

# Vers une gestion dynamique de la transition énergétique en France

Patrick CRIQUI, Sandrine MATHY

*EDDEN, Université Grenoble Alpes*

## Résumé

L'atteinte d'un objectif de long terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre peut donner lieu à l'élaboration de stratégies de décarbonisation très contrastées. Elles peuvent notamment privilégier une forte réduction de la demande d'énergie ou une forte décarbonisation de l'offre énergétique. Quelle que soit l'approche retenue, les incertitudes et obstacles à leur réalisation sont nombreux et il est tout à fait probable que la stratégie initialement élaborée doive être révisée au fil du temps. Cet article vise à proposer des modalités de gestion dynamique de la transition énergétique pour la définition de stratégies de décarbonisation en s'appuyant sur l'exemple de la stratégie de décarbonisation pour la France incarnée par la récente loi sur la Transition Énergétique pour la Croissance Verte.

## Mots Clés

Scénarios de décarbonisation, France, gestion dynamique, efficacité énergétique, énergie décarbonée

L'atteinte d'un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) peut donner lieu à l'élaboration de stratégies de décarbonisation très contrastées. Ces stratégies reposent sur la mise en œuvre d'un ensemble de solutions relevant toutes d'un savant dosage de changements de comportement, de développement technologique, de déploiement de politiques climatiques, d'arrangements institutionnels... En France, les options de décarbonisation pour atteindre le Facteur 4 (la division par 4 des émissions de GES en 2050 par rapport à 2010) se structurent selon deux grands piliers : la réduction de la consommation d'énergie finale et le développement accru de sources d'énergie décarbonée. Le degré de mobilisation de ces options est néanmoins teinté de fortes incertitudes. Les améliorations de l'efficacité énergétique dans le cadre d'une stratégie de réduction de la demande d'énergie pourraient être freinées par l'incapacité à en réduire les barrières financières et non financières (l'energy efficiency gap dans le jargon) et la décarbonisation de l'approvisionnement énergétique pourrait se heurter à des difficultés de mise en œuvre concernant l'acceptabilité sociale, les conflits d'usage, l'intégration au réseau des renouvelables, etc.

Cet article vise à proposer des modalités de gestion dynamique de la transition énergétique pour la définition de stratégies de décarbonisation. Dans une première partie nous décrivons le processus du Débat National sur la Transition Énergétique qui a permis d'aboutir à une structuration des stratégies de décarbonisation pour la France selon 4 trajectoires-type. La seconde partie se concentre sur deux de ces trajectoires et décrit les obstacles possibles à leur réalisation : la première intitulée « Efficacité » est en forte cohérence avec les objectifs de la loi sur la loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte et la seconde intitulée « Diversité » apparaît comme un « second-best » de cette première trajectoire. La dernière partie propose des modalités institutionnelles en termes de gestion dynamique de la transition qui seraient utiles dans une démarche d'ajustement en temps réel de la stratégie de décarbonisation.

## Du Débat National sur la Transition Énergétique à la loi de Transition Énergétique pour le Croissance Verte

La nouvelle loi sur la politique énergétique française – Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte – votée en juillet 2015 marque l'aboutissement d'un processus qui a été lancé à l'automne 2012 et qui a permis de dégager progressivement les grandes lignes, puis les détails de ce que pourrait être la transition énergétique "à la française" : le Débat National sur la Transition Énergétique. Notons d'abord que le concept même de transition trouve ses racines bien loin dans le passé, notamment dans les projets d'indépendance énergétique après les chocs pétroliers des années 1970 (en France mais aussi dans d'autres pays comme aux États-Unis), puis dans les objectifs de lutte contre le changement climatique. La Conférence de Rio sur l'Environnement et le développement en 1992, puis le Protocole de Kyoto ratifié en 2005 ont conduit les décideurs publics à s'engager dans la définition de politiques énergétiques bas carbone. En France, la division des émissions de gaz à effet de serre (GES) par un Facteur 4 en 2050 a été inscrite dès 2005 dans la loi POPE, loi de Programmation fixant les orientations de la politique énergétique.

### **Le débat national sur la transition énergétique en 2013**

En 2013, le groupe de travail sur les scénarios et trajectoires du Conseil du Débat National sur la Transition Énergétique a basé ses réflexions sur deux piliers : le facteur 4, et la réduction de la part de l'énergie nucléaire à 50% de la production d'électricité en 2025 (sans indication d'ailleurs sur le devenir de cette part après 2025). Ce dernier objectif fut introduit lors de la campagne pour les élections présidentielles dans le cadre de l'accord PS-Verts et repris par le candidat devenu président François Hollande.

Le processus qui s'est alors mis en place présentait une originalité certaine car, sans doute pour la première fois dans l'histoire des politiques énergétiques en France, le scénario n'était pas donné *ab initio* par un dispositif politico-administratif ; qui plus est, il s'agissait de discuter non pas d'un mais de plusieurs scénarios ou trajectoires contrastés. Et en effet un processus très large d'inventaire des images du futur énergétique à long terme, telles que produites par la société civile (associations, ONG, centres de recherche) a été entrepris. Seize scénarios ont été retenus, scénarios de facture très différente, mais présentant tous un bon niveau de pertinence et de cohérence interne. Les premiers examens ont fait apparaître d'énormes différences avec par exemple une consommation d'électricité variant selon les cas entre 280 et 840 TWh en 2050, contre 450 TWh aujourd'hui !

Alors que le processus du Débat national était conçu comme un exercice de démocratie délibérative, l'existence de seize scénarios constituait une base très riche mais à l'évidence inutilisable en tant que telle. Il fallait en effet que les différents collègues (ONG environnementales, autres ONG, employeurs, syndicats, parlement, collectivités locales et administration) puissent analyser et comparer un nombre plus limité d'objets communs. Il fut donc décidé d'identifier des familles de scénarios ou trajectoires énergétiques, en nombre réduit mais permettant néanmoins de regrouper l'ensemble des scénarios spécifiques. Quatre trajectoires furent finalement considérées.

