



L'évaluation économique des scénarios énergétiques

Septembre 2013

Le CEDD a pour mission de mobiliser des références économiques pour élaborer les politiques de développement durable. Sa composition reflète la diversité de la recherche académique et de l'expertise des parties prenantes sur les thématiques économiques liées à la transition écologique. Ses travaux visant à éclairer les choix. Ils se doivent de refléter la diversité des points de vue.

Les contributions à ces rapports n'engagent que leurs auteurs, dont les éventuels liens d'intérêt doivent être signalés. En effet, la possibilité de nouer directement un dialogue entre universitaires et experts, éventuellement liés à des opérateurs ou entités privées, est une richesse, mais appelle des conditions transparentes. Dans ce rapport, on signalera à ce titre les apports de Renaud Crassous et Fabien Roques (EDF et IHS CERA) sur l'évaluation de l'intermittence (qui développe des réflexions commencées pour le groupe d'experts du DNTE), et d'Alain Grandjean et Hélène Le Téo, dont la contribution est un extrait du rapport de « The Shift Project ».

Avant-propos

Notre modèle énergétique émet bien trop de gaz à effet de serre. Il est incompatible avec la stabilité du climat. Pour y remédier, il y a deux grands leviers. D'abord réduire la consommation d'énergie. C'est un triple enjeu, économique, social et écologique. Cela permettra de faire baisser notre déficit commercial, de prémunir ménages et entreprises de la flambée du prix de l'énergie, et de diminuer nos émissions. Ensuite, il faut décarboner l'énergie : réduire la part du pétrole, du gaz et du charbon. La transition énergétique touche ainsi tous les domaines : agriculture, industrie, transport, chauffage... Elle constitue une politique d'ensemble, car l'énergie est au cœur de notre société.

Compte tenu des enjeux, la Conférence environnementale avait posé, dès l'automne 2012, le principe d'un Débat ouvert et citoyen, pour construire un projet de société autour de nouveaux modes de vie sobres et efficaces en énergie. Il est alors apparu que la qualité du dialogue entre les acteurs dépendrait crucialement des conditions dans lesquelles ils ont accès à une expertise pertinente, permettant une réflexion informée et argumentée. C'est dans cette perspective que j'ai accepté la présidence de son groupe d'experts, qui avait pour mission de porter un avis sur les documents servant de base au débat, et analyser les trajectoires.

Ainsi, dans le cadre du « DNTE », les grands enjeux de la transition énergétique ont tous été abordés de manière sérieuse et documentée. Il suffit, pour s'en convaincre de lire les centaines de pages des annexes du rapport de synthèse et des études fournies par les experts. Comment maîtriser la facture d'énergie (par une baisse de la consommation), comment développer les énergies renouvelables, comment décentraliser notre politique énergétique alors qu'elle s'inscrit dans un cadre européen ? Sur ces trois sujets, quels financements mettre en place ? Les orientations fournies par le débat et les mesures proposées sont claires, même si elles restent à préciser dans certains cas, et appellent encore beaucoup de pédagogie, notamment pour que soit pleinement prise la mesure de la nécessité de préparer tôt notre avenir en ce domaine, en établissant, dès maintenant, un cadre d'action pour les décennies à venir.

Le souci d'explicitier les trajectoires, d'en rendre transparentes les hypothèses, a incontestablement servi le débat, même s'il n'a pas été possible de dégager un consensus sur un scénario précis. Mais comment aurait-il pu en être autrement ? A cet égard, il ne faut pas sous-estimer d'ailleurs que, qualitativement, un diagnostic consensuel tend à émerger, y compris sur l'enjeu que représente la réduction de la consommation d'énergie.

Pour permettre la construction d'une vision partagée de la stratégie à mettre en œuvre, l'évaluation des grandes familles de trajectoires envisageables devra se poursuivre, pour éclairer le Gouvernement et le Parlement sur l'économie de chacune d'elles, et permettre ainsi que les choix soient posés en « pleine lumière » de leurs enjeux, sans sous-estimer, notamment, les retours sur investissement des stratégies d'efficacité énergétique. Dans cette perspective, les contributions des différents membres du CEDD à ce rapport sont précieuses, notamment pour que l'expertise soit mobilisée au meilleur niveau de l'état de l'Art, au service de l'intérêt général.

*Alain Grandjean
Président du groupe d'experts du
Débat national sur la transition énergétique*

Introduction

Le débat national sur la transition énergétique (DNTE) intervient à un moment-clef pour ces politiques, confrontées à un double défi. Tout d'abord, la diminution par quatre de nos émissions de gaz à effet de serre, -qui reflète l'effort que les économies développées doivent réaliser pour la stabilisation des gaz à effet de serre dans l'atmosphère-, n'est qu'à peine esquissée, alors qu'elle nécessite la mobilisation de tous les secteurs. Par ailleurs, l'essentiel du parc nucléaire, mis en place dans notre pays après les chocs pétroliers des années soixante-dix, atteindra une quarantaine d'années entre 2020 et 2040.

Certes, il peut sembler qu'il s'agit d'horizons encore éloignés. L'importance des transformations à réaliser, et l'inertie des structures de production ou de consommation concernées, suggèrent au contraire qu'il est temps de poser les cadres de régulation appropriés pour relever ces défis, en prenant la mesure de l'ampleur des ruptures à opérer. En effet, d'un côté l'acceptabilité du nucléaire a été remise en cause après l'accident de Fukushima, et de l'autre, la réévaluation à la hausse des ressources fossiles disponibles fait que la décarbonation de l'économie ne peut résulter d'un processus spontané.

Comment concilier « décarbonation » de l'économie, compétitivité et pouvoir d'achat ? Dans quelles directions orienter les investissements futurs ? Eclairer ces questions nécessite de décrire le champ des possibles, notamment par le biais de scénarios. Mais, il faut ensuite qualifier les arbitrages et conflits d'objectifs qu'ils révèlent.

A cette fin, ce rapport, qui regroupe des contributions de différents membres du CEDD élaborées en toute indépendance, vise à éclairer l'évaluation économique des scénarios, pour que soient pris en compte l'ensemble des enjeux, technologiques, comportementaux, de pouvoir d'achat ou de compétitivité.

Tout d'abord, **Katheline Schubert, Fanny Henriet et Nicolas Maggiar** rendent compte de leurs évaluations du coût pour atteindre le facteur 4, telle qu'elles ressortent d'une modélisation économétrique intégrée macroéconomie-énergie. Leur diagnostic est que le niveau de prix du carbone envisagé dans le rapport Quinet de 2009 (32 €/t CO₂ à court terme, 100 €/t en 2030) demeure probablement sous-estimé, même si celui-ci stimule fortement le progrès technique portant sur l'énergie. L'identification de tous les gisements mobilisables est donc cruciale.

Dans cette perspective, **Alain Grandjean et Hélène Le Téo** s'intéressent au côté de la « consommation » à la fois pour que la transition carbone puisse être reconnue comme un projet collectif « positif », et, tout simplement, parce que décarboner l'économie, c'est d'abord décarboner la consommation : alimentation, logement, mobilité. Ils insistent sur le rôle de l'expérimentation, et soulignent que l'une des finalités de la transition énergétique est justement la réduction des dépenses contraintes des ménages.

Même si le débat public, notamment au niveau national, et dans les médias, demeure focalisé sur le mix électrique, un consensus tend à émerger sur les limites d'une approche de la transition énergétique exclusivement centrée sur l'analyse des filières décarbonées. Il faut prendre le problème du côté de la consommation, -car celle-ci représente une part essentielle des émissions, directes et « importées »-, et parce qu'il ne peut y avoir de transition

énergétique sans adhésion des consommateurs au processus. Ceci suggère que des plans d'actions, comparables à ce qui se met en place pour la rénovation énergétique des bâtiments, devraient être établis aussi pour les transports et pour l'alimentation.

La contribution de **Patrick Criqui** décrit un outil original, qui a été spécifiquement développé pour le DNTE : il vise à rendre compréhensibles et appropriables les scénarios et modélisations des systèmes électriques, ce qui nécessite, non seulement d'assurer la transparence des hypothèses et la lisibilité des résultats, mais aussi de permettre à tout utilisateur de contrôler les enchaînements et étapes-clefs. Il met en lumière qu'un élément important d'écart entre les scénarios réside dans les hypothèses sur les évolutions de la demande et de l'efficacité énergétique, ce qui nécessite donc de pouvoir porter un jugement sur la valeur des services qui sont fournis ou non aux consommateurs : Comment mesurer les bénéfices de l'efficacité énergétique ? Quels sont les coûts associés à des « restrictions » de la demande et leur acceptabilité ? Quels sont les groupes sociaux sensibles ? Quels bouquets d'instruments et quelles expérimentations mener pour lever les obstacles à la réduction des consommations ? Autant de questions que l'analyse économique peut éclairer.

De manière plus générale, **Dominique Bureau** souligne que la comparaison des scénarios appelle une évaluation économique, en termes « coûts-bénéfices ». Pour cela, il faut considérer les impacts environnementaux, car la compétitivité doit être conçue comme économique et sociale, intégrant donc les coûts environnementaux. Différents travaux visant à les mesurer ont été menés dans cette perspective, notamment au niveau européen (Externe ; Needs), que nous n'utilisons pas assez.

Le recensement des impacts ne suffit pas. L'expertise économique se doit d'apporter des éléments d'éclairage sur les « pondérations » possibles des différents enjeux. Il se trouve que notre dispositif de valeurs tutélaires est actuellement en cours de réexamen, sous la responsabilité d'Emile Quinet, au Commissariat général à la stratégie et la prospective. **Luc Baumstark** revient à cet égard sur un sujet, certes technique, mais essentiel pour la transition énergétique : la valeur du carbone, c'est-à-dire le prix de référence par rapport auquel on peut apprécier l'efficacité des mesures de réduction des émissions. Il montre que les choix s'articulent autour de trois points, à bien coordonner : le niveau de la cible à atteindre vers 2030 ; les règles de croissance de cette valeur en termes réels ; l'articulation avec le taux d'actualisation public.

Enfin, **Renaud Crassous et Fabien Roques** illustrent l'intérêt opérationnel de ces méthodes. Ils montrent comment on pourrait évaluer les coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans les systèmes électriques. Sans prétendre à des conclusions définitives, ils montrent qu'une telle question nécessite des données techniques sur les marges de flexibilité disponibles au niveau de la production de l'électricité, mais a aussi une forte dimension économique, les coûts à considérer dépendant de la structure d'ensemble du parc. C'est en poursuivant leur évaluation, au cas par cas, en fonction des contextes de gestion des capacités et des réseaux, que cet élément pourra être intégré comme un élément de choix des stratégies, et que l'insertion de ce type d'ENR pourra donc être préparée en réalisant les investissements d'accompagnement appropriés.

L'ensemble signale que la transition énergétique doit être conçue en économie ouverte, et avec la dimension européenne ; ainsi que l'importance des incertitudes qui demeurent sur les performances à attendre des différentes filières, ou sur les évolutions des comportements et des marchés.

A cet égard, le fait de se focaliser sur un nombre limité de scénarios était utile pour poser le débat en amont sur les enjeux. Mais cela ne doit pas donner une illusion de certitude : la comparaison avec les exercices étrangers similaires souligne que les hypothèses sur l'évolution de la demande et sa structure, sur le rôle envisagé pour la biomasse, sur l'ampleur des effets d'apprentissage à attendre et en sens inverse sur les coûts d'intermittence, ou encore sur l'importance des substitutions vers l'électricité pour décarboner l'économie demeurent des questions très ouvertes.

Dans ces conditions, une option qui pourrait sembler aujourd'hui la « meilleure », quand on se place dans le cadre des hypothèses que l'on juge aujourd'hui les plus probables, pourrait s'avérer catastrophique si l'une de celles-ci, au niveau de la demande d'énergie globale ou au niveau des performances de différentes filières, ne se réalise pas. Les scénarios non diversifiés sont donc probablement peu résilients, et il en irait de même en cas de fixation trop rigide des répartitions à long-terme entre nucléaire, ENR, et cycles gaz avec CCS.

Du point de vue économique, l'enjeu actuel est donc plutôt de construire un cadre de régulation, pour que les opérateurs soient amenés à anticiper ce processus de diversification et à rechercher les solutions qui émergeront comme les plus performantes « socialement », à la fois pour le rythme de déclassement du parc nucléaire historique, et pour le choix de filières pour son remplacement progressif. Ceci nécessite : la perspective d'un prix du carbone tendanciellement croissant et crédible dans son niveau plancher, pour que soient rémunérés les investissements réduisant les émissions de CO₂ ; un cadre réglementaire propice au déploiement des innovations, mais assurant aussi l'évaluation et la maîtrise de leurs éventuels impacts sur l'environnement ; une orientation favorable des aides à la recherche et des financements, c'est-à-dire une politique industrielle et de RetD verte orientant le progrès technique vers la décarbonation de l'économie ; et le développement de réseaux adaptés.

Ce cadre de régulation ne peut se construire sans évaluation économique des enjeux, répondant aux questions telles que : quels sont les scénarios conciliant au mieux compétitivité économique et environnement ? Quelle diversification est souhaitable pour assurer leur résilience ? Quel est le « retour » pour les niveaux d'investissements plus élevés ? Quel serait l'ampleur de l'impasse à trop les reporter ? Y répondre est nécessaire pour préparer notre avenir en ce domaine, et requiert une analyse coûts-avantages suffisamment approfondie. L'expérience montre que celle-ci conduit toujours à réévaluer la manière de poser les choix et, surtout, permet d'identifier les conditions pour tirer tous les bénéfices de la stratégie qui sera choisie.

D.B.

SOMMAIRE

Avant-propos

Alain Grandjean

Introduction

Dominique Bureau

Première partie : Modélisations de la transition énergétique

Modélisation et Facteur 4

p.1

Katheline Schubert, Fanny Henriet, et Nicolas Maggiar

Transition carbone et consommation

p.7

Alain Grandjean et Hélène Le Téo

ELECSim : un outil de compréhension des coûts des scénarios d'évolution du système électrique

p.33

Patrick Criqui

Deuxième partie : La mise en lumière des arbitrages et l'évaluation des choix

Des scénarios énergétiques, aux impacts sociaux économiques et à l'évaluation des choix

p.45

Dominique Bureau

Définition conjointe du taux d'actualisation et de l'évolution de la valeur carbone dans le temps : quels enjeux ?

p.67

Luc Baumstark

L'insertion des ENR Intermittentes dans le système électrique : comment évaluer les coûts ?

p.77

Renaud Crassous et Fabien Roques

**Première partie : Modélisations et
perspective de la transition énergétique**

Modélisation et Facteur 4

Fanny Henriet

Banque de France & Paris School of Economics

Nicolas Maggiar

Banque de France

Katheline Schubert

Paris School of Economics, Université Paris 1

22 mai 2013

Problématique

La France s'est fixé et a inscrit dans la loi¹ l'objectif du Facteur 4, consistant à diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050, par rapport à leur niveau de 1990. Le Conseil européen et le Parlement européen ont affiché le même objectif à l'échelle de l'Union européenne. Bien qu'une telle réduction des émissions de GES, si elle est limitée à l'Union européenne, ne soit clairement pas suffisante pour lutter efficacement contre le changement climatique car le poids de l'Europe dans les émissions mondiales de GES est trop faible, elle est utile, au moins sur deux plans : celui de l'effet d'entraînement sur d'autres pays pour l'instant réticents à s'engager dans une démarche similaire, et celui de l'atout économique que pourrait constituer un passage précoce à une économie décarbonée. L'objectif est très ambitieux et l'atteindre ne peut s'envisager sans changements radicaux, notamment sur les technologies et les comportements. Pour qu'ils s'amorcent, le rôle des politiques publiques est déterminant. L'introduction d'une "fiscalité carbone" induisant une augmentation des prix à la consommation des combustibles fossiles, à l'origine d'une part très importante des émissions de GES, est indispensable. La question du niveau et du taux de variation au cours du temps de cette taxe carbone est plus épineuse.

Cette question a bien sûr déjà été posée. La réponse "officielle" est, en France, celle de la Commission Quinet. Cette commission, mise en place en 2008, avait pour objectif de déterminer la valeur du carbone qu'il conviendrait d'utiliser dans l'évaluation des choix d'investissements publics (voir [6]). Cette valeur est définie comme celle qui, si elle s'appliquait dans l'ensemble de l'économie, permettrait d'atteindre le Facteur 4. La commission s'est appuyée sur les résultats de simulations réalisées à l'aide des trois modèles GEMINI-E3 [9], POLES [2] et IMACLIM-R [7], qui déterminent la valeur initiale du carbone et son profil temporel permettant aux économies européennes de diviser leurs émissions de GES par 4 à un horizon de quarante ans, et a conclu en préconisant une taxe initiale de 32 euros par tonne de CO₂, croissant approximativement au taux de 6% par an. Dès lors, pourquoi revenir sur cette question ?

Notre objectif est double. Tout d'abord, nous désirons revisiter cette question dans le cadre d'un modèle macroéconomique simple aux fondements théoriques solides, dans lequel l'ensemble des hypothèses sur les possibilités

¹Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

de substitution dans l'économie entre l'énergie fossile et les autres biens et facteurs et sur le progrès technique sont explicites. Ensuite, constatant les insuffisances de l'hypothèse de progrès technique exogène, nous désirons proposer une première formalisation, certes perfectible, de l'orientation du progrès technique.

Les trois modèles utilisés à l'occasion de la commission Quinet sont des modèles de factures différentes. GEMINI-E3 est un modèle d'équilibre général calculable sectoriel, POLES un modèle "bottom-up" sectoriel extrêmement détaillé, et IMACLIM-R un modèle hybride, sectoriel et très détaillé lui aussi. Leur niveau de désagrégation et de détail leur permet de décrire précisément un certain nombre d'effets sectoriels mais aussi parfois microéconomiques. La contrepartie de cette richesse est une grande complexité qui rend parfois difficile de retracer l'origine précise des résultats obtenus, ces derniers différant fortement entre les trois modèles. Concernant la question qui nous intéresse ici, les trois modèles comportent des hypothèses sur les possibilités de substitution dans les différents secteurs de l'économie et sur l'ampleur des progrès technique sectoriels économisant l'énergie fossile (gains d'efficacité énergétique et pénétration des énergies renouvelables). Ces progrès technique sont soit exogènes soit le résultat de mécanismes d'apprentissage par la pratique calibrés en se fondant sur des dires d'experts (IMACLIM-R). Ces hypothèses ont une influence majeure sur les résultats obtenus, mais la complexité des modèles, leur grande taille et surtout leur désagrégation sectorielle poussée sont telles qu'il n'est pas possible de déduire de ces multiples hypothèses une information claire sur les possibilités de substitution "moyennes" ou sur le taux moyen de progrès technique portant sur l'énergie. Or il est clair qu'à possibilités de substitution données, le progrès technique économisant l'énergie fossile allège l'ampleur de la valeur du carbone nécessaire pour atteindre l'objectif de réduction des émissions. Il est donc très important d'une part d'avoir une estimation précise des substitutions possibles, et d'autre part de distinguer clairement le rôle de l'instrument (taxe) et celui du progrès technique pour atteindre l'objectif.

Notons que le débat "petit modèle intégré fondé sur la théorie versus gros modèle sectoriel détaillé pragmatique" est très présent dans la littérature sur la modélisation qui conclut, sans surprise, à la complémentarité des deux approches.

Nous présentons dans [3] et [4] un modèle macroéconomique stylisé d'équilibre général calculable dans lequel les hypothèses sur les substitutions et le progrès technique sont explicites et leur influence peut être facilement analysée.

Nous modélisons une économie ouverte produisant un bien générique, qui peut être consommé ou investi, et qui importe de l'énergie fossile comme seule source d'énergie². Le prix en devise étrangère des énergies fossiles est exogène et croît à taux constant, de manière à refléter le rareté croissante de ces ressources non renouvelables et à représenter une extraction de type Hotelling. Alors qu'usuellement l'énergie est seulement prise en compte comme un intrant dans le processus de production, nous introduisons également ici la consommation d'énergie fossile des ménages, et le fait que les combustibles fossiles sont utilisés conjointement avec des biens durables (chauffage dans le résidentiel, carburant pour le transport). La consommation d'énergie fossile peut être réduite par des substitutions déclenchées par une augmentation du prix de l'énergie au moyen d'une taxe sur le CO₂, ou par un progrès technique spécifique. Le modèle comporte deux types de progrès technique, permettant d'économiser respectivement le travail et l'énergie fossile. Concernant ce dernier, nous avons à l'esprit à la fois l'amélioration de l'efficacité énergétique et le

²En 2009, l'énergie fossile représente 67,5% de la consommation totale d'énergie finale en France.

remplacement de combustibles fossiles par des énergies renouvelables. Nous n'introduisons donc pas explicitement les énergies renouvelables dans le modèle. Enfin, nous prenons en compte les rigidités dans l'ajustement du stock de logement des ménages et du stock de capital du secteur productif en introduisant des coûts d'ajustement sur les stocks de biens durables et de capital.

Nous estimons les élasticités de substitution entre énergie fossile et autres biens et facteurs. Du côté des ménages, nous choisissons une élasticité de substitution unitaire entre les biens non durables et l'agrégat biens durables - énergie, en nous appuyant sur la littérature. Nous estimons l'élasticité de substitution entre le stock de biens durables et la consommation d'énergie fossile, et obtenons une valeur de 0,5, soit une faible substituabilité. Du côté des entreprises, nous obtenons une élasticité de substitution de 0,5 entre le capital et l'énergie fossile, et également de 0,5 entre le travail et l'agrégat capital - énergie fossile. Soit de nouveau des possibilités de substitution faibles. Nous estimons également les deux taux de progrès techniques sur données historiques françaises. Nous obtenons un taux de progrès technique portant sur l'énergie de 2% par an, supérieur à celui sur le travail (1,6% par an), ce qui implique que sans intervention publique la consommation d'énergie fossile de l'économie diminue, mais à un faible taux : 0.4% par an. A ce rythme, une réduction de 75% de cette consommation serait atteinte en 347 ans.

Nous étudions deux versions du modèle, l'une dans laquelle les taux des deux types de progrès technique précédents sont exogènes ([3], [4]), et l'autre dans laquelle la direction du progrès technique est endogène [4].

Modèle à progrès technique exogène

Dans la première version du modèle, les taux de progrès technique économisant le travail et économisant l'énergie sont ceux qui résultent des données historiques françaises (respectivement 1,6 et 2% par an). La question à laquelle nous voulons répondre est la suivante : si les taux de progrès technique restent ceux observés dans le passé récent, quelle est la trajectoire de prix du carbone qui permet de diviser les émissions de CO₂ par 4 en 40 ans ? L'hypothèse implicite est que les politiques mises en place dans nos simulations - l'augmentation des prix des combustibles fossiles - n'ont pas d'effet sur le taux de progrès technique, et qu'aucune politique spécifique visant à augmenter ce taux n'est mise en oeuvre. Avec cet exercice, nous déterminons si la hausse des prix du carbone nécessaire pour atteindre l'objectif est raisonnable compte tenu de l'horizon considéré. Nous montrons que ce n'est pas le cas. Plus précisément, la taxe carbone³ du rapport Quinet est loin d'être suffisante pour diviser par 4 les émissions à un horizon de 40 années, puisqu'elle provoque une réduction des émissions de seulement 25%, au prix d'une perte de bien-être modérée. Nous en déduisons que dans les grands modèles appliqués, il y a plus de possibilités de substitution et/ou plus de progrès technique permettant d'économiser l'énergie. Il est nécessaire d'augmenter énormément ce taux de progrès technique (jusqu'à plus de 7% par an) pour atteindre le Facteur 4. Ceci est facile dans cette première version du modèle, puisque le progrès technique y est exogène et que son augmentation est sans coût d'aucune sorte. Compter sur un tel progrès technique tombé du ciel et gratuit paraît un peu trop optimiste, voire trompeur. En revanche, il est probable que l'augmentation des prix de l'énergie déclenchera un supplément de recherche visant à économiser l'énergie, potentiellement au détriment du progrès technique portant sur le travail, qui est le moteur de la croissance économique. C'est pour examiner cette possibilité que nous construisons une deuxième version du modèle.

³Nous faisons l'hypothèse que les recettes de la taxe carbone sont redistribuées aux ménages de façon forfaitaire.

Modèle à direction du progrès technique endogène

Dans la seconde version du modèle nous considérons que l'effort de recherche de l'économie est une proportion constante de l'output, et que l'allocation de cet effort entre un secteur de recherche mettant au point des innovations économisant le travail et un secteur de recherche mettant au point des innovations économisant l'énergie fossile est endogène. Nous rendons ainsi endogène la *direction* du progrès technique. Un arbitrage apparaît alors entre croissance économique et transition énergétique⁴ :

- un taux de progrès technique portant sur le travail élevé assure à l'économie un taux de croissance élevé, aux dépens d'émissions de CO₂ élevées ;
- un taux de progrès technique portant sur l'énergie élevé permet de réduire les émissions de CO₂ au delà de ce que permettent les possibilités de substitution, aux dépens de la croissance économique.

La modélisation s'inspire de Smulders et de Nooij [8] et de Acemoglu *et al.* [1]. L'incitation à innover dans le domaine des technologies économisant le travail plutôt que dans celui économisant l'énergie fossile dépend de trois effets :

- un "effet productivité" direct, qui pousse à innover dans le secteur qui a la plus grande productivité ;
- un "effet prix" qui encourage l'innovation dans le secteur qui a le prix le plus élevé, afin de permettre d'économiser le facteur le plus cher ;
- un "effet taille de marché" qui encourage l'innovation dans le secteur qui a le plus grand marché potentiel pour les biens intermédiaires qui seront créés à partir des innovations.

Les résultats de la simulation de la taxe carbone du rapport Quinet sont les suivants. Tout d'abord, elle permet de stimuler fortement le progrès technique portant sur l'énergie, puisque son taux passe à court terme de 2% à plus de 6%. Le coût en terme de croissance économique est notable, puisque le taux de croissance passe de 1,6% à 1,2%. Ensuite, la baisse de la consommation d'énergie qu'elle entraîne à long terme est de 40%. Ceci est clairement plus élevé que quand le progrès technique est inchangé (25%), mais encore insuffisant pour le Facteur 4. Nous simulons alors les effets d'une combinaison de taxe carbone Quinet et d'une subvention au secteur de la recherche en technologies permettant d'économiser l'énergie fossile qui augmente de 20% la profitabilité de ce secteur. Cette mesure a un effet de redirection du progrès technique très puissant et donc un fort effet récessif, mais ne permet toujours pas d'atteindre le Facteur 4 : la consommation d'énergie fossile ne diminue au bout de 40 ans que de 60%.

Conclusion

Ce modèle comporte au moins deux limites. La première concerne l'absence de technologies de dépollution, qui permettraient, à consommation d'énergies fossiles inchangée, de limiter les émissions de CO₂. On peut penser par exemple aux dispositifs de dépollution en bout de chaîne (filtres industriels), ou encore à la capture et séquestration du carbone. La seconde limite est que dans le modèle le changement climatique n'a aucun impact sur le bien-être des ménages : il n'y a pas de fonction de dommages. Il n'est alors bien sûr pas possible d'évaluer les bénéfices de la politique environnementale. La forte incertitude pesant sur l'évaluation des fonctions de dommages justifie cette

⁴Voir Popp [5] pour des évidences empiriques sur cet effet d'éviction.

hypothèse. On se contente d'admettre ici que l'objectif du Facteur 4 est un objectif souhaitable, et de quantifier son coût économique.

Malgré ces limites, le modèle permet d'identifier clairement les mécanismes économiques en jeu dans la politique fiscale de lutte contre le réchauffement climatique, de se faire une idée des ordres de grandeur, et de mettre en évidence le rôle majeur du progrès technique dans l'atteinte du Facteur 4. Il montre à quel point cet objectif sera difficile à atteindre, sauf à fournir un effort extrêmement massif.

Références

- [1] Acemoglu, D., P. Aghion, L. Bursztyrn et D. Hemous, The Environment and Directed Technical Change, *American Economic Review*, 102(1), 131–166, 2012.
- [2] Criqui, P., P. Russ et D. Deybe, Impacts of Multi-gas Strategies for Greenhouse Gas Emission Abatement : Insights from a Partial Equilibrium Model, *The Energy Journal*, n° spécial, 251–274, 2006.
- [3] Henriët, F., N. Maggiar et K. Schubert, La France peut-elle atteindre l'objectif du Facteur 4 ? Une évaluation à l'aide d'un modèle stylisé énergie-économie, *Economie et Prévision*, à paraître, 2013.
- [4] Henriët, F., N. Maggiar et K. Schubert, A stylized applied energy-economy model for France, *The Energy Journal*, à paraître, 2013.
- [5] Popp, D., ENTICE : endogenous technological change in the DICE model of global warming, *Journal of Environmental Economics and Management*, 48(1), 742–768, 2004.
- [6] Quinet, A., *La valeur tutélaire du carbone*, Centre d'Analyse Stratégique, La Documentation Française, 2009.
- [7] Sassi, O., R. Crassous, J.-C. Hourcade, V. Gitz, H. Waisman et C. Guivarch, IMACLIM-R : a modelling framework to simulate sustainable development pathways, *International Journal of Global Environmental Issues*, 10(1), 5–24, 2010.
- [8] Smulders, S. et M. de Nooij, The impact of energy conservation on technology and economic growth, *Resource and Energy Economics*, 25(1), 59–79, 2003.
- [9] Vielle, M. et A. Bernard, La structure du modèle GEMINI-E3, *Economie et Prévision*, 136(5), 19–32, 1998.

TRANSITION CARBONE ET CONSOMMATION

Extraits du rapport « cartographie de la transition carbone »,
téléchargeable sur le site TSP :

<http://theshiftproject.org/fr/cet-article/cartographie-de-la-transition-carbone-un-projet-collectif-ambitieux>

Alain Grandjean (alain.grandjean@carbone4.com)

Hélène Le Teno (helene.leteno@carbone4.com)



Redesigning the Economy to Achieve Carbon Transition

**THE SHIFT
PROJECT**

1 Introduction

La transition carbone est un projet collectif ambitieux de transformation de notre système productif et de nos modes de consommation. Pour assurer la stabilité de notre économie demain dans un monde confronté à des limites physiques, il est urgent d'adopter un modèle beaucoup plus sobre en ressources – notamment en énergies fossiles - et de limiter nos impacts environnementaux (sur le volet « carbone », ce sont les émissions de gaz à effet de serre).

Cet objectif de changement devient désirable dès lors que les projets de la transition ont une attractivité sociétale et une pertinence économique forte: maîtrise de la hausse de certaines dépenses incontournables des ménages, création d'emplois – idéalement pérennes - sur nos territoires, réduction de la facture énergétique de la France, amélioration de notre balance commerciale, développement de compétences et création de savoir-faire exportables, impact positif sur les finances publiques.

Pour renforcer la pertinence d'un tel projet et justifier son acceptabilité politique, The Shift Project a dressé une cartographie de la transition carbone, qui en propose une lecture originale et argumente les avantages qui peuvent en être attendus. Plutôt que de chercher des « technologies vertes », nous partons de trois postes fondamentaux de la consommation des ménages français : se nourrir, se loger, se déplacer. Ces fonctions vitales – à assurer dans tous les cas - constituent une part majeure et croissante des dépenses des ménages, et une part significative de leur dépendance énergétique.

