

COMMENT RÉPONDRE À LA DEMANDE DE LA FRANCE EN ÉNERGIE

Rémy Prud'homme

9 décembre 2011

I - Introduction	1
II - La situation actuelle	4
Formes d'énergie et secteurs de consommation.....	4
Cas de l'électricité.....	6
Sécurité.....	9
Rejets de CO2.....	10
Coûts et prix.....	12
Indépendance énergétique.....	17
Finances publiques.....	19
III - Les évolutions prévisibles	24
Demande d'énergie de la France.....	24
Contraintes.....	26
Prix des combustibles fossiles.....	29
Frontières technologiques.....	31
IV - Les politiques envisageables	34
Scénarios du fil de l'eau.....	36
Scénarios de la disparition du nucléaire.....	41
Scénario de négaWatt.....	48
IV - Conclusion	57
Références	59
Acronymes et ratios utilisés	61

I - Introduction

Le débat sur l'énergie qui s'amorce est plutôt mal engagé. Il se focalise sur « la part du nucléaire » : 0% exige l'un, 50% dit l'autre, 80% souhaite un troisième. On a parfois l'impression que certains des participants à ce débat ne savent pas très bien de quoi ils parlent et confondent part du nucléaire dans l'offre d'énergie et part du nucléaire dans l'offre d'électricité. La simplicité, pour ne pas dire le simplisme, du choix ainsi proposé contraste fâcheusement avec la complexité de la réalité de la demande et de l'offre d'énergies.

Il y a contraste également entre la nature de long terme des choix énergétiques et les réactions émotionnelles de très court terme qui semblent parfois déterminer les propositions ou les postures. L'énergie s'accommode très mal des a-coups, des changements de cap, ou des attermoissements. Les décisions prises – ou non-prises – aujourd'hui marqueront l'avenir de l'énergie en France durant les vingt ou trente prochaines années. Dans certains cas, comme celui des lignes internationales à haute tension, il faut une dizaine d'années pour mener à bien un projet, dont l'absence limitera pourtant le champ des possibles. Dans d'autres cas, l'incertitude attachée à la pérennité d'une filière donnée est un obstacle majeur au recrutement d'ingénieurs de qualité, qui est pourtant un préalable à la pérennité de cette filière.

Et que dire des critères utilisés ou proposés pour faire un choix ? On dirait qu'il n'y en a qu'un seul : la sécurité ou l'insécurité du nucléaire, comme le montre la référence rituelle à Fukushima. En réalité, au moins cinq critères essentiels doivent être pris en compte dans la réflexion sur une politique énergétique :

- la sécurité des personnes, des biens et de la nature est bien entendu un critère majeur;

- les rejets de CO₂ sont un second critère ; il y a seulement quatre ans, lors du Grenelle de l'Environnement, la réduction de ces rejets était l'alpha et l'oméga de toute politique, et tout devait être sacrifié à cet objectif ; il ne faudrait pas aller d'un excès à un autre, et oublier aujourd'hui cette considération qui demeure importante;

- le coût économique des choix proposés est un troisième critère ; toutes les énergies n'ont pas le même coût, et ne pas choisir celles qui consomment le moins de ressources rares (capital, travail, ressources naturelles) c'est réduire la croissance et amputer le pouvoir d'achat, et en particulier celui des moins aisés; on rattachera à ce critère les considérations de politiques de l'emploi et de politique industrielle ;

- l'indépendance énergétique est également un critère important ; dans le monde incertain qui est le nôtre les énergies principalement domestiques

sont bien préférables aux énergies totalement dépendantes de l'étranger, du point de vue du commerce extérieur aussi bien que du point de vue de la sécurité des approvisionnements;

- l'impact sur les finances publiques est devenu au cours des années récentes un critère incontournable ; toutes choses égales par ailleurs, les choix qui augmentent les recettes des budgets publics, ou du moins qui sont neutres pour les budgets publics, sont préférables à ceux qui impliquent des subventions ; on ne peut pas faire de la réduction de la dette et des déficits publics un impératif catégorique et simultanément engager des dépenses qui nous mettent sur le chemin de la Grèce.

Finances publiques : quelques ordres de grandeur

Les lecteurs peu familiers avec les finances publiques de la France noteront les ordres de grandeurs suivants, qui leur permettront de mieux apprécier l'importance relative des différents coûts et subventions évoqués. En 2011, on a, en milliards d'euros :

Dépenses de la culture	3
Dépenses de la justice	10
Dépenses des universités	10
Impôt sur le revenu (IRPP)	50
Déficit annuel 2011	100

On s'efforcera dans cette note de présenter les principaux éléments d'une réflexion sur les politiques envisageables pour répondre à la demande d'énergie de la France. On le fera en essayant premièrement de présenter *la situation actuelle*, ce qui nous donnera l'occasion de montrer qu'il n'y a pas de mesure simple de « l'énergie », mais qu'il y a au contraire des énergies (au pluriel) qui ne peuvent pas s'additionner et se remplacer simplement. On continuera, deuxièmement, par une évocation des *évolutions probables* de l'économie et de la technologie dans le domaine au cours des décennies à venir. Troisièmement, on s'interrogera sur les *politiques possibles*, en examinant des scénarios envisageables ou envisagés au regard des cinq critères présentés ci-dessus.

II - La situation actuelle

Formes d'énergie et secteurs de consommation

Pour analyser la situation actuelle de la demande d'énergie en France, il est indispensable de distinguer entre les secteurs consommateurs (la demande) et entre les types d'énergie (l'offre). En simplifiant beaucoup, on peut considérer trois grands secteurs : l'industrie et l'agriculture, le logement et les bureaux, les transports ; et trois formes d'énergie : le pétrole, le charbon et le gaz, et l'électricité¹. A chaque usage, sa forme - ou ses formes - d'énergie.

Les transports, par exemple, utilisent principalement du pétrole, sous forme d'essence et de gazole ; les transports ferroviaires, dont la part dans l'ensemble des transports est faible (environ 10%), utilisent un peu d'électricité. Les possibilités de substitution de forme d'énergie pour les transports sont, au moins actuellement, très modestes. L'industrie consomme de l'énergie sous les trois formes. Mais pas pour les mêmes usages. Pour certains processus industriels, comme l'électrolyse par exemple, seule l'électricité convient. Pour d'autres, comme la production de fonte à partir du minerai de fer, pas moyen de se passer du charbon (sous forme de coke). Là encore, les possibilités de substitution sont limitées. Il en va de même pour l'énergie consommée par les logements et les bureaux. Si pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, plusieurs formes (gaz, fuel, charbon, électricité) sont en concurrence, pour beaucoup d'autres usages, de l'éclairage à la télévision en passant par internet, l'électricité est seule à faire l'affaire.

Cette spécificité, cette non-substituabilité, des formes d'énergie a une importante conséquence statistique. Il est dangereux, et en toute rigueur impossible, d'additionner et de comparer la consommation des différentes formes d'énergie. Elle ne s'exprime pas dans les mêmes unités. La consommation de pétrole se mesure en tonnes-équivalent pétrole (tep). La consommation de charbon

¹ C'est le souci de ne pas trop compliquer un tableau déjà complexe qui nous conduit à ignorer ici la biomasse, la géothermie, les pompes à chaleur, ou le solaire non-électrique, qui sont des formes secondaires mais pas négligeables.

en tonnes. Celle de gaz en m³, ou en tep. Celle d'électricité en kiloWatt-heures (KWh). On ne peut pas sans danger additionner des tep et des KWh.

On le fait cependant, en utilisant des facteurs de conversion calculés par les énergéticiens, qui permettent d'exprimer tonnes de charbon ou KWh en tonnes-équivalent pétrole (tep). Mais ces facteurs sont conventionnels, et discutables. C'est ainsi qu'un KWh d'électricité nucléaire est officiellement égal à 0,00026 tep, alors qu'un KWh d'électricité thermique ou éolienne est officiellement égal à 0,000086 tep², trois fois moins – comme si à un moment donné et dans un lieu donné un KWh d'électricité n'était pas égal à un autre KWh d'électricité ! Ils sont également trompeurs, car l'utilité d'une tep de charbon n'est pas égale à l'utilité d'une tep d'électricité, il s'en faut de beaucoup. Une autre façon de faire, peu utilisée, consiste à s'exprimer en euros, à mesurer l'utilité au prix effectivement payé par les consommateurs. C'est la méthode employée pour à peu près tous les biens : on ne mesure pas la production textile en m² en ajoutant des m² de T-shirts et des m² de robes du soir, on la mesure en valeur. Le tableau 1 présente le résultat de cet effort.

Tableau 1 – Demande d'énergie, par forme d'énergie et secteur d'utilisation, France, 2010

Secteur :	(en G€ [milliards d'euros])				
	Industrie & agriculture	Logement & bureaux	Transport	Total	Total (en %)
Forme :					
Pétrole	3,3	6,6	52,4	62,3	47%
Charbon	0,5	0,1	-	0,6	ε%
Gaz	6,1	18,6	-	24,7	19%
Electricité	10,8	32,9	1,0	44,7	34%
Total	20,7	58,2	53,4	132,3	100%
Total (en %)	16%	44%	40%	100%	

Sources & notes : On a construit ce tableau en multipliant, pour chaque case de la matrice, la quantité physique vendue par le prix unitaire. Les quantités physiques viennent de CGDD 2011c. Les prix viennent du site statistique du ministère du développement durable (www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/theme/energie-climat). Le tableau ignore les biocarburants, la géothermie, le bois, les pompes à chaleur, dont le poids reste modéré. Les prix sont des prix toutes taxes comprises : les 52,4 G€ de carburants routiers incluent une TIPP de 23,4 G€.

On voit que la demande d'énergie provient principalement de deux secteurs. Le premier, pour

² CGDD 2011a, p. 35

environ 60 milliards d'euros par an, est le secteur des logements et des bureaux (chauffage, éclairage, fonctionnement des appareils informatiques et électro-ménagers), et cette demande est principalement une demande d'électricité. Le second est le secteur des transports, pour plus de 50 milliards, et cette demande prend principalement la forme de carburants automobiles. Le tableau n'indique pas l'importance respective des ménages, des administrations et des entreprises dans ces secteurs, mais on sait par ailleurs que la part des ménages est majoritaire. Les secteurs de l'industrie et de l'agriculture contribuent pour environ 20 milliards par an, à la demande totale d'énergie.

Le tableau 1 montre que la demande d'énergie en France est pour un tiers environ une demande d'électricité. On note au passage le caractère excessif du slogan selon lequel la politique énergétique est une politique du « tout-nucléaire » : celui-ci représente moins de 30% de l'offre d'énergie.

Cas de l'électricité

L'électricité mérite une mention spéciale. Comme on va le voir, l'électricité est la forme d'énergie la plus susceptible d'être structurée par des politiques, ce qui justifie l'importance qu'on lui prête souvent dans l'analyse des politiques énergétiques. Cinq traits au moins distinguent fortement cette forme d'énergie des autres.

Premièrement, elle est en partie produite à partir du pétrole, du charbon ou du gaz (alors que la réciproque n'est pas vraie), mais elle aussi, et surtout, produite directement, avec des installations hydrauliques, nucléaires, éoliennes, ou photovoltaïques, dans des proportions qui peuvent varier beaucoup – et qui de fait varient beaucoup d'un pays à un autre.

Deuxièmement, alors que les autres énergies sont à plus de 90% importées, l'électricité peut être – et de fait, est en France – produite au pays à environ 90%.

Troisièmement, la filière des énergies fossiles implique principalement une activité commerciale, alors que la filière de l'énergie électrique est une véritable activité industrielle. Charbon, gaz et

pétrole sont à peu de choses près vendus et consommés tels qu'ils sont importés (même si le propos doit être nuancé en ce qui concerne le pétrole qui est transformé en essences ou en fiouls dans des raffineries). L'électricité, en revanche est toute entière fabriquée à partir de très peu de matières premières. Il n'y a bien entendu rien de péjoratif dans ce contraste : les activités commerciales de transport et de distribution ne sont pas moins nobles ou moins utiles que les activités industrielles. Mais ce sont des activités à moindre valeur ajoutée.

Quatrièmement, alors que pétrole, charbon, ou gaz peuvent être stockés, l'électricité ne peut pas, actuellement, être stockée d'une façon significative³. Par beaucoup de côtés, l'électricité est une forme d'énergie « supérieure » aux autres, mais elle a l'inconvénient d'être une énergie non-stockable. Favoriser le nucléaire, ou l'éolien, c'est favoriser l'électricité - et donc le non-stockable. Cette impossibilité de stocker l'énergie a une conséquence majeure : la nécessité de prendre en compte les variations dans le temps de la demande d'électricité. Cette demande varie dans le cours de la journée : elle connaît une pointe le matin, une autre plus forte le soir, et elle est très faible la nuit. Elle varie aussi dans le cours de l'année : faible durant les mois d'été, forte en décembre et janvier. Cela est vrai également de la demande de carburants automobiles ; mais cela n'a pratiquement aucune importance parce que l'on peut facilement stocker le carburant. Il en va bien différemment de l'électricité. L'utilité d'un KWh produit un soir d'hiver, lorsqu'on en a besoin, est bien plus élevée que l'utilité d'un KWh produit un jour d'été, lorsqu'on n'en a que faire. En toute rigueur, on ne peut pas additionner des KWh comme on additionne des litres d'essence. En pratique, on est souvent amené à le faire, mais il faut garder en tête que l'électricité a une dimension temporelle majeure.

Enfin, à la différence des autres formes d'énergie, l'électricité impose la distinction entre *puissance*, mesurée en Watts, et *production*, mesurée en Watt-heures. La puissance d'une installation, c'est sa capacité à produire. La production, c'est

³ L'électricité d'origine hydraulique fait partiellement exception. On peut en effet stocker dans les barrages de retenues l'eau qui fabrique l'électricité hydraulique.

la puissance multipliée par le nombre d'heures de fonctionnement :

$$\text{Production (Wh)} = \text{Puissance (W)} \times \text{durée de fonctionnement (h)}$$

La production se rapporte à une période de temps, par exemple une année. La puissance a du sens à un moment donné. Le tableau 2 présente la puissance, la production, et le nombre d'heure de fonctionnement des différents types d'électricité en 2010. Il appelle plusieurs commentaires.

Tableau 2 – Puissance et production électrique, France, 2010

	Puissance (GW)	Production TWh)	Fonctionnement (heures)(% temps)	
Thermique	27,1	59,4	2.190	25%
dont charbon	6,9	19,1	2.770	32%
dont fioul	5,6	7,9	1.410	16%
dont gaz	3,8	30,0	7.890	90%
dont renouvelables	1,2	4,8	4.000	46%
Hydraulique	25,2	68,0	2.700	31%
Nucléaire	63,1	407,9	6.460	74%
Eolien	5,2	9,6	1.850	21%
Photovoltaïque	0,6	0,6	1.000	11%
Total	122,4	550,3	4.500	51%

Sources et notes : Pour la puissance : RTE 2011b. Pour la production : RTE 2011a. La puissance est la puissance au milieu de l'année ; pour l'éolien et le photovoltaïque, dont la puissance augmente très rapidement on a pris la moyenne de la puissance installée au 1.1 et au 31.12. La troisième colonne est obtenue en divisant la deuxième colonne par la première ; pour l'éolien et le photovoltaïque on a la durée moyenne de fonctionnement à plein régime, mais en réalité ces installations fonctionnent plus longtemps à régime réduit.

Il montre d'abord le rôle dominant du nucléaire dans la production française d'électricité : environ 75% (et 2010 était une mauvaise année pour le nucléaire). Il est suivi par l'hydraulique, qui assure 12% de la production, et le thermique, pour 11%. La part de l'éolien est, en 2010, de 1,7% ; celle du photovoltaïque est encore négligeable avec 0,1% ; mais ces parts sont en augmentation très rapide.