### **Quatre trajectoires de décarbonisation contrastées**

Trois de ces quatre trajectoires respectent les deux piliers identifiés ci-dessus, la dernière ne respectant pas l'objectif de diminution de la part du nucléaire en 2025. Ces quatre trajectoires sont très différentes dans leurs structures et dans leurs implications économiques et sociales<sup>1</sup>. En allant à l'essentiel, les éléments discriminants de ces quatre futurs sont au nombre de deux : la réduction des consommations d'énergie finale supposée à l'horizon 2050 et le poids relatif de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Les quatre trajectoires balayent une gamme très large des futurs énergétiques possibles pour la France mais elles en fournissent néanmoins une bonne cartographie. Sauf à considérer une rupture technologique majeure ou des hypothèses qui bouleverseraient les données du jeu, il est difficile d'imaginer un futur échappant complètement à l'une de ces quatre trajectoires.

Deux trajectoires, dites *Sobriété* et *Efficacité*, supposent une réduction très importante de la consommation d'énergie finale en 2050, de l'ordre de 50%. Elles se distinguent par le fait que la trajectoire *Sobriété* (inspiré de négaWatt) appelle à d'importants changements de comportements de consommation, ainsi qu'à une sortie complète du

---

<sup>1</sup> Le document de synthèse est disponible sur le site du débat : [http://webissimo.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/tude\\_Trajectoires\\_DNTE\\_cle74f7d5.pdf](http://webissimo.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/tude_Trajectoires_DNTE_cle74f7d5.pdf)

nucléaire à l'horizon 2050, scénario proche du modèle allemand de la transition énergétique, l'*Energiewende* ; dans *Efficacité* la réduction des consommations est obtenue plutôt par des moyens technologiques et la part du nucléaire, si elle continue à décroître après 2025, se tend vers 25% en 2050.

Tableau 1 : Cartographie de la transition énergétique en France selon quatre trajectoires

|   |      | Mix énergétique  |  |
|---|------|--|--|
|   |      | Diversification  | Priorité à une source d'énergie  |
| Réduction de la demande finale d'énergie en 2050 par rapport à 2010 | -20% | <p><b>1. DIVERSITE (DIV)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Difficultés à réduire de manière significative les consommations d'énergie</li> <li>• La part du nucléaire dans le mix électrique se stabilise à 25% après 2025</li> <li>• 40% de renouvelables dans le mix électrique en 2050</li> </ul>                  | <p><b>2. DECARBONISATION (DEC)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Difficultés à réduire de manière significative les consommations d'énergie</li> <li>• Nuclear power retains its 75% share in the electricity mix</li> <li>• La part des renouvelables est limitée à 20% dans le mix électrique après 2020</li> </ul> |
|   | -50% | <p><b>3. EFFICACITE (EFF)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction des consommations d'énergies au grâce aux meilleures technologies disponibles</li> <li>• La part du nucléaire dans le mix électrique diminue après 2025 à 25% en 2050</li> <li>• 70% de renouvelables dans le mix électrique en 2050</li> </ul> | <p><b>4. SOBRIETE (SOB)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Changements majeurs des modes de vie et de consommation</li> <li>• Sortie totale du nucléaire d'ici 2050</li> <li>• 90% de renouvelables dans le mix électrique en 2050</li> </ul>  |

Les deux autres trajectoires, *Diversité* et *Décarbonisation*, considérant que la réduction des consommations n'est jamais sans coûts, sont moins ambitieuses dans ce domaine, avec une réduction de 20% en 2050. *Diversité* (inspiré de l'un des trois scénarios développés par l'Alliance Nationale de Coordination de l'Energie) suppose un mix électrique diversifié, avec un nucléaire stabilisé à 50%. Ce n'est pas le cas de *Décarbonisation* (inspiré de Négatep) qui maintient un nucléaire à 75% du total électrique, enfreignant ainsi volontairement le deuxième objectif préalable... Ces quatre trajectoires décrivent assez bien le champ des possibles et, hormis une hypothèse de rupture technologique majeure – un "game changer" –.

On a donc un dispositif assez clair avec à un extrême *Sobriété* (inspiré de Négawatt), très proche dans ses principes du nouveau modèle Allemand de la sortie du nucléaire et de la *Energiewende*, et à l'autre extrême *Decarbonisation* (Négatep) qui représente lui l'ancien modèle français, largement dominé par le nucléaire. Entre les deux, *Efficacité* est très proche des scénarios de l'ADEME et *Diversité* est inspiré d'un des trois scénarios produit par l'ANCRE (Alliance Nationale de Coordination de la Recherche sur l'Energie), qui propose une vision se voulant équilibrée des différents leviers et des différentes sources d'énergie bas carbone.

## **Objectifs de la loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte (TECV)**

La référence aux trajectoires du DNTE n'est pas explicite dans le projet de loi TECV, pourtant l'analyse de ces scénarios a été un input majeur pour son élaboration. Il est en effet assez facile de caractériser le scénario qui découlera – ou découlerait – de l'application stricte de la loi. Les principaux objectifs chiffrés dans le projet de loi sont les suivants :

- réduction des émissions de GES de 40% en 2030 et de 75% en 2050 par rapport à 1990 ;
- réduction de la consommation d'énergie finale de 50% en 2050 par rapport à 2012 ;
- réduction de la consommation d'énergie fossile de 30% en 2030 par rapport à 2012 ;
- part des renouvelables à 23% de la consommation en 2020 et 32% en 2030 (dont 38% de la chaleur, 15% des carburants, 40% de l'électricité) ;
- part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% en 2025 ;
- des objectifs complémentaires sont donnés pour 500 000 rénovations thermiques par an dès 2017, 7 millions de bornes de recharge pour véhicules électriques en 2030, 1500 méthaniseurs en trois ans.

L'inscription dans la loi de l'objectif de réduction de la consommation d'énergie finale de 50% conduit donc à éliminer les scénarios de type *Diversité* et a fortiori *Decarbonisation*. D'autre part et bien qu'aucune réponse ne soit donnée à la question absolument centrale de l'évolution de la part de l'énergie nucléaire au-delà de 2025, le fait qu'il ne soit pas fait référence à une sortie du nucléaire conduirait à éliminer le scénario *Sobriété*. Reste donc la trajectoire *Efficacité*, celle du scénario ADEME, qui par ailleurs respecte ou dépasse tous les autres objectifs quantifiés.

