

# Document de travail n°12

## **Evaluation socio-économique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque**



**Coe-Rexecode**

OCTOBRE 2009

## Ce document de travail a été réalisé par :



Michel  
DIDIER

Michel DIDIER est Président de Coe-Rexecode. Il a passé plus de vingt ans au Ministère de l'Économie et des Finances avant d'être nommé titulaire de la Chaire d'économie du Conservatoire national des arts et métiers.

Il est auteur ou coauteur de plusieurs ouvrages économiques et de rapports du Conseil d'Analyse Économique sur l'innovation, sur l'UMTS, sur les choix d'infrastructures de transport et sur l'euro.

Il est membre du Conseil Économique et Social, de la Commission Économique de la Nation, du Conseil d'Analyse Économique auprès du Premier ministre. Il est ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique.



Gilles  
KOLÉDA

Gilles KOLÉDA est directeur des études au sein de Coe-Rexecode. Il est en charge de travaux portant notamment sur la politique économique, l'environnement et la croissance. Avant de rejoindre Coe-Rexecode, il était maître de conférences à l'Institut Universitaire de Technologie de Tours, chercheur au sein du laboratoire Erasme de l'École Centrale Paris et en charge du cours d'économie dans cette école. Ses travaux de recherche académique portent sur l'innovation, la croissance et la propriété intellectuelle. Il a rejoint Coe-Rexecode en 2008.

Il est docteur en économie de l'Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, habilité à diriger les recherches, et titulaire du magistère d'économie de l'Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne.

## Coe-Rexecode

### Direction

Michel DIDIER, président • Jean-Michel BOUSSEMARKT, délégué général • Denis FERRAND, directeur général  
Alain HENRIOT, directeur délégué • Jacques ANAS, directeur des indicateurs économiques et des modèles statistiques  
Gilles KOLEDA, directeur des études • Françoise BOLLOT, directrice de la communication

### Conjoncture

Denis FERRAND : *directeur pour la conjoncture et les perspectives*

France, Benelux, Japon, compétitivité, conjoncture de l'industrie • Tél. 01 53 89 20 86 • [dferrand@coe-rexecode.fr](mailto:dferrand@coe-rexecode.fr)

Stéphanie CHORT : Espagne, Italie, Amérique latine, compétitivité France • Tél. 01 53 89 20 93 • [schort@coe-rexecode.fr](mailto:schort@coe-rexecode.fr)

Carole DENEUVE : Allemagne, Pays de l'Est, Europe du Nord, Turquie, immobilier et construction, biens d'équipement • Tél. 01 53 89 20 74 • [cdeneuve@coe-rexecode.fr](mailto:cdeneuve@coe-rexecode.fr)

Alain HENRIOT : zone euro, Royaume-Uni, échanges mondiaux - Tél. 01 53 20 80 - [ahenriot@coe-rexecode.fr](mailto:ahenriot@coe-rexecode.fr)

Thuy Van PHAM : Asie émergente, Chine • Tél. 01 53 89 20 96 • [vpham@coe-rexecode.fr](mailto:vpham@coe-rexecode.fr)

### Études et modélisation

Antonin ARLANDIS : télécommunication et macro-économie • Tél. 01 53 89 20 88 • [aarlandis@coe-rexecode.fr](mailto:aarlandis@coe-rexecode.fr)

Amandine BRUN-SCHAMMÉ : emploi et protection sociale • Tél. 01 53 89 20 81 • [abrun-schamme@coe-rexecode.fr](mailto:abrun-schamme@coe-rexecode.fr)

Stéphane CIRIANI : télécommunication et macro-économie • Tél. 01 53 89 20 82 • [sciriani@coe-rexecode.fr](mailto:sciriani@coe-rexecode.fr)

Gilles KOLEDA : politique économique, environnement et croissance • Tél. 01 53 89 20 87 • [gkoleda@coe-rexecode.fr](mailto:gkoleda@coe-rexecode.fr)

David FAURE : environnement • Tél. 01 53 89 20 76 • [dfaure@coe-rexecode.fr](mailto:dfaure@coe-rexecode.fr)

### Indicateurs, enquêtes et système d'information

Jacques ANAS, *directeur des indicateurs économiques et des modèles statistiques* • 01 53 89 20 89 • [janas@coe-rexecode.fr](mailto:janas@coe-rexecode.fr)

Dominique DALLE-MOLLE, *États-Unis, Canada, Royaume-Uni, NTIC, matières premières, séries quotid. financières* • 01 53 89 20 95 • [ddalle-molle@coe-rexecode.fr](mailto:ddalle-molle@coe-rexecode.fr)

Aurélien HEUZÉ, *enquête Trésorerie, indicateurs Coe-Rexecode, zone euro*

Marie-Claude KONATÉ, *France, Asie, finances publiques, coûts salariaux, construction, commerce intern.* • 01 53 89 20 94 • [mckonate@coe-rexecode.fr](mailto:mckonate@coe-rexecode.fr)

Christine RIEFFEL, *autres pays de l'Union européenne, Amérique latine, pays de l'Est, énergie, métaux* • 01 53 89 20 84 • [crieffel@coe-rexecode.fr](mailto:crieffel@coe-rexecode.fr)

### Documentation, Informatique et site web

Murielle PREVOST • 01 53 89 20 83 • [mprevost@coe-rexecode.fr](mailto:mprevost@coe-rexecode.fr)

Fabienne BESSON-LHOSTE • 01 53 89 20 92 • [fbesson-lhoste@coe-rexecode.fr](mailto:fbesson-lhoste@coe-rexecode.fr)

Sylvie FOUTRIER Van LEEUWEN • 01 53 89 20 98 • [sfoutrier@coe-rexecode.fr](mailto:sfoutrier@coe-rexecode.fr)

Dominique DALLE-MOLLE, *réseau informatique* • 01 53 89 20 95 • [ddalle-molle@coe-rexecode.fr](mailto:ddalle-molle@coe-rexecode.fr)

Régine GAYET • 01 53 89 20 71 • [rgayet@coe-rexecode.fr](mailto:rgayet@coe-rexecode.fr)

### Administration et gestion

Maria LAHAYE, *administration générale* • 01 53 89 20 99 • [mlahaye@coe-rexecode.fr](mailto:mlahaye@coe-rexecode.fr)

Régine GAYET, *imprimerie, relations avec les adhérents* • 01 53 89 20 71 • [rgayet@coe-rexecode.fr](mailto:rgayet@coe-rexecode.fr)

Martine GRANGÉ, *secrétariat et publications* • 01 53 89 20 90 • [mgrange@coe-rexecode.fr](mailto:mgrange@coe-rexecode.fr)

Françoise SAINT-LOUIS, *secrétariat* • 01 53 89 20 89 • [fsaint-louis@coe-rexecode.fr](mailto:fsaint-louis@coe-rexecode.fr)

### Conseil d'Administration

Michel DIDIER, *Président* • Jacques-Henri DAVID, *Président d'honneur* • Gérard WORMS, *Président d'honneur* • Pierre SIMON, *co-Président*

Pierre GADONNEIX, *Vice-président* • Antoine GENDRY, *Trésorier*

Administrateurs : Patrick BERNASCONI • Jean-Louis BOUVIER • Michel CICUREL • Jean-François CIRELLI • Philippe CITERNE

Martine CLEMENT • Jean DESAZARS de MONTGAILHARD • Xavier FELS • Eric HAYAT • Yvon JACOB • Philippe LAMOUREUX

Philippe LEMOINE • Gérard de LA MARTINIÈRE • Vivien LEVY-GARBOUA • Gilles de MARGERIE • Gervais PELLISSIER

Jean-François PILLIARD • Vincent REMAY • Didier RIDORET • Frédéric SAINT-GEOURS • Guy SALZGEBER • Jean-François VEYSSET

