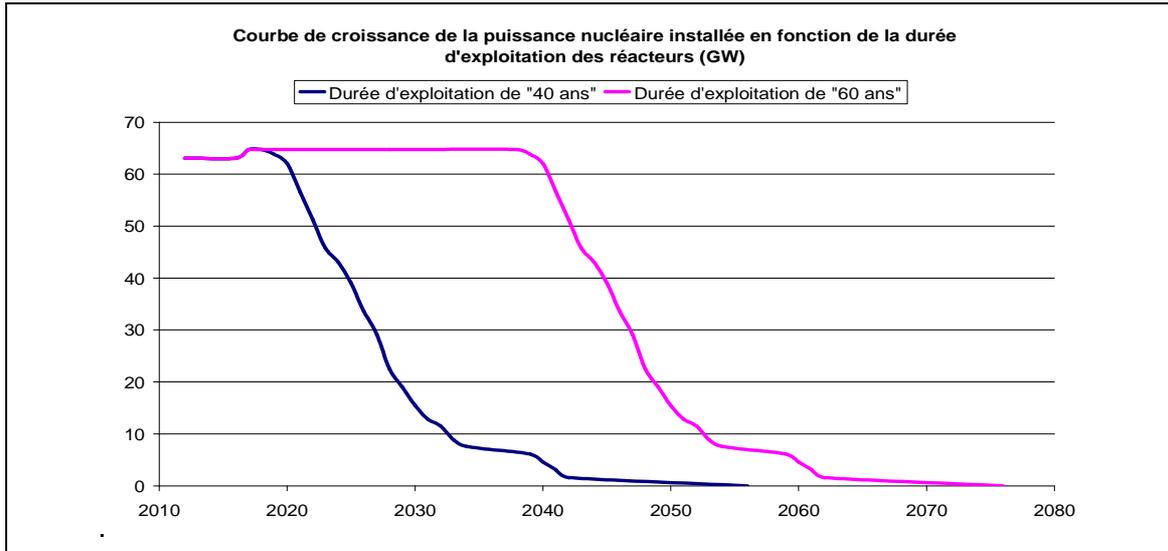
Source : DGEC

Encart sur les durées d'exploitation des réacteurs nucléaires

La réglementation française ne prévoit pas de limitation à la durée d'exploitation. L'exploitation des réacteurs repose sur des réexamens de sûreté périodique qui 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.

Les premiers réacteurs ayant fait leur troisième visite décennale sont ceux de Tricastin 1 (achevée en août 2009) et de Fessenheim 1 (achevée en mars 2010). La poursuite de leur exploitation a été autorisée sous réserves de certaines prescriptions de l'ASN. Ainsi, 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 mises 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 visites décennales, et plus particulièrement les réexamens de sûreté qu'elles comportent, qui conditionnent la poursuite d'exploitation. Ainsi, 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 leur exploitation 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 4ème visite décennale, ou jusqu'à la 6^{ème}. 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

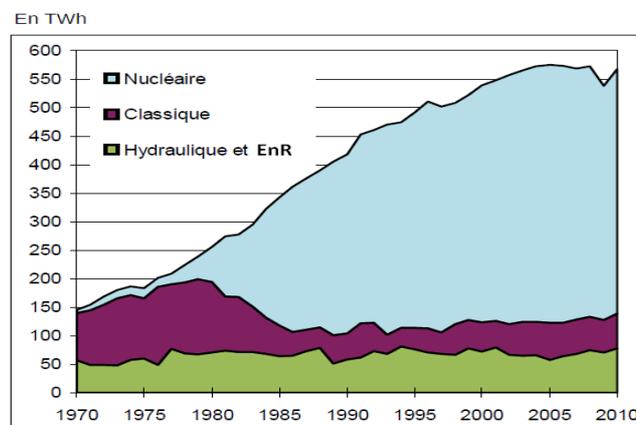


En termes d'usages, la consommation énergétique de certains secteurs repose sur un approvisionnement énergétique relativement diversifié : c'est le cas pour le résidentiel – tertiaire et dans une moindre mesure l'industrie (respectivement environ 50 % et 35 % de consommation finale énergétique sous forme 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 graphe ci-dessous 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.

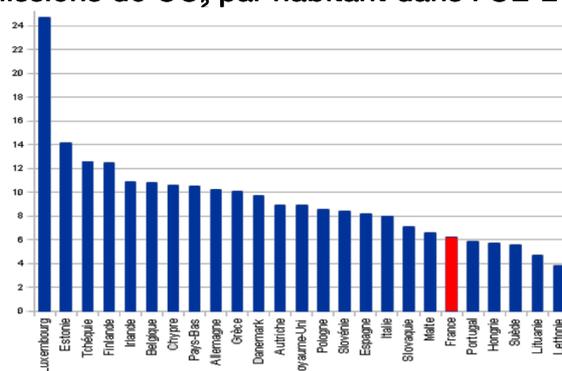
Graphique 4 : Origine de la production d'électricité



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Ceci explique pourquoi la France est particulièrement bien placée dans l'Union Européenne en termes d'émissions de CO₂ par habitant (voir ci-dessous)

Graphique 5 : Émissions de CO₂ par habitant dans l'UE-27 en 2007 (en t/an)



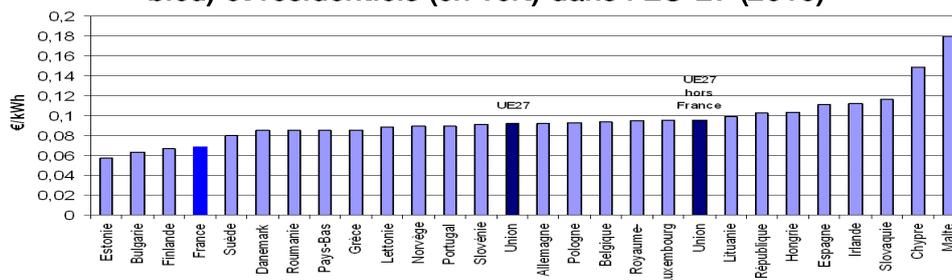
Source : Eurostat

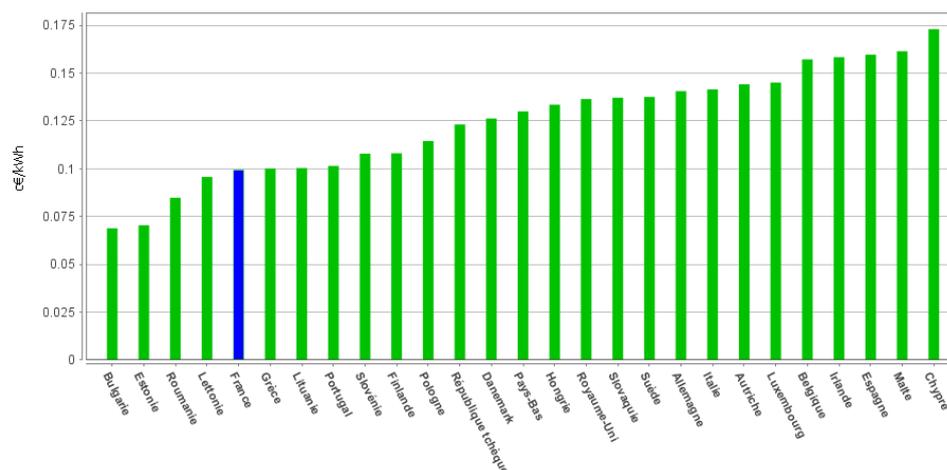
Par ailleurs le prix final de l'électricité en France, que ce soit pour les particuliers ou les entreprises, est parmi les plus faibles d'Europe. Cette situation est la conséquence directe de la combinaison d'un coût complet de production nucléaire très bas et de capacités hydrauliques largement amorties, avec des coûts de production encore inférieurs : la Cour des comptes estime ainsi que le coût complet de production du nucléaire historique peut être estimé à 39 ou 49 €/MWh. La logique économique sous-jacente à ces deux chiffres pour le coût complet du nucléaire n'est pas la même. 39 €/MWh correspond à la logique de régulation de la loi NOME, qui consiste à transférer au consommateur final une partie de l'avantage compétitif du parc nucléaire historique, conformément à l'objectif visé par la loi. 49 €/MWh inclut une part de renouvellement du parc nucléaire, et reflète le coût de reconstruction de l'actif à date d'aujourd'hui. Ces deux valeurs représentent les deux extrêmes de la fourchette de coût du nucléaire existant.

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 et les coûts de commercialisation supportés par EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients. La 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.

Graphique 6 : Prix HT de l'électricité pour les consommateurs industriels (en bleu) et résidentiels (en vert) dans l'EU-27 (2010)





Source : Eurostat

Le rapport de la Cour des Comptes sur les coûts de la filière électronucléaire et les évaluations complémentaires de sûreté

Le Premier ministre a demandé, par un courrier en date du 17 mai 2011, 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 des Comptes devait ainsi se prononcer sur la bonne prise en compte des charges de long terme, mais aussi prendre compte 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 de la Cour des Comptes, paru le 31 janvier, 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. A cette fin, il a présenté différentes méthodes pour la prise en compte du coût du capital, qui représente 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 Champsaur, permet *a contrario* d'évaluer, dans une approche comptable, la part non encore remboursée du capital investi dans le parc. 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.

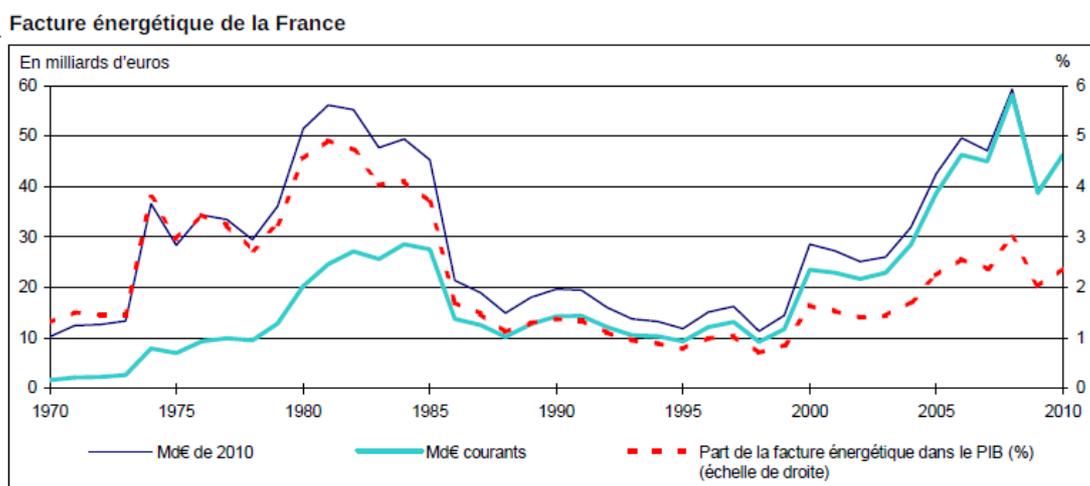
Le gouvernement a choisi de suivre les recommandations du rapport de M. Champsaur et de la Commission de Régulation de l'Energie pour la fixation du prix initial de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, qui servira de base à l'élaboration des tarifs réglementés de vente dès 2016. Ce prix a été fixé à 42 €/MWh au 1er 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 augmenté à 42 €/MWh, ce qui représente une croissance annuelle d'environ 2 cts €/MWh du tarif résidentiel hors taxes en 4 ans pour tenir compte du programme d'investissement futur lié tant à la poursuite d'exploitation qu'à la prise en compte des 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, présentant la facture énergétique de la France (en Mds€ courants), celle-ci 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.

Graphique 7 : Facture énergétique de la France



Source : SOeS d'après Douanes

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 Mds€/an en moyenne sur les 10 dernières années, les échanges de produits raffinés étant légèrement excédentaires). Le seul poste excédentaire concerne 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 Mds€ 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 un milliard d'euros, ce qui est mineur par rapport à la facture énergétique du pays (de l'ordre de 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 à la France qui pèsent sur ses perspectives énergétiques

Les incertitudes qui pèsent sur les perspectives énergétiques françaises sont très nombreuses et pourraient donner lieu à de multiples travaux. Ce paragraphe en soulignera quatre, liées à des éléments en partie externes à la France, même si sa diplomatie peut en influencer 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. A Copenhague, fin 2009, les chefs d'Etat 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 souhaitent le prolonger et l'étendre à l'ensemble de la planète, notamment aux deux principaux pays émetteurs de gaz à effet de serre que sont les Etats-Unis et la Chine. Mais, face à l'opposition de ces deux pays à s'astreindre à des objectifs chiffrés contraignants, la négociation s'est tournée vers une tout autre logique : elle consiste à ne pas imposer d'objectifs déterminés aux Etats mais de parier sur leur capacité à prendre des engagements volontaires suffisamment ambitieux. Le rôle de la communauté internationale consiste à communiquer à l'ensemble des nations l'ampleur des efforts à fournir en fonction de l'objectif mondial au vu des efforts envisagés 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 Etats 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

(1) CAS (2008), *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020 – 2050*, Rapport de la commission Energie présidée par Jean Syrota, La documentation française, mars.

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 de l'année prochaine, 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 les différents Etats) : 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 Etats 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 Etats 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 !

(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.»

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.

A quoi faut-il attribuer cette volatilité ? Comment la limiter ? Plusieurs rapports récents, auxquels ont participé des membres de cette commission, traitent de cette question¹. Cette question a également été traitée en 2011 dans le cadre du G 20 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 prix². 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 inverses (ex. 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.

(1) Artus P., d'Autume A., Chalmin P. et Chevalier J.-M. (2010), "Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil", *Rapport CAE*, n° 93, rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole sous la présidence de Jean-Marie CHEVALIER, septembre.

(2) 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 Liegey M. (2011), "Volatilité des prix des matières premières - Volet 1. Pour une régulation des marchés financiers", *Note d'analyse*, n°211, janvier, Centre d'analyse stratégique .

Le chapitre précédent a montré leurs 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 la FMI, conduire 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 régions¹. 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 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 volatil² nous permet de préciser les conséquences sur la France d'une augmentation des prix du pétrole. Leurs 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 autres 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. Même si l'impact d'un choc pétrolier sur l'économie française s'est réduit avec la diminution de la dépendance énergétique et même si certaines études empiriques confirment des effets faibles, les auteurs de ce rapport soutenaient que cet impact reste important et qu'il convient de ne pas le sous-estimer : compte tenu de la baisse de l'importance du pétrole dans la production, les études classiques estiment en effet 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'effet 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 schistes. 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 Etats-Unis à un coût très bas, parfois inférieur à ceux des gisements traditionnels a représenté une véritable surprise. L'estimation des gisements non conventionnels conduirait (au moins) à doubler les ressources de gaz présentes sur notre planète, qui dépasseraient dès lors 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

(1) Perte de PIB sur 20 ans dans le scénario 2 % de déclin par an : -10 % en Europe, -15 % aux Etats-Unis, -20 % en Asie.

(2) Artus P., d'Autume A., Chalmin P. et Chevalier J.-M. (2010), "Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil", *Rapport CAE*, n° 93, rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole sous la présidence de Jean-Marie CHEVALIER, septembre.

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 effets 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 de 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. A 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 GNL) et, de façon plus générale, dans les pays émergents, serait de nature à renforcer la pression sur les prix.

Aux Etats-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 et dans les transports en substitution du pétrole. Le pays, qui utilise traditionnellement ses ressources pour son propre usage, pourrait même devenir exportateur de GNL.

Peut-on assister à un tel développement des gaz de schistes 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 recherches 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 recherches 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 pays les plus prometteurs au niveau européen en

(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, Conseil général de l'environnement de l'énergie et des technologies et du développement durable CGIET n° 2011-04-G CGEDD n° 007318-01, Rapport provisoire, avril.

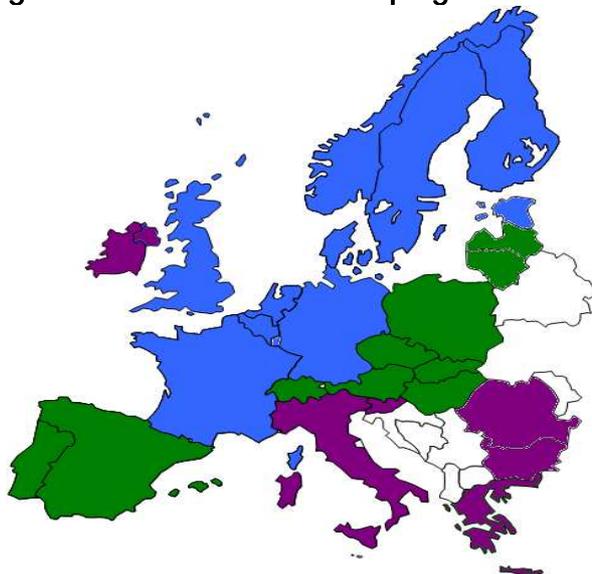
huiles dans le bassin parisien (100 millions de m³ techniquement exploitables) et en gaz dans le sud du pays (500 milliards de m³) : ces ressources de gaz non conventionnels représenteraient une amélioration possible de la balance commerciale de un à plusieurs milliards d’euros suivant les hypothèses 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. A court terme, le couplage des marchés, aujourd’hui en place entre la France, l’Allemagne et le Bénélux doit progressivement s’étendre à la Grande Bretagne et au NordPool (fin 2012, en bleu sur le graphique ci-dessous), puis, à la péninsule ibérique et aux pays frontaliers de l’Allemagne (2013, en vert), à l’Italie et à la Slovénie (2014, en violet), 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-t-il influencé par celui d’un marché s’étendant sur une bonne partie de l’Union européenne.

Figure 1 : L’extension du couplage des marchés



Source : CRE

Pays en bleu : fin 2012 ; en vert : 2013 ; en violet : 2014.

En complément de ces développements visant à utiliser de manière optimale les interconnexions existantes, la réalisation ou le renforcement de lignes de transport sont également envisagés. Les investissements pourraient s’élever à 100 Md€ répartis dans les 10 années 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, d'ores et déjà, modifié l'organisation française du marché 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), puis à supprimer, au plus tard en 2015, les tarifs réglementés pour les entreprises grandes et moyennes (au-delà de 36 kVA).

Afin de 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. Le couplage des marchés, s'il est optimal sur le plan collectif, induit des effets redistributifs entre producteurs et consommateurs d'un même pays (cf. encadré ci-dessous) 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, en particulier 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) ;
- après une période de surcapacités, et ainsi que nous 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 dans le domaine de l'énergie, 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 Sido sur la gestion de la pointe électrique, 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 ;

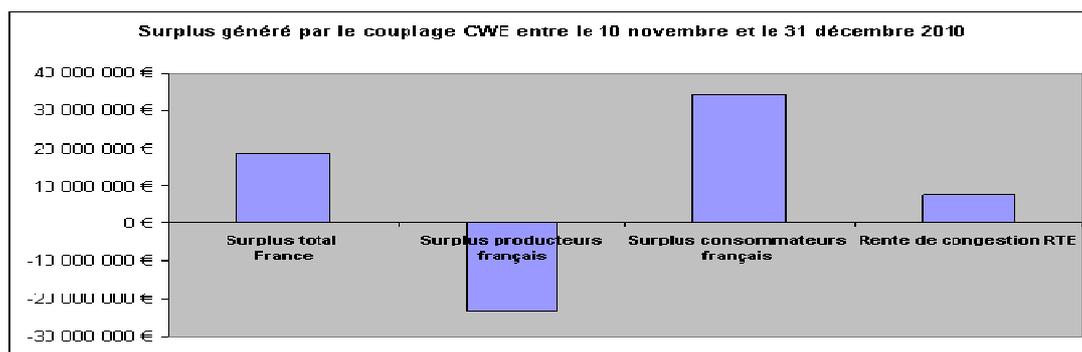
- enfin, l'apport des interconnexions en termes de sécurité d'approvisionnement et le développement des réseaux de transport et de distribution deviennent encore plus nécessaires à l'heure où les différents aléas météorologiques (température, vent, nébulosité) renforcent le besoin de mutualisation et de « respiration » européenne.

Les bénéfices du couplage de marché

Comme l'illustre le graphique ci-dessous, 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 M€ entre le 10 novembre et le 31 décembre 2010. Ce surplus se décline en :

- une perte pour les producteurs français (-23,2 M€)
- un gain pour les consommateurs français (34,2 M€)
- une rente de congestion perçue par RTE, contribuant entre autres à faire diminuer le tarif d'utilisation du réseau (7,8 M€) 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.



Source : CRE

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

Une étude intitulée "Raffinage 2030" réalisée à 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 produit 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 pourrait 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 Etats-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 (LNG, 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 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 ne 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 jusque 2050. 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 dans son ensemble au chapitre 5 : seuls les besoins des réseaux seront traités 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.

- **Le résidentiel-tertiaire**

Le résidentiel-tertiaire représente 42 % de la consommation d'énergie finale en France. On peut distinguer ici 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 (RT2012) que pour les anciennes constructions, dont la rénovation, l'isolation etc sont des enjeux importants à l'avenir¹. La réglementation en vigueur pour le bâtiment neuf, dite RT 2012, a été publiée en juillet 2010 et rentre progressivement en vigueur d'ici le 1er 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

(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).

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 une 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 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 plus particulièrement 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.

- **Les transports**

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 liées au ralentissement du secteur de transport de marchandises.

La demande de transports 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.

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 en charge du contrôle de la sûreté nucléaire, 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 s'assurer que les installations nucléaires sont sûres et à les arrêter en cas de doute.

De manière plus précise, le 3^{ème} 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 sur les durées de fonctionnement des réacteurs nucléaires). 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 d'un certain nombre de 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.

A 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 dimensionnements (séisme, inondation, autres phénomènes naturels extrêmes liés à l'inondation, perte des alimentations électriques et du refroidissement, gestion de situations accidentelles graves sur les installations, ...) 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'ASN. 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 pour que l'ASN ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite d'exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles

(1) Calvet L. et Marical F. (2011), « Consommation de carburants : effets des prix à court et à long termes par type de population », Etudes et documents, n°40, avril.

disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes. L'ASN imposera dans les prochaines semaines les prescriptions complémentaires appropriées.