Le cap est donc fixé et le scénario à atteindre est documenté. Cela ne démontre pas pour autant la "faisabilité sociotechnique" de ce scénario, dont on peut considérer qu'il présente un degré d'incertitude particulièrement élevé sur la possibilité de réduire de moitié la consommation d'énergie d'ici 2050. Ceci conduit à penser que la gestion de la transition énergétique devra s'inscrire dans un processus dynamique,

tenant compte des résultats obtenus et des difficultés rencontrées dans la mise en œuvre de différentes politiques. L'objectif du Facteur 4 ne devra pas être abandonné, en revanche les voies empruntées pour l'atteindre devront probablement être ajustées au fil du temps. On a de bonnes raisons de penser que la trajectoire effective sera alors une hybridation entre le scénario "first best" *Efficacité* et des scénarios de "second best", en particulier le scénario *Diversité* qui représente un autre équilibre du système énergétique français à long terme. Le rééquilibrage découle d'une vision plus prudente des potentiels atteignables de réduction de la demande, ce qui implique en conséquence une offre d'énergie décarbonée quantitativement plus importante.

## Les trajectoires *Efficacité* et *Diversité* : incertitudes et obstacles

Les différentes trajectoires de la transition énergétique ont donc été clairement identifiées. Toutes conduisent à une forte décarbonisation du système énergétique français à l'horizon 2050, mais toutes supposent des difficultés à surmonter et donc la mise en œuvre de politiques publiques adaptées. Afin d'identifier les incertitudes qui pèsent sur le bon déroulement de la transition, nous avons choisi de partir de la trajectoire *Efficacité* qui suppose en particulier une forte réduction de la consommation d'énergie, une poursuite de la réduction de la part de l'énergie nucléaire dans le mix électrique après 2025 et une montée concomitante des énergies renouvelables. Nous identifierons et qualifierons les principales difficultés qui peuvent être anticipées.

S'il s'avérait notamment impossible d'atteindre l'objectif ambitieux de réduction de 50% de réduction de la demande d'énergie, alors la poursuite des objectifs de réduction des émissions à 2050 devrait conduire à mobiliser plus d'énergie décarbonée et donc probablement à maintenir un niveau de production d'énergie nucléaire plus important, ce qui par ailleurs soulèverait un autre type d'incertitudes. L'avenir du système énergétique français se jouera donc probablement dans un pilotage dynamique entre la trajectoire *Efficacité* et la trajectoire *Diversité*, en fonction de l'intensité des difficultés rencontrées et dans le cadre d'un processus d'acquisition d'information d'apprentissage dans la conduite des politiques publiques.

### **La trajectoire "*Efficacité*": quelle limite à la réduction de la consommation d'énergie?**

Les objectifs de réduction de la demande dans le scénario *Efficacité* sont très ambitieux. Pour donner un ordre d'idée, une réduction annuelle moyenne de la consommation finale d'énergie par personne de l'ordre de 2% par an placerait la France en tête des niveaux de réduction de consommation par tête dans l'ensemble des scénarios énergétiques bas carbone développés dans le cadre du Deep Decarbonization Pathways Project (DDPP) (cf. encadré), y compris devant les USA

qui ont pourtant des potentiels de réduction de la consommation supérieure étant donnés leur niveau de départ.

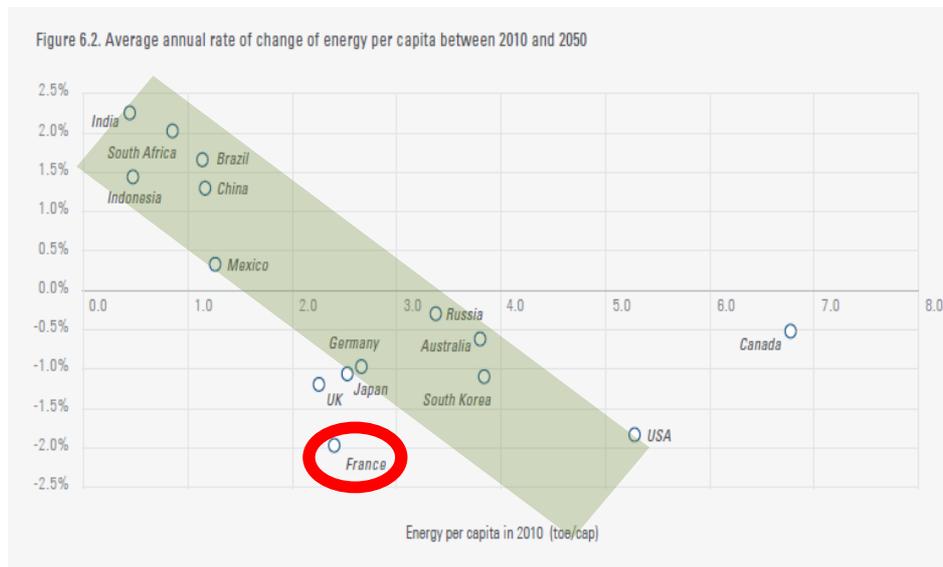
*Encadré 1 : Le Deep Decarbonisation Pathway Project (DDPP)*

**Le Deep Decarbonisation Pathway Project (DDPP)** est un projet initié et coordonné par le Sustainable Development Solutions Network (SDSN) et l'Institut pour le Développement Durable et les Relations Internationales (IDDRI). C'est une initiative collaborative pour comprendre et montrer comment des pays peuvent s'engager individuellement dans une transition bas carbone et le monde s'engager collectivement dans la limitation du réchauffement climatique à 2°C. L'atteinte de cet objectif des 2°C nécessite que les émissions mondiales de GES deviennent proches de zéro durant la seconde moitié du vingt-et-unième siècle (neutralité carbone), ce qui ne pourra se faire sans une transformation en profondeur des systèmes énergétiques d'ici 2050 à travers une décroissance forte de l'intensité carbone de tous les secteurs économiques ou encore pour reprendre le titre du projet une décarbonisation profonde. Le projet DDPP réunit des centres de recherches issus des 15 pays constituant les plus gros émetteurs de gaz à effet de serre représentant collectivement 70% des émissions mondiales de GES : Australie, Brésil, Canada, Chine, France, Allemagne, Inde, Indonésie, Japon, Mexique, Russie, Afrique du Sud, Corée du Sud, le Royaume Uni, et les Etats-Unis.