Bruno WEYMULLER

# Sommaire

<b>I - L'économie du secteur électrique</b>	<b>5</b>
<b>Acteurs et activités du marché de l'électricité</b>	<b>5</b>
Les marchés de l'électricité	8
Le marché de gros de l'électricité	8
Le marché de détail de l'électricité	11
La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	16
<b>Les coûts des différents moyens de production</b>	<b>18</b>
Coût marginal et coût de développement de l'électricité	20
<b>II - Les scénarios de référence</b>	<b>23</b>
<b>Le prix du pétrole et des énergies primaires</b>	<b>23</b>
<b>Le développement des énergies renouvelables</b>	<b>26</b>
L'électricité produite à partir d'énergies renouvelables en France	26
La méthode utilisée	27
<b>III - Evaluation socioéconomique du programme de développement de l'électricité éolienne</b>	<b>29</b>
La trajectoire de développement du Grenelle de l'environnement	29
La puissance installée	29
La part de l'éolien maritime d'investissements pour atteindre l'objectif de production d'électricité éolienne en 2020	33
Les surcoûts de l'électricité éolienne	35
Emissions de CO2 évitées par le développement de l'éolien	40
Résultats des analyses coûts-bénéfices	45
<b>IV - Evaluation socioéconomique du programme de développement de l'électricité photovoltaïque</b>	<b>46</b>
La trajectoire de développement photovoltaïque du Grenelle de l'environnement	46
La production d'électricité d'origine photovoltaïque	49
Evaluation des « surcoûts » liés à l'obligation d'achat	51
Emissions de CO2 évitées grâce au développement du photovoltaïque	53
<b>Synthèse de l'analyse coûts-avantages du programme d'électricité photovoltaïque</b>	<b>54</b>
Trois conclusions majeures du document	55
<b>Annexes</b>	<b>57</b>



# Evaluation socio-économique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque

En 2007, la France a consommé pour ses usages industriels et domestiques environ 485 terawattheures d'électricité (soit 485 000 milliards de wattheures). Cette consommation représente une dépense totale d'un peu plus de 40 milliards d'euros. Les prévisions actuelles retiennent une consommation probable de l'ordre de 535 terawattheures (TWh) en 2020. Il faudrait donc faire face en un peu plus de dix ans à un accroissement de la production de l'ordre de 50 terawattheures, et pour cela non seulement maintenir ou renouveler les capacités existantes, mais aussi créer de nouvelles capacités de production d'électricité. Aujourd'hui, environ 80 % de notre production vient des réacteurs nucléaires, environ 10 % des barrages et un peu moins de 10 % des centrales au fioul, au charbon ou au gaz (énergies fossiles).

L'utilisation des autres énergies, en particulier les énergies renouvelables comme l'énergie éolienne venant du vent et l'énergie photovoltaïque venant des rayons du soleil n'en est qu'à ses débuts. Chacune des technologies de production de l'électricité a des avantages mais aussi des coûts différents. Pour pouvoir répondre à la demande à tout moment, il faut être en mesure de mobiliser plusieurs moyens de production électrique. Les centrales thermiques (fioul, charbon, gaz) génèrent des coûts de production modérés et ont une grande souplesse d'utilisation, mais elles sont

fortement génératrices de CO<sub>2</sub>. Les centrales nucléaires conduisent à un prix de revient de l'électricité faible mais elles fonctionnent pratiquement en continu alors que la demande d'électricité connaît des fluctuations dans l'année et dans la journée. Quant aux principales énergies renouvelables (l'éolien et le photovoltaïque) elles ne génèrent pas de CO<sub>2</sub> mais elles sont soumises aux aléas du vent et du soleil et elles impliquent des prix de revient de l'électricité qui vont certes baisser, mais qui sont actuellement élevés, surtout pour le photovoltaïque. Les risques liés au changement climatique et la crainte de manquer à terme de pétrole ont conduit le « Grenelle de l'environnement » à proposer de privilégier autant que possible les capacités nouvelles de production d'électricité qui utilisent des sources d'énergies renouvelables peu génératrices de CO<sub>2</sub>.

Nous examinons les conséquences économiques d'un développement accéléré de la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne et de l'énergie photovoltaïque conformément aux objectifs du « Grenelle de l'environnement », objectifs repris dans le plan de développement des énergies renouvelables présenté le 17 novembre 2008 par le Ministre chargé de l'environnement. De façon plus précise, le plan de développement des énergies renouvelables vise un objectif de production de 59 terawattheures d'électricité

d'origine éolienne et de 5,3 terawattheures d'électricité d'origine photovoltaïque pour l'année 2020, ce qui est un peu plus que l'accroissement de la demande d'électricité probable d'ici à 2020. La production d'électricité d'origine éolienne représenterait alors environ 10 % de la production électrique, celle d'origine photovoltaïque moins de 1 %.

Pour déterminer les conséquences du programme de développement accéléré de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque, nous procédons à une analyse des coûts et des avantages économiques et environnementaux liés à ce programme, coûts et avantages qui apparaissent au cours de la période 2009-2020 et persisteront au-delà de 2020 pendant toute la durée de vie des investissements. Le coût du programme est mesuré par les surcoûts de production provenant de la différence entre les tarifs d'achat de l'électricité d'origine renouvelable et le prix de marché de l'électricité. L'avantage (ou bénéfice) du programme est environnemental et peut être mesuré par la valeur des économies d'émissions de CO<sub>2</sub> permises par le développement de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque.

Un obstacle au développement de la production d'électricité d'origine renouvelable est que les coûts de production de l'électricité éolienne et surtout de l'électricité photovoltaïque sont aujourd'hui sensiblement supérieurs au prix de marché de l'électricité (c'est-à-dire au coût complet de production moyen de l'électricité par le « mix énergétique » actuel). Le développement de la production électrique à partir de ces deux énergies renouvelables n'aurait aucune chance de se réaliser sans une aide versée aux producteurs d'électricité qui met-

tront en œuvre ces énergies. Pour inciter les producteurs d'électricité à créer des capacités nouvelles à base d'énergies renouvelables, la loi a mis en place un mécanisme particulier imposant aux fournisseurs historiques (principalement EDF et également les entreprises locales de distribution) d'acheter aux producteurs d'électricité éolienne ou photovoltaïque la totalité de leur production, pendant toute la durée de vie de leurs installations, à un prix garanti qui couvre les coûts de développement et de production. Le choix d'augmenter la part des technologies éolienne et photovoltaïque implique donc un « surcoût » de production.

Une difficulté classique de toute étude « coût-avantage » est celle du choix de l'hypothèse de référence. L'effet des énergies renouvelables sera différent selon qu'on l'apprécie par rapport à une « situation de référence » dans laquelle l'accroissement de capacité viendrait par exemple entièrement du nucléaire (ce qui n'est d'ailleurs techniquement guère possible à l'horizon de 2020) ou si cet accroissement venait de centrales thermiques.

Nous pouvons éviter cet écueil en observant que l'électricité étant désormais un bien soumis à la concurrence, il existe un prix de marché qui est censé refléter l'équilibre de l'offre (courbe de coûts) et de la demande (comportement des utilisateurs). Ce document de travail rappelle brièvement les mécanismes particuliers du marché de l'électricité. Il présente ensuite nos scénarios de référence. Nous procédons ensuite successivement à l'analyse coûts-bénéfices du développement de l'éolien puis du photovoltaïque. Enfin nous esquissons les conséquences macroéconomiques et les enjeux industriels associés à ce plan de développement ambitieux pour l'éolien et le photovoltaïque.

## - I - L'économie du secteur électrique\*

Le marché de l'électricité est un marché assez différent de ceux auxquels le consommateur est habitué. Dans la représentation classique du marché des biens, plusieurs producteurs sont en concurrence pour vendre leurs produits (par des grossistes ou directement) à des chaînes de distribution ou à des commerçant qui les revendent ensuite à des consommateurs. Il y a donc une cascade de ventes successives. Cela n'est pas possible pour l'électricité car elle ne se stocke pas. Il faut, minute par minute, « approvisionner » le réseau électrique en quantité égale à ce que les utilisateurs « consomment » à l'autre bout (dans le langage des électriciens, on parle « d'injections » et de « soutirages » d'électricité). Il y a un problème permanent d'équilibrage du réseau, équilibrage qui doit être anticipé pour éviter toute coupure. Cela implique qu'il y ait un acteur unique qui gère le réseau, en planifie et en assure l'équilibre. Tant qu'un opérateur transportait et distribuait l'électricité qu'il produisait pour l'essentiel, ce problème était résolu par lui seul.

