

Commission Energie et changement climatique

Première contribution de l'Académie des technologies au débat national sur l'Energie

Mars 2013

Table des matières

Résumé.....	3
Introduction	4
1. Exemples de transition énergétique à l'étranger.....	6
1.1 La vision des Etats-Unis	6
1.2 La transition énergétique (Energiewende) de l'Allemagne.....	8
2. Eléments pour une stratégie de transition énergétique française	9
2.1 Agir sur la consommation d'énergie plutôt que sur la production d'énergie.....	10
2.2 Quelles priorités retenir ?	13
2.3 Analyse des secteurs de consommation énergétique et rôle des réseaux de chaleur	14
2.4 Le rôle des réseaux.....	15
3. Perspectives de la demande française d'hydrocarbures (y c. gaz naturel).....	17
4. Analyse de la demande française d'électricité et de son évolution possible	19
4.1 Analyse de la consommation française d'électricité et de ses « pointes ».....	20
4.2 Comment suivre la demande de puissance et compenser techniquement l'intermittence de certaines énergies renouvelables ?.....	23
4.3 Que coûterait la gestion d'un système alimenté par ce mix énergétique?	25
5 Conclusion et premières propositions de principes méthodologiques pour préparer la transition énergétique en France	27
Abréviations et sigles utilisés	31

Résumé

La production et l'utilisation de l'énergie se modifient sur toute la planète, sous l'effet de forces diverses, les unes subies, (redistribution des besoins et des ressources de la planète, anticipation de la fin des ressources fossiles) les autres voulues (recherche de l'indépendance énergétique, lutte contre le changement climatique, compétition industrielle). La France a entamé une réflexion sur les politiques à suivre. L'Académie des technologies, à la recherche d'un consensus large, expose dans le présent texte les données techniques qui articuleront les options stratégiques du gouvernement à un horizon de 15 à 20 ans. Il ne constitue pas un avis et ne propose pas de choix de scénarios. C'est une première contribution technique qui précède les options stratégiques et les évaluations économiques comparatives.

L'Académie a étudié avec attention deux modes d'évolution différents et presque contradictoires dans lesquels sont déjà engagés les Etats Unis d'Amérique et l'Allemagne. Ces comparaisons fournissent de très utiles enseignements.

Pour la France, la première certitude est qu'il faut maîtriser la demande et économiser l'énergie et surtout améliorer son utilisation. On peut espérer diminuer les besoins par des mesures telles que isolation des bâtiments, y compris l'ancien, appareils ménagers plus efficaces, chauffage par chaleur directe, géothermie, chaleur de récupération avec réseaux urbains, capteurs solaires thermiques, pompes à chaleur, etc. Il faut concevoir des villes nouvelles économes en énergie et requérant moins de déplacements individuels. Il ne faut pas sous-estimer la difficulté de ces problèmes, qui ne sont pas nouveaux et dont la résolution demandera un effort financier et sociétal important et continu.

De tous les combustibles fossiles, ce sont les liquides pour lesquels la compétition viendra le plus tôt, et sera la plus dure. Leur emploi doit être réservé au transport et à la chimie. Le parc des véhicules évoluera vers une utilisation plus large de l'électricité, au moins dans des véhicules hybrides, et peut-être au gaz, mais cela ne représentera pas un important transfert d'énergie en 2025. L'industrie, de son côté, devrait stabiliser sa demande en continuant à améliorer ses procédés.

Pour la production d'électricité, le parc actuel de centrales nucléaires, restera disponible, quitte à être moins utilisé. On s'efforcera d'améliorer la flexibilité de la production nucléaire pour éviter que le développement des énergies intermittentes n'augmente la consommation d'énergies fossiles. Les problèmes liés à l'intermittence des énergies éoliennes et solaires sont étudiés en détail, des solutions existent mais elles ont forcément leur coût. Le rythme de construction actuel est suffisant s'il est poursuivi avec continuité. Il n'y a pas lieu de dépasser le niveau requis pour fournir la demande estivale car l'électricité excédentaire trouverait difficilement preneur. Le nucléaire peut servir utilement d'appoint pendant les intermittences longues, l'hydroélectricité (notamment les stations de turbinage pompage, des centrales à gaz à cycle combiné ou des centrales thermiques déjà existantes étant utilisables pour les périodes courtes). Pour assurer les équilibres, le développement de réseaux de plus en plus « intelligents » est essentiel.

Les énergies renouvelables continues (hydraulique, géothermie, biocarburants, biogaz) doivent être développées. Il paraît aussi indispensable, pour assurer l'avenir, d'évaluer les possibles réserves de gaz de roches-mères dont la France pourrait disposer.

La baisse totale de la consommation d'énergie en France pourrait atteindre -15% en 2025 et -30% en 2050.

Introduction

La diversité des approches, technologique, économique, sociétale, environnementale et éthique, qui caractérise l'Académie des Technologies lui permet d'apporter son expertise collective à des analyses systémiques complexes comme celle de l'énergie. Cette problématique de l'énergie est en effervescence dans le monde entier et voit son actualité renouvelée en France par le Débat national sur la transition énergétique (DNTE)¹ lancé fin 2012 par les pouvoirs publics. L'Académie souhaite logiquement apporter sa contribution sur ce thème, présent dans les travaux de l'Académie depuis sa création en 2000.

Au cours des toutes dernières années, le monde de l'énergie a été bousculé par des phénomènes de grande importance qui en modifient profondément les principes directeurs sans que ceux-ci soient clairement perçus ou leurs conséquences analysées sous tous leurs aspects : apparition des huiles et gaz de roche mère, progrès technologique des énergies renouvelables, intermittentes ou non, accidents de Fukushima et du golfe du Mexique, développement de l'offshore profond, mais aussi contexte de récession dans les pays industrialisés, etc.

Ce monde de l'énergie se caractérise avant tout par des parcs installés dont la valeur de renouvellement est énorme et les temps d'évolution très longs. La production et la consommation sont le résultat de parcs construits dans le passé (parcs de logements, de voitures, d'infrastructures urbaines ou de transports ; parc de moyens de production ou d'importation d'énergie) dont la valeur de reconstruction s'élève en milliers de milliards d'Euros. Les évolutions ne peuvent donc être que lentes et porter sur plusieurs décennies. En conséquence :

- a. Cette évolution doit viser des objectifs stables à long terme
- b. Une politique énergétique qui s'exerce dans la longue durée ne peut pas s'appuyer sur des choix par trop binaires ; elle doit prendre en compte l'aléa qu'est nécessairement le futur ; elle doit donc privilégier des évolutions des mix² sans rupture brutale.

La situation de la France peut être résumée en trois éléments : l'état actuel de son mix énergétique, les engagements de l'Europe, les orientations³ pour l'évolution vers le mix futur que le gouvernement appelle « transition énergétique » et qu'il soumet dans les mois présents au débat public.

Les engagements pris s'inscriront dans le cadre du Traité de Lisbonne. Dans ce traité, le champ de l'énergie est partagé entre les pays membres qui sont libres de choisir leur mix énergétique et l'Union qui élabore les politiques globales et contrôle leur application. En décembre 2008, l'Union a adopté le paquet « énergie climat » appelé 20-20-20 pour 2020 :

- Améliorer l'efficacité énergétique de 20%
- Porter la part des renouvelables dans la consommation énergétique finale à 20%

¹ Site <http://www.transition-energetique.gouv.fr/>

² Voir définition in-fine

³ La « transition énergétique » française est élaborée par le Gouvernement sur la base d'orientations données par le Président de la République pour son quinquennat, à savoir :

- ✓ *préserv*er l'indépendance de la France tout en diversifiant nos sources d'énergie : réduction de la part du nucléaire dans la production électrique de 75% à 50%, montée en puissance des ENR, respect des engagements internationaux pour la réduction des émissions de GES,
- ✓ lancement d'un vaste plan, permettant à 1 million de logements par an de bénéficier d'une isolation thermique de qualité.

- Diminuer les émissions de CO₂ de 20% par rapport au niveau de 1990 en visant une réduction des émissions de 80% à 95% en 2050.

La Commission européenne a récemment présenté au Conseil de l'Union européenne une « feuille de route 2050 », qui prolonge et amplifie ces objectifs très ambitieux d'économie d'énergie primaire (diminution de 32% à 41% par rapport à 2005-2006) et de décarbonation (réduction de 85% des émissions du CO₂ du secteur énergétique, y compris en provenance des transports). Ces objectifs s'accompagnent d'une croissance du Poste « Energie » dans les dépenses des ménages, montant jusqu'à 16%.

Deux remarques : les pays membres ont largement usé de la liberté donnée par le Traité de prendre des décisions fondamentales sans consultation ou même information des autorités européennes et des autres Etats membres. La décision de l'Allemagne de sortir du nucléaire en 2022 en est un exemple. Pourtant cette décision conduit au moins à court terme, à une consommation accrue de charbon et de gaz, donc à une augmentation des importations et une augmentation des gaz à effet de serre (GES)⁴ De même, paradoxalement, une augmentation trop forte des énergies intermittentes en France conduira vraisemblablement à une augmentation de l'utilisation de gaz pour compenser l'intermittence, mais à un niveau plus faible qu'en Allemagne. Dans les deux cas, les coûts pour les consommateurs augmentent.

Pour étudier une trajectoire d'évolution du mix énergétique, l'Académie des Technologies propose une approche méthodologique en trois volets :

- l'étude des données techniques du problème. C'est l'objet de ce premier rapport.
- l'étude des coûts, des investissements, et des comparaisons « création de valeur /coût des projets ». Ce sera l'objet d'un deuxième rapport dans les mois à venir
- le choix des priorités politiques.

Sur ce point l'Académie ne s'immiscera pas dans le choix du politique, mais souhaite rappeler le point essentiel suivant :

Une politique énergétique est nécessairement guidée par des objectifs partiellement antagonistes, et dont la pondération relative sera un élément déterminant du mix :

- a. l'indépendance énergétique, la sécurité d'approvisionnement et la maîtrise de la balance commerciale de chaque pays européen par diminution des importations d'énergies
- b. l'économie du système énergétique, qui contribue très fortement à la richesse nationale, et à la création d'emplois :
 - indirectement mais très fortement si le système énergétique est efficient (prix du kWh pour les usagers et pour les entreprises)
 - directement mais dans une moindre mesure, par la création d'emplois dans la filière énergétique pour le marché intérieur ou l'exportation
- c. la réduction des émissions gaz à effet de serre dont le CO₂, dans le cadre d'une lutte contre le changement climatique qui ne peut être que planétaire.

Le choix de l'horizon énergétique est important ; il doit être suffisamment long pour anticiper le choix du mix énergétique dans une ère post-carbone.

⁴ Les acronymes utilisés sont explicités en fin de document

L'ensemble de ces points peuvent (et doivent) faire l'objet d'un arbitrage économique en n'oubliant pas les « externalités » du système et en particulier le coût du CO₂ dans l'économie.

Bâtir une stratégie consistera donc à classer les objectifs et sous-objectifs que l'on se donne et à privilégier fortement ceux qui sont classés en tête. Ce classement est un choix de société, qui doit être effectué dans la continuité et la durée. Les deux exemples qui suivent montrent que deux pays très proches de nous en bien des aspects, les Etats-Unis et l'Allemagne, ont choisi des stratégies nettement différentes.

Les priorités potentielles sont multiples.

Deux remarques importantes :

- L'évolution récente au niveau de la planète montre que la raréfaction des ressources énergétiques fossiles n'est pas immédiate et donc n'est pas – contrairement à une confusion fréquente - le moteur de la transition énergétique ; c'est bien l'effet de serre.
- Toute décision nationale ou locale en matière de production ou d'utilisation d'énergie suppose une comparaison de coûts et d'avantages, qui doivent orienter les choix, permettre une gestion efficace des moyens de production et satisfaire la demande d'énergie au moindre coût. Ces coûts doivent être correctement calculés, et en particulier :
 - tenir compte d'un prix lié à la valeur des économies d'émissions de gaz à effet de serre.
 - pour les sources d'énergie subventionnées, tenir compte des coûts réels et des progrès attendus des apprentissages technologiques.
 - pour les dommages courants à l'environnement, introduire une évaluation s'il y a lieu.
 - pour les risques nucléaires, introduire les coûts résultant des instructions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Ce document est donc destiné à présenter les données techniques, les contraintes, les bases industrielles, et l'environnement énergétique dans lesquels s'élaborera la stratégie de la transition énergétique française. Il est aussi destiné à faire des recommandations pour aborder cette élaboration.