Nous nous attachons donc à illustrer un éventail d'actions de la transition permettant de « décarboner » ces volets de la consommation, et ce faisant d'assurer une plus grande robustesse aux filières économiques qui les alimentent, tout en préservant le pouvoir d'achat des ménages. Cette note en reprend les idées et recommandations principales :

- Favoriser les actions concernant la **mutation du modèle agricole** (« oubliée » du Grenelle) et la **production d'énergies et ressources** sur les territoires (et pas uniquement solaire ou éolien). Ces deux axes ont en effet le potentiel d'emplois pérennes le plus élevé, sont porteurs d'une dynamique d'innovation et de développement de savoir-faire indispensables à moyen terme, et contribuent fortement à la baisse des émissions de gaz à effet de serre
- Attaquer de manière très ciblée la réduction de la consommation d'énergie pour le tandem « bâtiment – transport », notamment en priorisant les moyens publics sur les personnes en situation de précarité
- Prévoir des dépenses orientées vers la **formation et la création de nouvelles compétences**, ainsi que vers des projets de recherche appliquée et des projets pilotes : métiers de l'agriculture, des énergies nouvelles, de la rénovation thermique.

Le rapport The Shift Project complète par ailleurs cette vision « consommation » par une vision territoriale de la transition. En effet, il est urgent de dynamiser et valoriser nos territoires en débloquent leur potentiel productif en énergies et en ressources. Les effets positifs sur l'économie locale et nationale sont évalués sur plusieurs exemples : filière bois, méthanisation, matières secondaires issues des déchets. Dans les deux visions citées ci-dessus (consommation et territoire), il

est essentiel d'autoriser et de favoriser l'expérimentation afin de tester de nouveaux modèles – en soutenant en particulier les PME et le monde de l'économie sociale et solidaire, et pouvoir ensuite enclencher un programme plus vaste en toute confiance.

Les défis du financement de la transition sont nombreux : financement d'actions diffuses, multi-échelles, multi-acteurs, dans une grande variété de secteurs. Le fléchage de la ressource (en particulier des différentes formes d'épargne) vers la transition doit être organisé massivement et rapidement. Nous proposons une revue des outils de financement existants et à créer pour soutenir la transition. Le rôle et les capacités des investisseurs – ménages, investisseurs de long terme, secteur bancaire, collectivités sont aussi analysés dans le rapport complet.

Enfin, sans ambition d'exhaustivité mais en ayant choisi des actions à fort impact potentiel, il propose un éventail de 20 actions avec un chiffrage de leurs avantages attendus, des recommandations opérationnelles, et un panel des outils de financement pertinents pour ces actions.

Après avoir posé le principe que la transition carbone devait être conçue comme un projet collectif « positif », nous montrons que décarboner l'économie, c'est d'abord décarboner la consommation. Puis nous examinons les enjeux pour le pouvoir d'achat des ménages. Finalement, nous illustrons le caractère très opérationnel de la démarche à propos des transports.

Tableau des actions étudiées dans le cadre de la cartographie de la transition carbone

n°	Domaine	Actions de la transition	action sommable ou non	Horizon temporel (ans)	Financement		Gains	Impacts						
					Dépense d'investissement globale (Meuros)	Dépenses d'exploitation additionnelles annuelles (Meuros)	temps de retour et pour qui si jeu acteur clair	Impact émissions de GES évités (teqCO2/an)	Impact Energie évitée (tep/an)	Création emplois directs en phase d'investissement (etp)	Création emplois pérennes (etp)	Création emplois indirects (etp)	Impact facture énergie annuelle France (Meuros, chiffre négatif = réduction facture)	Impact balance commerciale (hors énergie) (Meuros, chiffre positif = amélioration)
1	Je me nourris	Favoriser l'efficacité énergétique des exploitations agricoles		5	3 000		2 à 10 ans	1 400 000	400 000	1 600	119	800	-280	
2	Je me nourris	Développer l'agriculture de précision: machinisme et technologies avancées		5	800	100	3 ans	250 000	15 000		3 000	-	-5	200
3	Je me nourris	Valoriser le potentiel des engrais organiques		10	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré
4	Je me nourris	Généraliser les pratiques d'alimentation animale limitant les émissions de méthane dans l'élevage		5		36	Bon si crédit carbone	8 700 000						
5	Je me nourris	Augmenter fortement la production de légumineuses		10			Bon si crédit carbone	1 800 000	150 000				-130	-227
6	Je me nourris	Mobiliser le foncier agricole pour une agriculture durable	recouvrements avec n°1 à 5	10	2 500			200 000	50 000				-35	
7	Je me nourris	Expérimenter, objectiver et favoriser la mutation vers des modèles innovants: agriculture écologiquement intensive, permaculture, agriculture urbaine et périurbaine		5	3 000			400 000	140 000		160 000		-98	
8	Je me loge	Organiser et financer la rénovation thermique des logements		10	100 000		15 à 20 ans	30 000 000	8 000 000	70 000		30 000	-	6 000
9	Je me loge	Zoom: Accélérer le développement du parc installé de Pompes à chaleur et soutenir la filière française	recouvrements avec n°8	5	4 800			4 000 000	1 000 000		2 000		-	500
10	Je me loge	Zoom: Impliquer l'industrie des matériaux isolants	recouvrements avec n°8	5	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré
11	Je me déplace	Concevoir, produire et distribuer la voiture à 2L/100km		10	3 500		3 ans pour acheteur	4 100 000	1 300 000				-800	
12	Je me déplace	Chercher les carburants du futur: quid des carburants 3G à base d'algues		10	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré
13	Je me déplace	Conduire des projets pilote d'intermodalité		5	450	175				2000		1000		
14	Je me déplace	Solutions de transport semi-massif, autocars péri-urbains		5	700			250 000	75 000	1000	4000		-40	
15	Territoires: Ressources, énergies et réseaux	Filière bois: s'organiser pour répondre à une demande variée		8	10 000			7 400 000	1 900 000		80 000		-723	
16	Territoires: Ressources, énergies et réseaux	Un modèle de méthanisation à la française performant		8	5 500			1 900 000	1 000 000	3 500	1 000		-500	
17	Territoires: Ressources, énergies et réseaux	Trier plus et mieux: dynamiser grâce à des ambassadeurs du tri		5		550		6 000 000	1 200 000	13 000	2 500		-400	
18	Territoires: Ressources, énergies et réseaux	Développer des solutions et champions du stockage stationnaire d'électricité		10	420									
19	Actions transverses stimulant la transition	Créer des beta-lieux de la transition dans les villes de taille moyenne (J Dossier)		5		27					1 360	13 600		
20	Actions transverses stimulant la transition	Préparer des campagnes de communication positives autour de la transition		5	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré	non chiffré

2 La transition carbone : un projet collectif positif

Comme lors de tout changement d'époque, la transition carbone est en réalité déjà lancée par certains, à certains endroits. Des expérimentations sont en cours, des individus ou entités passent du diagnostic à l'action, des résistances ou oppositions diverses (et souvent légitimes) s'organisent. Il importe alors de « fluidifier la transition » : soutenir les expériences utiles, lui donner du sens, valoriser les projets communs, montrer les avantages obtenus par les divers acteurs.

EXPERIMENTER POUR FACILITER LA MUTATION

La transition correspond à une évolution très forte du système productif existant, ce qui n'est pas sans impact sur la nature et la localisation des emplois existants, sur les biens et services disponibles, sur l'aménagement du territoire... Travailler sur la **transition est donc potentiellement l'affaire de tous** : entreprises, citoyens, puissance publique.

Cela consiste à préciser puis tenter d'atteindre ensemble de nouveaux objectifs, et à se mettre sur un « chemin de la transition ». Ceci demande avant tout de **(s') autoriser à expérimenter...** et ne demande heureusement pas d'atteindre un consensus au préalable :

- sur les meilleurs moyens à mettre en œuvre dans l'absolu et selon le contexte : solutions à trouver dans la technologie (avancées technologiques, éco-conception etc.) et/ou la modération, solutions dans la collaboration locale et/ou la relocalisation, meilleur mix énergétique souhaitable, etc.
- sur le niveau (ou mode) de gouvernance adapté.
- sur la métrique pertinente comme mesure de la réussite : croissance du PIB¹, emplois « verts » ou non, montants des investissements dans la transition, niveau d'indépendance énergétique, « empreinte CO₂ » des ménages, exports de produits « verts », nombre de territoires en transition, etc.

Déterminer de nouvelles zones de convergence d'intérêt entre acteurs économiques, particuliers et intérêt général dans un contexte mouvant nécessite :

- d'ouvrir des espaces de dialogue et de **coopération** inattendus sur les territoires,
- **d'expérimenter abondamment** (projets pilotes, démonstrateurs, territoires en transition),
- de développer de nouvelles formes juridiques adaptées pour entreprendre (ex : SCIC, économie mixte, *benefit corporation*, etc.).

¹ <http://theshiftproject.org/fr/cette-page/indicateurs>

Enfin, la transition en tant que projet collectif peut s'enclencher si elle est perçue **comme un axe de progrès et un projet commun**.

Des efforts (pédagogie, communication, partage d'expériences réussies, récompenses d'initiatives) doivent sans doute être faits pour obtenir un réel effet d'entraînement.

ÉTAT DES LIEUX DES CROYANCES ET DES COMPORTEMENTS

En préambule, nous rappellerons :

- qu'il peut y avoir un écart très fort entre les croyances et les comportements des individus,
- que porter un projet de transition nécessite d'informer et/ou convaincre le citoyen
- et qu'au-delà des convictions, la transition demande une inflexion réelle de nombreux comportements d'achat, d'épargne ou encore de choix professionnels.

Il est difficile de planter un décor complet concernant l'opinion des français sur le fonctionnement de l'économie en général et sur leur envie d'entamer une transition écologique. Nous citerons ici deux études récentes :

- **Le Panel Havas Mondadori 2012**
 - Cette étude a notamment pour objectif d'identifier les freins et les leviers pour le changement à l'égard de la thématique de l'écologie et du développement durable à l'aide d'une étude par communauté.
 - L'étude a porté notamment sur trois groupes représentatifs : les réfractaires, modérés et engagés. Le groupe le plus large parmi le panel est celui des modérés (plus de 60%), les réfractaires étant très minoritaires et représentant environ 7%.
 - L'opinion générale concernant l'écologie est la suivante :
 - « L'écologie, c'est surtout pragmatique, préserver l'environnement c'est préserver ce qui nous fait vivre » : plus de 70% chez les modérés et les engagés.
 - « C'est surtout idéologique, un discours et une vision du monde portés par des partis politiques, des ONG et des militants » : plus de 80% chez les réfractaires.
 - Concernant les comportements, la donne est différente :

- « Changez vos habitudes pour être plus "éco", c'est nécessaire il faut contribuer » : plus de 80% chez les engagés, mais seulement 34% des modérés donnent cette réponse et se disent prêts à envisager de changer leurs habitudes, dans certains domaines seulement (et 0% chez les réfractaires).

Il semble qu'il y ait un « ventre mou » assez large qui a une vision positive de l'écologie, mais que leurs connaissances ou croyances dans le domaine ne suffisent pas du tout à ce stade à infléchir une large gamme de leurs comportements (achats, investissements, comportements au quotidien : transports, alimentation, gestion des déchets, gestion de l'énergie de son logement, etc.).

Une information beaucoup plus précise sur les objectifs et les avantages individuels pouvant être retirés d'actions de transition, sur la base d'exemples concrets, doit être mise en œuvre si l'on souhaite impliquer dans les actes cette part majoritaire de la population.

- **Etude Ethicity** en collaboration avec le média Youphil et EDF Collectivités sur « Les Français à faibles revenus et la consommation durable »
 - Ethicity indique notamment que pour le groupe des Français à faible revenus, « leurs choix de consommation sont tirés par les prix. 28,9 % disent ne pas avoir changé leur comportement en faveur du développement durable parce que leur pouvoir d'achat ne le permet pas. Certains éco-gestes sont moins bien intégrés (ex : tri), mais ceux qui permettent des économies évidentes (comme la maîtrise de la consommation d'énergie) sont cependant réalisés avec une plus grande fréquence, c'est-à-dire plus souvent intégrés au quotidien. »

La question des capacités financières des ménages des déciles du bas, et potentiellement à moyen terme de celles des déciles du milieu, par rapport aux achats « verts » ou à l'investissement pour la transition (voiture sobre, rénovation/isolation de son logement) doit être prise en considération.

La transition ne portera ses fruits que si elle est accessible au plus grand nombre de Français et qu'elle permet de réduire ou à tout le moins de maîtriser la hausse de certaines dépenses basiques (alimentation, logement, transport).

Le développement d'offres adaptées aux divers segments de clientèle (y compris « déciles du bas »), et la pédagogie de proximité sur ces produits sont une des clés du succès.

DES SIGNAUX FAIBLES MAIS VISIBLES : NOUVEAUX COMPORTEMENTS DE CONSOMMATION ET D'INVESTISSEMENT, ACTIONS PARTAGEES

Malgré l'état des lieux fait à la section précédente sur les comportements des Français (majoritairement assez peu impliqués dans les actes), on peut recenser des « signaux faibles » à divers endroits qui illustrent :

- ✓ **l'implication et la créativité des citoyens dans la transition,**

- avec une implication en temps et/ou en argent,
- des comportements très collaboratifs (troc, partage),
- et une créativité d'autant plus foisonnante que le pouvoir d'achat est contraint.

✓ le fait que ces actions de transition échappent fréquemment à la sphère marchande, bancaire ou politique ordinaire.

Ces initiatives peuvent se ranger dans 3 familles :

1. **Consommation : consommer « mieux »** (achats responsables, labellisés, produits éco-conçus, produits à plus longue durée de vie etc.) mais **surtout s'organiser entre soi pour choisir et/ou maîtriser ses dépenses**, et enfin **générer soi-même des revenus complémentaires à partir de ses biens**.

Exemples :

- acheter local, s'investir dans une AMAP pour son alimentation
- réduire ses achats d'objets de consommation, depuis la débrouille avec ses voisins jusqu'à des formes très élaborées et organisées de troc de vêtements, de jouets ou des « ressourceries » de quartier²
- réduire sa facture énergie transport et ses charges (covoiturage), réduire ses dépenses de vacances (échanges de maisons)
- éviter d'investir « trop », optimiser l'usage du capital existant (ex : voitures partagées – *car sharing*)
- **tirer des revenus complémentaires de son capital** : production d'énergie avec son logement, service de transport à autrui sous forme de covoiturage, location de ses divers objets sous-utilisés sur Internet

L'intérêt pour ces nouveaux modes de consommation semble de plus en plus fort chez les Français et plus largement chez les Européens. Ces phénomènes ont notamment été analysés par deux observatoires :

- L'Observatoire Cetelem³ pointe en effet ses changements de comportements dans son étude parue en janvier 2013. On apprend notamment que 62 % des Français répondent « Tout à fait » ou « Plutôt » à la question « Dans les années qui viennent, pensez-vous faire davantage appel à l'entraide, à l'échange de produits ou de services/coups de main, plutôt que de payer ? ».
- L'Observatoire Système D⁴ qui étudie les arbitrages et stratégies de débrouille des Français sous la contrainte économique.

² Voir la Ruche qui dit Oui

³ L'Observatoire Cetelem 2013, *Le consommateur européen en mode alternatif*,

<http://observatoirecetelem.com/>

⁴ <http://www.dcap-research.fr/toutelactudcap.php>

2. Financer directement le changement, entre citoyens :

Pour les ménages qui en ont la capacité, financer des projets portés par autrui à la condition que son financement soit fléché sur un projet identifié comme porteur de sens.

Exemples :

- finance participative pour les énergies renouvelables⁵
- « *locavesting* » dans le logement éco-conçu⁶
- investissement dans le foncier pour l'agriculture bio⁷
- finance participative sous forme de soutien aux projets « *jeunes pousses* » d'agriculture alternative innovante⁸

Il est notable que ces « produits financiers » sont peu ou pas proposés par les réseaux de banques de détail, et que les ménages ont alors recours au bouche à oreille et à Internet pour router leur épargne vers ces produits ou outils.

Par ailleurs, le développement de monnaies locales est également un signal de prise en main d'outils financiers au service de projets partagés/pour une communauté (voir section 4.4.3 sur les monnaies complémentaires)

3. Organiser et expérimenter ensemble le changement, à des échelles locales/territoriales et/ou grâce aux réseaux sociaux :

- Dans la « vie réelle », le nombre de projets de « territoire en transition »⁹ en France est en bonne augmentation.
- Dans la sphère Internet, les réseaux sociaux prennent le relais et expérimentent l'action partagée au quotidien. Exemples : projet CitéGreen¹⁰ soutenu par Oseo ; projet Koom¹¹
- Démarche d'expérimentation pédagogique et ludique : expérimentation pour des lecteurs volontaires « ambassadeurs de la transition » du magazine *Terra Eco*.

Pour aller plus loin, un annuaire intéressant de solutions existantes pour le partage, le troc, le cofinancement de projets se trouve sur le site du Co-Lab¹².

⁵ Énergies Partagées, mais aussi Projet Lumo avec financement citoyen en Poitou-Charentes <https://www.lumo-france.com/projets>

⁶ Le *Locavesting* recherche des effets vertueux en associant investissement, éco-projets et développement territorial. Exemple : projet TerraCités www.terracité.fr

⁷ Foncière Terre de Liens

⁸ <http://octopousse.com/projets/creation-jardin-foret>

⁹ <http://www.transitionfrance.fr/>

¹⁰ <https://www.citegreen.com/>

¹¹ <http://www.koom.org/web/index>

Pour conclure, on peut dresser un parallèle intéressant entre les deux volets de la transition énergétique (modération de la consommation énergétique-sobriété-efficacité + investissement dans des moyens de production d'énergies renouvelables sur les territoires), et les deux dimensions sur lesquelles les ménages innovent : modération de leur consommation/optimisation du capital, et investissement dans des projets territoriaux porteurs de sens...

Dès lors, l'observation de ces « signaux faibles » lancés par les ménages doit inciter au questionnement et susciter l'intérêt :

-Des organisations financières et bancaires pour être des relais adaptés capables de collecter des ressources financières provenant des ménages (distribution de produits d'épargne spécifiques, fléchage de l'épargne vers la transition) et de fournir des soutiens aux projets que les ménages soutiennent parfois spontanément (micro-crédits pour projets « de transition »).

-De la puissance publique pour suivre et/ou soutenir certains projets locaux ou territoriaux adaptés comme « facteurs/lieux d'expérimentation de la transition».

¹² <http://www.co-lab.fr/le-co-au-quotidien/>

3 Décarboner l'économie, c'est avant tout décarboner la consommation finale des ménages

LE CARBONE, DEFINITION PRATIQUE

Dans la suite, le carbone sera un indicateur bien utile pour exprimer :

- L'usage d'énergies fossiles (et donc carbonées) : pétrole, gaz, charbon.
- Les émissions de gaz à effet de serre (incluant CO₂ et CH₄ émis par combustion d'hydrocarbures, mais également les émissions ayant lieu dans le domaine agricole tel que émissions de N₂O, ou émissions par changement d'affectation des sols – déforestation, changement de type de cultures, etc.).

Décarboner une activité, c'est donc réaliser cette activité en consommant moins/pas de ressources fossiles non renouvelables et/ou en émettant moins de gaz à effet de serre.

LES EMISSIONS DE LA FRANCE ET DES FRANÇAIS, MEME COMBAT ?

Voici quelques rappels sur les émissions de gaz à effet de serre de la France :

- Les inventaires nationaux d'émissions de gaz à effet de serre de la France sont gérés par le CITEPA. Il s'agit des émissions ayant lieu sur le sol français. On pourrait considérer que le ratio « émissions »/PIB est un indicateur utile pour poser un point de départ de la transition.
- C'est une bonne métrique pour suivre l'usage d'énergies fossiles sur le sol français, mais c'est insuffisant pour évaluer la dépendance des ménages aux hydrocarbures : **l'achat de nombreux biens importés (et l'usage d'énergies fossiles en amont de la chaîne pour les produire) nous rend plus vulnérables aux tensions sur les volumes et les prix des énergies fossiles. Il est donc raisonnable de s'intéresser à l'intensité CO₂ du ménage français.**
- De la même manière, pour analyser la robustesse ou l'exposition au risque « énergies » de nos entreprises, une analyse de leur dépendance en amont et en aval de leurs activités (y compris au-delà de nos frontières) est recommandée.

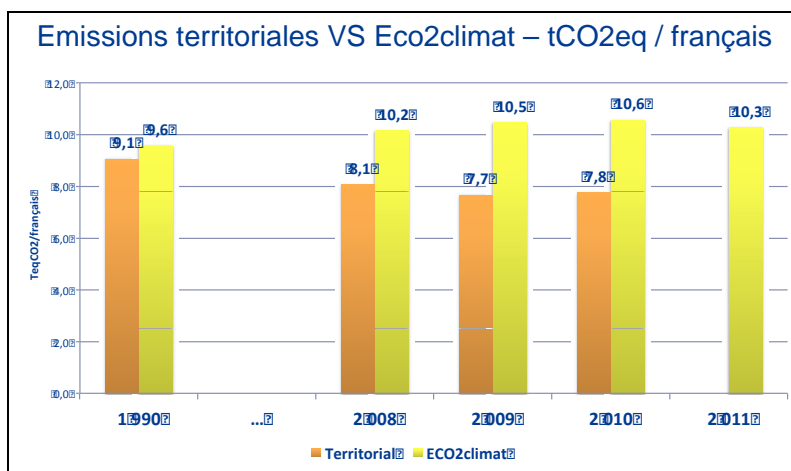
Pour investiguer les émissions de CO₂ (directes ou indirectes) liées à la consommation des ménages, l'indicateur Eco2Climat¹³ a été développé¹⁴.

¹³ Le détail de la méthodologie de cet indicateur est disponible publiquement <http://ici.tf1.fr/eco-climat/>

¹⁴ Le SOES a également publié un document en vision « consommation finale » : *Le point sur l'empreinte carbone de la consommation des français : évolution de 1990 à 2007* ; n°114, mars 2012 ; <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/LPS114.pdf>

En 2011, les émissions sont de l'ordre de 10,3 tonnes-équivalent CO₂ par Français.

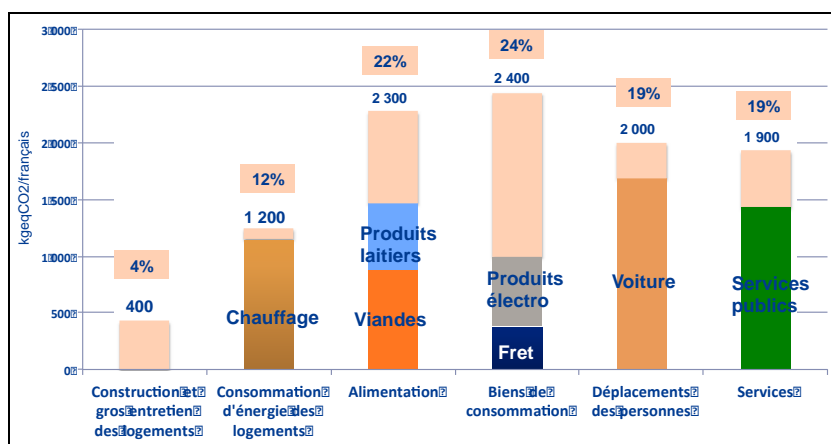
Voici quelques chiffres et graphiques pour illustrer la différence entre approche « territoriale » et « consommation finale des ménages ».



Ce graphique montre clairement sur un pas de 20 ans :

- une **tendance à la baisse de nos émissions territoriales (hors UTCF)** rapportées aux individus, avec plusieurs facteurs explicatifs : poursuite de la désindustrialisation, baisse conjoncturelle de la production et amélioration de l'efficacité énergétique (industrie, transport, bâtiment)
- et dans le même temps **une tendance à la hausse des émissions de CO₂ associées à la consommation des ménages**, liées à une hausse des achats et à l'achat de biens à contenu CO₂ plus élevé (ex : matériel électronique, hi-fi, ordinateurs, électroménager).

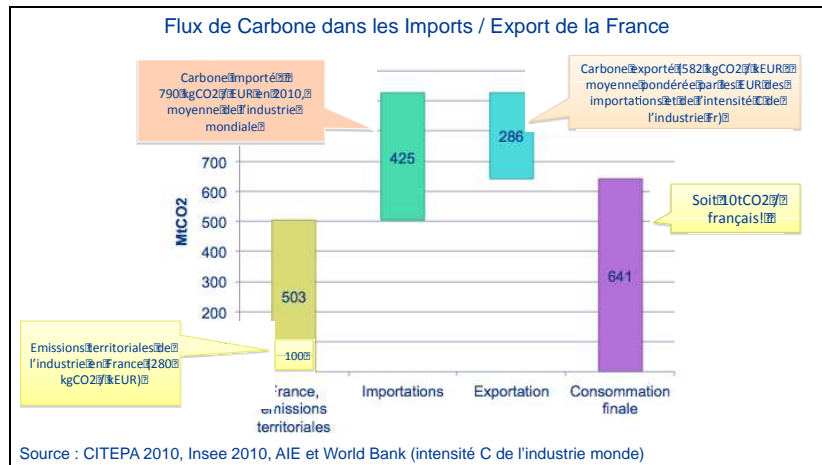
Voici un découpage des postes d'émissions de gaz à effet de serre dans la consommation finale des ménages (indicateur Eco2Climat), afin de visualiser les postes les plus contributeurs :



L'intérêt de cet exercice est de pouvoir identifier les postes majeurs de « dépendance carbone » dans nos modes de vie, et également nos fragilités en cas de contrainte carbone renforcée.

Le lecteur « novice en carbone » constatera que l'alimentation et la consommation de biens et services passent devant les postes qui auraient pu paraître « évidents » (chauffage, déplacements).

Au final, on comprend qu'on émet directement du carbone, qu'on en importe (dans les biens) et qu'on en exporte. En voici l'illustration¹⁵ :



Décarboner la France, c'est donc :

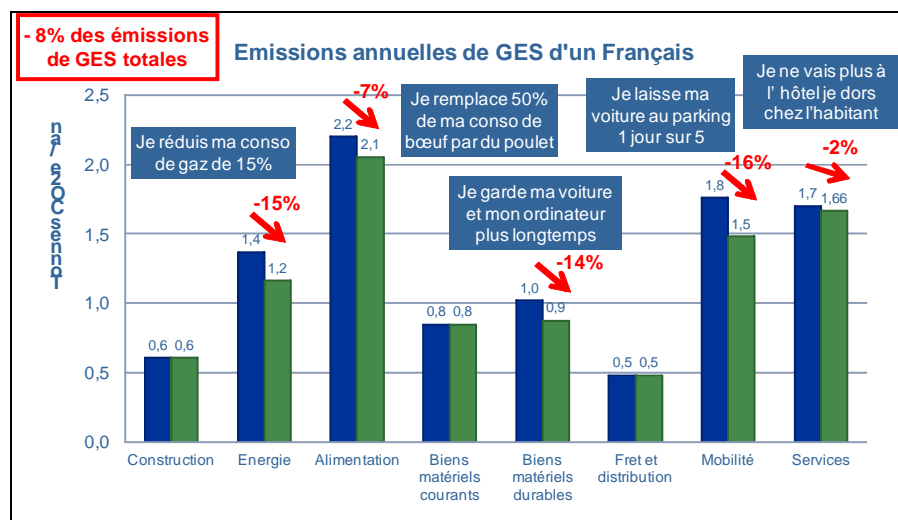
- produire sur notre sol en émettant moins
- mais surtout, **décarboner la consommation finale des ménages, en consommant moins/autre chose/des biens moins carbonés.**

¹⁵ Ce schéma a été réalisé en convertissant des flux monétaires en émissions de gaz à effet de serre. Pour chaque flux a été calculé un ratio monétaire en CO₂/€. Ces ratios sont indiqués sur le schéma.

LA SOBRIETE NE SUFFIT PAS

Pour renforcer la **nécessité d'une réelle « transition »**, nous présentons ci-dessous une simulation sur la base de l'indicateur Eco2Climat présenté au point précédent, prenant en compte quelques évolutions de comportement.

Il montre clairement le fait que la sobriété ne suffit pas à réduire nos émissions (et également nos consommations d'énergie) à un niveau considéré comme durable (en prenant par exemple l'objectif de Facteur 2 ou même de Facteur 4, c'est-à-dire de division par 2 ou 4 de nos émissions de CO₂).

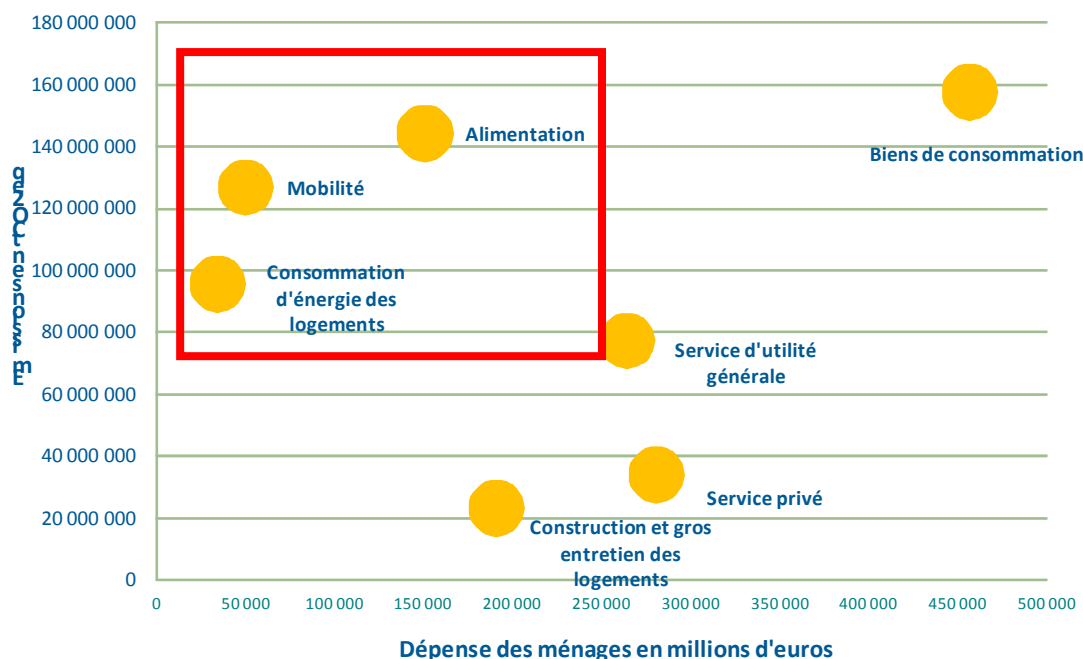


La transition ne doit pas consister à faire moins « par principe » (en perdant éventuellement en qualité de services et confort) mais plutôt à tenter de faire autrement.

CIBLER TROIS POSTES CLES : ALIMENTATION, LOGEMENT, MOBILITE

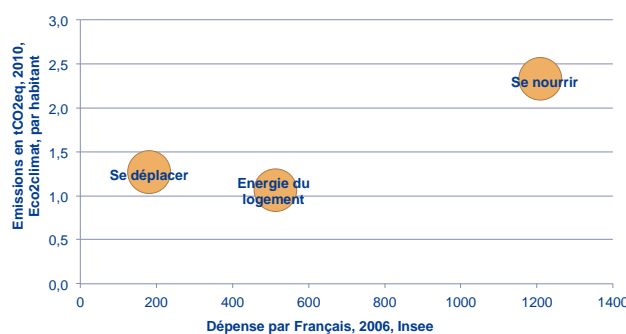
Dans ce cadre, **The Shift Project** a souhaité se pencher en premier lieu sur des besoins fondamentaux des individus (manger, se loger) et sur des fonctions indispensables à la vie économique (pouvoir se déplacer, au moins pour aller travailler).

Dépenses des ménages VS émission CO2 en 2010



Remarque : ce graphique présente des résultats agrégés et simplifiés élaborés à partir des fichiers statistiques de dépenses des ménages français (consommation effective des ménages par produit en volume aux prix de l'année précédente chaînés). Pour simplifier la lecture, la dépense mobilité ici retenue est partielle, elle inclut les achats de déplacements train, avion, et de carburants (environ 32 MdEuros pour ces derniers), exclusion faite de l'achat, entretien et assurance des véhicules (ce qui rajouterait environ 60 MdEuros et bien entendu également des émissions de CO2 sur ce poste, et positionnerait le cercle mobilité au voisinage du cercle alimentation). Ce qui peut retenir l'attention est le fort contenu en énergies et/ou la forte intensité CO2/euro de dépense de ces 3 postes (en haut à gauche du graphique), qui méritent donc une attention particulière.