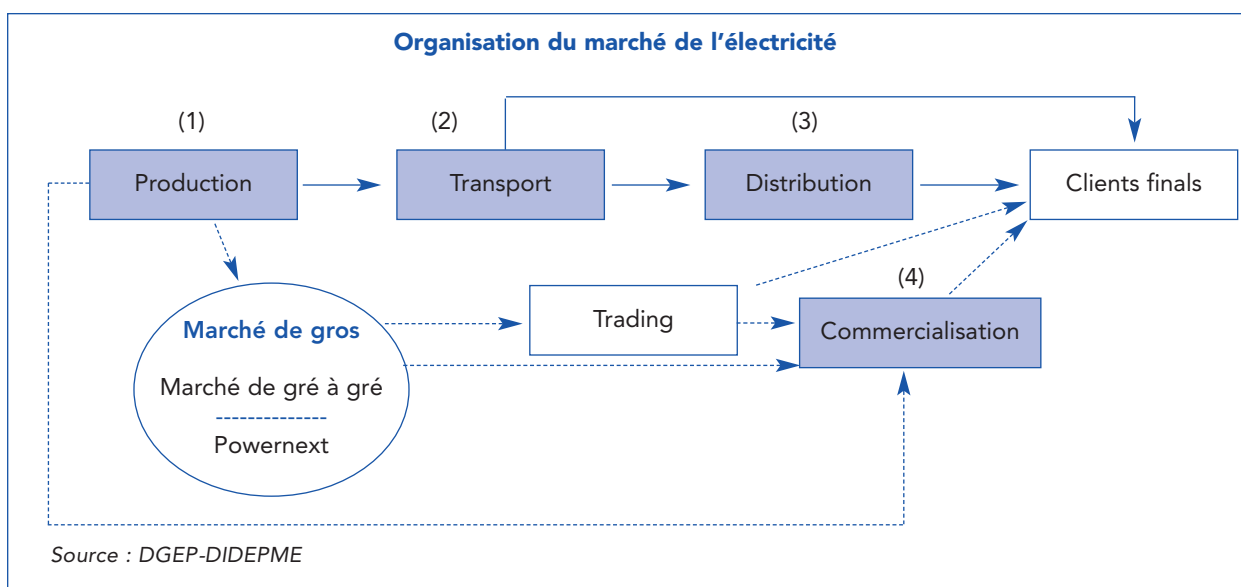
Mais le fonctionnement du marché de l'électricité a été profondément transformé par l'ouverture du marché à la concurrence.

### Acteurs et activités du marché de l'électricité

Le marché de l'électricité peut être décomposé en quatre activités qui sont chacune nécessaires pour l'alimentation (trois activités physiques et une commerciale) des clients finals en électricité :

- (1) la production de l'électricité,
- (2) le transport de l'électricité,
- (3) la distribution de l'électricité,
- (4) la commercialisation de l'électricité.

La fourniture d'électricité a longtemps relevé d'un monopole public qui assurait pratiquement tous les rôles : la production, la commercialisation, l'acheminement et la distribution finale. Les pays européens se sont engagés depuis plusieurs années dans une libéralisation progressive du « marché de l'élec-



\* Le lecteur accoutumé aux mécanismes du marché de l'électricité peut passer directement à la partie II, page 23.

Acteurs, activités et conditions de marché		
	Acteurs	Marché
1/ Production	Producteurs	Concurrence
2/ Transport	RTE	Monopole
3/ Distribution	Distributeurs	Monopole
4/ Commercialisation	Fournisseurs	Concurrence

tricité ». Celle-ci se concrétise par la liberté d'établissement pour les producteurs et par la liberté de choix du fournisseur pour les consommateurs<sup>1</sup>.

Dans la nouvelle organisation, seules les activités de transport et de distribution de l'électricité restent en situation de monopole. Les activités de production et de commercialisation d'électricité sont désormais ouvertes à la concurrence.

Le secteur de la production électrique en France est totalement ouvert à la concurrence. Compte tenu de son rôle historique, le parc de production d'EDF assure environ 90 % de la production d'électricité en France. D'autres producteurs d'électricité se développent comme GDF-Suez, la Compagnie Nationale du Rhône, la SNET (rachetée par E-ON) ou encore POWEO. Différentes technologies et moyens de production d'électricité existent : le nucléaire, les moyens de production thermique (centrales au gaz, au fioul, au charbon...), l'hydraulique, les énergies renouvelables... Nous les décrirons et indiquerons les coûts de production associés ci-après.

L'activité de transport consiste à acheminer l'électricité sur les grands axes du réseau électrique jusqu'au lieu de distribution et à contrôler l'équi-

libre global du système électrique. Une entreprise unique RTE (Réseau de Transport d'Electricité) est le gestionnaire de réseau en charge des infrastructures de transport d'électricité. RTE assure la gestion, l'entretien et la construction des infrastructures de transport d'électricité. Le réseau physique de transport est constitué par des lignes à haute tension (tension supérieure à 63 kilovolts). On parle quelquefois par comparaison au réseau routier des « autoroutes » de l'électricité. Il comporte 100 000 kilomètres de lignes à haute et très haute tension. Le réseau de transport assure le lien entre les centrales de production d'électricité, les réseaux de distribution (lignes à moyenne et basse tension), certains gros sites industriels, et les réseaux électriques des pays voisins.

RTE a l'obligation légale de garantir l'accès au réseau de transport de tous les utilisateurs (producteurs, gros consommateurs, distributeurs et négociants opérant en Europe). RTE est garant de la continuité et de la qualité de l'électricité qu'il transporte. A ce titre, il assure l'ajustement à tout moment de la production à la consommation pour éviter toute rupture d'approvisionnement<sup>2</sup>.

Lorsque le gestionnaire du réseau de transport d'électricité était la branche transport de l'électricien intégré (avant l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité), la flexibilité provenait de ses propres centrales. Depuis avril 2003, un marché de l'ajustement a été mis en place. RTE est responsable à tout moment de l'équilibre physique entre injections et soutirages sur le réseau et, à ce titre, supporte tous les coûts associés à cet « équilibrage » ou ajustement. RTE propose un mécanisme d'ajustement sous forme d'un appel d'offres permanent et organise la rencontre entre les

<sup>1</sup> La directive européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996 (transposée en droit français par la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'énergie), remplacée par la directive 2003/54/CE en 2003, a posé les principes généraux suivants : (i) Suppression des monopoles nationaux de production et de vente d'électricité, (ii) Libre accès des utilisateurs aux réseaux pour permettre aux consommateurs de choisir son fournisseur, (iii) Indépendance du gestionnaire de réseaux (fonctionnelle puis juridique avec la deuxième directive), (iv) Mise en place d'une instance de régulation nationale pour veiller à l'accès libre et non discriminatoire au réseau.

<sup>2</sup> Si un moyen de production subit une panne dans un pays, tous les autres moyens de production connectés au réseau doivent augmenter en quelques secondes leur production pour rééquilibrer le système.



propositions d'ajustement de différents acteurs et les besoins du système. RTE s'assure la veille pour le lendemain que les réserves constituées par les acteurs du mécanisme d'ajustement sont suffisantes pour couvrir les risques de déséquilibre ; sinon, il fait en sorte de susciter de nouvelles offres. La participation au mécanisme d'ajustement est ouvert à trois types d'acteurs : (i) les producteurs disposant de moyens de production raccordés au réseau électrique français (la loi du 9 août 2004 oblige les acteurs disposant de moyens de production raccordés au réseau public de transport à proposer leurs volumes de puissance disponibles sur le mécanisme d'ajustement), (ii) les clients industriels qui ont la possibilité de faire varier leur consommation d'électricité ; (iii) des acteurs étrangers opérant depuis les interconnexions (s'il existe un accord sur les modalités techniques entre RTE et le gestionnaire de réseau du pays transfrontalier).