Il montre que la durée moyenne de fonctionnement des différentes installations de production est très variable. Les raisons pour lesquelles ces installations ne fonctionnent pas 8.760 heures par an sont bien différentes. Pour le nucléaire, les centrales doivent être arrêtées de temps en temps pour la maintenance, la réparation, et le chargement-déchargement du combustible ; l'opérateur peut assez largement choisir le moment de ces

arrêts, et il choisit les mois d'été durant lesquels la demande est faible. Pour l'éolien et le photovoltaïque, c'est présence de vent et de soleil (pas les besoins des hommes) qui détermine la durée et le moment du fonctionnement et du non-fonctionnement. Pour l'hydraulique, la pluviométrie joue aussi un rôle, mais l'opérateur, notamment pour les centrales alimentées par des barrages de retenue, peut assez largement choisir le moment du fonctionnement. Pour le thermique, ce sont des considérations économiques qui prévalent : l'opérateur fait fonctionner les centrales thermiques, que l'on peut facilement faire démarrer et arrêter, pour répondre aux variations de la demande ; les centrales thermiques jouent ainsi un rôle de variable d'ajustement.

On voit ainsi que les données de puissance doivent être interprétées avec prudence. Elles ne veulent pas du tout dire la même chose selon le type de centrale considéré. Lorsqu'on lit dans la presse que telle ferme éolienne peut « satisfaire à la demande d'une ville comme Bordeaux », cela veut dire que *lorsqu'elle tourne à plein régime* elle produit assez d'électricité pour répondre à la demande de puissance de Bordeaux. Mais comme elle ne tourne à plein régime qu'un peu moins d'un quart du temps, cela veut dire aussi qu'avec cette seule énergie les Bordelais ne pourraient pas regarder la télévision les trois-quarts du temps.

Les performances du système français actuel peuvent être rapidement passées en revue au regard de nos cinq critères de choix.

Sécurité

Aucun processus industriel n'est exempt de risques. L'extraction du charbon tue (pas en France, mais là où le charbon est extrait). Il arrive aux pétroliers de faire naufrage, causant ainsi de terribles marées noires. Les réservoirs de gaz peuvent exploser. Les barrages hydrauliques ne sont pas totalement à l'abri de ruptures désastreuses. Les grandes éoliennes sont officiellement classées comme « installations à risque ». La fission nucléaire est un procédé intrinsèquement difficile à contrôler et produisant des matières radioactives potentiellement très nocives. Tous ces dangers sont bien réels. Mais beaucoup pensent qu'ils sont contrôlables, et contrôlés.

Si l'on considère l'expérience française des trente dernières années, on constate que les décès imputables à la production et au transport de l'énergie ont été extrêmement rares. La comparaison avec d'autres secteurs, comme la chimie, le bâtiment ou les transports, où les décès annuels sont malheureusement nombreux, cette comparaison est fortement à l'avantage de l'énergie, qui a été de fait une énergie dangereuse mais sûre. L'utilisation de l'énergie par les consommateurs domestiques et industriels (explosions, électrocutions), moins facilement contrôlable et de fait bien moins contrôlée, présente en revanche un bilan beaucoup moins remarquable.

Rejets de CO2

La combustion de l'énergie fossile est de loin la principale source d'émission de CO2, qui est le principal gaz à effet de serre, qui est une source (certains disent : la source, la seule ou la plus importante) du réchauffement climatique. Beaucoup pensent que réduire les émissions de CO2 doit être un objectif important des politiques publiques. Le Grenelle de l'Environnement en a même fait explicitement l'objectif majeur, auquel tout devait être subordonné. La contribution des différentes formes d'énergie aux rejets de CO2 est très variable, pour une unité donnée d'énergie consommée. Le tableau 3 donne les chiffres pour l'énergie consommée directement sous forme de combustibles fossiles, et pour l'électricité en fonction de son origine.

Table 3 – Rejets de CO2 par type d'énergie

	Par tep (tCO2/tep)	par KWh (kgCO2/KWh)	par € dépensé (kgCO2/€)
Combustibles fossiles :			
Pétrole	3,1		2,7-5,1
Charbon	4,0		25,8
Gaz naturel	2,3		2,7-4,5
Electricité			
Au pétrole (fioul)		0,80	7,2
Au charbon		0,96	8,6
Au gaz naturel		0,36	3,2
Hydraulique		zéro	zéro
Nucléaire		zéro	zéro
Eolien		zéro	zéro
Photovoltaïque		zéro	zéro

Sources et notes : Pour les combustibles fossiles : CGDD 2011c ; pour l'électricité : Eco2mix de RTE citant ENTSO-E, l'association européenne des gestionnaires de réseaux et l'AIE (www.rete-france.com). Les chiffres donnés négligent les émissions de CO2 liées à l'investissement des installations. Les prix viennent du site statistique du ministère du développement durable (www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/theme/energie-climat). Pour le pétrole, le premier prix correspond au pétrole consommé sous forme de gazole, le second sous forme de fioul domestique. Pour le gaz, le premier prix correspond au gaz domestique, le second au gaz industriel

On voit que, pour les combustibles fossiles directement utilisés, le charbon rejette (pour une tep) bien plus de CO2 que le pétrole, qui rejette lui-même bien plus de CO2 que le gaz naturel. Il en va de même pour l'électricité produite à partir des combustibles fossiles (pour un KWh produit). L'électricité produite par les autres sources, c'est-à-dire le nucléaire, l'hydraulique, l'éolien ou le photovoltaïque, en revanche, ne rejette pas du tout de CO2. La prise en compte du CO2 rejeté lors de la construction des installations nucléaires, éoliennes, hydrauliques ou photovoltaïque conduirait à nuancer ce propos en faisant apparaître des rejets positifs, mais ne changerait pas la hiérarchie des modes au regard du CO2.

Les rejets de CO2 d'origine énergétique d'un pays s'expliquent par la quantité d'énergie consommée et par la structure de cette énergie. Peu d'énergie consommée, et de l'énergie peu émettrice, égale faibles rejets. De ce point de vue, la France de 2010 est tout-à-fait exemplaire, comme le montre le tableau 4.

Tableau 4 – Rejets de CO2, pays choisis, 2008

	CO2/PIB (tCO2/PIB)	CO2/énergie (tCO2/terajoule)	CO2/KWh gCO2/KWh)
France	0.24	33.0	83
Allemagne	0.38	57.3	441
Italie	0.37	58.4	398
Royaume-Uni	0.29	58.5	487
Espagne	0.43	54.7	326
Danemark	0.27	60.8	308
Japon	0.22	55.5	436
Etats-Unis	0.48	58.5	535
Chine	2.50	73.4	745
Brésil	0.43	35.0	89
Inde	1.73	54.9	968
Russie	3.71	55.4	326

Sources et notes : IEA. 2010b. l'énergie est mesurée en terajoules d'offre d'énergie primaire.

En termes de rejets de CO2 par dollar (ou par euro) de PIB, c'est-à-dire d'intensité en carbone, la France est l'un des pays les plus efficace du monde. Dans le tableau 4, seul le Japon fait mieux. En Europe, seule la Suède fait mieux. Un pays comme l'Allemagne rejette par euro produit 60% de CO2 de plus que la France. La Chine – bizarrement présentée par certains en France comme un modèle en écologie – rejette par euro de PIB dix fois plus que la France ! Cette efficacité en carbone française ne s'explique pas par une moindre consommation d'énergie (relativement au PIB), mais par un recours plus important à l'électricité, et surtout à une électricité très économe en CO2. C'est ce que montre la dernière colonne du tableau 4. Le KWh électrique français est l'un des moins polluants du monde. Seuls, quelques pays comme la Suède, la Suisse ou le Brésil, où l'électricité hydraulique est abondante, font aussi bien que la France. Ce bon résultat reflète la part importante du nucléaire dans l'origine de l'électricité produite en France.

Coûts et prix

Le coût de l'énergie consommée directement (charbon, gaz, pétrole) est déterminé par les prix des marchés mondiaux, et il est en première approximation identique dans tous les pays du monde⁴.

⁴ Des différences dans les coûts de transport ou de raffinage, ainsi que des contrats de long terme, peuvent introduire des différences dans les coûts, mais celles-ci, au moins sur le moyen terme, restent très faibles (moins de 5%). Il n'en va pas de même pour les prix, élevés par des impôts ou abaissés par des subventions, qui varient considérablement d'un pays à un autre.

Les vraies variations concernent l'électricité. Le coût de production de l'électricité diffère selon l'origine : il n'est pas le même pour l'électricité nucléaire et pour l'électricité photovoltaïque. Quels sont ces coûts ?

Niveau des coûts - A cette question simple, réponses compliquées et incertaines. Pour une filière donnée, le coût du KWh dépend de nombreux facteurs : la durée annuelle de fonctionnement de l'installation, le prix des combustibles (qui varie beaucoup d'un mois à l'autre), la durée de vie des installations, le taux d'actualisation retenu. Ce coût varie dans le temps avec la technologie et la réglementation, en sorte que le coût d'aujourd'hui n'est pas celui d'hier et encore moins celui de demain. De plus, ceux qui détiennent l'information n'ont pas toujours intérêt à la rendre publique. Le cas des promoteurs de l'éolien peut être cité. D'un côté, pour faciliter le développement de leur activité, ils avancent des coûts faibles, égaux ou inférieurs aux coûts du nucléaire. Mais d'un autre côté, pour maximiser les subventions dont ils bénéficient, ils assurent que la filière ne peut pas se développer sans le maintien à son niveau actuel et élevé de ces subventions.

On s'appuiera ici sur un rapport de l'OCDE et de l'AIE de 2010⁵, qui constitue le document de référence sur ces coûts. Ils sont calculés sur la base d'environ 200 centrales récentes dans une quinzaine de pays, selon une méthodologie unique, dite des coûts normalisés qui permet des comparaisons entre pays et entre filières⁶. Les coûts

⁵ OCDE & AIE. 2010. La version anglaise peut être consultée gratuitement sur la toile. En outre, le gouvernement français établit également tous les cinq ou six ans « les coûts de référence de la production électrique ». La dernière version date de 2010. La version complète n'est pas publique. Un résumé, intitulé *Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique*, peut être consulté sur la toile. Pour le nucléaire et le thermique charbon et gaz il cache pudiquement les données en euros, et donne seulement des chiffres en pourcentage. Sur le site de la puissante ADEME (Agence pour le Développement des Economies et de la Maitrise de l'Energie, on trouvera une rubrique intitulée « tout ce qu'il faut savoir sur l'énergie éolienne ». cette rubrique ne consacre pas un mot, encore moins un chiffre, aux coûts de cette énergie. On ne mentionne la chose que pour souligner le peu d'intérêt porté par les agences officielles à la question des coûts.

⁶ Le coût normalisé (levelized) est le prix qui égaliserait la somme des coûts actualisés et la somme des gains (des ventes)

donnés sont des coûts médians (il y a autant de valeurs au dessus qu'en dessous), qui ne sont pas nécessairement exactement les coûts français. D'un autre côté, l'indépendance et la compétence de l'AIE et de l'OCDE sont indiscutables, et donnent à ces coûts une autorité que des estimations hexagonales ne sauraient avoir.

Le coût standardisé prend en compte des dépenses, et des ventes, intervenant à des dates très différentes, sur une longue période de temps. Il est donc sensible au coût d'actualisation. C'est pourquoi l'AIE-OCDE présente les coûts correspondants à deux taux : 5%, et 10%. On a retenu ceux obtenus avec un taux de 5%, pour plusieurs raisons. C'est le taux le plus proche du taux d'actualisation officiel français, fixé à 4%. C'est un taux bas, en ligne avec la demande constante des écologistes, qui voudraient voir utilisés des taux encore plus bas (comme ceux du rapport Stern). Enfin, le choix du taux importe assez peu pour la comparaisons des filières nucléaires, éoliennes et solaires, qui sont également caractérisées par d'importants investissements initiaux.

On note que le coût de production de l'électricité nucléaire ainsi calculé, 4,18 centimes/KWh⁷ est très proche du prix auquel EDF est tenue de vendre une partie de sa production à ses concurrents, qui est 4,14 centimes d'euros/KWh. On note aussi que les coûts de l'éolien terrestre (6,9 centimes) et du photovoltaïque (29,3 centimes) sont assez proches des prix auxquels EDF est tenue d'acheter ces électricités (8 centimes et 31 centimes respectivement). Ils sont inférieurs d'environ 10% à ces prix. On s'autorisera de cette proximité pour évaluer le coût de l'éolien maritime, qui n'est pas fourni dans l'étude de l'AEI-OCDE, à 90% du prix d'achat imposé de l'éolien maritime (13 centimes), soit 11,7 c/KWh.

actualisés ; les couts sont donnés avec des taux d'actualisation de 5% et de 10%. Ils prennent en compte le coût des rejets de CO₂, à un coût de 30\$ (21€) la tonne, ainsi que les couts de démantèlement des centrales.

⁷ Les prix sont généralement exprimés en euros par MWh (millions de Watt-heures) ; pour éviter au lecteur non-spécialiste la peine d'avoir à jongler entre KWh, MWh, GWh et TWh, on a préféré s'exprimer en centimes par KWh ; il va sans dire que 4 c/KWh = 40 €/MWh.

Tableau 5 – Coûts unitaires (par KWh) de l'électricité, par filière de production, 2008

	Coût total (c/KWh)	dont : Coût de fonctionnement (c/KWh)
Nucléaire	4,18	1,71
Thermique au gaz	6,13	5,44
Thermique au charbon	4,44	3,44
Eolien terrestre	6,91	1,56
Eolien maritime	11,70	nd
Solaire	29,34	2,14

Source : AIE & OCDE 2010, p. 105, sauf pour l'éolien maritime. Les coûts sont des coûts normalisés calculés avec un taux d'actualisation de 5%. Les coûts de fonctionnement comprennent, dans des proportions très variables selon les filières, les coûts de maintenance, les coûts de combustibles, l'externalité de CO₂, et les coûts de démantèlement. Les coûts donnés sont la valeur médiane des ensembles de cas utilisés. AIE & OCDE 2010 ne donne pas de chiffres pour l'éolien maritime ; on en a fixé le coût total à 90% du prix de rachat obligatoire en France. Les coûts sont donnés en dollars dans la source utilisé ; ils ont été ici convertis en euros au taux de 1€=1,4\$.

Le tableau est incomplet. Manquent notamment les coûts de l'électricité hydraulique, et de l'électricité produite à partir de la biomasse, des biogaz, ou des déchets. L'hydraulique est une source importante d'électricité actuelle en France, mais une source négligeable d'électricité future en France. Les autres filières sont certes intéressantes, mais un consensus semble exister sur le fait que leur développement restera modeste dans les décennies à venir.

Structure des coûts – Plus important peut-être encore que le niveau des coûts de production des différentes énergies est la structure de ces coûts, c'est-à-dire la part relative des coûts d'investissement et des coûts de fonctionnement. Cette part est en effet très variable selon le type d'énergie. On a une dichotomie très marquée entre : (i) les combustibles fossiles dont le coût est principalement un coût de fonctionnement, et (ii) l'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque dont le coût est principalement un coût d'investissement. Si la demande de carburants automobiles, ou de gaz, ou d'électricité produite dans une centrale au gaz, augmente, on peut satisfaire cette demande sans procéder à des investissements coûteux (il faut bien des gazoducs, et des centrales au gaz, mais leur coût est faible relativement au coût du gaz), et le coût marginal de ces énergies est à peu près égal à leur coût moyen.

Il en va bien différemment pour l'énergie nucléaire ou hydraulique ou éolienne ou photovoltaïque. Une fois les installations construites, le coût marginal de production est faible. Mais une centrale nucléaire qui ne fonctionnerait que quelques heures par an produirait de l'électricité à un coût exorbitant. C'est la raison pour laquelle le « tout nucléaire » serait une absurdité économique, et n'est préconisé par personne.