Il nous est apparu utile de réfléchir la transition sur ce « socle » de base (encadré en rouge), afin d'assurer des fonctions vitales aux Français dans une économie mondiale sous tension demain, et non pas en cherchant à identifier sur des critères incertains des activités « durables » ou « vertes ».



Part des 3 fonctions basiques « Se déplacer », « Se nourrir » et « Énergie du logement » dans les dépenses totales des ménages français et dans leurs émissions de CO2. Note : ici la fonction « Se déplacer » est plus à gauche car comprend uniquement les dépenses de carburant pour mobilité contraintes (hors loisirs) et la fonction « se nourrir » est basée sur une dépense vitale d'alimentation prise égale à la dépense alimentaire du décile de revenu le plus faible (un peu plus de 3 Euros/jour).

Les trois dépenses contraintes « Se déplacer », « Se nourrir » et « Énergie du logement » représentent 15% du budget des Français, et 45% de leurs émissions de CO₂ (en moyenne).

Mais ces trois postes représentent respectivement 48% et 32% des dépenses des déciles 1 et 2, qui présentent donc une vulnérabilité très forte à une augmentation des coûts de l'énergie.

Nous avons donc choisi d'analyser les enjeux et les pistes de la transition en remontant les chaînes de valeurs dans les domaines de l'alimentation, du logement (et de son chauffage) et des transports.

D'autres domaines de l'activité économique française ne sont pas oubliés pour autant dans ce rapport.

Certains domaines sont des terrains d'innovation nécessaires, par exemple : meilleure chaîne aval pour nos déchets/matières secondaires, stockage d'énergie.

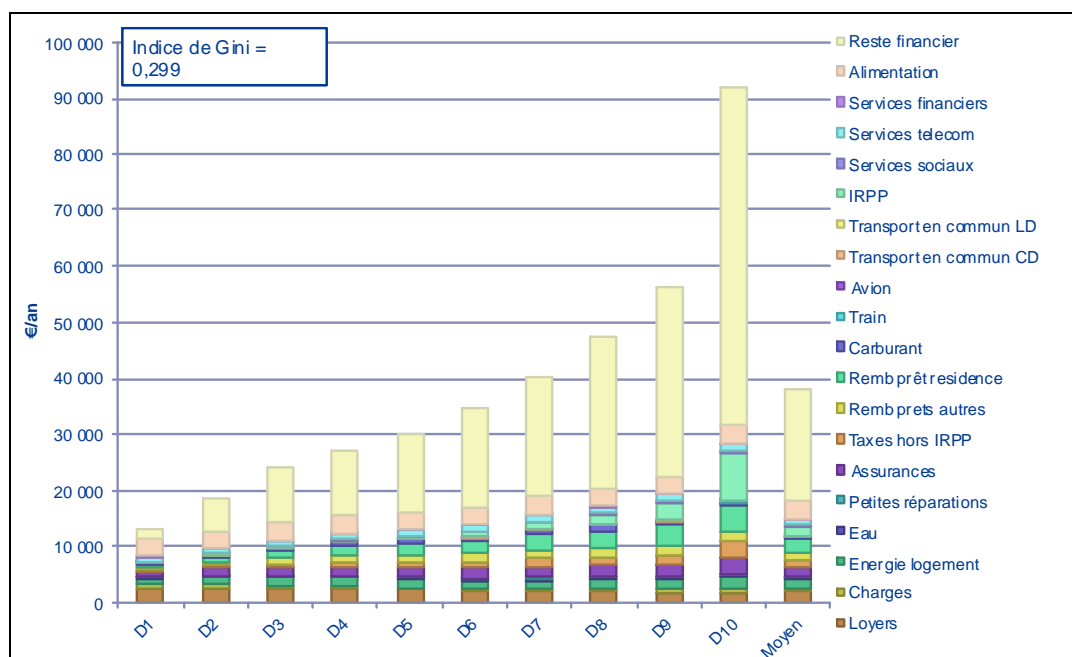
Un grand nombre de ces domaines sont des lieux où peuvent être développés une excellence française et des savoir-faire exportables.

4 Un objectif majeur de la transition: la préservation du pouvoir d'achat des ménages

Une des finalités de la transition est de permettre une réduction des dépenses contraintes des ménages, en particulier sur certains postes :

- alimentaire : orientation vers un régime alimentaire sain et moins coûteux, réduction des gâchis en « entrants » via optimisation en engrais, réduction des gâchis le long de la chaîne, emballages recyclés etc.
- mobilité et notamment mobilité quotidienne domicile-travail
- énergie du logement (chauffage, éclairage)

Les **dépenses contraintes des ménages** représentent près de 50% des revenus des ménages en moyenne, et **plus de 80% dans le décile inférieur**.



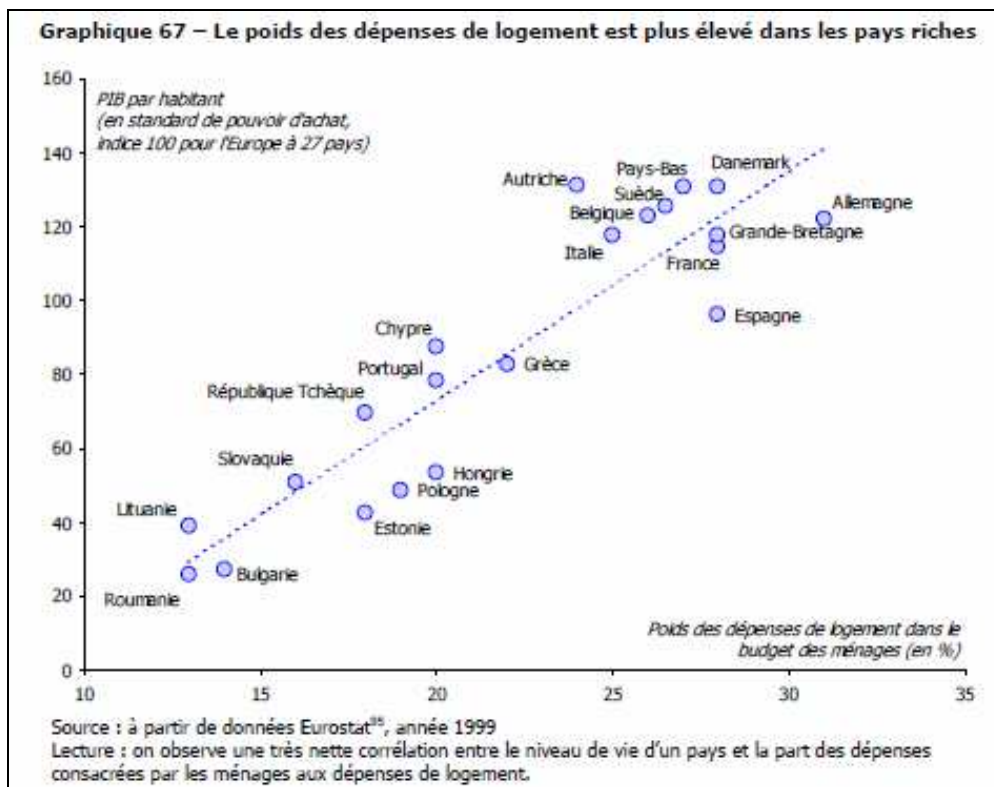
Répartition des dépenses contraintes¹⁶ au regard du revenu brut des ménages (haut des barres jaunes), par décile de revenus (en pratique le total des dépenses des ménages dépasse les revenus bruts en raison du recours à l'emprunt). (Définition coefficient de Gini¹⁷)

¹⁶ Dans ce graphique, nous avons retenu la définition habituelle des dépenses contraintes (préengagées – forfait, obligatoires –impôts, assurances) et vitales (part « basique » de l'alimentation prise égale à la dépense

Il est intéressant de noter que les montants dépensés par les ménages en loyer ou remboursement d'emprunt ne sont pas des dépenses d'investissement « productif » pour la transition (à l'exception de crédits pour maisons « neuves » de type sobre/passif par exemple). **La croissance du poste « logement » dans les dépenses contraintes est un des freins au routage de l'épargne vers la transition.** De façon symétrique, le « placement locatif » que réalisent certains propriétaires est un placement (souvent considéré comme sûr/rentabilité faible-moyenne) qui ne permet de pas de financer la transition.

Au-delà de réflexions ou d'actions sur les marchés de l'immobilier, les prix du foncier ou le niveau des loyers, il faudrait idéalement pouvoir offrir aux ménages investisseurs des placements attractifs de long-terme dans les « actifs matériels » de la transition (petites infrastructures de production énergétique, foncier « agriculture de qualité » ou forestier, etc.) comme complément ou alternative à la pierre.

Il faudrait également pouvoir investiguer et infléchir une tendance sur le budget des ménages présentée par une étude du CREDOC¹⁸ :

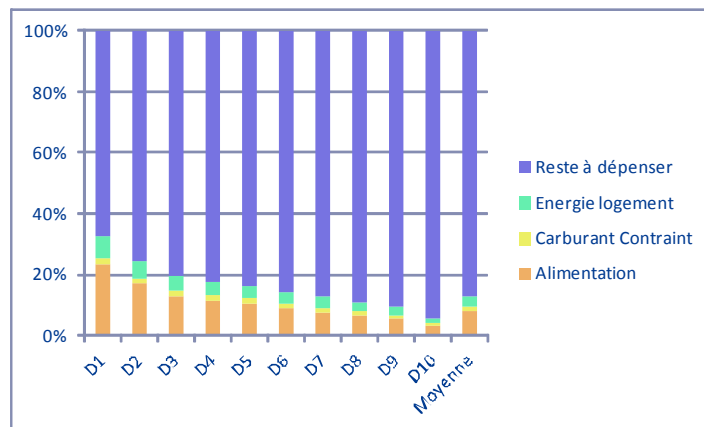


Il est clair que le poste « dépense logement » peut se trouver plus fort dans des pays à niveau de vie plus élevé en raison d'effets d'emballage du marché (ex. : dans les centres des grandes métropoles) ou d'une « économie de la rente », mais aussi en raison d'une plus grande qualité (confort, qualité de construction, état d'entretien, accessibilité aux services, etc.) des logements. Il faudrait pouvoir distinguer dans cette part logement ce qui concerne le fait d'avoir « quatre murs » et la part de qualité ajoutée du logement.

¹⁸ <http://www.credoc.fr/pdf/Rech/C249.pdf> CREDOC, *Les classes moyennes sous pression*

SE NOURRIR, SE CHAUFFER, SE DEPLACER

Quant aux trois postes de dépenses contraintes « indispensables » cités plus haut, ils représentent actuellement environ 15% des revenus des ménages en moyenne mais peuvent représenter jusqu'à 40% dans les déciles inférieurs.



Répartition de trois postes fondamentaux de dépenses contraintes en pourcent du revenu brut des ménages, par décile de revenus

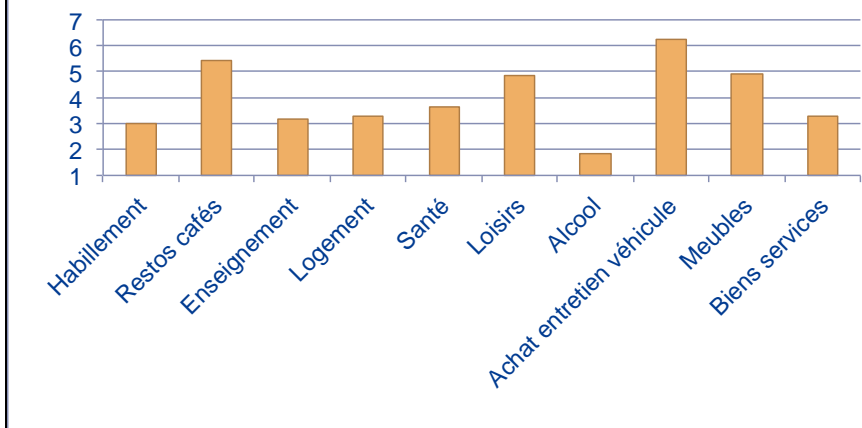
Le premier poste « incontournable » est l'alimentation, et dans ce cas précis, le coût de l'alimentation « de base » pour un ménage (et son type /sa provenance) est essentiellement dépendant de l'offre à laquelle il peut accéder.

- ✓ Pour le citoyen, la maîtrise de ce poste (ou sa réduction) à travers un projet de « transition » (accès à de la production maraîchère locale par exemple) n'est pas toujours à sa portée immédiate. La mutation du modèle agricole doit être organisée massivement.

La réduction des deux autres dépenses contraintes peut nécessiter un effort d'investissement (aidé ou non) au préalable (rénovation, achat de véhicule efficient), ce qui peut momentanément réduire l'épargne ou d'autres postes de consommation, mais les effets systémiques (réduction de la dépendance énergétique, création d'emplois) sont positifs (voir illustrations en section 5).

Par ailleurs, voici quelques éléments sur les dépenses non contraintes des ménages :

Sensibilité des dépenses non contraintes au revenu des ménages



Ratio entre les dépenses non contraintes (hors déplacements) du décile D10 et celles du décile D1, Budget des familles 2006

Ces sensibilités des dépenses de consommation non contraintes peuvent donner un premier aperçu des postes les plus fragiles (et secteurs économiques qui y répondent : commerce, automobile notamment) en cas d'absence de programme de transition.

Ceci peut être compris comme une première évaluation de la fragilité de certains marchés ou de certains secteurs en cas de contexte de croissance plate ou de récessions plus fréquentes (ou encore en cas de creusement fort des inégalités de revenus). Cela symbolise notamment ce qui peut être attendu en terme de contraction des ventes pour le secteur tertiaire marchand, les ventes automobiles par exemple.

D'un point de vue « entreprise », ceci décrit leur plus ou moins grande « résilience » à une crise, ou encore la vulnérabilité « aval » de leurs activités (érosion du chiffre d'affaires), auquel il faut bien entendu rajouter une vulnérabilité amont (impact d'une contrainte énergie en volumes disponibles ou en prix sur la totalité de la *supply chain* en amont et sur leurs activités en propre).

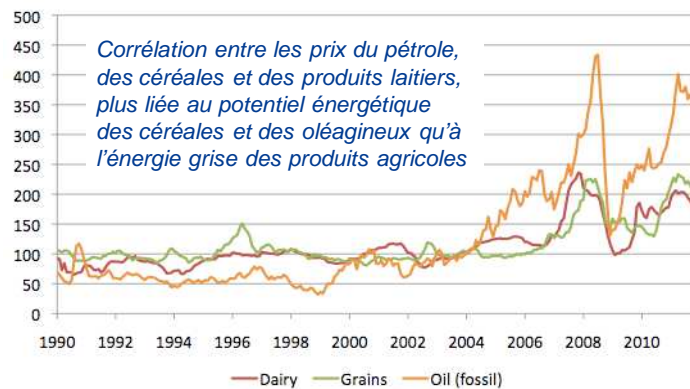
CONTRER UN RISQUE DE PAUPERISATION

Enfin, deux **évolutions de fond** méritent d'être prises en compte dans une réflexion sur la transition et le pouvoir d'achat :

- La **poursuite de l'augmentation des inégalités de revenus entre déciles de ménages**, par le haut, ce qui tend à limiter le pouvoir d'achat pour l'ensemble des « classes moyennes ». Les études récentes (voir plus haut) montrent une élévation de l'indicateur de Gini ¹⁹ avec un effet de hausse des revenus plus élevé pour le décile supérieur.
- Une hausse tendancielle des coûts des énergies, et en parallèle **une hausse des prix d'un large ensemble de produits de base** – au premier chef les denrées alimentaires.

¹⁹ On peut aussi se référer au livre « *Facteur 12* », Gael Giraud et Cécile Renouard, aux éditions Carnets Nord

Indice des prix mondiaux des matières premières alimentaires
(base 100 = moyenne 2002-2004)



Source : Earth Policy Institute + base Pegase 2012

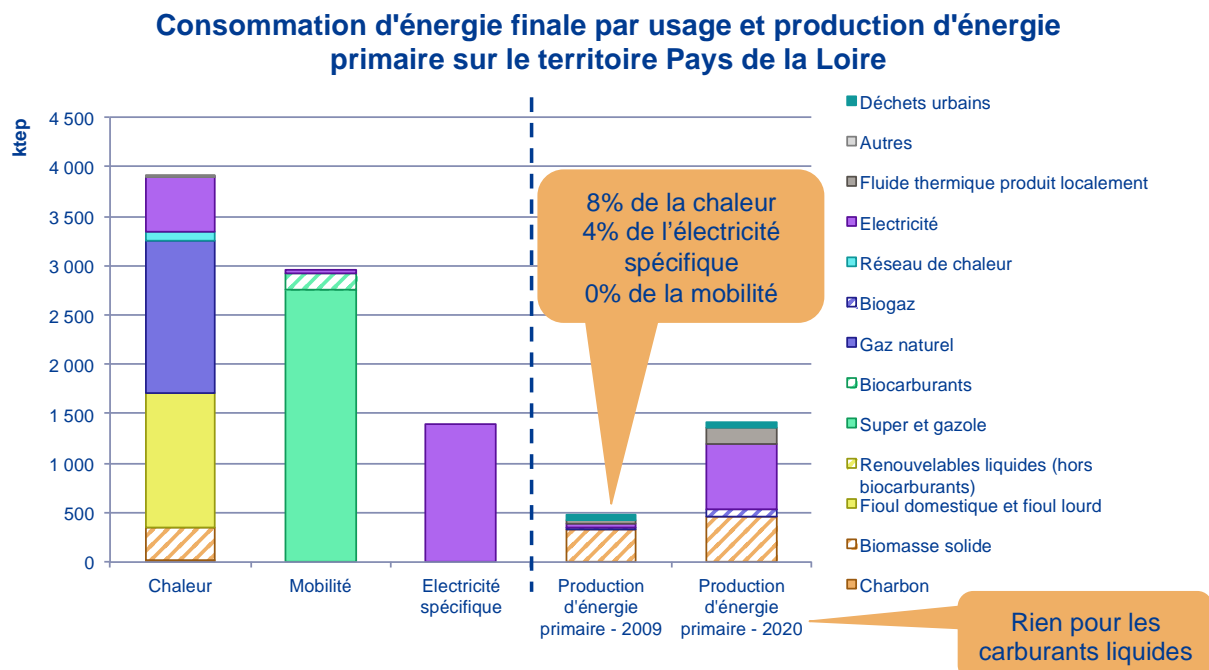
Au regard de ces tendances, la maîtrise/réduction des dépenses contraintes des ménages via des mesures permettant **réellement de diminuer en amont dans le système productif** (et pas par des aides) **la dépendance en volume et/ou en prix aux énergies** (directe, mais également indirecte) est un **facteur clé de stabilité de notre société**.

5 Illustration de la démarche : le cas des transports

Le sujet de la mobilité est par nature excessivement multiforme²⁰.

Il faut bien considérer plusieurs points :

- La très forte dépendance des transports aux produits pétroliers (importés) à ce jour et les coûts de transition ou de mutation vers un autre vecteur énergétique qui peuvent être colossaux, et le peu de planification de productions locales d'énergies adaptées aux transports de demain.
 - Voici un exemple de cartographie production et consommation pour le cas de la région Pays de la Loire (les chiffres 2020 sont issus du SRCAE)



- L'existence de diverses mobilités (selon leur distance, leurs motifs, leur aspect « contraint » ou indispensable pour aller travailler versus « non contraint » tels que déplacements de loisirs) et de besoins ou désirs très variés selon les catégories d'individus
- L'absence d'une solution unique et facile (et peu chère) adaptée à toutes ces mobilités
- Le besoin de solutions (offres, services de mobilité) adaptés à chacune de ces mobilités et aux particularités du territoire considéré (potentiel de production et équilibre énergétique, physionomie et géographie : densité, étalement, compacité).

²⁰ Voir la « Lettre du carbone » publiée par Carbone4 : http://www.carbone4.com/download/lettre_du_carbone/La_Lettre_du_Carbone_3.pdf

- Les contraintes qui peuvent peser sur le financement de la mobilité et rendre plus difficile certaines mutations : qui décaisse combien et quand, entre les ménages, les collectivités locales, l'État, les constructeurs, les opérateurs, etc.

Un ensemble de nouveaux projets majeurs d'infrastructure (métros, LGV, etc) ne suffit pas répondre aux enjeux à l'échelle nationale (on peut se référer au rapport d'évaluation environnemental du SNIT par exemple, et aux économies d'émissions de CO2 espérées de l'ordre de 1 MtCO2)

En conséquence, nous avons choisi d'étudier un éventail de solutions très diverses pour « décarboner les mobilités », sans volonté d'exhaustivité :

- Concevoir, produire, distribuer et dynamiser le marché de la voiture à 2L/100km
 - Disposer de voitures plus sobres reste un élément essentiel pour de nombreux types de mobilités (périurbaines, rurales). En l'absence d'effet rebond (allongement de la distance annuelle) et en prenant l'hypothèse de la piste technologique simple (aujourd'hui maîtrisée, et sans surcoût de production majeur), l'économie en facture carburant pourrait se monter à 800 Euros/an par ménage.
 - Le temps de renouvellement du parc de voitures reste un facteur qui retarde l'efficacité globale de l'action. Par ailleurs, elle nécessite de poser un signal prix clair croissant sur les carburants (sur un marché plus large que le marché national) pour améliorer l'attractivité de ces nouveaux produits (pour les constructeurs) et accélérer leur mise sur le marché.
- Chercher les carburants du futur (par exemple carburants 3G à base d'algues) , et produire de nouveaux vecteurs énergétiques pour la mobilité.
 - La dépendance au pétrole reste majeure pour les transports et peu soutenable. Soutenir la recherche sur les vecteurs énergétiques de demain, et les projets pilotes nous pourrait un facteur de « résilience » collectif
- Conduire des projets pilote d'inter-modalité : lieux d'intermodalité, logiciels, etc.
 - Une diversité d'expérimentation de projets sur les territoires (en fonction de leur géographie, topographie et démographie, de leurs moyens de mobilités actuels) permettent de se doter d'un éventail de solutions qui pourront être transposées, dupliquées et adaptées ensuite
- Favoriser le développement de solutions de transport semi-massif en particulier dans le périurbain : nous donnons notamment l'exemple des offres d'autocar péri-urbains (qui permettent à 900 000 voyageurs d'effectuer chaque jour leurs trajets domicile-travail à Madrid par exemple !).
 - Ces offres permettent d'apporter de la résilience : peu d'investissement en capital initial (et aspect plus « réversible » qu'une infrastructure lourde), décongestion et fluidification du trafic (par massification) – sans élargissement des routes existantes, gain de temps (par décongestion, et si une partie du trajet en site propre), mobilité plus abordable et économies importantes pour les ménages sur leur mobilité domicile-travail (1000 à 2000 Euros/an selon les distances)
 - C'est un exemple typique de « comment faire plus avec moins », pour une économie plus sobre et plus résiliente demain.

sition Scientific fact Climate change Collaborative work Post-carbon world
 Environmental challenge Carbon-free economy
 Think tank Long-term vision New growth model think tank Scientific fact
 Environmental challenge New growth model Environmental challenge
 New growth model Collaborative work International expertise Think tank
 Carbon-free economy Climate change Carbon-free economy Think tank
 Environmental challenge think tank Scientific fact Climate change
 carbon world Think tank Environmental challenge Climate change
 fact Environmental challenge Collaborative work New growth model
 vision carbon-free economy Climate change Post carbon world
 think tank Think tank Environmental challenge New growth model Long-term vision
 New growth model Post-carbon world Environmental challenge Carbon-free economy
 h model New growth model Environmental challenge New growth model
 Energy transition Committed leadership energy transition Carbon-free economy
 Scientific fact Climate change Carbon-free economy New growth m
 Environmental challenge Long-term vision Environmental challenge
 International expertise New growth model
 Environmental challenge think tank Scientific fact Collaborative work
 International expertise Environmental challenge Think tank
 Scientific fact Post-carbon world
 energy transition carbon-free economy
 Think tank Carbon-free economy Carbon-free economy
 Post-carbon world energy transition Post-carbon world
 New growth model Think tank Environmental challenge Post-carbon
 gy transition Scientific fact Climate change Collaborative work Carbon-free economy
 International expertise Long-term vision think tank Scier
 Think tank Environmental challenge New growth model Environmental
 energy transition New growth model
 New growth model Collaborative work International exper
 Carbon-free economy Climate change Carbon-free economy Think tank
 Carbon-free economy Environmental challenge think tank Scientific fact Climate chang
 Post-carbon world Think tank Environmental challenge
 Scientific fact Environmental challenge Collaborative work New growth model
 Long-term vision carbon-free economy Climate change Post carbon
 h model think tank Think tank Environmental challenge New growth model Long-
 New growth model Post
 New growth
 energy transition
 Environmental chall
 Inter
 Environmental challenge
 Environmental challenge Carbon-free
 tal challenge New growth mode
 ship energy transition
 Climate change Carbon-free economy Ne
 term vision Environmental challenge
 rtise New growth model
 Scientific fact Collaborative w



ELECSim : un outil de compréhension des coûts des scénarios d'évolution du système électrique

Patrick Criqui¹, PACTE-EDDEN et CEDD

La participation du public à l'élaboration des décisions est aujourd'hui un principe reconnu. L'article 7 de la Charte pour l'environnement pose, en particulier que : « toute personne a le droit (...) de participer à l'élaboration des décisions publiques ayant une incidence sur l'environnement ». La préparation de l'avenir de notre système électrique relève à l'évidence de ce principe, mais soulève au plus haut point les difficultés que rencontrent, en général, les débats publics : comment éviter les deux écueils, du simple débat d'opinions ignorant les contraintes que ne manquent pas de rappeler les experts d'un côté, et de l'occultation par ceux-ci des arbitrages relevant du politique, de l'autre ? Comment créer les conditions de dialogue permettant à chacun de jouer son rôle pour rendre les débats constructifs ? Pour cela, il importe qu'un socle de connaissances puisse être partagé, et que les éléments fournis au débat soient suffisants, précis et appropriables.

Même entre experts, la complexité des scénarios électriques est telle que l'on ressent le besoin d'instruments spécifiquement dédiés à leur compréhension, puis leur comparaison. La transparence des hypothèses et des résultats des différents scénarios est une première condition, mais elle ne suffit pas. Il faut aussi pouvoir contrôler les enchaînements et étapes-clefs, que constituent les prévisions de demande, puis la manière de compter les différents coûts, par exemple.

Lorsque l'on s'intéresse au chiffrage des coûts économiques des scénarios de sortie du « tout nucléaire », il apparaît par ailleurs que le « timing » de l'effacement du parc nucléaire est un élément critique de la stratégie à mettre en oeuvre: même le maintien d'une part de 50 % implique rapidement (et d'autant plus rapidement que cet effacement sera lui-même rapide) une nouvelle vague d'investissements lourds. Si la durée de vie moyenne des centrales est de 45 ans, alors les décisions seront à prendre un peu après 2020, pour une montée en charge peu avant 2030.

Le chiffrage d'un tel programme d'investissement serait facile si la contrainte sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) n'existait pas et s'il s'agissait simplement de remplacer les centrales nucléaires par des turbines à gaz ou des centrales à charbon. Mais il sera d'autant plus complexe que l'on devra recourir, si l'on intègre cette contrainte sur les GES, à des solutions de production et de transport/stockage nouvelles dont les coûts sont encore très incertains, mais a priori bien supérieurs à celui des centrales thermiques standards. De plus, pour chiffrer les coûts de fonctionnement, il faut faire des hypothèses sur les taux de disponibilités des équipements, sur les conséquences de leur éventuelle intermittence... Il en résulte que les enseignements des différents scénarios proposés sont souvent difficiles à tirer, car les écarts entre ceux-ci ne résultent pas d'une seule hypothèse, mais d'un ensemble, dont il n'est pas toujours immédiat de cerner le facteur déterminant, et les effets croisés.

L'outil ELECSim a précisément été conçu pour aider à la compréhension et à l'évaluation de ces choix.

¹ Cette présentation, qui synthétise différentes notes sur ELECSIM, a été réalisée avec D.Bureau

1. Principes de fonctionnement

ELECSim consiste en un système intégré de « tableurs », construits initialement pour analyser les conséquences d'un passage à 50% de nucléaire à l'horizon 2025. Il a été développé ensuite dans le cadre de la préparation des travaux du groupe d'experts du Débat national de transition énergétique (DNTE).

Pour la production d'électricité, l'idée de base est de :

- partir de la consommation et des exportations d'électricité (paramétrables), de formuler une hypothèse simple de déclassement des centrales nucléaires existantes en termes de durée de vie moyenne (*a priori* lissée et linéaire, mais aussi, dans une autre version, décrivant plus précisément l'âge des différents équipements),

- puis de supposer que la capacité nucléaire décroît, jusqu'à ce qu'un seuil-plancher de nucléaire soit atteint (par exemple 50%, mais paramétrable entre 80% et 0%) ; lorsque ce seuil est atteint on suppose que les nouveaux investissements nucléaires ont été déclenchés en T-8 (durée de construction supposée des nouvelles centrales) pour maintenir la part en production du nucléaire.

On a alors un reste à produire non nucléaire qui constitue l'espace de déploiement des renouvelables et de la capacité thermique à flamme associée. La prise en compte d'un mix de production équilibré² entre éolien, photovoltaïque (PV) et cycles gaz (TAG), et des facteurs de charge associés, permet alors de définir les capacités qu'il faut installer dans les différents moyens de production.

Une contrainte de sécurité en puissance installée programmable (« *dispatchable* »), par rapport au pic de demande, permet ensuite de définir la puissance de TAG à installer en soutien (« *back-up* ») des Energies Renouvelables Variables (ERV). Le facteur de charge spécifique de ces TAG peut être considéré comme égal à 0 puisqu'elles assurent le bouclage en puissance, le bouclage en énergie étant assuré par les autres TAG. Mais le facteur de charge moyen gaz diminue d'autant, simulant ainsi l'« effet de compression ».

Les hypothèses de coûts d'investissement et de coûts de production sont définies dans un tableur particulier qui synthétise une base de données développée depuis de nombreuses années par le laboratoire EDDEN pour le modèle POLES dans différents programmes européens FP7. Ce tableur permet une approche cohérente des coûts des différents moyens de production en termes de coût actualisé de production de l'électricité (« *LCOE-Levelized Cost Of Electricity* », à l'image des anciennes études "coûts de référence" de la DGEMP).

Une fois connues les capacités installées et le coût complet d'investissement, on peut calculer le programme d'investissement pour chaque année entre 2012 et 2040 (aller, pour l'investissement, au-delà de 2040 imposerait en effet des hypothèses sur la production après 2050).

² Mix ici défini de manière exogène, ce qui constitue un point possible de développement, car l'optimum devrait dépendre en particulier du pourcentage, dans le mix, des énergies renouvelables variables.

Les investissements de sûreté post-Fukushima, d'extension éventuelle de la durée de vie et de coût de démantèlement pour le nucléaire d'une part, et les investissements de renforcement du réseau, raccordement des ERV et équilibrage du réseau pour les renouvelables, d'autre part, sont estimés à partir d'hypothèses contrastées reprises respectivement du rapport de la Cour de Comptes et de scénarios réalisés par RTE. Ils sont ensuite linéarisés en fonction des hypothèses retenues dans la simulation pour la part du nucléaire et la durée de vie des centrales.

Enfin la dernière couche permet de calculer un coût de production par type de centrale, et un coût total pour l'ensemble du parc (y compris les investissements « systémiques », nucléaires ou ERV), dont on déduit un coût moyen ramené au kWh. On peut calculer aussi le niveau et le coût des émissions de CO2 associées (*a priori* valorisées à la valeur tutélaire du carbone du rapport Quinet – CAS, 2009-, soit : 100€/tCO2 en 2030, et 200 en 2050).