Le site du projet est accessible à cette adresse : <http://deepdecarbonization.org/>

Le rapport France du DDPP : <http://deepdecarbonization.org/countries/#france>

*Figure 1 : Réduction de la consommation d'énergies en fonction du niveau initial de consommation d'énergie dans les scénarios nationaux du projet DDPP*



*Surmonter « l'energy efficiency gap » pour la rénovation thermique de l'habitat*

Parmi les défis à relever dans ce scénario il apparaît que la réhabilitation thermique profonde de la quasi-totalité des bâtiments existant aujourd'hui constitue un enjeu central. Le nombre de rénovations thermiques ambitieuses devrait augmenter rapidement, pour atteindre de 600 à 800 000 logements chaque année, comparé à moins de 150.000 interventions légères chaque année aujourd'hui.

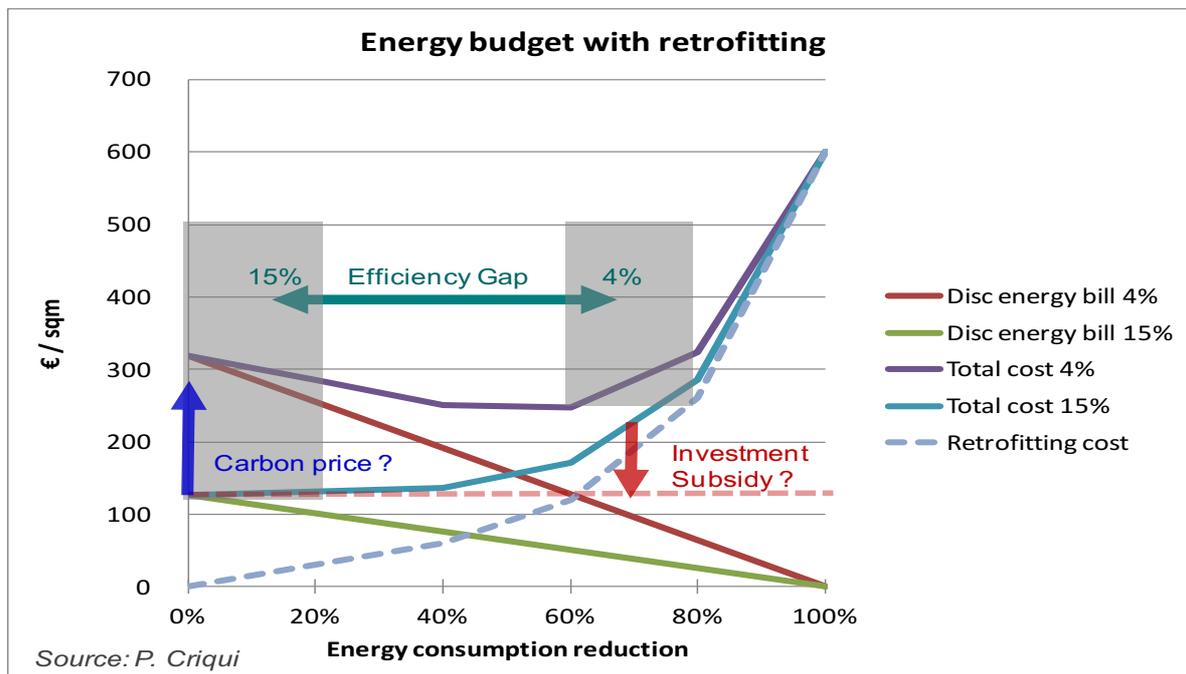
L'expérience montre que la réhabilitation thermique des bâtiments est souvent une opération justifiée dans un calcul économique bien conduit, mais que dans le même temps les opérations sont souvent difficiles à déclencher, du fait de l'existence d'importants coûts de transaction, des difficultés de financement rencontrées notamment par les ménages, enfin des temps de retour – et donc des taux d'actualisation implicites – demandés par les opérateurs pour décider des projets de réhabilitation. Ces différents facteurs renvoient à un phénomène bien connu depuis les chocs énergétiques des années soixante-dix : celui de l' "energy efficiency gap". Dans de nombreux cas, alors même que les investissements d'efficacité énergétique seraient économiquement efficaces avec un calcul mené sur la durée de vie de l'équipement et avec un coût du capital "normal" soit de l'ordre de 4%/an, on constate que les décisions observées en matière d'investissement d'efficacité énergétique correspondent plutôt à des temps de retour de trois à cinq ans, soit des taux d'actualisation respectivement de 30% ou 20%/an.

Dans le cas des opérations de réhabilitation thermique du bâtiment, la situation peut être analysée de la manière suivante : la décision de réhabilitation dépendra de l'anticipation de la dépense totale pour le service de confort thermique, soit la somme de la dépense de rénovation et de la facture énergétique résiduelle actualisée. Dans la plupart des cas on voit alors apparaître un niveau optimal d'investissement, qui minimise la somme investissement plus économies. Si le taux d'actualisation est faible, les économies futures sont fortement valorisées et l'optimum peut correspondre à un niveau élevé de performance. En revanche un taux d'actualisation élevé diminuera la valeur des économies futures et ramènera l'optimum d'investissement à un niveau de performance plus faible, si même il reste un investissement (figure 2).

Le sous-investissement constaté en matière de rénovation énergétique des logements, comme d'ailleurs dans d'autres domaines d'efficacité énergétique s'explique pour une large part du fait de mécanismes similaires. On constate donc un écart structurel entre l'investissement optimal du point de vue d'un calcul économique du point de vue de la collectivité et les comportements d'acteurs effectivement constatés.

Différents types de politiques peuvent alors être mis en œuvre pour réduire l'écart entre rationalité collective et individuelle : la réduction du coût d'investissement par des subventions (crédits d'impôt par exemple) ou l'augmentation du prix de l'énergie (par des taxes environnementales). La première option peut se heurter aux contraintes de financement public. La deuxième constitue sans doute une option à prendre en compte mais elle n'est pas sans impact sur le budget des ménages, en particulier des plus défavorisés. C'est pourquoi elle doit aussi être complétée par des politiques structurelles, visant notamment à rallonger l'horizon de temps (i.e. baisser le taux d'actualisation) des décideurs : par la mise à disposition de financements adaptés, la réduction des incertitudes et celle des différents coûts de transaction dans la préparation des projets.