Ainsi, le processus d'évaluations complémentaires de sûreté est encore en cours d'instruction. Des mesures techniques permettant de répondre à certaines des prescriptions envisagées sont connues (par exemple les diesels de secours, ou les bâtiments « bunkerisés » pour le noyau dur, dont le coût a été évalué par EDF entre 40 et 60 M€ par diesel, et à environ 100 M€ par bâtiment bunkerisé). D'autres 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 a toutefois évalué en première analyse à 10 Mds€ le coût de ces mesures, dont 5 Mds€ 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'un milliard d'euros par an sur 10 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 évaluations complémentaires de sûreté (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 Internet¹ de même que l'intégralité de son avis.

« A 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 ;

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

- **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. A 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 soixante ans ? En 2010, EDF a annoncé qu'elle envisageait d'étendre la durée de fonctionnement de son parc nucléaire à soixante 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 quarante 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 au 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 au 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, pourraient correspondre à un coût de l'ordre 55 Mds€, soit environ 950 M€ 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 quarante 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 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 différentes qui expliquent que le choix d'un mix électrique peut-être très différent 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 très fortement d'un territoire à

l'autre. Certains pays auront tendance à privilégier un mix exploitant leurs ressources naturelles, qu'il s'agisse d'énergies fossiles, de potentiels hydrauliques ou de conditions de vent ou d'ensoleillement, etc. Les débats et concertations locales peuvent enfin modifier les contraintes auxquelles sera soumis le déploiement d'une nouvelle technologie.

A 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 :

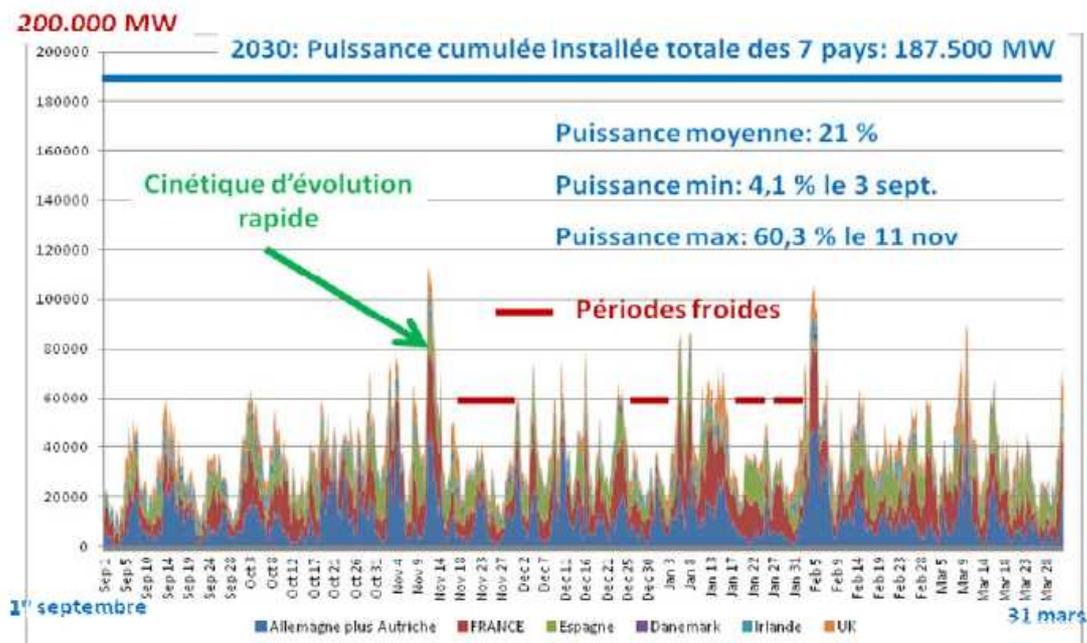
- le stockage de l'électricité : la recherche de la batterie sûre, peu chère, avec une grande autonomie et une longue durée de vie qui permettrait de stocker de grandes quantités d'électricité et de les restituer au réseau est toujours en cours et le sera encore vraisemblablement pendant de longues années. 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, bien que de manière modeste, en France. Le stockage à air comprimé présent en Allemagne mériterait d'être étudié en France (même si son développement possible semble relativement limité). 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). A 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, fréquemment évoquée, 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 %. A lui seul, selon ces mêmes estimations, le charbon pourrait encore assurer à 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.

(1) Station de transfert d'énergie par pompage.

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. A 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 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 7 pays, qui représentent un bon échantillonnage de l'Europe de l'ouest², 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 2030³, 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 6 mois d'hiver, qu'auraient les 7 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



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, l'on observe :

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

2 MW fin 2010 : Allemagne+Autriche 28200, Espagne 20700, France 5700, Danemark 3800, Irlande 1430, UK 5200.

3 MW fin 2030 : Allemagne+Autriche 60000, Espagne 30000, France 53000, Danemark 4500, Irlande 10000, UK 30000.

- des épisodes globaux de faible puissance éolienne, moins de 15 % de Pn, 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 Pn. Une puissance de secours très importante est ainsi requise, sans espoir d'une compensation notable du solaire, particulièrement en hiver.

Un examen des 6 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 (sans que cette liste soit 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 2^{ème} 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 ainsi lancé le 11 janvier 2011 un appel d'offres pour des installations éoliennes en mer pour une puissance maximale de 3 000MW réparties sur 5 zones ; ces parcs seront mis en service entre 2015 et 2020 ; il 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 3000MW 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 000h à comparer à une durée de l'ordre de 2 200h 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 10MW. D'autres sauts technologiques pourraient permettre un déploiement massif de l'éolien à des coûts proches de la parité réseau. D'autres innovations devraient également permettre 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 cependant 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 toutefois 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, comme 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 en effet 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 (cf. annexe réseaux/marchés). Le déploiement du compteur communicant « Linky » est de nature à faciliter le développement de telles applications ;

- dans le nucléaire, l'évolution technologique à horizon 2030 est de disposer d'un nucléaire économique dans la durée, à la sûreté encore améliorée, ce qui est possible à travers 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 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 démontrer la faisabilité technique et à les améliorer. Là encore, l'évolution des coûts sera le juge de paix.

3.4. La construction nécessaire de nouvelles lignes électriques doit conduire à en accélérer la réalisation.

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 dernier, montrent que pour atteindre cet objectif, pour bénéficier des capacités de production à la pointe d'autres pays (Pays-Bas, Suisse, Italie, Espagne, ...) 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

(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.

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 précise 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 pouvoir transporter l'énergie produite. A titre d'illustration, l'analyse conduite en Allemagne par la DENA met en exergue la nécessité de créer environ 4000 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 20000 km de lignes THT d'ici 2020 pour accueillir les énergies renouvelables. Il convient de rappeler que, en France, dans les années 80, 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 on-shore (objectif du Grenelle de l'Environnement de 19 GW) représente environ 1 G€ et celui de l'éolien l'off-shore (appel d'offre de 3 GW) environ 1G€. A l'horizon 2030, un des scénarios du bilan prévisionnel envisage une baisse du nucléaire dans le mix énergétique, qui rendrait nécessaire en 20 ans un doublement des capacités d'interconnexions. 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 construites sur les 20 dernières années. Les investissements totaux du réseau de transport à l'horizon 2030 pourraient varier dans une fourchette de 36 à 44 G€ - 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 « réutilisation des tracés existants » pour le 400 kV autour de 10 G€ 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 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. A 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 IPES instauré par RTE. Sous réserve d'une répartition géographique équilibrée, d'un développement adapté du réseau de transport et

d'une évolution adaptée des modalités de gestion, les objectifs du Grenelle de l'Environnement dans le système électrique français apparaissent réalisables. A l'aléa de consommation - un degré supplémentaire en dessous des normales saisonnières entraîne, lors d'une vague de froid, une consommation supplémentaire de 2,3 GW - aujourd'hui dimensionnant, viendra s'ajouter l'aléa de production, provenant de la variabilité du vent, dans l'exploitation du futur. D'ores et déjà, des éléments de comparaison avec des pays tels que l'Espagne qui ont connu un développement important de ce type 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

A la fin de l'année 2010, les capacités éoliennes et solaires installées en Espagne s'élèvent 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 3h15, 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 :

i) 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 M€ sur un total de 10 Md€, serait directement lié à l'évacuation de puissance éolienne ou solaire et 47 %, soit 4,7 Md€, participe au moins pour partie à l'intégration des EnR (tout en répondant à d'autres problématiques) ;

ii) un besoin en services système (réglage dynamique de tension et de puissance) : Les capacités des EnR à assurer les services système étant limitées³, ceux-ci doivent toujours être assurés par des unités thermiques classiques ;

iii) un besoin important de flexibilité des groupes thermiques : Les EnR, intermittentes et non-dispatchables, nécessitent en complément des groupes thermiques très flexibles. A titre d'exemple, en 2009, 56 % des démarrages de CCGT 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

(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.

(3) 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.

flexibles (groupes charbon ou lignite), qui ne sont pas nécessaires pour l'équilibre offre-demande à tout instant.

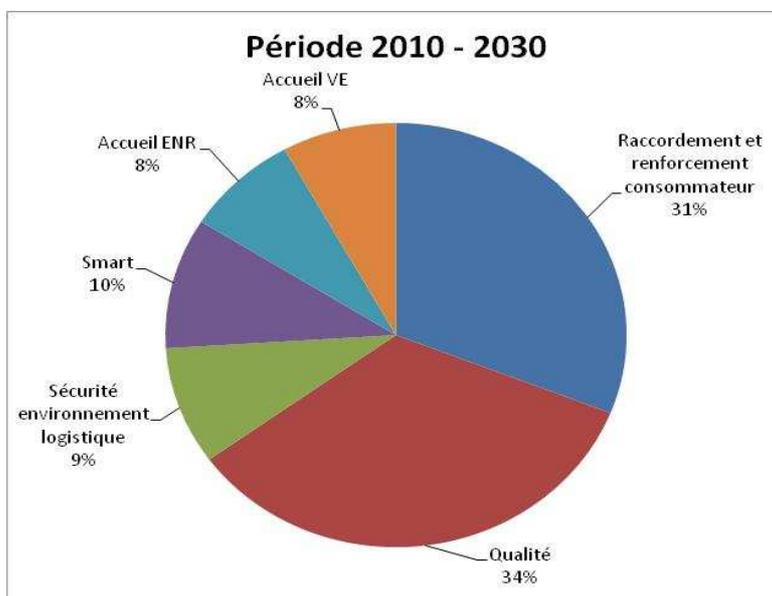
Ces deux derniers points montrent qu'il est nécessaire de maintenir connecté en permanence un volume minimal de groupes thermiques, ce qui limite la puissance produisible par les ENR (« curtailment »). Les études menées en Espagne à l'horizon 2020 montrent, selon les scénarios, que les volumes d'effacement de production nécessaires devraient atteindre de 1,1 TWh à 6,8 TWh en 2020, pour une durée de 440 heures à 1400 heures, soit près de 4 à 20 fois plus qu'en 2010. Le coût d'un térawatt-heure de « curtailment » est estimé à environ 40 M€ à 60 M€ 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, liés notamment à la très mauvaise acceptabilité de tels projets par le public. Ainsi, le ministre fédéral allemand de l'économie et 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). 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 seraient posés par une évolution structurelle importante du parc de production, telle que celles indiquées dans les différents scénarios de 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, climatique ou de production, le réseau de transport apporte une réponse adaptée au moindre coût pour la collectivité, en diminuant les

marges de sécurité nécessaires, 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 (compris entre 99 et 111 Md€ selon ERDF, suivant les hypothèses) suivant la répartition indiquée dans le schéma ci-dessous. Une dépense de 15 Md€ dans les réseaux intelligents permettrait ainsi, toujours selon ERDF, de répondre aux différents scénarii de développement des énergies renouvelables et des véhicules électriques. La première brique de ces systèmes intelligents réside dans le déploiement du compteur intelligent.



Source : ERDF

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 50, la France a engagé 20 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 indirects²). Les acteurs français sont

(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.

(2) Evaluation de PWC. Par ailleurs, à ces chiffres, PWC ajoute 170 000 emplois induits, résultant des dépenses des employés directs et indirects.

principalement au nombre de trois, chacun sur un maillon spécifique de la chaîne de valeur : le 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), et EDF pour l'exploitation et la maintenance des centrales (19 % des parts de marché). EDF exploite 72 GWe, soit 3 fois la capacité exploitée par le second acteur (Rosenergoatom Consortium) (voir Annexe « Filières »). 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 5000 emplois directs et usine de fabrication de combustible de Melox, dans le Gard). Cette industrie dispose d'un soutien très dynamique d'une des principales forces de R&D au monde dans ce domaine, alliant le CEA, l'IRSN, le CNRS, l'ANDRA 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, aujourd'hui, la France n'a pas jusqu'à présent réussi 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 Etats 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 besoin intérieur et à exporter est pourtant déterminante dans les retombées économiques, en termes de croissance et d'emplois (voir Annexe « 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. La France 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 (voir Annexe « Filières »), mais dont les capacités d'innovation seraient encore, selon certains, 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 emplois des 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 quelques 127 000 emplois directs, dont 85 000 emplois dans le nucléaire, 25 000 emplois dans les énergies renouvelables (dont 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 les emplois de ces deux dernières filières (emplois directs et sous-traitants dédiés) respectivement à 9 586 et 8 622 en 2009.

Mais d'autres filières pourraient être affectées par une évolution du mix énergétique : en particulier, celles du gaz (20 705 pour la production, le transport et la distribution de combustibles gazeux d'après l'INSEE) et du pétrole (17 600 dans le raffinage de pétrole), celle de la construction automobile ou encore des bâtiments (cf 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 TPE. Les grands groupes internationaux sont présents sur les produits de construction (Saint-Gobain, Lafarge, Vicat), l'exploitation énergétique (Dalkya, 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 spécifiquement dans le domaine de l'efficacité énergétique. 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 exemple¹ :

- 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) ;
- les fournisseurs de matériaux (industriels et distributeurs) : 450 000 actifs ;
- les fournisseurs de services (ex. exploitation, entretien, maintenance) : 34 000 actifs.

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

- **Impact macro-économique**

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 : le prix des énergies

(1) Rapport du comité Filière « Métiers du bâtiment », présidé par Philippe Pelletier, décembre 2009.

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 le 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 actuellement l'opinion publique française vis-à-vis du nucléaire : une hésitation certaine (37 %), liée à la crainte d'un accident nucléaire et au devenir des déchets radioactifs, accompagnée, parmi ceux qui s'expriment, d'une part plus importante en faveur du recours au nucléaire (32 % contre 20 %)² (Cf. annexe « Acceptabilité »). 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, l'événement 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 civile n'est donc pas la seule à être critiquée. Les technologies nouvelles et donc peu éprouvées voient leur développement freiné par le principe de précaution. Ainsi, les gaz de schistes, dont quelques avaries aux Etats-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.

Les EnR détiennent globalement une excellente image auprès des Français, notamment le solaire. Selon le baromètre annuel de l'ADEME sur les Français et les énergies renouvelables, 96 % des Français se déclarent favorables au développement des EnR en 2011, chiffre qui reste stable depuis plusieurs années³. 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 %

(1) CGDD (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 (1006 personnes), allemande (603), espagnole (600), italienne (605) et britannique (604) âgées de 18 ans et plus (méthode des quotas).

(3) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables ». Enquête menée par téléphone, du 27 juin au 19 juillet 2011, auprès d'un échantillon représentatif de 1011 personnes de 18 ans et plus.

en 2009) et 50 % l'éolien (43 % en 2009). Suivent l'hydraulique (21 %) et la géothermie (21 %).

Elles ne sont pas cependant pas exemptes de critiques. L'éolien terrestre peut parfois 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 ICPE : 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 eux¹ : même si on peut constater un certain effet « NIMBY », une majorité de français se montre tout de même en faveur du développement des éoliennes. Parmi les 39 % de Français 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 Energie Climat porteraient en 2020 le nombre d'aérogénérateurs à un chiffre compris entre 7 000 et 8 000 sur terre (voir Annexe « Acceptabilité »), une estimation à comparer avec les 4 000 éoliennes présentes 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 BVA², les énergies renouvelables devraient être à la charge de l'Etat, une situation peu réaliste au vu de la conjoncture économique actuelle (voir annexe Acceptabilité). Pourtant bien plus que l'intérêt général et la lutte contre le changement climatique, ce sont les considérations économiques qui apparaissent comme la première 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 autre pour un ménage. Les évolutions de coût seront donc un facteur majeur d'acceptabilité des énergies renouvelables.

Si les Français s'attendent dans les années à venir à une augmentation des coûts de l'électricité, 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 comme 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 affectant 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). Quelques 621 000 ménages souffrent aujourd'hui du froid et dépensent plus de 10 % de leur revenu à chauffer leur logement. Ce sont bien souvent des ménages parmi les revenus les plus bas, mais aussi habitant dans des logements très mal isolés. Sans compter que pour

(1) BVA ADEME 2011.

(2) Ibidem.

beaucoup ils sont inactifs, chômeurs ou encore en situation monoparentale. Ainsi la précarité énergétique se double de problèmes socio-économiques 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 afin de 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 la possibilité de l'utiliser pour débattre de l'évolution du mix énergétique lui-même et enfin à la possibilité d'y recourir 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, dont les causes sont récurrentes (effets des champs électromagnétiques, impact visuel), est à l'origine de procédures longues et ponctuée de nombreux contentieux. Cette problématique est générale en Europe et sa résolution demandera des efforts particuliers afin d'améliorer la qualité du 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 ont eu lieu depuis 1981 ; des débats nationaux sur l'énergie ont eu lieu en 1981, en 1992, en 2003. Depuis 7 ans, la Commission nationale du débat public souligne qu'elle a organisé 18 débats publics portant sur des projets d'infrastructures énergétiques et que, lors de chacun de ces débats, 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 poser la question de savoir s'il ne faut 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 à un effort très important de vulgarisation. Les Français ne sont que très rarement 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 il y a absence de consensus sur un certain nombre de points importants (exemple : l'intermittence de la production éolienne, la faisabilité des mesures de changement comportemental, etc.). Certaines personnes pourraient également le refuser et chercher à en entraver la tenue.

Si le débat relatif aux nanotechnologies a permis de mettre 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 néanmoins montré que, malgré quelques perturbations, un tel débat était possible. Son 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. Charge alors au 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 futur 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 très longues à réparer compte tenu des investissements mis en jeu et il est 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 bien 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 au travers de 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 en les différentes énergies), avec le calendrier annoncé et le contexte dans lequel il s'inscrit (ressources mondiales et locales, gisements et potentiels de déploiements 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 sont pertinents 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 conséquence 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 devront être modifiés pour conserver ou modifier les compétences etc.

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..), d'une optimisation du choix des technologies par les coûts, d'une modélisation des transferts d'usages et des effets de substitution et qu'elle se caractériserait par une certaine robustesse à la variation d'une hypothèse et par un bouclage macro-économique.

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

(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.

de routes existantes des pays voisins ou de l'Europe, sans quoi, il est certain qu'une de ces trajectoires ne pourra être réalisée. 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 énergies seraient menacées. Pour répondre à cette question, 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 smartgrids 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 respecter les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de qualité de l'air, apporter des solutions au problème des déchets notamment nucléaires, ou par utiliser plus rationnellement les ressources disponibles (énergies fossiles, uranium, matériaux rares, terres..).

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 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

A 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 comme indispensables.

Les conditions de réalisation d'un mix énergétique pour 2050, de sa pertinence, de sa robustesse et sa crédibilité seront étudiées dans la partie 5.

La partie 4 permettra de caractériser les différents scénarios au regard notamment des trois grands indicateurs développés ci-dessus, et de les chiffrer économiquement.



Chapitre 4

Une analyse de la problématique 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 comme objectif la sortie du nucléaire en supposant des évolutions radicales de notre mode de vie (densification de l'urbanisme, alimentation,...). 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).

A 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 termes de maîtrise de l'énergie. L'analyse des scénarios en termes de demande met en évidence trois points principaux d'attention : 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 qu'ils 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 coûts de production de l'électricité, sur la facture énergétique, ainsi qu'en termes 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 sur la question 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 tout d'abord 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 faite 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 sur les autres secteurs et autres énergies qui ont pu être rassemblées étant plus fragmentaires.

Cette comparaison ne porte pas sur les scénarios proposés par la Commission européenne dans le cadre de sa feuille de route Énergies 2050 : si celle-ci donne en effet 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 examinés 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 côtés 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 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 sont singulièrement différents.

1.1. Description des scénarios

Des synthèses des scénarios étudiés sont présentées en annexe. Les deux tableaux ci-dessous, l’un pour les scénarios toutes énergies l’autre pour ceux centrés sur le secteur électrique, présentent de façon résumée l’ensemble des scénarios retenus.

Tableau 1 : Scénarios toutes énergies

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Sauvons le Climat association loi de 1901.	1 (plus un tendanciel)	Negatep (2010) Horizon 2050; Le scénario Negatep 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.
Institut Négawatt, organisme de formation, d’études et de recherches	1 (plus un tendanciel)	Scénario Négawatt 2011. Horizons 2050. Le scénario négaWatt repose sur 3 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.

Tableau 2 : Scénarios secteur électrique

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Enerdata, Bureau d’études économiques	6 scénarios	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 O" 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 scénarios	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), scénario «Production nucléaire à 50 %» (la part du nucléaire dans la production d’énergie est ramenée à 50 %), et un scénario de «Production nucléaire à 20 %».
RTE gestionnaire du	5 scénarios	Bilan prévisionnel 2011. Horizon 2030; Conformément

réseau de transport d'électricité français		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 4 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 scénarios	Sortir du nucléaire en 20 ans. 2011. Horizons 2030; Le scénario étudie une sortie progressive du nucléaire en 20 ans, fondée sur une action vigoureuse d'économie d'électricité et de développement d'électricité renouvelable pour le système électrique français. Une comparaison est faite avec un scénario tout nucléaire.
Areva groupe industriel français spécialisé dans les métiers de l'énergie électrique.	5 scénarios	Étude réalisée fin 2011, dans le cadre des débats sur le mix électrique; 2011. 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 scénarios	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 Maizi, professeur et directrice du Centre de mathématiques appliquées de Mines Paris Tech, 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'Ecole 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 ouvre 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 priorités environnementales 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.