L'équilibrage est par ailleurs facilité par la mise en place du dispositif de responsables d'équilibre. Un acteur du marché de l'électricité qui devient responsable d'équilibre crée son portefeuille d'activité, qualifié de périmètre d'équilibre. Ce dispositif permet à un acteur de diminuer son risque financier en diversifiant ses achats et ses ventes (multiplication des moyens d'injection et des éléments de soutirage qui composent son périmètre d'équilibre). Le responsable d'équilibre s'engage auprès de RTE à compenser financièrement les écarts négatifs (injection - soutirage) constatés *a posteriori* dans son périmètre d'équilibre. A l'inverse, les écarts positifs sont compensés financièrement par RTE au responsable d'équilibre.

Pour exercer sa mission, RTE vend ses services de transport aux utilisateurs du réseau à un tarif fixé par les pouvoirs publics. Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) qui représente les coûts liés au transport et à la distribution

de l'électricité<sup>3</sup> est fixé par les pouvoirs publics, de manière uniforme pour tous les utilisateurs, sans prendre en compte la distance séparant le consommateur de l'unité de production (péréquation territoriale). Ce coût représente de l'ordre de 30 à 50 % de la facture d'électricité suivant la puissance souscrite et la tension de raccordement.

L'activité de distribution est l'action d'acheminer l'électricité aux clients finals à partir du réseau de transport. La distribution d'électricité aux clients finals est assurée par des réseaux de distribution constitués de lignes basse et moyenne tension (tension inférieure à 63 kV). Le réseau de distribution est destiné à acheminer l'électricité en moins grande quantité et sur de plus courtes distances que le réseau de transport d'électricité (c'est la raison de la tension inférieure à 63 kV). Il est constitué d'environ 1,3 million de kilomètres de lignes. Le réseau de distribution d'électricité est la propriété des communes, le plus souvent regroupées en syndicats intercommunaux. Le réseau public de distribution d'électricité est un service public qui reste sous monopole. L'entreprise ERDF (Electricité Réseau Distribution France, pour 95% de la distribution) et les entreprises locales de distribution (ELD, pour 5% de la distribution) sont en charge de l'activité de distribution (et de relevé des compteurs) sous le contrôle des collectivités locales.

La **commercialisation** est l'activité de vente d'électricité aux consommateurs. Elle consiste à vendre au détail de l'électricité achetée en gros ou produite par les entreprises qui disposent de capacités de production électrique. L'activité de commercialisation est ouverte à la concurrence pour l'ensemble des catégories de clients depuis juillet 2007. Un « fournisseur » d'électricité est une société à laquelle le consommateur (particulier ou professionnel) achète son électricité. Le consommateur conclut son contrat de fourniture d'énergie

<sup>3</sup> Le TURPE peut être décomposé entre le revenu tarifaire unitaire de RTE (transport) et le revenu tarifaire unitaire d'ERDF (distribution). A titre d'exemple, sur un tarif résidentiel bleu de 122 euros par mégawattheure en 2008, le TURPE représentait 38 euros par mégawattheure. Le revenu tarifaire unitaire de RTE était de 8 euros par mégawattheure et le revenu tarifaire unitaire d'ERDF était de 30 euros par mégawattheure.

et c'est le fournisseur qui établit et adresse la facture correspondant à la consommation. Les fournisseurs vendent « au détail » aux consommateurs l'énergie qu'ils ont achetée « en gros » aux producteurs. EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) sont les « fournisseurs historiques ». Les nouveaux fournisseurs qui se sont créés depuis l'ouverture à la concurrence sont des fournisseurs qualifiés d'« alternatifs ».

Depuis la libéralisation du marché de l'énergie, le consommateur a ainsi le choix entre deux types d'offres :

- des **offres au tarif réglementé** (ou administré), tarif qui est fixé par les pouvoirs publics pour les clients qui ont gardé leur fournisseur historique et qui n'ont pas exercé leur « éligibilité » (voir plus loin pour l'explication de ce terme).
- les **offres au prix de marché** pour les clients qui ont exercé leur éligibilité auprès d'un autre fournisseur.

Nous sommes donc passés en quelques années d'une situation où l'exploitant (EDF), en situation de monopole, pilotait simultanément et directement la gestion en temps réel, sur son territoire, des moyens de production et des réseaux, à une situation actuelle caractérisée par d'une part une séparation entre production, fourniture et réseaux et d'autre part l'ouverture à la concurrence de l'activité de production et de celle de fourniture. L'exploitation du système électrique est donc plus complexe. Elle nécessite une coordination des gestionnaires de réseau au niveau européen (connexion entre les réseaux) comme au niveau national (accès au réseau). A moyen terme la sécurité de l'alimentation en électricité nécessite des investissements dans des équipements de production et de transport. Or, les prix de marché ne donnent pour l'instant que des signaux insuffisants et imprécis sur la nécessité d'investir pour assurer la sécurité du système.

Par ailleurs, les sources d'énergies utilisées pour la production d'électricité se sont diversifiées avec notamment le développement, encore à ses débuts, d'énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque...) qui sont des moyens de production de l'électricité à la fois décentralisés et intermittents, ce qui n'est pas sans conséquences pour la gestion du réseau et son équilibre.

### Les marchés de l'électricité

Il faut distinguer le marché de détail du marché de gros de l'électricité. Le marché de détail est celui sur lequel les fournisseurs opèrent la livraison d'électricité aux clients finals. Le marché de gros est le marché sur lequel des fournisseurs d'électricité offrent l'électricité qu'ils ont produite à des revendeurs d'électricité.

#### Le marché de gros de l'électricité

Sur le marché de gros, les producteurs d'électricité offrent l'électricité qu'ils ont produite à des revendeurs ou fournisseurs d'électricité. En 2008, en France, les échanges sur le marché de gros ont représenté 30 % des injections et soutirage physiques d'électricité sur le réseau. Au sein du marché de gros de l'électricité, il faut distinguer le marché de gré à gré et le marché organisé (Pownext).

#### Le marché de gré à gré

L'essentiel du commerce de gros de l'électricité s'effectue sur le mode du gré à gré (transactions directes ou *via* des intermédiaires). Le volume et le prix des transactions bilatérales sur le marché de gré à gré ne sont pas publics. On connaît néanmoins le volume des livraisons nettes physiques entre acteurs résultant de transactions de gré à gré<sup>4</sup>. Au quatrième trimestre 2008, les livraisons