1. Exemples de transition énergétique à l'étranger

Pour permettre au lecteur de comprendre la grande diversité des approches retenues par les pays, il a été jugé utile de commencer par une présentation rapide des deux visions, américaine et allemande, parce que ces deux pays présentent des évolutions très contrastées et presque contradictoires.

1.1 La vision des Etats-Unis

Aux États-Unis, l'indépendance énergétique est placée en tête des priorités, à parité avec l'amélioration de l'emploi et la relance économique. On pourrait même parler d'autonomie énergétique tant l'accent est mis sur les ressources tirées du sol américain. La troisième priorité est l'efficacité énergétique : les Américains sont conscients du retard des

Etats-Unis sur l'Europe en ce domaine. Le temps (1992) où le président Bush Senior disait que « l'American way of life » n'est pas négociable, semble dépassé.⁵ C'est aussi la meilleure façon d'aller vers l'autonomie énergétique. On entend souvent dire que le détroit d'Ormuz ne doit plus être contrôlé si l'importation du pétrole n'est plus nécessaire, établissant ainsi le lien entre la stratégie militaire américaine et l'accès aux ressources énergétiques. Notons que l'Asie et l'Europe continueront d'en avoir besoin. Contrôleront-elles le détroit d'Ormuz ?

Le changement climatique et la diminution des émissions de GES arrivent ensuite. Cela ne signifie pas que rien n'est fait, mais c'est parfois fortuit. Le développement rapide des gaz de roche mère et leur prix bas ont modifié le mix énergétique destiné à la production d'électricité. La part du charbon, qui représentait 45% de ce mix, est passée à 36%, à peu près à égalité avec le gaz. Le prix du MWh⁶ électrique produit avec du charbon était en avril 2012 de 31 \$/MWh alors que le prix du MWh produit avec du gaz était de 17,8 \$/MWh. Il n'est pas certain que ce prix reste à un niveau aussi bas. Il est dû au fait que la production de gaz humide conduit à la production de liquides (condensats) mieux valorisés, dont le prix est maintenu à un niveau élevé par le marché mondial du pétrole.

Ce prix du gaz augmentera quand la demande augmentera suffisamment. On observe d'ailleurs une diminution du nombre d'appareils de forage opérant sur des champs de gaz en raison d'un prix moins attractif, nombre passé d'environ 800 à moins de 200 en l'espace de deux ans. Cependant le déplacement du charbon vers le gaz pour la production d'électricité est malgré cela durable. De ce fait, les émissions de GES américains ont baissé fortement, plus que par le seul effet de la crise économique. Ne nous réjouissons pas trop ; l'extraction de charbon américain a certes un peu baissé (environ 4%), mais le charbon extrait a été exporté vers l'Europe, principalement vers l'Allemagne (+ 12%), à un prix de 90 \$/tonne rendu ARA (Amsterdam, Rotterdam, Anvers), et vers l'Asie à un prix de 100 \$/tonne du fait de la distance. Il était à 120 \$/tonne il y a un an. Les émissions planétaires continuent donc d'augmenter au rythme des combustibles extraits. Tout ce qui est extrait sera brûlé. Consommer plus ou moins ici ou là sur la planète ne change rien tant que l'extraction de charbon augmente.

Le parc des centrales de production électrique à charbon est en fin de vie. Le renouvellement doit se faire dans les 10 ans. Certains Etats sont contraignants et demandent l'amélioration des centrales à charbon selon les techniques modernes parfaitement au point et utilisées en Europe et en France. Economiquement le secteur n'est pas prêt à faire ces investissements.

Par ailleurs, il est important de noter les conséquences sur l'emploi et la croissance économique du développement des gaz non conventionnels et des huiles de roche mère. Dans le secteur gazier seul, 600 000 emplois ont été concernés en 2010. La baisse du coût de l'énergie (les prix de l'électricité ayant été également entraînés à la baisse) constitue un facteur très favorable de compétitivité des entreprises consommatrices d'énergie et a largement contribué à la ré-industrialisation observée outre-Atlantique. Elle permet de plus une amélioration du pouvoir d'achat des ménages.⁷

⁵ Décision prise en aout 2012 de revoir les normes de consommation des véhicules (CAFE standards). C'est la première fois depuis 1975 que les USA modifient leurs normes, se rapprochant ainsi de l'Europe

⁶ Voir définitions des unités indiquées à la fin du document

⁷ Voir aussi le développement des « America's Natural Gas Highways » permettant d'alimenter les camions en GNL plutôt qu'en gazole.

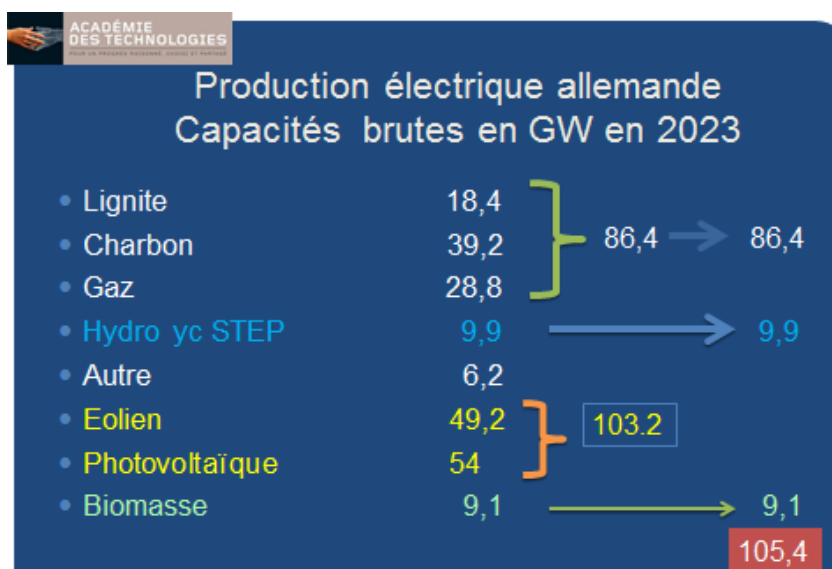
Enfin, le développement des gaz non conventionnels constitue un atout majeur pour la pétrochimie américaine dont la matière première principale est l'éthane (produit avec le méthane) dont le prix a aussi été tiré vers le bas. On assiste ainsi à un redémarrage de la production d'éthylène, qui était en déclin au bénéfice du Moyen-Orient. La pétrochimie européenne par contre utilise essentiellement du naphta dont le prix est lié à celui du pétrole, alors que le prix des produits est *grosso modo* fixé par les marchés internationaux. En conséquence aucun projet majeur d'extension n'est annoncé en Europe, avec même à terme un risque de réduction de capacités.

1.2 La transition énergétique (Energiewende) de l'Allemagne

Nous empruntons à l'étude du CAS⁸ les éléments ci-dessous. Les quatre axes stratégiques principaux décidés en 2010-2011 par l'Allemagne sont :

- ✓ Le développement des ENR (objectif : 35% en 2020, 80% en 2050)
- ✓ La baisse de la demande en énergie : -20% en 2020 et -80% en 2050 (pour l'électricité : - 10% en 2020 et -25% en 2050)
- ✓ L'accroissement de l'efficacité énergétique (intensité énergétique⁹ : -2,1% par an),
- ✓ La baisse des émissions de GES (-40% en 2020, -80-95% en 2050).

De plus, à la suite de l'accident majeur de Fukushima, l'Allemagne a décidé de sortir plus rapidement du nucléaire, passant de l'échéance de 2036 à celle de 2022. Un rôle majeur a été attribué au gaz (gaz naturel et biogaz), pour compenser non seulement l'arrêt du nucléaire mais aussi l'intermittence des ENR (éolien et solaire PV, principalement). Ce rôle du gaz dans le système allemand est important, que le méthane soit importé de Russie, qu'il soit issu des ressources européennes de gaz de roche-mère ou que ce soit du biogaz. Actuellement, le prix du gaz en Europe (12 \$ /MBTU) est environ 4 fois supérieur au prix américain (3 \$/MBTU), dont nous avons vu qu'il est sous-évalué. Le marché spot alimenté par le GNL est entre les deux (8 \$/ MBTU). Le biogaz allemand de première génération est trois à quatre fois plus cher que le GNL.



⁸ Parue en septembre 2012 (CAS : Centre d'analyse stratégique)

⁹ Consommation d'énergie pour produire un € de PIB

Si nous analysons la figure ci-dessus, nous constatons que la puissance totale installée en Allemagne est égale à 214,8 GW, soit 2,7 fois la demande de pointe qui est égale à 80 GW (et devrait baisser de 10% d'ici à 2020) c'est-à-dire nettement inférieure au pic de la demande française de 100 GW. C'est en partie parce que le chauffage en Allemagne est produit par du gaz ou du charbon alors qu'il est fréquemment électrique en France. L'énergie électrique y est majoritairement destinée à l'industrie.

Si nous regroupons les sources primaires par type, lignite, charbon et gaz représentent 86,4 GW soit sensiblement la demande de pointe, et 96,3 avec l'appui de l'hydroélectricité pour le suivi de charge et les variations rapides. L'éolien et le photovoltaïque représentent 103,2 GW soit sensiblement autant. **L'investissement dans les énergies renouvelables ne diminue pas les investissements dans les énergies fossiles.** 12,8 GW seront installés d'ici 2013 en charbon et gaz. 10 GW supplémentaires seront mis en service d'ici à 2020, soit l'équivalent des 20 GW nucléaire qui seront fermés.

Notons aussi que la biomasse, c'est-à-dire dans ce cas principalement le biogaz, ne représente que 9,1 GW alors qu'en 2050, les textes allemands attribuent au biogaz un rôle central d'adaptation de la production à la demande, ce qui suppose une puissance installée de l'ordre de 60 GW. Il est vrai que les installations de production d'électricité sont les mêmes quelle que soit la source de méthane, conventionnel, non conventionnel ou biogénéré). La génération biologique de ce gaz, par des procédés qui n'utilisent pas les productions agricoles, est loin d'être industriellement disponible. En dehors des questions économiques qui restent centrales, la capacité de produire de telles quantités de biométhane sur le territoire allemand n'est pas démontrée : le mix méthane en Allemagne est susceptible de fluctuer suivant des facteurs extérieurs variés.

Le gaz ne trouve pas nécessairement son compte à adosser les énergies intermittentes. En effet, les turbines à gaz à cycle combiné qui sont conçues pour fonctionner régulièrement entre 5000 heures et 6500 heures par an se trouvent à demeurer en attente (pas à l'arrêt) prêtes à démarrer lorsque le soleil ne brille plus ou lorsque la vitesse du vent baisse. En Allemagne, beaucoup de centrales ne fonctionnent que 3000 heures par an voire beaucoup moins. Les opérateurs de ces installations attendent une augmentation du prix d'achat de l'électricité produite. Selon l'OCDE, l'augmentation de la part des énergies intermittentes pousse fortement les prix à la hausse.

Par ailleurs, il se passe en Europe le symétrique de ce qui se passe aux Etats-Unis. Le charbon est bon marché, le gaz est cher. L'Allemagne importe du charbon américain et augmente sa consommation de charbon de bonne qualité. Cette situation pourrait être assez durable et inciter plus de pays européens à utiliser au maximum leurs centrales électriques au charbon.

La position de l'Allemagne sur les émissions de GES n'est pas très claire. Dans l'immédiat, ces émissions augmentent.