Le principal intérêt de cet outil est de fournir une vision dynamique, intégrée et comptablement bouclée (en énergie et en puissance) des principales variables caractérisant le secteur électrique, ainsi qu'un premier chiffrage des coûts.

Evidemment de nombreuses hypothèses simplificatrices doivent être faites (notamment sur les hypothèses du mix de production ou sur les coûts des ERV, décroissants avec les effets d'apprentissage, mais indépendants des quantités produites et des potentiels mobilisés). De même, les hypothèses de coût d'investissement sont contestables, mais si elles peuvent être contestées c'est bien parce qu'elles sont explicites (donc modifiables dans le modèle) !

Finalement la séquence de calcul, au sein de chaque « feuille de scénario » est la suivante :

- I. Bilan électrique (TWh)
- II. Facteurs de charge (%)
- III. Bilan en puissance : capacités, pointe et backup (MWe)
- IV. Coût complet d'investissement (€2010/kWe)
- V. Coûts systémiques et autres investissements (M€2010)
- VI. Programme d'investissement (M€2010)
- VII. Coûts de production (LCOE en €2010/MWh)
- VIII. Coût de production total (M€2010), coût moyen (€/MWh), émissions de CO2 (MtCO2)
- IX. Coût du CO2 et décomposition du coût total (M€2010)

L'explicitation de ces différentes étapes fournit donc des éléments d'appréciation pour analyser l'impact de scénarios alternatifs, en permettant de les caractériser par rapport aux groupes de questions suivantes :

- 1- Quels sont les coûts attendus des différents moyens de production, selon les jeux d'hypothèses ? Question difficile mais incontournable dont -à vrai-dire tout dépend, quelle que soit la méthodologie retenue-, et qui doit englober la question du coût du CO₂ ou de la Valeur tutélaire du carbone (rapport Quinet).
- 2- Quel sera le profil temporel de décrue de la part du nucléaire ? Car plus celle-ci sera rapide, moins on profitera des kWh bon marché des centrales existantes, amorties.
- 3- Quelle part la part des options alternatives, renouvelables / fossiles ? Plus la décrue sera rapide, et plus vite il faudrait faire monter les renouvelables, plus grand pourrait-être le risque d'un recours à des solutions fossiles (car même si la demande devait décroître du fait de l'efficacité énergétique, l'application d'une règle de type 50% de nucléaire suppose qu'il faut encore produire 50% avec d'autres moyens...).
- 4- Quel sera le coût de la gestion du caractère « non commandable (*dispatchable*) » des énergies renouvelables variables, ERV (éolien et solaire), sous forme de backup, stockage, smartgrids, supergrids ?

Pour cela, les hypothèses permettant de passer du bilan électrique -au sens large-, à l'évaluation des coûts (coûts marchands mais aussi coûts sociaux, notamment celui des émissions de CO₂), sont construites dans le tableau du type calculant les coûts actualisés de production (LCOE), qui synthétise les coûts des différentes technologies en fonction des hypothèses faites sur la prospective technologique (coût, durée de vie des équipements), sur les coûts des combustibles, sur le taux d'actualisation (un taux élevé pénalisant les équipements capitalistiques), et la valeur du carbone. Un exemple de ce tableau est donné ci-dessous, avec les coûts de référence utilisés «*par défaut* ».

Source: P. Menanteau, P. Criqui laboratoire EDDEN (CNRS-UPMF)

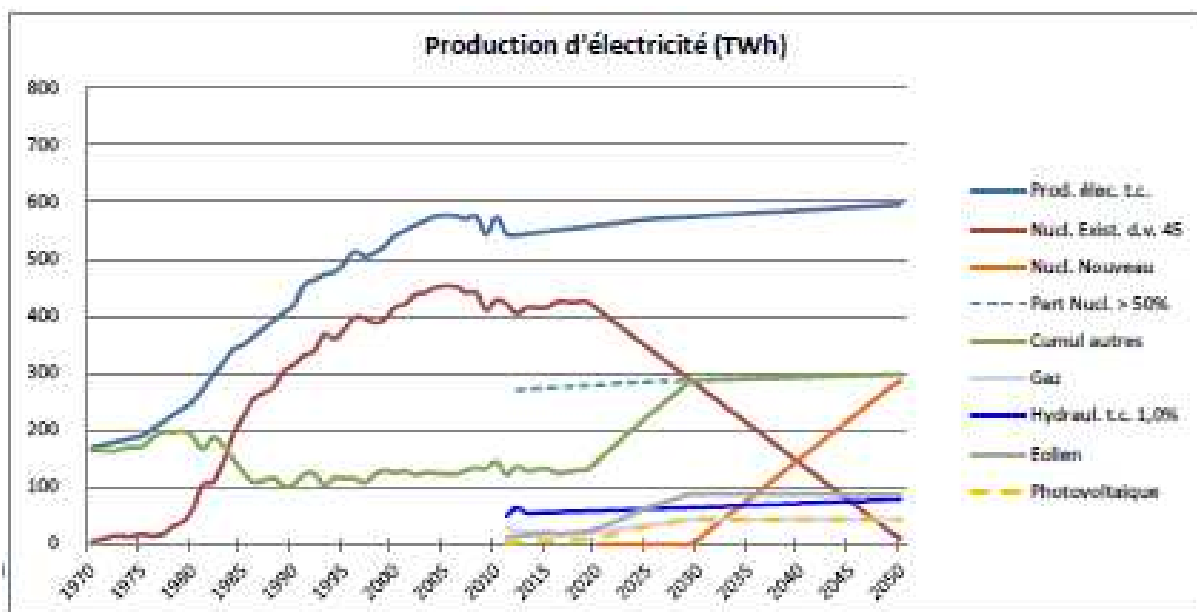
BID TECHPOL laboratoire EDDEN		2010	2025	2010	2025	2010	2025	2010	2025	2010	2025	2010	2025	2010	2025				
Fuel price		Uranium \$/MWh		Charbon \$/t		Gas \$/Mbtu													
Carbon price €/tCO ₂		7,0	5,0	120	150	12	15												
Discount rate		4%																	
TECHPOL db		Nuclear* 1650 MWe				Supercritical Pulverized Coal 900 MWe		Pulverized Coal + CCS* + 900 MWe		Gas Turbine in CC 600 MWe		Gas Turbine CC + CCS** 600 MWe		Wind Onshore 50 Mwe		Wind Offshore 250 Mwe		Solar PV*** (average ground and building)	
Euros 2010		2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025
Overm. Inv. Cost	€/kW	2000	4000	1600	1500	2600	730	630	1200	1400	1300	4200	4000	2100	1400				
Technical lifetime	Years	40	40	40	40	40	23	23	23	20	20	12	20	25	30				
Construction time	Years	8	8	3	3	4	2,5	2,5	3	1	1	2	2	1	1				
Interest rate	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%				
Decommission share****	%	0%	25%	10%	10%	10%	5%	5%	5%	5%	5%	10%	10%	10%	10%				
Discount rate (%)	%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%				
Total investment Cost	€/kW	2476	5851	1798	1686	2992	831	721	1346	1503	1396	4797	4496	2286	1514				
Fixed cost	€/kWh	125	296	91	85	151	53	46	86	111	103	511	331	146	88				
FOI cost	€/kWh	70	70	30	30	60	20	20	40	35	32	100	90	25	20				
Load Factor	%	75%	80%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	26%	38%	40%	13%	14%				
Fixed cost	€/MWh	30	52	55	53	96	33	30	58	66	59	184	120	150	88				
Fuel price	€/toe	19,2	22,3	122	153	153	348	429	429	0	0	0	0	0	0				
Carbon content	tCO ₂ /toe			4,0	4,0	4,0	2,2	2,2	2,2										
Carbon price	€/tCO ₂			0	0	0	0	0	0										
Electrical efficiency	%	33%	33%	43%	45%	33%	56%	57%	48%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
CO ₂ emissions	tCO ₂ /MWh			0,79	0,76	0,10	0,34	0,34	0,04										
Fuel cost incl. Carbon	€/MWh	5,0	5,8	24	29	40	53	65	77										
VOM cost	€/MWh	5,0	5,0	2,0	2,0	4,0	2,0	2,0	4,0										
Variable cost	€/MWh	10,0	10,8	26	31	44	55	67	81										
Production cost	€/MWh	40	63	82	84	140	88	97	138	66	59	184	120	150	88				

NUC*: GEN 2 in 2012, GEN 3 in 2025
 CCS** : capture only, excluding storage
 PV*** : Panel + Balance Of System
 **** Pour les centrales existantes, le cout de démantèlement est pris en compte explicitement et en tant que tel dans le Tableau ELECOIM

2. Illustration

L'exemple suivant illustre la démarche. Il correspond à un scénario médian, tant pour l'évolution de la demande d'électricité que pour la part du nucléaire, tout en respectant un objectif de décarbonation du secteur énergétique. Pour fonder un tel scénario, il faut supposer: une hypothèse de croissance économique médiane et un prix de l'énergie élevé, combinant une hausse modérée des prix du pétrole et l'introduction d'une fiscalité énergie-climat ; et des efforts d'efficacité énergétique substantiels, pour diviser l'intensité énergétique du PIB par 2, mais sans toutefois supposer de changements radicaux.

Le premier graphique résume donc la description du bilan électrique correspondant : demande, et structure du parc d'équipements.



Cette description est par ailleurs complétée par une explicitation des hypothèses concernant les facteurs de charge et les marges de capacités.

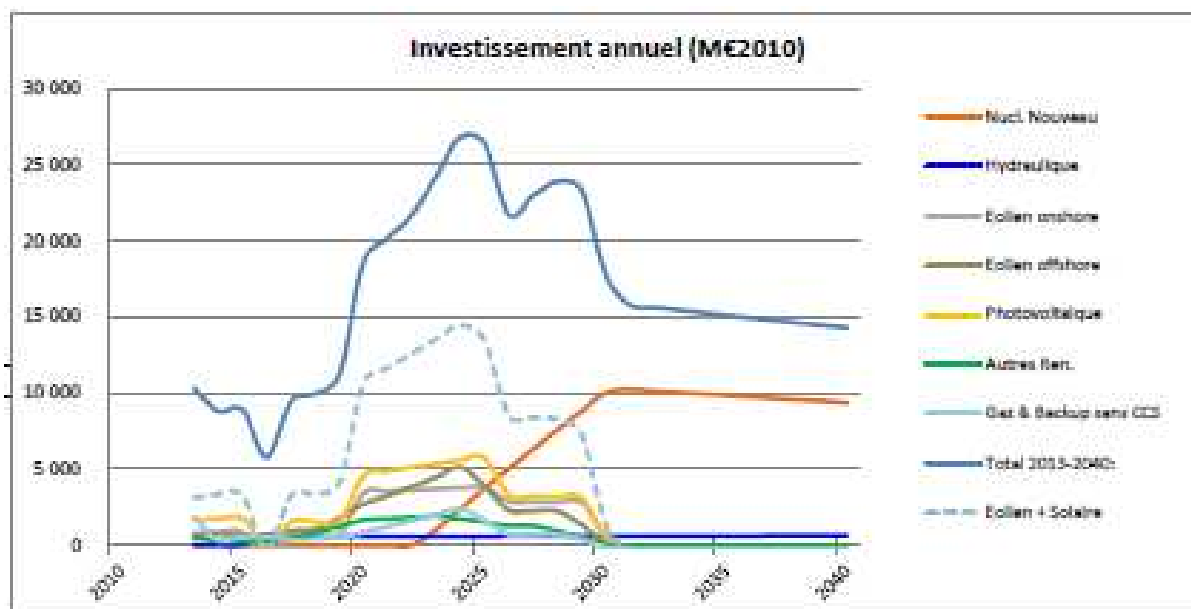
II. Facteurs de charge

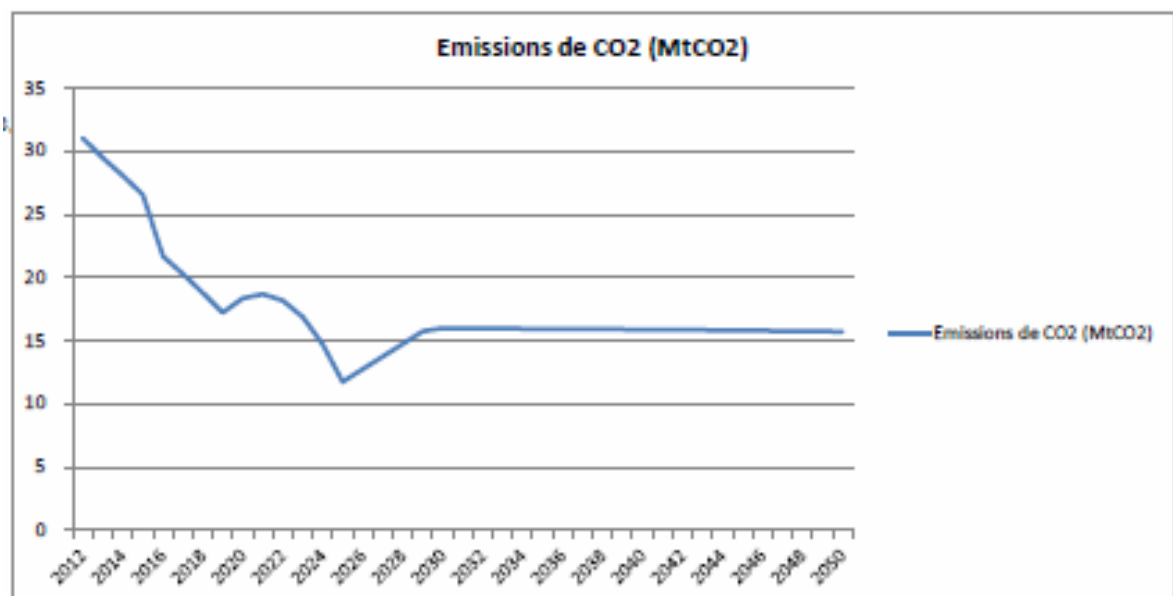
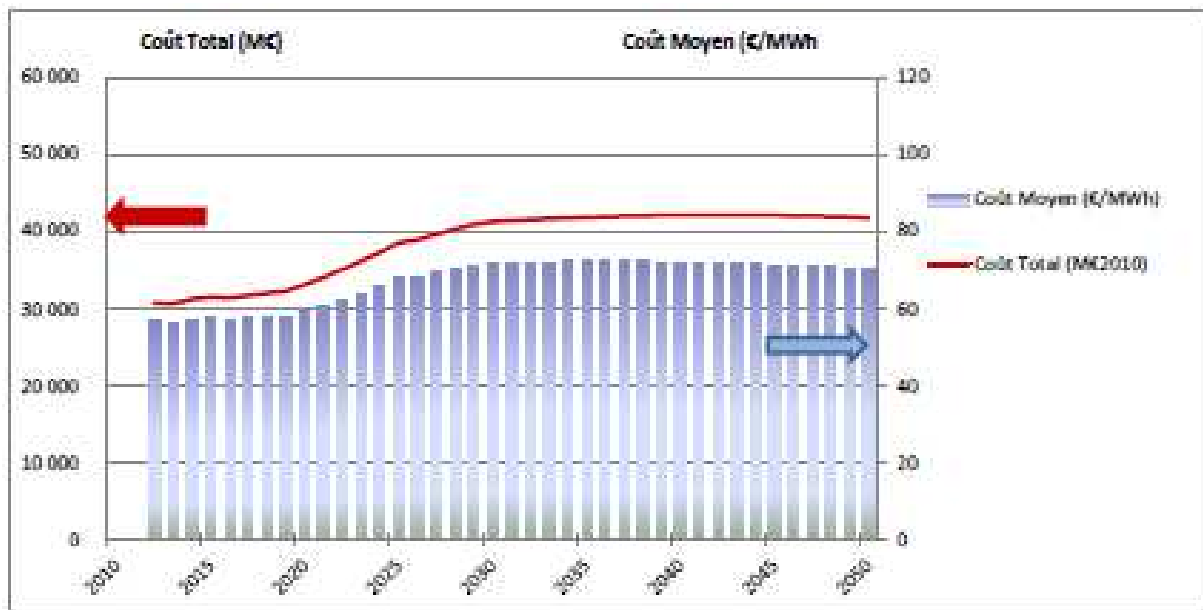
	2012	2025	2030	2050	
73%	75%	75%	75%	Nucl. Existant	
80%	80%	80%	80%	Nucl. Nouveau	
29%	29%	29%	30%	Hydraulique	
23%	24%	24%	25%	Eolien	
13%	14%	14%	15%	Photovoltaïque	
48%	49%	49%	50%	Autres Ren.	
26%	26%	26%	26%	Gaz	
26%	26%	26%	25%	Charbon	
8%	7%	7%	5%	Fuel	

III. Capacités, pointe et backup MWe

2012	2025	2030	2050		
63 130	52 397	42 154	1 674	Nucl. Existant	
	0	1 475	40 922	Nucl. Nouveau	
25 388	24 282	25 370	30 243	Hydraulique	
7 449	25 294	34 011	31 898	Eolien onshore	80%
0	6 324	8 503	7 974	Eolien offshore	20%
3 515	27 248	36 378	33 227	Photovoltaïque	
1 390	7 609	10 312	9 968	Autres Ren.	
10 520	14 839	20 213	19 936	Gaz	
7 914	0	0	0	Charbon	
9 374	0	0	0	Fuel	
128 680	157 992	178 416	175 842		
117 716	99 127	99 524	102 743	Programmables	
10 964	58 865	78 892	73 099	ER Variables	
102 100	104 787	105 839	110 154	Pointe	0,2%
115%	95%	94%	93%	Disp./Pointe	
				Programmables/Pointe 2050	100%
0	16 204	14 835	7 411	Backup Gaz	

Partant de ces éléments, et des hypothèses sur les coûts, sont alors calculés: les besoins d'investissement ; les coûts totaux et moyens du secteur électrique, ainsi que les émissions de CO2. Le profil d'investissement combine une phase initiale de fort développement des renouvelables et des réseaux, puis le renouvellement partiel du parc nucléaire.



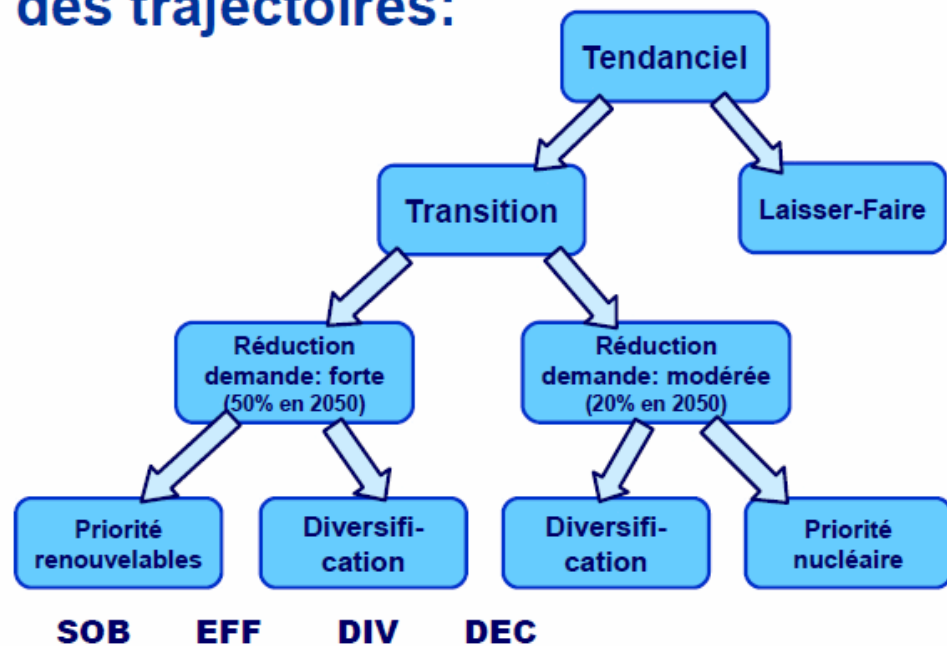


3. L'apport d'un tel outil

Comme il a été indiqué, l'outil ELECsim est un ensemble de tableurs, qui fonctionnent à partir d'hypothèses, en général paramétrées (sur la demande, les parcs d'équipements et les coûts). A ce titre, il ne se substitue pas aux outils et modèles qui visent à prévoir ces grandeurs. Par contre, il facilite la compréhension et la comparaison des scénarios.

Ceci peut être illustré en considérant les résultats obtenus dans les quatre scénarios étudiés dans le cadre du « GT2 » du groupe d'experts du DNTE. Ces quatre scénarios ont en commun de se situer dans une perspective de décarbonation de l'économie: il s'agit donc de scénarios de « transition » qui limitent le recours aux équipements utilisant les combustibles fossiles, et non de scénarios « laisser-faire », ou tendanciels. En revanche, ils correspondent à des hypothèses contrastées, à la fois pour ce qui concerne l'évolution des niveaux de consommation, et pour le mix énergétique. A cet égard étaient explorées de la priorité au nucléaire à sa sortie, en passant par une hypothèse intermédiaire de diversification des équipements. La logique sous-jacente et l'articulation avec les scénarios utilisés en amont est résumée ci-dessous.

Logique des trajectoires:

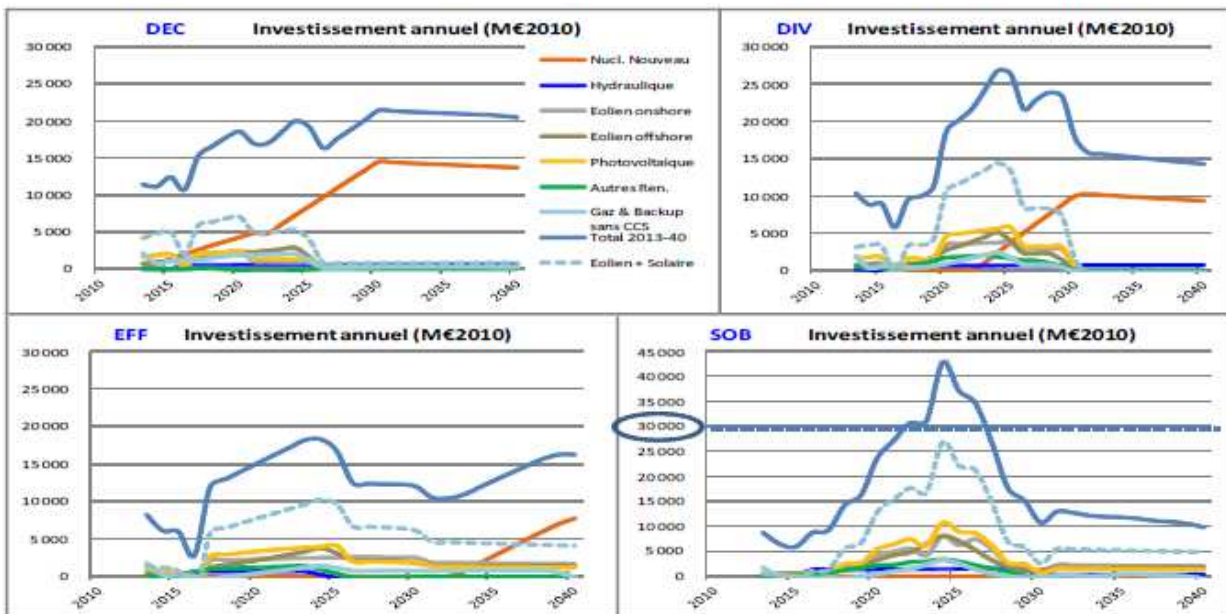
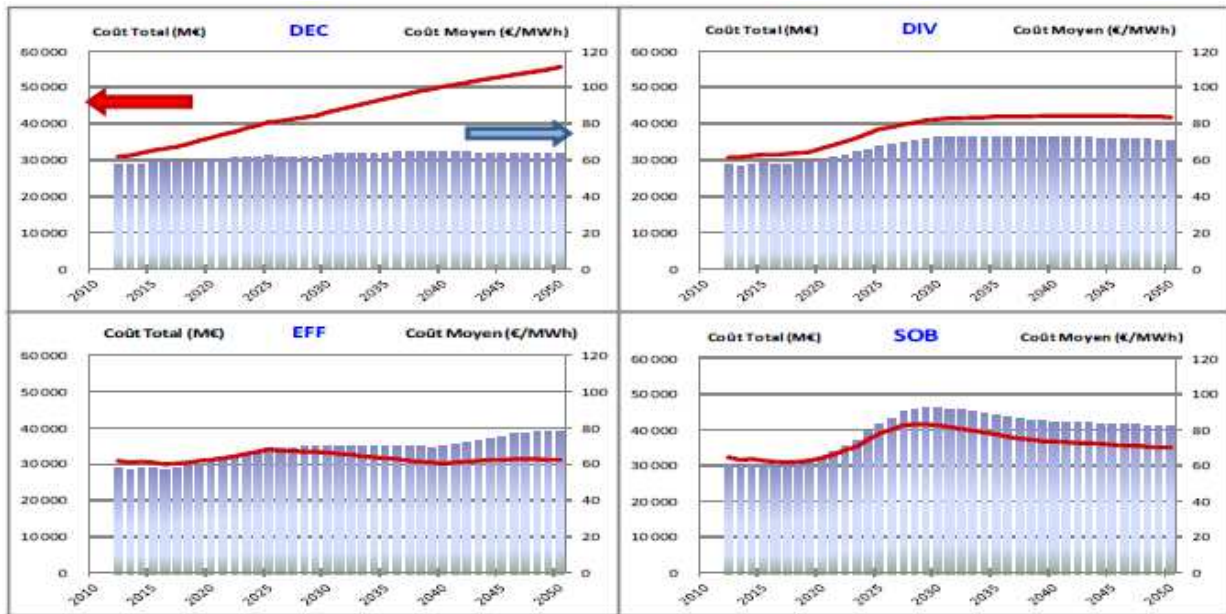


Les trajectoires

sont explorées
par les scénarios
suivants:

négaWatt	ADEME	ANCREdiv	Négatep
Greenpeace	GRDF	RTEnouvmix	RTEmed
WWF	ANCREsob	DGECame	ANCREele
Global Chance	ENCILOCAR	Brenf	UFE

Le scénario DEC correspond donc à demande forte, et décarbonation par l'électricité ; DIV, décrit ci-dessus, à demande intermédiaire et diversité des vecteurs de production ; EFF suppose une demande plus faible ; et SOB combine cette même hypothèse sur la demande et sortie du nucléaire. Les tableaux suivants résument les résultats obtenus sur les coûts (totaux et moyens) du système électrique, et visualisent les besoins d'investissements associés, qui apparaissent donc fortement différenciés.



Tout d'abord, on voit qu'ELECSim permet de présenter les scénarios de manière homogène, et en intégrant éventuellement des coûts qui ne le sont pas toujours, (comme le CO2, cf supra), ou les dynamiques d'investissements associées. Surtout, on voit que la comparaison de telles « sorties » n'est pas immédiate : par exemple, le premier scénario a des coûts plus élevés, parce que la demande est plus forte ; inversement, les scénarios de faible demande entraînent évidemment un moindre coût de l'offre énergétique correspondante.

Pour une évaluation rigoureuse, il convient alors de mettre en face de ces gains sur l'offre, les coûts de la réduction de la demande, c'est-à-dire : soit l'investissement pour l'efficacité énergétique (cf. rénovation thermique du bâtiment) qu'il faut réaliser pour permettre cette réduction de la demande ; soit la valeur qui était associée aux services antérieurement rendus par le niveau supérieur de demande.

De manière générale, l'intérêt de l'outil ELECSim apparaît double :

- permettre, en considérant les étapes successives des calculs, d'identifier l'origine des écarts entre scénarios,
- et ainsi, éventuellement, de fournir des éléments de comparaison, toutes choses égales par ailleurs, par exemple, en examinant en variante comment les hypothèses sur la demande, ou celles sur les coûts des différentes technologies, affectent les résultats.

**Deuxième partie : La mise en lumière
des arbitrages et l'évaluation des choix**

Des scénarios énergétiques, aux impacts socio-économiques et à l'évaluation des choix

Dominique Bureau

La feuille de route du débat national sur la transition énergétique (DNTE) retenait quatre questions : *comment aller vers l'efficacité énergétique et la sobriété ? quel mix énergétique en 2025, et quels scénarios possibles à l'horizon 2030 et 2050 ? quels choix en matière d'énergies renouvelables et de nouvelles technologies de l'énergie, et quelle stratégie de développement industriel et territorial ? quels coûts et quel financement de la transition énergétique ?* Pour éclairer des questions aussi complexes, la réalisation de scénarios apparaît incontournable. De fait, -quelles que soient leur ampleur et leur ambition-, les débats sur l'énergie ont systématiquement recours à ce type d'instrument.

A cet égard, le DNTE s'est attaché à mettre en œuvre la recommandation du rapport Jouzel-Tissot-Colle au CESE (« La transition énergétique 2020/2050, un avenir à bâtir, une voie à tracer ») qui insistait sur le pluralisme et sur l'ouverture, suggérant *d'appuyer le débat sur des scénarios à l'horizon 2050, riches, pluralistes, et transparents ; et de ne pas se focaliser sur la question du mix électrique et de la place du nucléaire, en prenant en compte toutes les énergies, en évaluant les besoins et leur adéquation avec la fourniture d'énergie dans le cadre de l'optimisation de son utilisation, et en abordant la problématique des transports...*

Celui-ci soulignait aussi l'importance de « réaliser les études d'impact environnementales et socio-économiques nécessaires à une vision complète des conséquences de chaque scénario et choix possibles à l'horizon 2020/2050 ».

Au-delà du recensement des impacts, des éléments d'appréciation économiques sont nécessaires pour éclairer les choix. En effet, toute stratégie sur le mix électrique, par exemple, reflètera des arbitrages par rapport à la compétitivité, à la priorité donnée à la décarbonation de l'économie, ou aux autres enjeux (risque nucléaire, biodiversité)... En effet, en l'état, les technologies alternatives au nucléaire sont : fortement émettrices de CO₂ (0,4 t/MWh pour les cycles gaz sans CCS, 0,8 t pour le charbon, à multiplier par un prix du CO₂ de 100 €/t en 2030, pour en apprécier l'enjeu) ; ou encore coûteuses pour la plupart des ENR ; et même pour certaines actions de maîtrise d'énergie, au delà des actions les plus immédiates, « sans regret ». Les conflits d'objectifs correspondants doivent être posés en pleine lumière, pour chercher les moyens de les alléger, quand cela est possible.

La comparaison des scénarios ne peut donc se limiter à la discussion de leur faisabilité technique. Il faut en balancer les coûts et les avantages. De plus, le problème n'est pas seulement de choisir un scénario plus souhaitable que les autres, mais aussi : d'identifier les conditions et instruments de mise en œuvre ; et de s'assurer que les opérateurs auront de bonnes incitations, sachant que, dans un contexte de risques à diversifier, les scénarios « optimaux » appellent plutôt des « mix » de technologies que des choix polaires.

A delà de la construction d'une vision partagée de notre avenir énergétique -qui est nécessaire pour réduire l'incertitude et ainsi créer un climat propice à l'investissement et faciliter la

coordination de choix caractérisés par de multiples interactions entre les évolutions des usages et des fournitures (voir par exemple les conditions de diffusion du véhicule électrique)-, il importe ainsi de bien mobiliser l'expertise appropriée, en couvrant les différents rôles de l'Etat :

- de régulation des marchés, de maîtrise des externalités et de gestion des risques (d'approvisionnement, industriels, ou environnementaux),
- d'opérateur, notamment pour les besoins d'infrastructures de réseau, en particulier électriques, dont la programmation doit non seulement être satisfaisante en termes de capacités, mais aussi être associée à un cadre de coordination efficace des choix d'équipements de production et de leur insertion dans ces réseaux.
- de garant des solidarités (cf. précarité énergétique, acceptabilité de la vérité des prix) ou des équilibres macro-économiques (compétitivité).