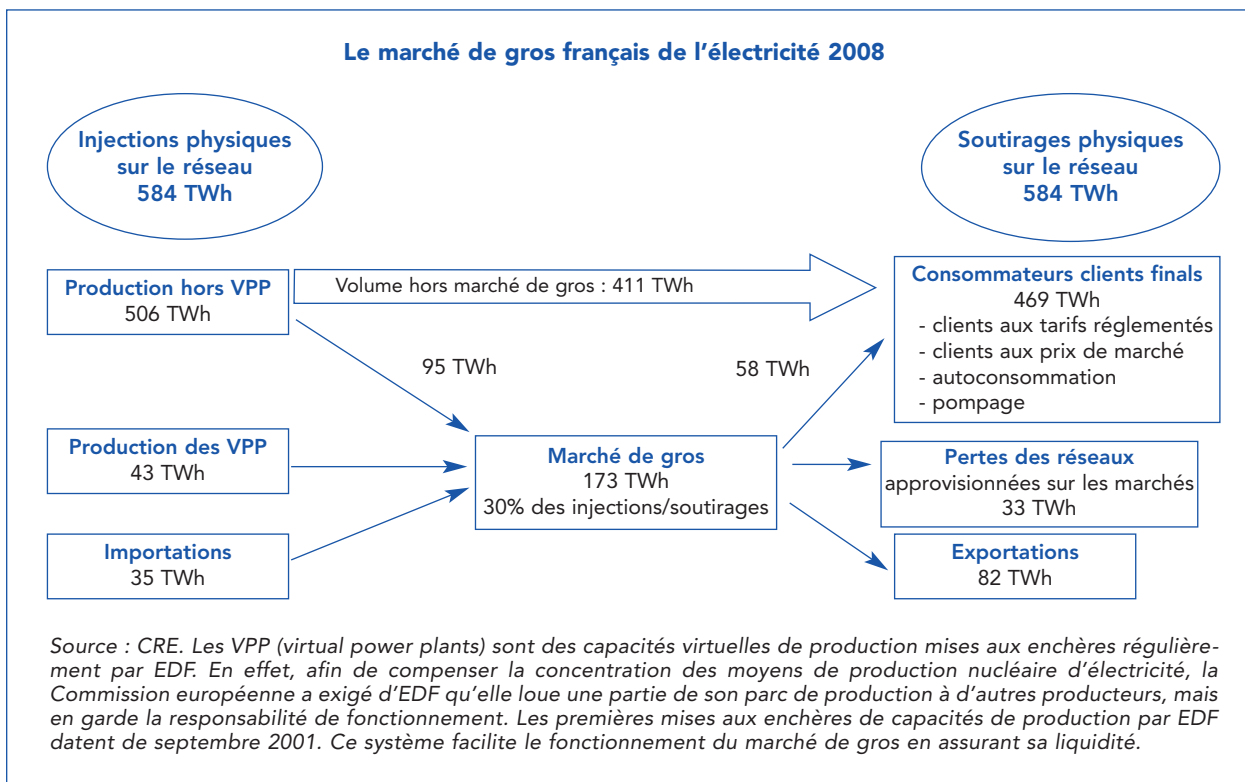
<sup>4</sup> Source : RTE et analyse GRE (Commission de Régulation de l'électricité).

sur le marché de gré à gré se sont élevées à 60 TWh (45% de la consommation nationale d'électricité).

### Le marché de gros organisé

Powernext est la bourse française de l'énergie (électricité et gaz) et constitue donc le marché de gros organisé entre producteurs, négociants de gros et fournisseurs d'électricité (aux consommateurs). Powernext assure la gestion du marché et offre plusieurs types de contrats :

- les contrats *Powernext Day ahead*<sup>5</sup> permettant de gérer le risque d'équilibrage ou de volume : « électricité court terme ». Les intervenants négocient la veille et jusqu'à une heure avant la livraison, des engagements à fournir ou à prendre livraison d'électricité sur le réseau de transport d'électricité, sur une heure ou un bloc d'heures données, à un prix de marché.
- les contrats à terme *Powernext Futures* permettant de gérer le risque de prix : « électricité moyen terme ». Il existe des contrats *Powernext Futures* à différentes échéances (mois, trimestre, année) avec des périodes de livraison d'un trimestre, d'un an ou de trois ans.

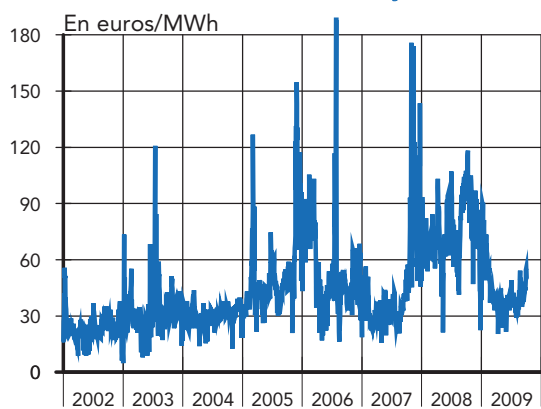


<sup>5</sup> *Powernext Day-Ahead* offre à ses membres une plateforme de négociation centralisée et sécurisée leur permettant de gérer leur risque de volume la veille pour le lendemain. L'examen des offres (prix et volume) se fait dans l'ordre décroissant des prix et celui des demandes (prix et volume) dans l'ordre croissant. Le prix de livraison et le volume correspondant sont calculés classiquement au point d'intersection de l'offre et de la demande. Les différents types de produits échangés sur le marché sont l'électricité en base (24 h/24 et 7 j/7) et l'électricité en pointe (livraison de 8 h à 20 h du lundi au vendredi). Cette distinction est très importante car il est plus coûteux de produire de l'électricité aux moments des pointes.

Le lancement du marché *Powernext Day-ahead* date de novembre 2001. Le lancement du marché *Powernext Futures* date de juin 2004. Au quatrième trimestre 2008, le volume des transactions sur le marché *Powernext Day-ahead* s'est établi à un peu moins de 14 TWh, tandis que le volume des transactions sur le marché *Powernext Futures* (toutes échéances confondues) a été d'un peu moins de 22 TWh.

L'évolution du prix de l'électricité *Day-ahead* sur le marché Powernext depuis novembre 2001 est retracée sur les graphiques suivants. Le prix de gros de l'électricité est extrêmement volatile comme le montre le graphique présentant les données journalières de l'électricité en base. Ce sont des prix négociés la veille pour une fourniture le lendemain. Ils reflètent l'équilibre offre-demande d'électricité à court terme (avant l'ajustement réalisé en temps réel par RTE). Ces prix sont soumis à une forte volatilité du fait des conditions climatiques ou d'événements survenant sur le parc électrique. Les moyennes mensuelles du prix de l'électricité en base et en pointe sur la même période permettent de mieux percevoir les évolutions et les tendances des prix de l'électricité en base et en pointe sur le marché de gros.

**Prix de l'électricité Day-ahead Base sur le marché Powernext (données journalières)**

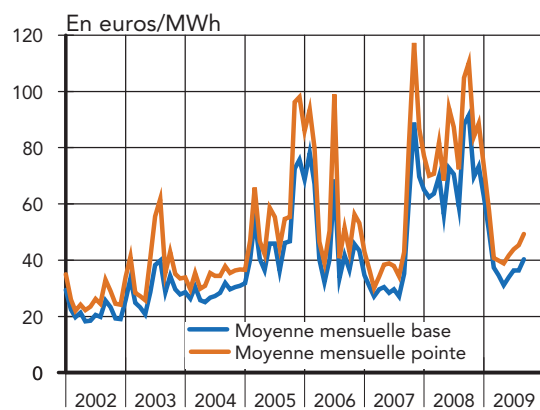


Source : Powernext

© Coe-Rexecode

Le prix de l'électricité en base sur le marché de gros a fluctué entre 20 et 30 euros par mégawattheure jusqu'à fin 2004. Il a évolué ensuite entre 40 et 50 euros par mégawattheure entre 2005 et 2007 avant de connaître une brusque envolée durant la majeure partie de l'année 2008 sous l'effet de la hausse du prix du pétrole. Il est revenu au niveau de 40 euros par mégawattheure sur les neuf premiers mois de 2009. La différence entre les prix *Day-ahead* de l'électricité de base et de pointe en moyenne annuelle est d'environ 10 euros par mégawattheure.