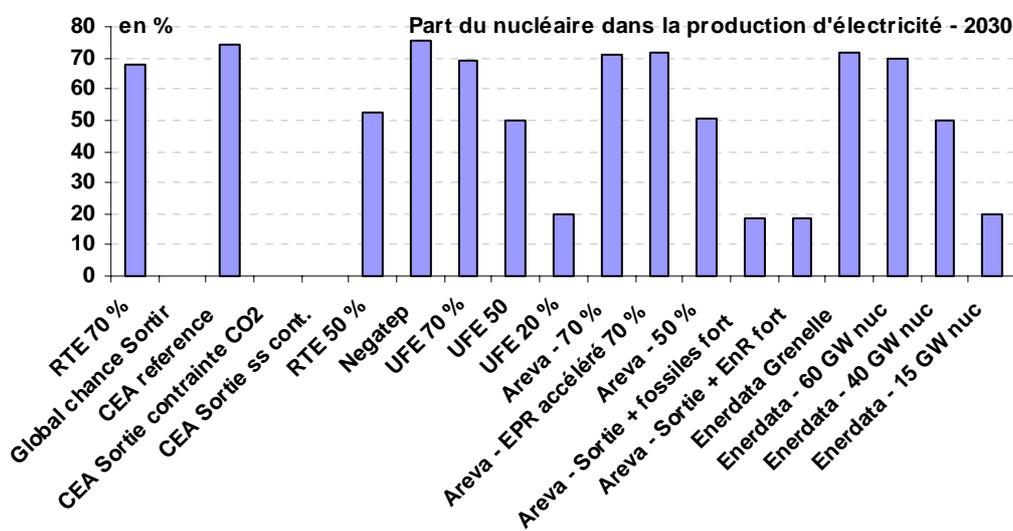
Cette contribution, qui constitue principalement une réflexion technique, devra s’inscrire dans le cadre plus large d’un débat sur les choix de société et de comportement. On ne pourra s’affranchir d’y associer l’usager du vecteur électrique. Les résultats détaillés de cette étude figurent en annexe.

1.2. Comparaison des scénarios

• Hypothèses sur le nucléaire

Parmi les scénarios que nous avons étudiés plus en détail, il convient de noter qu'ils se placent, pour ce qui est de l'électricité, par rapport au 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 Negatep, d'UFE du CEA, d'Areva et d'Enerdata et illustre cette répartition en trois catégories :

Graphique 1 : Place du nucléaire dans la production d'électricité en 2030



- **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, UFE, le CEA, Enerdata et Areva; le scénario Negatep 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, UFE, Areva et Enerdata;

- **une réduction plus importante de cette part**, à 20 % (RTE, UFE, Areva et Enerdata en 2030) voire à un retrait (Global Chance, Negawatt, le CEA et Areva en 2050).

- **Méthodologie et objectifs**

On distingue quatre méthodologies principales : les scénarios dits de « story telling » 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,...) ; 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,...).

Selon la méthodologie retenue, il appartient 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. Ensuite, l'équilibre offre/demande en énergie, par exemple si l'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 20 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 (ex Négatep). Certains enfin examinent un ensemble de possibles, en particulier sur la part du nucléaire dans l'offre électrique, comme Enerdata, 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... ;
- 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... ;
- les choix énergétiques résultant de facteurs technologiques, économiques, politiques ou en termes de ressources disponibles...

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 pour ce qui est des évolutions sociétales ou du potentiel envisagé de maîtrise de l'énergie, impactant fortement la demande. Côté offre, les solutions retenues peuvent soulever différentes interrogations en termes de potentiel ou de contraintes, sur l'équilibre du système en particulier.

L'analyse des impacts d'un changement climatique n'a par ailleurs pas été pris en compte dans les scénarios étudiés. Ces changements pourraient impacter la demande (hiver plus chaud, climatisation en été) autant que 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 termes de demande d'énergie

La demande en énergie reste très corrélée à la croissance économique et démographique même dans les pays ayant fait 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 donc une nécessité.

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

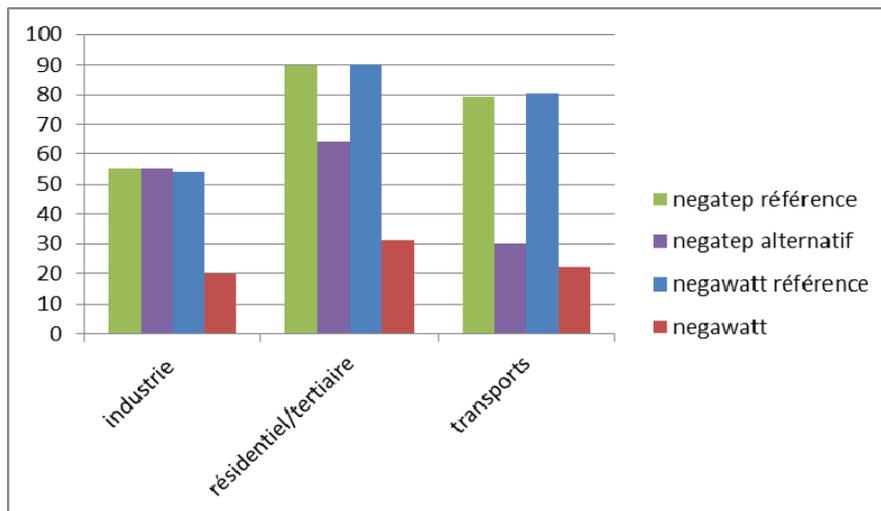
- Seuls les scénarios Négawatt et Négatep se prêtent à l'exercice prospectif à l'horizon 2050

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 la demande atteint dépendra du caractère réaliste de l'atteinte des objectifs du Grenelle à leurs yeux, 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.

Graphique 2 : Comparaison des consommations d'énergie par secteur d'activité économique pour les scénarios Négatep et Négawatt à horizon 2050 (en Mtep)



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

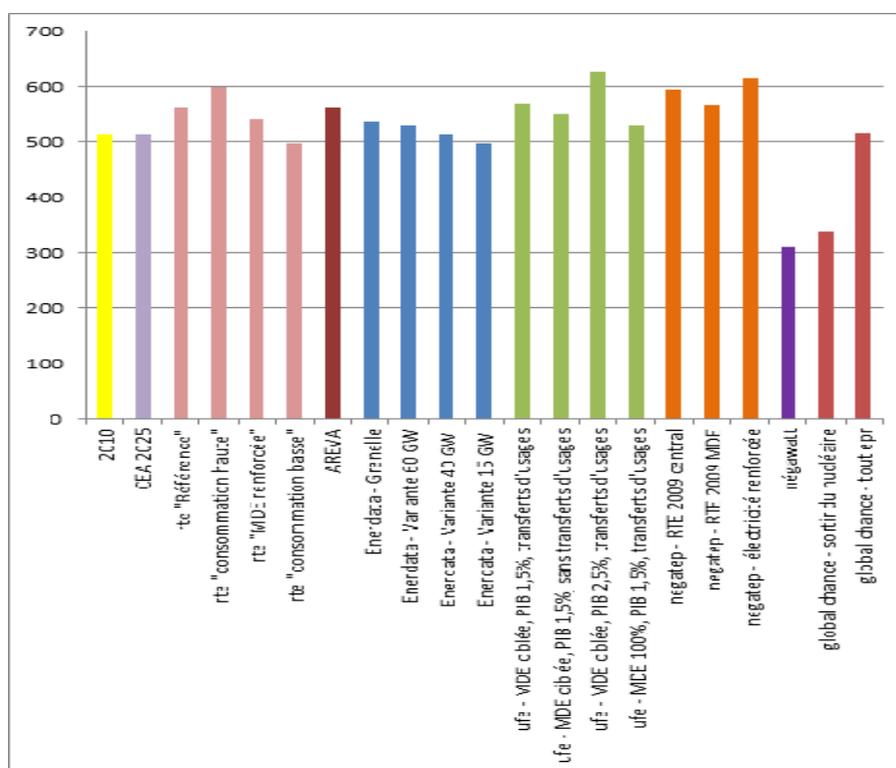
En restreignant l'horizon temporel et le périmètre d'étude¹, il est possible de mener des études plus fines concernant les déterminants de l'évolution de la demande. Certains auteurs de scénarios tels que RTE, Global Chance et l'UFE ont ainsi réalisé un travail très intéressant de description des usages et des vecteurs énergétiques les

(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, leurs hypothèses de demande sont néanmoins analysées en annexe, à titre de comparaison avec les scénarios Négawatt et Négatep très contrastés.

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 » près¹, 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 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.

Graphique 3 : Niveau de la demande d’électricité en 2030 dans les différents scénarios analysés (TWh)



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. A ce sujet, RTE effectue une description très fine des technologies et des gisements d’économie 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’UFE².

(1) 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 plus consommer.

(2) 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

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 énergie climat 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 que les conclusions de la Table ronde nationale pour l'efficacité énergétique ne soit tirées.

- **Les secteurs résidentiel et tertiaire pèsent dans la consommation énergétique en France (voir chapitre 3)**

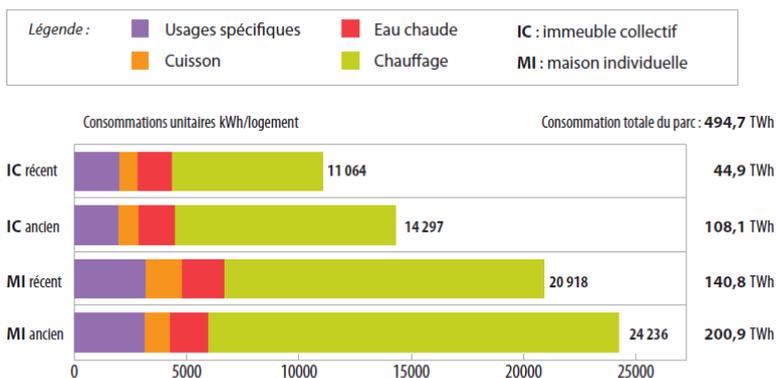
Les consommations principales du secteur du bâtiment sont nécessitées pour les usages suivants : le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la ventilation et l'éclairage pour les plus importants. Des technologies existent et se développent pour répondre à chacun de ces usages.

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 au chapitre 3, la grande difficulté sur ce secteur est liée à l'importance d'un parc bâti en grande partie 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 âgé puisqu'il a été construit pour un tiers avant 1948, un tiers entre 48 et 75 et le reste après 75.

Graphique 4 : Consommation d'énergie finale par usage des résidences principales

Consommation d'énergie finale par usages des résidences principales



Source CEREN ADEME, Les chiffres clefs du bâtiment 2009

gaz- réseau électrique et la méthanation, mais aucun élément concernant l'approche au pas horaire n'a été documenté.

On voit sur le graphique précédent 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 RT 2012 imposera aux nouveaux bâtiments (cf. 3.3.1).

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 pendant encore quelque temps (le taux de renouvellement demeure faible puisqu’on en construit 1 %/an du parc pour une destruction de seulement 0,1 %).

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 réaliser, mais ces rénovations sont cependant généralisées dans le scénario Négawatt. Certaines actions restent malgré tout économiquement rentables comme 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 autrement que pour 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) comme 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 actions d’efficacité énergétique par l’UFE met bien ce constat en évidence. De plus, il faut prendre en compte l’effet rebond (défini plus haut).

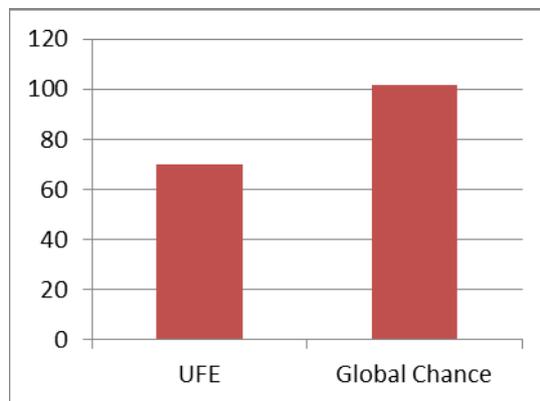
Concernant les équipements, il existe une grande variété de produits dont l’intérêt et l’efficacité dépendent de caractéristiques propres au logement, par exemple son isolation. Ainsi, le chauffage électrique est très rentable pour des bâtiments très efficaces, car faiblement capitalistique. La pompe 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, cette dernière 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..), et prennent en compte les différenciations liées aux catégories de bâtiments (logement collectif, maison individuelle, neuf, rénové..) mais en réalité, il faudrait presque raisonner au cas par cas en fonction des caractéristiques

(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.

de chaque bâtiment. L'annexe Technologies développe également les perspectives attendues dans ce secteur en termes d'équipements ou encore les bénéfices que l'on pourrait retirer de la synergie entre énergies, de la mutualisation des consommations et de la production décentralisés (îlots énergétiques), ou encore l'optimisation des consommations liée à la gestion active ou aux réseaux intelligents.

Parmi les scénarios, seuls les scénarios de l'UFE et de Global Chance considèrent les actions d'efficacité énergétique et les gisements effectivement accessibles en termes de coûts. Les méthodologies utilisées et les résultats obtenus sont analysés en annexe, ainsi que les gisements d'économie d'énergie et les transferts d'usages identifiés par chacun des scénarios.

Graphique 5 : Investissements cumulés de MDE dans deux scénarios analysés (Md€)



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 à la problématique de la pointe. On pourra également, à condition de relier les différents équipements au compteur, les contrôler à distance, 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 de faire d'importantes économies d'énergie. Ces différents points, pas toujours abordés dans les scénarios, sont développés dans l'annexe Technologies.

- **Le gisement de réduction a été bien exploité par le passé dans le secteur industriel, mais il reste des actions possibles**

Le secteur de l'industrie a fait de gros efforts en termes d'efficacité énergétique par le passé, mais des effets de structure ont aussi beaucoup joué, du fait de la tertiarisation de l'économie qui s'est fortement accentuée ces dernières années. On peut imaginer qu'il soit possible d'en faire davantage, 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 en agissant sur les usages transverses tels que l'éclairage, la production de froid, l'air comprimé ou le chauffage.

Mais 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 de ce secteur aux énergies fossiles, polluantes et de plus en plus coûteuses. Pour diminuer la consommation de façon significative sans toutefois modifier significativement 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 les véhicules hybrides ou purement électriques, dont le taux de pénétration est significatif d’ici 2030 dans certains des scénarios¹. 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. Mais 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 montrer 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 ils 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 se contenter d’une rénovation diffuse et opportuniste dans les autres cas. C’est-à-dire que l’on doit profiter de travaux d’entretiens pour réaliser des travaux énergétiques et ainsi mutualiser les coûts fixes (échafaudages..). 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 nécessite 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.

(1) Et à condition que l’électricité soit fortement décarbonée.

- **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**

A l'exception de l'UFE qui a étudié un « merit order » de solutions et de technologies, aucun scénario ne modélise les économies d'énergies. 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 raréfaction des ressources énergétiques et 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 à 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 actions de maîtrise de la demande sont sélectionnés pour leur compétitivité relative et cohérente, en compétition 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 par ailleurs (production de biocarburants, d'hydrogène...) devraient pourtant répondre à la rationalité économique (voir aussi chapitre 5). 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 dimensionné 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 MDE doit être abordée de façon rationnelle, elle ne porte pas que 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 efforts d’efficacité énergétique ne seront pas pleinement efficaces en eux-mêmes, par exemple au bénéfice d’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...). Si elle peut être difficile à faire accepter socialement, une hausse des prix des transports apparaît en particulier 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 pratiquer 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 environnant.

Le scénario Négawatt explore ce thème dans le détail (cf annexe) et fournit un intéressant cas d’école en imaginant une société mutualisant davantage ses besoins et ses consommations. Le scénario repose donc davantage sur un choix de société qu’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 dans 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 termes d’offre

L’enjeu de cette sous-partie est de présenter 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.

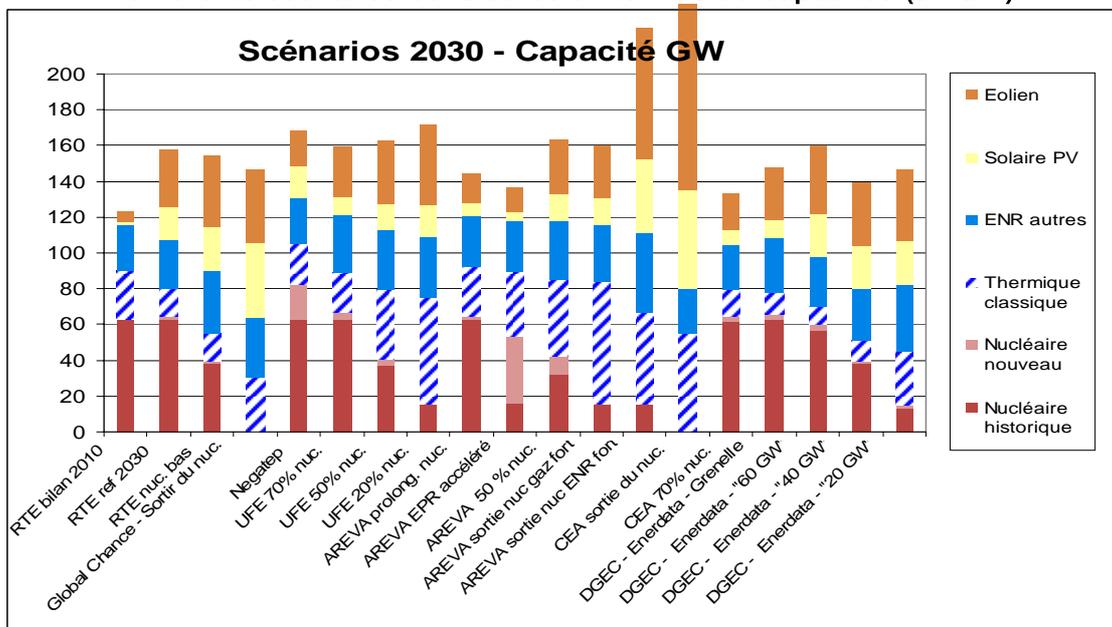
3.1. Une grande variété de mix électriques est proposée, mais les effets sont loin d’être identiques

En raison du poids du nucléaire dans le mix électrique actuel et des débats qui entourent son avenir, la plupart des scénarios étudiés considère 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,

(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, « L’ouverture à la concurrence du transport ferroviaire de voyageurs », octobre 2011 ; pour le transport collectif urbain : Bureau D. (2011), « Opportunité socioéconomique d’une hausse de prix des transports publics franciliens », document de travail DG Trésor.

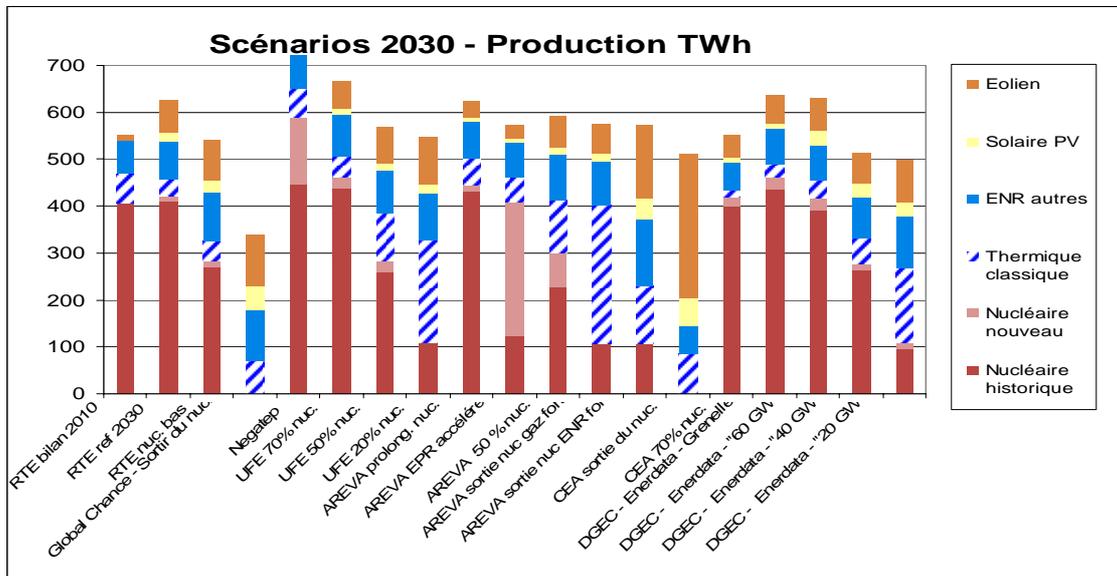
généralement des CCG (Cycles Combinés Gaz), des EnR (généralement éolien et/ou solaire PV), ou un mix des deux. La biomasse est en général insuffisamment prise en compte, y compris la biomasse à usage de chaleur. Le recours au charbon est rare. Le graphique ci-dessous représente les capacités installées pour chaque scénario.

Graphique 6 : Comparaison des parcs de production installés en 2030 dans les différents scénarios considérés en termes de capacités (en GW)



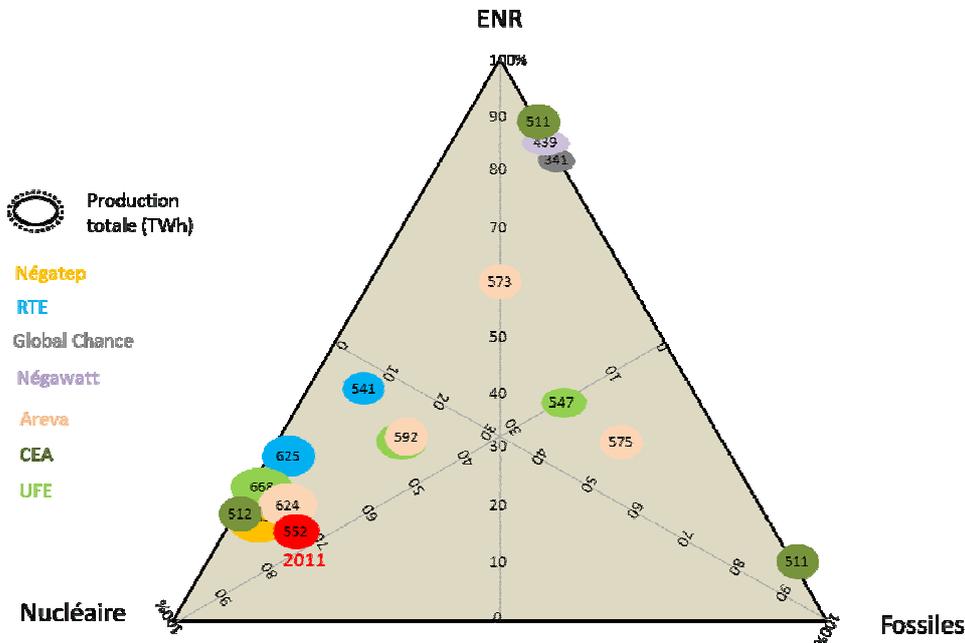
En énergie produite, les proportions sont différentes, certains moyens tournant en base (par exemple le nucléaire, soit environ 7000 heures par an), d'autres en semi-base (typiquement le gaz ou le charbon, plusieurs milliers d'heures par an), les autres en pointe ou de manière aléatoire (éolien : 2000 heures par an, solaire PV entre 800 et 1200 heures en France). L'histogramme des productions est reproduit ci-dessous et 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.