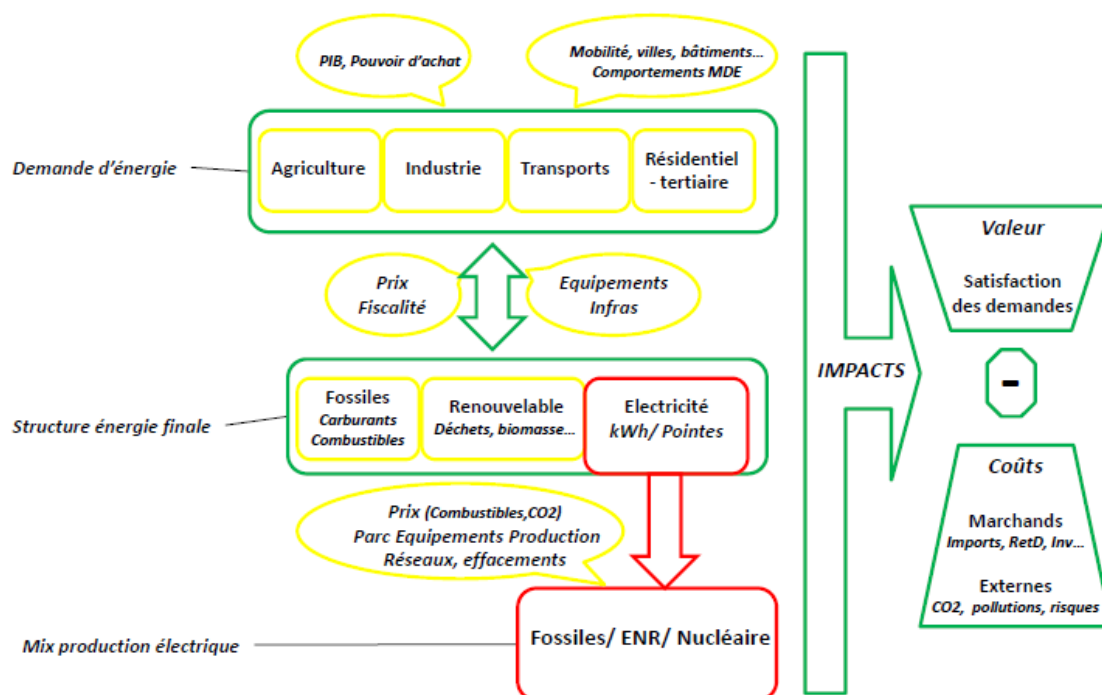
Dans cette perspective, on se propose ici de donner une vue d'ensemble des éléments d'expertise mobilisables pour évaluer les scénarios. On revient tout d'abord sur le rôle de ceux-ci comme instrument de diagnostic partagé des enjeux, des contraintes et des incertitudes. On signale ensuite l'importance d'études spécifiques, sur les questions que les scénarios globaux ne peuvent éclairer correctement. Puis on aborde la question de l'étude des impacts et de l'évaluation des scénarios, en passant en revue les éléments de référence dont on dispose à ce propos, pour les coûts « externes » (mais aussi pour les coûts marchands) des différentes technologies de production d'électricité. La troisième partie aborde les questions de demande, et de sécurité d'approvisionnement, et en souligne les enjeux.

I . SCENARIOS ET MODELES : MODE D'EMPLOI

I. 1. Un apport irremplaçable pour le diagnostic

Pour être qualifié d'exercice de prospective ou de modélisation, un cadre de référence intégré doit être posé, explicitant : des hypothèses sur les techniques de production disponibles, sur les comportements et les stratégies des acteurs ; et sur les contraintes de rareté des facteurs de production utilisés (cf. schéma). A ce titre, les scénarios sont des instruments précieux de compréhension des enjeux, d'identification des marges de manœuvre et des conditions de leur mobilisation, car la complexité des relations au sein du secteur de l'énergie ne permet pas de se construire aisément une vision d'ensemble.

Structure d'un modèle énergétique



DB-CEDD 4-13

Dans cette perspective, le document introductif présenté au groupe d'experts du DNTE, le 21/02/2013 précisait ce que l'on peut attendre de ce type d'exercice : « (le débat) visant à explorer les espaces de liberté mais devant, dans le même temps, tenir compte d'un ensemble de contraintes, un scénario permet de construire une image du système énergétique à un horizon donné, d'en vérifier la cohérence et la capacité à répondre aux objectifs recherchés ». Il était par ailleurs souligné qu'un « scénario n'est pas un exercice de prévision, mais une projection conditionnelle et un exercice d'aide à la décision ; un scénario énergétique est donc une projection qui recouvre, selon les cas, l'évolution des styles de vie et des aspirations sociétales, les perspectives de croissance économique, les progrès technologiques, la disponibilité des ressources, la nature et le fonctionnement des institutions ; et aussi que « les scénarios pour la France ne peuvent être développés en ignorant la dynamique du système énergétique mondial ».

Naturellement, chaque équipe de modélisation met en avant ce qui lui semble l'originalité de son approche, et le supplément de pertinence qu'elle apporte par rapport aux autres, la performance relative des modèles étant en effet un élément d'appréciation incontournable. Cependant, ceux-ci ne peuvent se classer selon une seule dimension, certains écarts ou choix reflétant des questionnements différents. Par exemple, selon que l'on cherche à prendre la mesure des contraintes ou à imaginer de nouvelles options, on privilégiera : d'un côté, les modèles économétriques¹ et les approches en variante par rapport à une trajectoire de

¹ Voir par exemple le récent modèle macroéconomique/énergie de l'économie française développé par Henri et al. (2013)

tendancielle ; de l'autre, les modèles technologiques «bottom-up » et les scénarios contrastés. Par ailleurs, les modèles peuvent être plus ou moins détaillés, plus ou moins intégrés, etc.

A contrario, il n'y a pas dix milles manières de décrire les systèmes énergétiques, et il importe donc de comprendre l'origine des écarts entre les scénarios : reflètent-ils des choix *a priori* (auquel cas le débat porte sur les hypothèses), ou au contraire des caractéristiques des modèles et lesquelles ? Confrontée à ce même type de questions au début des années 80, la modélisation macroéconomique avait alors développé des méthodes systématiques de comparaison des modèles, allant jusqu'à la construction de maquettes pour que les utilisateurs puissent pleinement s'approprier des modélisations complexes. Un enseignement était l'exigence de transparence qu'il convenait d'avoir, les « boîtes noires » n'ayant pas grande utilité pour forger un diagnostic. De plus, il convenait de ne jamais surévaluer le niveau de précision atteint.

A cet égard, les scénarios de l'AIE, dont les livraisons les plus récentes envisagent une demande mondiale de pétrole augmentant moins vite que prévu antérieurement, et une stabilisation de son prix, compte tenu du développement des fossiles non conventionnels, illustrent à quel point ces marchés sont complexes et changeants. Dans ce contexte, les politiques doivent intrinsèquement être conçues comme étant en situation d'incertitude, et relevant du « management des risques », plutôt que du choix d'un scénario unique.

Le rôle des scénarios est alors d'aider à identifier ce qui constitue des données robustes, par exemple :

- que l'abondance des ressources fossiles (charbon, ressources non conventionnelles), demeure telle que la maîtrise du risque climatique ne peut résulter seulement de l'anticipation de leur épuisement, et nécessite donc une action spécifique et déterminée,
- que les actions de maîtrise de l'énergie « classiques » ne permettent pas de réaliser les scénarios « facteur 4 » de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ceux-ci nécessitent de nouveaux équipements, de nouvelles infrastructures et de nouvelles technologies. Mais à l'horizon 2030, le champ des technologies disponibles demeure limité.

Les deux feuilles de route de l'Union européenne sur le climat et l'énergie à l'horizon 2050 se sont ainsi attachées à dégager les changements structurels à anticiper (transition vers des systèmes caractérisés par un poids relatif des coûts de combustible plus faible ; rôle croissant de l'électricité ; augmentation des prix notamment pour les ménages...) et les conditions de cette transformation (rôle de la tarification du carbone, par exemple).

Souvent, la mise en évidence des « éléments à prendre en compte » les plus importants résulte autant de la réalisation d'études particulières visant à répondre à des questions précises, que des scénarios de projection ou de prospective « ouverts ».

C'était le cas par exemple des scénarios « What if ? » du projet Secure, qui, avant l'accident de Fukushima, s'était interrogé sur les conséquences possibles d'un accident nucléaire conduisant à l'arrêt des commandes des nouvelles centrales nucléaires. Il montrait que l'ajustement du mix électrique dépendait alors crucialement des hypothèses faites par ailleurs

sur le prix du carbone et sur la disponibilité de technologies de capture-stockage du carbone (CSC), pour éviter une augmentation importante des émissions de CO₂.

De même, l'étude « EPE-IDDRI » (« Scénarios sous contrainte carbone : quels enjeux pour l'industrie ? », réalisée par le CIRED et le LEPII), avait examiné ce que pourrait être l'impact sur les principaux secteurs industriels d'une forte contrainte carbone, en considérant non seulement les technologies de production, mais aussi le côté de la demande. La poursuite des tendances actuelles était jugée non soutenable du point de vue climatique, alléger la contrainte climatique nécessitant de combiner un prix élevé du carbone et une organisation spatiale différente des activités. Une telle combinaison était jugée porteuse d'opportunités de croissance plus élevée à long terme, grâce à une réduction plus rapide du fardeau énergétique des ménages.

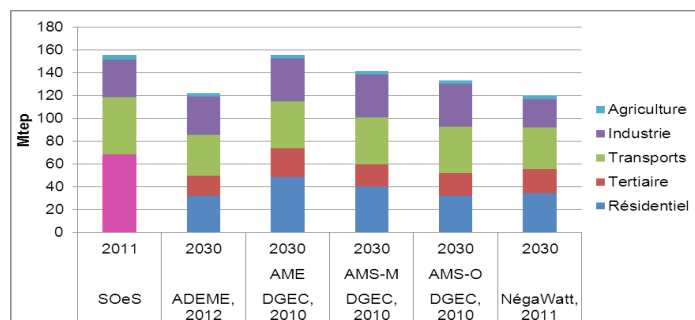
Ceci suggère que la formalisation du diagnostic tiré des exercices de scénarios doit être considérée comme une étape à part entière, qui doit, de plus, s'appuyer, ou conduire à engager, des études complémentaires sur les points présentant des enjeux importants pour la définition des politiques et qui ne sont pas directement éclairés par les exercices de scénarios, tels que, par exemple : les instruments de l'acceptabilité par les ménages modestes d'une énergie chère ; la gouvernance des réseaux de distribution ; les conditions d'une mobilité durable ; la cohérence des objectifs de type « 3 fois 20 »...

I. 2. Limites, et outils complémentaires d'analyse

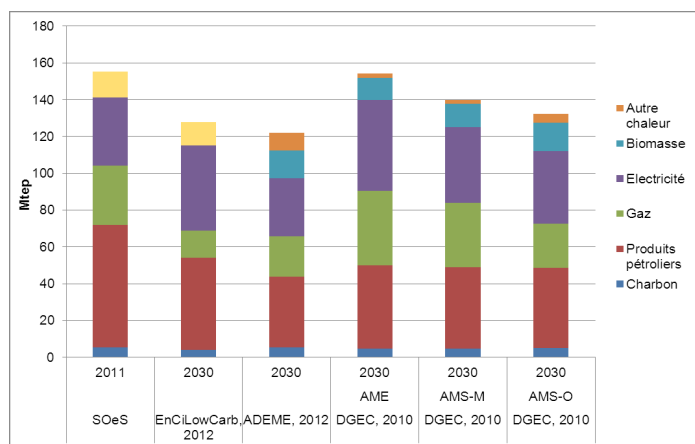
Les scénarios de prospective énergétique présentés au DNTE structuraient la réflexion aux trois niveaux mentionnés ci-dessus, qu'illustrent les résultats de synthèse présentés dans le document précité :

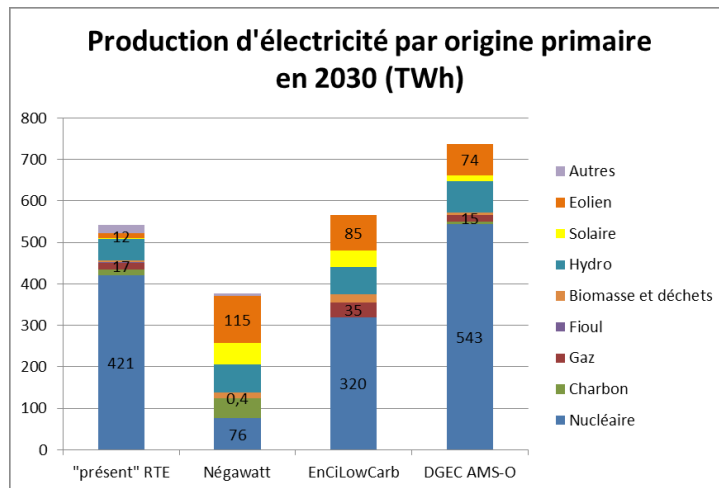
- l'évolution de la demande d'énergie finale, qui dépend notamment des économies mobilisables dans les secteurs du transport et résidentiel-tertiaire,
- la structure de l'énergie finale, avec comme variable-clef la part de l'électricité,
- et, enfin, la structure de la production de l'électricité.

Energie finale par secteur - 2030



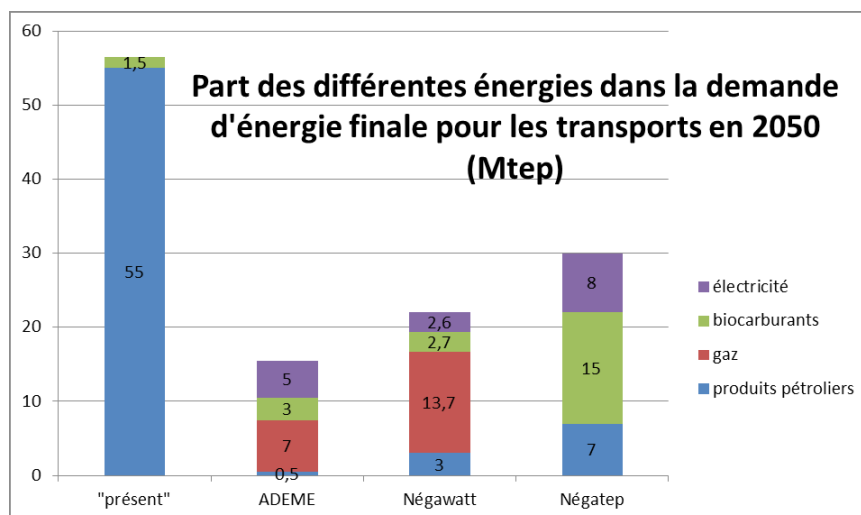
Energie finale par énergie - 2030





Source : présentation 23/2/2013

Les tableaux qui précèdent montrent qu'aucun de ces trois niveaux ne peut être négligé. En effet, les différents scénarios apparaissent contrastés à chaque étape. De plus, ces différents niveaux interagissent, puisque la « décarbonation » de l'économie est souvent associée à un développement des usages électriques, le tableau ci-dessous illustrant la diversité extrême des scénarios correspondants dans le cas des transports.



En théorie, on pourrait imaginer que l'étape suivante, consistant à utiliser ces scénarios et modèles pour évaluer les politiques, s'enchaîne naturellement. En fait, il n'en va pas ainsi pour différentes raisons, sur lesquelles il est utile de s'arrêter.

Tout d'abord, tout processus d'évaluation nécessite de construire un cadre de comparaison « contre-factuel », entre : une situation « sans mesure » et une situation « avec » ; ou entre

deux politiques complètement décrites. Puis, il faut porter un jugement de synthèse sur les écarts, ce qui nécessite de préciser les arbitrages à réaliser.

En pratique, les scénarios « ne parlent donc pas d'eux-mêmes », d'autant que :

- les équipements et infrastructures liées à l'énergie ont des durées de vie longues ce qui exclut de se limiter à une comparaison à une date donnée, telles que 2030 ou 2050, car la valeur des actifs légués à cette date peut différer fortement entre deux scénarios,
- les raretés à considérer sont multiples et les modèles existants, en général, insuffisamment intégrés. Ainsi, les bio-carburants (par exemple) peuvent sembler une manne illimitée... tant que l'on n'a pas intégré certaines contraintes agronomiques, ou sur l'offre et la qualité des terres compte-tenu des besoins de l'alimentation mondiale,
- la description de l'incertitude et des risques résiduels est essentielle,

Surtout, on constate que, la construction de scénarios énergétiques à long-terme ne se réduit pas à un exercice de « variantes » dans lesquels on se contenterait de modifier des variables « de commande » correspondant à un ensemble de mesures de politiques économique. En général, la simple construction de scénarios soutenables oblige en effet à remettre en cause des valeurs structurelles des modèles, sur les comportements ou sur les technologies. Dès lors, on ne se trouve plus dans un exercice simple « d'optimisation », l'éclairage des choix nécessitent de combiner l'analyse des scénarios avec des éléments complémentaires sur ce que ceux-ci n'intègrent pas, et, des éléments d'appréciation plus qualitatifs sur ce qui semble le domaine du « possible ». La nécessité de tels éléments complémentaires doit donc être reconnue, et organisée.

A cet égard, un élément précieux, complémentaire des scénarios -ou prolongeant ceux-ci- est l'évaluation comparative des coûts sociaux des filières énergétiques, et, plus généralement, l'analyse « coûts-avantages ».

Avec les projets Externe, puis Needs, des évaluations systématiques des impacts des coûts externes des différentes technologies énergétiques ont ainsi été développées par la Commission européenne depuis près de 20 ans. Elles intègrent notamment les pollutions locales (effets sanitaires des pollutions) et globales (effet de serre), et l'évaluation de certains risques. L'intérêt de ce type d'exercice est : de permettre d'abord un repérage des impacts, puis une agrégation de tous éléments quantifiables et « monétarisables »; et, par-là, de repérer ceux pour lesquels le jugement ne peut être seulement technique, mais en donnant alors des éléments d'information sur les arbitrages sous-jacents. Bien évidemment, l'exigence de transparence pour ce type d'exercice est tout aussi importante que pour l'analyse des scénarios : les résultats d'ExternE sont contestables, mais c'est une qualité et, s'ils le sont, c'est précisément parce que les hypothèses en sont explicites !

Dans un contexte où la compétitivité apparaît par ailleurs comme un obstacle majeur pour le développement de l'emploi dans notre pays, la référence à un critère de coût apparaît incontournable. L'intérêt de ces méthodologies est d'élargir la notion de coût, pour y intégrer les coûts externes.

Toutefois, la comparaison des coûts totaux (privés et sociaux) n'est suffisante que lorsque les « services » fournis sont comparables. Sinon, il faut la compléter par une comparaison des

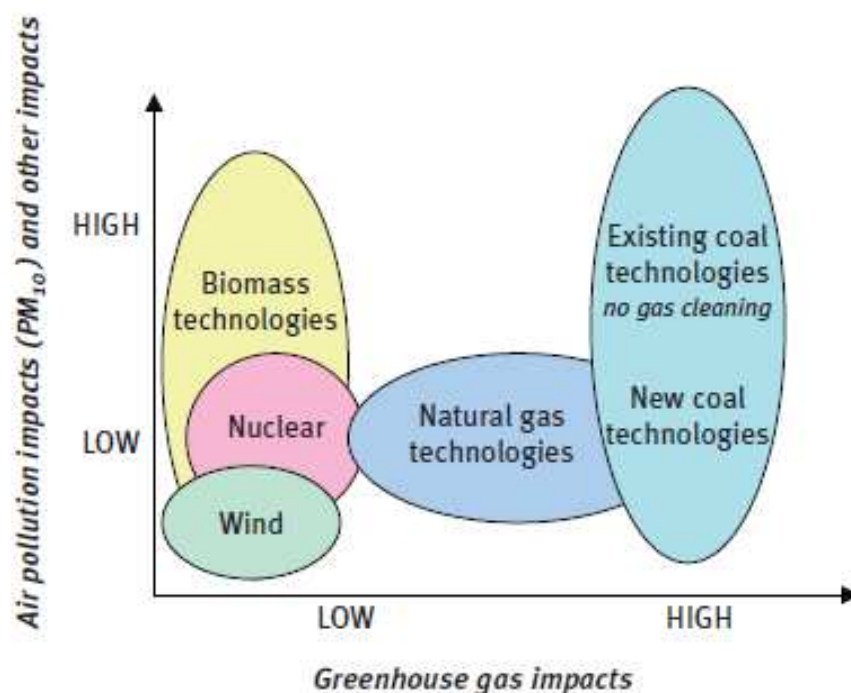
avantages fournis aux consommateurs, lorsque ce n'est pas le cas. Sinon on risque en effet de buter sur des problèmes d'acceptabilité, avec un refus d'une « sobriété » qui serait perçue comme porteuse de contraintes excessives. *A contrario*, ce type de comparaison est un moyen d'orienter la recherche de scénarios soutenables crédibles, notamment en matière d'organisation urbaine et de transports.

Les deux parties qui suivent se proposent donc : de donner un aperçu de l'état de l'Art des méthodologies et résultats disponibles concernant les coûts sociaux de l'énergie -et plus particulièrement du kWh électrique- d'une part ; puis de revenir sur l'évaluation des « besoins » à satisfaire et les conditions pour cela, d'autre part.

II. LES IMPACTS DE LA PRODUCTION D' ELECTRICITE

II. 1. Coûts de référence

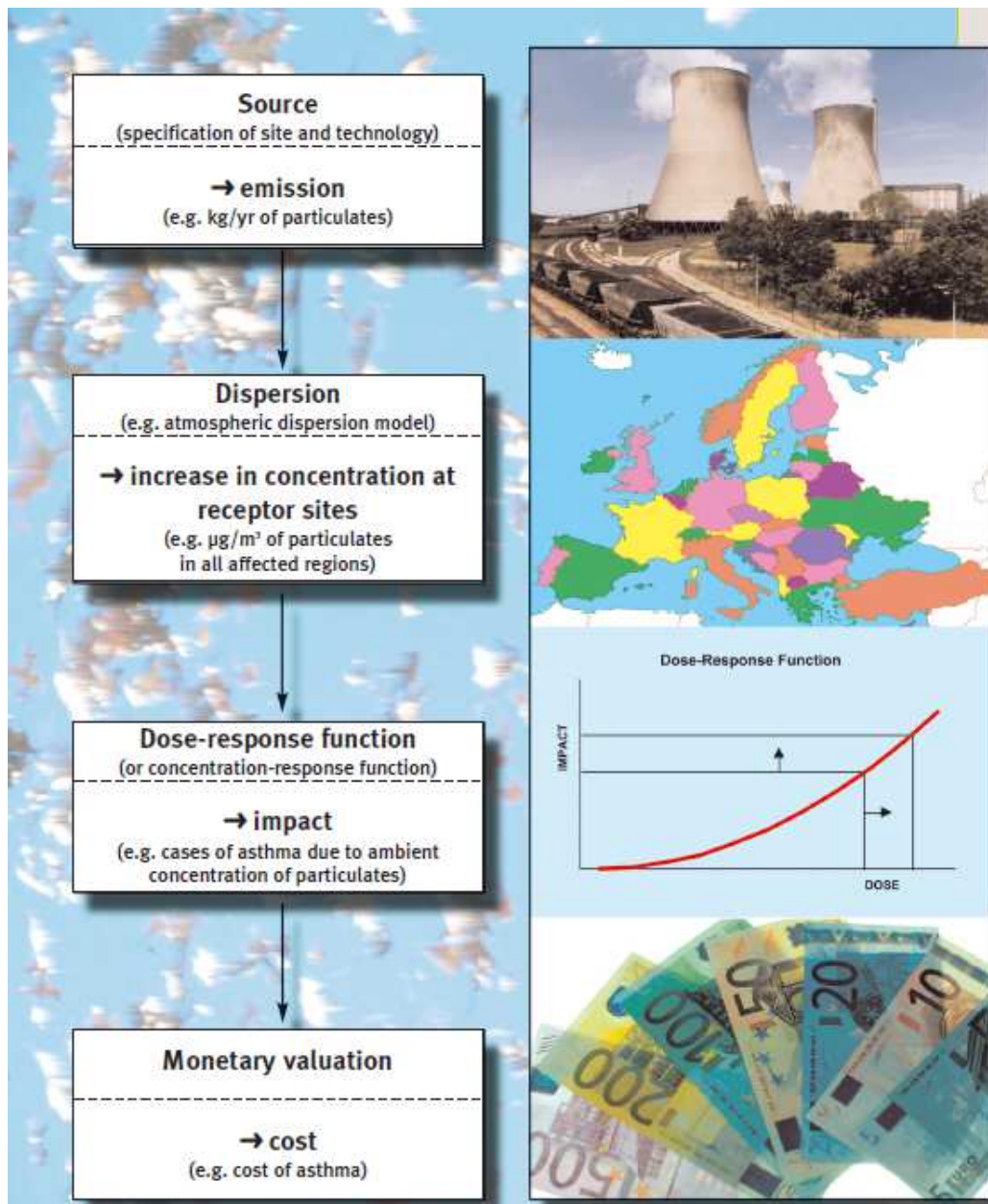
Toutes les technologies de production électrique sont sources d'émissions polluantes, de risques ou d'impacts sur les écosystèmes. Mais ces impacts diffèrent selon les technologies, par leur nature ou leur ampleur, comme le rappelle la figure ci-dessous.



Source : CE-ExterneE

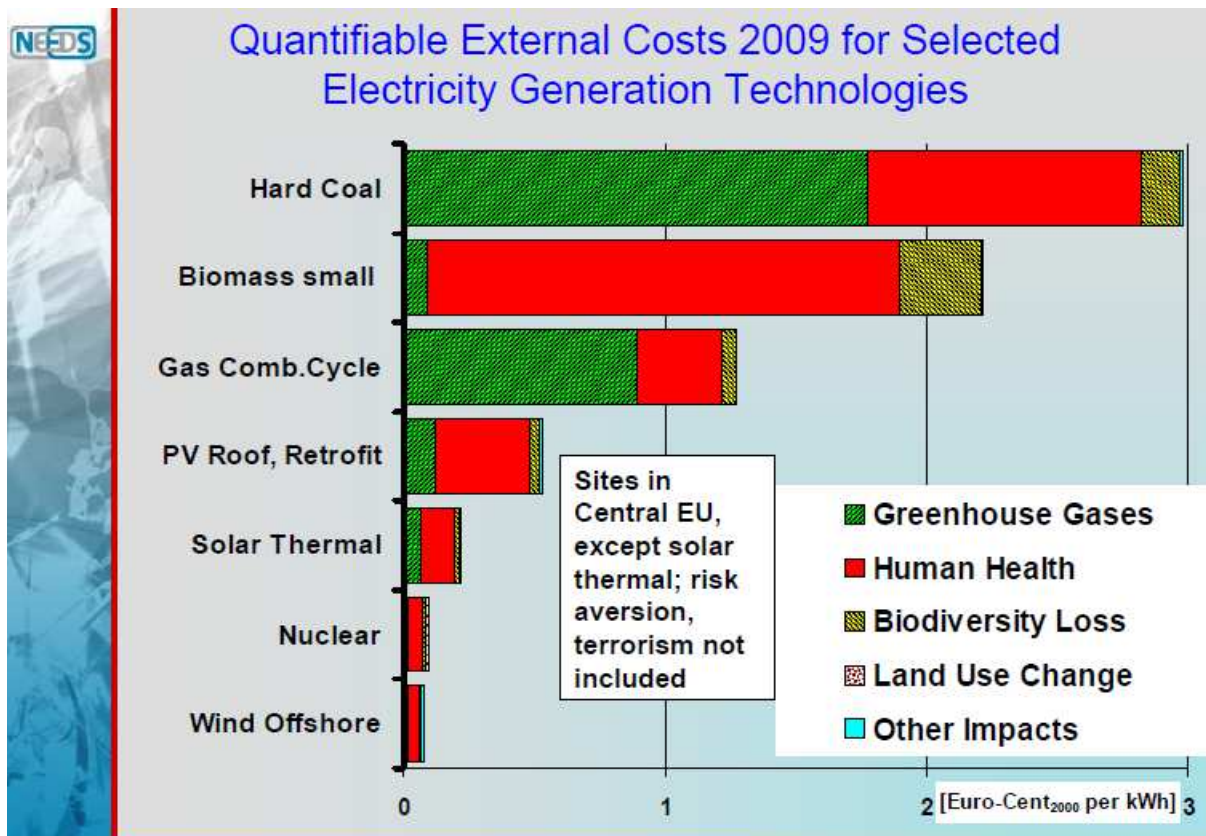
Ceci a conduit à développer des méthodes pour chiffrer les coûts « externes », de manière à disposer de bases objectives pour comparer les impacts environnementaux des différents

équipements de production. Comme indiqué ci-dessus, les travaux les plus approfondis en ce domaine ont été conduits au niveau européen, dans le cadre des projets « ExternE » puis « Needs », qui mettaient en œuvre le schéma général suivant :



Source :CE-ExterneE

Le tableau ci-dessous propose un résumé des résultats obtenus pour les coûts des dommages par kWh.



Source : Needs, R.Friedrich, 2009

Si on compare ces coûts « externes » du kWh au coût unitaire marchand actuel pour la production de l'électricité, qui est de l'ordre de 5 c€/kWh, on voit que ceux-ci affectent surtout l'évaluation des coûts des technologies fossiles, et biomasse, avec, de plus, des structures différentes, entre les impacts sanitaires, biodiversité, et CO₂. Ces derniers sont évidemment minimes pour les énergies renouvelables, et prépondérants pour les technologies utilisant des combustibles fossiles, ces technologies émettant de l'ordre de 0,4 t CO₂/MWh pour les cycles gaz, et 0,8 t pour les centrales charbon.

Si l'on se projette à l'horizon 2030, la valeur à imputer à une tonne de CO₂ doit par ailleurs être fortement réévaluée. La Commission Quinet retenait le chiffre de 100 €/t CO₂ à cet horizon, sur la base d'une analyse générale des coûts de décarbonation de notre économie et d'un arbitrage « raisonnable » entre : d'un côté, le souci de mobiliser les technologies d'abattement des émissions de CO₂ par ordre de mérite, et de ne pas demander d'effort excessif aux générations actuelles ; de l'autre, celui de ne pas se retrouver face à un mur, si le processus de décarbonation de l'économie n'a pas été suffisamment anticipé.

A cet horizon, la valeur des coûts externes pour les technologies gaz atteindrait donc 4 c€/kWh (plus de 11 c€/kWh en 2050), et 8,5 c€/kWh pour les centrales charbon, sauf disponibilité de technologies de capture-stockage du carbone, dont l'horizon semble cependant s'éloigner. Ce bref panorama appelle deux commentaires.

Le premier est d'ordre méthodologique, à savoir que l'on dispose aujourd'hui des outils pour objectiver les arbitrages, à partir de références synthétisant l'ensemble des données

disponibles sur les émissions, les dommages, les expositions... La transformation de ces impacts en termes de coûts monétaires nécessite par ailleurs la définition de valeurs « tutélaires » pour les paramètres-clefs que constituent : le taux de retour exigé sur les investissements publics (taux d'actualisation public, fixé en France par le rapport Lebègue à 4 %, et décroissant au cours du temps pour ne pas négliger les générations futures) ; la dépense que la collectivité est prête à assumer pour éviter un décès ; ou la prime à incorporer dans l'évaluation des projets risqués. A cet égard, le rapport « Gollier » avait proposé une approche équilibrée, reconnaissant à la fois : que le risque des projets publics ne peut être ignoré ; mais que, lorsque ceux-ci sont constitutifs de filets de sécurité, il convient de les privilégier même s'ils demeurent risqués.