*Figure 2 : le fonctionnement des instruments économiques (subvention au coût des travaux ou taxe carbone) pour surmonter l'Energy Efficiency Gap et permettre de lancer un vaste plan de rénovation thermique*



Dans des scénarios de forte réduction de la demande d'énergie comme *Efficacité*, la capacité à monter en puissance dans les programmes de réhabilitation thermique profonde des bâtiments dépendra pour une grande part de la capacité des politiques publiques à définir des politiques articulées sur les prix de l'énergie, la mise à disposition de financements adaptés, la réduction des coûts de transaction.

### *Transport : modification en profondeur des comportements et des technologies*

La réduction de la demande d'énergie visée pour les transports dans le scénario *Efficacité* est également ambitieuse. Elle suppose des changements à la fois dans les pratiques de mobilité, dans les équipements et dans les infrastructures. Pour les comportements, le scénario suppose que le ralentissement constaté dans la croissance de la mobilité des personnes, mesurée en km/hab/an se confirme, que la mobilité se stabilise d'ici 2030, pour décroître finalement, d'environ 20% en 2050.

De même, le scénario suppose des changements importants dans les équipements automobiles avec une disparition quasi-complète des véhicules à moteur conventionnel à essence. En 2050, le parc serait composé pour l'essentiel de véhicules électriques, hybrides électriques et véhicules à gaz naturel.

En France, le développement des véhicules électriques est depuis plusieurs années considéré comme un élément important des scénarios de développement énergétique bas carbone : différents constructeurs ont développé une gamme diversifiée de modèles électriques, un plan de développement des infrastructures et de bornes de

recharge est incorporé dans les objectifs de la loi de transition énergétique, à Paris un service de véhicules électriques en autopartage a été développé depuis 2012.

En 2014 cependant, les ventes de véhicule électrique ne représentaient qu'une faible part du marché avec 10 000 véhicules sur un total de 1,8 M d'immatriculations. Au prix actuel de l'essence, les fondamentaux économiques du véhicule électrique peuvent être décrits de la manière suivante : un surcoût initial de 8 000 à 10 000 € par rapport à un modèle conventionnel équivalent, pour une économie annuelle de l'ordre de 1 000 € avec le remplacement de l'essence ou diesel par l'électricité. Le temps de retour est donc au mieux de 8 ans, probablement insuffisant compte-tenu des comportements constatés - et des taux d'actualisation implicites - des consommateurs (voir ci-dessus la question de l'*energy efficiency gap*).

Figure 3 : les principes économiques guidant la pénétration des véhicules électriques

|                     | ICE    | ELE    | Delta | ROI / 8 000 €                      |     |     |     |     |
|---------------------|--------|--------|-------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|
| Vehicle cost €      | 16 000 | 24 000 | 8 000 | Carbon Value (€/tCO2)              |     |     |     |     |
| km/yr               | 15 000 | 15 000 |       | Carbon content of elec. (gCO2/kWh) |     |     |     |     |
| I-kWh/100km         | 5      | 10     |       | 0                                  | 50  | 100 | 400 |     |
| €/I-kWh             | 1,40   | 0,15   |       | 600                                | 9,7 | 9,2 | 8,7 | 6,6 |
| €/tCO2              | 100    | 100    |       | 400                                | 9,7 | 9   | 8,4 | 6   |
| kgCO2/I-kWh         | 2,5    | 0,0    |       | 200                                | 9,7 | 8,9 | 8,1 | 5,5 |
| CO2 €/I-kWh         | 0,25   | 0,00   |       | 0                                  | 9,7 | 8,7 | 7,9 | 5,1 |
| Annual fuel expense | 1 238  | 225    | 1 013 |                                    |     |     |     |     |
| ROI                 |        |        | 7,9   |                                    |     |     |     |     |

NB: ROI down to 4 yrs if EV extra cost is 4 000€

L'instauration récente en France d'un bonus de 6 000 € (dans certains cas 10 000 €) pour l'achat d'un véhicule électrique permet de réduire le surcoût initial et est peut-être susceptible d'accélérer le décollage des ventes. Mais si ce décollage était effectif, alors le coût du bonus deviendrait rapidement difficile à supporter pour les finances publiques : 2,2 Mds d'euros par exemple pour 180 000 immatriculations annuelles (10% du total). Une forte réduction des temps de retour vers des niveaux de 3 à 5 ans de manière durable supposerait donc une combinaison de progrès technique et/ou d'une forte hausse du prix de l'essence du fait de l'introduction d'une fiscalité carbone.

A noter que certains opérateurs considèrent aujourd'hui l'hypothèse d'une utilisation des batteries des véhicules électriques comme fournisseurs de "services-réseaux" pour le contrôle de fréquence dans les réseaux moyenne basse tension. Dans certaines conditions, ceci permettrait d'améliorer significativement le bilan économique des véhicules électriques.

## *Quelles limites à la pénétration des énergies renouvelables variables dans le secteur électrique ?*

La montée des sources d'électricité renouvelables, en particulier les énergies renouvelables variables (ERV) éolienne et solaire, est une des caractéristiques du scénario *Efficacité*. Cette montée ne puissance répond à la décroissance de la part de l'énergie nucléaire dans le mix électrique qui passe, en application des objectifs annoncés à 50% en 2025, puis poursuit une descente vers 25% en 2050.

En 2050 les sources renouvelables représentent 70% de la production d'électricité, dont 55% pour les ERV. Alors que la production totale d'électricité décroît légèrement, en termes de puissance les capacités installées sont presque doublées par rapport à 2010 et les capacités installées en ERV sont comparables aux capacités installées actuelles, pour tous les moyens de production.