**Prix de l'électricité Day-ahead Base sur le marché Powernext**



Source : Powernext, calculs Coe-Rexecode

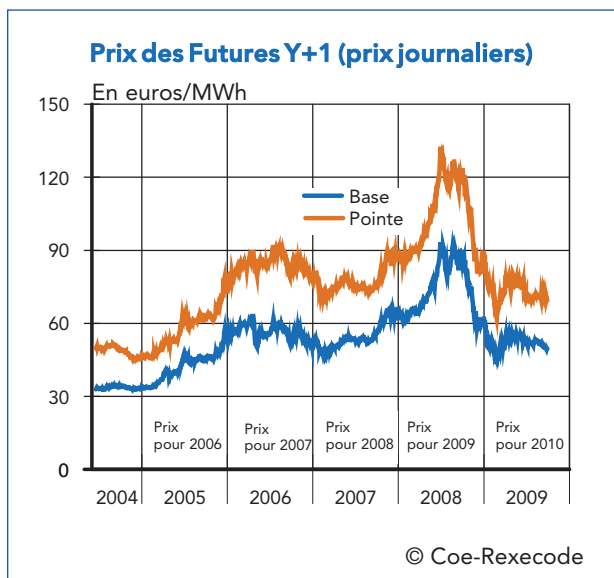
© Coe-Rexecode

**Prix day-ahead sur Powernext (moyennes annuelles)**

en euro/MWh	Moyenne base	Moyenne pointe
2001*	37,6	49,1
2002	21,5	26,2
2003	29,6	38,5
2004	28,5	34,2
2005	47,7	58,5
2006	49,7	61,6
2007	41,1	51,8
2008	70,2	84,1
2009**	40,4	47,9

Source : Powernext, calculs Coe-Rexecode

(\* sur 2 mois, \*\* sur 9 mois)



Pour minimiser les risques liés au marché *Day-ahead*, les acteurs du marché de l'électricité signent des contrats à l'avance (pour une fourniture dans les mois, trimestres ou années à venir) à un prix négocié à la date de clôture du contrat. Les contrats *futures* portent sur des produits standardisés afin de faciliter les échanges.

Le prix des contrats *futures* est moins volatil que le prix spot. L'évolution des prix des contrats *futures* (base et pointe) pour l'année suivante est présentée sur le graphique ci-dessus. Les évolutions sont assez parallèles mais le prix en pointe est bien entendu plus élevé que le prix de l'électricité en base.

### Le marché de détail de l'électricité

Un marché de détail de l'électricité existe lorsque les consommateurs privés (entreprises ou particuliers) peuvent choisir leur fournisseur d'électricité parmi des entreprises en compétition. En 2008, les 34,2 millions de sites (29,4 millions de sites résidentiels et 4,8 millions de sites non résidentiels) représentent une consommation annuelle de l'ordre de 432 TWh. Plusieurs segments peuvent être distingués sur le marché de détail.

### Les différents segments du marché de détail

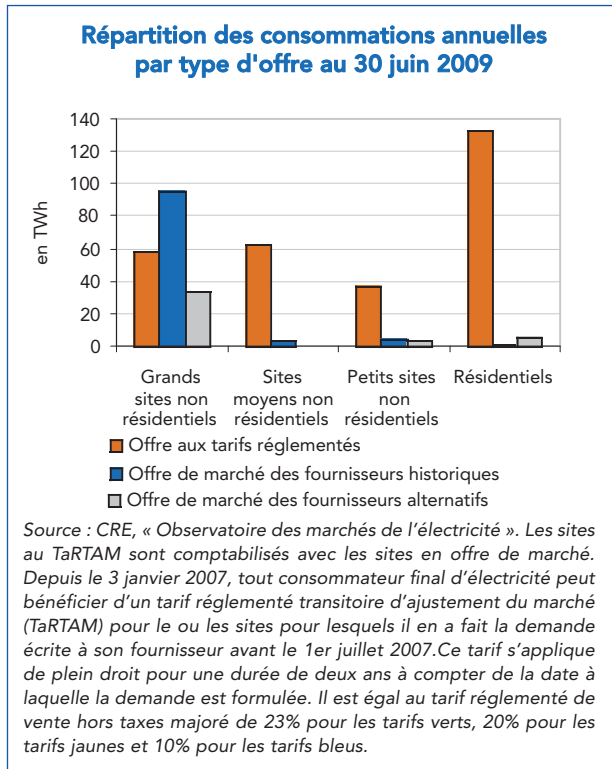
Le marché de détail se divise en quatre segments :

- **Les grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kiloVoltAmpères (grands sites industriels, hôpitaux, hypermarchés,...). Les consommations annuelles sont généralement supérieures à 1 gigawattheure. En 2008, les grands sites non résidentiels représentent 42 % de la consommation d'électricité et 0,1 % du nombre de sites.
- **Les sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kiloVoltAmpères (locaux de PME...). Les consommations annuelles sont généralement comprises entre 0,15 et 1 gigawattheure. En 2008, les sites moyens non résidentiels représentent 15 % de la consommation d'électricité et 1 % du nombre de sites.
- **Les petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kiloVoltAmpères (professions libérales, artisans...). Les consommations annuelles sont généralement inférieures à 0,15 gigawattheure. En 2008, les petits sites non résidentiels représentent 10 % de la consommation d'électricité et 13 % du nombre de sites.
- **Les sites résidentiels** dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kiloVoltAmpères (consommation annuelle généralement inférieure à 10 mégawattheures). En 2008, les sites résidentiels représentent 33 % de la consommation d'électricité et 86 % du nombre de sites.

### Les différentes offres sur le marché de détail

Deux types d'offres coexistent sur le marché de détail :

- **les offres aux tarifs réglementés**, tarifs qui sont fixés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur avis de la Commission de régulation de l'énergie.
- **les offres à prix libres** dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.



Les offres à prix libres peuvent être proposées par les fournisseurs historiques ou par les fournisseurs alternatifs qui sont apparus sur le marché depuis l'ouverture du marché à la concurrence (ouverture pour le segment résidentiel depuis le 1er juillet 2007). Au 31 décembre 2008, les offres aux tarifs réglementés représentaient 68 % des consommations tous sites confondus soit 294 térawattheures. Pour les clients résidentiels, les offres aux tarifs réglementés représentaient 98 % de la consommation (136 térawattheures sur les 140 térawattheures de consommation des sites résidentiels). Pour les grands sites industriels, les offres aux tarifs réglementés représentaient 31 % de la consommation (soit 56 térawattheures sur les 182 térawattheures de consommation).

### Les offres aux tarifs réglementés

Les tarifs réglementés de l'électricité sont fixés par les pouvoirs publics. Ils comportent une part fixe et une part proportionnelle à l'énergie consommée

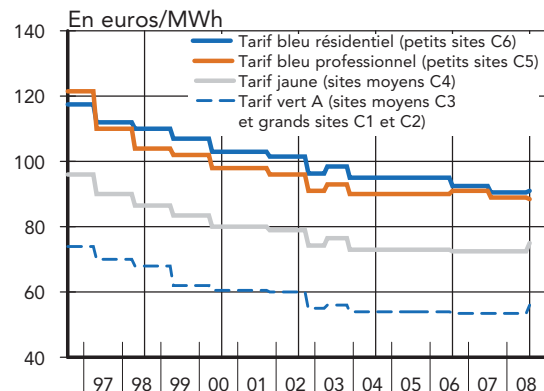
(déterminée en fonction des caractéristiques intrinsèques de la fourniture). Nous présentons dans les tableaux suivants les tarifs réglementés pour les particuliers, qui ont légèrement progressé en août 2009. Les tarifs réglementés avaient cependant connu, en euros constants, une tendance à la baisse depuis quelques années (malgré la hausse du prix du pétrole et la relative hausse du prix de l'électricité sur le marché de gros).

Le graphique suivant illustre les évolutions des tarifs réglementés pour les quatre segments du marché de détail entre 1996 et 2008 en euros constants 2008. Les tarifs réglementés, exprimés en euros constants, ont sensiblement diminué sur la période de 1996 à 2008.

A titre d'illustration, nous présentons le prix du mégawattheure d'électricité abonnement et taxes compris pour différents contrats et pour des consommations annuelles types données en 2008.

Après cette rapide présentation des marchés de l'électricité, de ses acteurs et des types d'offres, nous pouvons à présent analyser la relation entre les prix et les coûts de production de l'électricité. Nous observons notamment la contrainte que fait peser sur le système électrique des tarifs régle-

### Evolution du tarif réglementé de vente de l'électricité moyen (en euros constants 2008, hors taxes (taxes locales, CSPE, TVA))



Source : EDF, calculs CRE 2008

© Coe-Rexecode

mentés durablement plus bas que les coûts de développement de long terme de l'électricité.