Graphique 7 : Comparaison des parcs de production installés en 2030 dans les différents scénarios considérés en termes de production (TWh)



Le graphique ci-dessous 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 (nucléaires ; fossiles ou énergies renouvelables).

Graphique 8 : Production totale en 2030 et répartition entre moyens de production dans les différents scénarios étudiés



Clé de lecture : La surface des ovales 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.

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 varie 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 sous partie précédente¹. Quelques remarques sont nécessaires par rapport aux scénarios proposés :

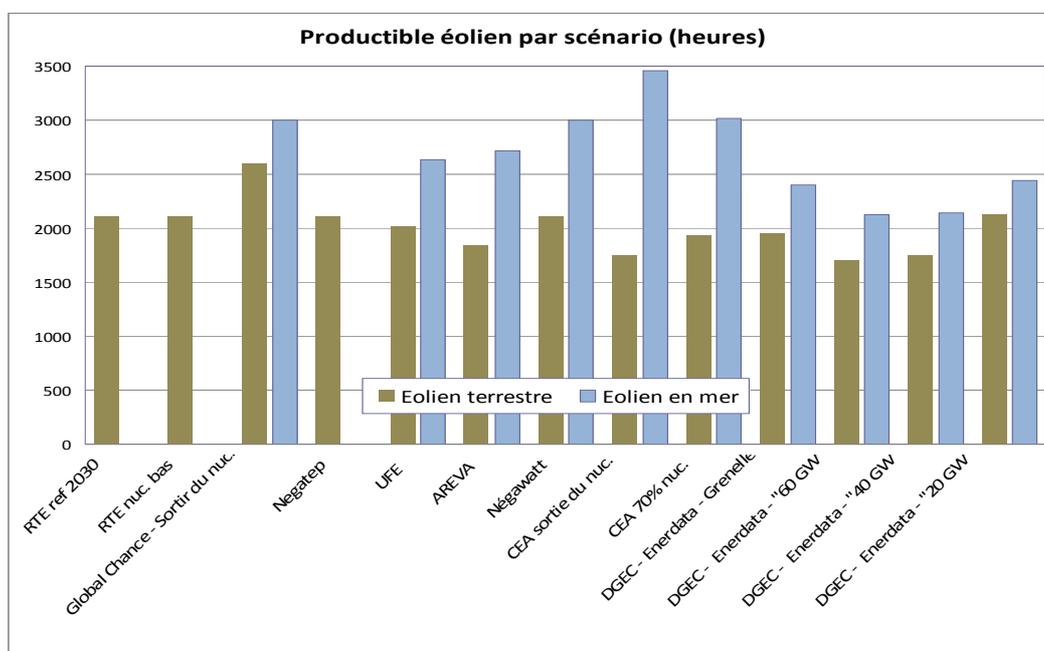
1. en toute rigueur, les besoins électriques nationaux estimés pour 2030 devraient être dépendants du parc électrique proposé. En effet, la perte de compétitivité des mix électriques intégrant une part moindre d'électricité d'origine nucléaire justifie d'autant plus la maîtrise de la demande d'énergie et modifie les substitutions d'usage entre énergies (cf. partie 4.2). Cet effet est rarement détaillé dans les scénarios. En effet, 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 différences de prix entre énergies et les transferts d'usage 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'Ecole des Mines de Paris (CMA) utilisant le modèle MARKAL (cf. annexe), appliquent des élasticités à la demande globale, mais sans détailler les actions de MDE sous-jacentes². 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) 7 tranches nucléaires, et de renoncer à l'EPR de Flamanville. Les conséquences économiques de ces décisions seraient extrêmement importantes (cf. annexe), et la faisabilité technique de la transition non avérée, ce qui rend peu réalistes les scénarios cherchant à atteindre cet objectif dès 2030. De manière générale, il est important de souligner l'inertie importante 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 3.1), 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 (cf. figure 1 et 2), on peut déduire leurs estimations des durées d'utilisation des différentes technologies. A titre d'exemple, le graphe ci-dessous

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

(2) 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 (cf. annexe « demande »).

compare l’estimation des durées de fonctionnement annuelles (en équivalent pleine puissance) pour l’éolien dans les différents scénarios. On observe des différences significatives. 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 long terme, RTE retient pour 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 (1840 heures). Par construction, Négawatt a des durées d’utilisation de 2106 (terrestre) et 3 000 heures (en mer) ;

Graphique 9 : Comparaison des durées de fonctionnement annuelles du parc l’éolien estimées dans les différents scénarios



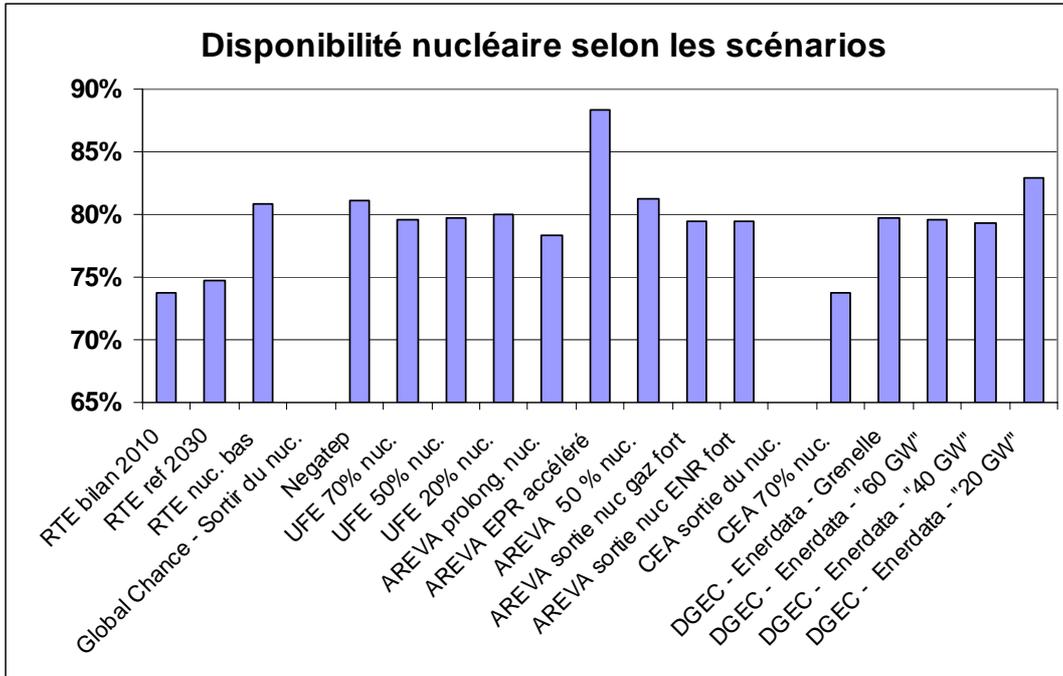
Les coefficients de production du parc nucléaire, qui dépendent notamment de la disponibilité des tranches (« Kd²»), peuvent être obtenus de la même manière. Le bilan 2010, établi par RTE, met en évidence la relative mauvaise disponibilité des tranches sur la période récente (minimum en année mobile entre mai 2009 et mai 2010), et a conduit RTE à adopter pour ses projections de disponibilité futures une attitude prudente. En 2030, le coefficient de production issu des simulations

(1) Pour estimer cette durée, RTE retient une démarche probabiliste dans ses simulations éoliennes. Cent chroniques de production ont été générées à partir d’historique de production éolienne, en conservant les caractéristiques de ces historiques (moyenne, écart-type, puissance maximale produite...). La corrélation de la production éolienne des différentes zones simulées a été prise en compte de manière à rendre compte de la concomitance ou non de la production éolienne entre certaines zones géographiques proche.

(2) Le Kd 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, ...).

probabilistes de RTE (prenant en compte des aléas de disponibilités et l'empilement des différentes offres de production à pas horaire), est donc inférieur à 75 %, alors que les autres scénarios sont plus optimistes, ce taux avoisinant les 80 %. Le scénario AREVA EPR accéléré se démarque, car ce réacteur est conçu pour avoir une plus grande disponibilité ;

Graphique 10 : Disponibilité nucléaire



La valeur d'un point de disponibilité est loin d'être anecdotique, car elle correspond à 630MW en capacité et 5,5 TWh en énergie. Si les tranches françaises disposaient d'un Kd identique à celui des tranches des pays voisins ou américaines, le gain annuel serait de 50 ou 60TWh environ, soit l'équivalent en production de 7 tranches nucléaires ou de l'ensemble des ENR électriques prévues pour 2020 par le Grenelle de l'environnement.

- 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 pose 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 (cf. graphe ci-dessus). 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

(1) A titre d'exemple, RTE se base 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.

difficile à anticiper et peu contrôlable (cf. exemple allemand), l’effet de foisonnement est limité¹, et les moyens de stockage aujourd’hui peu rentables économiquement (cf. annexe technologies). 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. A 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.

3.2. A horizon 2050, les projections sont évidemment plus hasardeuses qu’à 2030

Comme indiqué dans la partie 4.1, 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. A 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. A l’inverse, l’horizon 2050 est complètement ouvert, mais de ce fait très difficile à prévoir. A 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 (cf. 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 la maille France, seuls Négawatt et Négatep considèrent le mix énergétique dans sa globalité (cf. partie 4.1)².

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

(1) 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 %). L’analyse a également montré que la durée des périodes de vents faibles pouvait dépasser une semaine.

(2) Les autres considèrent une demande électrique globale, qui intègre parfois des effets de substitutions entre énergies, et cherchent ensuite l’offre électrique adéquate pour y répondre.

combustibles gazeux (45 %) ou liquides (fuel, 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 %. Une partie des 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 vecteurs énergétiques utilisés pour la production de chaleur sont substituables. A 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. A 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 également. 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 (cf. annexe Technologies).

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

Il existe de nombreuses incertitudes quant aux évolutions technologiques, au coût de production et aux prix des combustibles fossiles dans le secteur énergétique. Ceci 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 de ses propres 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 parfois varier sensiblement, ce qui explique une partie des différences sur 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 ci-dessous, même si la seule comparaison de ces coûts complets ne permet pas une appréciation globale de

(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.

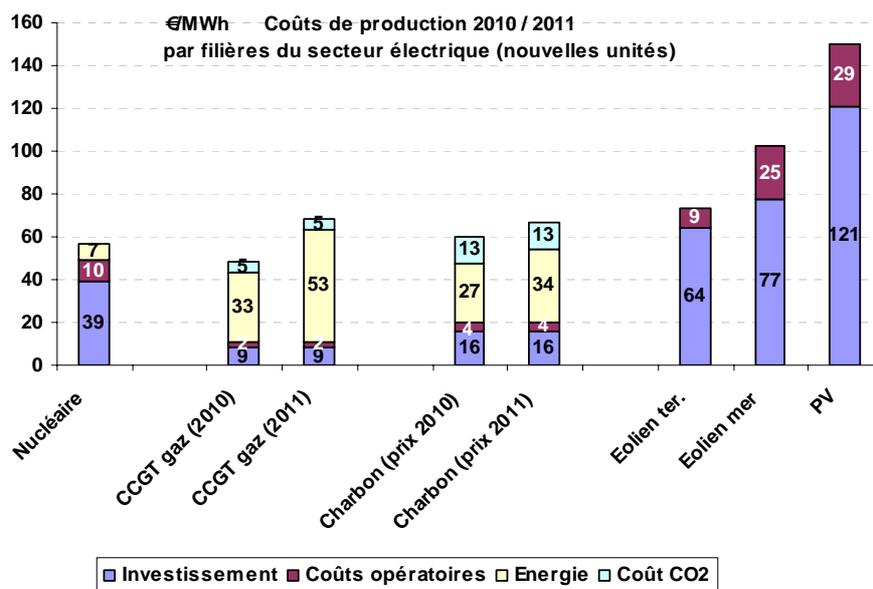
l’intérêt relatif des différentes technologies. En effet, elle n’inclut notamment pas, pour les EnR, les externalités associées à leur production¹.

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 par exemple pour le CCG, 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 dans par exemple l’exercice « coûts de référence de la production électrique » menée 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 ci-dessous 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.



Source Commission Energies 2050 (à partir d’hypothèses de l’OCDE-AIE WEO 2011²)

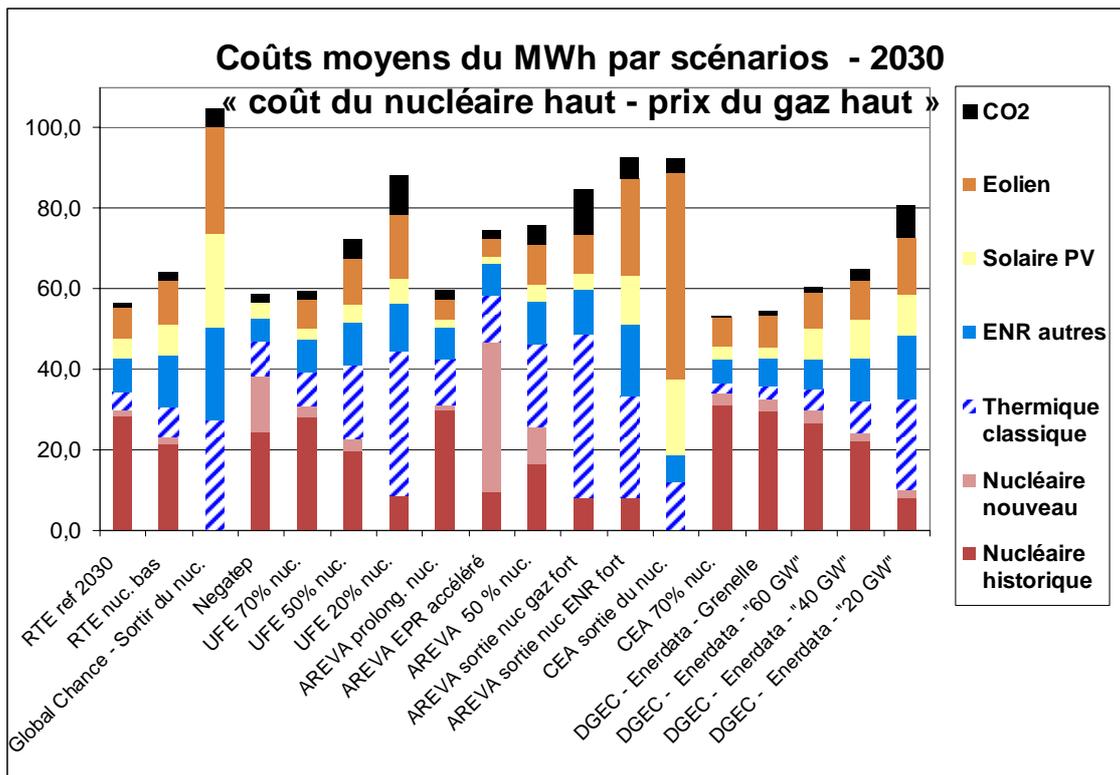
(1) Ces externalités sont à la fois positives et négatives. A titre d’exemple, on peut citer comme externalité positive les impacts environnementaux, à la fois en termes de baisse des polluants locaux ou des émissions de GES (la mise en enchère des quotas d’émission à partir de 2013 amène néanmoins à 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).

(2) 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 7 ans, facteur de charge 7 400 heures (85%), sauf éolien à terre 2100 heures et en mer 3 000 heures, PV 1100 heures. Données prix : prix du gaz 19 €/MWh(2010) et 31 €/MWh (2011), charbon 74 €/tonne et 93 €/tonne, CO₂ 14 €/tonne. Une analyse plus détaillée est proposée en annexe du rapport.

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. A 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. La variation de ces coûts 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 2000 ou 7000 heures). De nombreux autres déterminants extérieurs doivent être intégrés, comme les conditions spécifiques du site (raccordement au réseau, approvisionnement en combustible, conditions de refroidissement, 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 évaluation économique des scénarios sur la base des coûts complets, avec des variantes, est présentée en annexe 4 de ce rapport. Une analyse des quatre options du même type est présentée au chapitre 5. 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) :



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. A titre d'exemple, pour le PV au sol en 2030, l'UFE estime un coût complet de

180 €/MWh (dont 19 €/MWh pour le raccordement), alors que le WEO 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, étudiées en détail dans l’annexe technologie, on peut citer notamment le nucléaire de quatrième génération, la capture 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 ruptures, ce qui ne doit pas être oublié lorsqu’on procède à son 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

A 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 mais aussi 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 (cf. annexe réseaux/marchés). Au niveau français, des renforcements du réseau de transport seront nécessaires 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, afin d’exploiter pleinement les potentiels de maîtrise de la demande d’énergie (cf. partie 4) et intégrer au mieux les nouveaux moyens de production, l’information donnée au consommateur ainsi que la gestion du réseau devront devenir plus évoluées, 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 renforcements), d’autres en revanche (certaines interconnexions, développement des réseaux de distribution) lui sont intimement associées. En particulier, le développement d’énergies renouvelables décentralisées et intermittentes entraîne des surcoûts pour le réseau électrique dont il est nécessaire de tenir compte. A titre d’exemple, l’UFE estime qu’entre le scénario à 70 % et celui à 20 % nucléaire, les investissements cumulés d’ici 2030 dans le réseau électrique augmenteraient de 15 % (de 135 Md€ à 155 Md€).

En ce qui concerne le réseau gazier, des renforcements du réseau de transport et le développement de nouvelles interconnexions sont d'ores et déjà prévus pour permettre une diversification des approvisionnements. En fonction des substitutions d'usage 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, on retrouve comme pour l'électricité l'évolution vers des réseaux et des compteurs plus « intelligents ». L'évolution 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 s'il devrait disposer, grâce aux développements de capacité déjà décidés, 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 également être amenés à 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 L'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 successivement, en commençant par le stockage de l'hydrogène car ce dernier 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 un rendement aujourd'hui 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 également 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 dans le futur et atteindre 70 % en 2020. Les CCG présentent par contre 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 2500 €/kW, sans inclure toutes les dépenses d'infrastructures – ce qui les rend également inadaptés économiquement.

(1) Ce qui donne de l' « Hythane ». Des recherches tel 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 de l'hydrogène est inférieur à celui du méthane.

En effet, si le but est le stockage de l’énergie intermittente non consommée, les éoliennes ayant une production annuelle de 2100 heures et le solaire PV de 800 à 1200 heures suivant la région, ces électrolyseurs ne fonctionneront que **quelques centaines d’heures par an, ce qui les rendent très mal rentabilisés. Un calcul rapide montre que les MWh électriques restitués auraient un coût de un ou plusieurs ordres de grandeurs supérieur à leur prix actuel sur les marchés de gros.**

Ce calcul est basé le coût de production de l’ENR, et non sur une valeur nulle qui reflèterait le caractère fatal de cette énergie quand elle ne peut pas être utilisée. 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 faire un bilan économique d’ensemble de l’ensemble ENR + stockage, configuration qui pourrait correspondre à celle que devrait mettre en place un producteur d’ENR à qui les gestionnaire de réseau imposeraient de délivrer une électricité « dispatchable ».

Les coûts pourraient baisser dans le futur, certains industriels évoquant des coûts 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 sur les électrolyseurs à haute température, qui pourraient être mieux adaptés à un fonctionnement « en dentelle », continue.

Si l’hydrogène devait être utilisé dans une filière qui lui est propre (c’est-à-dire sans « emprunter » celle du gaz naturel et qui est comptabilisée ici à coût nul), il conviendrait d’intégrer les coûts d’investissement et d’exploitation de cette nouvelle filière, et en particulier du stockage, aujourd’hui encore peu mature technologiquement et très consommateur d’énergie (pour la compression en particulier). 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 difficulté, la méthanation¹ 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 utilisée notamment dans le secteur chimique, et les catalyseurs utilisés sont également les mêmes que pour l’étape de méthanation du CO dans la production de biométhane par gazéification de la biomasse ligneuse.

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 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...) avec des projets tels que ElectroHgena. Les rendements théoriques attendus sont supérieurs à 75 %.

(1) A ne pas confondre avec la méthanisation, qui consiste à récupérer le méthane émis lors de la fermentation de la biomasse ou des déchets.

Ces techniques 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), 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 qu'elle puisse être déployée 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 à 1,4 TWh. Les scénarios basés sur des visions purement nationales, en revanche, doivent se contenter 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'Ecole des Mines (CMA), 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 termes 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 (cf. partie 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 ;

(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 renchérir. Le rendement des CGG ne sera plus de 60 % mais peut-être de 50 % (source AIE).