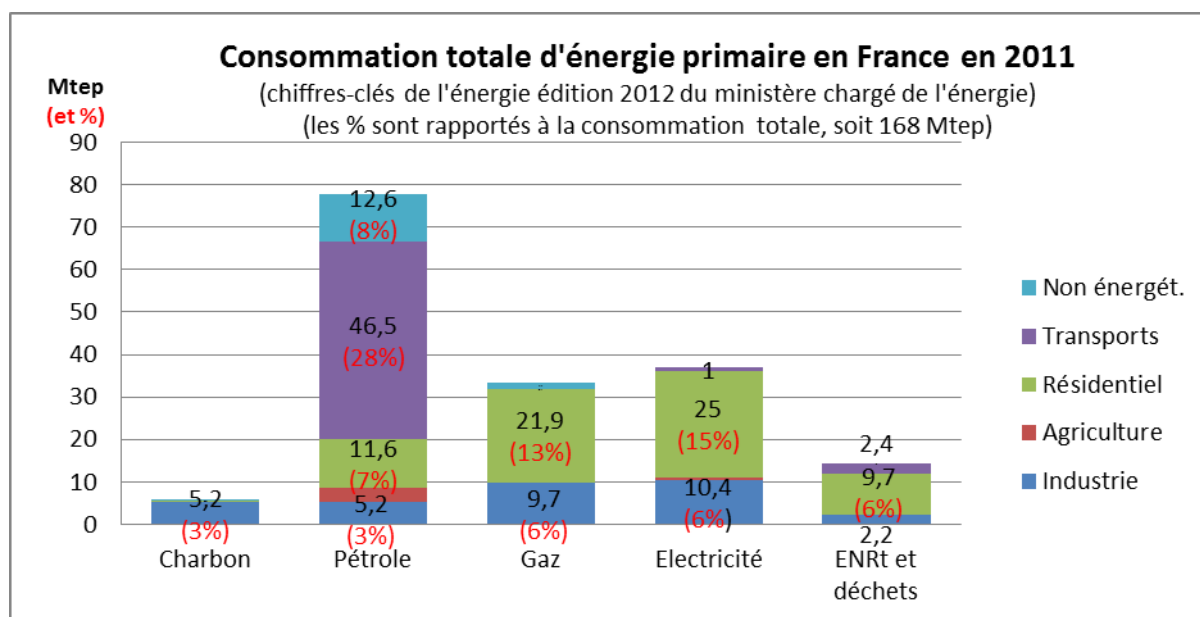
2. Eléments pour une stratégie de transition énergétique française

La stratégie de la transition énergétique française qui sera élaborée en 2013 devra tenir compte de données techniques, de limitations et de contraintes, des bases industrielles et de l'environnement énergétique du pays, tous éléments qui sont abordés dans les chapitres qui suivent.

Elle devra également tenir compte des investissements et coûts associés aux trajectoires envisagées. Ces éléments feront l'objet d'une deuxième communication de l'Académie des Technologies dans les prochains mois.

Les conclusions formulées à la fin de ce document devront donc être complétées par celles résultant de l'analyse économique.

2.1 Agir sur la consommation d'énergie plutôt que sur la production d'énergie



Agir sur la consommation veut dire agir sur l'efficacité et la sobriété énergétiques sous toutes leurs formes : éviter le gaspillage (isolation, récupération d'énergie,...) et augmenter le rendement de toutes les opérations qui utilisent de l'énergie. C'est aussi et peut-être surtout comprendre le besoin final et vérifier que la solution trouvée pour le satisfaire est énergétiquement efficace. Dans le domaine des transports par exemple, en plus de rechercher des modes de transport efficaces, on doit s'interroger sur l'organisation de la ville, du territoire, du travail, des loisirs, de l'enseignement et sur le besoin en transport individuel ou collectif. C'est aussi organiser collectivement la demande pour que celle-ci ne soit pas seulement la somme des demandes individuelles des consommateurs mais qu'une première synthèse soit faite au niveau local.

Pour avoir une idée des potentialités de gain énergétique, il faut passer en revue les trois grands domaines d'usage de l'énergie, l'industrie, les transports, ville et habitat.

Domaine de l'industrie (25% du total)

On peut distinguer deux grands types d'industrie :

- l'industrie manufacturière qui produit toutes sortes de biens d'équipements et qui utilise une énergie à 70% électrique, dont la part devrait croître. Pour maintenir la compétitivité, ce secteur améliore en continu ses produits et procédés. La consommation électrique devrait baisser, à moins qu'une nouvelle tendance à la réindustrialisation s'installe durablement.
- Les gros consommateurs d'énergie, cimentiers, aciéristes, raffinage, chimie,... Ces industriels améliorent en continu leurs procédés et on devrait voir cette

consommation baisser, à moins qu'une politique volontariste de construction de logements ne relance ces secteurs. Notons aussi les efforts récents de récupération d'énergie « fatale » (chaleur rejetée dans le milieu) qui pourraient influencer les bilans énergétiques.

- En conclusion dans l'industrie, à l'horizon 2025, il y a un peu de potentiel de réduction de la consommation d'énergie. En revanche les choix politiques en matière de réindustrialisation et de construction de logements pourraient conduire à une augmentation de la consommation dans les secteurs concernés.

Domaine des transports (33% du total)

Les transports sont les gros consommateurs de combustibles fossiles.

En ce qui concerne les transports routiers, les gains en consommation sur les modèles les plus récents sont de 1,5 à 2% par an, soit une diminution moyenne de 25 à 30% entre 1995 et 2012. Mais le parc n'est pas constitué seulement de modèles récents et la consommation globale n'a pas diminué autant. Le point important qui concerne surtout les voitures particulières (40% de l'énergie des transports) est l'éventuelle mutation vers l'électrique.

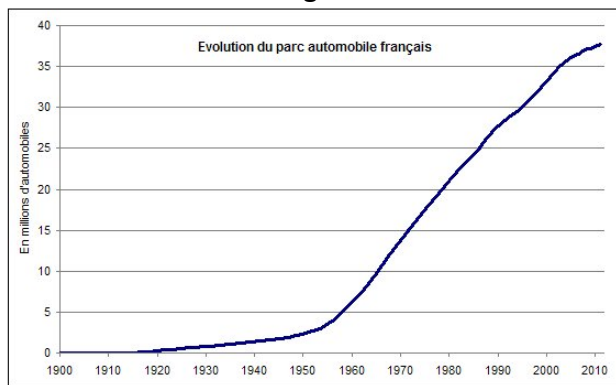
La mutation vers l'électrique restera à l'horizon 2025 modeste, essentiellement à cause des coûts de mise en place des réseaux et des bornes de rechargement. Mais en 2040-2050, le parc « électrifié » sera constitué principalement de véhicules électriques (VE) en zone urbaine et périurbaine et de véhicules hybrides rechargeable (VEHR) avec potentiellement des biocarburants (autre mutation à gérer), ou des biogaz en transition avec le GNL.

La gestion de la production électrique supplémentaire nécessaire à cette mutation sera un problème primordial à résoudre. Plus que l'énergie électrique nécessaire, il est important de raisonner en capacité supplémentaire de production. Une analyse des perspectives sur les VE et VEHR montre :

- en 2020, un besoin assez modeste de 400 MW (moyenne sur l'année) pour 400 000 véhicules (VE et VEHR)
- en 2040-2050, un besoin de 4 à 6 GW pour 4 à 6 millions de VE et VEHR
Le niveau de capacité à installer pourrait être plus élevé si les réseaux nécessaires sont mis en place plus rapidement

N'oublions pas non plus que le parc de véhicules évoluera avec la variation de population (positive en France).

Si, à l'horizon 2050 un facteur 3 en diminution de CO₂ semble possible, le facteur 2 en consommation énergétique sera très difficile à atteindre. 40% serait un chiffre plus réaliste, soit 13% du total de l'énergie.



Domaine ville et habitat (42% du total)

Pour l'habitat les évolutions seront le résultat de trois impacts :

- une progression des efficacités énergétiques (équipements, éclairage, régulations,...),
- des économies d'énergie par des solutions d'isolation,
- le développement des énergies nouvelles en particulier le solaire thermique,

L'habitat ancien constitue 90% des gisements de progrès pour les deux derniers points.

L'objectif proposé par l'ADEME pour 2020 est de réduire de 38% les dépenses d'énergie dans les bâtiments. Un chiffre de 28 % semble plus réaliste (soit 12 % de l'énergie consommée en France) et encore très volontariste. En 2025, on peut extrapoler ce chiffre à -15% de la consommation totale d'énergie.

Atteindre cet objectif dépendra des résultats des travaux sur la réduction des coûts de construction et de réhabilitation, mais aussi des outils de financement, en particulier pour les constructions individuelles et les copropriétés.

Un bonus de l'ordre de 7% de réduction des dépenses d'énergie dans les bâtiments pourrait être obtenu avec le développement des réseaux de chaleur et la récupération des calories actuellement perdues (incinérateurs, eaux usées,...)

Avec la poursuite de ces efforts, il est raisonnable de penser qu'en 2050, on parviendra à 50 % d'économie dans le bâti (soit 23% de nos dépenses énergétiques en France)

En conclusion, avec des marges d'erreurs probables assez considérables (c'est de la prospective, pas de la prévision), la consommation énergétique française devrait baisser d'environ -15% en 2025 et d'environ -30% en 2050.

Ces trois domaines principaux sont conçus pour utiliser un certain type de vecteur qui structure l'industrie correspondante, par exemple les voitures diesel, les trains électriques, les fours à gaz ou électriques. Le concept de vecteurs développé par notre Académie est ici nécessaire. Un vecteur d'énergie est la forme physique que prend une énergie pour satisfaire un certain usage. Ce sont les vecteurs qui sont distribués et commercialisés auprès des consommateurs finaux : le carburant à la pompe, le gaz à la chaudière, l'électricité à la prise.

Les vecteurs sont structurés en réseaux, ce qui permet l'accès aux usagers et les ajustements spatio-temporels. L'analyse énergétique par les vecteurs permet de prendre en compte la concurrence vers l'aval – quel sera le débouché le plus rémunérateur ? – et vers l'amont – quelle sera la source la plus féconde ? - Cette compétition peut être économique (le coût final pour l'utilisateur et la rémunération pour le producteur), écologique (quelle quantité de GES émise), stratégique (quel impact sur la balance des paiements et quels risques de précarité de l'approvisionnement), socioéconomique (quels emplois créés) ou industriel (leaders industriels français). L'analyse par les vecteurs est une façon d'appréhender la transition énergétique.

C'est dans une approche systémique globale qu'il y a le plus à gagner, et d'abord dans l'analyse énergétique globale de la ville au sens large. En France comme dans le monde, la population est de plus en plus urbaine et c'est dans ce cadre-là que se consomme la majorité de l'énergie¹⁰.

¹⁰ Pendant plus d'un an, notre académie est allée dans de grandes villes (Nanterre, Rennes, Toulouse, Belfort, Bayonne) pour passer une journée avec les élus, les services et les citoyens dans le but d'analyser leur ville sous l'angle énergétique.

2.2 Quelles priorités retenir ?

La hiérarchisation des priorités est le choix du politique. Les priorités potentielles sont multiples. Est-ce la réduction du CO₂ émis, est-ce une politique d'indépendance énergétique et subsidiairement d'amélioration de la balance commerciale, est-ce la création d'emplois sur le territoire, est-ce le développement d'industries nouvelles destinées à l'exportation ?

Le prix final pour le consommateur domestique ou industriel nous paraît plus que jamais devoir faire l'objet d'une analyse soignée. Ce dernier point est très important : pour leur implantation, les industriels grands consommateurs d'énergie mettent le prix de l'énergie avant le prix de la main d'œuvre. Quant aux consommateurs domestiques, un prix élevé de l'énergie ampute leur pouvoir d'achat et donc la consommation non énergétique.

Négliger la question de l'indépendance énergétique, pour la France ou pour l'Europe, serait évidemment inconséquent, puisque c'est le maître mot des grands acteurs mondiaux. La France, en 1945, a fait le choix de l'hydraulique puis du nucléaire. Elle a fait le choix de sortir du charbon (ce qui a pris 50 ans) pour assurer son indépendance. C'est ainsi que les transports ferroviaires ont été électrifiés, le chauffage également ainsi que beaucoup de fours et de machines industrielles. C'est ce qui explique que la consommation électrique de pointe de la France est supérieure de 20% à celle de l'Allemagne. Ce choix de l'électricité présente l'intérêt de diminuer sensiblement les importations énergétiques, ainsi que les émissions de CO₂. Devons-nous aller plus loin dans cette stratégie ? Cette idée d'indépendance énergétique participe à la politique de développement des énergies renouvelables, c'est-à-dire en France, principalement l'énergie éolienne à terre et en mer, l'énergie solaire sous sa forme électricité photovoltaïque et le biogaz, avec une place pour les énergies marines, la géothermie etc.