Le développement des sources non-commandables (non dispatchables) pose un ensemble de problèmes spécifiques dans le développement et la gestion des réseaux. Pour des parts de marché modérées des ERV dans la production – inférieures à 30% – un certain nombre de “coûts de système” doivent être engagés sur le réseau : i. pour le raccordement de nouvelles installations de production plus dispersées, ii. pour la constitution de capacités de réserve (backup, en cas de modification brutale du régime de production des ERV), iii. pour la ré-optimisation du parc et de sa gestion, avec des coûts de “ramping”. L'ensemble de ces modifications dans les réseaux existants doit à la fois permettre la bonne insertion des nouveaux moyens de production dans les infrastructures et de garantir de stabilité et le bon fonctionnement des réseaux compte-tenu des fortes fluctuations de charge impliqués par les sources variables.

Au-delà de ces niveaux de pénétration modérés, qui soulèvent des questions de gestion à court terme sur le réseau, l'augmentation de la part des ERV conduit à gérer d'autres types de problèmes. Ceux-ci découlent du désajustement structurel au cours de certaines périodes de l'année entre la courbe de puissance appelée par le réseau et la courbe de puissance fournie par les énergies non-commandables qui devient plus souvent excédentaire et de manière plus massive. Donc plus la part de celles-ci s'élève et plus le problème devient aigu. Des calculs menés pour l'Allemagne indiquent que c'est à partir d'un niveau de production des renouvelables de l'ordre de 40% de la production qu'apparaissent des surproductions significatives (F. Wagner, 2014). Le chiffre de 40% comme seuil d'apparition de surcapacités structurelles semble également vérifié dans le cas de la France (D. Grand et al., 2014).

Plusieurs types de solutions sont aujourd'hui envisagés pour gérer l'ajustement des puissances dans des systèmes dans lesquels les REV représentent plus d'un tiers de la production totale : les supergrids sur les grandes plaques régionales permettent de jouer sur le foisonnement de l'offre et de la demande ; les smartgrids peuvent

assurer une flexibilisation de la demande et un meilleur ajustement offre-demande dans des réseaux de dimension locale ; le stockage de masse d'électricité est évidemment une option, mais elle renvoie aujourd'hui essentiellement aux stations hydrauliques de pompage ; enfin la conversion de l'électricité excédentaire en gaz (hydrogène ou méthane) constitue aussi une option potentielle, avec des recherches sur les technologies à la production et à l'utilisation. Une nouvelle étude de l'ADEME indique qu'une électricité 100 % renouvelable, basée sur la complémentarité régionale des ressources, pourrait être gérable si la demande est basse et flexible et si le stockage d'énergie connaît des développements favorables.

Les solutions sont donc multiples mais, pour des raisons très différentes d'ordre technique ou économique ou de potentiel, aucune n'assure aujourd'hui une solution massive et dénuée d'incertitude. Le développement des ERV vers des niveaux au-delà de 40% de la production d'électricité constitue donc aujourd'hui une source d'incertitude majeure et l'un des défis les plus importants à résoudre dans la transition énergétique.

### **Un scénario alternative : *Diversité* ou la recherche de sources d'énergie décarbonée additionnelle**

Dans les scénarios alternatifs, notamment le scénario *Diversité* qui conduit à compenser une moindre réduction de la demande par une offre d'énergies décarbonées plus importante, un autre type d'incertitudes doit être géré. Il s'agit alors en effet d'assurer la disponibilité de cette offre décarbonée, essentiellement dans trois domaines très différents : l'énergie nucléaire dans les centrales de troisième génération, la biomasse énergétique et les réseaux de chaleur.

#### *Les enjeux de scénarios basés sur une contribution importante du nucléaire*

Le parc électronucléaire français est important mais déjà ancien, puisque l'essentiel des capacités a été installé entre 1980 et 2000. Ce qui signifie que pour une durée de vie de 35 à 40 ans les premières centrales devraient être démantelées entre 2015 et 2020. Ceci correspond à certaines des orientations de la politique nucléaire française qui indiquent l'objectif d'un début de démantèlement des centrales les plus anciennes avant 2017. Dans l'hypothèse d'un rallongement modéré de la durée de vie moyenne des centrales de "deuxième génération" (construites entre 1980 et 2000) à 45 ans et d'une sortie tenant compte des caractéristiques de chaque installation et "lissée", le seuil des 50% d'énergie nucléaire est franchi en 2028. C'est trois ans plus tard que l'objectif indiqué dans la loi de transition énergétique. Mais à partir de cette date, soit la sortie des anciennes capacités se poursuit (scénario *Efficacité*) soit de nouvelles capacités nucléaires de troisième génération entrent en production.

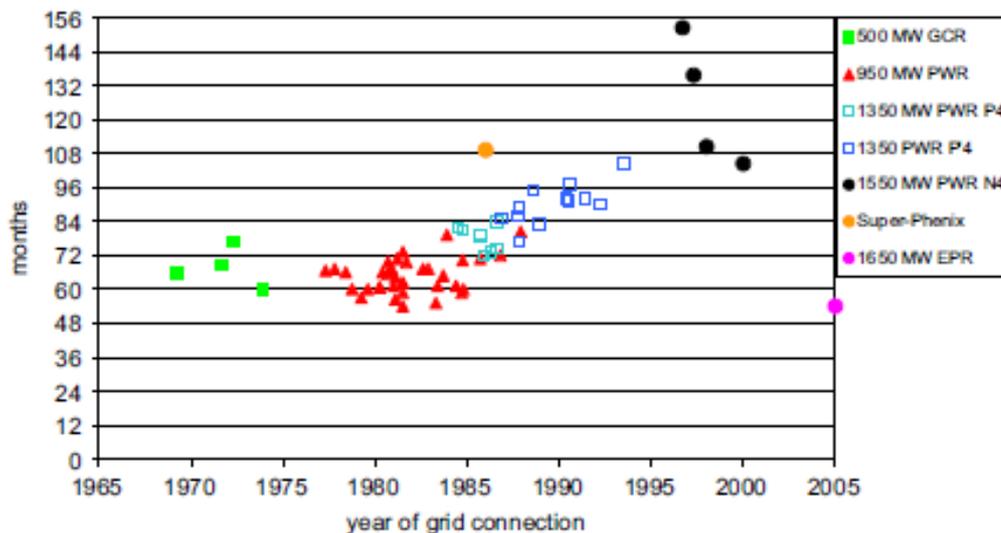
Une telle hypothèse suppose des lancements de construction de nouveaux réacteurs à la suite de l'EPR de Flamanville dès le début de la décennie 2020 et donc la

préparation de nouveaux projets dès aujourd'hui étant donnée la durée de construction très longue pour ces chantiers. La principale question serait alors de savoir quels peuvent être ces nouveaux projets, sur quels sites, sur quels standards techniques et avec quels coûts. Cette question d'une nouvelle génération de réacteurs se poserait alors de manière immédiate et avec une grande acuité.