Dans un pays donné pour une année donnée, le coût moyen du KWh est la moyenne de ces coûts, pondérée par l'importance des différentes origines. Cette importance relative dépend du parc d'installations, et aussi de l'habileté avec laquelle les opérateurs font, à chaque instant, appel à la source la moins coûteuse - à cet instant là.

A ce jeu, la France est excellente. On en a la preuve dans les prix bas de l'électricité qui y prévalent. En l'absence de subventions ou de taxes spécifiques ou de profits monopolistiques, les prix reflètent assez bien les coûts. Le tableau 6 donne les prix pour les ménages et pour les industriels.

Tableau 6 – Prix de l'électricité, pays choisis, 2010

Usage	domestiques		industriels	
	(cent./KWh)	indice	(cent./KWh)	indice
France	13	100	7	100
Allemagne	24	185	11	157
Italie	20	154	14	200
Royaume-Uni	14	108	10	143
Espagne	17	131	12	171
Danemark	27	208	9	128
Japon	16	123	11	157
Etats-Unis	8	63	6	80
Chine	5	38	8	114

Sources et notes : Pour l'Europe et le Japon : Eurostat. *Energy Price Statistics* [<http://epp.eurostat-ec.europa>]. Pour les Etats-Unis : IEA. 2010a. Pour la Chine : US Energy Information Administration [www.eia.gov/cneaf/electricity/epm/tables_5_6_b]

On voit que les prix de l'électricité en France sont particulièrement bas. Dans la plupart des pays d'Europe, les utilisateurs paient beaucoup plus cher qu'en France l'électricité qu'ils consomment. Les industriels italiens ou les ménages danois paient le double de ce que paient leurs collègues français. Dans des pays comme la Chine ou l'Inde, les prix sont plus bas qu'en France, mais c'est parce que la production d'électricité est assurée par du charbon bon marché ou/et y est subventionnée. Ces bas prix

français reflètent des coûts faibles, qui résultent eux même de la part importante du nucléaire dans le mélange électrique français. Les prix élevés danois et espagnols reflètent les coûts élevés de ces champions de l'éolien et du photovoltaïque.

Indépendance énergétique

La question de savoir si l'énergie consommée en France est produite au pays ou importée de l'étranger (et dans ce cas de quels pays) est également importante. En principe, acheter à l'étranger n'est ni mieux ni plus mal qu'acheter au pays. Mais dans un domaine aussi stratégique que l'énergie, cette affirmation doit être nuancée. Les conséquences d'une rupture des approvisionnements (improbable, mais pas impossible) seraient si dramatiques qu'un certain degré d'indépendance énergétique est considéré comme très désirable. La France est totalement dépendante des importations pour le charbon, le gaz et le pétrole. Elle est au contraire largement indépendante pour l'électricité hydraulique, nucléaire, éolienne, et photovoltaïque. Le nucléaire a bien besoin d'uranium, qui est largement importé, mais qui ne pèse pas très lourd en poids et en argent et peut facilement être stocké, en sorte qu'il n'a guère d'impact sur l'indépendance de ce mode. Les éoliennes et les panneaux photovoltaïques sont bien largement importés, mais de beaucoup de pays, d'une façon qui ne met pas non plus en cause l'indépendance de ces modes.

On peut considérer que la consommation d'un pays est égale à la production domestique (D) augmentée des importations nettes des exportations (I)⁸, et définir le taux d'indépendance (t) comme le rapport de la production domestique à la consommation :

$$t = D / (D+I)$$

Les statistiques de l'Agence Internationale de l'Energie permettent de calculer ce taux de dépendance pour les pays de notre échantillon, d'une façon homogène. C'est ce que fait le tableau 7, en distinguant les pays qui ont la chance de bénéficier de ressources naturelles fossiles (pétrole, charbon, gaz), et ceux qui n'ont pas cette chance.

⁸ En ignorant les pertes, qui ne sont pas totalement négligeables.

Tableau 7 – Indépendance énergétique, pays choisis, 2008

	Taux
Pays jouissant de ressources fossiles :	
Royaume-Uni	74%
Danemark	112%
Etats-Unis	73%
Chine	92%
Brésil	89%
Russie	150%
Allemagne	39%
Pays sans ressources fossiles :	
France	50%
Portugal	17%
Italie	15%
Espagne	20%
Belgique	24%

Source : IEA. 2010a. pp. 48-57.

Les premiers, comme le Royaume-Uni ou le Danemark (qui ont le pétrole et le gaz de la mer du Nord), et *a fortiori* la Russie (un gros producteur et exportateur de gaz) ont évidemment un taux d'indépendance énergétique élevé. Mais parmi les seconds, la France se distingue par un taux d'indépendance raisonnable (50%), plus élevé que le taux de l'Allemagne qui dispose pourtant de ressources charbonnières (39%), de l'Italie (15%) ou de l'Espagne (20%). La France est vulnérable au risque de rupture d'approvisionnement ou de fluctuation erratiques des prix, mais elle l'est bien moins que la plupart de ses grands voisins.

La France importe et exporte de l'électricité. Mais les exportations (12% de la production en 2010) sont beaucoup plus importantes que les importations (7% de la production). La France est donc un exportateur net, à hauteur de près de 30 TWh (en 2010, qui fut une mauvaise année de ce point de vue), soit la production annuelle de trois centrales nucléaires. Il ne faut pas trop vite en conclure que la France a trois centrales de trop. L'électricité importée et l'électricité exportée ne le sont pas aux mêmes moments, et ces mouvements de sens inverse ont pour principal effet de diminuer le coût auquel la demande est satisfaite.

*Finances publiques*⁹

D'une façon générale, la production et la consommation d'énergie en France sont peu taxées ou subventionnées (au-delà de la fiscalité normale). Il y a cependant deux exceptions notables.

La première concerne les carburants, qui sont très lourdement imposés du fait de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) devenue la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE). La TIPP est assise sur le volume (pas sur le prix) de tous les produits pétroliers, mais à des taux très variables selon le produit : très élevé pour le super, moins élevé pour de diesel, bien moins élevé pour le fioul de chauffage ou le fioul utilisé par la SNCF. En 2010, elle a rapporté environ 24 milliards d'euros (G€). Elle est elle-même soumise à la TVA au taux de 19,6%. Cette TVA sur TIPP, cette taxe « normale » sur une taxe spécifique, doit être considérée comme un impôt spécifique, pas comme une taxe normale. Le montant de la fiscalité spécifique des carburants s'élève donc à près de 29 G€ par an. L'essentiel de ce montant est constitué par la fiscalité spécifique des carburants automobiles.

La seconde concerne l'électricité éolienne et photovoltaïque, qui sont fortement subventionnées par le mécanisme des obligations d'achat à prix élevé¹⁰. EDF a l'obligation d'acheter - qu'elle en ait besoin ou non - toute l'électricité éolienne et photovoltaïque produite par un particulier ou une entreprise. A 8 centimes/KWh pour l'éolien terrestre, 13 centimes/KWh pour l'éolien maritime, à 32-42 centimes/KWh pour le photovoltaïque intégré au bâti (en forte baisse au cours des deux dernières années), pendant des périodes de 10 ou 20 ans. La différence entre ces prix et le coût de l'électricité remplacée par ces achats est une subvention.

⁹ A titre de comparaison, en 2010, les dépenses publiques s'élèvent à 3 milliards pour la Culture, à 10 milliards pour l'ensemble des universités, à 10 milliards également pour la Justice ; et le produit de l'impôt sur le revenu des personnes physiques s'élève à un peu moins de 50 milliards.

¹⁰ En réalité, toutes les énergies renouvelables, comme la biomasse, le biogaz, la méthanisation, bénéficient d'obligation d'achats. On les ignore ici pour alléger l'analyse.

Pour mesurer l'importance de la subvention, il faut comparer ce prix d'achat obligatoire à un prix ou un coût de référence. Quel coût de référence choisir à cet effet ? On peut en imaginer trois. Le premier est 4,2 centimes/KWh, le prix auquel EDF est tenue de vendre une partie de l'électricité nucléaire qu'elle produit - qui est également, on l'a vu, le coût normalisé du kWh nucléaire. Le second est 1,7 centimes, la partie fonctionnement du coût du kWh nucléaire, au motif que les kWh qu'EDF est obligée d'acheter se substituent à des kWh nucléaires qui seraient produits à ce coût de fonctionnement. Le troisième est le « prix du marché », comme le propose une étude de l'OCDE, présentée dans son Etude économique de la France pour 2011 (OCDE 2011, p. 151), et qui aborde ce problème. Le concept est séduisant pour un économiste, mais pas aussi simple qu'il y paraît, car il n'y a pas un vrai marché unique de l'électricité en France. Heureusement, une analyse attentive de cette étude de l'OCDE montre que ses auteurs ont en pratique utilisé un prix de 4,2 centimes, qui coïncide avec le premier de nos trois coûts de référence. Nous retiendrons donc ce chiffre comme coût de référence.

Il permet de produire le tableau 8, qui donne une estimation du montant des subventions implicites dans les tarifs d'achat : 0,52 milliard d'euros, soit 520 millions. Le montant est en 2010 modeste, mais il est en augmentation rapide.

Tableau 8 – Coût des subventions à l'éolien et au solaire, France, 2010

	Eolien Total terrestre	Eolien maritime	Solaire
Tarif d'achat (c/KWh)	8,0	13,0	31,0
Prix référence (c/KWh)	4,2	4,2	4,2
Subvention (c/KWh)	3,8	8,8	26,8
Production (TWh)	9,6	-	0,6
Subvention (G€)	0,36	-	0,16

Sources : voir texte

Le mot de « subvention » utilisé ici ambigü. Les obligations d'achat sont bien des subventions pour ceux qui en bénéficient. Mais elles ont une particularité : elles apparaissent peu ou pas dans les comptes publics. La législation fait obligation à EDF d'acheter le type d'électricité subventionné bien au dessus du coût de production de l'électricité nucléaire. EDF n'est pas un

philanthrope, et répercute dans ses prix de vente ce surcoût, qui est donc supporté par le consommateur d'électricité plutôt que par le contribuable. L'obligation d'achat s'analyse donc comme une taxe spécifique sur la consommation d'électricité, couplée avec une subvention à l'électricité éolienne et photovoltaïque¹¹. Cette taxe est fortement régressive, parce que la consommation d'électricité augmente moins vite que le revenu : elle pèse donc davantage (en pourcentage du revenu) sur les pauvres que sur les riches.

La plupart des pays européens, en particulier l'Allemagne et l'Espagne, disposent également de systèmes d'obligations d'achat pour les énergies dites renouvelables. L'étude de l'OCDE citée (OCDE 2011, p. 151) donne pour l'année 2010 des estimations, ou des fourchettes d'estimation, des subventions correspondantes dans ces deux pays¹². Pour l'Allemagne les « subventions directes aux producteurs découlant des tarifs d'achat » s'élèvent à 2,1 G€ pour le solaire et à 2,7 G€ pour l'éolien, soit environ 5 milliards pour ces deux énergies renouvelables. Pour l'Espagne le montant correspondant est d'environ 3 milliards.

Les obligations d'achat ne sont pas la seule forme de subvention utilisée, notamment en France. Existente également (i) des subventions directes à l'investissement éolien et photovoltaïque, offertes en particulier par les régions, (ii) des prêts à taux zéro pour financer ces investissements, (iii) des systèmes d'amortissements accélérés, et (iv) des crédits d'impôts. On ne dispose d'aucune estimation du montant de ces subventions. Mais elles ne sont pas négligeables et les chiffres du tableau 8 sont donc des sous-estimations.

Une subvention - comme par exemple l'obligation d'achat à prix élevé - correspond pour partie à un surcoût et pour une autre partie à une rente :

$$\text{Subvention} = \text{Surcoût} + \text{Rente}$$

¹¹ Cette taxe fait partie des taxes qui alimentent un « fonds du service public de la production d'électricité » qui sert également à compenser les surcoûts liés à l'insularité de certains départements d'outre-mer.

¹² L'étude de l'OCDE donne des fourchettes pour ces subventions ; dans un souci de simplification, on a pris la moyenne arithmétique de la valeur haute et de la valeur basse.

Les prix d'achat élevés de l'éolien et du photovoltaïque sont justifiés par les coûts relativement élevés de cette énergie. En l'absence de subvention, aucune électricité de ce type ne serait produite. Mais ces prix d'achats élevés peuvent également générer des rentes. La vente de la Compagnie du Vent en 2007 en apporte la preuve et suggère un ordre de grandeur¹³. Cette petite société consacrée à l'éolien disposait d'un parc éolien de 100 MW, et surtout d'un portefeuille d'autorisations d'implantation de 400 MW. Le coût de l'investissement du parc de 100 MW peut être estimé, avec les données de l'AIE-OCDE (2010), à 170 M€. GDF-Suez acheta 51% des parts pour 300 M€¹⁴. Cela veut dire que le marché valorisait à environ 430 M€¹⁵ le seul droit d'exploiter 500 MW pendant la durée de vie de ces installations. On a là une mesure de la rente éolienne. Le parc actuel étant de 5.200 MW, la rente créée par les obligations d'achat au prix fixé peut être estimée, pour ce parc, à environ 4,5 milliards d'euros.

En ce qui concerne les autres formes d'énergie en France, les finances publiques sont pratiquement neutres. Le charbon, le gaz et le pétrole importés ne sont soumis à aucune taxe spécifique et ne bénéficient d'aucune subvention¹⁶. Il en va de même pour l'électricité hydraulique et nucléaire. L'affirmation, constamment répétée, que le nucléaire a été et continue d'être subventionné ne repose sur rien de sérieux. Les centrales hydrauliques, puis nucléaires, ont été financées par des emprunts de long terme contractés par EDF (comme il est naturel et désirable pour des investissements de très long terme), qui ont ensuite été remboursés, intérêts et principal, avec le produit des ventes d'électricité.

¹³ Cette affaire est publique. Voir, par exemple *Les Echos*, 13 novembre 2007.

¹⁴ Il est amusant de noter que beaucoup de ceux qui s'indignent de voir le PDG d'une entreprise de 100.000 salariés gagner un million d'euros par an se félicitent de voir le fondateur d'une entreprise de 80 personnes empocher d'un coup 300 millions d'euros pour avoir obtenu des autorisations de construire des éoliennes. Inutile de préciser que ce fondateur n'a rien à se reprocher : il a seulement, en entrepreneur plus avisé ou plus rapide que d'autres, su exploiter la rente créée par des dispositions législatives ou réglementaires.

¹⁵ $600 - 170 = 430$

¹⁶ Il en va différemment du charbon en Allemagne, subventionné à hauteur d'environ 10 G€ par an. Mais cette subvention est indépendante de la politique de l'énergie allemande, qui consomme beaucoup de charbon mais qui pourrait l'importer au lieu d'en subventionner la production.

Lorsque EDF était une entreprise publique, elle bénéficiait de la garantie explicite ou implicite de l'Etat, mais cette garantie n'a jamais coûté un euro (ou pour mieux dire un franc) au contribuable. L'argument selon lequel la filière nucléaire aurait été développée par le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) n'est guère recevable. Le CEA, qui a conçu et produit les bombes atomiques françaises, a bien développé, sur fonds publics, une filière nucléaire civile (dite graphite-gaz), et une ou deux petites centrales de ce type ont été construites dans les années 1960. Mais cette filière a été rapidement abandonnée au profit d'une autre filière développée aux Etats-Unis (par Westinghouse), ultérieurement « francisée » par EDF, qui n'a donc pas bénéficié des dépenses de recherche-développement consacrées à la filière du CEA.