L'insertion progressive d'énergies renouvelables intermittentes sera un changement profond dans le système de production d'électricité. Il ne faut pas le considérer comme une perturbation, mais comme une opportunité de faire évoluer globalement le système électrique français.

Ce développement relativement récent des énergies renouvelables intermittentes pose néanmoins la question de l'impact sur le coût final pour l'utilisateur, et du coût des infrastructures ou des outils industriels associés à ces développements.

Ce développement pose aussi la question de l'emploi. Le secteur de l'énergie est un fort utilisateur de main d'œuvre très qualifiée, pour la construction de nouvelles infrastructures plus ou moins en proportion de la puissance installée, pour leur exploitation, pour les réseaux de distribution, pour l'entretien etc. Il n'y a pas de différence fondamentale du point de vue de l'emploi entre la création d'un terminal méthanier, la construction d'une centrale de type EPR ou d'un champ d'éoliennes en mer. Le développement d'industries leader mondiales est plus complexe. La France a des leaders dans le domaine hydraulique, nucléaire et pétrolier, il faut les développer. Mais il n'est pas indispensable de disposer d'un leadership global sur une filière pour être exportateur. Être leader sur le marché d'un composant stratégique (la partie électrique pour certains types d'éolienne, le verre ou l'intégration au bâti pour le photovoltaïque, un additif pour l'exploitation des gaz de roche-mère par exemple) peut être aussi bénéfique et moins exposé que dominer une filière. Il y a donc deux grandes filières de développement des emplois liés à la production d'énergie : celle correspondant à la production d'énergie localisée en France, et celle correspondant à la demande d'énergie (différente) de marchés localisés dans d'autres pays, à laquelle certaines

entreprises françaises exportatrices sont aussi capables de répondre. Ces deux filières industrielles doivent être développées en parallèle.

Il est fondamental enfin de rappeler que l'économie du système énergétique et son efficacité (prix du kWh pour les usagers et pour les entreprises) contribuent indirectement mais très fortement à la richesse nationale et à la création d'emplois dans un grand nombre d'activités et en particulier de branches industrielles.

2.3 Analyse des secteurs de consommation énergétique et rôle des réseaux de chaleur

C'est **la ville** au sens large qui est la bonne échelle d'analyse des trois grands secteurs de consommation énergétique : la mobilité, le chauffage et l'éclairage, les équipements domestiques et industriels.

Les dépenses énergétiques de la **mobilité** dépendent beaucoup de l'espace occupé par la conurbation, qui lui-même dépend de l'agrément qu'il y a à vivre en centre-ville et de l'accessibilité financière pour s'y loger ; ceci est fonction de la politique foncière de la ville. La présence des établissements scolaires et d'éducation au sens large, de lieux de sports et de loisir, de lieux de vie a un impact direct sur le prix du foncier et donc, paradoxalement, en éloigne les familles avec enfants. Pour des raisons énergétiques, il est vraisemblable que la ville du futur sera dense ; elle devra cependant être agréable à vivre. Les vecteurs énergétiques pour les transports peuvent être les carburants liquides (diesel, essence et biocarburants), les carburants gazeux (méthane, hydrogène), l'électricité. Chacun de ces choix implique de grands enjeux industriels dont l'inertie est importante. Le fait que le transport soit individuel ou collectif n'est pas en soi fondamental. Ce qui est important, c'est la consommation d'énergie pour un service rendu. Le chauffage, ou l'eau chaude sanitaire sont produits avec du gaz, de l'électricité ou du fioul. L'éclairage est produit par de l'électricité. Le rendement des appareils d'éclairage a considérablement progressé ces dernières années. Les LED consomment peu d'énergie, ce qui permet d'offrir des villes mieux éclairées et plus sûres à moindre coût.

Le poids de la production de **chaleur** dans le bilan global justifie un soin particulier, car c'est dans ce domaine qu'il y a le plus d'arbitrages à faire. Si le but final est de produire de la chaleur, il est plus judicieux de chauffer de l'eau avec le soleil que de produire de l'électricité photovoltaïque pour des chauffe-eau électriques, d'où l'importance des capteurs solaires thermiques, qui pourraient permettre en 2025 d'économiser 20 TWh¹¹ d'électricité par an. La particularité de la chaleur est sa plus forte inertie : on peut chauffer de l'eau ou un caloporteur durant une période de temps et l'utiliser à un autre moment, ce qui n'est pas le cas de l'électricité dont l'équilibre entre la production et la consommation doit être instantané et permanent. L'intérêt de cette inertie est que la chaleur peut être produite, soit quand la demande électrique est faible et donc que l'offre nucléaire est excédentaire (entre 1 heure et 5 heures du matin), soit quand il y a du vent, ou du soleil, et consommée plus tard. C'est une des formes efficaces d'accumulation de l'énergie. Cette inertie peut également permettre de récupérer industriellement la chaleur du sous-sol (géothermie) ou la chaleur relâchée dans les eaux usées. Ces technologies se déclinent à l'échelle de la ville.

Enfin les **équipements domestiques et industriels** consomment principalement de l'électricité. Les ordinateurs jouent un rôle croissant dans cette consommation. Le

¹¹ Moyennant 40 millions de m² de capteurs thermiques, pour un potentiel de toiture en France de 2800 millions de m²

développement rapide de puissances de calcul importantes peut conduire à une augmentation de la consommation d'électricité. Les grands centres de calcul et les data centers¹² appellent une puissance de plusieurs centaines de MW. Une partie de cette puissance est dépensée en chaleur qui pourrait être utilisée dans les réseaux de chaleur. Il est nécessaire d'analyser si la puissance appelée peut être modulée à la baisse au moment des heures de pointe de la demande électrique ou à la hausse lorsque de l'énergie fatale est disponible (sources intermittentes).

En 2020, le parc de **véhicules électriques** pourrait être compris entre 400 000 véhicules et 1 million de véhicules en France et représenter jusqu'à 7% des ventes annuelles, soit autant que les hybrides dont certains seront rechargeables. La consommation française d'électricité de ces véhicules serait de 2 à 4 TWh, soit 2,5 à 5% de la consommation électrique des foyers. Les constructeurs estiment que le rechargement des véhicules proviendra essentiellement d'une charge lente (7-11h) par branchement sur le secteur. La charge rapide pose des problèmes physicochimiques dans les batteries Li-ion et des problèmes énergétiques d'appel de puissance (par exemple recharger en 5 minutes les véhicules du parking du centre commercial de Vélizy mobiliserait 5,4 GW. En revanche, la même charge durant les 2 heures de présence sur le site, appellerait seulement une puissance 450 MW en milieu de journée. C'est beaucoup, mais c'est une heure où la demande électrique est faible. Les échanges de batteries offriront des opportunités. Les batteries raccordées durant des temps longs au réseau électrique constituent des capacités de stockage qui seront à intégrer dans les stockages décentralisés gérés par les réseaux locaux.

2.4 Le rôle des réseaux

Il existe des réseaux de gaz, des réseaux électriques, des réseaux de chaleurs sans parler des réseaux de transports.

Les réseaux nationaux sont intégrés dans un système européen qui permet d'échanger de l'énergie et de se porter mutuellement assistance dans les termes économiques du marché.

Le **réseau de gaz** permet de transporter le gaz, de le stocker, et de le distribuer aux consommateurs. Ce gaz est fourni à partir de la production nationale qui ne représente plus que 1,6% de la consommation, à partir d'importations par gazoduc de Norvège (30%), de Hollande, d'Algérie, de Russie etc. et à partir de trois terminaux de regazéification du GNL (gaz naturel liquéfié) importé par navires méthaniers (Dunkerque, Montoir de Bretagne et Fos). Le GNL représente 28% des importations de gaz. Il est plus flexible que le marché gazeux par gazoduc qui est dominé par des contrats long terme.

Les **réseaux électriques** qui couvrent toute l'Europe (et qui sont raccordés aux réseaux du Maghreb) devront se développer considérablement comme conséquence du développement des énergies renouvelables intermittentes. En France, le réseau est géré par RTE qui publie en temps réel sur Internet la consommation d'électricité, la production par filière¹³, le bilan des importations et exportations, et la quantité de CO₂ émise. Chaque citoyen peut donc suivre en permanence la situation électrique de l'Hexagone. Pourquoi le développement des

¹² Moyennant 40 millions de m² de capteurs thermiques, pour un potentiel de toiture en France de 2800 Mm²

¹² pour les data centers : 1 à 2% de la consommation électrique mondiale en 2010, avec une augmentation de cette consommation de + de 50% entre 2005 et 2010)

¹³ <http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix/production-d-electricite-par-filiere>

énergies intermittentes conduit-il à développer les réseaux ? Simplement parce que plus un territoire est grand, plus il est soumis à des climats ou des épisodes météorologiques différents, plus il est probable qu'il recevra du vent ou du soleil. Ce foisonnement permet une certaine mutualisation des productions intermittentes et donc leur meilleur usage. Par exemple, la production photovoltaïque moyenne correspond à environ 1100 heures par an en équivalent pleine puissance (sur 8760 heures) à Marseille et moins de 900 heures à Paris ou en Allemagne. La production éolienne terrestre moyenne est de 1800 heures en France. Elle est meilleure en zone côtière et nettement meilleure en offshore (2500 heures à 3000 heures). Le résultat est évidemment affaire de géographie, les énergies renouvelables sont des énergies géographiques : elles peuvent être très rentables ou ne pas l'être selon la localisation.

Cependant, il y a une forte opposition sociétale à la création de nouvelles lignes de transport électrique. Deux régions, la Bretagne et la Provence-Côte d'Azur ont un statut énergétique particulier : la faible génération d'énergie sur leurs territoires et la capacité limitée des lignes imposent des contraintes d'usage en général bien acceptées par les consommateurs lors des demandes de pointe (Ecowatt¹⁴).

Le réseau électrique comme le réseau gazier sont gérés de façon très fine à partir de salles de commande centralisées et de méthodes de gestion, de prévision et d'intervention hautement sophistiquées.

Les **réseaux locaux** permettent la mutualisation de la consommation et éventuellement la production (d'électricité, mais surtout de chaleur), la gestion des opportunités d'énergie (effacements ciblés de courte durée¹⁵) et les capacités de stockage (de chaleur ou d'électricité) à l'échelle du quartier, de la ville ou de la zone urbaine. Ceci permet de diminuer la consommation totale et d'acheter globalement à un meilleur prix l'énergie demandée (dans le cadre réglementaire actuel, ceci est possible pour les industriels mais pas pour les consommateurs domestiques). C'est un secteur prometteur, riche de développements nouveaux, de potentiels d'exportation et d'emplois. Plusieurs réseaux de ce type existent en région parisienne, lyonnaise etc. Ces réseaux doivent permettre de mieux exploiter la production intermittente, lorsque celle-ci ne représente qu'une fraction modérée des productions locales d'électricité.

Les **réseaux de chaleur** sont locaux (couverture limitée à quelques dizaines de kilomètres). Ils peuvent utiliser l'eau chaude produite par une chaufferie centralisée utilisant n'importe quelle énergie, notamment les renouvelables (déchets urbains et agricoles par exemple, bois, ou énergies intermittentes). Ils peuvent aussi utiliser la chaleur géothermique en provenance de couches géologiques favorables (le Dogger en région parisienne) ou récupérer la chaleur des eaux résiduelles domestiques grâce à des échangeurs placés dans les égouts, et plus généralement toutes les chaleurs dites « fatales », comme celles des eaux de refroidissement industrielles, notamment celles associées à la production d'électricité.

¹⁴ Bretagne : <http://www.ecowatt-bretagne.fr/pourquoi-ecowatt> Paca : <http://www.ecowatt-provence-azur.fr/>

¹⁵ Les effacements électriques peuvent être imperceptibles s'ils sont adaptés aux appareils qui sont effacés. Les appareils électriques qui produisent de la chaleur sont peu sensibles à des coupures brèves. Les industriels pratiquent l'effacement en échange de prix d'électricité négociés. Ce n'est pas une économie puisque, en général, la consommation est reportée, mais une gestion des opportunités techniques et économiques.