### Prix et coût de l'électricité

Le prix de détail hors taxe (tarif réglementé ou prix de marché) doit en principe couvrir les coûts d'utilisation des réseaux publics d'électricité et les coûts

de fourniture de l'électricité (c'est-à-dire les coûts de production et d'approvisionnement ainsi que les coûts commerciaux).

Le prix de détail hors taxes appliqué aux clients finals est donc théoriquement la somme de trois composantes, que le tarif soit règlementé ou qu'il s'agisse d'une offre de marché :

<b>Prix et tarifs pour les clients domestiques (hors taxes au 15 août 2009)</b>					
Les prix et abonnements hors taxes pour les clients domestiques, selon la puissance souscrite, sont indiqués dans ce premier tableau					
Puissance souscrite en kVA	Option Base		Option Heures Creuses		
	Abonnement annuel	Prix de l'énergie (en €/MWh)	Abonnement annuel	Prix de l'énergie (en €/MWh)	
				Heures Pleines	Heures Creuses
3	51,2	78,1			
6	58,3	78,4	78,5		
9	73,6	81,7	121,2		
12	127,7		177,1		
15	156,1		224,3	83,9	51,9
18	184,6		271,4		
24	299,0		452,2		
30	413,5		632,9		
36	528,0		813,6		

Source : CRE

Les prix et abonnements toutes taxes comprises (TVA, taxes locales et CSPE) sont présentés dans ce second tableau :

<b>Toutes taxes comprises (TVA, CSPE, taxes locales) au 15 août 2009</b>					
Puissance souscrite en kVA	Abonnement annuel	Prix de l'énergie (en €/MWh)	Abonnement annuel	Prix de l'énergie (en €/MWh)	
				Heures Pleines	Heures Creuses
3	66,8	107,8			
6	77,1	108,1	94,3		
9	96,8	112,5	169,3		
12	168,1		244,2		
15	204,8		319,1	115,4	73,4
18	241,4		394,0		
24	412,7		659,6		
30	560,2		925,3		
36	707,7		1191,0		

Source : EDF

<b>Prix du mégawattheur pour quelques exemples de consommations annuelles</b>		
Données pour un contrat simple tarif	Puissance souscrite	Prix du MWh en € TTC (abonnement compris)
1 200 kWh/an	3 kVA	155,7
1 700 kWh/an	6 kVA	147,7
Données pour un contrat double tarif		
3 500 kWh/an 1300 en heures creuses	6 kVA	125,7
7 500 kWh/an 2 500 en heures creuses	9 kVA	122,3
13 000 kWh/an 5 000 en heures creuses	12 kVA	115,7

Source : EDF d'après Base de données PEGASE

- Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) qui est fixé par décision ministérielle sur proposition de la CRE. Ce tarif est indépendant du fournisseur mais diffère selon la catégorie de clients. Son montant est acquitté par le client au fournisseur qui le reverse au gestionnaire de réseau. Il doit permettre de couvrir les dépenses de construction, d'exploitation, de gestion et d'entretien des lignes électriques.
- La contribution tarifaire d'acheminement (CTA) est un prélèvement additionnel au tarif d'utilisation des réseaux. Elle assure le financement des retraites des agents des activités régulées (opérateurs de réseau). La contribution tarifaire d'acheminement est également fixée par arrêté ministériel (elle dépend de la catégorie de client et est indépendante du fournisseur).
- Le coût de la fourniture d'électricité qui englobe les coûts liés à l'exploitation et à l'amortissement des différents outils de production (coût complet de production), les coûts commerciaux et de gestion de la clientèle et la marge nette. Le coût de la fourniture d'électricité dépend du type d'offre :
  - Dans le cas du tarif réglementé, on le qualifie de **Tarif de fourniture**. Il diffère selon la catégorie de client. Il est obtenu en faisant la différence entre le tarif réglementé de l'électricité et la somme des deux précédentes composantes.
  - Dans le cas d'une offre à « prix libre », c'est un **Prix de la fourniture** déterminé librement dans le cas d'une offre à « prix libre ». Il peut différer selon le fournisseur et le type de client.

Les « prix libres » (ou prix de marché) s'appliquent aux clients qui ont fait jouer leur éligibilité, c'est-à-dire qui ont choisi de mettre en concurrence différents fournisseurs. Ces clients peuvent négocier le prix de leur fourniture électrique en contractant avec le fournisseur de leur choix, que ce soit leur opérateur historique ou un autre fournisseur. La différence qui peut exister entre le tarif réglementé hors taxes et le prix de marché hors

taxes réside uniquement dans le coût de la fourniture puisque la CTA et le TURPE sont équivalents, que l'offre soit une offre au tarif réglementé ou au prix de marché.

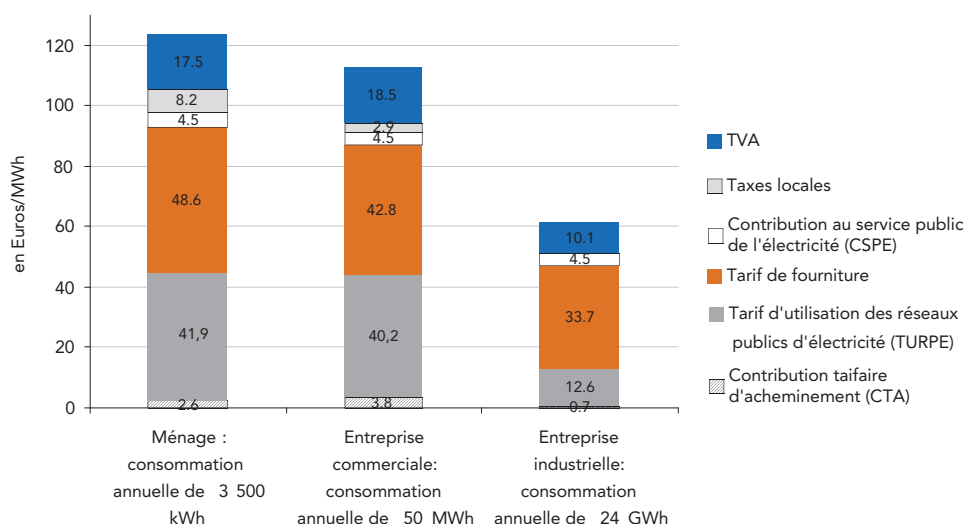
Un point important à souligner est que la décomposition du tarif de l'électricité est théorique et qu'elle ne correspond donc pas toujours à la réalité. Si dans le cas du prix libre, on peut penser que la part « énergie » du prix de l'électricité, c'est-à-dire le prix de fourniture de l'électricité, sera fixée par le fournisseur de façon à couvrir ses coûts, cela n'est pas le cas pour les fournisseurs historiques. Dans le cas du tarif réglementé, la part « énergie » qui revient au producteur est un solde obtenu en retranchant du tarif réglementé hors taxes la CTA et le TURPE. La part « énergie » peut donc s'avérer différente de son coût. Ceci n'est pas neutre pour le programme d'équipement électrique en France.

Pour comprendre la problématique des programmes d'équipement électrique en France, il faut faire un bref retour historique. Lorsque le marché de l'électricité a été ouvert en Europe, le prix de l'électricité était très bas en France car EDF disposait d'un parc nucléaire important. Or, l'électricité nucléaire comporte des coûts fixes élevés et des coûts variables très faibles. Les consommateurs étaient évidemment satisfaits de cette situation. Mais à ces niveaux, les prix ne couvraient pas les coûts de renouvellement du parc de production, ce qui pose un problème évident de financement des investissements. Dans certains cas comme en Californie, une situation de ce type avait conduit à des ruptures d'approvisionnement.