Globalement, la situation actuelle de la France en matière d'énergie apparaît plutôt satisfaisante, plus satisfaisante en tous cas que celle de la plupart des autres pays du monde – et en particulier que celle de l'Allemagne, à qui nous sommes par ailleurs constamment invités à nous référer. C'est ce que montre le tableau 9.

Tableau 9 – Comparaison France-Allemagne, 2010

	Allemagne	France	Commentaire
Prix de vente électricité :			
Ménages (c/KWh)	24	13	Moins cher
Entreprises (c/KWh)	11	7	Moins cher
CO2 :			
t de CO2/€ de PIB	38	24	Moins polluant
gr de CO2/KWh électricité	441	83	Beaucoup moins
Dépendance énergétique	61%	50%	Moindre
Subventions EnR (G€)	5	0,5	Bien moindre

Sources : tableaux 2, 5 et 7 supra. Note : EnR = énergies renouvelables

Satisfaisante, la situation semble l'être pour la sécurité, puisque aucun accident mortel n'a été enregistré au cours des dernières décennies dans le secteur (sauf erreur de notre part). Elle l'est également pour les rejets de CO2, qui sont parmi les plus bas du monde, très inférieurs à ceux de l'Allemagne (par euro de PIB ou par KWh d'électricité ou par habitant). Elle l'est aussi en matière de coûts et de prix, puisque nos prix sont notablement inférieurs aux prix allemands. En ce qui

concerne la sécurité des approvisionnements, en dépit de progrès, la France reste dépendante de l'étranger, mais l'est nettement moins que l'Allemagne. En matière de finances publiques, la comparaison est également favorable puisque le secteur de l'énergie est un contributeur net aux budgets publics, davantage qu'en Allemagne où le poids des subventions aux énergies renouvelables et à l'extraction de charbon est bien plus lourd. Force est de constater que ce bilan globalement favorable est dans une large mesure dû à la part plus large qu'ailleurs du nucléaire dans la production d'électricité.

III – Les évolutions prévisibles

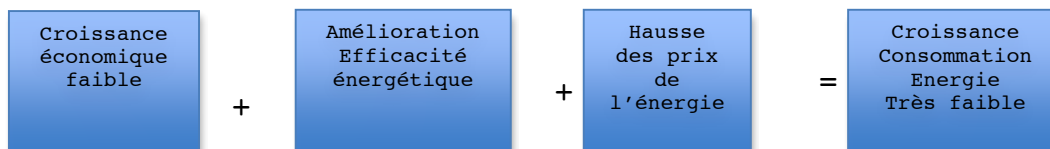
Que le présent soit satisfaisant ne veut pas dire que le futur – qui est ce qui importe – le sera également. Il convient donc de s'interroger sur les contraintes et les opportunités qui vont ou qui pourraient survenir dans les années à venir. L'exercice est d'autant plus difficile qu'il ne doit pas viser seulement le futur proche, mais bien un horizon de plusieurs décennies.

Demande d'énergie de la France

La première question qui se pose est : que sera la demande d'énergie de la France en 2020, en 2030, en 2050 ? La réponse dépend de beaucoup de facteurs, et en particulier du PIB de la France (de son montant, de sa structure, de sa distribution), et du prix de l'énergie – ou pour mieux dire des énergies – en France, qui dépendent eux-mêmes pour partie des prix mondiaux et pour partie des politiques françaises. On a cependant de bonnes raisons de croire que l'augmentation de la demande va être faible ou très faible, sinon nulle, et peut-être même négative. Il ne faut pas confondre l'évolution de la consommation d'énergie dans le monde, qui va être forte, avec l'augmentation de la consommation d'énergie en Europe et en France, qui va être bien plus modeste. L'évolution de la demande dans le temps n'est pas exponentielle, mais bien plutôt logistique, et nous avons certainement dépassé le point d'inflexion de cette courbe.

La croissance économique de moyen ou long terme de la France ne devrait pas être supérieure à 2% par an. L'efficacité énergétique (la consommation

d'énergie par euro de PIB) s'améliore constamment, de près de 1% par an. Cela entraînerait une augmentation de la consommation d'énergie de 1% par an. Mais la probable hausse du prix des énergies devrait réduire encore ce taux, à environ 0,6% ou 0,7% par an. Une croissance économique moindre, une efficacité énergétique meilleure, ou une hausse de prix plus forte, conduirait à une croissance de la consommation d'énergie nulle ou négative



Si l'on se reporte au tableau 1, on voit que les deux composantes principales de la demande d'énergie sont les carburants automobiles et la consommation d'électricité.

La consommation de carburants automobiles en France *diminue* depuis 2002, sous le double effet d'une stagnation de la circulation et d'une diminution de la consommation de carburants par véhicule*km. Les régions qui voyaient dans la TIPP une recette fiscale assurée de croître, se sont battues pour en obtenir une part ; elles ont eu gain de cause, mais constatent maintenant que cette recette stagne ou décroît. Il n'y a aucune raison de penser que les décennies à venir ne seraient pas comparables (de ce point de vue) à la décennie passée.

L'évolution passée et future de la consommation d'électricité est analysée en détail et présentée dans un rapport de Réseau de Transport de l'Electricité (RTE 2011b). Le taux de croissance de la consommation d'électricité diminue régulièrement et fortement : de plus de 7% par an dans les trente Glorieuses, il était de 2% en 2000, et de seulement 1% en 2010. La prolongation de cette courbe fait apparaître un taux de croissance (de la consommation en France) nul ou négatif dans les décennies à venir. Deux projections peuvent être retenues.

La première, formulée et argumentée par RTE, est une augmentation modeste de la consommation d'électricité. RTE prévoit, par rapport à 2010, une

augmentation de 9% d'ici 2020 (sur toute la période, pas par an), et de 15% d'ici 2030.

La deuxième est celle d'une stagnation de la consommation à son niveau actuel. Il n'est en effet pas interdit de penser que les prévisions des électriciens souffrent d'un léger « biais d'optimisme », comparable au célèbre biais d'optimisme qui caractérise les prévisions de trafic routier et plus encore ferroviaire.

Contraintes

De fortes contraintes caractérisent l'évolution du paysage énergétique. On en mentionnera quatre.

Aversion croissante pour le risque – Une première contrainte est une aversion croissante pour le risque. Elle se manifeste bien entendu d'abord en ce qui concerne l'électricité nucléaire. Il ne faut d'ailleurs pas en exagérer la portée. Beaucoup en France pointant du doigt l'Allemagne, la Suisse et l'Italie, concluent que « le monde a tourné la page du nucléaire ». En réalité, 62 réacteurs nucléaires sont actuellement en construction dans une quinzaine de pays.

Cette aversion croissante pour le risque n'est pas limitée au nucléaire. La construction de lignes électriques à haute tension (qui sont par ailleurs de plus en plus nécessaires) rencontre des difficultés croissantes, comme on l'a vu pour la ligne France-Espagne. Cette aversion croissante pour le risque engendre des délais et des hausses de coûts considérables. Il est facile de prévoir que des coupures de courant, si elles devaient survenir, seraient extrêmement mal tolérées.

Réduction du CO2 – La nécessité de réduire les rejets de CO2 reste une contrainte forte pour les politiques énergétiques. Elle a totalement dominé les débats pendant plusieurs années (c'est ainsi, par exemple, que le rapport du Centre d'Analyse Stratégique sur « *Les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050* », qui date de 2008¹⁷, est presque uniquement consacré à ce thème). Elle est moins à la mode actuellement. Mais l'importance de cette nécessité n'a pas disparu.

¹⁷ Syrota 2008

De toutes façons, elle a donné lieu à toutes sortes d'engagements législatifs, au niveau de l'Europe ou de la France. La France, par exemple, s'est formellement engagée par la loi à diminuer par 4 les rejets de CO₂ du pays. Des contraintes draconiennes ont été votées sur la consommation d'énergie dans les bâtiments nouveaux - qui impliquent, notamment, l'interdiction du chauffage électrique¹⁸. Au niveau européen, pour les grandes entreprises, un marché des rejets de CO₂ a été créé, qui obligera ces entreprises à réduire leurs rejets (et donc leur consommation d'énergie) ou leur activité. Le projet d'une taxe carbone assise sur les rejets de CO₂ (mais aussi sur l'électricité nucléaire qui ne rejette pas de carbone !) a été mis en discussion. Il n'a pas abouti, peut-être parce qu'il faisait double emploi avec les autres instruments existants (la TIPP pour les transports, les normes pour le bâtiment, et les quotas échangeables pour l'industrie). Mais il reste sur la table, et dans les programmes de beaucoup de partis.

La situation des finances publiques - Dans la plupart des pays de l'OCDE, la situation des finances publiques s'est beaucoup détériorée au cours des années récentes. Les dépenses des Etats (et des collectivités territoriales, et de la sécurité sociale) ont augmenté plus rapidement que les impôts, engendrant des déficits annuels, et une augmentation de la dette publique à des niveaux insoutenables. La nécessité d'inverser ce processus fatal est maintenant largement reconnue. Elle est particulièrement impérieuse en France, qui est le pays où le ratio dépense publique/PIB est le plus élevé *du monde*¹⁹. Le retour à des situations d'endettement public durable prendra, dans la meilleure des hypothèses, une bonne douzaine d'années. Cela veut dire que la contrainte finances publiques pèsera dans les décennies à venir sur toutes les politiques, et donc sur les politiques énergétiques.

Les mesures ou les évolutions impliquant des dépenses publiques supplémentaires seront de plus en plus difficiles à mettre en œuvre. Déjà, en 2010 et 2011, des pays comme l'Espagne, le Royaume-Uni,

¹⁸ Ce qui a du reste pour effet de condamner à mort toute une filière industrielle employant plusieurs milliers de travailleurs très qualifiés.

¹⁹ Pour être précis, la France est n° 2, derrière l'Irak, selon les chiffres du FMI (la Corée du Nord étant hors concours).

l'Allemagne – et la France – ont réduit sensiblement le prix des achats obligés d'électricité éolienne ou photovoltaïque : on peut y voir une première réponse à la pression de cette contrainte budgétaire nouvelle, réponse qui devra être suivie de beaucoup d'autres.

L'Europe – L'Europe intervient d'une double façon dans la détermination du cadre institutionnel et économique qui contraint les politiques et les marchés de l'énergie.

Premièrement, l'Europe intervient d'une façon « idéologique », en exerçant sur les pays membres des pressions pour la création d'un environnement concurrentiel. Elle oblige chacun des pays membres (ou plus exactement, chacun des pays membres s'oblige) à créer un cadre concurrentiel, avec, pour chaque énergie, plusieurs opérateurs opérant à armes égales. Plus de monopole d'EDF. La question de savoir si les avantages, bien réels, de la concurrence pèsent plus lourd que les avantages, également bien réels, du monopole, cette question est ouverte²⁰. Mais elle est largement théorique, car la pression de l'Europe sur ce point a été irrésistible, et en tout cas non résistée.

Deuxièmement, l'Europe a favorisé le développement d'un marché européen de l'énergie. Cela a commencé dès 1953 avec la CECA (Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier), qui a constitué le premier pas de la construction européenne. Cela a continué avec un marché commun de l'électricité, qui repose largement sur une réalité technique : le système d'interconnection, permettant des échanges quotidiens entre les pays européens. A chaque instant, un prix s'établit, en fonction duquel chaque pays vend ou achète de l'électricité. Au cours de la même journée, chaque pays peut, à des heures différentes, se porter acheteur ou vendeur (même si la France est plus souvent vendeur qu'acheteur). Tous les participants gagnent à ce jeu²¹, qui réduit, dans tous les pays, les coûts de production. Ce magnifique système soulève cependant deux problèmes.

²⁰ L'auteur aurait tendance à répondre oui pour les télécommunications, et non pour l'électricité.

²¹ Il existe sans doute des études qui évaluent ces gains pour chacun des pays participants ; l'auteur ne les connaît malheureusement pas.

L'un est technique : les lignes à haute tension entre pays européens sont ou seront prochainement saturées. Elles constituent une limite au développement du système. Construire de telles lignes est nécessaire et techniquement possible, mais est coûteux et difficile, comme on l'a vu avec la ligne France-Espagne.

L'autre est plus politique. Dans la plupart des pays, et en tout cas en France, le prix de l'électricité est déterminés par le gouvernement, et fixe. Il est différent du prix du marché européen, qui est variable. La tentation, pour un producteur français, de vendre à 10 centimes/KWh en Allemagne plutôt qu'à 5 centimes en France, est grande. Elle est en principe contrôlée par la réglementation. Mais on peut craindre que des évolutions divergentes des politiques dans les pays membres engendrent des tensions croissantes. Qui dit marché commun de l'électricité dit prix commun de l'électricité, au moins à terme. On voit tous les jours dans le domaine de la macro-économie combien il est difficile de concilier monnaie unique et politiques économiques divergentes. On peut craindre qu'il soit également difficile de concilier prix unique de l'électricité et politiques électriques divergentes.

Prix des combustibles fossiles

Les combustibles fossiles (charbon, gaz et pétrole) assurent plus de la moitié des besoins énergétiques de la France. Le rôle qu'ils jouent dans la production électrique est plus grand que les chiffres ne le suggèrent (12%), parce que les centrales thermiques assurent une part importante de la production de pointe, et aussi parce qu'une diminution de la part de l'électricité nucléaire imposerait une augmentation de la part de ces centrales. Ces précieux combustibles fossiles sont presque totalement importés. Leur prix est déterminé sur les marchés mondiaux, et échappe à un pays comme la France²². Une réflexion sur l'évolution possible de ces prix est donc un préalable à toute réflexion sur le futur de l'énergie en France. Trois points peuvent être avancés, avec prudence.

Le premier est que le prix du pétrole devrait augmenter, au moins dans le moyen et long terme. La

²² Des contrats à moyen terme, notamment dans le gaz, nuancent ce propos, au moins pour le moyen terme.

demande mondiale augmente fortement, principalement dans les pays émergents. Les réserves sont en principe finies. Cela devrait assurer une hausse continue des prix. Il faut cependant être prudent. Cela fait à peu près un siècle que l'on annonce la fin du pétrole (et le prix infini qui va avec cette fin) dans trente ans, et ces prédictions ont constamment été démenties par la découverte de nouveaux gisements, et par des progrès de la technologie de l'exploitation. A terme, pourtant, ces prédictions finiront bien par se réaliser, et la pression à la hausse du prix du pétrole est une quasi certitude.

De plus, dans le court ou moyen terme, des ruptures d'approvisionnement « politiques » restent une possibilité à envisager. Les ressources pétrolières sont en effet concentrées dans un assez petit nombre de pays politiquement peu stables (Arabie Saoudite, Iran, Irak, Lybie, Russie, Venezuela). Le pire n'est pas toujours sûr, et ces pays ont autant besoin de vendre que nous d'acheter. Mais on ne peut pas exclure des incidents de parcours aux conséquences très lourdes.

Le deuxième point, qui nuance le premier, est que les pressions qui s'exercent sur le prix du gaz sont nettement moins fortes. Des réserves considérables existent. Elles ont récemment été fortement augmentées par la technologie de l'exploitation des gaz de schiste – que la France est bizarrement l'un des rares pays du monde à interdire. Entre 2005 et 2010, la part du gaz de schiste dans la production de gaz des Etats-Unis est passée de 5% à 23%. Un scénario (parmi d'autres) de l'Agence Internationale de l'Energie prévoit un « âge d'or du gaz » avec un triplement de la production dans les vingt cinq ans à venir. Cette abondance relative possible ou probable pèsera certainement sur le prix du pétrole. Le gaz est en effet un substitut possible au pétrole, et même préférable en termes de rejets de CO₂. Sans être pour autant un substitut parfait, puisqu'on sait mal faire rouler des voitures au gaz.