La définition de ces valeurs de référence mêle nécessairement des éléments relevant de l'expertise, -sur le progrès technique ou les impacts-, et d'autres directement liés aux préférences sociales (par rapport aux générations futures, ou vis-à-vis du risque). Même si ces valeurs ont, en théorie, vocation à s'appliquer à toute évaluation de politique publique, il est donc normal de s'assurer que les valeurs proposées soient jugées pertinentes par rapport au problème considéré. De fait, les valeurs-clefs ne sont cependant pas très nombreuses, si bien que les choix et les incertitudes à discuter doivent pouvoir l'être de manière transparente, sous réserve évidemment que ce qui guide le processus soit le souci d'éclairer ainsi les enjeux, et non de trouver ainsi les paramètres permettant de justifier un parti-pris qui aurait été posé *a priori*....

Les chiffres indiqués ci-dessus signalent par ailleurs que les coûts « externes » de l'électricité sont un élément d'appréciation important, la contrainte carbone étant appelée de plus à jouer un rôle de plus en plus important. Ceci justifie l'insistance de l'AIE, par exemple, sur la décarbonation des systèmes électriques.

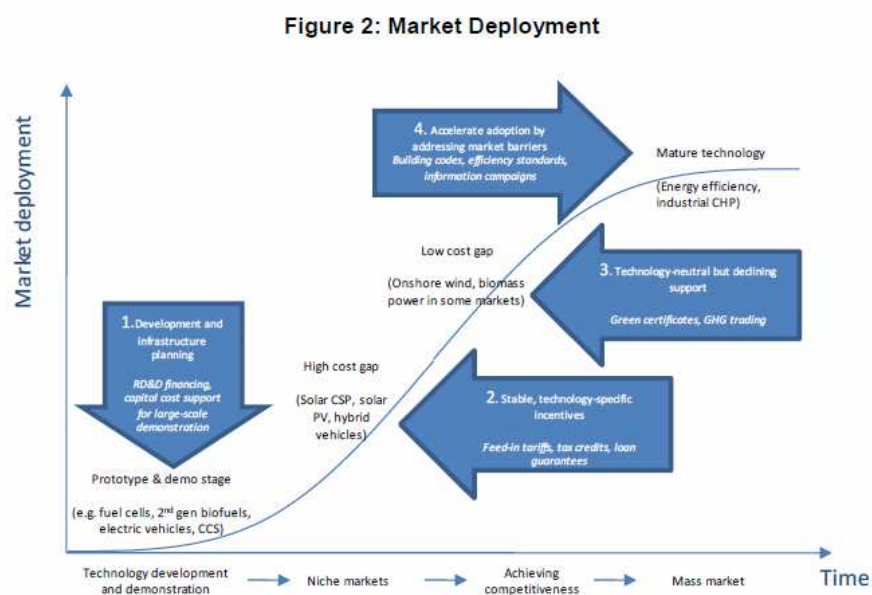
A l'horizon 2030, les coûts prépondérants demeurent cependant les coûts marchands, comme le montrent les fourchettes issues des différents travaux récents sur les coûts de référence de l'électricité (DGEC, OCDE, Cour des comptes...). A titre indicatif, la Commission Energies 2050 envisageait, à l'horizon 2030 (en c€/par kWh) :

- charbon :	6 c€
- hydraulique :	5,5 c€
- thermique ENR :	10 c€
- éolien <i>onshore</i> :	7 c€
- éolien <i>offshore</i> :	11 c€
- photovoltaïque :	16 c€
- nucléaire nouveau :	5,5 à 7,5/8,5 c€
- gaz (7000h) :	5,5 à 7 c€

Pour les projets nouveaux, les chiffres correspondants apparaissent de plus entâchés d'une forte incertitude. Ils dépendent, notamment, des possibilités de descendre rapidement les courbes d'apprentissage, de retrouver l'efficacité industrielle qui avait pu être obtenue sur la filière PWR pour le nucléaire, ou encore des capacités à valoriser les meilleurs gisements potentiels pour les ENR et les insérer de manière satisfaisante dans les réseaux.

Dans ce contexte, sélectionner *a priori* une technologie gagnante, ou définir *ex ante* des parts de marchés strictes, risquerait d'ôter les incitations à l'efficacité, et par là conduire à des choix qui *ex post* apparaîtraient très coûteux. Pour autant, la puissance publique a un rôle important à jouer :

- pour établir un cadre propice à l'émergence des meilleurs choix, ce qui implique que les coûts « externes » recensés ci-dessus soient intégrés dans le signal-prix, notamment celui du carbone,
- au niveau de la formation des compétences et des politiques industrielles, avec des incitations qui doivent être adaptées à la maturité des marchés (cf. schéma).



Note: The figure includes generalised technology classifications; in most cases, technologies will fall into more than one category.

Source: IEA (2010), *Energy Technology Perspectives 2010*, Kalamova, Kaminker and Johnstone, (OECD, 2011)

II.2. Les autres impacts

Le bref panorama qui précède laisse de côté deux types d'impacts qui, pourtant, viennent au premier plan dans les préoccupations du public : les impacts sur l'emploi et le chômage ; et l'évaluation des risques d'accident nucléaire. A défaut de fournir des valeurs qui pourraient directement s'intégrer dans les évaluations coûts-avantages, l'analyse des questions méthodologiques associées à ces deux sujets permet de mieux en cerner les enjeux.

Les impacts sur l'emploi

S'agissant de l'impact sur l'emploi, l'expérience du Grenelle incite à la prudence. On se rappelle en effet, que, fin 2009, le « Boston Consulting Group » avait estimé que les « 15 grands programmes du Grenelle participent à la relance de l'économie de manière

substantielle... (et) permettront la création de plus de 600.000 emplois en moyenne sur la période 2009/2020, principalement dans les secteurs du bâtiment, des infrastructures et des énergies renouvelables ».

Quelques mois plus tard, les services de Bercy, utilisant le modèle macroéconomique Trésor/Insee Mésange, fournissaient une évaluation alternative qui énonçait qu' « *à court-moyen terme, la croissance et l'emploi sont stimulés par ces investissements et par la réduction des importations de combustibles fossiles auxquelles se substitue en partie la production nationale.... l'économie (comptant) entre 200.000 et 250.000 emplois supplémentaires au plus fort des dix premières années. Cependant, le net ralentissement puis l'arrêt des investissements, la hausse des prix et celle des prélèvements obligatoires nécessaires au financement des investissements annulent les gains économiques après 2020, par rapport au scénario de référence ».*

Ces éléments suggèrent tout d'abord qu'il faut distinguer entre : les emplois « associés » à un volume d'investissement ou d'activité ; et ce que l'on peut qualifier d'emplois « créés », c'est-à-dire représentant un surplus net, par rapport à une situation de référence.

Le chiffrage des premiers suppose essentiellement d'avoir les outils statistiques adéquats, pour suivre, par exemple, les emplois dans les ENR. Ceux-ci sont en cours de constitution. Comparer les emplois « créés » par différents scénarios est beaucoup plus délicat, car plus d'emplois directs dans une filière aura quasi-automatiquement pour contrepartie moins d'emplois dans une autre. L'étude « Energies 2050 » arrivait ainsi à la conclusion qu'au niveau des emplois directs, les impacts comparatifs des différents scénarios énergétiques étaient finalement limités.

Plus généralement, l'évaluation des créations d'emplois, ou d'une contribution à la réduction du chômage, ne peut faire l'impasse ni sur l'origine de celui-ci, ni sur l'analyse des instruments permettant de le réduire, dès lors que l'on applique le principe suivant lequel la correction des déséquilibres économiques doit privilégier les instruments agissant le plus directement à la source, c'est-à-dire : le « policy-mix » pour l'emploi à court-terme ; et le fonctionnement structurel du marché du travail, par rapport aux taux de chômage à plus long terme. Le premier élément peut cependant justifier de privilégier les scénarios s'appuyant plus fortement sur des emplois non délocalisables. Le second souligne l'attention à accorder à l'offre de travail et aux compétences, pour que les choix de filière énergétique ne débouchent pas sur des goulots d'étranglement.

Par ailleurs, dans la mesure où le redressement de la compétitivité de notre pays constitue actuellement le principal défi à moyen terme, le souci de l'emploi et celui de maîtriser l'évolution du coût du kWh apparaissent très congruents. Dans ce contexte, les « coûts sociaux totaux » (additionnant les coûts de référence et les coûts externes présentés ci-dessus) demeurent donc l'indicateur à privilégier pour évaluer les différentes options.

Le risque d'accident nucléaire

Le point délicat qui demeure concerne l'appréciation sur le risque nucléaire, c'est-à-dire les enseignements, ou conséquences, à tirer de l'accident de Fukushima.

Il s'agit d'un domaine où l'évaluation est particulièrement difficile, puisque se combinent des événements potentiels à faible probabilité et dommages très élevés, ce qui rend périlleuse l'estimation statistique des risques : on se trouve ici dans un domaine où l'expertise n'est pas capable d'établir une fourchette précise, car le nombre d'évènements particulièrement graves enregistrés est très faible, ce qui situe ce problème aux limites entre prévention et précaution (cf. encadré 1).

Encadré 1 : Compétitivité versus précaution

Le débat public exacerbe les oppositions entre les défenseurs de la compétitivité et les protecteurs de l'environnement. A cet égard, le secteur de l'énergie apparaît comme particulièrement sensible par son poids dans les coûts, notamment de certaines industries, par le fait que toutes les sources d'énergie sont polluantes ou risquées- mais avec des impacts très différenciés en termes de polluants locaux, d'effet de serre, de types de risques...-, et que leur développement dépend de progrès technologiques.

En l'absence de cadre organisé permettant d'éclairer les arbitrages entre les différents enjeux reconnaissant également que « la compétitivité » ne peut être brandie comme un absolu et que le « risque-zéro » n'existe pas, la tendance est à ce que les débats soient *in fine* instrumentalisés par des intérêts privés, conduisant à multiplier les erreurs : d'un côté, la négligence de risques sanitaires graves, comme ce fut le cas avec l'amiante ; de l'autre, des réglementations malthusiennes de type « Neither In My BackYard (NIMBY) qui irriguent, par exemple, notre droit de l'urbanisme, construit essentiellement sur le contrôle des densités, alors même que la productivité des villes et la maîtrise de leurs émissions de CO2 réclameraient toutes deux des villes plus compactes.

Eviter d'imposer à notre économie des surcoûts injustifiés et lui permettre de tirer profit du progrès technique sont des objectifs légitimes. Mais ceci ne saurait conduire à ignorer d'autres impacts reflétant les préférences des consommateurs et des citoyens, et la nécessité de préserver des ressources naturelles, soumises aujourd'hui à des pressions très fortes. Pour cela, un instrument irremplaçable est le développement de l'évaluation de type « coûts-bénéfices ».

Plus précisément, lorsque les impacts et risques concernés sont quantifiables et bien cernés (« prévention »), l'analyse coûts-bénéfices est pleinement adaptée, sous réserve d'en assurer la transparence. Lorsque l'incertitude est extrême (« précaution »), les stratégies doivent privilégier la construction, par la recherche publique, de références objectives sur les impacts.

Toute estimation en ce domaine doit donc faire des hypothèses fortes sur la distribution des pertes possibles. Sans chercher à l'exhaustivité, deux références peuvent cependant baliser la nature des questions à résoudre, et l'évolution dans la manière de les appréhender, suite à l'accident de Fukushima :

- l'étude de Eeckhoudt et al. (2000) reflète l'appréciation des risques, telle qu'elle ressortait des études techniques de sûreté antérieures à l'accident de Fukushima. Elle envisageait une probabilité d'accident grave, générant des rejets significatifs dans l'environnement, de l'ordre de 10^{-6} € (par réacteur et par an), et des dommages externes

associés de 18 mds €. L'originalité de l'étude était de considérer que, dans la mesure où ce risque ne peut être « réparti », l'évaluation du dommage moyen correspondant (0,018M €/réacteur-an) n'est pas une estimation appropriée du coût externe à considérer pour évaluer les choix, car il faut intégrer l'aversion pour le risque du public. Avec un coefficient d'aversion relative pour le risque estimé à 2, il était proposé de multiplier par 20 le coût moyen précédent. Dans ces conditions, le coût externe d'un accident nucléaire était estimé à 0.046 m€/kWh, ce qui demeurait finalement quasi-négligeable pour l'évaluation des coûts sociaux de l'électricité,

- les analyses statistiques plus récentes, telle que celle réalisée par Hofert et Wüthrich, réévaluent fortement à la hausse le risque d'accident : en moyenne, le risque d'un accident générant des pertes supérieures à 10 mds\$ est estimé à 3.10^{-5} (par réacteur – année), le parc européen ayant toutefois des fréquences trois fois inférieures. L'ajustement statistique proposé -qui suppose un parc mondial homogène- retient une distribution de probabilité des pertes éventuelles qui est caractérisée par une queue de distribution « épaisse », pour laquelle l'espérance du dommage n'a pas de limite (distribution de Pareto). Les auteurs sont ainsi amenés à souligner **que les politiques de sûreté nucléaire doivent à la fois s'attacher à réduire les risques d'accident en renforçant les normes sur les nouvelles générations d'équipements, et chercher aussi à limiter les conséquences maximales du scénario le plus défavorable.**

Si l'on suppose que celui-ci peut être plafonné à 1000 mds € (avec une probabilité de 6.10^7 pour un tel dommage)², le dommage résiduel devient alors un élément significatif du coût du kWh, pouvant atteindre de l'ordre de 10 % du coût du « nucléaire historique ». Pour autant, malgré un cumul d'hypothèses très défavorables (probabilité d'un accident extrême relativement élevée, application du coefficient 20 mentionné ci-dessus, et non prise en compte des nouvelles exigences de sûreté), ceci ne bouleverse pas l'économie de la comparaison des filières : **à l'horizon 2030, le coût externe d'un cycle gaz reste près de 10 fois supérieur, compte tenu des émissions de CO₂ associées.**

III. L'EVALUATION DE L'EQUILIBRE REALISE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

Une caractéristique importante des équipements de production ou de réseaux d'électricité est qu'il s'agit d'investissements ayant de longues durées de vie, si bien que les possibilités d'ajuster ceux-ci à court-terme sont limitées. Dans ces conditions, la comparaison des performances relatives des différentes technologies pour les équipements nouveaux constitue un élément important pour orienter les évolutions. Mais il doit être complété par des données sur la demande à satisfaire et sur les perspectives de l'offre en termes de capacités.

² et en supposant : comme dans cette étude, une probabilité d'accident générant une perte supérieure à 150 M\$ de $0.34 \times 0,116 \% = 4.10^{-4}$; en ajoutant un facteur 2 à appliquer sur les pertes marchandes ; une distribution de Pareto de paramètre 0,78 jusqu'au plafonnement de la perte à 1000 mds € ; et une parité €/ \$ de 1.3.

Ainsi, la première contrainte que citait le Livre blanc britannique de 2011 (« Planning our Electric Future ») était celle résultant du déclassement à venir d'une part substantielle de son parc de production (cf. encadré 2).

Encadré 2 : introduction du livre blanc britannique (2011)

(Extraits)

* Ce Livre blanc concrétise l'engagement du Gouvernement pour assurer que l'offre future de notre système électrique assurera la sécurité d'approvisionnement, sera décarbonée et accessible. L'ensemble de réformes envisagées ici établira en 2030 : un système électrique flexible, intelligent et réactif, disposant d'un parc de production diversifié et sûr d'équipements bas-carbone, et faisant jouer pleinement son rôle à la gestion de la demande, au stockage et à l'interconnexion ; la mise en concurrence des technologies bas-carbone, qui aidera à maintenir bas les coûts ; des réseaux capables de satisfaire une demande croissante, du fait de « l'électrification » des systèmes de transports et de chauffage ; en réalisant cette transition au moindre coût pour le consommateur (...).

* Nous sommes confrontés à des défis sans précédent dans les prochaines décennies :

- la sécurité de l'offre d'approvisionnement est menacée à mesure que les équipements existants vont fermer (...). En plus de cette réduction drastique des capacités existantes, le système électrique futur comportera plus de sources intermittentes comme l'éolien, ou au contraire peu flexibles, comme le nucléaire. Ceci soulève des défis supplémentaires pour satisfaire la demande à tout instant,

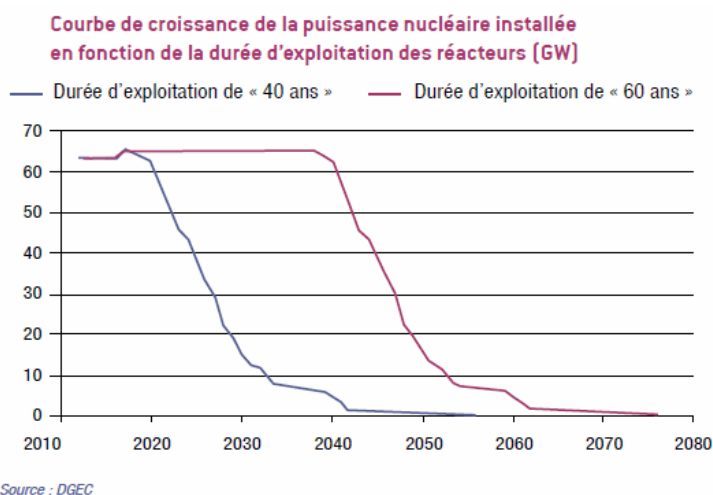
- nous devons décarboner notre système électrique (...),

- la demande d'électricité augmentera probablement, en dépit de l'amélioration de l'efficacité énergétique visée par le « Green Deal » et la diffusion des compteurs intelligents (...),

- des prix de l'électricité tendanciellement croissants (...).

* l'idée que le fonctionnement spontané des marchés ne permettra pas le déploiement des investissements de long-terme nécessaires fait consensus (...).

Par rapport à cela, la situation française laisse un peu plus de répit. Cependant, les données sur la puissance nucléaire installée montrent que 40 GW devraient être déclassés en une décennie, à partir de 2020 si leur durée d'exploitation est de 40 ans, ou entre 2040 et 2050 si elle est prolongée à 60 ans. Dans ces conditions, un enjeu essentiel est de préparer ce processus de renouvellement (ou de remplacement) des capacités de production électriques.



III.1. Quel niveau de demande ? Quelles capacités globales ?

La question de l'évaluation de la demande à satisfaire se pose à la fois au niveau du marché de l'électricité, mais aussi en amont, pour la demande globale d'énergie. Cette question a focalisé les controverses du DNTE, la question sous-jacente étant celle du niveau de sobriété énergétique qu'il convient de se fixer, les scénarios soumis au débat étant justement contrastés selon les hypothèses faites en matière de « MDE » (maîtrise de la demande). Là encore, les hypothèses, ne sont pas seulement « techniques », ce que l'on met sous le vocable de MDE recouvrant en fait des éléments différents, appelant une évaluation « économique ».

Tout d'abord, il y a des gestes « sans regret », de comportement d'usage de certains équipements, par exemple. Mais ceux-ci ne constituent qu'un gisement limité, même si on ajoute quelques mesures très rentables comme la généralisation de robinets thermostatiques dans les logements. Au-delà, il s'agit : soit de réduire des gaspillages résultant de problèmes incitatifs, comme dans le cas du chauffage des copropriétés, pour lesquelles les économies ne seront réalisées que si des arrangements institutionnels ou contractuels nouveaux sont mis en place ; soit de mesures nécessitant des investissements préalables, ou des transformations profondes des comportements, ayant à la fois des aspects « culturels » mais pouvant aussi nécessiter des investissements publics (pistes cyclables ; bornes de rechargement...).

Ceci suggère que la comparaison des coûts des scénarios ne suffit pas : il faut aussi « évaluer », y compris en termes « coûts-avantages », les mesures de MDE, pour s'assurer de leur acceptabilité et identifier les conditions de leur mise en œuvre. Dit autrement, la comparaison des scénarios doit non seulement évaluer leurs coûts complets « sociaux »-marchands et non marchands-, mais aussi apprécier la valeur des services associés pour le consommateur, qui peuvent différer d'un scénario à l'autre : quelle est la valeur, pour celui-ci, d'un supplément de chauffage, de climatisation, de mobilité ? Quelle est le coût, pour celui-ci, de restrictions en ces domaines ?

Cette évaluation est possible, dans la mesure où, « pour la dernière unité consommée », il y a égalité entre la valeur -au moins perçue- procurée au consommateur, et les coûts qu'il estime nécessaires pour son affranchir. L'évaluation économique de ces valeurs requiert donc essentiellement la connaissance des courbes de demande pour ces services. Partant de cet

élément de base, il est ensuite possible d'enrichir l'analyse, en cas d'écart entre coûts perçus et coûts sociaux, ou lorsque l'on imagine que certains comportements pourraient évoluer, plus structurellement.

La prévision de la demande d'électricité à satisfaire doit par ailleurs tenir compte des reports éventuels entre sources d'énergie, qui tendent à augmenter les usages électriques. Dans ce contexte, le rythme de déclassement des équipements de production existants appelle des arbitrages qui doivent être soigneusement pesés : d'un côté, le souci de se rapprocher du mix jugé souhaitable ; de l'autre l'intérêt de bénéficier du coût réduit d'équipement amortis, et de ne pas accroître les tensions sur notre approvisionnement.

Implicitement, le rapport « Energies 2050 » privilégiait cette seconde dimension en se référant aux coûts du nucléaire historique, tels qu'ils avaient été estimés dans les rapports Champsaur et de la Cour des Comptes, entre 35€/MWh et 43 €/MWh. Toutefois, ces estimations relevaient plutôt d'une logique de recouvrement des coûts passés, qui n'est pas complètement pertinente lorsqu'il s'agit d'évaluer des décisions de déclassement.

A cet égard, le calcul économique à mener doit privilégier « le futur », la règle (dite de l'annuité équivalente) étant de déclasser un équipement lorsque ses coûts d'exploitation (marchands et externes) deviennent, compte-tenu des opérations de carénage à réaliser, supérieurs au coût moyen des nouveaux équipements.

Dans cette perspective, le rythme de déclassement peut être conçu de manière non rigide, avec une marge de manœuvre laissée aux opérateurs, dès lors que la gouvernance (indépendance, contrôle) de l'Autorité de sûreté apporte les garanties nécessaires, et que le signal-prix approprié pour guider ces choix est en place. A cette fin, la mission qui lui est fixée en matière de niveau de sécurité à atteindre pourrait être plus précise, et ses obligations de « rendre compte » renforcées et plus effectives en termes de « contrôle » (y compris « démocratique »).

III. 2. La sécurité d'approvisionnement

La mise en regard de la demande globale et des moyens de production disponibles est un premier élément d'analyse des problèmes de sécurité d'approvisionnement. Cependant, ceux-ci ont aussi des facettes plus opérationnelles, qui amènent aujourd'hui à mettre l'accent sur les mécanismes : pour fournir les capacités de pointe : et de manière assez générale sur le rôle des réseaux.

L'encadré 3 ci-dessous, qui reprend les paragraphes correspondants du Livre blanc anglais, illustre les enjeux et débats correspondants. Il signale aussi un souci manifeste de rendre compréhensibles pour le public des choix à forte dimension technique, de motiver les options envisagées, et de les soumettre au débat.

Encadré 3 : cadrage du livre blanc britannique sur les capacités et les réseaux

*Historiquement, le Royaume-Uni a disposé d'un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement. Cependant la nature sans précédent du défi à relever fait qu'il y a un risque que les marges de capacité deviennent trop précaires à l'horizon de la fin de la décennie. Nous devons agir maintenant face à ces enjeux, pour éviter les problèmes futurs.

De plus, les nouvelles technologies offrent des perspectives pour effacer certaines demandes de pointe, stocker l'électricité, ou connecter notre marché à la plaque continentale. Nous devons développer les arrangements contractuels ou de marché pour tirer le meilleur de ces opportunités.

* Bien que nous ne voyons pas les problèmes de sécurité d'approvisionnement avant la fin de la décennie, nous devons nous y attaquer dès maintenant, avec trois niveaux à considérer :

- la diversification de l'offre, pour ne pas dépendre d'une seule technologie et réduire notre exposition à des prix des combustibles fossiles élevés et volatiles,

- la sécurité opérationnelle, garantissant à tout instant l'équilibre du réseau, en dépit des changements imprévisibles de l'offre et de la demande,

- l'adéquation des capacités pour couvrir la pointe.

* Dans ce Livre blanc, nous envisageons deux options, le premier étant la constitution d'un mécanisme de réserve stratégique (...), l'alternative étant un mécanisme de marché incitant les opérateurs à offrir les capacités nécessaires (...).

* Le Gouvernement reconnaît que réduire la demande à satisfaire est souvent plus coût-efficace que la construction de capacités additionnelles. Ceci nécessite un meilleur usage des équipements de production grâce au développement de réseaux électriques plus flexibles (...).

Dans cette perspective, les réseaux électriques doivent non seulement jouer leur rôle traditionnel d'interconnexion, permettant de mutualiser les équipements de production et ainsi les utiliser au mieux, mais ils sont aussi confrontés à l'accueil d'équipements intermittents, et peuvent faciliter des comportements d'effacement coûts-efficaces. Alors que ces arbitrages nécessiteraient de pouvoir mieux peser les coûts et les avantages, ces sujets demeurent essentiellement abordés à l'occasion des débats sur le mix électrique, sous la forme de controverses entre : ceux qui valorisent la dimension locale des ENR ; et ceux qui soulignent au contraire les coûts de leur intermittence, et les besoins de réseau de services système ou de compléments thermiques qu'ils nécessitent.

A cet égard, l'étude de Crampes et Léautier (« Dix propositions pour faire entrer l'industrie électrique dans le XXIème siècle, TSE, 2012) suggère qu'il convient aussi d'avoir une vision plus stratégique (cf. extraits ci-dessous).

Encadré 4 : extraits de l'étude Crampes-Leautier (2012)

*** Transport**

Parce que l'électricité n'est pas stockable, les réseaux de transport et de distribution sont des actifs essentiels de l'industrie électrique. Une mauvaise performance des réseaux réduit considérablement la qualité de service pour tous les clients, quelle que soit la qualité du parc de production.

Les réseaux européens de transport ont été conçus et installés avant que ne débutent le processus de libéralisation communautaire et la campagne de promotion des sources de production à partir d'énergies renouvelables. Les Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT) européens sont essentiellement nationaux et préoccupés d'optimisation sur des territoires étroits. Une analyse économique récente (Leuthold et al. (2012)) démontre que leurs plans d'investissement ne répondent pas aux objectifs d'optimisation européenne .

Pourtant, aujourd'hui, l'industrie électrique est physiquement et économiquement tirée vers un modèle européen, et non plus national. Par exemple, la demande de pointe française est assurée par les producteurs allemands alors que l'intermittence des moyens de production éoliens et photovoltaïques allemands est compensée par les producteurs français. On peut ainsi observer que les prix de l'énergie convergent sur les différents marchés de gros européens.

L'industrie a donc besoin d'opérateurs efficaces, capable de coordonner le développement et l'exploitation de réseaux transnationaux. Une meilleure coordination des réseaux de transport permet de réduire le coût de l'énergie jusqu'à 5 % (Mansur and White 2012)). Les prochaines années verront donc inéluctablement une intégration progressive des GRT européens, qui prendra la forme d'une coopération accrue, en particulier pour les interconnexions entre les pays, d'une régulation incitative de l'expansion des réseaux à l'échelle de l'Union, et probablement de regroupements capitalistiques. Ces derniers ont d'ailleurs commencé : Tennet, le GRT néerlandais, et Elia, le CRT belge, ont respectivement racheté les réseaux de E.ON et de Vattenfall en Allemagne.

(...)

*** Distribution**

Deuxièmement,, les lois de décentralisation ont transféré des compétences accrues aux collectivités locales, qui, comme dans les pays voisins, souhaitent exercer un rôle plus important dans la gestion des réseaux d'électricité. Cette évolution conduit à de nombreuses tensions entre autorités concédantes et ERDF, détaillées dans le Livre blanc publié par la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) à l'automne 2011. Les autorités concédantes décident environ de 25 % des investissements dans les réseaux de distribution. Il y a donc perte de cohérence dans le programme d'investissement, certains choix étant arrêtés par ERDF sur des critères techniques notamment en amont, d'autres par les autorités concédantes sur des critères plus politiques.

Le manque de cohérence du cadre institutionnel de la distribution et l'instabilité de sa gouvernance sont d'autant plus dommageables que les réseaux exigent dès maintenant des investissements importants, non seulement pour renouveler les ouvrages, mais aussi pour intégrer les énergies intermittentes dispersées, ce qui nécessite un développement de « l'intelligence embarquée » dans les réseaux. L'imbroglio du système de compteurs communicants « Linky » au printemps 2012 illustre parfaitement cette problématique.

(...)

Le modèle français a donc besoin d'être réorganisé pour en finir avec l'ambiguïté qui résulte de l'empilement de dispositions légales et réglementaires. Plusieurs modèles d'organisation sont possibles : régional (Royaume-Uni, Pays-Bas, Belgique, Espagne, Allemagne), coexistence local/national (Italie), national. Il faut en choisir un qui soit cohérent, économiquement et financièrement.

Définition conjointe du taux d'actualisation et de l'évolution de la valeur carbone dans le temps : quels enjeux ?

Luc Baumstark

Cette note revient sur le processus de production qui a permis au groupe de travail présidé par Alain Quinet (2008) de calibrer une trajectoire de référence du carbone. Ce détour est essentiel pour alimenter le débat de sa révision éventuelle. Il permet de préciser les argumentaires mobilisés et le poids relatifs que ces argumentaires ont joué dans l'arbitrage final. La valeur tutélaire du carbone n'est pas le fruit d'un résultat d'un calcul mais bien celui d'un arbitrage, assumé comme tel, cherchant à tenir ensemble les arguments plus ou moins convergents défendus par les différentes parties en présence.

Cette note se propose ensuite de revenir sur les arbitrages qui ont les effets les plus sensibles sur le résultat final et d'indiquer les raisons qui conduisent à maintenir ces arbitrages ou au contraire à les dépasser.

Les principaux éléments du calibrage élaboré par la Commission Quinet

Un objectif précis pour éviter l'instrumentalisation du débat :

Le rapport Alain Quinet [A. Quinet 2008] a proposé en 2008 une chronologie de valeurs de la tonne de CO₂ destinée à constituer la référence de la puissance publique notamment dans les évaluations des projets d'investissement. L'ambition du travail mené par les experts était de proposer une trajectoire en phase avec les objectifs que se fixaient l'Europe et la France dans les négociations internationales, objectifs que la France réaffichait explicitement dans les accords du Grenelle de l'environnement.

Le résultat proposé devait être compatible avec les différents engagements français et européens en matière de réduction des émissions à effet de serre. Ceux-ci peuvent être résumés autour de trois engagements majeurs :

- Le protocole de Kyoto qui engage juridiquement les principaux pays qui l'ont ratifié à réduire leurs émissions annuelles de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport à 1990 ;
- Les engagements européens à réduire ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020 de 20 % de manière unilatérale voire 30 % en cas d'une mobilisation plus forte des pays sur les objectifs climatiques ;
- Les perspectives du gouvernement français annoncées dans le cadre de la loi de programmation fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE du 13 juillet 2005) qui soutenait la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050 et donc d'une réduction par 4 des émissions pour les pays développés.

L'approche cherchait d'une part à sortir des débats sur la valeur sociale du carbone en se positionnant clairement dans une démarche coût efficacité. Nous y reviendrons plus bas. Ce

choix a permis d'exclure des discussions la question très débattue, notamment lors de la sortie du rapport Stern, du taux d'actualisation de référence qu'il faut retenir pour apprécier les effets de très long terme¹.

L'approche se situait d'autre part clairement en amont de la discussion sur la valeur de la taxe carbone qui était une des préoccupations majeures du post Grenelle de l'environnement : les considérations fiscales et d'équité sur la répartition de l'effort par exemple ont été volontairement exclues des perspectives de discussions de ce rapport.

Une méthodologie multi-approches pour éviter de s'enfermer sur un paramètre particulier du dossier et engager une discussion d'ensemble

Le travail a été mené en croisant différentes approches.