3. Perspectives de la demande française d'hydrocarbures (y c. gaz naturel)

Depuis l'année 2000, la **consommation française de pétrole et produits pétroliers** est orientée à la baisse (avec une forte chute entre 2007 et 2010 et un rebond de 2 % environ entre 2010 et 2011). En 2011, corrigée des variations climatiques, la consommation primaire de pétrole et de produits pétroliers s'est établie à 82,6 Mt, dont 11,1Mt de consommations non énergétique et 4,9 Mt de consommations de la branche énergie (fuel pour les centrales électriques et consommations internes des raffineries). La baisse est particulièrement marquée dans l'industrie et le résidentiel tertiaire. La part dans le bilan énergétique de la consommation des transports (46,5 Mtep hors biocarburants) est en croissance et représente 70 % environ de la consommation finale de produits pétroliers. Elle est caractérisée par une poursuite de la « diésélisation » du parc de voitures particulières (due en particulier à une taxation du gazole plus favorable que celle de l'essence) et par une reprise du transport de marchandises. La part du gazole dans le marché des carburants atteint ainsi maintenant 82 %. Cette évolution est en grande partie à l'origine des difficultés de l'industrie du raffinage dont la production est excédentaire en essence et déficitaire en gazole. En conséquence les importations nettes de gazole et carburateurs se sont élevées à une vingtaine de Mt, tandis que les exportations nettes d'essence et naphta se sont montées à 5,4 Mt. Les importations de pétrole brut pour le raffinage français se sont stabilisées à 64 Mt environ, les réductions de capacité se sont poursuivies avec les fermetures des raffineries de Dunkerque (Total) en 2010 et de Reichstett (Petroplus) en 2011, la réduction de capacité de la raffinerie de Normandie (Total) en 2010 et l'arrêt de celle de Petit-Couronne (Petroplus) en 2012 tandis que l'avenir de celle de Berre (LyondellBasell) est en question. Cette situation n'est pas propre à la France, le raffinage européen est en surcapacité. Les ventes de gazole qui représentaient 32 % des ventes de carburants en Europe en 2000 sont passées à 52 % en 2010, les surplus d'essence étaient estimés à 40 Mt par an en 2011, le déficit en gazole à 60 Mt.

Les tendances devraient se poursuivre et le déséquilibre entre produits essence et gazole perdurer malgré les nombreux projets d'hydrocraqueurs (pour plus de 20 Mt/an en Europe centrale en particulier). De plus, les excédents d'essence devront trouver d'autres débouchés que les Etats-Unis qui arrivent à l'équilibre (développement des biocarburants et baisse de la demande liée à un effet prix plus important qu'en Europe à cause d'une taxation moins lourde). Enfin, il est souvent considéré qu'un atout pour le maintien d'une raffinerie est son couplage avec la pétrochimie. Remarquons cependant, comme indiqué ci-dessus, que la pétrochimie européenne voit sa compétitivité dégradée en particulier par rapport à celle d'Amérique du Nord dont la principale matière première, l'éthane, est disponible à des coûts très inférieurs à ceux du naphta utilisé en Europe. Les ressources françaises devraient être réévaluées en tenant compte du potentiel de champs offshore profond en Guyane et des huiles de roche mère dans le bassin parisien, là où le pétrole traditionnel est déjà exploité. Ce dernier potentiel pourrait aller jusqu'à 16 millions de barils.

Il s'y ajoute le développement important des biocarburants. Ceux-ci sont aujourd'hui déjà incorporés aux carburants fossiles : 7,5% de biodiesel et 10% d'éthanol en volume, sont incorporés dans respectivement le diesel et l'essence vendus en France depuis 2010, la limite est maintenant atteinte, compte tenu de la surface agricole disponible pour la culture des oléagineux sur le territoire national. La réglementation européenne prévoit à horizon 2020 l'incorporation de 10% de biocarburants dans les carburants à l'échelle de l'Europe en assortissant cette obligation de conditions sévères liées à l'environnement pour les deux

filières de première génération. Elle favorise le développement d'une seconde génération de biocarburants, non plus fabriqués à partir de matières premières agricoles également utilisées en alimentation, mais à partir de matières premières végétales non alimentaires.

La mise au point technologique de cette seconde génération s'est révélée plus longue qu'initialement prévu. Elle ne pourra réellement entrer en production de façon significative en France qu'après 2020. En l'absence de résultats industriels il est difficile à ce jour d'évaluer la pertinence économique de ces développements. Ils nécessiteront la mise en place de filières d'approvisionnement de biomasse non alimentaire à un coût compatible avec une rentabilité économique globale. La disponibilité du gisement français est déjà largement obérée par la production de chaleur pour une grande part : la production d'électricité et le bois d'œuvre. Un gros effort doit être fourni pour valoriser mieux les ressources forestières françaises qui sont largement supérieures.

En 2010, la **consommation de gaz** est de 40 Mtep ou 465 TWh, soit un peu moins que l'énergie électrique consommée égale à 570 TWh. La consommation résidentielle tertiaire représente 60 % du total. Cette partie destinée au chauffage est variable avec la température hivernale. La demande industrielle est en croissance du fait de la reconversion d'industries traditionnellement alimentées en charbon ou en fioul. La production d'électricité représente environ 9% de la consommation de gaz, qui est en croissance grâce à de nouvelles centrales à cycle combiné.

Les stocks de gaz sont d'environ 50 TWh. Grâce à ces stocks, il n'y a pas de problème de pic de demande. Ces pics existent. Par exemple les 6 et 7 février 2012, lorsque la demande de puissance électrique a atteint plus de 100 GW, la demande de puissance en gaz atteignait 150 GW.

Le gaz naturel est un gaz fossile. C'est du méthane CH₄ dont le relâchement direct est un puissant gaz à effet de serre, et dont la combustion génère du CO₂. Il est importé et pèse donc sur la balance commerciale.

Deux évolutions du secteur du gaz sont en perspective.

La première est l'exploitation de **gaz de roche mère** en France. Elle permettrait de diminuer les importations et de mieux contrôler le risque de difficulté d'approvisionnement sur le marché mondial. En revanche, elle ne réduirait pas nos émissions de CO₂. Les industriels français maîtrisent les technologies de fracturation de la roche et de forages à grande profondeur. Ils savent mesurer et contrôler les opérations. Ils sont soumis à des contrôles internes et au contrôle externe de l'Etat. L'évaluation des ressources potentielles est stratégiquement indispensable. L'exploitation est une décision ultérieure, à prendre en fonction du coût d'exploitation, des prix du marché à l'importation, des quantités exploitables, de l'acceptation sociale, et de la prise en compte des besoins des générations futures.¹⁶

La seconde est la production de **biogaz**. Le biogaz est du méthane obtenu actuellement par décomposition de la cellulose des plantes. Ce méthane est chimiquement semblable au méthane fossile mais, dans la mesure où les atomes de carbone de ce méthane ont été prélevés par photosynthèse dans le CO₂ atmosphérique durant la phase de croissance de la plante, sa balance « production/consommation » est sans impact sur le climat. Par ailleurs, il est renouvelable comme toute la production végétale de la planète, dans la limite des évolutions climatiques. Les futurs modes de production de biogaz ont pour objectif d'une part de ne pas entrer en compétition avec la production alimentaire, et d'autre part,

¹⁶ Parmi les roches mères, il y a le charbon et la récupération possible du « grisou »(méthane) en Lorraine.

d'atteindre un prix compétitif. Aujourd'hui, le prix de rachat du biogaz a été fixé en France à 12 centimes/kWh, soit 3 à 4 fois plus que le prix du kWh de gaz conventionnel. Or, contrairement à ce que l'on pensait ces dernières années, le prix du gaz fossile est plutôt dans une phase de stabilité voire de décroissance comme aux Etats-Unis.

Contrairement à l'Allemagne dont les installations de production de biogaz utilisent comme matières premières les lisiers de porc associés au maïs cultivé, la France a choisi d'encourager l'usage de cultures intermédiaires à valorisation énergétique (CIVE) entre deux cultures principales, de façon à produire du carbone sans concurrencer l'alimentation humaine. Cette production est également associée à l'utilisation des effluents d'élevage. Dans ces conditions le digestat restant après la fermentation reste riche en azote organique ce qui en fait un excellent engrais pour les cultures. Si l'étude prospective à 2030 de l'ADEME fixe un but impressionnant à atteindre (6 Mtep en 2030 pour <1Mtep en 2010 ; mais l'Allemagne produisait déjà 8 Mtep en 2010 !), la mise en place à l'échelle industrielle de cette production agricole dédiée n'en est encore qu'à ses débuts. Pour atteindre les valeurs prévues elle devrait représenter la mise en culture de 25% des terres arables hors cultures alimentaires et de 5% des prairies françaises et par conséquent un challenge considérable pour le pays.

Autre différence notable, la France de son côté vise l'injection du biogaz, après épuration, directement dans le réseau. Les fournisseurs de gaz nationaux ayant dans les toutes dernières années relâché un peu les contraintes de qualité qui restreignaient jusqu'à présent cet emploi. Cette approche semble devoir impliquer la construction d'usines de taille importante dont le facteur limitant pourrait être l'épandage des digestats. Elle est par conséquent significativement différente de l'approche développée en l'Allemagne où les 6 800 installations actuellement en activité sont de taille relativement petite et réparties sur le territoire. Ces installations y sont utilisées principalement pour la production d'électricité (15 TWh produits en 2011) malgré un rendement final assez faible.

Une autre approche, également en cours de développement (projet de démonstration GAYA de GdF-Suez), vise à produire le biogaz par la technologie thermo-chimique de la méthanation qui consiste à gazéifier la biomasse pour produire du CO et de l'hydrogène qui sont ensuite recombinaés sous forme de méthane. Cette technologie arrive maintenant au stade pré-industriel dans plusieurs pays (Canada, Autriche). Elle présente l'avantage de pouvoir utiliser de la biomasse de toute origine : agricole, sylvicole ou même les déchets ménagers organiques. Son coût de production serait compatible avec les prix actuels du biogaz subventionnés.

Notons que les infrastructures de production d'électricité, de chaleur ou de chimie sont les mêmes quelle que soit l'origine du gaz et dans une certaine mesure sa nature. Cela simplifie les choix d'investissement à long terme.

4. Analyse de la demande française d'électricité et de son évolution possible

La consommation d'électricité est donnée chaque jour par le site de RTE¹⁷ et donc accessible à tous. La demande électrique est comptée en MW (ou en GW, soit 1000 MW), c'est-à-dire en puissance. C'est la somme de toutes les demandes individuelles à un instant donné. **Rappel : l'énergie consommée est le produit de la puissance demandée par le temps pendant lequel la puissance demandée est appelée.**

¹⁷ <http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix/consommation-d-electricite>

4.1 Analyse de la consommation française d'électricité et de ses « pointes »

La consommation française varie au cours des saisons, notamment à cause de l'impact du chauffage, au cours de la semaine et de la journée, et des variations de la demande industrielle (week-end, nuit, vacances). Il y a chaque jour un point bas vers quatre heures, et deux pics de consommation vers 12 heures et vers 19 heures. La consommation est maximale en hiver. Elle dépend aussi fortement de la température. 1°C d'écart de température provoque une variation de la demande d'environ 2,3 GW.

Pour satisfaire cette demande, des moyens de production sont mobilisés en fonction du coût variable (essentiellement coût de combustible) de la puissance installée¹⁸ et de la disponibilité de cette puissance.