- 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

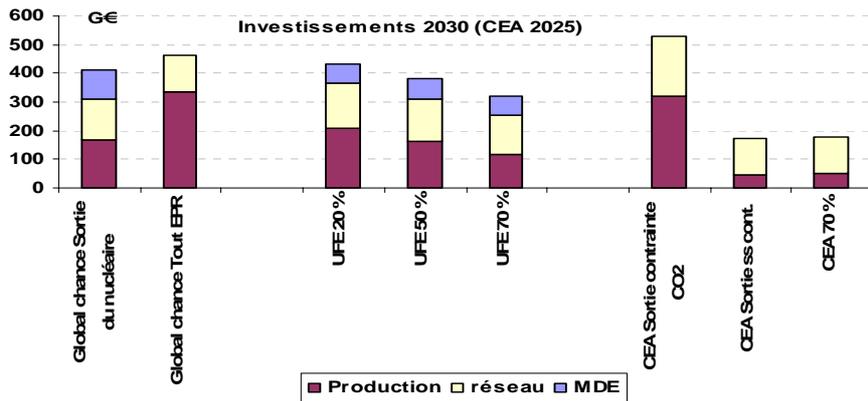
Afin d'estimer les investissements à consentir, il convient de tenir compte à la fois des investissements de production, visant à renouveler les capacités installées ou à en développer de nouvelles, ceux liés au réseau de transport et de distribution et ceux destinés à la maîtrise de l'énergie (MdE). 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 d'avoir un ordre de grandeur avec bien entendu des incertitudes importantes. C'est le cas en particulier sur les hypothèses d'investissements unitaires par technologie de production. C'est également le cas pour le coût du démantèlement généralement non pris en compte pour 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 Md€ et à 141 G€ pour le scénario "sortie 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 de 99 à 111 Md€ contre 36 à 44 Md€ pour le réseau de transport. Au total, l'UFE estime l'ensemble de ces coûts entre 135 Md€ (70 %), 147 Md€ (50 %) et 155 Md€ (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 Md€ proposé par l'UFE porte en effet sur une réduction de la consommation annuelle de moins de 50 TWh. Pour le scénario "Sortie du nucléaire" de Global Chance, qui est le seul à proposer un effort très important en matière de MDE, l'estimation est de 101 Md€ 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.

Graphique 11 : Investissements cumulés de production d'électricité, réseau et MDE en 2030 – Scénarios Global Chance et UFE - en Md€ - et 2025 CEA



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 20 prochaines années, compris entre 300 et 450 Md€.

Un point important à noter concerne l'avantage en termes d'investissements pour 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 Md€ 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 Md€ ;
- le montant s'établit à 380 Md€ pour un scénario à 50 % de nucléaire et à 320 Md€ 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 le fait que le coût de prolongation des unités existantes est nettement moins capitalistique par rapport au développement de nouvelles unités EPR ou EnR. Le surcoût lié aux mesures à prendre suite au rapport de l'ASN, non prise en compte dans ces analyses, ne modifie pas cette conclusion (voir chapitre 3).

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

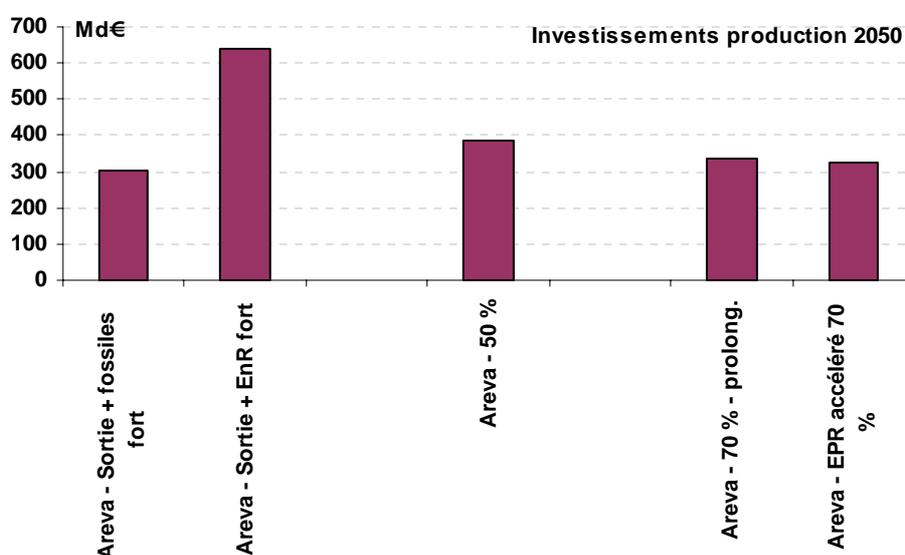
- 350 Md€ en 2025 par le CEA dans un scénario de sortie totale du nucléaire ;
- entre 50 et 112 Md€ en 2030 par UFE dans le cadre d'un scénario de sortie partielle (50 et 20 % respectivement).

(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 Md€ par GW).

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 faits à partir de cette période. La prolongation des centrales permet en effet de différer les investissements à consentir. Areva a fait cet exercice uniquement sur la partie production en mettant en avant un surcoût important dans le cas d'une sortie du nucléaire remplacée 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...).

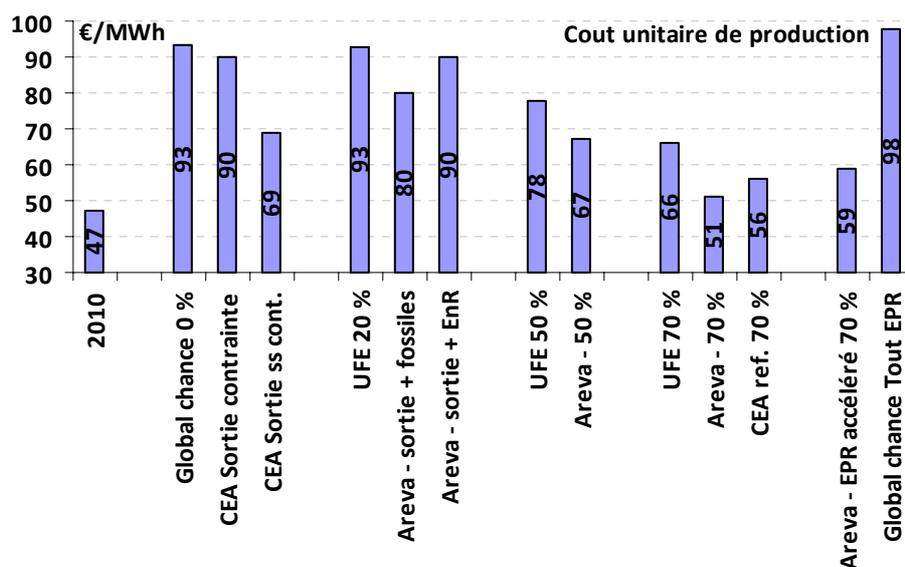
Graphique 12 : Investissements cumulés de production d’électricité, en 2050 – Scénarios Areva



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.

Graphique 13 : Coût unitaire de production d’électricité en €/MWh en 2010 et 2030 - Scénarios Global Chance, CEA, UFE et Areva



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 – Scénario 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 lié aux énergies

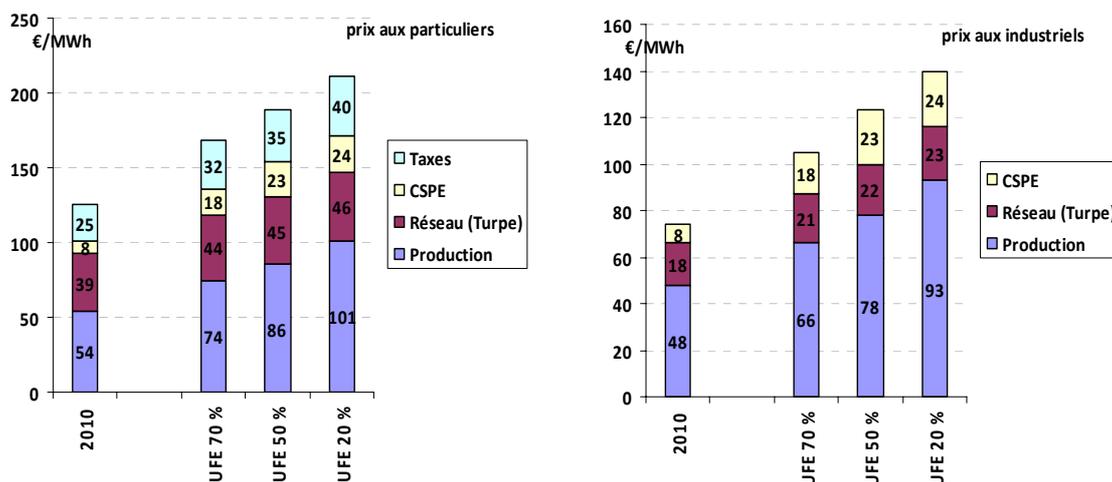
Les contraintes posées par les énergies intermittentes sur le système électrique ne sont pas toujours explicitement chiffrées en termes de coût unitaire dans les analyses proposées. Le « World Energy Outlook » (WEO 2011) de l'AIE les a évalué entre 5 et 25€/MWh incluant les coûts de capacités de secours à prévoir (3-5€/MWh), les coûts d'ajustement pour compenser les fluctuations du réseau (1-7€/MWh) et les coûts de raccordement et de renforcement du réseau (2-13€/MWh). (Voir annexe 8 "Réseau/Marché).

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). Ceci 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.

Graphique 14 : Prix de l'électricité en €/MWh pour les particuliers et industriels en 2010 et 2030 – Scénarios UFE 20, 50 et 70 %



Global Chance retient une autre approche calculant la facture annuelle (consommation x coût unitaire) pour la collectivité en intégrant les coûts de

(1) Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

(2) Instaurée en 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) visent 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.

production, les coûts de transport et les coûts liés à la MDE. La comparaison aboutit à des coûts moyens plus faibles mais à une facture plus élevée pour le scénario "tout EPR" par rapport au scénario "sortie 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.

**Tableau 1 : Facture globale annuelle d'électricité et coût moyen en 2031
Pour les scénarios Global Chance (Source 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	79 - 79,8	55,1 - 63,4
<i>Coût moyen en €/MWh</i>	<i>140 à 160</i>	<i>162 - 185</i>

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 (captage et stockage du carbone), 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.

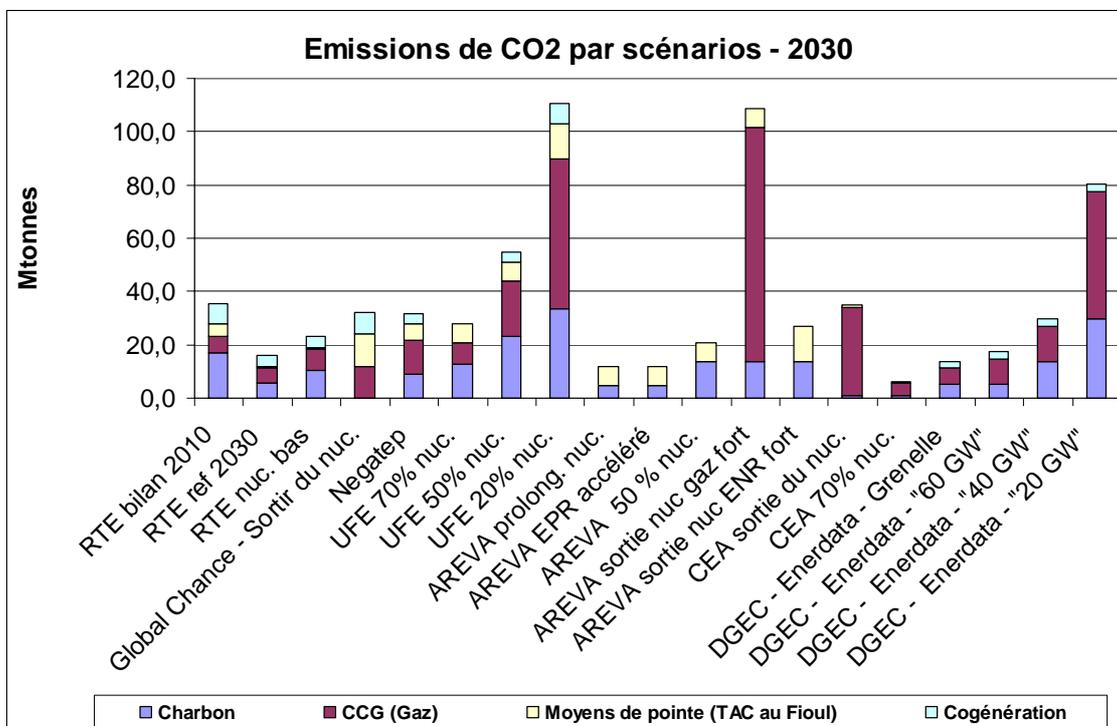
Cependant, compte tenu des délais nécessaires au développement et à la diffusion des technologies indispensables à leur réalisation, la construction de centrales thermiques sera inévitable pendant une période transitoire, ce qui sera à l'origine d'une hausse des émissions à court terme. C'est d'ailleurs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

Graphique 15 : Émissions de CO₂ 2030 des différents scénarios par origines



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. A titre d'illustration, les émissions de CO₂ pour le scénario toute énergie de Negatep 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 gaz (CH₄, méthane) 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. D'autre part, 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 2).

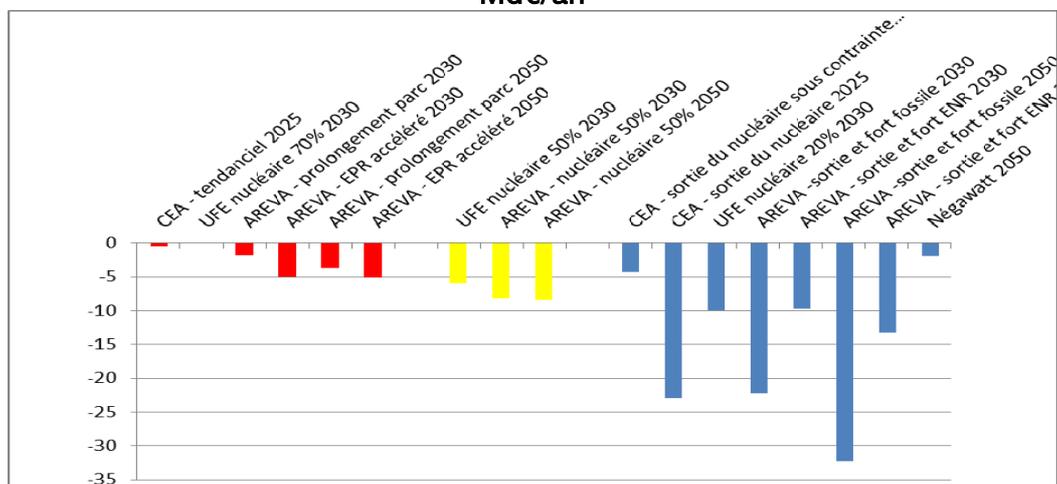
De plus, une modification importante du mix avec un fort déploiement d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques, induira d'importantes importations d'équipements et de matériaux (dont des terres rares), ce qui pèsera sur la balance commerciale, sauf si les filières nationales s'affirment et exportent 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'usages qui en résulteraient, ces derniers joueront inmanquablement 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 sur la facture énergétique, restreinte au périmètre de la production d'électricité, du changement de mix électrique. Ainsi, dans 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, pour les autres scénarios cet équilibre n'est plus maintenu. Il convient de souligner que l'UFE s'est volontairement limité à la facture de combustibles, faute de données fiables sur le niveau d'importation des équipements.

Le CEA estime le différentiel de la facture énergétique pour les 3 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, charbon, uranium et de CO₂, ainsi que les revenus liés aux exportations d'électricité.

Rappelons (voir chapitre 2) la modestie actuelle des importations d'uranium pour alimenter le parc français : les coûts sont inférieurs au milliard d'euros. Ce montant décrit la faible part de l'uranium dans le coût de production du nucléaire (de l'ordre de 5 %) rendant peu sensible la facture énergétique aux fluctuations du prix de l'uranium.

Graphique 16 : Dégradation de la facture énergétique au périmètre production de l’électricité dans les variantes maintenant le nucléaire (rouge), le maintenant seulement partiellement (jaune), ou en sortant quasiment totalement (bleu) en Md€/an



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 comblait 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 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 de 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 chiffrés alors que leur coût risque d’être sensiblement plus élevé par rapport aux options traditionnelles (voir encadré méthanation page 29). A 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). Batir 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 en termes d’approvisionnements. Les événements récents en Afrique du Nord (Egypte,

Libye), les tensions au Moyen Orient ou une possible cartellisation du marché sont autant de risques potentiels 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.

Seul l'UFE envisage les problèmes d'acceptabilité, notamment sous l'angle du prix au consommateur mais aussi sous l'angle de l'implantation des énergies renouvelables, notamment 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 construites. D'après les calculs de la Commission, cela représenterait d'ici 2030 entre 7 000 et 15 000 éoliennes sur terre, et environ 2000 éoliennes en mer¹. Aujourd'hui, 3 550 unités terrestres sont réparties sur le territoire français, zéro 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.

Si les sondages font 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 par exemple des différentes alternatives.

Si ces considérations d'implantations et de risques sont déterminantes, le prix résultant de la politique énergétique le sera encore plus (voir l'annexe Acceptabilité). 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 par exemple l'hypothèse d'une stabilisation du nombre d'habitants par foyer à 2,2, 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 certainement bénéfiques d'un point de vue de l'efficacité énergétique, ils pourraient se trouver en difficulté par rapport à des tendances lourdes comportementales. Un scénario qui ouvre des voies de réflexions mais qui pourraient se heurter à sa mise en œuvre (problème technique, économique en plus).

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

4.6. Impacts des scénarios en termes d'emplois

Peu de scénarios existants se lancent dans un exercice complet d'estimations des impacts macroéconomiques, notamment en termes d'emplois. 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 macro-économiques (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, effets en retour du solde de la balance courante...). Pour être tout a fait complet il serait aussi nécessaire de tenir compte de 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 soutenu 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 une destruction comprise entre 250 000 pour une réduction à 50 % et 500 000 emplois dans le cas d'une sortie. Ces estimations, basées sur les calculs effectués par PWC en 2011, ne concernent que les emplois du nucléaire (directs de 125 000, indirects, induits de 285 000 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.

Tableau 2 : Pertes d'emplois dans le nucléaire en fonction de sa part dans le mix

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

Source : AREVA. Base analyse PWC publié mai 2011.

Le SER pour sa part a évalué les créations possibles d'emploi d'ici 2020 (Etude confiée au cabinet BIPE – Janvier 2012), en supposant une part de 25 % des EnR dans le mix énergétique français. 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'emploi ne sont pas évoquées. Ce chiffre met en lumière un potentiel réel mais qui est toutefois loin de certains chiffres largement supérieures à ces estimations.

**Tableau 3 : Création d'emplois directs et indirects dans les filières EnR en 2020
(Analyse du SER)**

	2010 ou 11	2020	<i>Écarts</i>
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

Une autre estimation a été réalisée par Philippe Quirion (économiste travaillant ici pour le WWF) pour un scénario à fort contenu EnR qui se rapproche de celui proposé par Negawatt¹. L'analyse conduit à la conclusion d'une création nette de 684 000 emplois répartis ainsi :

- énergies renouvelables + 316 000 ;
- efficacité énergétique + 564 000 ;
- destruction dans les filières énergétiques : - 138 000 ;
- destruction dans les filières automobiles : - 107 000.

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 Negawatt, cette réduction des consommations entraîne un allègement de la facture énergétique des ménages, et donc un gain de pouvoir d'achat. Ce gain est traduit en un surplus de consommation dans d'autres secteurs de l'économie, créant ainsi d'autres emplois (appelés des emplois induits). Toutefois, le scénario Negawatt 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 Ph. Quirion, le bilan des emplois nets induits serait positif : 48 000 emplois dans le cas d'un baril de pétrole à 100 \$/b et 467 000 emplois dans celui d'un baril à 150 \$/b. Le prix du baril est important, car il renchérit les prix des énergies, et induit des changements de consommation, qui ne sont donc plus imputables à la politique climatique. Le surcoût de cette dernière est donc moins élevé : l'effet négatif des politiques climatiques est donc 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 :

(1) Quirion P., Demailly D. (2008), - 30 % de CO₂ = + 684 000 emplois, l'équation gagnante pour la France, WWF.

- 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 évoqué clairement; il s'agit d'un enjeu important pour la compétitivité des entreprises (voir chapitre 5) ;
- sur le contenu en emplois en France des filières : 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 sont non délocalisables (maîtrise de l'énergie par exemple, installation d'équipements EnR) mais d'autres ne le sont pas (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'emploi en France. Ce sujet n'est malheureusement pas réellement traité par les scénarios étudiés. Il passe par 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'emploi 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*.



Chapitre 5

Les principaux enseignements de l'analyse

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, alors que l'évolution de cette demande est pourtant un déterminant important de l'évolution du système énergétique, ainsi que l'a reconnu la récente Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique. Il paraît souhaitable pour bâtir les prochaines PPI 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 et 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 pour lesquelles 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 terme 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 « produire localement pour consommer globalement » (distance entre les gisements d'énergie renouvelables et les lieux de consommation, intermittence), voire « produire globalement pour consommer globalement », avec les méga-parcs off shore 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 termes 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 supérieures 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 peut être créateur 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 3^{ème} génération de réacteurs nucléaires, voire la 4^{ème}, 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, tout en reconnaissant la limite 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, à la perte de valeur due au « non prolongement » de réacteurs

potentiellement capables de produire pendant 10 à 20 ans de plus, se rajouterait un deuxième effet puisque les réacteurs nucléaires arrêtés seraient remplacés par des équipements dont le fonctionnement serait nettement plus onéreux, quelle que soit leur nature. L'ordre de grandeur du total de cette perte de valeur économique serait 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 par des 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, 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 le Ministre : la prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel, l'accélération du passage à la 3^{ème} voire à la 4^{ème} 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 dans le futur

Des chapitres précédents ressort l'idée selon laquelle 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 de la constitution de son mix énergétique. La feuille de route Energie 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 fixée 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 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 des 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 effectuées par Enerdata à la part de nucléaire dans le mix électrique 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 analysés dans l’annexe intitulée « Analyse des scénarios » 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..) et pouvait être dépendante 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 mériterait d’être décliné suivant différentes catégories de logement (maison individuelle récente ou ancienne, logement collectif récent ou ancien..), 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 concernant 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 de sorte à 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 dans le futur.

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.), il faut donc une filière qui intègre les différents métiers impliqués dans la rénovation du bâtiment. A 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 par exemple, 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 possibles pour encourager les populations à l'efficacité énergétique, afin 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. Quel que soit l'horizon étudié et quel que soit le scénario, les incertitudes justifient que des calculs de sensibilité soient effectués pour évaluer leur robustesse

Le chapitre trois 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 climatique (DECC), chacun peut apprécier les conséquences que ces mix d'offre et de demande provoqueront 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 en 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 prévue 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 schistes 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 l'absence de réalisation d'un certain nombre des lignes internationales d'interconnexion envisagées par RTE ou encore à une importation massive d'électricité pour pallier l'intermittence 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 très 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

A 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 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. Il 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 3, 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.