Tout d'abord la commission de travail s'appuyait sur une commission large représentant les différentes parties au débat puisqu'il s'agissait d'élaborer un consensus éclairé.

Cette commission plurielle à l'image de celles du Grenelle de l'environnement a pu piloter un travail de modélisation mettant en concurrence plusieurs modèles à l'architecture différente sous des hypothèses communes de cadrage notamment macro économiques. Ces exercices de modélisation ont été conçus dans des scénarios définis autour des engagements de réduction des émissions français. Le travail s'inscrivait clairement dans une perspective coût efficacité. Quel devait être le prix du carbone à introduire dans les modélisations pour obtenir une réduction donnée des émissions ?

Scénario de contraintes sur les émissions de GES	2020	2050	Accord international
	Objectif de réduction de l'Europe (base 1990)		
Scénario Europe seule	- 20 %	- 60 %	Aucun (valeur du carbone propre à l'Europe)
Scénario coordonné	- 30 %	- 80 %	Objectif 550 ppme (valeur du carbone unique à l'échelle mondiale)
Scénario mondial volontariste			Objectif 450 ppme (valeur du carbone unique à l'échelle mondiale)

Source : Centre d'analyse stratégique

Les résultats divers des modèles ont pu être interprétés avec les équipes de recherche en mettant en évidence les spécificités des hypothèses retenues dans la compréhension des évolutions du secteur énergétique.

Ces résultats ont été ensuite confrontés,

- d'une part à différentes valeurs provenant de nombreuses recensions d'études aux approches méthodologiques différentes (coût social du carbone renvoyant aux coûts anticipés du réchauffement climatique, coût d'évitement renvoyant aux coûts des solutions permettant de réduire les émissions),

- d'autre part à des exercices purement théoriques permettant dans des cadres d'analyse simple et maîtrisable de penser et comprendre ce que pourrait être une trajectoire optimale du prix du carbone pour atteindre les objectifs fixés. Ce dernier exercice devait permettre d'apporter des éléments d'arbitrage sur les trajectoires très différenciées calculées par les modèles.

¹ Le rapport Stern avait en effet retenu un taux d'actualisation (1,4 %) très faible au regard des standards habituellement utilisés, ce qui avait fait l'objet de vives controverses dans la communauté des économistes. Voir le rapport présidé par Alain Quinet pour une présentation synthétique des principaux arguments du débat.

Enfin, il était incontournable de tirer partie des signaux prix affichés par le marché ETS qui couvre près de 50% des émissions européennes de CO2 ainsi que des travaux d'analyse et de prospective menés sur ce marché. Ces signaux prix même si ils restent partiels (et encore aujourd'hui trop limités et incertains) pour donner une vision globale des contraintes que font peser les objectifs de réduction sur l'économie, ils révèlent malgré tout le coût associé à la contrainte qu'on fait supporter au système économique, compte tenu du degré de liberté laissé aux acteurs pour gérer cette contrainte. Ils révèlent que les coûts marginaux observés ex post dans le système industriel diffèrent souvent de ceux estimés ex ante par les experts, donnent de nombreuses informations utiles sur les déterminants de la valeur du carbone (températures, précipitations, prix de l'énergie, perspectives de croissance économique et de production industrielle, etc.). Ces éléments d'information sont d'autant plus pertinents du point de vue économique que le marché ETS soit correctement encadré, que ce dernier s'interconnecte avec les autres marchés du carbone, que la lisibilité sur la gouvernance d'ensemble soit assurée, etc.

	2005	2006	2007
Quota au comptant (<i>spot</i>) - pour la phase I (2005-2007)	22,79 €	17,64 €	0,66 €
Contrats à terme (<i>futures</i>) – phase II (2008-2012)			
- livraison fin 2008	21,78 €	20,49 €	19,57 €
- livraison fin 2012	22,26 €	22,60 €	21,65 €

Source : Mission Climat de la Caisse des dépôts

Tableau: Les prix annuels moyens de la tonne de CO2 sur le marché européen

C'est sur la base de ces différents travaux que la commission présidée par Alain Quinet a pu converger sur une trajectoire.

Les conclusions de l'exercice de simulation contrôle des modèles Pôles, Imaclim et Gemini.

- Mobilisation de trois modèles aux caractéristiques différentes :

Équipe	Modèle	Famille	Caractéristiques
LEPII	POLES	Modèle d'équilibre partiel du système énergétique	Par région (47), simulation de la demande énergétique, des choix technologiques et de l'équilibre des marchés énergétiques
C-ORDEE & MEDAD	GEMINI E3	Modèle d'équilibre général calculable de l'économie mondiale	Par région (14) et par secteur (18), description des ressources : production (travail, énergie, capital, etc.)/ importations et emplois : consommations, exportations, investissements. Calcul des échanges internationaux de biens et de services et des émissions de GES des activités économiques
CIRED	IMACLIM-R	Modèle d'équilibre général hybride	Description de la croissance comme succession d'équilibres généraux annuels en prix et en quantités physiques (12 régions/12 secteurs), reliés par des modules dynamiques technico-économiques sectoriels (dynamique macroéconomique, évolution des styles de développement, progrès technique). Émissions : CO ₂ .

Source : LEPII, C-ORDEE, CIRED

Le rapport précise la spécificité de ces différents modèles, spécificités qui expliquent largement les différents résultats obtenus et l'interprétation qu'on peut en faire.

Le premier modèle comme le dernier sont des modèles qui décrivent le système énergétique contrairement au deuxième, un modèle d'équilibre général, qui tient compte des interrelations complexes du système économique (ce que n'offrent pas les premiers) mais qui ne permet pas d'entrer dans la spécificité du secteur énergétique et d'appréhender finement les effets de politiques énergétiques différenciées.

Le premier modèle conduit à des valeurs qui sont de plus en plus fortes avec le durcissement des contraintes.

Le second conduit à des valeurs moins élevées en raison sans doute d'effets de rétroaction mieux anticipées

Le troisième conduit à des courbes de la valeur du carbone de nature très différente des deux autres. Les valeurs carbonées dans ce modèle ont en effet tendance à croître sur une première période pour décroître ensuite sur le long terme. Cela s'explique en raison par la prise en compte des analyses des dynamiques discontinues des innovations et des effets de seuils. On donne alors du poids à l'idée que le signal prix n'est généralement pas suffisant à court terme pour orienter le système de production et changer les comportements. Pour faire bouger le système, il faut dès lors supposer des prix plus élevés en début de période. Ceux-ci modifient la structure du secteur, et une fois le changement de trend opéré, le signal prix sur la longue période retrouvant une certaine efficacité peut au contraire être plus faible. On trouvera résumées ci-dessous les valeurs issues de ces modèles.

	Scénario Europe Seule UE €/tCO ₂	Scénario coordonné - 550 ppme €/tCO ₂	Scénario mondial volontariste - 450 ppme €/tCO ₂	Prix pétrole \$/b
En 2010				
POLES	10			
GEMINI-E3	1			
IMACLIM-R	45			
Moyenne	19			
Valeur tutélaire Boiteux	32			
En 2020				
POLES	26	9	16	79
GEMINI-E3	25	4	13	57
IMACLIM-R	95	30	100	93
Moyenne	49	14	43	76
Valeur tutélaire Boiteux		43		41
En 2030				
POLES	97	23	57	96
GEMINI-E3	58	10	42	62
IMACLIM-R	150	55	160	94
Moyenne	102	29	86	84
Valeur tutélaire Boiteux		58		50
En 2050				
POLES	319	85	682	130
GEMINI-E3	446	62	339	60
IMACLIM-R	130	60	200	114
Moyenne	298	69	407	101
Valeur tutélaire Boiteux		104		74

Source : modèles POLE, IMACLIM, GEMINI-E3

Comment converger vers un ordre de grandeur face à la myriade des valeurs possibles

D'une part, le rapport a pu s'appuyer sur une recension des études disponibles menée par la commission européenne².

D'autre part les débats du groupe de travail ont intégré les référentiels qui ont pu être utilisés dans différentes administrations notamment l'administration britannique et européenne et tenu compte ainsi des arbitrages engagés par d'autres.

² On trouvera dans le rapport de la commission Quinet les tableaux de synthèses de ces différentes valeurs.

	France (Boîteux II)	Royaume-Uni (DEFRA)	Union européenne (a)	États-Unis (b)		
				IGSM	MERGE	MiniCAM
2010	32	40 (27,6 £)		nd	nd	nd
2020	43	49 (33,6 £)	40 [17-70]	54	23	20
2030	58	60 (40,9 £)	55 [22-70]	81	40	36
2050	104	88 (60,8 £)	85 [20-180]	177	120	98
Objectif ppme	Nc	450-550	450	550* (c)	550*	550*
Taux actualisation	8 %	3,5 %	4 %	(3-7 %) (d)		
Croissance de la valeur carbone	3 %	2 %	2,5 % (e)	4 % (f)	5,7 %	5,4 %

Tableau : Synthèse des valeurs du carbone élaborées par les institutions officielles (en euros 2008)

Ce tableau de synthèse présente l'intérêt de juxtaposer les valeurs de références du carbone (compte tenu des objectifs de réduction envisagés par les administrations) au taux d'actualisation en vigueur et aux règles de croissance de la valeur carbone. C'est un point important dans le cadre de la révision du taux d'actualisation qui s'engage aujourd'hui.

Comme on peut le constater, il n'y a pas de relation simple entre cette règle d'évolution et le taux d'actualisation. On notera que toutes les administrations retiennent une valeur croissante dans le temps, à un taux compris entre 2 % et 5 %, et que ce taux est en général légèrement plus faible que le taux d'actualisation. Une étude plus exhaustive resterait à mener. Cette question qui n'a pas fait l'objet de travaux spécifiques par ailleurs est dans le rapport Quinet un élément décisif de l'arbitrage.

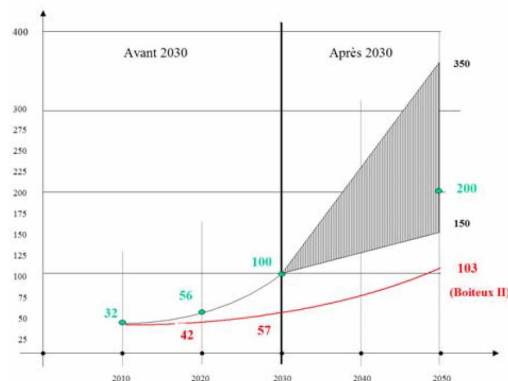
Cette position conduit à faire en sorte que dans les calculs l'actualisation n'écrase pas trop rapidement de la valeur carbone.

Les questions vives qui ont marqué l'élaboration du référentiel :

La procédure qui a été retenue consistait à scinder les arbitrages en se focalisant en premier lieu sur la valeur cible à atteindre en 2030 et, en second lieu, d'obtenir sur cette base les autres valeurs (2010 et 2050) en se référant non pas aux diverses valeurs trop volatiles dans les modèles et études mais aux règles d'évolution de la valeur sur laquelle une approche plus théorique était possible

La valeur cible 2030

La valeur de 100 euros, valeur au caractère symbolique, qui sans être une valeur moyenne ou provenant de tel ou tel modèle qui aurait été jugé meilleur qu'un autre, est apparu comme raisonnable aux différents experts dans une perspective volontariste.



Restait à se prononcer sur les règles d'évolution.

Après 2030

L'évolution post 2030 ne posait guère de problème. La commission a clairement utilisé les règles théoriques développées en économie de l'environnement considérant que la question du changement climatique pouvait être ramenée aux règles de gestion dans le temps d'une ressource rare (règle d'Hotelling). Il suffit en effet de considérer, en première approximation, que la collectivité dispose, compte tenu de ses engagements, d'une réserve de carbone susceptible d'être utilisée. La collectivité a donc le choix, et c'est un problème classique, entre émettre aujourd'hui ou demain une tonne de CO₂. En retenant et amendant à la marge cette règle il était possible de s'affranchir des évolutions très contrastées des modèles dont la pertinence perd de plus de sa finesse au fur et à mesure qu'on s'éloigne dans le temps.

- La règle d'Hotelling ajustée ? :

Prise en compte du taux d'absorption du CO₂

Toutefois, l'application de cette règle peut être discutée en raison de la complexité du mécanisme de l'effet de serre. Un modèle classique à la Hotelling n'appréhende pas correctement les mécanismes de l'effet de serre : tout d'abord le CO₂ n'est pas le seul gaz à effet de serre émis dans l'atmosphère, par ailleurs, l'effet de serre n'est pas lié aux émissions de CO₂ mais bien au stock présent dans l'atmosphère que les émissions contribuent à alimenter. Il y a bien un effet cumulatif à prendre en compte. Enfin et surtout, il existe une assimilation naturelle du carbone qui peut conduire à modifier au cours du temps le stock contraint sur lequel on raisonne. Ces éléments ne sont pas sans incidence sur le raisonnement puisque la prise en compte du mécanisme d'absorption naturelle du CO₂ (Voire modèle de K. Schubert) conduit à se référer à un taux plus élevé que le taux d'actualisation. Si on considère que le taux d'absorption est faible par rapport au taux d'actualisation, la règle de Hotelling est une bonne approximation. Si on considère au contraire que ce taux d'absorption est important, la règle doit être infléchie. Par ailleurs, plus on considère un taux d'actualisation faible, plus la question de l'absorption devient essentielle dans le calcul.

Prise en compte de l'incertitude

De manière plus radicale que le point précédent, la prise en compte de l'incertitude dans les modèles permet de justifier une augmentation de la valeur initiale du carbone (Voir Gollier Baumstark) et de retenir un taux de croissance de la valeur plus faible que celui retenu dans la règle de Hotelling. Elle induit donc aussi une modification de la règle de la croissance de la valeur carbone au taux d'actualisation.

La commission a considéré, par pragmatisme, qu'il fallait lisser les efforts, a estimé ensuite que ces deux phénomènes contraires pouvaient in fine se compenser (ou que leur solde pouvait rester du second ordre) et a finalement retenu une règle d'évolution à la Hotelling (croissance de la valeur carbone fixée au niveau du taux d'actualisation) et l'a calé sur 4 %, soit le taux d'actualisation public français recommandé en 2005 par le rapport Lebègue.

L'application de la règle de Hotelling, à compter de 2030 et jusqu'en 2050, conduit à un ordre de grandeur de 200 euros, cohérent avec un objectif de 450 ppme, comme en témoigne la fourchette des valeurs produites par les modèles. Le rapport propose, compte tenu des incertitudes de retenir une fourchette asymétrique et recommandait de procéder à des tests de sensibilité sur les 2 bornes de l'intervalle retenues (150-350)

Avant 2030

La discussion sur la règle d'évolution sur la période en amont de 2030 a été biaisée par des considérations relatives à la valeur initiale à retenir du carbone qui, elle, faisait beaucoup plus

difficulté en raison d'une connexion délicate avec les valeurs du marché ETS (relativement faibles) et des implications possibles de ce référentiel sur une éventuelle taxe carbone. Les préoccupations portaient davantage sur ce qui était considérée comme acceptable socialement et/ou politiquement que sur la cohérence de la démarche pour parvenir à ce résultat.

Pour avancer dans l'arbitrage deux scénarios ont été mis en concurrence

Le premier scénario consistait à appliquer « mécaniquement » la règle de Hotelling, avec un taux d'actualisation de 4 % par an. Cela supposait, pour atteindre 100 euros en 2030, de partir d'une valeur du carbone de 45 euros en 2010. Un tel « saut » aurait permis d'intégrer un effet de précaution, compte tenu des incertitudes sur le progrès technique et du fait que le coût des dommages est aussi fonction de la trajectoire retenue. Retenir ce scénario posait cependant deux types de problèmes : le premier de cohérence dans le temps de l'action publique (qui jusqu'à aujourd'hui affichait une valeur du CO₂ de 27 euros la tonne) et le second de transition en concentrant sur une seule année, 2010 en l'occurrence, le changement de référentiel ;

Le second scénario consistait à s'écarter de toute référence théorique et à partir de la valeur Boiteux proposé en 2010 pour rejoindre la valeur pivot de 100 euros en 2030. Ce scénario s'écarterait de la règle de Hotelling en début de période pour privilégier un rattrapage progressif vers la valeur de 100 euros en 2030. Ce second scénario reposait sur l'idée que la transition vers une valeur du carbone élevée devait être progressive pour deux raisons : exploiter en priorité les gisements d'abattement à faibles coûts aujourd'hui disponibles ; ne pas peser sur la croissance et faciliter la gestion des transitions économiques, sociales et professionnelles. Le taux d'évolution implicite retenu de la valeur carbone était dès lors de 5,8% sur la période 2010-2030, la valeur initiale proposée restant calée sur celle de Boiteux II (32€)

Les différentes négociations ont conduit à retenir le second scénario même si une partie importante de la commission plaidait au contraire pour le scénario.

Mise en perspective

L'analyse qui précède met en lumière les grands arbitrages à réaliser. On peut les résumer autour de trois points.

- Le niveau de la cible à atteindre en 2030
- Les règles de croissance de la valeur carbone à appliquer
- L'articulation avec le taux d'actualisation public

Compte tenu des avancées des réflexions et décisions (Rapport Gollier sur la prise en compte du risque) sur le système d'actualisation, une nouvelle question se pose sur le référent à utiliser pour le système d'actualisation : faut-il considérer le taux sans risque ou un taux intégré, comprenant une prime de risque systémique ?

Sur la valeur cible 2030

La trajectoire retenue dans le rapport Quinet reposait sur des engagements politiques de réduction des émissions de CO₂ qui demeurent encore aujourd'hui valides et qui ne semblent pas devoir être remis en cause. Il n'y a donc pas de raison suffisante de réengager un tel travail même si l'on peut considérer d'une part que la crise économique mondiale d'une ampleur exceptionnelle, et d'autre part les conséquences des stratégies engagées par plusieurs pays notamment celles d'une sortie du nucléaire, peuvent modifier sensiblement les fondamentaux de l'économie (évolution du système énergétique, évolution de la croissance

économique à long terme). Mais le recul ne paraît pas encore suffisant aujourd'hui pour pouvoir objectiver de telles évolutions dans les modèles.

Les modifications qui pourraient être envisagées aujourd'hui, compte tenu des nouvelles simulations depuis 2008, conduiraient plutôt à baisser sensiblement l'ensemble de la trajectoire carbone. En effet, la crise qui perdure depuis 2008 a eu pour effet « favorable » de réduire les émissions de CO₂ mondiales par rapport à celles qui étaient anticipées et donc finalement de desserrer les contraintes pour atteindre les objectifs. Cependant, on a vu qu'une majorité avait estimé en 2008 que la valeur retenue était plutôt faible. On peut donc considérer que le choc conjoncturel actuel ne doit pas modifier les évolutions de long terme.

Sur la règle d'évolution

- Faut-il garder la référence de la règle d'Hotelling ?
- Faut-il garder la différence de traitement de la trajectoire de la valeur carbone avant 2030 et après 2030

Le premier point n'avait pas fait grande difficulté dans le groupe de travail en 2008, la réflexion s'appuyait sur une approche théorique relativement robuste même si des aménagements à la hausse comme à la baisse à cette règle d'évolution de la valeur carbone pouvaient être envisagés. Le groupe de travail actuel considère qu'il n'y a pas lieu de revenir sur cette discussion et de changer de cadre théorique. Il est toutefois intéressant de poursuivre les travaux théoriques sur les pistes qui ont été ouvertes à l'occasion de cette discussion.

Le second point apparaît beaucoup plus délicat car il repose sur un arbitrage qui faisait véritablement débat dans la précédente commission.

En effet, comme il est rappelé plus haut, c'est pour des raisons pragmatiques que la commission n'a pas appliqué la règle d'Hotelling sur toute la période (2010-2050) car elle conduisait à retenir une valeur initiale trop élevée ou à revenir sur la valeur pivot de 100 euros en la baissant. De nombreux arguments permettaient de légitimer cette valeur initiale plus élevée. Déjà se posait la question de la cohérence de l'ensemble de la démarche, cet écart à la règle n'ayant aucune justification théorique. Mais il y avait également d'autres raisons à garder une valeur initiale élevée : arguments écologiques pour afficher une cohérence avec les décisions ambitieuses du Grenelle de l'environnement, les résultats du modèle Imacim (CIRED) mettant en évidence la faiblesse de l'efficacité du signal prix en raison des inerties du système énergétique, les arguments théoriques autour de l'application du principe de précaution et une correcte appréhension de l'incertitude (Gollier, Godard).

Les valeurs sur le marché ETS (et les anticipations des experts) avaient joué comme une force de rappel pour en rester à une valeur Boiteux qui, une fois actualisée, restait d'un ordre de grandeur compatible avec les signaux prix observés.

L'ensemble de ces arguments demeure valide aujourd'hui et la difficulté de l'arbitrage reste entière, de manière sans doute plus exacerbée qu'en 2008 en raison de la crise. La baisse drastique actuelle observée sur le marché ETS ne semble pas devoir légitimer un ajustement à la baisse de la valeur initiale de 32 euros. La baisse observée aujourd'hui s'explique en grande partie par la situation économique européenne et mondiale de ces dernières années et surtout par des difficultés relatives à la gouvernance de ce marché et particulièrement sur les incertitudes qui pèsent sur sa pérennité. Le signal prix actuel très faible qui rend compte de ces incertitudes n'est pas en mesure de donner une indication claire sur la contrepartie économique que suppose la poursuite des engagements en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Par ailleurs, il faut garder à l'esprit que ce marché, même dans un fonctionnement optimal, ne traduit qu'une partie des contraintes, n'intégrant pas la totalité des

émissions (voir le rapport Quinet sur les discussions relatives à l'utilisation de l'information utile renvoyée par le marché ETS pour définir une valeur tutélaire du carbone).

Reste la question de rehausser éventuellement la valeur initiale.

On rappellera la sensibilité des calculs : l'application du 4% sur la période 2010-2030 conduisait à une valeur initiale (2010) de 45 €. Avec un taux de 3%, la valeur initiale en 2010 serait de l'ordre de 55 euros. (67 euros avec 2%).

La relation avec le taux d'actualisation

Le rapport A. Quinet avait retenu le principe, développé dans le rapport Lebègue, qui consiste à séparer la question de la prise en compte des aménités environnementales de long terme de celle de l'actualisation. Le taux d'actualisation n'écrase pas nécessairement ces valeurs futures si celles-ci croient dans le temps à un rythme qui leur est propre. Il n'est donc pas nécessaire de prendre un taux d'actualisation faible voire nul pour prendre en compte ces effets environnementaux, il suffit de considérer l'évolution du système de prix relatifs des différents biens dans le temps. C'est bien en jouant sur le prix relatif de la valeur du carbone qu'on intègre correctement le coût du changement climatique dans les calculs. Ce faisant, la commission donne à l'effet de serre un poids dans le calcul économique public qui n'est pas très éloigné de celui proposé par le rapport Stern qui utilise un taux d'actualisation très faible, puisque la valeur carbone du rapport Quinet croît dans le temps et n'est donc pas affectée totalement par le taux d'actualisation. Plusieurs taux de croissance peuvent être envisagés. Le rapport Quinet avait retenu la règle d'Hotelling qui apparaissait correspondre à la situation à traiter.

Une fois acceptée le référentiel de la règle d'Hotelling reste à choisir le taux à utiliser. Le rapport Quinet avait à l'époque retenu le taux d'actualisation sans risque considérant qu'il était, dans le calcul socio-économique, le taux d'intérêt de référence pour l'action publique. La question du risque n'intervenait pas à ce stade du raisonnement, même si on l'a vu l'introduction des considérations de risque lié à l'effet de serre conduisait à prendre une valeur initiale plus élevée et un taux de croissance de la valeur carbone plus faible que le taux d'actualisation.

L'introduction par le rapport Gollier (2010) d'une prime de risque systémique associée au taux d'actualisation sans risque pose la question de savoir si la croissance de la valeur carbone doit suivre le taux sans risque, ou au contraire le système d'actualisation comprenant le taux sans risque et la prime de risque. Le rapport Gollier explique que la prime de risque réintroduite dans le calcul économique repose sur la corrélation qu'il est possible d'établir entre les effets attendus du projet et les indicateurs de croissance économique. Si l'on considère que les émissions de CO₂ sont corrélées au PIB mondial, il y a un argument pour que le taux d'actualisation à prendre en compte pour déterminer la croissance de la valeur du carbone soit un taux complet intégrant au taux sans risque et la prime de risque (en prenant par exemple un beta égal à 1). Lors des discussions il a été évoqué un beta légèrement supérieur à 1 compte tenu de la forte corrélation entre les gains en carbone et l'activité économique.

Il serait utile de ce point de vue de reprendre les travaux théoriques en intégrant dans le modèle les effets d'incertitudes sur la croissance (en intégrant par exemple un mouvement brownien sur la croissance du PIB/tête) et de considérer l'impact sur la règle d'évolution du prix optimal du carbone.

Il faut avoir à l'esprit l'impact considérable que le choix du taux de croissance de la valeur carbone a dans le calcul économique.

Si le taux d'actualisation sans risque de référence retenu est faible. La croissance de la valeur carbone suivra ce rythme et ne sera pas affectée par l'actualisation. Par contre dans tous les projets dans lesquels sera intégrée une prime de risque systémique, conduisant de fait pour certains projets à des systèmes d'actualisation de 6-7% par exemple, le poids de la valeur du carbone sera considérablement affaibli dans les calculs.

Si l'on considère au contraire une prime de risque dans le cadrage de ce référentiel, avec un taux d'actualisation sans risque de 3% (et décroissant au cours du temps) et une prime de risque de 2 (et un beta fixé à 1), le taux de croissance de la valeur carbone dans le temps croîtrait à 5% (à 4% en retenant un taux d'actualisation sans risque de 2%). Le risque de voir les impacts de l'effet de serre minimisés dans l'analyse des projets est fortement réduit. Mais, plus encore, dans les projets où la prime de risque ne joue pas ou peu, la croissance de la valeur carbone pourrait être alors plus élevée que le système d'actualisation, ce qui renforcerait très fortement dans l'analyse économique les projets dégageant des gains de carbone important à long terme.

Au-delà des raisons théoriques qui restent à investiguer d'avantage il est clair que cette deuxième option apparaît plus en phase avec la volonté de prendre en compte dans les calculs les effets du changement climatique dont il faut remarquer que les incertitudes scientifiques sont de plus en plus faibles.

L'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique

Comment évaluer les coûts ?

Renaud Crassous, Fabien Roques¹

Bien que toutes les technologies de production électriques soient soumises à des aléas, avec des périodes d'indisponibilité forcées, l'insertion d'une part importante d'ENR intermittentes dans le système électrique fait émerger des questions nouvelles en matière d'ajustement du système et de coûts associés pour maintenir en toute situation le même niveau de qualité (tension, fréquence) et de fiabilité (coupures) de la fourniture en électricité.

Au-delà du recensement des problèmes techniques, plus ou moins aisés à gérer, leur examen approfondi pour évaluer les scénarios de long-terme nécessite à la fois :

- (i) suffisamment de chroniques combinées d'aléas climatiques et d'aléas de demande pour dimensionner les investissements sur les situations les plus difficiles à gérer,
- (ii) une description fine des réseaux de transport et de distribution, deux choses que les modèles de simulation n'incluent généralement pas.

Les travaux sur le sujet ont commencé à émerger seulement depuis quelques années, qu'il s'agisse de travaux académiques ou d'études de consultants du secteur électrique. Ces travaux montrent que l'insertion des ENR intermittentes soulève trois enjeux principaux :

- ***L'adaptation du parc à la courbe de charge résiduelle (Adequacy)*** : notamment des besoins éventuels de moyens de pointe supplémentaires selon le degré de corrélation entre la demande et le productible ENR². Par exemple pour l'éolien, les besoins de moyens de pointe dépendront du risque de subir une vague de froid associée à un épisode très peu venteux.
- ***L'ajustement en temps réel offre-demande (Balancing)*** : l'accroissement de la variabilité de la charge résiduelle, résultante des variations cumulées de la demande brute et de la production ENR, et de son incertitude au regard de la fiabilité des prévisions implique des besoins supplémentaires de flexibilité et de réserves ;

¹ Le contenu de cette note n'engage que les deux auteurs à titre personnel. Il ne saurait représenter l'avis des organisations qui les emploient, ni l'avis des personnes ayant aimablement accepté d'apporter leur éclairage et leur analyse à son amélioration, notamment dans le cadre du groupe d'experts du DNTE.

² Ces besoins sont généralement identifiés sous le terme de « back-up » car ils correspondent au besoin de maintenir la puissance garantie au bon niveau pour conserver le même critère de défaillance.

- **Le renforcement des réseaux** : au-delà du simple coût de raccordement, les besoins de renforcement de ceux-ci croissent avec la puissance installée³, pour permettre le foisonnement et le maintien de la qualité de la fourniture (puissance installée x5 ou 6 pour PV et x3 pour éolien terrestre par rapport à un équivalent base thermique) ;

Sur ces trois rubriques, il existe des marges d'ajustement dans les systèmes existants: capacités hydroélectriques, interconnexions avec les pays voisins, flexibilité du parc thermique et nucléaire existant, marges d'utilisation des réseaux. Certains pays sont d'ailleurs mieux placés pour accueillir une part significative d'ENR intermittentes, si bien que les aménagements supplémentaires et les coûts associés n'y apparaissent que pour des taux de pénétration dans le mix plus élevés.

Ainsi au Danemark, l'éolien a représenté 28,1% de la consommation d'électricité en 2011⁴ ; pour gérer cette forte pénétration dans le mix, le pays dispose de plus d'interconnexions (5000 MW) avec les pays nordiques voisins fortement équipés en hydroélectricité que de puissance éolienne installée (de l'ordre de 4000 MW), pour une demande de pointe de l'ordre de 6300 MW. En Espagne et au Portugal, la part de l'éolien a dépassé 15% en énergie, avec 26 GW installés, pour une capacité de 22 GW d'hydraulique et un suréquipement en cycles combinés à gaz. Tous les pays européens ne sont cependant pas aussi bien placés du point de vue de la « flexibilité existante » dans le système actuel et donc devront faire face à des coûts d'adaptation à des taux de pénétration d'ENR intermittentes inférieurs.

L'objet de cette note est d'ébaucher une synthèse des références économiques disponibles sur les coûts associés au déploiement des ENR intermittentes. Nous suivrons ici les trois types d'ajustement définis précédemment : les coûts liés à l'adaptation du parc à la courbe de charge résiduelle (Adequacy), les coûts liés à l'ajustement en temps réel offre-demande (Balancing) ; et enfin les coûts liés au renforcement des réseaux⁵.

³ Les méthodes de développement des réseaux évoluent pour s'adapter aux caractéristiques des installations d'énergie renouvelable : en France par exemple, les ouvrages de renforcement prévus dans le cadre des S3REnR ne sont pas dimensionnés sur 100% de la Pmax mais tiennent compte d'un abattement de la puissance installée.

⁴ 2011 a représenté une année nettement plus ventée que 2010 avec une production +25% par rapport à 2010, pour une capacité ayant augmenté seulement de 4% à 3950 MW. En 2010, la part de l'éolien était de 22% de la consommation intérieure. Les données consolidées pour 2012 ne sont pas encore disponibles. (source : Danish Energy Agency)

⁵ Il y a une quatrième source de surcoûts moins liée à l'intermittence mais croissante avec le taux de pénétration : le fait qu'à partir d'un certain niveau de capacité installée, il faille commencer à déverser une partie du productible lorsque la production éolienne est élevée et la demande modérée. Dit autrement, l'éolienne marginale ne peut valoriser qu'une partie de sa production, sauf à construire un moyen de stockage ou un renforcement supplémentaire du réseau (interne et/ou interconnexions).

1. Adaptation du parc

Pour optimiser les investissements du parc électrique en fonction de la demande, on se réfère à une courbe appelée la monotone de puissance, qui montre la puissance appelée lors des 8760 heures de l'année, par ordre décroissant. On en déduit alors les besoins en moyens de base, de semi-base et de pointe.