A fin 2012, les puissances électriques installées en France sont :

Nucléaire : 63 GW

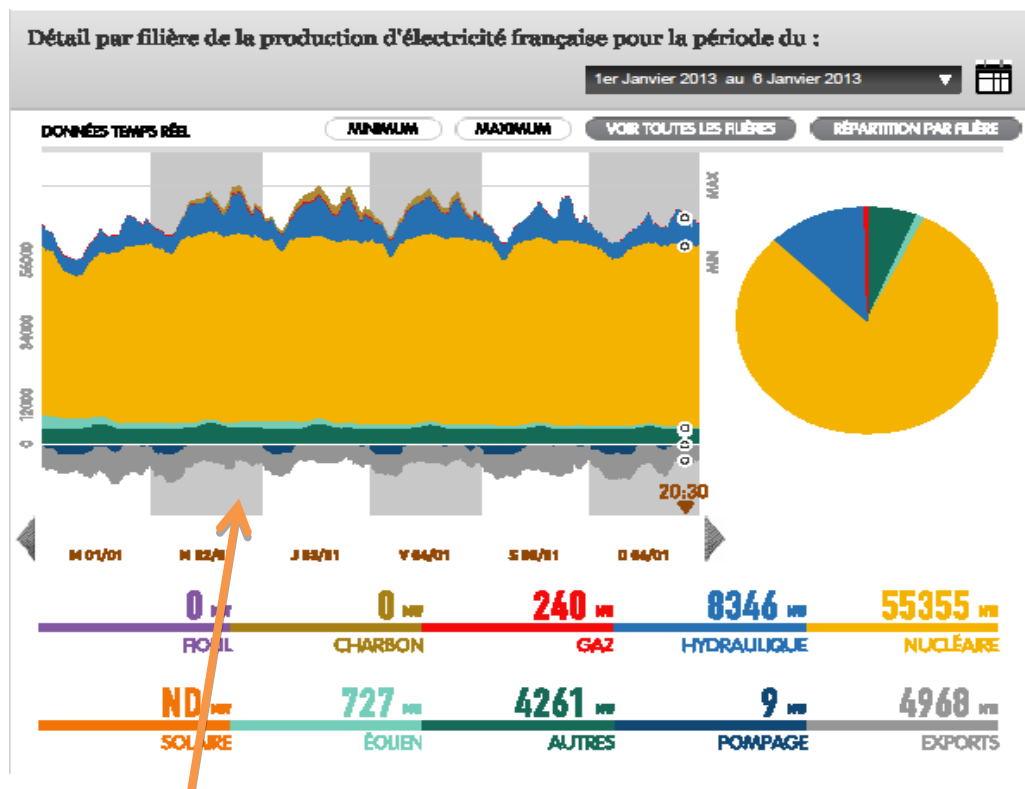
Hydraulique : 26,8 GW dont 12,7 GW au fil de l'eau donc peu modulable

Eolien : 7 GW

Solaire PV : 3 GW

Charbon, gaz, fioul : 27 GW.

Le graphique suivant est accessible à chaque instant sur le site www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix. Il montre la production d'électricité et sa répartition par filière. Ce graphique est d'une importance capitale.



¹⁸ On appelle puissance installée la puissance des équipements de production électrique qui ont été physiquement construits et pour lesquels des investissements ont été faits. Ils peuvent être déjà amortis surtout si leur durée de vie est longue.

Analysons ce graphique :

A chaque instant, la puissance appelée par la demande de l'ensemble des consommateurs doit être satisfaite. La plus grande part de la puissance est fournie par le nucléaire, avec une baisse notable durant la nuit (-7 GW) et plus grande encore durant le week-end (-14 GW) lorsque la demande de transport et la demande industrielle est plus faible. Le pourcentage de nucléaire dans le total varie entre 60 % quand la demande est forte et 80 % lorsque la demande est faible. Lors de la pointe de la demande vers 12 heures et 19 heures, l'hydraulique fournit la plus grande part de l'augmentation de production puisqu'elle passe de 5 GW à 14 GW. La puissance de 5 GW correspond à la puissance générée au fil de l'eau (régulière, mais non modulable). Les 9 GW supplémentaires correspondent aux éclusées, aux barrages de haute chute et aux Step¹⁹ (l'énergie consommée durant la nuit pour remonter l'eau des Step est montrée par le graphique, soit 3 GW environ). La production éolienne varie entre 4 GW (près de 60% de la puissance installée) et 0,6 GW (9 % de la puissance installée). La production photovoltaïque est confondue dans « autres » avec la cogénération (production associée de chaleur et d'électricité), elle est en moyenne d'environ 1 GW (33% de la puissance installée) vers 13 heures (non nulle entre 11 heures et 15 heures), la cogénération produit 4,5 GW d'électricité, en plus de la chaleur. La production d'électricité à partir du charbon et du gaz (exceptionnellement du pétrole) fournit le complément et la pointe. Le charbon est plus sollicité que le gaz, car comme cela a été dit, le prix du charbon et le prix du gaz en Europe sont tels qu'il est nettement moins cher de produire de l'électricité avec du charbon (environ 5 GW) qu'avec du gaz (environ 2,7 GW). Pourtant les émissions de GES de la combustion du charbon sont très supérieures à celles du gaz, mais le prix du carbone sur le marché ETS ne compense pas, et de loin, la différence). Les exportations et les importations participent à l'ajustement.

Lors du pic de la demande des 6 et 7 février 2012 à 19 heures (100,5 GW) une puissance de 7 GW avait été importée alors que la France est en général exportatrice d'électricité.

Demande de pointe : 100,5 GW ²⁰ les 6-7 février 2012 à 19h	
Mix énergétique :	
nucléaire	63 GW
hydro	13 GW
éolien	0,8 GW le 6 et 3,6 GW le 7 (soit 56% de la puissance installée)
charbon	5 GW
gaz	3 GW
cogénération	5,9 GW
solaire PV	0 GW
importation	7 GW

Pendant l'été, la demande est beaucoup plus faible. Au mois d'août, elle varie de 30 GW environ la nuit à 45 GW au moment du pic de 12 heures.

¹⁹ Step : Stations de transfert d'énergie par pompage. Elles permettent de pomper l'eau d'un réservoir inférieur vers un réservoir situé à quelques centaines de mètres plus haut lorsque l'énergie est bon marché, voire sans valeur lorsqu'elle est en excès (comme c'est le cas en Allemagne durant les périodes de grand vent dans le nord) et de la turbiner lorsque la consommation augmente. La capacité de stockage à pleine puissance est de quelques heures (entre 3 heures et 6 heures). Seules, deux Step parmi les 7 en France (Grand Maison et Montezic) permettent des stockages d'une trentaine d'heures grâce à la dimension de leurs réservoirs ; les autres sont de plus faible capacité.

²⁰ La demande de pointe de l'Allemagne tourne plutôt autour de 80 GW.

Ces graphiques montrent que la production nucléaire joue un rôle majeur²¹.

La structure de la consommation électrique française, et ses faibles perspectives de croissance, ne justifient pas la construction à court terme de nouvelles capacités nucléaires. Le parc de production n'est pas actuellement parfaitement optimisé avec trop d'installations destinées à la base²² et qui sont donc un peu sous utilisées, et pas assez pour la pointe. Il n'y aura donc pas besoin avant longtemps de nouvelles capacités de base. Cependant la place stratégique de l'industrie nucléaire en France, l'important potentiel de marché à l'exportation, et la prise en compte à long terme d'une situation « d'après pétrole », doivent continuer à maintenir et développer les compétences françaises dans ce domaine. Deux grands axes doivent être privilégiés :

1. la définition et la mise au point d'une offre de plusieurs produits disponibles à court terme, de différents niveaux de puissance. Ils doivent satisfaire un haut niveau de sûreté, tel que celui pris en compte dans la conception de l'EPR, toute en tirant tout le retour d'expérience de la construction et de l'exploitation de ce modèle (Génération III+)
2. le développement d'une technologie plus avancée, permettant de brûler les produits de transmutation à très longue vie (Génération IV)

Le parc hydraulique est également de grande qualité, et comme le parc nucléaire est soumis à un suivi permanent.

L'adaptation de la production à la consommation se fait actuellement par la modulation de la production, sachant que la production nucléaire peut varier fortement et rapidement. L'hydraulique de haute chute est très rapidement modulable et surtout stockable. Le charbon et le gaz jouent un rôle intermédiaire d'ajustement.²³.

La production d'électricité issue des sources d'énergie intermittentes (éoliennes et panneaux photovoltaïques) implique un ajustement supplémentaire de la production. La gestion du réseau est donc directement dépendante des prévisions météorologiques : température pour la demande et, pour la production, force et localisation du vent pour les éoliennes, ensoleillement pour le photovoltaïque. Compte tenu de la part actuelle de la production intermittente dans le mix énergétique, l'adaptation de la production à la demande s'opère sans difficulté, grâce à des systèmes de prévision de grande qualité. Leur amélioration et une répartition géographique équilibrée de cette production devraient permettre d'augmenter la part des énergies renouvelables tout en assurant le bon

²¹ Le parc nucléaire français est de grande qualité. Il a permis de maintenir un prix bas de l'électricité en France. Il participe au développement industriel de la France, à son indépendance énergétique (La consommation d'uranium est faible et l'approvisionnement est diversifié entre Russie, Kazakhstan, Australie, Canada, Niger), et à son faible niveau d'émission de GES. Ce parc, exploité sous le strict contrôle de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, est régulièrement amélioré, pour être conforme aux exigences les plus récentes. La raison voudrait que les décisions d'arrêt des unités les plus anciennes soient prises dans le cadre d'une optimisation, conduisant l'exploitant à apprécier si le coût des exigences de l'ASN, Autorité indépendante, permet d'être rentabilisé par une production d'électricité pendant une plus longue période.

²² La puissance de base est la puissance installée pour fournir la base, qui est de l'ordre de 40 GW (puissance moyenne d'un jour d'été). La puissance supérieure à 40 GW n'est appelée qu'une fraction de l'année, elle n'est plus « de base ».

²³ Ce sont des combustibles fossiles importés, ils émettent des GES et pèsent sur la balance commerciale. Leur usage devrait donc être limité. Cependant la consommation énergétique non électrique est largement majoritaire, un delta sur les GES dû aux productions électriques issues des combustibles fossiles est faible au milieu de l'ensemble de ces émissions.

fonctionnement du réseau. Cependant la part de certaines énergies intermittentes²⁴ ne doit pas dépasser localement un certain pourcentage du total, sous peine de risque de blackout, car la faible inertie des éoliennes et l'absence d'inertie des panneaux photovoltaïques ne leur permettent pas de contribuer à assurer la stabilité du réseau.

4.2 Comment suivre la demande de puissance et compenser techniquement l'intermittence de certaines énergies renouvelables ?

La puissance garantie²⁵ en éolienne pour le climat français est aujourd'hui d'environ 10% de la puissance installée. Elle sera meilleure (20 % ?) pour l'éolien en mer. L'éolien joue un rôle significatif l'hiver, car le vent y est plus soutenu. Cependant, même l'hiver, durant les périodes anticycloniques, et entre les dépressions, les périodes de calme durent plusieurs jours.

La puissance installée en photovoltaïque ne fournit pas d'énergie durant la pointe du soir. Le pourcentage de puissance garantie totale par rapport à la puissance installée est inférieur à 5%. D'autres énergies sont donc nécessaires au moment de la pointe de consommation.

Or nous savons que la puissance installée en nucléaire variera peu au cours des années futures, puisque l'EPR de Flamanville de 1,650 GW remplacera les 2 x 0,9 GW de Fessenheim I et II lorsque ces réacteurs seront arrêtés. L'âge moyen du parc est de vingt-sept ans, ce qui est relativement jeune quand on sait que les centrales américaines qui ont servi de modèle à celle de Fessenheim sont autorisées à être exploitées jusqu'en 2037 et 2047.

L'hydraulique joue un grand rôle. Dans des pays à forte composante hydroélectrique comme l'Autriche, la Suisse ou la Norvège, l'adossement des énergies intermittentes se fait uniquement grâce à l'hydraulique. En France, la puissance disponible en hydraulique a été renforcée entre 1970 et 1990 par la mise en service de six nouvelles Step, soit sept au total pour une puissance totale installée de 4,9 GW.

De nouvelles Step devront être programmées en France comme cela est déjà fait en Suisse et en Belgique²⁶.

De nouvelles puissances sont installées en gaz (environ 2 GW), en photovoltaïque et en éolien, notamment en éolien offshore pour lequel une puissance de 1,93 GW a été concédée à trois groupes d'investisseurs en 2012. Différentes hypothèses de développement de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque, de plusieurs dizaines de GW, ont été proposées.

Supposons que la puissance installée en solaire photovoltaïque et en éolien soit égale à 45 GW en 2025, ce qui est un peu inférieur à la puissance installée aujourd'hui en Allemagne.