Un inconvénient du gaz est qu'il est difficile à transporter. Alors que le pétrole se transporte dans des pétroliers géants de n'importe où à n'importe où, le gaz se transporte surtout dans des gazoducs que les pays exportateurs – la Russie est de loin le plus important – peuvent décider de cesser

d'alimenter, ou que les pays traversés peuvent décider de bloquer.

Le troisième point est que le charbon n'a peut-être pas dit son dernier mot. Il est très abondant, et relativement peu coûteux à extraire, au moins dans certains pays. Son principal inconvénient est qu'il est très polluant, en termes de CO2 et de polluants locaux (NOx, particules, etc.). Mais il suffirait qu'aboutissent les recherches engagées sur le piégeage du CO2 lors de la combustion du charbon pour que ce combustible fossile joue de nouveau un rôle de premier plan, ce qui aurait inévitablement pour effet de freiner aussi la hausse des prix du pétrole.

Frontières technologiques

La prospective énergétique est largement dominée par les évolutions de la technologie. Ces évolutions concernent les coûts des technologies existantes, et les technologies nouvelles qui pourraient apparaître.

Coûts des technologies existantes - On a esquissé la hiérarchie actuelle des coûts des différentes formes d'énergie. Mais pour une analyse prospective, c'est la hiérarchie future qui compte.

Le coût de l'énergie nucléaire devrait augmenter. Les centrales de 4^{ème} génération, comme l'EPR français, qui sont plus sûres et plus efficaces que les précédentes, coûtent aussi plus cher. C'est du moins ainsi que l'on explique la différence de coût entre les centrales françaises et coréennes lors de l'appel d'offre des Emirats Arabes Unis (qui ont choisi les centrales coréennes). Le souci universel d'une sûreté encore plus grande devrait à la fois éliminer ou réduire la concurrence des centrales de 3^{ème} génération, et exercer une pression sur les coûts. On peut cependant penser que le coût élevé des deux centrales EPR en construction (Olkiluoto en Finlande, Flamanville en France), qui sont des têtes de série, est un maximum qui ne devrait guère être dépassé dans les dix années à venir.

Le coût de l'électricité éolienne et photovoltaïque devrait légèrement baisser. Deux raisons le suggèrent : les économies d'échelles engendrées par des programmes ambitieux, et les

progrès de la technologie. Il convient cependant d'être prudent. La technologie éolienne est maintenant assez ancienne et classique, et la probabilité d'innovations majeures apparaît faible. D'autre part, une part importante du coût de l'investissement consiste dans le transport et le montage des installations, en particulier pour l'éolien maritime ; il n'y a guère d'économies d'échelles ou de progrès technologique à attendre dans le transport et le montage. Enfin, en particulier dans l'éolien terrestre, on a évidemment commencé par équiper les zones les mieux exposées au vent ; les éoliennes qui seront installées dans le futur, coûteront peut-être de moins en moins cher, mais elle produiront aussi de moins en moins d'électricité.

Dans le photovoltaïque, qui a dans le passé connu des baisses de coûts importantes, les possibilités d'innovation sont sans doute plus marquées, bien qu'incertaines. Les panneaux sont déjà fabriqués (notamment en Chine) en très grandes quantités et les économies d'échelles réalisées. Là encore, les coûts de montage et d'installation, qui sont principalement des coûts de main d'œuvre qualifiée, sont importants, surtout pour les panneaux sur des bâtiments, et ne baisseront pas.

Les défenseurs de l'éolien et du photovoltaïque ne cessent d'affirmer que le coût de ces énergies a pratiquement rejoint ou va très prochainement rejoindre le coût du nucléaire. Mais cela ne les empêche pas d'exiger des tarifs garantis deux à cinq fois plus élevés que le prix de l'électricité nucléaire.

La voiture électrique fonctionne et doit être considérée comme une technologie existante. Un développement important de cette technologie soulagerait beaucoup la dépendance au pétrole du transport automobile. Mais elle a actuellement deux limitations : son rayon d'action est limité (150 km), son coût est très élevé (environ 10.000 euros de plus qu'une voiture conventionnelle). Pour le moment, la voiture électrique ne peut se développer que dans la niche des voitures urbaines parcourant peu de km tous les jours, et avec des subventions considérables. Du point de vue du CO₂, elle est surtout intéressante pour un pays comme la France qui produit une électricité à faible taux de CO₂. Le progrès technique peut-il, dans les années à venir,

réduire ou éliminer ces deux limitations ? Cela n'est pas impossible, mais reste malheureusement assez peu probable.

Les perspectives des technologies innovantes – Plusieurs technologies nouvelles font l'objet de recherches. Si elles aboutissaient (lorsqu'elles aboutiront disent les optimistes) le paysage énergétique serait profondément bouleversé – d'une façon très désirable. On en mentionnera cinq.

La première, déjà citée, concerne le piégeage, et le stockage, du CO₂. S'il devenait possible de piéger le CO₂ - et de le stocker - à une échelle importante et à un coût raisonnable, le rôle du charbon serait complètement transformé, et avec lui la disponibilité et le prix des combustibles fossiles.

La deuxième se rapporte au stockage de l'énergie, et en particulier de l'électricité. On sait évidemment depuis longtemps stocker des carburants fossiles. On a fait quelques progrès dans le stockage de la chaleur (cumulus, murs épais, matériaux à changement de phase). Mais le véritable défi concerne le stockage de l'électricité, actuellement très limité (piles, batteries). L'enjeu est considérable, pour la voiture électrique, et plus encore pour l'éolien et le photovoltaïque. L'intermittence imprévisible de ces énergies, qui est leur principal inconvénient, davantage encore que le coût, serait en quelque sorte effacée ou du moins considérablement réduite. Les recherches sur le stockage de l'électricité ont été engagées il y a près d'un siècle, ce qui ne veut pas dire qu'elles n'aboutiront pas un jour.

La troisième vise les biocarburants de 3^{ème} génération. La première génération de biocarburants, à partir du maïs, de la betterave, ou de la canne à sucre, sur laquelle beaucoup avaient il y a une dizaine d'années fondé de grands espoirs, fonctionne effectivement (grâce à d'importantes subventions publiques, du reste), mais déçoit, pour des raisons environnementales et alimentaires. La technologie est polluante, et elle se fait en partie au détriment des cultures alimentaires, dont elle augmente les prix. Une deuxième génération s'appuie sur des plantes ou des arbres à croissance rapide, qui sont transformés en hydrogène ou en éthanol. La troisième génération se tourne vers des algues ou

micro-organismes qui seraient cultivés et transformés en hydrogène sous l'effet de la lumière et d'autres contraintes chimiques.

La quatrième est la fusion nucléaire. A la différence de la fission (la technique actuelle des centrales nucléaires), la fusion est un processus qui n'émet pas de matières radioactives, et qui n'a pas besoin d'uranium, mais qui constituerait une source inépuisable d'énergie. La fusion, qui exige des chaleurs extrêmement élevées, est très difficile à réaliser. Elle demande des recherches longues et complexes, engagées au niveau international avec ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor). Le coût, estimé à 15 milliards d'euros, est à la hauteur de l'enjeu. L'Institut Max Planck, en Allemagne, développe un modèle concurrent de réacteur à fusion, dont le coût (400 M d'euros) est bien moindre. Personne ne sait quand, ni même si, cette prometteuse technologie produira de l'électricité en grandes quantités.

On mentionnera enfin l'exploitation du soleil saharien. Celui-ci est en effet très abondant, et il existe des projets pour construire au Sahara des centrales solaires de grande envergure (dite à énergie solaire concentrée) qui produiraient de l'électricité en grandes quantités, qui serait transportée au travers de la Méditerranée, afin de répondre à la demande des pays européens. Les difficultés techniques, économiques, et politiques de ces projets pharaoniques sont telles qu'on a peine à les prendre au sérieux. Cependant l'un d'eux, Desertec, apparaît assez plausible pour intéresser des entreprises comme la Deutsche Bank, RWE ou Munich Re qui ne passent pas pour être dirigées par des plaisantins.

IV – Les politiques envisageables

Doté des informations qui précèdent, le lecteur est sans doute un peu mieux armé pour réfléchir sur les politiques de l'énergie possibles. On examinera successivement trois politiques ou familles de politiques incarnées en cinq scénarios couvrant la période 2010-2030. Les quatre premiers de ces scénarios ont plusieurs points en commun. Tout d'abord, ils prévoient pour 2030 la même

consommation directe de pétrole et de gaz (direct veut dire ici : non utilisé pour la production d'électricité). Ensuite, ils ont la même demande d'électricité en 2030 : celle qui correspond à la demande de 2010. On a vu que cette hypothèse était plausible. Elle a en outre l'avantage pédagogique de la simplicité. L'hypothèse d'une augmentation modeste telle que celle des prévisions pour 2030 de RTE (2011b), et qui correspond à une augmentation de 15% par rapport à 2010, est également plausible. On s'interrogera sur la sensibilité des conclusions à cette seconde hypothèse. Mais le corps de l'analyse repose sur l'hypothèse d'un volume constant de production d'électricité.

Les scénarios ne diffèrent donc qu'en ce qui concerne la structure de la production d'électricité, qui est la variable sur laquelle la politique peut le plus facilement agir. Dans le premier scénario, appelé le scénario du *nucléaire*, la contribution de toutes les filières reste en 2030 ce qu'elle est en 2010, en volume et en pourcentage. Dans le second scénario, dit du *Grenelle* de l'environnement, la part du nucléaire diminue au profit des énergies éoliennes et solaires, le volume de l'hydraulique et du thermique restant constants. Ces deux scénarios constituent la famille des scénarios du fil de l'eau.

La deuxième famille se rapporte au retrait du nucléaire. Le troisième scénario est celui du *retrait total*, qui correspond aux vœux exprimés par certains partis politiques et par de nombreuses ONG. La production d'électricité est toute entière assurée par les filières hydraulique, thermique, éolienne et solaire. Le quatrième scénario correspond à un *retrait partiel*, conforme aux promesses d'un grand parti de gouvernement.

La dernière famille, et le cinquième scénario, est le scénario de Négawatt, une ONG qui souhaite éliminer à la fois le nucléaire et le thermique, et préconise à cet effet une diminution drastique de la consommation et de la production d'électricité.

Ces différents scénarios sont examinés du point de vue des objectifs mentionnés dès l'introduction. Cet examen est soumis à la discipline des chiffres. Le tableau 10 ci-après décrit donc nos cinq scénarios d'une façon quantitative, ou plus

exactement les quatre premiers car le scénario Négawatt se coule mal dans ce moule quantitatif.

Tableau 10 – Présentation des scénarios retenus pour 2030

	(Production d'électricité en TWh)				
	2010	Nucléaire (n° 1)	Grenelle (n° 2)	Retrait total (n°3)	Retrait partiel (n° 4)
Pétrole (Mtep)	78	70	70	70	70
Gaz (Mtep)	35	35	35	35	35
Electricité (TWh) :					
Nucléaire	409	409	332	-	273
Thermique	59	59	59	286	59
Hydraulique	68	68	68	68	68
Eolien terrestre	9	9	29	64	45
Eolien maritime	-	-	29	64	45
Solaire	1	1	29	64	45
Total électricité	545	545	545	545	545
Part nucléaire (%)	75%	75%	61%	0%	50%

Les scénarios ainsi définis sont bien contrastés du point de vue de la part de l'électricité nucléaire, qui va de 75% à 0%. Ils ne sont pas sans défauts. Dans un souci de simplification, on a ignoré la contribution réelle ou potentielle de filières qualitativement importantes mais quantitativement secondaires pour les deux décennies à venir, telles que la biomasse, les déchets, le biogaz. Ensuite, la répartition des filières dites renouvelables (hors hydraulique) est rarement explicite : on a supposé qu'elle se faisait à raison d'un tiers pour l'éolien terrestre, un tiers pour l'éolien maritime et un tiers pour le solaire. Il en va de même pour la répartition de l'électricité thermique : on a supposé qu'elle provenait en 2030 intégralement du gaz. Enfin, les scénarios retenus n'épuisent évidemment pas le champ des scénarios possibles. L'hypothèse d'une stagnation de la consommation d'électricité est discutable, et il aurait été désirable de construire des jeux de scénarios basés sur une croissance effective. Mais on ne peut pas multiplier les scénarios à l'infini. Il faut penser que ces cinq scénarios, et les calculs qu'ils engendrent, produisent des ordres de grandeur assez significatifs pour asseoir la réflexion, et guider les politiques, surtout si l'on garde en tête leurs limites et leurs insuffisances.

Scénarios du fil de l'eau

Les projections de la consommation directe de pétrole et de gaz, communes aux deux scénarios du fil de l'eau (ainsi d'ailleurs qu'aux scénarios du

retrait du nucléaire) méritent quelques mots de justification.

Considérons d'abord la consommation de pétrole. Elle a en France a fortement diminué au cours des trente années passées dans les secteurs industriel et résidentiel, du fait des économies d'énergies réalisées, et du fait du remplacement du fioul par l'électricité ou le gaz. Dans le secteur des transports, le plus important, la consommation a augmenté jusqu'en 2000, et diminue légèrement mais régulièrement depuis cette date, du fait de l'introduction de véhicules moins gourmands et d'une stagnation du kilométrage effectué. Au total, la diminution de la consommation de pétrole au cours des dix dernières années a été de 11%. En l'absence de changements majeurs des politiques ou des contextes, ces évolutions, et ce taux de diminution, devraient perdurer. On supposera donc une diminution de 23% entre 2010 et 2030.

S'agissant du gaz, l'extrapolation est plus délicate, parce que le passé a été bien moins linéaire. La consommation a très fortement augmenté (+42%) dans les années 1990 et stagné (+2%) dans les années 2000. Ces évolutions globales viennent principalement des évolutions du secteur tertiaire et résidentiel, où le chauffage au gaz s'est substitué au chauffage au charbon (totalement) et au fioul (largement). Dans les décennies à venir, la consommation de gaz par le secteur industriel ne peut guère que diminuer, sous le double effet de la stagnation de la production industrielle et des économies d'énergie dans ce secteur. Dans le secteur résidentiel, l'augmentation de la population (1% par an) poussera à la hausse, mais les économies d'énergie décidées et prescrites pousseront à la baisse (peut-être 2% par an). Au total, la consommation de gaz devrait stagner ou légèrement diminuer, en l'absence de décisions politiques majeures, ou de brusques et importants changements de prix. On postulera une stagnation de la consommation au niveau actuel.

Scénario n°1 - Le scénario n° 1, dit *nucléaire*, est le scénario de la continuité. La production d'électricité, et sa structure, sont en 2030 tels qu'ils étaient en 2010.

Que penser d'un tel scénario ? Il témoigne tout d'abord d'une amélioration de l'efficacité

énergétique du pays. Durant la période considérée, le PIB devrait selon des prévisions plausibles (utilisées notamment par RTE 2011b) augmenter d'environ 43%. La consommation totale d'énergie²³ devrait diminuer d'environ 5%. La France produirait donc 43% de plus avec 5% d'énergie de moins, soit une augmentation de l'efficacité énergétique d'environ 50%. La plus grande partie de ce progrès provient de la diminution de la consommation de carburants automobiles, grâce à la réduction des consommations au kilomètre.

Du point de vue de la *sécurité*, le scénario 1 représente une amélioration par rapport à la situation actuelle. La moindre consommation de pétrole diminue les risques – déjà très faibles – de pollution, d'explosion, ou d'incendie liés à l'usage de cette énergie. Le risque nucléaire diminue également. Il est en effet déjà décidé que toutes les centrales vont être rénovées, c'est-à-dire que les pièces les plus fragiles (comme les systèmes de refroidissement, les valves, ou les systèmes d'alertes) vont être remplacées par des pièces plus modernes et neuves. Cette rénovation va commencer par les réacteurs les plus anciens, qui vont ainsi paradoxalement devenir les plus performants et les plus sûrs. Fessenheim, où cette rénovation a déjà été faite, est probablement de ce fait la plus sûre des centrales françaises.