Lorsque l'on insère une part importante d'ENR intermittentes, il faut croiser sur de nombreuses années les chroniques météo qui permettent de reconstituer la production ENR et les chroniques de demande, pour recalculer la monotone de puissance à laquelle le reste du parc devra in fine répondre une fois la production ENR fatale déduite.

Les courbes des figures 1 et 2 suivantes schématisent la déformation de cette monotone de puissance dans le cas d'un mix électrique à 30% d'énergie éolienne ou 30% d'énergie solaire PV en France :

- en noir la monotone de charge de la demande totale,
- en bleu la monotone de charge résiduelle, reclassée, quand on déduit la production des ENR intermittentes.

Dans le cas de l'éolien, la nouvelle monotone est globalement déplacée vers le bas avec une modification de sa pente traduisant le fait qu'il ya – en moyenne – 50% de vent en plus l'hiver que l'été. Aux extrémités apparaissent deux phénomènes :

- Des épisodes avec peu de demande et beaucoup de vent (à droite en rouge), qui nécessiteront un arbitrage économique entre l'exportation de la production excédentaire par les interconnexions (sous réserve que nos voisins européens ne soient pas dans la même situation de surplus de production à coût marginal nul, et que des interconnexions suffisantes aient pu être développées dans des conditions économiques satisfaisantes), ou l'interruption de certains moyens de production (parmi les parcs éoliens et/ou parmi les moyens de base en fonctionnement avant ou après l'épisode de fort vent/faible demande).
- Des épisodes avec une forte demande et peu de vent (complètement à gauche), qui maintiennent la pointe de demande nette à un niveau quasiment aussi élevé que sans production ENR intermittentes.

Figure 1 : courbe de charge résiduelle et coûts de production avec et sans ENR (cas de 30% d'éolien)

Figure 4.1D: Residual load duration curves and electricity generation cost with and without variable renewables: the case of 30% wind penetration

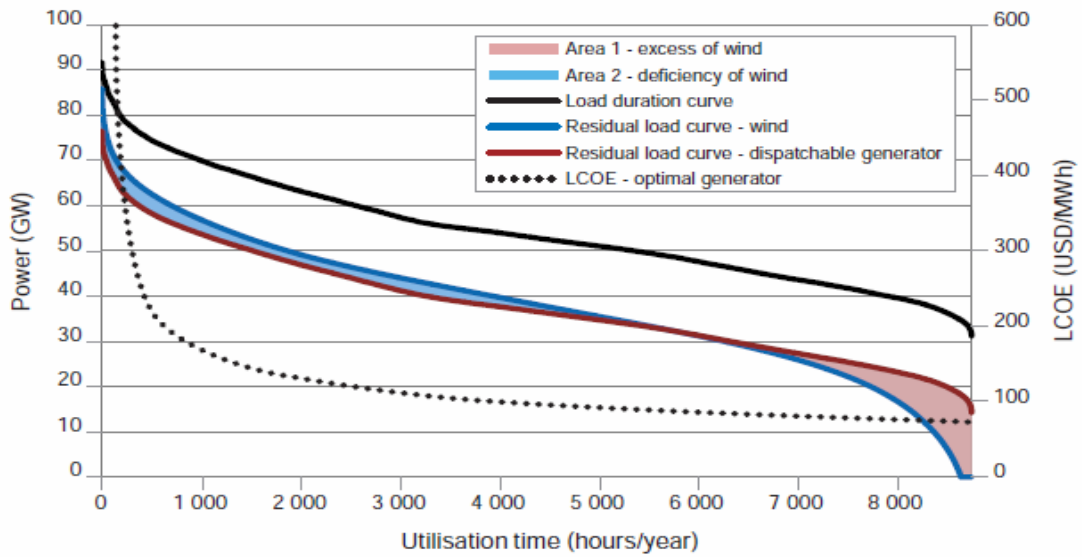
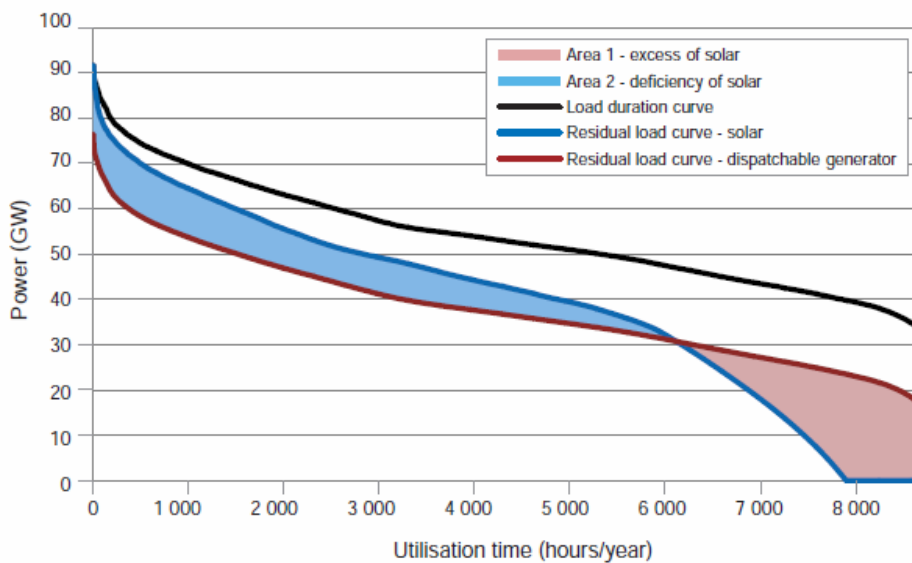


Figure 2 : courbe de charge résiduelle et coûts de production avec et sans ENR (cas de 30% de solaire)

Figure 4.2D: Residual load duration curves and electricity generation cost with and without variable renewables: the case of solar 30% penetration



Source : OCDE/NEA, 2012.

Du point de vue des investissements, on peut en déduire que l'insertion de l'éolien induit une baisse du besoin de semi-base et de base et une hausse des besoins de moyens de pointe.

A titre d'ordre de grandeur, en nous inspirant de ces courbes, pour 1 kW d'éolien, la baisse de capacité de la base et de la semi-base pourrait être de l'ordre de -0,3 kW (l'éolien a un facteur de charge moyen de 25%, 30% en hiver, 20% en été, donc permettrait de substituer par exemple -0,2 kW de base et -0,1 kW de semi-base), tandis que le besoin supplémentaire de pointe serait compris entre +0,1 et +0,3 kW de pointe, selon la « puissance garantie » que l'on peut estimer à la pointe⁶.

Cette puissance garantie se réduit progressivement avec la croissance de la part de l'éolien dans le mix, car le « paysage de pointe » évolue, au fur et à mesure que l'aléa éolien prend de l'importance à côté de l'aléa de la température.

Du point de vue économique, pour 1 kW d'éolien installé, il faudra ajouter entre 0,1 et 0,3 kW de moyen de pointe coûtant de l'ordre de 70 €/kW.an en investissement, soit l'équivalent de 7 à 21 €/an (voir Figure 3 sur la question du crédit de capacité de l'éolien en fonction de sa part dans le mix). Ramenée au MWh produit (1 kW d'éolien terrestre produit en moyenne 2,2 MWh/an), l'investissement en back-up coûtera entre +3 et +9 €/MWh.

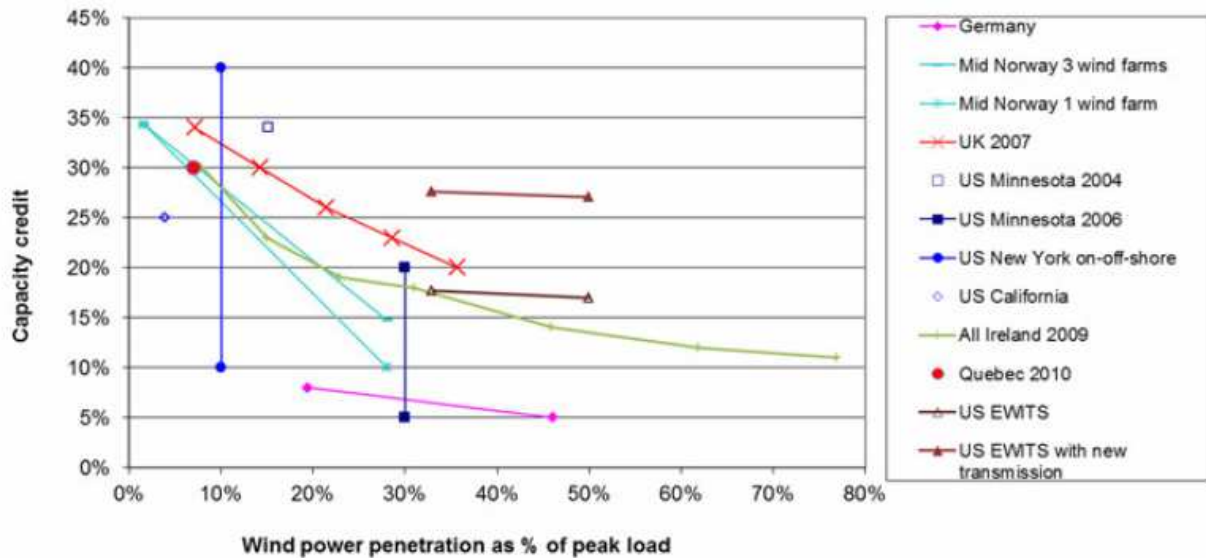
A ce coût d'investissement il faudra ajouter le coût variable total (qui dépendra du nombre d'heures d'appel de ces moyens de pointe, qu'il est a priori difficile de détailler simplement - à titre d'exemple, le coût au MWh d'une TAC double pour une durée d'utilisation de l'ordre de 250h) et y retrancher le coût variable des MWh de base et semi-base substitués par la TAC.

Le coût total du back-up sera donc vraisemblablement entre +4 et +15 €/MWh éolien, selon le taux de pénétration⁷.

⁶ La somme algébrique des capacités en moins et en plus fournit ce que l'on appelle le « crédit de capacité ».

⁷ Ce calcul est une estimation simplifiée, pour faire un calcul rigoureux du capacity credit il faut simuler et comparer le coût des deux systèmes – avec ou sans ENR intermittente- à l'équilibre.

Figure 3: Récapitulatif des études sur le crédit de capacité de l'éolien en fonction de la part dans le mix



Source : IEA Wind Task 25, 2013.

NdA : la comparaison entre les études reportées ici est rendue difficile par les différences de définition du 'capacity credit', ce qui est intéressant porte sur la décroissance du 'capacity credit' au sein de chaque étude

Pour le solaire photovoltaïque, le traitement de cette question est plus direct, car la puissance garantie à la pointe est systématiquement nulle en France et dans tous les pays qui ont une pointe d'hiver en fin de journée⁸ : il n'y a pas de soleil à 19h en hiver, la pointe résiduelle reste strictement aussi haute que sans PV (cf. figure 2). Si l'on suppose qu'1 kW de PV évite la construction de l'ordre de 0,15 kW de moyens thermique base (qui auraient été disponibles à la pointe), il faudra en même temps construire 0,15 kW de back-up supplémentaire. Avec le même type de calcul que ci-dessus, on obtient pour 1 kW de PV installé un coût de $0,15 \times 70 \text{ kW.an} = 10,5 \text{ €/an}$ pour une production de l'ordre de 1,3 MWh, soit +8 €/MWh. En ajoutant les coûts variables, le coût total du back-up devrait se situer entre 10 à 15 €/MWh.

Pour des taux de pénétration modérés, les capacités existantes de toute nature et leur flexibilité propre permettent d'absorber la variabilité – non sans coût additionnel pour le système puisque l'on réduit la rentabilité de ces moyens (coûts O&M croissants, baisse du facteur de charge). Cette flexibilité pré-existante atteint ses limites à des taux de pénétration élevés des ENR intermittents et dépend également de considérations sur l'évolution de la demande totale et de sa thermo-sensibilité ou, plus généralement, de l'évolution de la demande de pointe, ainsi que de celle du potentiel d'effacement, et de sa réalisation.

⁸ Cette pointe du soir en hiver est liée à la concomitance des usages domestiques et tertiaires, dont l'éclairage, même dans les pays qui n'ont pas développé les usages thermiques de l'électricité

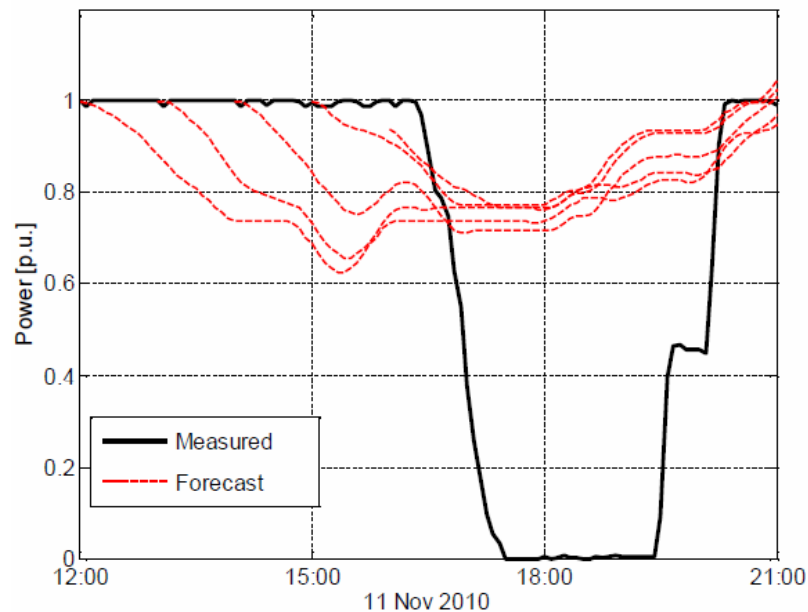
2. Ajustement en temps réel

Les coûts associés à cette rubrique viennent de deux ajustements induits par l'intermittence :

- Une augmentation de la variabilité de la demande résiduelle adressée au parc thermique, qui induit plus de « démarrages à froid », un taux d'utilisation globalement plus faible et des coûts d'O&M à la hausse.
- Des imperfections dans la prévision de la production ENR intermittente, qui demande un ajustement à la hausse des réserves prévues pour faire face aux aléas à partir d'un certain niveau de pénétration (et en particulier aux événements de météorologie agitée à évolution rapide)

En matière de variabilité, l'éolien peut bénéficier d'un certain foisonnement entre régions lorsque le réseau le permet. Ce foisonnement se voit dans les différences d'écart-type de la variation horaire de la production éolienne dans les différents pays (Roques et al., 2010) : en Irlande ou au Danemark, petits pays avec peu de foisonnement, cet écart-type est de l'ordre de 3%, environ le double de l'écart-type dans les pays plus vastes (1,8% pour la France et l'Espagne). L'écart-type ne donne cependant qu'une vision moyenne de la variabilité, le dimensionnement des capacités d'ajustement et des réserves nécessaires doit prendre en compte les événements extrêmes. Comme le montre la Figure 4, dans les petits systèmes comme le Danemark ou l'Irlande, les chroniques de vent montrent que la variation peut dépasser occasionnellement 15-20% de la puissance installée en 1h et atteindre 90% de la puissance installée en 12h. C'est en particulier le cas lors des épisodes de vent très fort au-delà du seuil d'arrêt de sécurité des éoliennes, dont l'ampleur et l'heure d'arrivée sur le territoire restent incertains même à court-terme.

Figure 4 : Exemple de difficulté de prévision de la production éolienne – variations sur une journée au Danemark

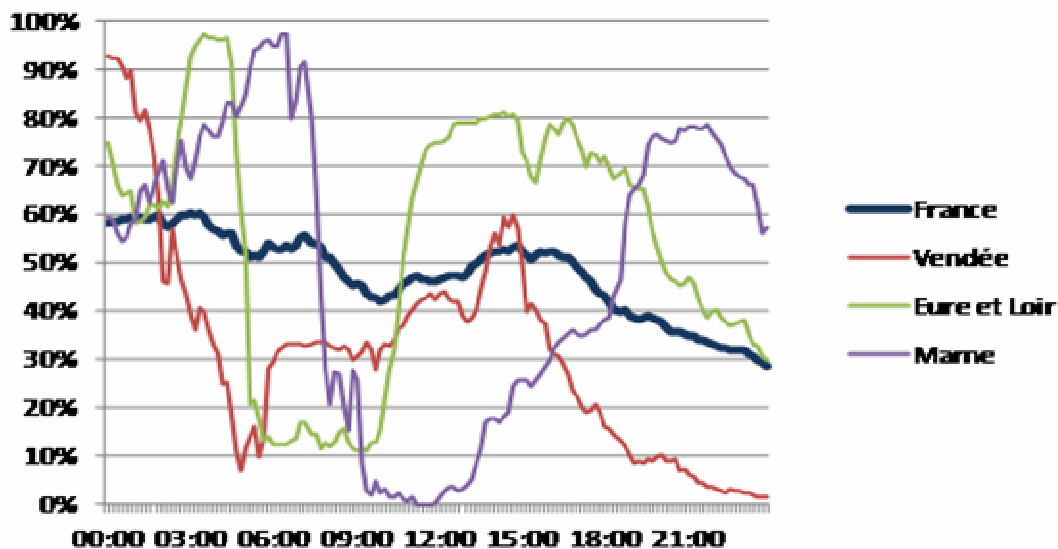


Source : AIE Task Force 25, 2013.

A la différence du Danemark, la France dispose d'un territoire étendu, qui rend peu probable des phénomènes aussi massifs que celui mis en exemple.

La figure 5 ci-dessous illustre par exemple ce qui s'est passé lors du passage de la tempête Xynthia le 28/02/2010, où, suivant le trajet de la tempête, les éoliennes vendéennes se sont arrêtées en début de nuit, celles de la Beauce en début de matinée et celles de Champagne en milieu de matinée. Au total, à l'échelle de la France, le profil de production pour le système entier est resté relativement plat ; c'est précisément pour bénéficier de cet effet de foisonnement que des renforcements de réseau (internes aux pays et interconnexions) seront nécessaires pour des taux de pénétration plus élevés.

Figure 5 : production éolienne en France le jour du passage de la tempête Xynthia (28/02/2010)



L'estimation des coûts associés à cette variabilité n'est pas chose aisée hors d'un modèle détaillé de gestion horaire du parc électrique. Les estimations disponibles dans la littérature pour une part de l'éolien de l'ordre de 20% du mix font état de coûts compris entre 2 et 5 €/MWh (AIE, EWITS). Ces coûts (€/MWh) sont croissants avec le taux de pénétration des moyens intermittents.

Pour le solaire photovoltaïque, il est fréquent de connaître des variations rapides, puisqu'en été, la production peut passer de 0 à 100 % de la puissance installée en quelques heures. Le besoin de variabilité du reste du parc de production est alors nettement plus élevé. En Allemagne, les rampes quotidiennes ont crû fortement ces dernières années, avec l'installation de 30 GW de solaire PV pour une demande médiane de 55 GW. A l'horizon 2020, pour 52 GW de PV, IHS CERA projette des besoins de rampe horaire de 20 GW en Allemagne.

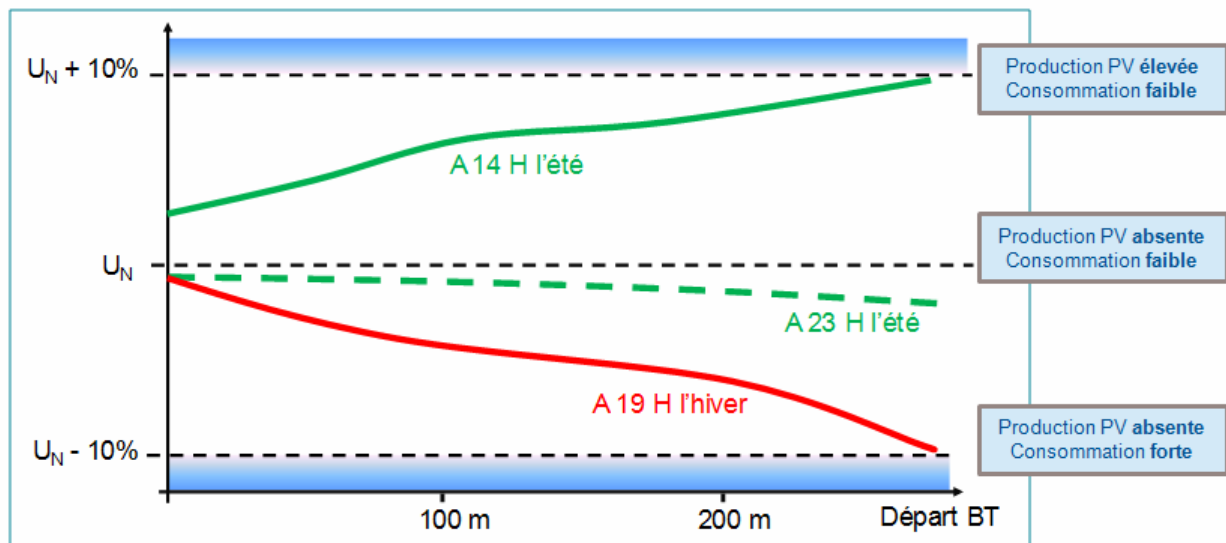
3. Renforcement des réseaux

Le renforcement des réseaux lié aux ENR recouvre plusieurs besoins :

- La nécessité d'acheminer l'énergie sur longue distance lorsque la ressource est éloignée des lieux de consommation, qui augmente la part « réseau » imputable à tout type d'énergie : c'est le cas pour l'éolien pour relier les plaines ventées du Mid-West à la côte (1500 km dans l'étude EWITS) ou en Chine des provinces du Nord-Ouest vers les villes côtières (≈ 1500 km aussi). Ce besoin n'est pas lié à l'intermittence elle-même. Ils introduisent un surcoût notamment du fait que le facteur de charge des ces lignes dédiées aux moyens de production intermittents reste faible (en comparaison des raccordements de moyens de base ou semi-base). Par exemple en Allemagne, DENA prévoit que les gestionnaires de réseau devront investir 20 Mrds€ pour le raccordement des fermes éoliennes à 2020⁹.
- Le développement nécessaire pour permettre le foisonnement et l'évacuation de l'énergie. Comme la production n'est pas forcément synchrone avec la demande, le développement des réseaux nationaux de grand transport et des interconnexions sera la seule solution pour permettre une utilisation du surplus de production dans les périodes de faible demande et de forte vent/ fort ensoleillement. L'Allemagne disposait, fin 2012, de 60 GW de capacités intermittentes (30 GW éolien + 30 GW solaire PV) pour une demande médiane de 55 GW, ce qui implique déjà des besoins d'évacuation importants.
- Les renforcements nécessaires pour garantir la stabilité et la qualité de la fourniture, par ex. la tenue de tension $\pm 10\%$ pour le réseau de distribution exige un renforcement dès qu'une capacité PV trop importante est installée sur une seule ligne, dimensionnée sur la demande de pointe en hiver (cf. figure 6)

⁹ En France ces coûts sont supportés par les développeurs, ce qui change leur affectation : ils se répercuteront sur le niveau des mécanismes de soutien au lieu d'être comptabilisés dans les coûts du gestionnaire de réseau.

Figure 6: schématisation du problème de tenue de tension avec une forte production PV non simultanée à la demande



Il est à noter que le besoin d'expansion du réseau n'est pas proportionnel à la puissance installée. Pour ce qui concerne le réseau de transport, les renforcements HTB sont dimensionnés en énergie et non pas en puissance. Et les ENR intermittentes se caractérisent par une monotone de production très différente des installations conventionnelles, ce qui conduit à adapter les méthodes de développement des réseaux de façon à optimiser les coûts pour la collectivité (règle N-1, écrêtage à un coefficient d'abattement de la puissance maximale installée etc.). Le chiffrage des coûts de renforcement des réseaux n'est guère accessible sans une modélisation fine du réseau existant. Il faut comparer les coûts réseaux dans deux scénarios de développement optimal du réseau avec ou sans intermittence. On ne peut à ce stade que se référer aux études existantes dans les différents pays recensés ci-dessous, en traitant les chiffres de ces études avec prudence, car les choix du taux d'actualisation et de la durée d'amortissement peuvent par exemple avoir un impact important sur l'évaluation.

- Pour des taux de pénétration modérés, entre 2 et 10 €/MWh

En France, pour ce qui concerne l'éolien terrestre et le solaire à l'horizon 2020 (soit environ 19 GW d'éolien et 8 GW de solaire planifiés à ce jour), les coûts à la charge par les opérateurs de réseau –estimés par leurs soins – sont de l'ordre de :

- Pour l'éolien terrestre, 1 Mrd€ sur le transport et 1 Mrds€ sur la distribution - soit un surcoût moyen de l'ordre de 4 €/MWh (annuité de 160M€/an pour 40 TWh)
- Pour le solaire, de l'ordre de 200 M€ sur le réseau de transport et 1 Mrds€ sur le réseau de distribution soit un surcoût moyen de l'ordre de 10 €/MWh (annuité de 100 M€ pour 10 TWh).

Aux USA, pour 20% d'éolien sur la partie Est du pays, l'étude EWITS projette des coûts compris entre 6 et 10 \$/MWh.

- Pour des taux de pénétration plus élevés, une hausse rapide des surcoûts réseau

En Allemagne, les projections officielles montrent des coûts de renforcement de réseau fortement croissant. La dernière étude des opérateurs de réseau, datée de 2012, évalue à 20 Mrds€ le plan THT à 2020 ; l'étude de l'agence DENA(fin 2012) sur le réseau de distribution évalue, dans le cas du scénario fédéral, des coûts de renforcement de 27,5 Mrd€ d'ici 2030 (cf. tableau ci-dessous). Ce scénario projette +25 GW de PV (soit + 25 TWh) et +30 GW d'éolien (soit + 55 TWh) supplémentaires par rapport aux capacités actuelles, ce qui porterait la production éolienne à environ 18% du mix et la production PV à 9% du mix. Cet exemple montre bien l'existence de seuils de coûts, pour l'Allemagne entre le niveau actuel de pénétration (environ 13% d'ENR intermittentes) et le niveau visé entre 2020 et 2030 (environ le double, à hauteur de 25-30%).

Figure 7: Synthèse des projections de coûts de renforcement des réseaux nécessaires pour accompagner la progression des ENR intermittentes en Allemagne (DENA,2012)

		Szenario NEP B 2012			Bundesländerszenario		
		bis 2015	bis 2020	bis 2030	bis 2015	bis 2020	bis 2030
Ausbau in Stromkreis-kilometern [km]	NS	38.673	44.746	51.563	41.242	47.624	57.299
	MS	19.828	42.855	72.051	29.711	71.002	117.227
	HS	2.676	6.173	11.094	3.017	10.255	18.445
Modifizierung bestehender Stromkreise [km]	HS	12.934	19.208	24.545	8.100	14.597	21.100
Zubau an Trafo-leistung [MVA]	MS/NS	5.860	6.876	16.036	12.856	14.107	33.977
	HS/MS	48.068	49.655	53.159	48.744	51.880	59.313
Zusätzliche Umspannwerke HS/HÖS	HS / HÖS	14	18	18	11	14	23
Investition [Mrd. €]	NS	2,6	3,0	3,6	2,8	3,2	4,2
	MS	3,2	5,2	7,8	4,1	7,7	12,0
	HS	5,6	10,2	16,1	6,5	15,8	26,3

4. Conclusion

L'insertion des ENR intermittentes reste un sujet nouveau, qui demande encore beaucoup d'investigations. Cette note ne prétend donc pas tirer des conclusions définitives sur le coût total de l'insertion de tel ou tel niveau d'intermittence. Les barres d'incertitudes restent importantes et les coûts d'insertion dépendent de multiples paramètres : technologies concernées, existence ou non d'une optimisation conjointe du réseau et des investissements de production, marges préexistantes, progrès technologiques, etc.

Les études existantes font apparaître des coûts croissants avec le taux de pénétration :

- pour des proportions modérées allant de quelques pourcents à 10 ou 15% (hors configurations particulières comme le Danemark), le système électrique semble pouvoir absorber l'intermittence sans investissements majeurs, avec les ajustements permis par les flexibilités « existantes » ;
- pour un taux de pénétration de l'ordre de 10 à 15% d'intermittence, dans la plupart des pays, les ajustements nécessaires impliquent des surcoûts pouvant atteindre entre 10 €/MWh et 30 €/MWh¹⁰, le solaire PV pouvant faire l'objet de surcoûts plus élevés que l'éolien (backcrédit de capacité nul dès le début, coûts de renforcement du réseau BT plus importants pour du PV diffus) :
 - o pour l'éolien, par exemple : adequacy 5 €/MWh ; balancing 2 €/MWh ; réseau 4 €/MWh
 - o pour le solaire PV, de l'ordre de : adequacy 12 €/MWh ; balancing 2 €/MWh ; réseau (probablement) 10 €/MWh.
- pour des taux de pénétration plus élevés, on manque d'études approfondies mais des coûts réseaux qui seront probablement en forte augmentation, compte tenu de la nécessité de construire à ces niveaux de capacités, des renforcements structurants THT importants. Les perspectives de percée technologiques sur les nouvelles technologies de stockage de l'électricité (batteries, hydrogène), encore loin de la compétitivité pour des usages réseau, changeraient ce diagnostic, le coût de ce stockage se substituant alors aux coûts d'insertion examinés ici.

Les études existantes, notamment dans le cas allemand, suggèrent que les coûts d'insertion des sources intermittentes deviennent très significatifs au-delà de certains niveaux de pénétration. L'absence d'évaluation précise de ces niveaux « seuils » et le caractère très diffus des coûts d'insertion (répartis entre les développeurs, les gestionnaires de réseau, les autres producteurs, les mécanismes de type « paiement de capacités », etc) plaident pour des études plus approfondies et partagées des conséquences de tel ou tel déploiement d'ENR intermittentes, afin d'en maîtriser les coûts potentiels pour la collectivité.

¹⁰ Pour EWITS (Est des USA), des coûts de 10 à 20 \$/MWh pour 20% d'éolien. Pour la Task Force AIE 25, de 10 à 25 \$/MWh.

Elements de bibliographie :

AIE, Wind Task 25, Design and operation of power systems with large amounts of wind power, Final summary report, 2009-2011. http://www.ieawind.org/task_25/PDF/T75.pdf

DENA, 2012, Abschlussbericht: dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 410p.

http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf

EWITS (Eastern Wind Integration and Transmission Study), 2011, prepared by Enex Corporation for the National Renewable Energy Laboratory, <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47078.pdf>

Energy Policy, Volume 38, Issue 7, Pages 3131-3846 (July 2010), Large-scale wind power in electricity markets with Regular Papers , Edited by Jean-Michel Glachant and Dominique Finon ; inclut Roques, F., Hiroux, C., Saguan, M, 2010, Optimal wind power deployment in Europe—A portfolio approach. <http://www.sciencedirect.com/science/journal/03014215/38/7>

OCDE/NEA, 2012, « Nuclear Energy and Renewables - System Effects in Low-carbon Electricity Systems, 252 pp., <http://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2012/system-effects-exec-sum.pdf>

Créé en 2008 auprès du ministre du Développement durable, le Conseil économique pour le développement durable a pour mission de mobiliser des références économiques pour éclairer les politiques de développement durable.

Outre le délégué interministériel au développement durable et le président délégué du Conseil d'analyse économique, membres de droit, ce Conseil est composé de vingt cinq membres reflétant la diversité de la recherche académique et de l'expertise des parties prenantes sur les thématiques économiques liées au développement durable.

Les services du ministère du Développement durable, notamment le Commissariat général au développement durable, sont étroitement associés aux travaux du Conseil.

Ces « contributions » établies dans le cadre de ses travaux, et diffusées pour stimuler le débat, n'engagent que leurs auteurs.

**Conseil économique
pour le
développement durable**

244, boulevard
Saint Germain
75007 Paris
Tel. : 01.40.81.21.22

**Directeur de la
publication**
Dominique Bureau