²⁴ L'énergie solaire thermodynamique ne pose pas de problème de stabilité de réseau ;

²⁵ Puissance disponible 90% du temps ;

²⁶ La construction de stockage n'est pas rentable dans l'état présent de la réglementation française d'achat et de vente d'électricité. Il existe de nombreux sites possibles de Step en France, généralement en utilisant un réservoir existant dans une vallée profonde et en réalisant un bassin supérieur sur une des rives, quelques centaines de mètres plus haut. On peut aussi réaliser des Step marines sur les côtes abruptes à proximité de la mer. Plusieurs GW sont envisageables, sur une base de 7 heures à 8 heures d'usage continu.

La production intermittente sera d'environ 70 % de la puissance installée les jours de grand soleil et de grand vent. Si le mistral est associé au soleil, les vents forts dans les régions océaniques sont plutôt associés à des ciels couverts. La puissance foisonnée variera entre un minimum de 2 GW lorsqu'il n'y a pas de soleil et notamment lors de la pointe nocturne hivernale (19 h) et que le vent est faible, ce qui est souvent associé l'hiver à une période anticyclonique de grand froid et un maximum de l'ordre de 30 GW lorsqu'il y a du vent et du soleil dans plusieurs régions simultanément.

La puissance maximale demandée en été est égale à un peu plus de 30 GW durant la nuit et 45 GW durant la journée. Donc, même si toute la production autre que photovoltaïque et éolienne est mise à l'arrêt, la somme des deux puissances intermittentes ne devrait pas dépasser cette valeur de 45 GW, car au-delà de cette valeur, une fois les stocks pleins, la production devra être exportée s'il y a une demande.

Il existe plusieurs solutions pour gérer la production :

La production nucléaire peut être gérée de manière plus flexible afin de passer par exemple de 40 à 20 GW et de 20 GW à 40 GW chaque douze heures.

La production à partir de charbon ou de gaz est flexible. Ils émettent des GES (sauf dans le cas du biogaz) et sont importés (sauf si du gaz de roche-mère est exploité).

On peut stocker de l'énergie. Pour des périodes de quelques heures, les Step le permettent pour une puissance actuellement limitée à 4,9 GW. Cette puissance pourrait être augmentée. Dans le cas de l'énergie éolienne, les périodes venteuses et les périodes calmes sont généralement de plusieurs jours. Les Step permettent de traiter les petites variations horaires, mais pas les variations durables. La production nucléaire peut s'adapter à ces variations pluri journalières. Les stockages massifs et distribués sont un sujet de recherche et de développement essentiel.

La puissance maximale demandée en hiver atteint 100 GW. Au moment de la pointe du soir, il fait nuit. L'énergie éolienne ne permet donc pratiquement pas de faire l'économie des autres puissances installées, mais elle permet d'économiser du gaz ou du charbon lorsqu'il y a du vent.

Le « panier » énergétique électrique installé pourrait être alors en 2025 :

Nucléaire	63 GW (actuel)
Hydraulique	30 GW (hypothèse) dont 12,7 GW au fil de l'eau
Eolien	27 GW (hypothèse)
Solaire PV	18 GW (hypothèse)²⁷
Charbon, gaz, fuel	27 GW (actuel)
Cogénération etc.	10 GW (hypothèse)

S'il est vrai que la redondance du parc en puissance est nécessaire, la conclusion est différente en ce qui concerne l'augmentation des émissions et de la consommation

²⁷ La puissance crête du parc photovoltaïque national est estimée à 75 % de la puissance nominale compte tenu de la course de soleil et de la météorologie. Le plafond de 18 GW de la production photovoltaïque acceptable correspond sensiblement à une puissance nominale de 25 GW pour le parc photovoltaïque français.

d'énergies fossiles. En effet, l'apport des centrales d'énergies renouvelables intermittentes vise précisément à faire des économies de gaz ou de charbon et de limiter les émissions de gaz à effet de serre. Un bilan est donc nécessaire entre les économies de consommation et d'émission apportées par les énergies renouvelables intermittentes durant la journée, et les émissions et consommations supplémentaires résultant de la pointe du soir.

4.3 Que coûterait la gestion d'un système alimenté par ce mix énergétique?

L'investissement en puissance installée en énergie intermittente ne dispense pas d'un investissement similaire en énergie disponible à la demande c'est-à-dire avec une grande flexibilité. Ces énergies disponibles peuvent être elles-mêmes des énergies renouvelables comme l'hydroélectricité et la biomasse. Une meilleure flexibilité de la production nucléaire participe à la résolution des problèmes de suivi de charge. Par ailleurs, pour bien utiliser les énergies intermittentes, il faut disposer de réseaux renforcés permettant les échanges de région à région (de climats et de météorologies différents), de moyens de stockage centralisés, dont l'hydraulique, et décentralisés. Il faut surtout une bonne gestion de la demande permettant d'effacer ou de d'augmenter celle-ci selon la production des énergies intermittentes. Le gestionnaire de réseau dispose déjà de prévisions de température, de vent et d'ensoleillement, et de la capacité d'appeler telle ou telle source de production. Il continuera de les améliorer. Les investissements dans les réseaux sont coûteux et demandent une dizaine d'années de procédures pour une ligne de 400 kV. L'installation de nouveaux moyens de stockage demandera au moins une décennie pour que l'augmentation soit significative. La modulation de la demande dans une vision globale est une entreprise de long terme, sur des décennies, mais les effacements sélectifs, les consommations en heures creuses (eau chaude) existent déjà. Les compteurs intelligents associés à une vision globale à l'échelle des villes ou des régions peuvent permettre une modification sensible de la demande dans un délai court. Actuellement, la puissance installée est gérée de façon satisfaisante par RTE. Donc, la situation avec un mix comportant 10 GW d'énergies renouvelables (ENR) intermittentes, soit un peu moins de 10% de la puissance installée totale, ne pose pas de problème.

Supposons une croissance régulière de la puissance en énergies intermittentes. Nous avons vu que l'Hexagone dispose de 18 GW de capacité d'intervention rapide. La force du vent varie sur des cycles de plusieurs jours qui peuvent être compensés par le nucléaire et par des énergies fossiles (en attendant le biogaz) ou l'hydraulique pour les variations rapides. De même, l'hydraulique permet le transfert de l'énergie produite en photovoltaïque en milieu de journée vers la pointe du soir. C'est ce raisonnement qui conduit à proposer que la puissance installée en énergies intermittentes soit limitée à 45 GW pour la prochaine décennie. La décision finale devra être prise en tenant compte des aspects économiques.

Quel est l'impact sur le prix de l'électricité ?

Les énergies intermittentes ont un prix d'investissement relativement élevé, mais ne nécessitent pas l'achat de combustible. Les coûts de fonctionnement sont faibles (sensiblement plus importants pour l'éolien marin) et les durées de vie sont de plusieurs décennies. A terme la fin de l'amortissement des installations aura un impact positif sur les prix, comme c'est le cas pour l'hydroélectricité. Pour amortir ces installations, on disposerait

des économies faites sur la consommation de gaz ou de charbon, et de la valeur du carbone émis dans le cadre du marché européen du carbone ETS.

Les **investissements d'accompagnement** (réseaux, stockage, gestion de la demande) sont des investissements d'avenir, amortissables sur de longues durées mais qu'il faut développer en fonction des capacités d'investissement françaises. Il faudra mettre au point un système de rémunération équitable des installations thermiques fonctionnant en appoint pour tenir compte de leur faible nombre d'heures de fonctionnement et de leur exploitation discontinue. En effet, plusieurs centrales à gaz européennes sont mises aujourd'hui à l'arrêt car elles ne sont pas rentables alors qu'elles seront nécessaires demain. Le système de prix d'achat de l'électricité à l'échelle européenne est à revoir si les énergies intermittentes représentent un pourcentage élevé du total, de façon à rémunérer équitablement le service rendu aux consommateurs par les énergies thermiques garantissant la fourniture d'électricité.

Pour être certain qu'une production d'électricité intermittente comme le photovoltaïque est compétitive sur un marché ouvert, il faut considérer que l'électricité fournie offre un niveau suffisant de garantie, par exemple grâce au stockage, pour autant que cela soit techniquement réalisable. On doit alors ajouter au prix d'investissement du système de production intermittent photovoltaïque le prix d'investissement en stockage, par exemple pour construire une Step à proximité de l'installation photovoltaïque (ou de la ferme d'éoliennes).

Trois exemples :

- En Espagne, Iberdrola qui possède 4,5 GW en éoliennes dans un climat venteux favorable au sud-ouest de l'Espagne, a noté que la qualité de ses prévisions est de 25 % à 7 jours et 15 % à 24 heures. Pour ne pas être pénalisé au cas où le vent manquerait au moment de la vente à terme, Iberdrola a réalisé la Step de La Muela. Ainsi Iberdrola peut vendre sur le marché spot sans prendre de risques incontrôlés.
- En Californie, le mix inclut les éoliennes bien connues, du solaire photovoltaïque et une dose de solaire thermodynamique dont l'inertie thermique permet de décaler la production de façon à couvrir la pointe du soir jusqu'à la décroissance de minuit. Une partie du photovoltaïque n'est pas utilisée lorsque le soleil est abondant.
- Le Maroc vient de confier à un investisseur la construction d'une centrale solaire de 160 MW à Ouarzazate, sur la base d'un prix relativement bas de 14,5 c€/kWh. Le choix a porté sur une centrale thermodynamique d'une part parce que c'est une technologie bien connue de l'Office National de l'Electricité, mais surtout parce que l'inertie thermique permet de couvrir la pointe du soir. La source froide est fournie par l'eau du réservoir d'un barrage existant, sans coût pour la centrale solaire. Il a aussi confié un parc éolien de 300 MW à Tarfaya, pour un prix d'investissement de 500 M€. Le facteur de charge prévu est de 45%. La géographie et le climat sont favorables.

Le stockage est une des manières de traiter l'intermittence. Le stockage électrochimique est actuellement limité en puissance et en durée mais fait l'objet de nombreuses recherches. Une batterie sodium-soufre de 1MW et 7 heures a été installée par EDF à Saint André à la Réunion. Elle se justifie économiquement par l'insularité. Les autres systèmes de stockage sont hydraulique, thermique surtout si l'usage final est la chaleur.

Nous avons vu que le gaz est aussi une manière de pallier l'intermittence. Si les stockages existent déjà, et sont donc amortis, le surcoût est plus faible.

Dans des pays à forte composante hydraulique comme la Suisse, les énergies intermittentes font économiser l'eau des réservoirs qui est un stock permanent d'énergie, et permettent de recharger les onze Step (1400 MW)²⁸. Il n'y a pas de surcoût pour l'intermittence. Ce n'est pas la situation de la France malgré un parc hydraulique de qualité. Dans notre pays, il faut développer d'autres stratégies.

D'autres stratégies doivent être développées en France, où la situation, malgré un parc hydraulique de qualité, est différente. Lorsque l'offre d'énergie intermittente est abondante, voire en excès, on peut réchauffer l'eau des cumulus et faire fonctionner les chauffages à forte inertie, sans surcoût. Des effacements volontaires lors des pointes de demande peuvent être associés pour réduire les éventuelles contraintes d'utilisation. C'est à cette réactivité systémique que doivent participer les réseaux intelligents.

Une intégration des énergies intermittentes doit donc tenir compte d'une vision systémique et de mesures d'accompagnement ciblées sur la demande d'énergie et l'offre de stockage pour limiter une augmentation des coûts et de la consommation en combustible fossile, dont on connaît les contraintes.

C'est pourquoi nous proposons de faire porter l'effort d'investissement en priorité sur l'organisation de la demande : efficacité énergétique ciblée en fonction du climat local et de l'électricité fatale disponible, développement de moyens d'effacement dédiés et/ou diffus, de moyens de transfert dans le temps par des stockages décentralisés électriques et thermiques, de façon à gérer localement les contraintes des énergies intermittentes, là où ces contraintes sont perceptibles. Les technologies existent ou sont en cours de développement. Il reste à définir la politique de prise en charge ou d'encouragement de ces investissements qui sont nécessaires à moyen terme.