D'une part l'analyse de la dérive des coûts des différents "paliers" des réacteurs de deuxième génération a montré que les principaux facteurs expliquant l'augmentation de plus de 50% des coûts du nucléaire depuis les premiers réacteurs industriels sont au nombre de quatre (Lévêque, 2012) :

- L'augmentation de la taille des équipements qui entraîne celle de la taille et de la longueur des chantiers
- L'augmentation du cout du travail sur ces chantiers supérieure à celle de l'inflation
- L'absence d'effets d'apprentissage au niveau de l'industrie, même si un apprentissage apparait au sein de chaque "palier"
- Enfin le renforcement des normes de sûreté nucléaire puisque les coûts apparaissent corrélés au niveau de sûreté

*Figure 4 : temps de construction des réacteurs nucléaires en France (du début de la construction à la première connexion au réseau, en mois)*

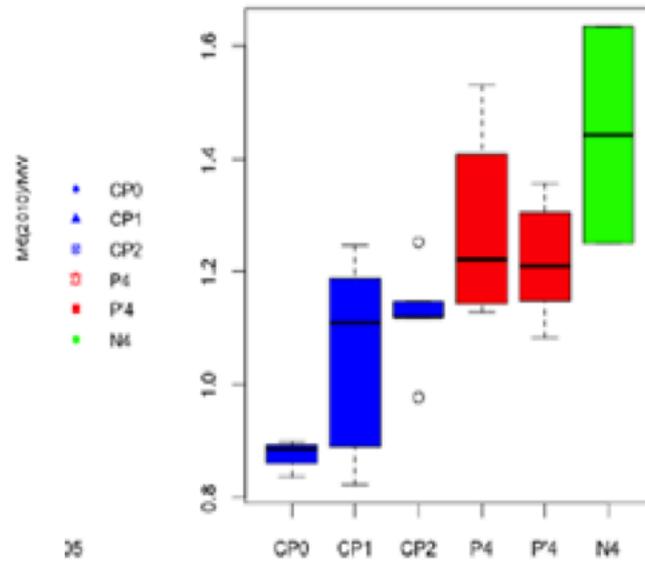


Source : A. Grubler, 2010

La question de la dérive à la hausse des coûts des réacteurs nucléaires se pose avec une acuité particulière pour les premières réalisations en matière d'EPR : à Olkiluoto (Finlande) et à Flamanville, les chantiers sont beaucoup plus longs que prévu et le coût total d'investissement à Flamanville est à l'automne 2015 estimé à 8,5 Mds, soit plus de 5 000 €/MWe, environ deux fois le coût total avec intérêts intercalaires des derniers réacteurs de deuxième génération. Alors que le lancement du projet de

Hinkley Point en Grande Bretagne est encore suspendu, il apparait que seuls les chantiers des deux réacteurs EPR de Taishan en Chine sont en voie de respecter les objectifs initiaux. L'augmentation de la taille et de la complexité des chantiers, déjà notée comme facteur explicatif de la dérive des coûts à propos de la deuxième génération, impacte donc aujourd'hui la génération des réacteurs EPR. La levée des incertitudes sur des standards techniques stables et satisfaisants aux critères de sûreté, comme la maîtrise des coûts apparait alors comme une condition d'une relance des nouveaux projets nucléaires en France.

*Figure 5 : Coût d'investissement des capacités nucléaires en France*



Source : F. Lévêque, d'après le rapport de la Cour des Comptes

### *Le rôle de la biomasse dans la décarbonisation du secteur énergétique*

Tous les scénarios de transition énergétique s'appuient sur une contribution importante de la biomasse énergie. Il s'agirait au moins d'en multiplier par trois la production par rapport aux 10 Mtep actuels et davantage encore dans les scénarios nécessitant comme pour le scénario Diversité le recours à des sources de décarbonisation additionnelles. Pourtant chacune des ressources rencontreraient des difficultés pour la mobilisation de son potentiel énergétique. Ainsi, la propriété très fragmentée de la forêt en France entrave le développement d'une offre de bois-énergie à la mesure de ce qui pourrait être requis dans les scénarios de décarbonisation. Le développement d'agrocarburants de deuxième ou troisième génération dépend de la possibilité de surmonter des obstacles technologiques relevant d'innovations radicales dans les process de transformation thermiques ou biologiques. Enfin, un certain nombre de verrous, techniques, industriels et

professionnels doivent être levés tout le long de la chaîne de valeur industrielle pour assurer le développement de différentes sources de bioénergies.

Le développement de la biomasse-énergie soulève également la question de la disponibilité des terres. Sur les 550.000 km<sup>2</sup> du territoire français, les terres agricoles occupent 110.000 km<sup>2</sup> (soit 60% des terres arables) et la forêt occupe 150.000 km<sup>2</sup> supplémentaires. Dans le scénario *Diversité*, 20.000 km<sup>2</sup> seraient nécessaires pour assurer les cultures énergétiques. 31.000 km<sup>2</sup> supplémentaires seraient nécessaires pour les biocarburants de première génération ou exploiter des sous-produits agricoles et des déchets. Au total il s'agirait au minimum de mobiliser 9% du territoire français.