Le scénario n° 1 entraîne en France un recul des *rejets de CO2*. Les rejets liés à la consommation de gaz et de pétrole diminuent avec la consommation de ces produits, alors que les rejets associés à la production d'électricité restent constants, et même diminuent puisque le thermique devient principalement du thermique au gaz. Au total, les rejets de CO2 de la France diminuent de 55 millions de tonnes, soit d'environ 16%. Comme dans le même temps le PIB augmente de 43%, on peut dire que l'intensité carbone de la France s'améliore de plus de 50%.

Ce scénario améliore *l'indépendance énergétique* de la France. Le taux d'indépendance²⁴ était de 49%

²³Si l'on retient l'équivalent classique selon lequel 1 tep = 11,63 MWh

²⁴On utilise pour le calculer la formule suivante :

$$t = 0,26 * C + 0,086 * D / 0,26 * C + 0,86 * D + E + 0,086 * F$$

avec :

en 2010. Il s'élève à 57% en 2030 dans le scénario n° 1, principalement du fait de la diminution de la consommation de carburants pétroliers.

En termes de coûts le scénario du fil de l'eau est un peu plus contrasté. En ce qui concerne le pétrole et le gaz, il n'implique aucun investissement puisque les volumes de pétrole transportés diminuent et que les volumes de gaz transportés n'augmentent pas. Il implique en revanche des dépenses d'achats de ces combustibles, qui devraient augmenter (par rapport aux dépenses actuelles). Cette augmentation dépend des prix qui prévaudront en 2030, et que personne ne peut prédire avec certitude. Si l'on postule une hausse du prix du pétrole de 50%, et du gaz de 20%, on a des augmentations des dépenses d'achats de pétrole de 40%, et de gaz de 20%, qui sont donc inférieures à la hausse du PIB prévue de 40%.

En ce qui concerne l'électricité d'origine nucléaire, on pourrait se contenter de multiplier la production (en MWh) par les coûts de fonctionnement (en €/MWh) tels qu'ils sont estimés par l'AIE-OCDE (2010) et présentés au tableau 5. Cette façon de procéder ignorerait les dépenses importantes qui vont être engagées pour mettre les centrales aux nouvelles normes de sécurité. Personne ne connaît exactement l'ampleur de ces dépenses et du coût normalisé qui leur correspond. Ce coût est certainement supérieur à zéro, et inférieur au coût d'investissement du tableau 5, estimé par l'AIE-OCDE (2010) à 24,7 €/MWh. On prendra, un peu arbitrairement, mais très généreusement, la moitié de ce dernier chiffre, soit 12,35 €/MWh. Le coût de production de l'électricité nucléaire en 2030 dans

C = électricité nucléaire (en TWh)

D = électricité non-nucléaire (en TWh)

E = pétrole et gaz importé (en Mtep)

F = solde exportateur d'électricité (en TWh)

Le ratio d'indépendance est mesuré comme le rapport de la production d'énergie primaire (principalement électrique) à la consommation d'énergie primaire, elle-même égale à la production domestique augmentée des importations (de pétrole, de gaz, et d'électricité) et diminuée des exportations (d'électricité), le tout mesuré en tep. Les données relatives à l'électricité sont disponibles (et significatives) en TWh. Pour les traduire en tep, on utilise les coefficients de la formule, qui peuvent à juste titre sembler bizarres mais qui sont officiels. Les chiffres absolus obtenus sont certainement arbitraires et peu significatifs. Mais les variations de ces chiffres sont significatives.

le scénario 1 est donc égal à la production en MWh multipliée par $17,1 + 12,4 = 29,5$ €/MWh, soit 12 milliards d'euros. Le coût des autres formes d'électricité s'élève à 4 milliards. Soit au total 16 milliards. Il s'agit là de coûts annuels, pour la production de 2030, et des autres années intermédiaires. Le coût des investissements de rénovation est bien plus élevé (80 milliards pour la rénovation de tout le parc), mais pas très significatif, car les centrales rénovées pourront produire pendant encore plusieurs décennies.

Du point de vue des *finances publiques*, ce scénario du nucléaire est très économe. Les subventions aux énergies renouvelables, qui étaient égales à 0,6 milliard, restent à ce niveau puisque la contribution de ces énergies reste constante.

Scénario n° 2 – le scénario n° 2, dit du Grenelle de l'Environnement (ou : Grenelle) diffère du précédent en ce que l'importance du nucléaire est réduite, au bénéfice d'une augmentation très forte (une multiplication par 9) de l'importance de l'éolien et du solaire, conformément aux objectifs du Grenelle de l'Environnement²⁵. La part du nucléaire passe de 75% à 61%. Corrélativement, celle de l'éolien et du solaire passe de 2% à 16%. Cette diminution de 77 TWh de la production d'électricité nucléaire s'analyse comme la fermeture de 13 centrales, ou plus exactement de 13 réacteurs.

En matière de *sécurité*, de *rejets de CO2*, et de *indépendance énergétique*, les caractéristiques du scénario n° 2 sont très proches des caractéristiques du scénario n° 1.

C'est en matière de *coûts* et de *finances publiques* que ces deux scénarios divergent. Le coût de la production de la même quantité d'électricité, obtenu en multipliant les quantités des divers types d'électricité par les coûts unitaires du tableau 5, qui était de 16 milliards dans le scénario 1 passe à plus de 27 milliards dans ce scénario 2. La différence, plus de 10 milliards d'euros, des coûts de production est pour partie à la charge des consommateurs sous la forme de prix plus élevés, et

²⁵ Les chiffres du scénario 2 relatifs à la production d'électricité éolienne et thermique sont empruntés au Bilan prévisionnel de RTE (2011b) où l'on trouve un scénario qui s'efforce de prendre en compte les objectifs et les mesures du Grenelle.

pour partie à la charge des finances publiques, sous la forme de subventions. Elle est de toutes façons à la charge des citoyens. Elle est une mesure du coût du Grenelle dans ce domaine, le prix à payer pour atteindre l'objectif affiché de « réduire la part du nucléaire dans le bouquet énergétique français ».

Scénarios de la disparition du nucléaire

Beaucoup d'ONG, de groupes ou de partis politiques prônent une disparition - partielle ou totale, immédiate ou programmée - de l'électricité d'origine nucléaire. Il est important d'examiner ce que ces préconisations impliquent. C'est ce que les scénarios n° 3 et n° 4 permettent.

Observons tout d'abord que la disparition totale est plus logique que la disparition partielle. Le risque nucléaire est défini par une probabilité très faible d'un dommage très grand. On pourrait même dire : une probabilité infinitésimale d'un dommage infini. Il ne s'accommode pas de demi-mesures. Le danger est le produit de la probabilité par le dommage. Réduire de moitié le parc nucléaire réduit de moitié la probabilité, mais pas le danger, car la moitié de l'infini reste l'infini. Si l'on pense qu'une catastrophe nucléaire est à la fois possible et absolument insupportable, il ne sert à rien de diminuer de 30%, ou de 50%, ou même de 80% la production d'électricité d'origine nucléaire, et on doit penser que seule l'interdiction totale est acceptable. La logique du risque nucléaire est par nature dichotomique. On commencera donc par examiner le scénario de la disparition totale du nucléaire en 2030.

Scénario de la disparition totale du nucléaire
- Le tableau 10 a présenté les données de ce scénario n° 3. La disparition des 409 TWh d'électricité nucléaire doit être compensée par une augmentation de l'électricité thermique et/ou de l'électricité éolienne et solaire. Il faut bien comprendre qu'elle ne peut pas l'être par la seule électricité éolienne et solaire. On pourrait bien entendu construire assez d'installations solaires et éoliennes pour produire 409 TWh d'électricité. Mais leur production ne remplacerait pas du tout les 409 TWh d'électricité nucléaire. Du fait de l'intermittence, et qui plus est de l'intermittence imprévisible, de l'électricité solaire et éolienne, cette électricité ne s'ajusterait pas aux variations

de la demande dans le temps. Aux heures de grand vent ou de fort soleil, on aurait beaucoup d'électricité qui ne trouverait pas nécessairement preneur. Inversement, aux heures de forte demande, l'électricité produite risquerait d'être dramatiquement insuffisante. Il suffit de penser aux pointes des jours d'hiver, de 19h à 21h, auxquelles la production d'électricité solaire serait bien évidemment toujours égale à zéro.

Pour ajuster en temps réel l'offre et la demande d'électricité, les gestionnaires du réseau peuvent jouer sur l'électricité hydraulique, sur les importations temporaires d'électricité, sur le fait que (parfois, pas toujours) le vent ne souffle pas au même moment dans toute la France. Mais leur habileté, qui est grande, a évidemment des limites. Il y a un pourcentage d'électricité solaire et éolienne au-delà duquel le système devient absolument ingérable. Ce pourcentage est mal connu. Certains le fixent à 20%, d'autres à 40%. On retiendra un chiffre de 35%. Aucun pays au monde n'a un ratio électricité intermittente/électricité totale aussi élevé. Le pays où ce ratio est le plus élevé est sans doute le Danemark, où il ne dépasse guère 22%²⁶. Le chiffre de 35% est donc une estimation très généreuse. Il suppose un rôle accru des importations temporaires d'électricité. Qui suppose à son tour : (i) de nouvelles lignes à haute tension et (ii) des excédents d'électricité dans les pays voisins au moments de nos besoins de pointe. Ces deux hypothèses ne seront pas, ou ne seraient pas, nécessairement vérifiées.

Si l'on retient cependant ce chiffre sans doute excessif de 35%, la production éolienne et solaire ne peut pas dépasser 191 TWh. On en déduit la production d'électricité thermique : 286 TWh. On pourrait imaginer d'autres combinaisons en augmentant la part du thermique et en diminuant

²⁶ On notera que le Danemark a la chance d'être proche de, et bien relié à, la Suède et la Norvège, pays qui disposent d'importantes ressources hydrauliques. Lorsque le Danemark produit de l'électricité éolienne dont il n'a pas l'usage, il peut la vendre à la Norvège ou à la Suède qui la « stockent » en l'utilisant pour remplir les réservoirs de leurs barrages. Lorsque le Danemark utilise plus d'électricité que ses éoliennes n'en produisent, il se tourne vers la Suède ou la Norvège qui mettent en marche leurs turbines hydrauliques et lui vendent de l'électricité – à un prix plus élevé que le prix auquel ils ont acheté l'électricité du Danemark.

celle de l'éolien et du solaire. Mais ces combinaisons sont sans doute moins désirables, et nous nous en tiendrons à la combinaison définie ci-dessus.

Ce scénario n° 3 est un bouleversement complet du paysage électrique français. Il implique par rapport à 2010 une multiplication par 5 de l'électricité thermique, et par 19 de l'électricité éolienne et solaire. On peut évaluer ce scénario du point de vue de nos cinq critères.

Il représente un gain en termes de *sécurité*, puisqu'il élimine le risque nucléaire. Il n'est pas facile d'évaluer ce gain. La référence constante à Fukushima est à double tranchant. On peut dire que le séisme et le tsunami survenus près de Fukushima ont montré que les centrales nucléaires étaient susceptibles d'être gravement endommagées et de répandre des matières radioactives dans l'air, l'eau ou la terre, apportant ainsi une « preuve » de la nocivité de l'électricité nucléaire. On peut également dire que des centrales anciennes et mal conçues ont bien résisté à un séisme d'une magnitude rare (9 sur l'échelle de Richter), qu'elles n'ont été endommagées que par un tsunami d'une violence encore plus rare qui a noyé environ 30.000 personnes, et que la radioactivité relâchée n'a encore causé aucune victime. Le fait est que l'attention internationale s'est portée sur les victimes virtuelles (et hélas probables) des centrales nucléaires bien plus que sur les 30.000 victimes réelles du tsunami. On pourrait aussi tirer de Fukushima la conclusion qu'il faut partout dans le monde « sortir de l'habitat côtier » au moins autant que « sortir du nucléaire ». La raison n'est peut-être pas de mise ici, et le fait est que le risque nucléaire est généralement perçu comme très grave.

Le scénario de la disparition totale du nucléaire a un coût élevé en matière de *rejets de CO2*. Dans la mesure où il implique un recours accru aux centrales thermiques, il se traduit par une forte augmentation des rejets du système électrique, qui sont multipliés par cinq (comme la production d'électricité thermique²⁷). Les rejets de la

²⁷ Un peu moins importante en réalité, parce que l'essentiel du thermique considéré est un thermique au gaz, moins chargé en CO2 que le mélange de combustibles utilisé actuellement.

combustion de pétrole et de gaz restent, comme dans les scénarios au fil de l'eau, légèrement inférieurs au rejets de 2010. Mais au total, les rejets de CO2 s'élèvent à 370 Mt. C'est une augmentation de 7% par rapport à 2010. On constate du reste que tous les pays, comme l'Allemagne ou l'Italie par exemple, où la part du nucléaire est faible sont des pays qui produisent une électricité très chargée en carbone, et dont l'économie est bien plus carbonée que la nôtre.

Pour la même raison, ce scénario marque une détérioration de *l'indépendance énergétique* du pays. Les combustibles fossiles qui assurent l'essentiel de la production d'électricité thermique sont en effet tous importés. Le taux d'indépendance énergétique tombe à 26%, presque la moitié de ce qu'il était en 2010.

Mais c'est surtout en matière de coûts et de finances publiques que les implications du scénario de disparition du nucléaire sont les plus spectaculaires.

Le coût de la production (toujours de la même quantité d'électricité : 545 TWh) atteint 48 milliards pour la seule année 2030. C'est 5 fois le coût de la production en 2010 et 3 fois le coût de la production dans le scénario n° 1, ou si l'on préfère un surcoût annuel de 32 milliards par rapport au scénario n° 1. Le niveau très élevé de ce coût ne reflète pas seulement la différence entre le coût des différentes filières, mais bien la différence entre le coût de fonctionnement du nucléaire (augmenté des coûts de rénovation) et le coût total des autres filières. Abandonner le nucléaire, c'est abandonner des centrales en état de marche, qui produisent de l'électricité au seuls coûts de fonctionnement et de rénovation, pour les remplacer par des centrales thermiques ou éoliennes ou solaires à créer. Sur 20 ans, le surcoût de production (par rapport au scénario n° 1) atteint 315 milliards d'euros, dans l'hypothèse d'une montée en puissance linéaire de ce programme.

Ce surcoût se traduira soit par une augmentation du prix de l'électricité (un quintuplement par rapport à 2010), soit par une contribution des finances publiques ou de l'endettement, soit plus vraisemblablement par une combinaison de ces deux effets.

Il aura également un impact sur l'emploi. Le glissement du nucléaire vers le thermique, l'éolien et le solaire a évidemment pour conséquence de détruire des emplois dans le nucléaire et d'en créer dans les autres formes d'électricité. Les 150.000 emplois des centrales nucléaires seront éliminés. Symétriquement, un nombre mal connu d'emplois seront créés dans le thermique, l'éolien ou le solaire. Compte-tenu de la part considérable des importations dans ces formes d'électricité, on peut craindre qu'une grande partie de ces emplois soient créés en Chine ou en Allemagne, alors que les emplois nucléaires détruits sont presque totalement localisés en France. De plus, on ne transforme pas facilement un ingénieur nucléaire en un poseur de panneaux solaires. Il n'est toutefois pas impossible que le solde de ces deux mouvements symétriques soit faible.