L'encadré ci-dessous décrit le processus qui sépare la justification d'un nouveau développement de réseau et la mise en service des ouvrages. Il apparaît particulièrement long et complexe en comparaison de ceux auxquelles sont soumis les sites industriels. On observe ainsi les durées d'instruction suivantes :

Délais observés	Concertation + procédures administratives	Concertation	Aérien vs souterrain	Procédures administratives (1)
63kV/90kV en souterrain	25 mois	14 mois		11 mois
63kV/90kV en aérien	40 mois	18 mois	29%	22 mois
225kV en souterrain	35 mois	18 mois		17 mois
225kV en aérien	50 mois	24 mois	33%	26 mois
400kV en souterrain	41 mois	NA		
400kV en aérien	56 mois	30 mois	NA	26 mois

(1) 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 lors 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. »

¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

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, ce qui nécessite, d'une part, de mettre en place de nouvelles dispositions techniques permettant aux nouvelles productions, éoliennes, photovoltaïques et autres, ainsi que de participer à la sûreté du système électrique ; 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 pouvoir procéder aux effacements de production qui s'avèreraient 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 faibles production des EnR intermittentes. Ceci pose la question, d'une part, de la rentabilité de ces centrales de semi-base ou de base, d'autre part, d'une optimisation économique du parc de production d'électricité. Une question analogue se pose pour les moyens de production de substitution. Elle 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 d'ailleurs aussi été constatés 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 en France, 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 n'aura donc pas, dans l'immédiat, comme 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 prégnante.

1.4. La valeur du carbone est pour le moins incertaine dans les scénarios étudiés et traduit les incertitudes de la négociation internationale

Les incertitudes, présentées au chapitre trois sur le devenir des négociations internationales et sur l'évolution 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 des différents pays, 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 ! Il 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 inférieures à celles qui avaient été anticipées 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, consiste à fixer dès aujourd'hui des objectifs de réduction à 2030 et à 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 gaz à effet de serre 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 de provoquer une incertitude supplémentaire et 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 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 consiste à annuler une partie des quotas accordés aux industriels. Inconvénient, 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 a l'avantage de ne pas « décrédibiliser » le régulateur.

Au-delà du système ETS², 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. Il doit en particulier venir compléter l'ETS de l'UE en soumettant à la taxe liée au CO₂ les secteurs qui ne relèvent pas de ce système.

(1) Rapport du Comité Trajectoires présidé par Christian de Perthuis (2011), *Trajectoires 2020 – 2050 vers une économie sobre en carbone*, octobre, <http://www.strategie.gouv.fr/content/trajectoires-2020-2050-vers-une-economie-sobre-en-carbone-rapport>.

(2) Ou EU-ETS : European Emission Trading System, Système européen d'échange de quotas d'émissions.

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 4 a montré que des investissements conséquents seront à consentir dans le secteur énergétique sur les 20 prochaines années. La partie 4.1 de ce même chapitre cite ainsi des montants d'investissement de 300 à 450 Md€, 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 Md€¹. 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.

Deux facteurs pourraient par ailleurs compliquer le financement de ces investissements. Le premier est la temporalité de ces besoins d'investissements. En effet, leur agrégation sur vingt ans masque le fait que ces besoins 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'investissement sur des activités de nature proche pourrait constituer une contrainte supplémentaire.

2. Quelques idées forces pour un futur mix énergétique reposant sur l'examen des systèmes énergétiques étudiés à travers leurs représentations sous forme de scénarios

A 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 de plus relever ce défi au moindre coût, en maintenant des niveaux de prix acceptables, en veillant à ce que chacun puisse avoir 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 intéressé pourra

(1) Source issue de l'Insee, comptes de la nation. La formation brute de capital fixe (FBCF) est constituée par les acquisitions moins 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.

consulter le rapport du CAS sur les émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050¹.

2.1. Les technologies qui pourraient émerger sont relativement bien connues d'ici 2030, mais difficiles à imaginer au-delà ; l'action de la puissance publique doit être adaptée à l'état de maturité de la technologie

La nouvelle source énergétique d'un coût modéré et stable, renouvelable, sûre, partagée, 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 charbon et de l'uranium n'existe pas et, sans doute, n'existera jamais. Compte tenu des contraintes qui pèsent sur les Etats en termes de compétitivité, 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 :

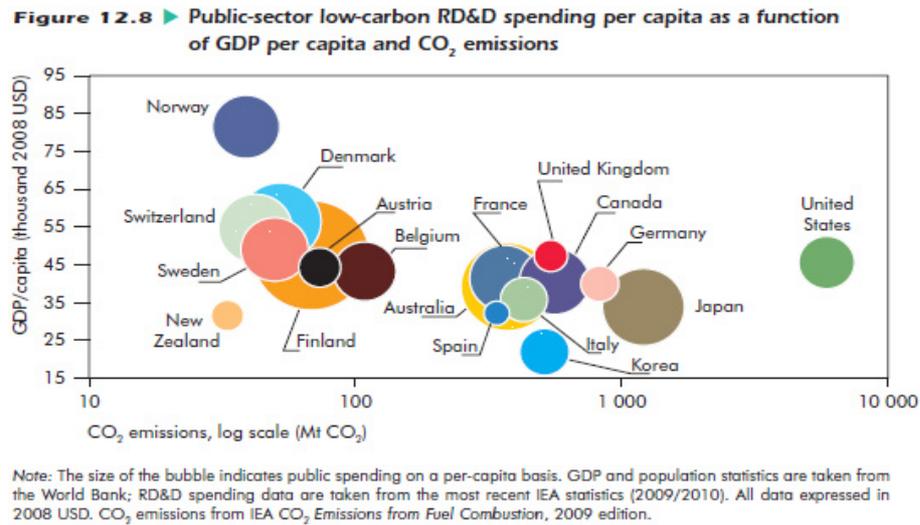
- déployer massivement les technologies aujourd'hui matures, en renforçant le rôle central du prix à long terme du CO₂ pour guider les investissements (et ne pas privilégier des technologies qui n'apparaîtraient pas rentables à terme) ;
- préparer le futur en « s'ouvrant » des options supplémentaires 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 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 leur permettre, par les seuls effets d'apprentissage, d'atteindre une rentabilité économique suffisante. Plutôt que 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 européennes² : 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,

(1) Rapport du Comité Trajectoires présidé par Christian de Perthuis (2011), *Trajectoires 2020 – 2050 vers une économie sobre en carbone*, octobre, <http://www.strategie.gouv.fr/content/trajectoires-2020-2050-vers-une-economie-sobre-en-carbone-rapport>.

(2) Au niveau européen, le produit des enchères de quotas 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,... Des travaux techniques seront initiés au premier semestre 2012 pour mettre en perspectives 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.

effets d'aubaine, distorsions sur les marchés comme les prix négatifs). Ces actions doivent impérativement être conduites dans le cadres de partenariat avec l'industrie ;

Figure 1 : Fonds publics pour la R&D par habitant en fonction du PIB par habitant et des émissions



Source : AIE

- mettre en place des incitations financières pour favoriser le développement de recherches à long terme sur le stockage de l'électricité et mettre au point 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 le CSC devrait avoir une contribution équivalente à celle des énergies renouvelables pour satisfaire la réduction par un facteur 2 à l'échelle mondiale. 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 recherches 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 de manière générale pas stocké de manière pérenne mais recyclé pour d'autres utilisations ;
- mettre en place des incitations favorisant le développement des biocarburants de seconde 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. Tous les acteurs s'accordent cependant aujourd'hui sur l'intérêt d'aller rapidement vers la seconde 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 seconde génération, au-delà du dispositif actuel¹. Des mesures particulières devraient en particulier 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 seconde 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 3ème 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 conduit à diminuer le pouvoir d'achat des ménages, baisser la compétitivité de nos entreprises, augmenter la part de la population française en situation de précarité énergétique et diminuer le nombre d'emplois (voir aussi le paragraphe 3.3 du présent chapitre). 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 augmentation 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, à travers l'augmentation de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) ainsi que, dans une moindre mesure, en raison 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.

(1) En prenant en compte le retour d'expérience des aides et incitations de la première génération.

Charges de service public de l'électricité (CSPE) 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'offre, pour des durées allant de 10 à 20 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 calcule le montant total des charges de l'année précédente qui est arrêté par le ministre chargé 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 Md€ au titre de l'année 2012, soit un niveau supérieur de 60 % à celui des charges constatées au titre de 2010 (i.e., 2,7 Md€). 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 Md€ (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, qui incluent les charges prévisionnelles au titre de l'année 2012 et la régularisation des charges 2010. Ces charges sont évaluées à 5,2 Md€. La CSPE 2012 nécessaire pour les financer s'élève à 13,7 €/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 €/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis à 10,5 €/MWh jusqu'au 31 décembre 2012. Le défaut de compensation d'EDF en résultant pour 2012 est estimé à environ 1,3 Md€ (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 Md€, représentant 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 chauffage électrique (environ 11 % de la facture). De l'avis même de la CRE, ces projections sont néanmoins à prendre avec précaution, car elles dépendent fortement de variables très incertaines (prix des énergies, coûts de production etc.).

A noter : la CSPE a été présentée à titre illustratif, mais constitue l'un des moyens de soutien au développement des EnR parmi d'autres (exonérations et crédits d'impôts, prêts bonifiés, taxes à taux réduits etc.). A titre d'exemple, le récent rapport de la Cour des comptes sur les biocarburants souligne que, sur la période 2005 – 2010, ces filières ont reçu 2,65 Md€, essentiellement de la part des consommateurs.

Plusieurs principes devraient ainsi inspirer le futur de notre politique énergétique :

- privilégier les choix qui, dans le mix énergétique, conduisent à limiter la hausse du coût de l'énergie ;
- tout en intégrant les externalités dans les prix des énergies, ce qui implique une hausse maîtrisée de leur niveau ;
- apporter une attention particulière à l'égard des 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).

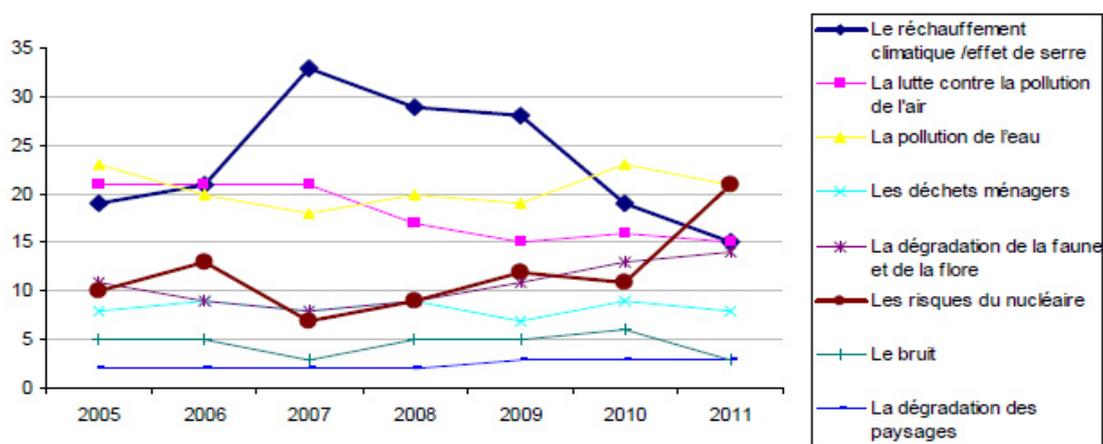
2.3. Les préoccupations de la population à l'égard des choix énergétiques et de leurs conséquences sont difficiles à analyser, que ce soit pour les émissions de CO₂, la sobriété énergétique, le nucléaire, les gaz de schiste ou de nouvelles technologies comme le CSC : un dialogue sur l'encadrement des nouvelles technologies est à prévoir le plus en amont possible

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 davantage 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'Etat en la matière.

Graphique 1 : Sondage « Quels sont les deux problèmes environnementaux qui vous semblent les plus préoccupants ? »

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 particulièrement simple amène à 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 termes de prix et de 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 constituent de très bons exemples : la plupart des installations EnR 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 aideraient à éclairer les citoyens et les leaders d'opinion sur les grands enjeux (mix énergétique, coût de l'énergie, etc.) ;
- l'organisation d'un débat sur la politique énergétique serait certainement complexe, mais pourrait présenter 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 pour chaque scénario possible les changements qu'il entraîne 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 plus 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 leur impact peut se révéler important, la puissance publique doit se saisir le plus en amont possible des questions liées à de nouvelles technologies et définir un encadrement responsable de leur développement, qui peut conduire aussi bien à leur diffusion auprès du grand public qu'à leur abandon. Il est néanmoins probable que cette participation du public à la définition de l'encadrement d'une nouvelle technologie ne puisse se réduire à un dialogue de quelques mois et doive 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 française doit chercher à développer de nouvelles filières d'excellence et préserver celles qui font aujourd'hui sa force

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 laquelle la France possède un avantage comparatif ou construire des filières autour de technologies nouvelles sur lesquelles elle peut être compétitive, permettrait à la France 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 de soutien direct ou indirect. 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 manifestations 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 ;

(1) Institut National de l'Energie Solaire (Chambéry).

(2) Institut de Recherche et Développement sur l'Energie Photovoltaïque.

- 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 loyales entre les produits fabriqués hors de l'UE et les produits nationaux ou européens.

Malgré l'accident nucléaire de Fukushima, les perspectives de développement du nucléaire restent importantes dans plusieurs pays de l'OCDE et surtout dans des 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. En effet, 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, rendant alors les centrales à gaz plus compétitives que les centrales nucléaires. Cette baisse relative de compétitivité de la filière nucléaire s'observe d'ores et déjà aux Etats-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 d'ailleurs dans les EnR. Certes, il faut être modéré quant aux perspectives de parts de marché de 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 sont néanmoins réelles et 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 et, en cas de désistement de notre part, ils n'hésiteraient pas à poursuivre seuls ou avec d'autres fournisseurs de réacteurs.

La France, un des tout premiers pays au monde 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 4^{ème} 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 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 50 ans commencerait à devoir 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 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.

Il est donc central que ces priorités en termes 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 le développement des 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 à cet effet :

- pérenniser les dispositifs de soutien à la R&D et à l'innovation mis en place avec les Investissements d'Avenir 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.

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 (développement industriel), solaire thermodynamique, éolien offshore, biomasse de seconde génération (démonstrateurs), solaire thermique (développement industriel).

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 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.

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 inter-opérables 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 différents outils qui soient 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 90. 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 par exemple celle sur la biomasse ou les biocarburants de 3^{ème} génération dont la rentabilité apparaît lointaine pour un agent privé. Le maintien d'une action soutenue de développement des réacteurs nucléaires de 4^{ème} 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 constituer 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. 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 un certain nombre d'exemples :

Tableau 1 : Exemples de couplage de l'électricité avec une autre énergie stockable

Solaire/Electricité	Pompes à chaleur air-eau
Electricité courante/Electricité de pointe	Chauffage par accumulation
Chaleur du sol/ Electricité	Stockage de la chaleur pendant l'été, récupération et la réutilisation en température avec une PAC eau-eau l'hiver ;
Biomasse / Electricité	Augmentation des rendements de production pour les biocarburants de deuxième génération en utilisant de l'hydrogène obtenu par électrolyse
Fioul ou gaz /Electricité	Chauffage hybride et micro-cogénération
Carburants pétroliers ou biocarburants /Electricité	Véhicules hybrides
Froid/Electricité	Réseaux de froid avec stockage de glace

Ce tableau 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 ainsi 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) (cf. annexe technologies). Des gains énergétiques significatifs peuvent également être apportés par les couplages entre les différents besoins et les différentes technologies. Il faut 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,

(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.

associée au développement des compteurs intelligents (cf. annexes). L'approche systémique par « îlot énergétique » doit également être développée¹.

Dans le même esprit, une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande peut également 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 présentent l'avantage de pouvoir être alimentés à partir de capacités de production contribuant à la sécurité énergétique nationale (nucléaire et EnR), mais présentent la contrainte forte d'ajustement constant de l'offre à la demande, en particulier à la pointe. A l'inverse, les réseaux gaziers présentent des flexibilités et des opportunités de stockage intéressantes, mais 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 présente 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) (cf. annexe réseaux/marchés).

2.7. La formation doit constituer une priorité dans le cadre de la transition énergétique

Dans le cadre de la transition énergétique que nous devons entamer pour lutter contre le changement climatique, il est nécessaire, en termes 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 l'ensemble des professionnels de l'énergie et, au-delà, l'ensemble des citoyens, quant aux enjeux, réponses possibles et comportements appropriés.

La première 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 Economiques, Sociaux et Environnementaux Régionaux) au plan territorial.

Il s'agit de former les futurs acteurs de la transition énergétique, en développant de nouvelles formations ou en adaptant les formations existantes. En effet, il est désormais admis que de nombreux métiers traditionnels vont « verdir », aussi bien au

(1) L'approche par « îlot énergétique » consiste à être capable de 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.

niveau de la production d'énergie que de sa consommation. Dans ce contexte, certaines priorités apparaissent :

- la formation de jeunes chercheurs à travers 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 par exemple le cas du véhicule électrique) et donc conduire à une augmentation de la demande d'électricité.

Réussir la transition énergétique à l'horizon 2050 vise 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, qui pourraient se poser.

Le tableau ci-après indique quelques exemples d’objectifs souhaités pour chaque filière et des exemples de moyens pour desserrer les contraintes qui en découlent.

Tableau 2 : Objectifs pour chaque filière et moyens de desserrer les contraintes

	Objectifs	Moyens de desserrer les contraintes
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 smart grids, soutenir la R&D et des opérations de démonstrations 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

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.

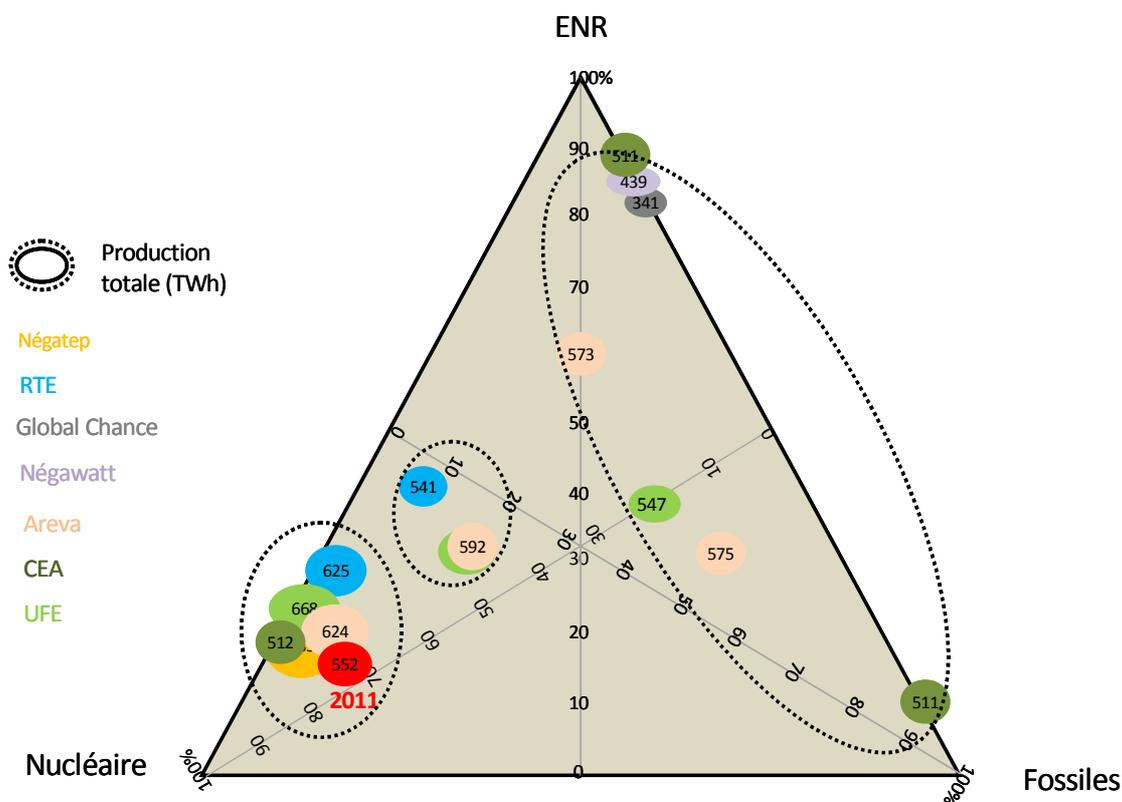
Conformément à la lettre de mission du Ministre, la Commission « Energies 2050 » a analysé quatre grandes options de mix énergétique à travers le prisme de la place du nucléaire dans la production d’électricité en France :

- 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 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 3^{ème} voire à la 4^{ème} 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 ci-dessous reprenant les productions d'électricité à 2030 ou 2050, déjà utilisé dans le chapitre 4 (avec un guide de lecture).

Graphique 2 : Production totale d'électricité en 2011 et, selon les scénarios étudiés, en 2030 et 2050



Nota : la valeur 2011 est issue du bilan publié par RTE en janvier 2012.

Comme il a été vu plus haut, 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,...) ;
- 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 socio-économique, voire politique (propension à payer les prix de l'énergie qui en résultent, acceptation sociale des options considérées,...) ;
- 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 à la suite de l'accident de Fukushima.

3.2. Description des quatre grandes options

En reprenant 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 %,...). 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, PV,...) 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 4.2) 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 (et 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 4^{ème} 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 que l'on peut se représenter dans un espace à trois dimensions (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 génération 3, voire à la génération 4, 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 que se réfère le premier « scénario » de la lettre du Ministre de prolongation de l'exploitation du parc existant. 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 4^{ème} génération fait ensuite l'objet d'un focus.

A) 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 3ème génération, voire à la 4ème génération de réacteurs**

Accélération du passage à la 3ème 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 génération 3 (Gen-3), au bout de 40 années de durée 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. Le besoin de puissance 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 2030-50.

A 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 Md€ de plus, en valeur brute, que dans une option de prolongement systématique du parc avec remplacement. A plus long terme (vers 2050), l’écart d’investissement en valeur brute se réduit entre les deux scénarios et pourrait être inférieur à 10 Md€ :

- investissements de jouvence dans les centrales actuelles et construction de 25 EPR dans l’option « prolongation/renouvellement » ;
- construction de 34 EPR dans la seconde.