Cette démarche décentralisée permet de développer une vision systémique locale où les conséquences économiques des choix effectués apparaissent sans ambiguïté. C'est une transition énergétique.

5 Conclusion et premières propositions de principes méthodologiques pour préparer la transition énergétique en France

- Comme nous l'avons déjà souligné, la transition énergétique doit concilier trois objectifs partiellement antagonistes :
 - a. l'indépendance énergétique, la sécurité d'approvisionnement et la maîtrise de la balance commerciale par diminution des importations d'énergie.
 - b. l'économie du système énergétique, qui contribue très fortement à la richesse nationale et à la création d'emplois, soit indirectement mais très fortement si le système énergétique est efficient (prix du kWh pour les usagers et pour les entreprises), soit directement mais dans une moindre mesure, par la création d'emplois dans la filière énergétique pour le marché intérieur ou l'exportation.
 - c. la réduction des émissions gaz à effet de serre dont le CO₂, dans le cadre d'une lutte contre le changement climatique qui ne peut être que planétaire.

²⁸ Cette puissance sera de 3,5 GW en 2016. La Suisse et la Norvège se présente comme les batteries vertes de l'Europe.

La transition concerne des parcs de moyens de production (centrales, réseaux d'approvisionnement et transport), et des parcs de consommations (logement, véhicules, usines). C'est un enjeu de longue durée, nécessitant continuité et consensus.

Les objectifs poursuivis doivent être clairement énoncés, et les arbitrages doivent être explicites, à partir de bilans coût-bénéfice prenant en compte toutes les externalités.

- La maîtrise de la demande est un objectif essentiel, aussi important que l'adaptation des moyens de production, démarche trop souvent privilégiée depuis des décennies. Une meilleure efficacité énergétique des services rendus diminue la consommation énergétique totale, les importations d'énergies fossiles.

Le lissage des « pointes » de consommation électrique permet d'abaisser la puissance électrique installée et les investissements correspondants

- L'évolution jusqu'en 2025 et 2050 des trois principaux postes de consommation d'énergie en France (industrie, transports, ville et habitat) relève de logiques très différentes. Des leviers d'amélioration de l'efficacité énergétique spécifiques à chacun des secteurs doivent être utilisés.

Dans l'industrie (25% de la consommation totale), les perspectives d'ici 2025 sont stables (faible réduction, ou faible augmentation).

Dans les transports (33%), des ruptures sont possibles avec la pénétration de la voiture électrique (encore assez peu marquée en 2025, mais nettement plus en 2050) et l'utilisation des biocarburants. L'objectif de diminution peut être de -40% en 2050 (par rapport à la consommation actuelle).

Dans le secteur de l'urbanisme et de l'habitat (42%), la décroissance de la consommation pourrait être plus marquée, grâce à trois impacts : l'efficacité énergétique (équipements, éclairage, régulations, etc.), les économies d'énergie (isolation des bâtiments), le développement de certaines énergies renouvelables comme le solaire thermique et les chaleurs fatales. L'objectif pourrait être de -33% en 2025 et de -50% en 2050.

Pondérée par les pourcentages respectifs de chacun des trois secteurs, la baisse de la consommation d'énergie **totale** en France pourrait donc atteindre **-15% en 2025 et -33% en 2050**.

- Les énergies renouvelables doivent être développées dans la mesure où elles se substituent aux énergies fossiles. Il convient de distinguer celles qui présentent un caractère **intermittent** (éolien, solaire), et les autres, dont la disponibilité est garantie (hydroélectricité, biomasse, géothermie,...) pour ne citer que les principales. L'intermittence des énergies éolienne et solaire, d'origine météorologique (ventosité, ensoleillement) ou astronomique (alternance jour/nuit, saisonnalité), est un problème caractéristique de la transition énergétique présente et future. Elle appelle des solutions originales : réseaux, dispositifs de stockage, recours à d'autres sources mobilisables rapidement, gestion de la demande (y compris avec une nouvelle tarification), etc.
- Le caractère intermittent et aléatoire de l'éolien et du solaire ne constitue pas un obstacle technique à leur développement, d'autant que celui-ci a démarré plus tard en France que dans certains autres pays d'Europe. En continuant la tendance des dernières années, la poursuite d'une rapide montée en charge jusqu'en 2025 est possible, tout en ne dépassant pas globalement la puissance moyenne électrique appelée en été, soit 45 GW, sauf à devoir exporter à une période qui ne s'y prête pas en Europe. La puissance installée pour l'éolien et le solaire photovoltaïque pourrait ainsi être en 2025 de l'ordre

de 27 GW pour l'éolien, et de 18 GW pour le solaire PV (rappel : puissance installée pour le solaire PV fin 2012 : 3 GW).

- L'éolien et le solaire PV auront alors besoin d'un « adossement » qui pourrait être l'électronucléaire pour compenser leurs intermittences « longues » (avec un délai de prévision de l'ordre de 12 h) lorsqu'elles se produisent à des périodes de forte demande. L'Allemagne en abandonnant définitivement le nucléaire en 2022, a fait le choix, au moins dans un premier temps, de compenser l'intermittence de l'éolien et du solaire par de l'énergie fossile (charbon et gaz). En revanche, la France possède un atout essentiel avec son dispositif nucléaire qui lui permet non seulement de limiter très fortement les importations d'énergies fossiles pour la production d'électricité, mais aussi de réduire au minimum les émissions de gaz à effet de serre et de remplir ainsi ses engagements dans ce secteur.

Pour compenser les intermittences « courtes » ou aléatoires, cela pourrait se faire en partie grâce au développement des Step hydroélectriques (ce qui ferait passer la puissance installée actuelle de l'hydroélectricité de 26,8 GW à 30 GW en 2025), à condition de faire évoluer la réglementation française d'achat et de vente d'électricité. Enfin, pour le surplus, les centrales à gaz à cycle combiné et les autres centrales thermiques (charbon, fioul), déjà installées (puissance installée actuelle : 27 GW) permettront d'équilibrer l'offre à la demande.

- Il faut être conscient que cette redondance de puissance installée, pour compenser l'intermittence de l'éolien et du solaire, aura un impact sur le prix de l'électricité. En particulier, l'arrêt partiel du nucléaire ou des centrales à énergie fossile pendant le temps de production de l'éolien ou du solaire, conduit à augmenter leur coût horaire (par diminution arithmétique du nombre d'heures productives). Un bilan est donc nécessaire entre les économies de consommation et d'émission de CO₂ apportées par les énergies renouvelables intermittentes durant la journée, et les émissions et consommations supplémentaires résultant de la pointe du soir.
- Le développement d'énergies renouvelables non intermittentes est donc aussi très souhaitable : la biomasse est une source d'énergie renouvelable importante, car la France dispose de potentialités considérables par rapport à ses voisins européens. L'arbitrage entre les différents usages de la biomasse (chauffage et cogénération d'électricité, biocarburant, biogaz) est à la fois complexe et indispensable. Son coût de production est un sujet central. Concernant l'usage des terres, différentes solutions existent, qui ne viennent pas en concurrence des productions à usage alimentaire.
- De même, le développement des réseaux de chaleur, vecteurs relevant typiquement de l'échelle urbaine et issus de chaleurs « fatales » ou de géothermie, devrait permettre de distribuer l'énergie directement sous forme de chaleur, au lieu de passer par l'intermédiaire de l'électricité.

Quant à l'évaluation des réserves potentielles d'huile et de gaz de roche-mère en France, et à la recherche concernant les biogaz et les biocarburants, elles apparaissent comme des nécessités stratégiques.

A partir de ces quelques observations, il conviendra d'établir des **scenarii énergétiques** pour la nation mais aussi par région en anticipant les choix stratégiques et d'évaluer leurs effets et leurs coûts au moyen d'outils de modélisation systémique. En particulier les scenarii de développement de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque, thermique ou thermodynamique doivent, du fait de leur intermittence, être élaborés de manière

systemique avec les scenarii de consommation, de développement du gaz (et du biogaz en particulier), de stockage décentralisé et centralisé (nouvelles Step).

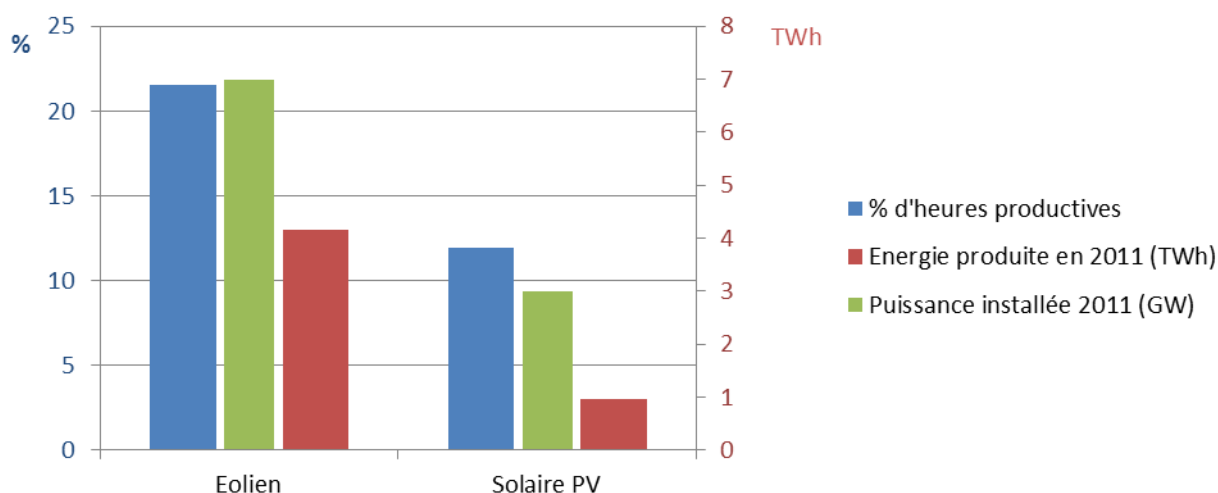
Abréviations et sigles utilisés

Unités :

MW	mégawatt (10^6 W)	<i>puissance</i> (et non <i>énergie</i>)
GW	gigawatt (10^9 W = 1000 MW))	<i>puissance</i>
TW	térawatt (10^{12} W = 1000 GW)	<i>puissance</i>
kWh	kilowatt-heure	<i>énergie</i> consommée en utilisant une <i>puissance</i> de 1 kW pendant une heure
MWh	mégawatt-heure	<i>énergie</i> consommée en utilisant une <i>puissance</i> de 1 MW pendant une heure
TWh	térawatt-heure	<i>énergie</i> consommée en utilisant une <i>puissance</i> de 1 TW pendant une heure
MTep	Million de tonnes équivalent pétrole	Unité d'énergie équivalente à celle que produirait la combustion d'un million de tonnes de pétrole brut. Elle équivaut à 11,63 TWh.

Il est essentiel de distinguer la puissance électrique installée (en GW) et l'énergie électrique consommée (GWh ou TWh), trop souvent confondues dans l'esprit de nombreuses personnes : la puissance électrique installée (instantanée) doit pouvoir répondre aux « pointes » momentanées de consommation, tandis que l'énergie électrique consommée (sur une durée annuelle, par exemple) est le cumul de la puissance électrique appelée, multipliée par le temps d'appel.

Exemples de différence entre puissance installée et énergie électrique produite



Le mix énergétique proprement dit est la répartition des différentes sources d'énergie primaire, consommées pour la production des différents types d'énergie.

Sigles :

ASN : Autorité de sûreté nucléaire

CCCG : Centrale à cycle combiné gaz

CIVE : Culture intermédiaire à valorisation énergétique

ENR : Energie renouvelable (intermittente ou non)

EPR : European Pressurized Reactor

ETS : European Trade System (marché européen du carbone)

GES : gaz à effet de serre type gaz carbonique (CO₂), méthane (CH₄) etc.

GNL : gaz naturel liquéfié

LED : Light-Emitting Diode (Diode électroluminescente – DEL en français).

MBTU : Million of British Thermal Unit (unité d'énergie de 293 kWh ou 0,023 tep)

RTE : Réseau de transport d'électricité (filiale du groupe EDF)

Step : Station de transfert d'énergie par pompage.

VE : Véhicule électrique

VEHR : Véhicule électrique hybride rechargeable