Mais l'essentiel de l'impact sur l'emploi n'est pas là. Il est à chercher du côté de la diminution de la demande engendrée par l'augmentation du coût de l'électricité. Le surcoût annuel de 32 milliards va diminuer d'autant le revenu des ménages ou des entreprises. C'est de l'argent qui ne sera pas dépensé ailleurs, par exemple dans l'achat de livres ou de repas au restaurant. Et qui détruira des emplois dans l'industrie du livre et de la restauration. Combien ? On en aura une idée en rapportant le nombre d'emplois dans le secteur marchand à la consommation des ménages. Pour chaque milliard dépensé, 17.000 emplois. Ce chiffre n'est qu'une première approximation. Il conviendrait de le diminuer en prenant en compte le poids des importations dans la consommation des ménages, estimé à 14% dans un très crédible rapport du Sénat (Angels 2009), ce qui réduirait cette perte d'emplois à 14.600. Mais à côté des cet effet-revenu, il faudrait également prendre en compte un effet-prix pour les entreprises, notamment celles qui sont grosses consommatrices d'électricité et/ou exportatrices. L'augmentation du prix de l'électricité ne peut que réduire la compétitivité des entreprises françaises et diminuer, au moins à la marge, leur activité et leur emploi. En l'absence d'études plus approfondies, on se contentera de cette première approximation de 17.000 emplois

perdus par milliard de dépenses éliminées²⁸. 32 milliards en moins font donc 544.000 emplois en moins. C'est un ordre de grandeur du coût en emplois de ce scénario n° 3.

Coût de la fermeture d'une centrale nucléaire

Le coût de la fermeture d'une centrale nucléaire est la différence entre le coût de l'électricité qu'elle produit (17 € par MWh, auquel on ajoutera un coût de rénovation de 21 € égal à la moitié du coût d'investissement d'une centrale neuve, soit 38 €) et le coût de la production de l'électricité alternative (de 61 à 293 € par KWh). Ce dernier dépend du mélange d'électricité thermique, éolienne terrestre, éolienne maritime et solaire qui remplacera l'électricité nucléaire éliminée. La composition de ce mélange n'est pratiquement jamais précisée. Pour fixer les idées, on supposera un mélange par parties égales, auquel correspond un coût moyen de 135 € par MWh. La différence est donc de 97 €/MWh. Une centrale (ou plus précisément un réacteur) produit en moyenne 7,6 TWh/an. Fermer une centrale coûte donc 740 millions d'euros. Il s'agit d'un coût annuel, à multiplier par les 20 ou 30 ans de la vie résiduelle de la centrale. Fermer 24 centrales a donc un coût annuel d'environ 18 milliards.

Ce coût économique diminue d'autant le pouvoir d'achat des ménages. Comme un milliard de dépenses en moins correspond, en première analyse, à 17.000 emplois en moins, la fermeture d'une centrale entraîne la disparition d'environ 13.000 emplois, en plus des emplois dans la centrale nets des emplois créés dans les centrales alternatives. La fermeture de 24 centrales entraîne donc la disparition d'au moins 300.000 emplois.

Le scénario de la disparition du nucléaire a évidemment aussi un coût en termes de *politique industrielle*. La France est un leader mondial dans toute la filière nucléaire, de l'extraction du minerai au retraitement des déchets. Elle dispose dans cette industrie de très haute technologie d'un savoir-faire et d'une expérience inégalés, et largement reconnus comme tels, dans le monde entier. Les formes alternatives de production d'électricité sont des activités à valeur ajoutée bien moindre. Du point de vue de la politique industrielle de la France, l'abandon du nucléaire revient à lâcher la proie pour l'ombre.

²⁸ Une augmentation d'impôt de 1 milliard produit le même effet. Mais cette diminution d'emplois est contre-balancée par la création d'emplois qui résulte de la dépense de ce même milliard par les pouvoirs publics. L'effet net en termes d'emplois n'est pas nécessairement négatif.

Scénario d'un retrait partiel du nucléaire – Le tableau 10 a présenté les données d'un scénario n° 4, dit de retrait partiel. On a imaginé pour 2030 une réduction à 50% de la part du nucléaire dans la production d'électricité. Ce objectif correspond à la proposition de François Hollande ; M. Hollande vise à atteindre cet objectif en 2025, pas en 2030, mais comme nous avons supposé une production constante et que nous raisonnons en coûts annuels, cette différence d'horizon n'a pas d'importance. Dans son scénario de retrait partiel, le candidat du parti socialiste ne dit pas comment il répartit l'électricité abandonnée entre thermique, éolien terrestre et solaire. On a fait l'hypothèse que le thermique restait à son niveau actuel, et que le solde était également réparti entre les trois autres formes de renouvelables. Que penser d'un tels scénario ?

En matière de *sécurité*, le gain par rapport à la situation actuelle est faible. Certes le poids du nucléaire a diminué. Mais, comme on l'a dit, pour ceux qui considèrent le risque nucléaire comme absolument intolérable ce scénario n'est pas satisfaisant car il n'élimine pas totalement ce risque. Il peut tout au plus être considéré comme un pas dans la bonne direction.

En matière de *CO2 et d'indépendance énergétique*, et avec l'hypothèse de maintien de la part du thermique, le scénario 3 est identique au scénario n° 1.

Les *coûts* associés à ce scénario restent élevés. Le coût de production des 545 TWh en 2030 s'élève à 34 milliards d'euros, trois fois le coût actuel, plus que le double du coût calculé pour le scénario n° 1. Le surcoût annuel de ce scénario (par rapport au scénario n° 1) s'élève à plus de 17 milliards par an, qui seront répercutés intégralement dans une augmentation des prix de l'électricité ou dans une augmentation de subventions à la production d'électricité. Le coût en emplois peut être estimé (avec la méthodologie utilisée pour le scénario n°3) à 290.000 emplois détruits.

On note que le scénario du retrait partiel (n° 4) est finalement assez voisin du scénario du Grenelle (n° 2). Il élimine un peu plus de centrales nucléaires, et investit davantage dans les renouvelables, à un coût de production plus élevé

d'environ 7 milliards par an, détruisant 120.000 emplois de plus. Mais les impacts en termes de CO2 ou d'indépendance énergétique sont pratiquement identiques.

Le scénario du retrait partiel peut se décliner d'une autre façon : avec moins de renouvelables et davantage de thermique. Dans ce cas, le coût économique est moins élevé, et le coût en CO2 plus important.

Rente nucléaire et rente pétrolière

On peut comparer la rente nucléaire française à la rente pétrolière dont jouissent certains pays. Les 32 milliards d'euros économisés annuellement grâce au nucléaire correspondent à 1,5 millions de barils par jour (à 100 dollars le baril, moins 20 dollars de coûts d'extraction). C'est la production d'un pays comme le Kazakhstan, un peu moins que celle de l'Angola ou de l'Algérie, bien plus que celle de l'Indonésie ou du Qatar. Grâce à nos ingénieurs, nos ouvriers et nos politiciens, nous avons fabriqué l'équivalent d'un magnifique gisement pétrolier.

Les quatre scénarios précédents ont été construits avec l'hypothèse d'une demande et d'une production d'électricité constante (de 545 TWh). On a également calculé ce qui se passait dans le cas d'une augmentation modérée de 15% (627 TWh), en ligne avec les prévisions de RTE (2011b). Ce changement augmente évidemment le coût de production de tous les scénarios, mais il le fait d'une manière qui est assez proportionnelle, et qui ne change guère les ordres de grandeurs obtenus.

Scénario de négaWatt

Nombreuses sont les propositions qui prétendent régler tous les problèmes énergétiques d'un coup (ou de deux coups) de baguette magique. Ces propositions dépassent en restent souvent au stade du concept, et sont rarement chiffrées. Les études de négaWatt (2011), une ONG anti-nucléaire française, se distinguent par la présence de données quantitatives, par un réel effort de cohérence, et par la qualité de leur présentation (l'agence de com' qui a préparé leurs récents rapports a notamment fait un travail remarquable). NégaWatt (2011) présente en particulier un bilan énergétique pour 2050, sur le modèle des bilans annuels préparés par le ministère de l'Énergie. On en déduit un « scénario négaWatt » pour 2030 comparable aux

scénarios examinés plus haut, que présente le tableau 12.

Cette traduction soulève deux difficultés. La première est que les données relatives à l'énergie non-électrique données en TWh dans les documents de négaWatt doivent être traduites en Mtep afin d'être comparables aux chiffres des autres scénarios. On utilisera l'équivalence classique : 1 TWh = 0,086 Mtep. La seconde est que les documents de négaWatt donnent des chiffres pour 2050 et que nous voulons des chiffres pour 2030 à des fins de comparaison. On a fait l'hypothèse que les données par habitant seraient les mêmes en 2030 et en 2050, et que la population de la France augmenterait de 1% par an durant la période considérée. On diminue donc les chiffres de 2050 de 19% pour obtenir des chiffres pour 2030. Cette intrapolation est arbitraire, et discutable, mais elle fournit une base de discussion acceptable ; du reste, le tableau 12 donne également au lecteur les données proposées par négaWatt pour 2050.

Le scénario de négaWatt se présente comme un bouleversement total, copernicien, du paysage énergétique français. Des pans entiers des autres scénarios sont éliminés. Des montagnes nouvelles les remplacent. Ce scénario apparaît extrêmement séduisant. Il offre toutes les garanties de *sécurité* puisqu'il élimine complètement le nucléaire (au moins en 2050) et presque totalement les importations de combustibles fossiles. Il réduit à peu de choses les *rejets de CO2*, puisqu'il supprime complètement l'électricité thermique ainsi que l'usage direct de combustibles fossiles. Il est également parfait du point de *l'indépendance énergétique*, qui s'approche de 100% du fait de la réduction (de plus de 90%) des importations de combustibles.

La question est de savoir si ce scénario est bien plausible, du point de vue technique et économique. Il repose essentiellement sur trois piliers : (i) pour les consommations d'énergie, une réduction de moitié; (ii) pour les usages non-électriques, un recours massif (83%) à la biomasse et au biogaz ; et (iii) pour l'électricité, un recours également massif à l'éolien et au solaire. Examinons ces trois coups de baguette magique.

Tableau 11 – Scénario de négaWatt, 2010-30-50

	2010	2030	2050	Δ2010-30
Pétrole (en Mtep)	78	3	4	-96%
Gaz & charbon (Mtep)	35	3	4	-91%
Biomasse et biogaz (Mtep)	-	31	38	+∞
Total non-électrique (Mtep)	113	37	46	-63%
Electricité				
Demande (en TWh):				
consommation	511	250	309	-51%
solde exportateur	33	45	55	+36%
total demande	550	295	364	-46%
Offre, en production (en TWh):				
nucléaire	408	-	-	-∞
thermique fossile	59	-	-	-∞
hydroélectrique	68	68	77	+0%
Eolien et solaire	10	230	284	+2200%
total, offre en production	550	292	361	-47%

Sources et notes : Les données de 2010 sont reprises du tableau 9. Les données de la colonne 3 (pour 2050) proviennent du bilan de négaWatt 2011. Les chiffres relatifs à l'énergie non électrique donnés en TWh sont transformés en Mtep avec l'équivalence : 1TWh=0,086 Mtep. Les chiffres relatifs à 2030 sont intrapolés en multipliant les chiffres de 2050 par 0,81.

Réduction de moitié des consommations – Comme le montre le tableau 11, le scénario négaWatt prévoit sur la période 2010-2030 une réduction d'environ 50% des consommations d'énergie non-électrique et électriques. Les chiffres du tableau se rapportent à la consommation de l'ensemble de la France, dont la population va croître d'environ 20% d'ici 2030 (et de plus de 40% d'ici 2050) ; par habitant les diminutions prévues sont donc encore plus importantes que les chiffres présentés. De telles réductions seraient bien entendues très désirables, mais sont-elles plausibles ? Le scénario les décline selon les grands secteurs consommateurs : il prévoit -63% (entre 2010 et 2050) pour les résidences et le tertiaire, -67% pour les transports, -50% pour l'industrie, pour l'ensemble des Français et bien davantage encore par habitant.

Des diminutions de la consommation d'énergie de cette ampleur sont très improbables, en l'absence d'une diminution forte du niveau de vie. L'énergie est en France vendue, et vendue à son coût, ou au-dessus de son coût (dans le cas important des carburants automobiles). Ménages et industries sont donc déjà soumis à de constantes et fortes incitations à réduire leurs consommations. Lorsqu'une nouvelle technologie permettant de réduire la consommation d'énergie apparaît, ménages et industries ont de bonnes raisons de l'adopter – sauf si l'investissement requis est plus élevé que

le montant cumulé des bénéfiques de cette nouvelle technologie. Que ces mécanismes de marché fonctionnent est attesté par cent exemples. Le plus connu est peut-être l'impact que les taxes sur les carburants ont sur la consommation des véhicules : aux Etats-Unis, taxes faibles, voitures grosses consommatrices ; en Europe, taxes élevées, voiture bien plus économes. En particulier, les entreprises, soumises à de fortes pressions concurrentielles, sont à l'affût de tout ce qui peut réduire leurs coûts, y compris évidemment leurs coûts d'énergie. De puissants mécanismes de réduction des consommations d'énergie sont donc déjà à l'œuvre dans un pays comme la France.

On peut bien entendu penser que ces mécanismes de prix sont imparfaits, et doivent être renforcés par des décisions politiques. Ils ne prennent pas spontanément en compte le coût des externalités et en particulier des externalités de CO2. En matière de logement, les bénéfiques de certains investissements créateurs d'économies ne sont pas toujours alignés avec les coûts : les coûts pèsent sur les propriétaires, les gains profitent aux locataires. Des actions politiques spécifiques supplémentaires sont donc justifiées. On en trouve dans les trois grands secteurs consommateurs d'énergie. Dans le logement, de nombreuses et contraignantes normes ont été adoptées. Dans les transports, les taxes doublent le coût des carburants. Dans les entreprises, des quotas négociables de CO2 sont imposés, qui renchérissent le coût de l'énergie, et accélèrent encore les processus d'économies d'énergie. Le Grenelle de l'environnement compte des douzaines de mécanismes de ce type.

Ces mécanismes de prix et ces décisions politiques qui les renforcent ont déjà été déjà été pris en compte dans les prévisions de nos scénarios au fil de l'eau, en particulier par RTE dans ses prévisions de la demande d'électricité. Les prévisions d'augmentation de la population et des revenus qui jouent, eux, dans le sens d'une augmentation de la demande, ont également été pris en compte. Pour l'électricité, par exemple, RTE prévoit une augmentation de 14% et nos scénarios de base une stagnation là où négaWatt prescrit une diminution de 47%.

Il est très difficile, pour ne pas dire impossible, d'imaginer un monde, le monde de négaWatt, qui comblerait un tel fossé. Quelles mesures de politiques permettraient de l'atteindre ? A quel coût ?

Limitons-nous au domaine des transports. NégaWatt propose une diminution de la mobilité : « le scénario prévoit ainsi globalement un gain [c'est-à-dire une réduction] de 25% sur le total des km parcourus par personne ». Cela revient à empêcher les Français de partir en vacances : comment va-t-on s'y prendre ? NégaWatt prévoit une réduction de 65% des déplacements aériens, et affirme qu'ils seront « réduits au strict nécessaire » (sans préciser quelle administration appréciera le degré de nécessité de tel ou tel voyage). Pour les transports de marchandises, le scénario de négaWatt titre : « Réduire les imports exports (sic). Economie de transport ». Il y a quelque légèreté à proposer sérieusement de réduire drastiquement le commerce extérieur de la France, en ignorant le coût d'une telle proposition. Ailleurs, négaWatt propose d'augmenter de 300% la part modale du transport ferroviaire de marchandises, qui passerait ainsi (en tonnes*km) de 12% à 48%. Depuis vingt ans, une demi-douzaine de « plans fret » ont prétendu, à coup de dizaines de milliards d'euros, stimuler le fret ferroviaire, sans parvenir à enrayer une baisse continue, en part modale et même en valeur absolue, de ce même fret. Le fret ferroviaire est actuellement subventionné à près de 70% : on n'ose imaginer à quel taux il faudrait subventionner le fret pour le multiplier par quatre; la gratuité n'y parviendrait probablement pas.