Par contre, en valeur actualisée, les montants investis sur la période seraient sensiblement différents d’un scénario à l’autre, du fait de chroniques différentes.

A moyen terme (vers 2030), le remplacement accéléré du parc actuel par des EPR se traduirait par un coût moyen (pour la production d’électricité uniquement, à l’exclusion du transport et distribution) plus élevé, 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 de 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 Md€ (à comparer à 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 considère que sa capacité actuelle de fabrication d’équipements soit de l’ordre de deux EPR/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 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 4^{ème} 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 de financement de plus de 10 Md€ par an de 2020 à 2030 en investissements pour la seule construction de réacteurs Gen-3.

Accélération du passage à la 4ème 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. A 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 part du nucléaire réduite à 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 croît 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 d'électricité 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, tous trois 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 ci-après). 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 aurait permis 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-à-d le transport et le bâtiment, l'industrie étant déjà soumise aux quotas du marché européen. Les solutions envisagées ne laissent guère d'autres options 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 ci-dessous :

- 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 4^{ème} visite décennale) par rapport une prolongation de l'exploitation jusqu'à soixante ans.

Ils sont fournis à titre d'ordre de grandeur.

a) 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 %,

A 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 x (55 – 25) M€, soit environ 190 M€, 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 2011¹ évalue à 400 M€/an la perte pour EDF associée à l'arrêt des deux tranches de Fessenheim.

A 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

(1) Voir par exemple <http://www.challenges.fr/entreprise/20111128.CHA7423/fermer-fessenheim-couterait-400-millions-par-an-a-edf.html>

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 4^{ème} visite décennale, évalués par la Cour des Comptes d'après les données d'EDF, à près de 950 M€ par réacteur (soit 55 Mds€ 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 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 Md€.

Il est à noter, en termes d'analyse de sensibilité, que :

- avec des frais de jouvence supérieurs de 25%, soit 1,2 Md€, la VAN¹ du réacteur de 900 MWe serait de 2,8 Md€ ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans prévus, abaisserait sa valeur à 2,8 Md€ ;
- si le prix de l'électricité de substitution était de 55 €/MWh, sa VAN serait alors de 1,8 Md€.

b) 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 Md€ (soit près de 1,8 Md€ 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 Md€, la VAN du réacteur serait de 0,8 Mds€ ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans prévus, abaisserait la valeur du réacteur à 0,8 Md€ ;
- si le prix de l'électricité de substitution était de 55 €/MWh, la VAN du réacteur serait alors de 0,5 Md€.

• Option de sortie complète du nucléaire

Cette option conduit à relever les mêmes défis que ceux indiqués dans l'option de réduction progressive du nucléaire mais avec une contrainte de temps nettement plus sévère qui entraîne de nouveaux défis :

- construire de nouvelles centrales utilisant des énergies fossiles (sans doute CCG), 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. situation allemande où il est prévu la construction de plus de 10 GW de centrales utilisant des énergies fossiles) ;
- 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 conçu pour un parc de production relativement centralisé et optimisé ;

(1) VAN : valeur actualisée nette.

- mettre en place des procédures d’effacement substantiel pour les consommations de pointe ;
- renoncer aux nouveaux usages de l’électricité qui aurait 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 4) pour compenser les intermittences des EnR et l’aptitude de la société française à s’engager rapidement dans la voie d’une sobriété énergétique très grande, y compris pour les comportements (nourriture, production locale, limitation des 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, elle 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.

B) 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 et annexe). Ils donnent lieu à un réexamen approfondi tous les 10 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 façon dont est composé le parc). Il peut y avoir ou non construction de nouveaux réacteurs avant ou après les horizons de 2030 (horizon des 5^{èmes} 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, donc 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 M€ 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 quarante ans, ces deux processus étant en cours d'instruction. Par conséquent, ces chiffres doivent être considérés comme une première évaluation. Cette option de prolongation s'avère 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 termes 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 80 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 intervalles réguliers 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 puissent contribuer 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 gen-4,...

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 sur les deux filières. Ceci 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.

A cet égard, la France est dans une situation sensiblement différente de celles 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).

C) Accélération du passage à la 4^{ème} génération de réacteurs

Beaucoup d’incertitudes planent sur la possibilité de mettre en œuvre une accélération, par rapport à un échéancier « de base » d’un déploiement des réacteurs de 4^{ème} génération (Gen-4) à partir de 2040. Malgré de très fortes contraintes (technique, économique, échéanciers et qualifications de sûreté,...), 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 4^{ème} 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 4^{ème} 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 4^{ème} 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 de développer 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 dans lequel 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 5 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 t 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 « Energies 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 (5 ans semble être un minimum), cela supposerait que sa construction ainsi que celle du premier réacteur industriel soient réalisées en moins de 6 ans¹, que les démonstrations de sûreté soient menées rapidement et que l'instruction de sûreté soit conduite dans des délais contraints, tant pour le prototype ASTRID que pour le premier réacteur industriel, que les installations nécessaires au cycle du combustible des RNR 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 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 4^{ème} génération en 2040 du scénario « de base », si les besoins s'en font sentir, reste plus réaliste.

3.3. Quelques éléments quantifiés de comparaison de ces différentes options

Ce paragraphe 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, des émissions de gaz à effet de serre de ce secteur et de leur 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 Némésis, à partir des scénarios de l'UFE : ils sont discutés à partir des estimations du centre d'analyse stratégique présentés en détail en annexe et des résultats d'autres modèles macroéconomiques.

Un calcul en coûts complets présente l'avantage d'apporter un éclairage supplémentaire à celui des chroniques d'investissement en intégrant les dépenses

(1) La durée de construction du premier EPR, à Flamanville, devrait être de 8 à 9 ans selon EDF.

d'exploitation qui peuvent s'avérer très importantes dans le cas d'une utilisation importante de combustibles fossiles, en particulier de gaz. Ce travail ne constitue néanmoins qu'une première approche : les limites du calcul du coût complet de la production d'électricité sont présentées à la fin du paragraphe les présentant. 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 le délai laissé à la Commission.

Les résultats de ce paragraphe sont donc à considérer avec une certaine prudence : néanmoins, au-delà des incertitudes qui s'attachent à chacun d'entre eux mais qui sont traités par des variantes, ils permettent de dégager un certain nombre d'enseignements suffisamment robustes pour être exposés dans le présent chapitre.

- **Méthodologie retenue pour le regroupement des scénarios**

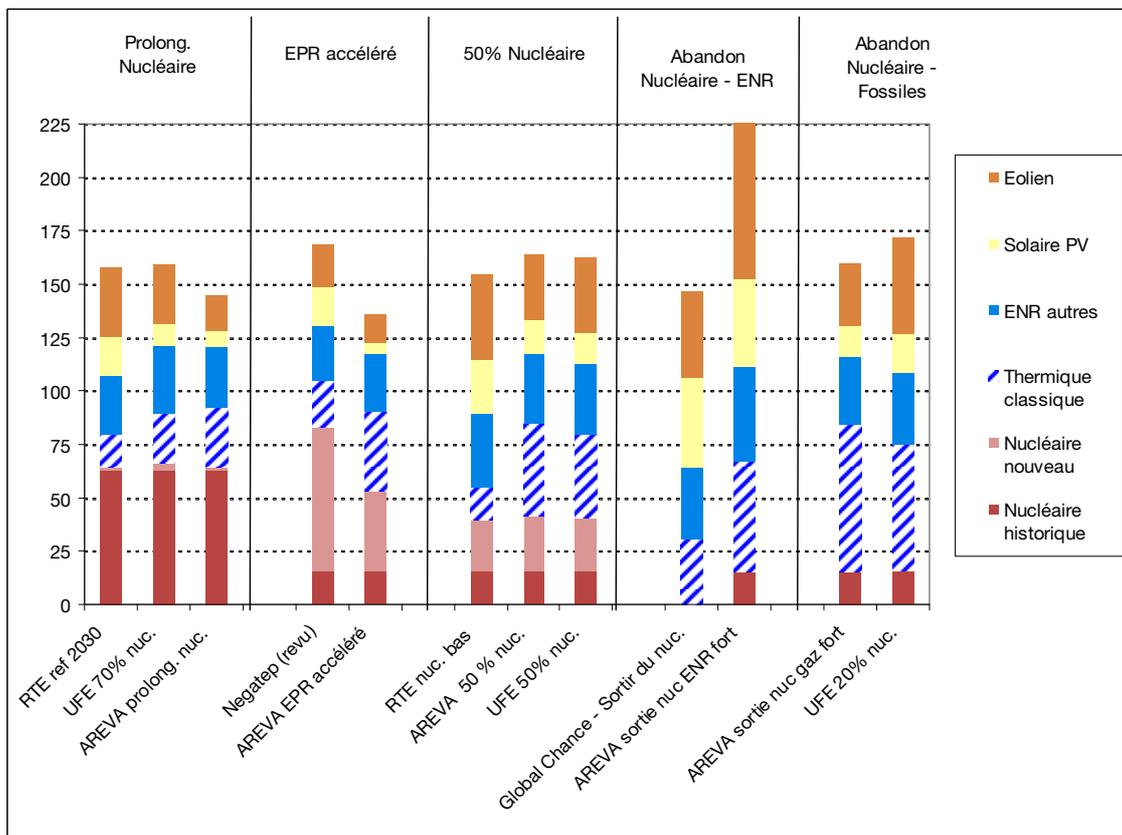
Dans ce paragraphe, les différents mix énergétiques des scénarios étudiés dans le chapitre précédent ont été regroupés en quatre familles proches des options envisagées par la saisine de la Commission et en effectuant compléments d'hypothèses dans la composition des mix afin de pouvoir les comparer plus 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 de « 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 3ème génération » et 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 de 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 alors 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 »).

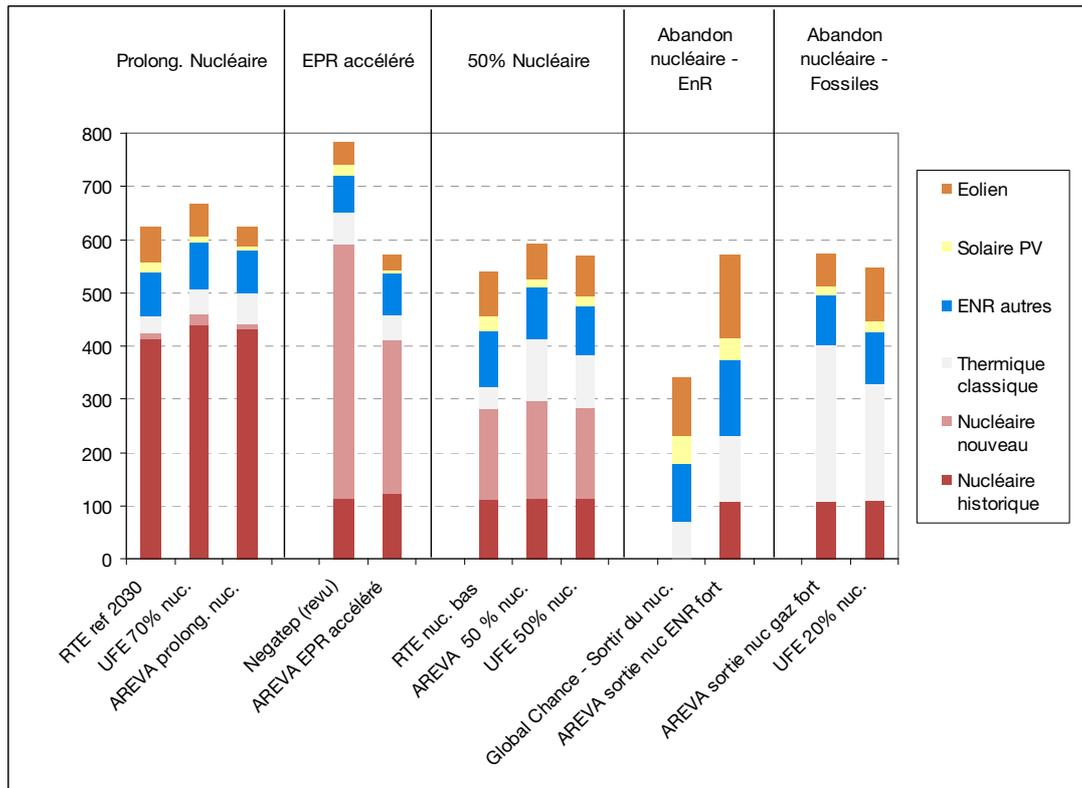
(1) Le scénario de réacteurs Gen-4 n'a pas été analysé ici car proche du scénario de nucléaire en continuité, avec un coût proche, dès lors que les conditions de construction de tels réacteurs sont réunies.

La typologie des divers scénarios apparaît bien dans le diagramme triangulaire présent dans le paragraphe 3.1 de ce chapitre et montrant l'évolution de chacun d'eux vers le nucléaire, les fossiles ou les EnR. 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 :

Graphique 3 : Scénarios à 2030 par options - Capacités en GW



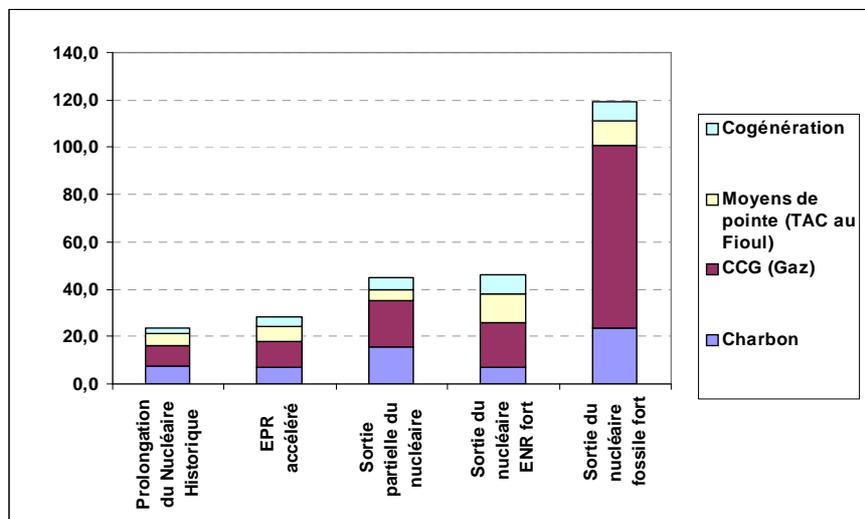
Graphique 4 : Scénarios à 2030 par options – Production en TWh



• 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 aux rendements des différentes centrales à ce moment-là.

Graphique 5 : Emissions de CO₂ par options en 2030 (en millions de tonnes)



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 soit européens (3 x 20 %), soit 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 nécessaire au système électrique 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 résultat ci-dessous.

- **Coût complet de la production d'électricité en 2030**

Ces quatre familles 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 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.

(1) Celles-ci peuvent être effectuées facilement, soit approximativement à la lecture des histogrammes reproduits dans les différents paragraphes présentant les résultats, soit précisément grâce aux tableaux de résultats complets fournis en annexe.

(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 €/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.

Les résultats sont fournis sous la forme du coût complet moyen (moyenne des différents coûts des filières pondérée par les productions respectives). A l’intérieur de chaque famille de scénarios, représentant chaque option, sans anticiper sur les résultats, les coûts présentent une dispersion suffisamment faible pour permettre de tirer les enseignements souhaités¹.

Les scénarios présentent 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 4².

j) 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 ont été réévaluées, en particulier pour le charbon, dont le coût ici n’inclut pas le CO₂, et le PV. Ce dernier recouvre à la fois des technologies au sol, moins coûteuses et des panneaux en toitures. 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 ci-dessous (tous les coûts sont des coûts moyens en 2030 exprimés en euros constants de 2011) :

Filière	Coût complet
Charbon	60 €/ MWh
Hydraulique	55 €/ MWh
Thermique ENR	100 €/ MWh
Eolien Onshore	70 €/ MWh
Eolien Offshore	110 €/ MWh
PV	160 €/ MWh

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 bordés 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, même ce cela est déjà dit ailleurs dans ce rapport, 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 qui peuvent s’avérer très élevés pour certaines technologies (par exemple l’éolien en mer, où ils peuvent atteindre plusieurs dizaines d’euros par MWh).

(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 4.3, qui peuvent apporter un biais aux évaluations économiques.

ii) Hypothèses sur les coûts du nucléaire

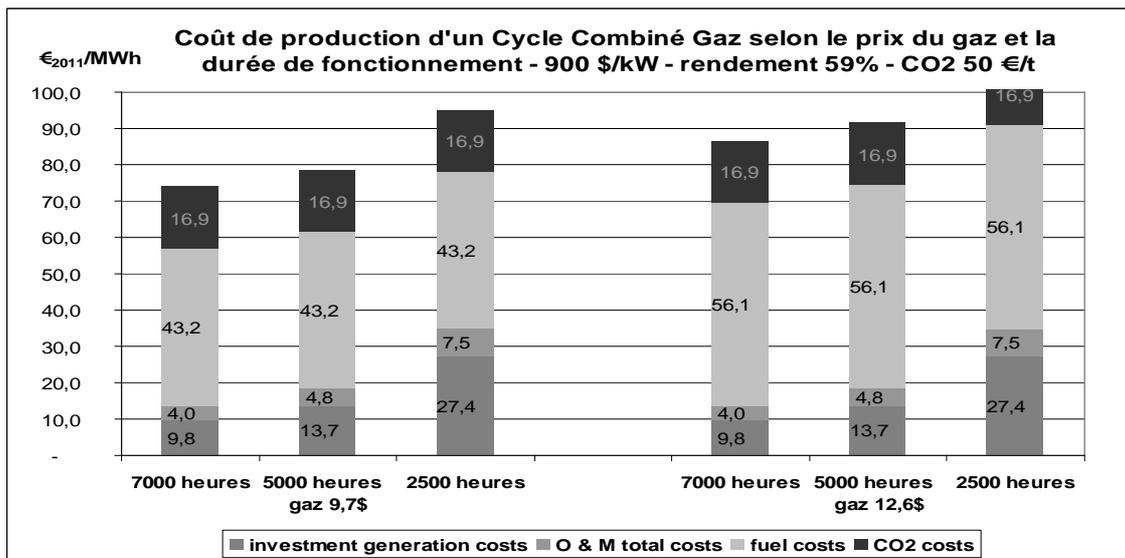
Pour le nucléaire historique, le coût moyen retenu pour 2030 est de 39€₂₀₁₁/MWh, ce qui correspond aux évaluations faites dans le rapport « Champsaur ». Celui-ci ne tient pas compte des prescriptions de l'ASN post Fukushima, mais il s'agit d'un coût moyen sur 2011-2025. Au-delà de 2025, il n'y a pas d'évaluation du coût de production du nucléaire historique, 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. Mais, 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 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 [-10 % - +10 %], soit 35 et 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 Comptes¹.

Nucléaire	coût nucléaire bas	coût nucléaire haut
<i>Nucléaire nouveau</i>	55 €/ MWh	75 €/ MWh
<i>Nucléaire historique</i>	35 €/ MWh	43 €/ MWh

iii) 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 ¾ 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 :



(1) Audition de Mme Pappalardo du 21 décembre 2011.

Le tableau ci-dessous reprend également le coût moyen des autres moyens 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
<i>prix du gaz</i>	<i>9,7 \$/MBtu</i>	<i>12,6 \$/MBtu</i>
CCG (Gaz) 7000 heures	57 €/ MWh	70 €/ MWh
CCG (Gaz) 2500 heures	78 €/ MWh	91 €/ MWh
Moyens de pointe	200 €/ MWh	240 €/ MWh
Cogénération fossile	100 €/ MWh	120 €/ MWh

La durée de fonctionnement de 7000 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 2500 heures correspond soit à une utilisation en semi-base, soit à une utilisation en back-up d'énergies intermittentes¹.

iv) Résultats Variante « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut »

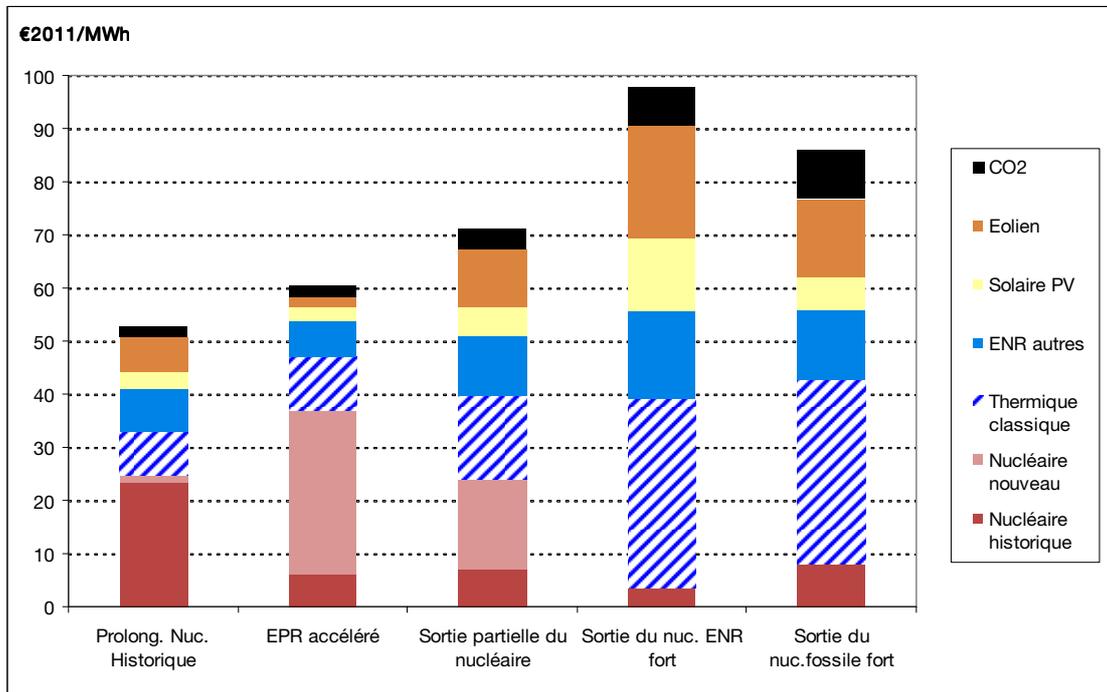
Les résultats sont fournis sous la forme d'histogrammes, la hauteur totale de chaque barre de l'histogramme correspondant à la moyenne des coûts complets moyens du MWh des scénarios de l'option. A titre illustratif, la part de chaque filière est représentée et permet d'estimer quel est son poids dans la composition de ce 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 plus faible que dans les autres scénarios, 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 ceux où le nucléaire est abandonné, ce sont les scénarios 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.