## Transition énergétique, décarbonisation et croissance verte: vers une gestion dynamique

### **Stratégies robustes, systèmes résilients et politiques comme un processus d'apprentissage**

Le travail de caractérisation des scénarios, des obstacles à surmonter, des mesures à mettre en place et enfin de leurs impacts macroéconomiques fait clairement apparaître l'importance des incertitudes qui pèsent sur le déroulement de la transition énergétique. Dans une telle situation les politiques mises en œuvre doivent être flexibles et construites de façon à privilégier les éléments qui accroîtront leur robustesse et leur résilience. La recherche de stratégies robustes doit conduire à mettre l'accent sur les Politiques et Mesures qui sont adaptées à des environnements très différents, que ce soit au plan domestique ou international. La résilience suppose quant à elle que les macro-systèmes énergétiques soient susceptibles de demeurer fonctionnels en cas d'accident ou de forte instabilité ou pour le moins qu'ils puissent retrouver rapidement un état d'équilibre rapidement après de telles perturbations. Il faut donc bien distinguer robustesse et résilience : la recherche de solutions robustes concerne donc les stratégies à développer, celle de solutions favorisant la résilience concerne plutôt les systèmes techniques mis en œuvre dans la transition.

Une gestion des incertitudes favorisant la robustesse des stratégies et la résilience des systèmes peut être construite en identifiant : des Politiques et Mesures qui sont communes à toutes les trajectoires, au moins dans une première phase de lancement ; des politiques qui sont contraintes par de fortes inerties et délais de réaction ou de mise en œuvre, à prendre en compte dans le timing de la décision ; enfin des politiques qui préservent les libertés de choix dans le futur et présentent donc d'importantes valeurs d'option.

## Politiques et objectifs communs à tous les scénarios et devant être mis en oeuvre

Les politiques d'efficacité énergétique et de décarbonisation des vecteurs finals doivent être mises en oeuvre dans tous les scénarios. Surtout, on peut noter que dans une première étape, à l'horizon 2030, ces politiques doivent être déployées avec la même intensité dans la plupart des scénarios. Elle constitue donc probablement des options robustes. Ainsi la réhabilitation thermique profonde des bâtiments doit connaître dans tous les scénarios un déploiement très rapide, dès aujourd'hui. Il s'agit d'atteindre plus de 200 000 logements par an dès 2020 et, dans tous les scénarios sauf *Diversité*, près de 500 000 logements par an avant 2030. Ceci suppose dans tous les cas un effort considérable dans les quinze prochaines années, effort d'incitation, de financement, d'organisation des filières et de formation des personnels. Si les incertitudes sont très fortes aujourd'hui, il est clair que d'ici 2020 à 2025 il sera possible de dresser un premier bilan des politiques entreprises, pour les maintenir, les accélérer ou au contraire les redéfinir en adoptant des objectifs plus modestes. Mais d'ici là, il convient de déployer dans tous les cas un niveau d'effort maximum. De même l'électrification des transports y-compris des transports automobiles est un point commun des différents scénarios, à l'exception notable du scénario *Sobriété* qui ne promeut pas l'électricité comme vecteur de décarbonisation. Dans tous les autres, cas les véhicules électriques et hybrides doivent représenter dès 2030 de 10 à 20% d'un parc total d'environ 35 M de véhicules. Ce qui, selon le cas, supposerait des ventes annuelles de 250 000 à 500 000 en moyenne sur les quinze prochaines années. A ce développement rapide du parc de véhicules électriques doit évidemment être associé un investissement considérable pour les infrastructures de recharge, privées et publiques. De même côté offre, et à l'exception du scénario décarbonisation qui s'appuie essentiellement sur la production nucléaire pour l'électricité, tous les scénarios supposent une progression rapide des capacités installées en énergies renouvelables variables, soit en 2030 : de 40 à 60GWe de capacités éoliennes et de 30 à 50 GWe de panneaux solaires photovoltaïques ; soit plus de 600 éoliennes de puissance moyenne de 5 MWe et 200 000 installations photovoltaïques de 100m<sup>2</sup>, chaque année en moyenne d'ici 2030.

On le constate donc les scénarios de transition énergétique supposent des constantes communes qui apparaissent comme des objectifs robustes à l'horizon 2030 : passage à un niveau de plus de 500 000 réhabilitation thermiques profondes annuelles, développement des ventes de véhicules électriques à plus de 500 000 véhicules par an en fin de période, installation de plusieurs centaines d'éoliennes de grande puissance chaque année et plusieurs centaines de mille d'installations photovoltaïques. Ces éléments sont suffisamment significatifs pour constituer des objectifs stratégiques des politiques de transition au cours des prochaines années. Ce sont aussi ces grandeurs qui devront être suivies et observées (*monitored*), afin de

l'horizon de 2050 devrait être revue tous les cinq ans. C'est ainsi que devrait être mise en œuvre une véritable gestion dynamique de la transition.

## Conclusion

Quelle que soit la stratégie de décarbonisation retenue pour la France, sa réalisation sera soumise à de grandes incertitudes. Par exemple, une stratégie misant sur le développement accru de sources d'énergie décarbonée devra peut-être faire face à des développements technologiques plus lents que prévus nécessitant en contrepartie de réduire davantage la consommation d'énergie. Et inversement, la difficulté à mettre en place un programme national ambitieux de rénovation thermique pourrait limiter les réductions de la demande finale d'énergie mobilisables et nécessiter de développer plus d'énergies décarbonées. La définition ex ante d'une stratégie de décarbonisation devra prendre en compte la nature des incertitudes et les inerties propres à chacune des grandes familles de stratégie, de manière à permettre un ajustement de la trajectoire de décarbonisation dynamique peu coûteux et à éviter tout lock-in technologique dans des modes de production intensifs en carbone. La gestion dynamique comprend une observation régulière et continue des réalisations effectives pour un nombre limité de paramètres clés et l'adaptation consécutive de la stratégie de décarbonisation ou les mesures politiques connexes. L'analyse économique, l'évaluation des risques et l'identification des préférences sociales aideront éclairer les choix de politique pour empêcher bifurcations plus tard pour être trop coûteux, tout en assurant en particulier qu'ils sont bien prévus.

## Références bibliographiques

WAGNER A. (2014), "Residual demand modeling and application to electricity pricing", *Energy Journal*, vol 35, (2), pp. 45-73.

GRAND D., LE BRUN C., VIDIL R. (2014), « Transition énergétique et mix électrique : les énergies renouvelables peuvent-elles compenser une réduction du nucléaire ? » *Revue de l'Energie*, 619, Mai-Juin.

ADEME (2015), *Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050*. Rapport final. 119 pages.

LEVEQUE F. (2014), *The Economics and Uncertainties of Nuclear Power*. Cambridge University Press.