Recours massif à la biomasse – Pour la production de chaleur et la mobilité (réduites), négaWatt compte principalement sur la biomasse solide et liquide et sur le biogaz. Actuellement, la contribution de ces ressources au cocktail énergétique français est si marginale que les bilans du ministère de l'Energie ne les font même pas apparaître. On trouve des estimations de la consommation de bois de chauffage, qui en est la principale composante. Elle stagne ou diminue depuis 1970. Par quel miracle pourrait-elle bien être multipliée par 25 d'ici 2050 ? On pense d'abord à Baudelaire :

«Adieu vive clarté de nos étés trop courts !
J'entend déjà tomber avec un choc funèbre
Le bois retentissant sur le pavé des cours. »

puis à la noria de camions (pardon, de trains) qui apporterait ces centaines de millions de stères²⁹ de bois jusque dans les maisons et les appartements souvent loin des forêts ; puis à la multiplication par 25 de la superficie plantée en forêts³⁰.

Que le bois, et les biogaz offrent des possibilités de contribuer à l'offre d'énergie pour le chauffage qui méritent d'être exploitées, oui ; que ces ressources puissent assurer l'essentiel du chauffage des résidences et des bureaux appelle une démonstration plus qu'une affirmation.

Recours massif à l'éolien et au solaire pour l'électricité – Dans le scénario de négaWatt, comme le montre le tableau 12, l'offre d'électricité est produite avec des centrales solaires et éoliennes – avec l'hydraulique pour le solde. On a déjà montré en commentant le scénario du retrait total du nucléaire que ce cas de figure est économiquement très coûteux et surtout techniquement impossible. Un système qui reposerait à 80% sur des sources d'électricité aussi intermittentes que le solaire et l'éolien se condamne à des coupures fréquentes et dramatiques. On l'a dit, les experts estiment que la part de ces sources ne peut en aucun cas dépasser 35% de la production d'électricité – et des pourcentages élevés supposent un recours accru au commerce extérieur d'électricité que réprouve négaWatt. Dans ces conditions, il est à peine utile de chiffrer le coût de la production de 230 TWh éoliens et solaire : elle est du même ordre de grandeur que le coût du retrait total du nucléaire, qui impliquait une production intermittente de 219 TWh : environ 60 milliards d'euros en 2030.

Le développement de la voiture électrique – A dire vrai, le développement de la voiture électrique, qui fait partie du scénario de négaWatt, n'en est pas une composante essentielle. Mais ce développement est aussi fortement souhaité par beaucoup d'institutions, d'entreprises, d'ONG, de citoyens, et mérite d'être brièvement examiné ici.

²⁹ On vend actuellement en France 40 millions de stères ; une multiplication par 25 donnerait 1 milliard de stères.

³⁰ Les forêts représentent actuellement 36% de la superficie de la France.

Supposons que le parc de véhicules électriques atteigne 10% du parc de voitures particulières en 2030. C'est là une hypothèse très optimiste, qui correspond au point haut de la fourchette que se donnent les constructeurs. Ceux-ci ne voient la voiture électrique que comme un véhicule de niche, celui des véhicules qui ne font pas de grands trajets, mais qui roulent cependant beaucoup par an. Quelles sont les implications énergétiques de cette hypothèse ? On peut en identifier quatre.

La première est une réduction assez faible de la consommation de carburants. Si les 3 millions de voitures électriques utilisées en 2030 se substituaient à 3 millions de voitures au gazole consommant 5 litres au 100 km, il en résulterait une économie de carburants d'environ 1,8 M de tep, soit 2,6% de la consommation de carburants prévue dans le scénario au fil de l'eau.

La seconde est une augmentation – faible - de la consommation d'électricité. Un véhicule électrique consomme environ 20 KWh aux 100 km. 3 millions de véhicules roulant 10.000 km par an consommeraient environ 6 TWh par an. C'est un peu plus de 1% de la consommation prévue pour 2030. Le développement de la voiture électrique ne pose pas de problème sérieux au système de production d'électricité.

La troisième est une réduction également très faible des rejets de CO₂. Cette réduction dépend directement du contenu en CO₂ de l'électricité utilisée pour recharger les batteries. Dans des pays comme la Chine, qui rejettent beaucoup de CO₂ par KWh produit, la voiture électrique rejette autant ou davantage de CO₂ que la voiture classique. Ce n'est pas le cas en France, grâce à l'électricité nucléaire. En France, un véhicule électrique rejette environ 0,2 tonnes de CO₂ par an, et remplace un véhicule classique qui rejette (ou rejetterait) 1,3 tonne de CO₂. Le gain est de 0,9 tCO₂/an par véhicule, soit pour 3 millions de véhicules un peu moins de 3 millions de tonnes CO₂, soit 0,7% des rejets de CO₂ de la France. Le remplacement de l'électricité nucléaire par de l'électricité thermique (qui n'est pas envisagé par négaWatt) diminuerait sensiblement ce résultat.

Le quatrième est le coût pour les finances publiques de ce changement. Le véhicule électrique est bien plus coûteux que le véhicule classique, à

l'achat comme à l'usage. La différence varie en fonction de nombreux facteurs comme le prix des carburants, le montant des taxes sur les carburants, le prix de l'électricité, le prix des batteries, etc., qui sont eux même susceptibles de varier dans le temps. On trouvera dans Prud'homme (2010) une analyse détaillée de l'impact des valeurs actuelles de ces paramètres et de leurs évolutions possibles dans le temps. Il en résulte que, sur les 15 ans de la durée de vie d'un véhicule, cette différence est actuellement d'environ 12.000 euros par véhicule. Ce chiffre varie assez peu avec les changements de paramètres plausibles dans les années à venir. Le véhicule électrique ne se développera significativement que si une subvention publique d'un montant voisin efface le surcoût pour le consommateur d'un véhicule électrique. On retiendra une subvention unitaire de 10.000 euros. Un parc de 3 millions de véhicules électrique implique une subvention cumulée d'environ 30 milliards d'euros. Cette estimation ne compte ni la subvention implicite de la perte de recettes de l'impôt sur les carburants (environ 8 milliards), ni les investissements nécessaires pour créer des milliers ou des dizaines de milliers de bornes de rechargement.

Comparaison des scénarios – Le tableau 12 présente d'une façon simplifiée et synoptique les principaux enseignements de notre analyse des politiques ou des scénarios envisageables.

Tableau 12 – Comparaison simplifiée des scénarios

Scénarios :	2010	Fil de l'eau nucléaire Grenelle	Retrait nucléaire total	NégaWatt partiel		
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Sécurité	=	=	=	++	+	++
Rejets CO2 (Mt)						
pétrole et gaz	322	267	267	267	267	0
électricité	21	21	21	103	25	0
total	343	288	288	367	292	0
Indépendance (%)	49%	55%	57%	26%	48%	95%
Coût production 2030 (G€)	10	16	28	48	34	48
Coût invest. 2010-30(G€)	-	80	186	421	297	421
Variation emploi/2010 (K)	-	-102	-306	-646	-408	-646
Var. emploi/sc. (1) (K)	-	-	-204	-544	-306	-544

Sources: Voir texte. *Notes :* G€ = milliards d'euros. K = millier. Mt = millions de tonnes. Pour les rejets de CO2 et l'indépendance énergétique, les coûts de production, les chiffres des scénarios décrivent la situation 2030. Pour les investissements les chiffres décrivent les dépenses pour la période 2010-30. Pour la sécurité, = décrit (d'une manière subjective) le niveau de sécurité actuel, ++ une forte amélioration, et + une faible amélioration.

Les quatre premiers scénarios peuvent être comparés entre eux, mais pas vraiment avec le dernier, le scénario négaWatt, qui est en quelque

sorte hors concours. Ce scénario est beau (il est parfait du triple point de vue de la sécurité, des rejets de CO2 et de l'indépendance énergétique) – mais hélas trop beau pour être vrai. Son coût économique serait pharamineux, son poids sur les finances publiques insoutenable. Mais surtout ce scénario n'est pas plausible, du moins en l'état actuel de la technologie. Les quatre autres scénarios, en revanche, sont des options envisageables. Le classement de ces scénarios est à peu près le même selon les critères de rejets de CO2, d'indépendance énergétique, de coût économique, et d'investissements:

Nucléaire > Grenelle > Retrait nucléaire partiel > Retrait nucléaire total

Si l'on considère que le risque nucléaire est contrôlable et contrôlé, les deux premiers scénarios sont les meilleurs. Ils marquent un progrès par rapport à la situation de 2010. La différence entre le scénario dit nucléaire et le scénario Grenelle réside dans l'importance de l'électricité solaire et éolienne : multipliée par 9 dans le cas de Grenelle, constante dans le cas de Nucléaire. Cette différence a un coût. Nucléaire implique des investissements de 80 milliards d'euros sur la période considérée, Grenelle des investissements de 190 milliards. Nucléaire implique un surcoût de 6 milliards par an par rapport à aujourd'hui, Grenelle un surcoût de 18 milliards. Nucléaire implique (du fait des dépenses de rénovation) la perte de 100.000 emplois, Grenelle celle de 300.000 emplois. On peut certainement préférer la multiplication par 9 de l'électricité éolienne et solaire à la stagnation de ce type d'électricité à son niveau actuel. Mais il faut savoir que cette préférence implique une augmentation des investissements énergétique de près de 100 milliards, une perte de pouvoir d'achat de 12 milliards par an, et la destruction d'environ 200.000 emplois.

Si l'on considère, à l'allemande, que le risque nucléaire est intolérable, on se tournera vers les deux autres scénarios. Le plus rationnel est dans cette hypothèse celui du retrait total, seul capable d'éliminer ce risque. Mais il faut savoir que ce scénario est le pire selon tous les autres critères (autre que le critère de sécurité) : il quintuple les rejets de CO2 du système électrique, diminue par deux l'indépendance énergétique, et surtout il

implique des investissements que l'on a évalués à plus 650 milliards d'euros, une perte de pouvoir d'achat annuel de 32 milliards par an - environ 3% de la consommation des ménages - et la destruction d'environ 650.000 emplois.

Le scénario du retrait partiel du nucléaire diminue tous ces inconvénients : les investissements qu'il implique s'élèvent seulement - si l'on ose dire - à 300 milliards, et les destructions d'emplois à 400.000. Mais d'un autre côté, le retrait partiel du nucléaire n'élimine pas véritablement le risque nucléaire, et devrait, en bonne logique, être inacceptable pour ceux qui considèrent ce risque comme intolérable.

IV - Conclusion

La question posée était : comment répondre en France à la demande d'énergie ?

Au final, la réponse implique des jugements politiques et même éthiques, et doit être faite par des politiques. Mais elle doit être faite sur la base d'analyses techniques et économiques sérieuses. Crier « choix politique, choix politique » ne peut pas être une façon de faire l'impasse sur ces analyses techniques et économiques. Qui dit choix dit choix entre différentes politiques, ou divers scénarios, qui ont chacun des avantages et des inconvénients, et l'on ne peut pas choisir sans avoir évalué, soupesé, et si possible mesuré, ces avantages et ces inconvénients. Les choix effectués au regard d'une seule dimension, qu'il s'agisse du seul coût économique ou de la seule sécurité, des seuls rejets de CO2 ou de la seule indépendance énergétique, sont des choix boiteux ou myopes.

Cette étude s'est évidemment focalisée sur les fondamentaux techniques et économiques de la question posée. Ils sont malheureusement complexes. On a essayé de les simplifier, et de les clarifier en examinant plusieurs scénarios plus ou moins plausibles, et en le faisant au regard de cinq dimensions ou critères de choix : la sécurité, les rejets de CO2, l'indépendance énergétique, le coûts économique, l'impact sur les finances publiques. Ces

cinq critères sont essentiels, aucun n'est dirimant, et ils doivent tous être pris en compte. Le domaine considéré est hélas un domaine où les sentiments, les *a priori*, les rêves, parlent souvent plus haut que les arguments raisonnés. C'est pourquoi on a essayé, dans la mesure du possible, de quantifier les impacts identifiés. Et de le faire en partant de données officielles, de préférence internationales, en indiquant soigneusement les sources, le cas échéant les hypothèses utilisées, ainsi que les calculs effectués (de façon à permettre au lecteur qui le souhaiterait de refaire les calculs, ou d'en faire d'autres).

L'exercice ne prétend nullement à l'exhaustivité. Le souci de simplicité nous a conduit à négliger certains aspects, comme par exemple la géothermie, les pompes à chaleur ou les biocarburants, dont l'intérêt est pourtant bien réel. D'autres critères d'évaluation, comme par exemple les impacts sur l'industrie nationale des politiques, pourraient être ajoutés à notre liste réduite. Les chiffres estimés impliquent des hypothèses certainement critiquables. L'allocation de l'électricité intermittente par tiers entre éolien terrestre, éolien maritime et solaire, par exemple, est largement arbitraire³¹. Enfin, les scénarios examinés sont établis sur la base des technologies existantes. Des avancées technologiques majeures, telles que le stockage de l'électricité ou la fusion nucléaire ou celles qui sont évoquées plus haut sous l'intitulé « frontières technologiques », mais dont la disponibilité ou le coût sont actuellement inconnus, bouleverseraient la donne.

Il s'ensuit, bien entendu, que cette étude ne répond pas à la question posée. On espère que les informations et les analyses ici proposées pourront contribuer au débat et aider les responsables politiques à choisir la moins mauvaise politique énergétique possible pour la France.

³¹ On a construit un petit modèle informatisé qui permet de calculer facilement ce qui se passe avec d'autres hypothèses ; on peut se le procurer auprès de l'auteur.

Références

- AIE & OCDE. 2010. *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*, édition 2010. 325p.
- Angels, Bernard. 2009. *La relation entre consommation des ménages et importations*. Sénat. Rapport n° 169.
- CGDD. 2010. *Prix de l'énergie dans l'Union Européenne en 2009*. 7p.
- CGDD. 2011a. *Chiffres-clés de l'énergie*, édition 2010. 40p.
- CGDD. 2011b. *Chiffres clés du climat France*, édition 2010. 24p. [Ne donne pas de chiffres postérieurs à 2007]
- CGDD. 2011c. *Bilan énergétique de la France pour 2010*. 74p.
- IEA. 2010. *Key World Energy Statistics*. 82p.
- IEA. 2010b. *CO2 Emissions from Fuel Combustion*. 130p.
- IEA & OECD. 2010. *Projected costs of Generating Electricity 2010 edition*. 215p.
- Association négaWatt. 2011. *Scénario négaWatt 2011*. 28p.
- OCDE. 2011. *Etudes Economiques de l'OCDE : France*. 176p.
- RTE. 2011a. *Le Bilan énergétique français 2010*. 24p.
- RTE. 2011b. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*. 144p.
- RTE. 2011c. *Statistiques de l'énergie électrique en France 2010*. 32p.
- Syrota, Jean. 2008. *Perspectives énergétique de la France à l'horizon 2020-2050*. 326p. (Rapport d'une commission du Centre d'Analyse Stratégique).

Syrota, Jean. 2001. *La voiture de demain : carburants et électricité*. 258p. (Rapport d'une commission du Centre d'Analyse Stratégique)

Acronymes et ratios utilisés

W = Watt (unité de puissance)

Wh = Watt-heure (unité de production)

K = Millier = 10^3

M = Méga = Million = 10^6

G = Giga = Milliard = 10^9

T = Tera = Mille milliards = 10^{12}

EDF = Electricité de France

RTE = Réseau de Transport d'Electricité

AIE = Agence Internationale de l'Energie

IEA = International Energy Agency

tep = tonne-équivalent pétrole

TIPP = Taxe intérieure sur les produits pétroliers

ITER = International Thermonuclear Experimental
Reactor

CO₂ = Dioxyde de carbone

NO_x = Oxydes d'azote