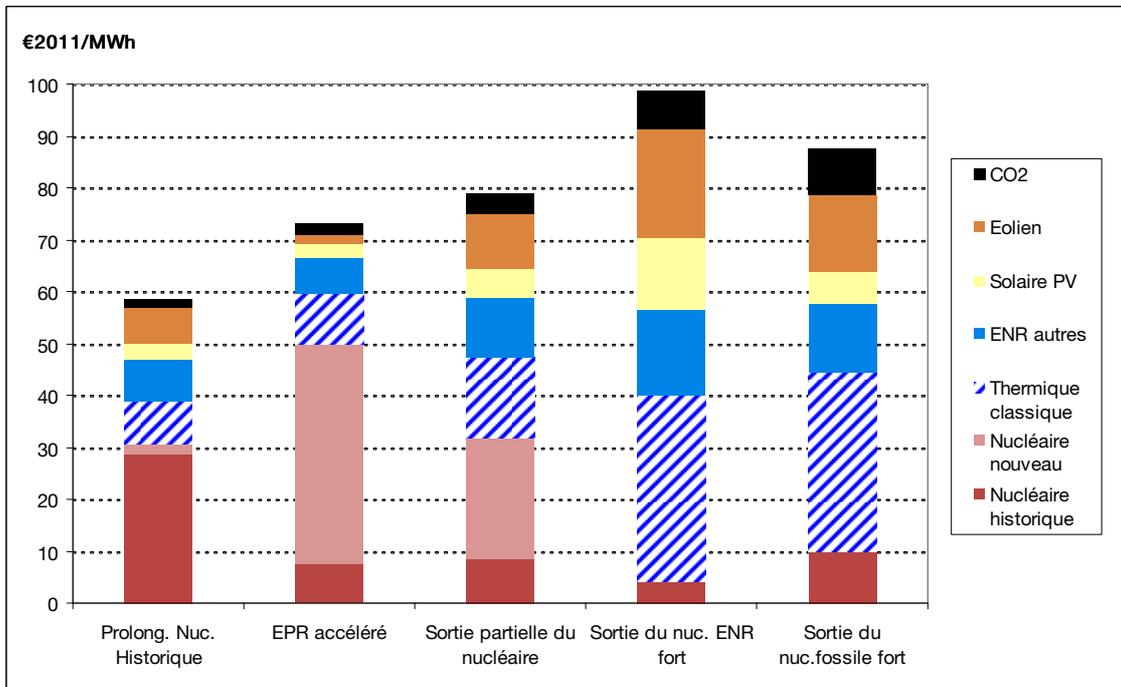
¹ L'idéal serait de reprendre les durées d'utilisation par scénario et de calculer le coût complet correspondant. Les durées d'utilisation sont évaluées à partir de modèles dynamiques d'équilibre offre/demande, ce que seuls RTE et dans une certaine mesure l'UFE ont réalisé. Les autres scénarios ne distinguent pas les moyens thermiques entre eux et mériteraient une analyse plus approfondie quant à leur viabilité. Ces types de calcul, réservés à des équipes spécialisées disposant de modèles ad-hoc, dépassent largement le cadre de cette étude.

**Graphique 6 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas et prix du gaz
haut**



v) Résultats Variante « coût du nucléaire haut - prix du gaz haut »

**Graphique 7 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire haut et prix du gaz haut**

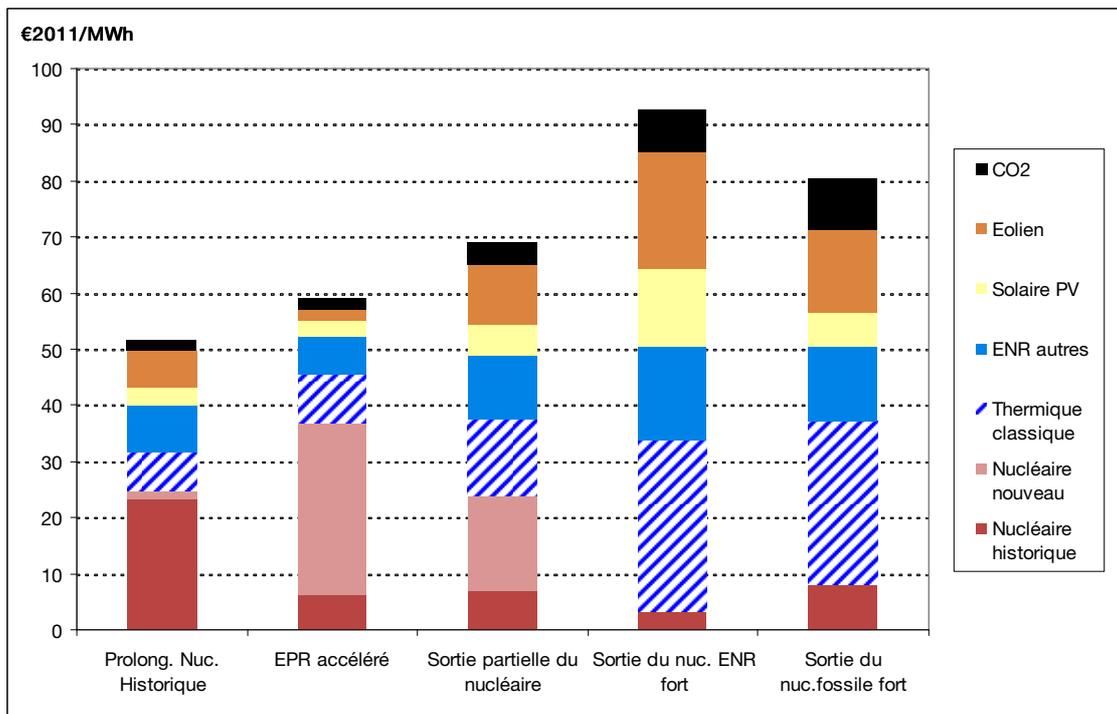


Toujours sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire historique restent les plus avantageux, même si l'écart se réduit avec les scénarios de

l’option « EPR accéléré ». Les scénarios de sortie partielle du nucléaire apparaissent pénalisés par leur fort pourcentage d’EnR.

vi) Résultats Variante « coût du nucléaire bas - prix du gaz bas »

**Graphique 8 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas et prix du gaz bas**

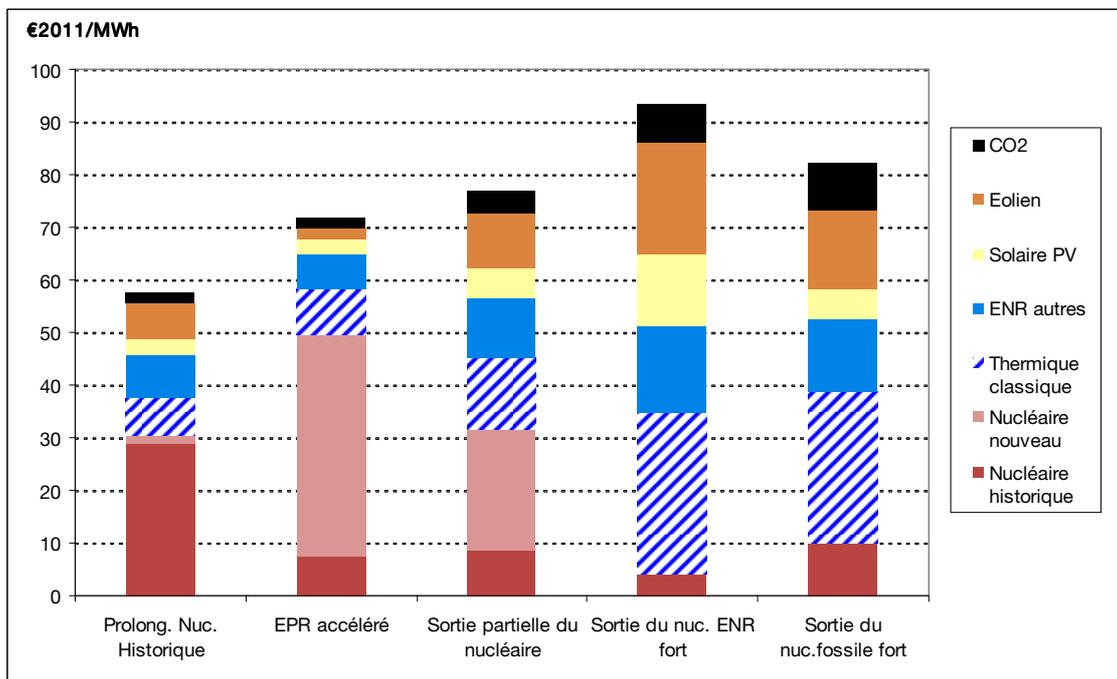


Avec des coûts du nucléaire historique dans le bas de la fourchette, même avec du gaz à un prix plutôt économique, il reste intéressant de prolonger les tranches en fonctionnement. Par contre le nucléaire en développement (EPR) se retrouve en compétition directe avec le gaz même si l’on intègre sa composante CO₂. Le critère de sélection entre les deux filières est à rechercher 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 demeurent plus élevés que ceux conservant une certaine capacité nucléaire, à cause de la proportion d’EnR significative de leur mix et de la part CO₂. Ces scénarios engendrent en effet des émissions de CO₂ supérieures à 100 millions de tonnes par an.

vii) Résultats 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. Par contre 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.

**Graphique 9 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire haut et prix du gaz bas**



viii) Résultats 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.

**Graphique 10 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas, prix du gaz haut, et coût des ENR haut**

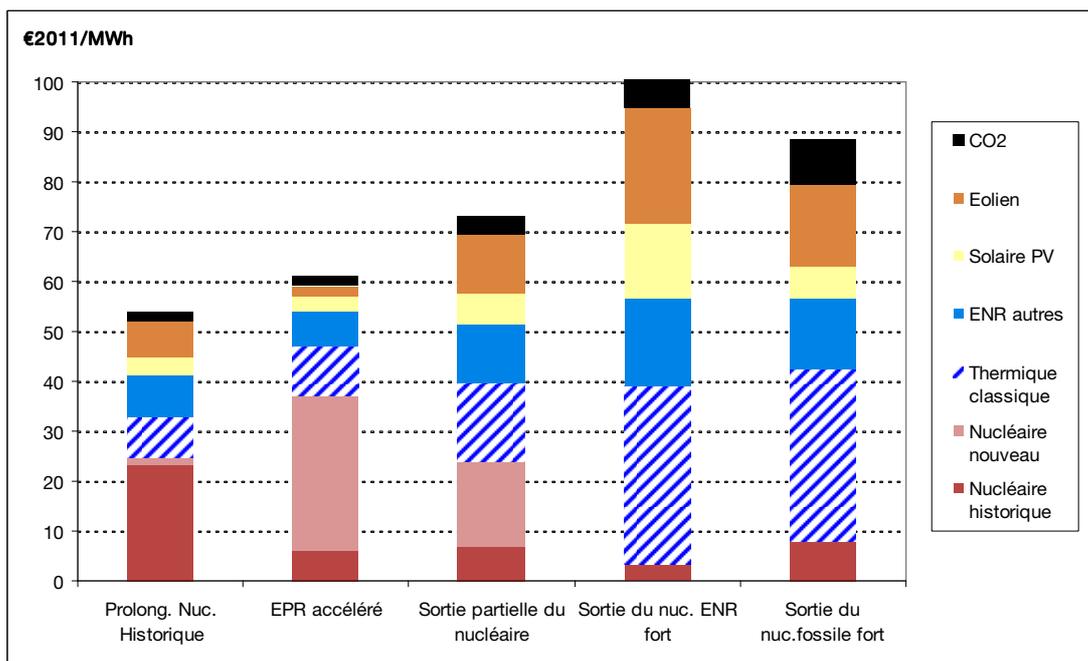


Tableau récapitulatif par variantes et par options

Le tableau ci-dessous 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 à l’intérieur de la famille.

**Tableau 3 : Coûts complets de production du kWh en 2030
(exprimés en euros 2011)**

<i>Options - €2011/MWh</i>		<i>Prolong. Nuc. Historique</i>	<i>EPR accélééré</i>	<i>Sortie partielle du nucléaire</i>	<i>Sortie du nuc. ENR fort</i>	<i>Sortie du nuc.fossile fort</i>
<i>Nucléaire bas - Gaz haut</i>	<i>haut</i>	53,7	62,8	74,1	106,7	86,8
	<i>moy.</i>	52,8	60,5	71,2	97,8	85,9
	<i>bas</i>	51,0	58,9	65,9	93,8	84,7
<i>- id - ENR haut</i>	<i>haut</i>	54,8	63,6	75,9	112,9	89,4
	<i>moy.</i>	54,0	61,1	73,2	102,2	88,5
	<i>bas</i>	52,5	59,3	68,3	97,3	87,2
<i>Nucléaire haut - Gaz haut</i>	<i>haut</i>	59,6	74,6	81,9	106,7	88,4
	<i>moy.</i>	58,6	73,2	79,0	98,6	87,7
	<i>bas</i>	56,6	72,2	73,8	94,9	86,9
<i>Nucléaire bas - Gaz bas</i>	<i>haut</i>	52,5	61,1	71,2	102,0	81,1
	<i>moy.</i>	51,6	59,1	69,1	92,6	80,4
	<i>bas</i>	50,3	57,6	64,9	88,3	79,4
<i>Nucléaire haut - Gaz bas</i>	<i>haut</i>	58,4	72,9	79,0	102,0	82,7
	<i>moy.</i>	57,5	71,7	76,8	93,4	82,2
	<i>bas</i>	56,0	70,9	72,9	89,5	81,6

Note : dans les options où le nucléaire est majoritaire (« Prolongation » et « EPR accéléré »), leur 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 graphiques ci-dessus 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 Md€ 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.

viii) Précautions d’usage et éléments de conclusion

Même si cela a déjà été dit dans ce rapport, il faut répéter que des coûts de production doivent être utilisés avec certaines précautions d’usage compte tenu en particulier de la grande incertitude qui règne, tant sur les prix des combustibles, et en particulier du gaz, que sur les autres composantes de l’investissement (matière première, main d’œuvre, principalement qualifiée, ...).

(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.

L'éclairage apporté par ce type d'évaluation a également ses limites car certains paramètres non pris en compte, peuvent revêtir une importance capitale bien que pas toujours quantifiable comme :

- la sécurité d'approvisionnement, particulièrement en ce qui concerne le gaz, car les ressources sont très concentrées, et les pays producteurs ne sont pas toujours politiquement très stables. Cette question mérite un développement en soi ;
- les risques divers liés par exemple à la localisation (source d'eau de refroidissement, acceptabilité, ...), qui peuvent s'avérer 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 mérite également un développement en soi, l'affectation des coûts devant théoriquement se faire en partie à celui des 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 et est difficilement concurrencé par le gaz, même avec des prix assez bas. Ce constat n'apparaît 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.

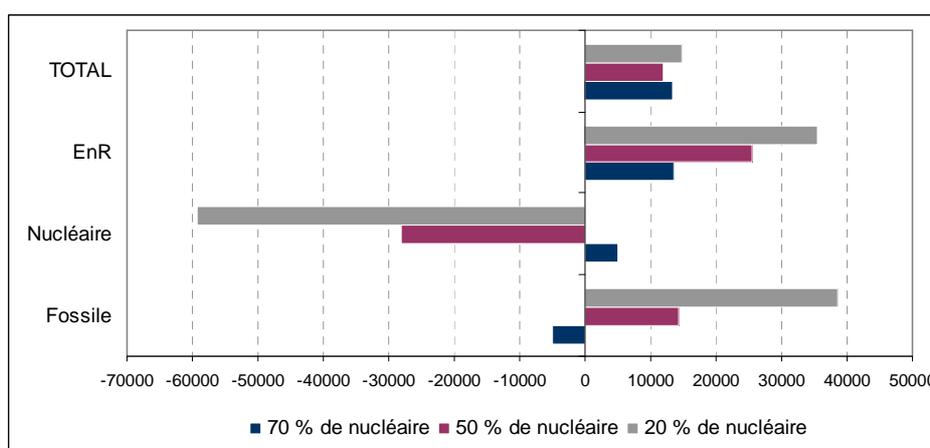
- **Ordre de grandeur des conséquences macroéconomiques sur le PIB et l'emploi**

Les conclusions et résultats présentés dans ce paragraphe proviennent en particulier du modèle Némésis (laboratoire Erasme, Centrale Paris) et des analyses du CAS. 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 de rapporteurs. D'autres contributions de modèles macroéconomiques ont été reçues, mais n'ont pu faire l'objet d'un tel examen approfondi dans les délais impartis et sont donc traitées plus succinctement à la fin du paragraphe.

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 CAS (confirmées par le modèle Némésis), 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 Energie Climat, 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 2 EPR, et le développement d’énergies 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, quelque 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, comme plusieurs intervenants l’ont rappelé lors des auditions, 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

(1) Hypothèse : « 70 % de nucléaire » : 23 GW fossile, 66,4 GW nucléaire, 28 GW éolien, 10 GW PV ; « 50 % de nucléaire » : 39 GW fossile, 40,7 GW nucléaire, 35 GW éolien, 15 GW PV ; « 20 % de nucléaire » : 59 GW fossile, 15,7 GW nucléaire, 45 GW éolien, 18 GW PV. Les emplois dans l’hydraulique ne sont pas pris en compte car nous faisons l’hypothèse que ceux-ci ne varient que faiblement 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).

effets liés à une baisse de l'investissement en France, elle aurait des impacts au-delà des frontières françaises, 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 impactée.

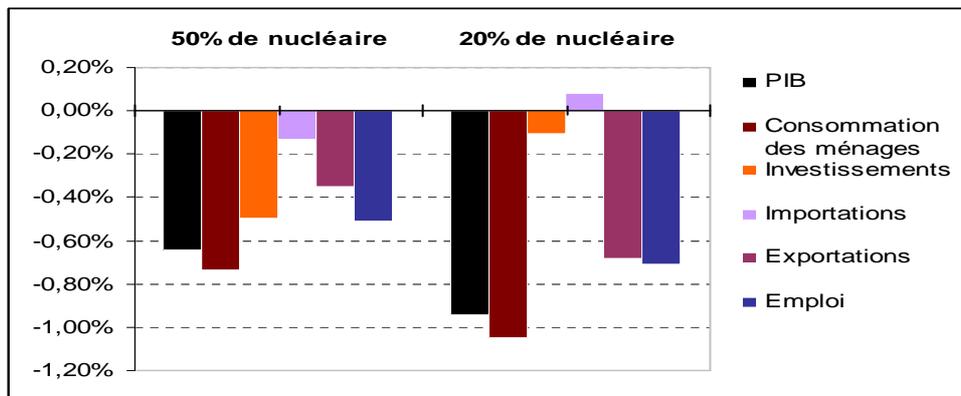
Deuxièmement, en l'absence de capacité de stockage de l'électricité compétitif, la France pourrait avoir recours aux centrales thermiques (soit à l'importation d'énergies fossiles) ou aux importations d'électricité pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables. La balance commerciale pourrait 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 cela est le cas aujourd'hui).

Troisièmement, il faut également considérer l'impact du prix de l'électricité sur les ménages et sur les entreprises. Ainsi une hausse du prix de l'électricité pèserait sur les dépenses énergétiques des ménages. Mais à l'inverse, elle inciterait les ménages à consommer moins d'énergie. Le pouvoir d'achat des ménages résultant dépend donc de l'hypothèse relative à l'élasticité de la demande au prix. Le modèle Némésis 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 et 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 parc nucléaire, reconduction à 50 %, abandon - 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 Némésis, 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, que sont le PIB, l'emploi, la balance commerciale, la consommation des ménages, et l'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. Tout 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 ci-dessous 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 contribution à la commission. 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 annexe des travaux de cette commission, ce qui n'a pas pu être le cas pour celles de ThreeMe² dans les délais impartis. Malgré les différences d'hypothèses sur les coûts de production et les mix de remplacement, on retrouve 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 Three-Me, 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 de l'ordre de 0,5 % de PIB et de 100 000 à 150 000 emplois (détaillées pour NEMESIS) à 2030 constituent un ordre de

(1) Hypothèse : « 70 % de nucléaire » : 46 TWh fossile, 462 TWh nucléaire, 60 TWh éolien, 11 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 16 TWh de autres EnR ; « 50 % de nucléaire » : 100 TWh fossile, 284 TWh nucléaire, 77 TWh éolien, 17 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 21 TWh de autres EnR ; « 20 % de nucléaire » : 219 TWh fossile, 110 TWh nucléaire, 100 TWh éolien, 20 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 26 TWh de autres EnR. Les prix HT de l'électricité (voir Figure 3) pour les consommateurs et les firmes sont accrus de 10 % et 13 % respectivement dans le scénario 50 % par rapport au scénario S70, tandis qu'ils augmentent de 20 % et 28 % dans le scénario 20 %.

² 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.

grandeur raisonnable pour l'option de réduction à 50 % du nucléaire par rapport à celle de son maintien.

De plus, ce que montrent les modèles qui présentent des résultats en termes d'emplois, c'est que les chiffres d'emplois induits sont d'un ordre de grandeur bien supérieur aux emplois directs (d'une dizaine de milliers d'emplois) : **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 ») est proposé pour chaque option afin d'obtenir une vision synthétique et comparable.

A) Choix d'un arrêt des réacteurs existants au bout de 40 ans d'exploitation

- Option d'accélération du passage à la 3ème 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 a priori 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 (back-up, stockage et smart grids) - 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, smart grids, etc.	Menaces sur l'industrie française du recyclage, renoncement implicite à l'option de flexibilité que permettrait la 4 ^{ème} 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 Etats-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 (back-up, stockage et smart grids) - 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, smart grids, 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
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 (cf. cas des Etats-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)		

B) 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 (quelle 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,...		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	
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)	

C) Option d'accélération du passage à la 4ème génération (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 objectif 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	