Actuellement, les surcapacités diminuent et tendent à disparaître, ce qui pose clairement la question de l'ajustement du prix aux coûts de production (incluant les besoins d'investissements de renouvellement). Si le prix de détail était libre, il est probable que ce prix se fixerait de façon telle que le prix de détail couvre le prix de transport, les taxes, le prix de revient à la production et une marge du producteur plus ou moins élevée selon l'intensité de la concurrence.



Décomposition de la facture de clients aux tarifs réglementés  
(tarif au 31 décembre 2007)



Source : CRE, " Observatoire des marchés de l'électricité "

Compte tenu de l'histoire et du point de départ (un monopole public), la plus grande partie de la consommation est aujourd'hui assortie d'un « tarif réglementé », tarif fixé par décret. La part énergie, qui revient au fournisseur (et par conséquent au producteur) est donc en quelque sorte un solde puisque les deux composantes (transports et taxes) sont elles-mêmes fixées par la puissance publique. L'enjeu de ce mécanisme apparaît clairement. Si la part énergie ne s'adapte pas au coût (ce qui peut être obtenu par un ajustement de prix mais aussi par des gains de productivité dans la production), le rythme d'équipement est menacé.

Nous présentons dans le graphique ci-dessus la décomposition de la facture de trois types de clients aux tarifs réglementés (tarif en vigueur en décembre 2007). Le tarif de fourniture est compris entre 35 et moins de 50 euros selon le type de client. On rappelle que le coût complet de l'électricité produite par une centrale nucléaire de type EPR est de 55 euros par mégawattheure. Le coût complet de production de l'électricité à partir

d'une centrale au gaz naturel est également de 55 euros/MWh si on inclut le coût du CO<sub>2</sub> émis (voir la section suivante).

### Les taxes

Les taxes s'ajoutent au prix de détail hors taxes. Les différentes taxes sur la fourniture, le transport et la distribution d'électricité sont les suivantes :

- Les taxes locales et départementales qui diffèrent selon la puissance souscrite :
  - Puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA : le pourcentage moyen est de 11 % à l'échelle nationale appliqué à 80 % du prix hors taxes,
  - Puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA : pourcentage moyen de 11 % à l'échelle nationale appliqué à 30 % du prix hors taxes.
  - Puissance supérieure à 250 kVA : pas de taxes locales.

- La TVA : qui diffère selon la puissance souscrite :
  - Puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA : taux réduit de 5,5 % sur l'abonnement HT et sur les taxes locales appliquées à 80 % de l'abonnement hors taxes, taux de 19,6 % sur le prix de l'énergie hors taxes et sur les autres taxes,
  - Puissance souscrite supérieure à 36 kVA : 19,6 % sur toute la facture hors taxes.
- La contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE) permet de couvrir les coûts liés à la péréquation tarifaire, à la garantie d'approvisionnement de certaines zones, les coûts des tarifs sociaux de l'électricité et les surcoûts générés par l'obligation d'achat de l'électricité produite par incinération de déchets, cogénération, ou à partir d'énergies renouvelables. Nous analysons en détail le mécanisme de la CSPE et le système des obligations d'achat dans la section suivante car ils jouent un rôle crucial dans l'analyse des coûts économiques du développement accéléré des énergies renouvelables.

### La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)

Le mécanisme de la CSPE joue un rôle important pour notre étude car il intègre le « surcoût » de la production électrique à base d'énergies renouvelables. La contribution aux charges de service public de l'électricité a été instituée par une loi du 3 janvier 2003. La CSPE vise à compenser aux opérateurs<sup>6</sup> qui les supportent :

- Les surcoûts liés aux politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables (loi du 10 février 2000).
- Les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain (surcoûts dus à la péréquation tarifaire).
- Les pertes de recettes et les coûts supportés pour la mise en place d'une tarification spéciale de première nécessité (décret 2004-325 du 8 avril 2004) et la participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité (arrêté du 24 novembre 2005).

Depuis le 1er janvier 2003, la CSPE apparaît séparément sur la facture. Chaque année, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie,

Charges de service public par nature et contribution unitaire					
	2004	2005	2006	2007	2008 (*)
<b>Charges de service public de l'électricité (millions d'euros)</b>	<b>1 533,3</b>	<b>1 411,6</b>	<b>1 547,4</b>	<b>1 964,1</b>	<b>1 640,1</b>
Contrats d'achat cogénération	838,4	676,6	677,9	768,4	579,6
Contrats d'achat énergies renouvelables	198,7	89,3	110,8	322,7	96,3
Autres contrats d'achat	62,4	49,5	54,6	57,5	46,8
Péréquation tarifaire	431,8	572,5	669,8	771,7	857,5
Dispositions sociales	2,0	23,7	34,4	43,9	59,9
<b>Consommation intérieure d'électricité (hors pertes) (TWh)</b>	<b>450</b>	<b>462,4</b>	<b>460,5</b>	<b>458</b>	<b>469,9</b>
TWh exonérés de CSPE	70,4	84,1	91,5	75	85,8
TWh soumis à la contribution	379,6	378,3	369	383	384,1
<b>Contribution au service public de l'électricité (en euros/MWh) – contribution unitaire</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>
<b>Prix de gros moyen de l'électricité (en euros/MWh)</b>	<b>28,6</b>	<b>49,3</b>	<b>55,1</b>	<b>49,3</b>	<b>69,5</b>
<i>Source : CRE, (*) charges prévisionnelles</i>					

<sup>6</sup> EDF pour l'essentiel, Electricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution supportent de telles charges.

le gouvernement arrête le montant des charges à compenser l'année suivante et la contribution unitaire par kWh consommé en France.

La contribution est due par tous les consommateurs finals d'électricité proportionnellement au nombre de kilowattheures consommés. Le montant dû de la contribution est cependant plafonné à 500 000 euros par an et par site de consommation. Un autre plafonnement a été introduit par l'article 67 de la loi du 13 juillet 2005 pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh (plafonnement égal à 0,5 % de la valeur ajoutée de la société). En 2007, sur les 481 TWh de consommation d'électricité, 383 TWh étaient soumis à la CSPE.

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit que certaines installations peuvent bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité qu'elles produisent. EDF et les entreprises locales de distribution (les ELD) sont tenues de racheter l'électricité produite dès lors que les installations de production sont raccordées aux réseaux qu'ils exploitent. Les installations qui peuvent bénéficier des obligations d'achat sont celles qui :

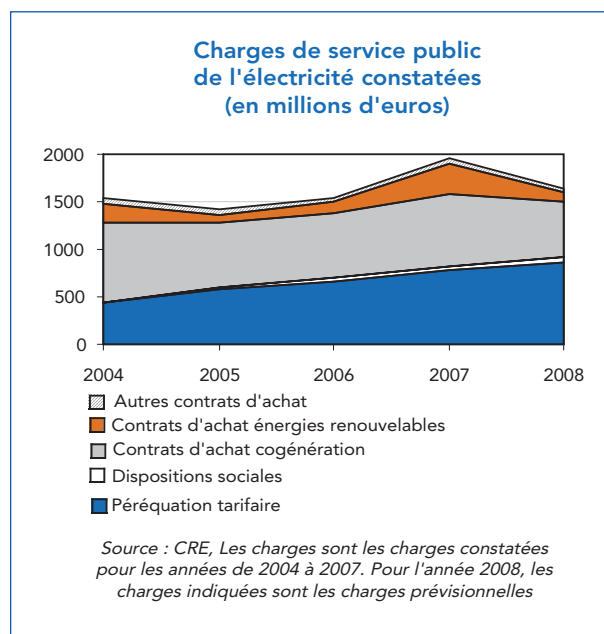
- valorisent des déchets ménagers ou assimilés ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur (pas de plafond de puissance),
- utilisent des énergies renouvelables<sup>7</sup> ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération.

Les tarifs d'achat de l'électricité associés à ces contrats d'achat sont très supérieurs au prix de gros de l'électricité. Ces tarifs d'achat ont en effet été introduits pour inciter au développement de capacités de production d'électricité d'origine renouvelable malgré les coûts de développement encore élevés de ces moyens de production. Ils

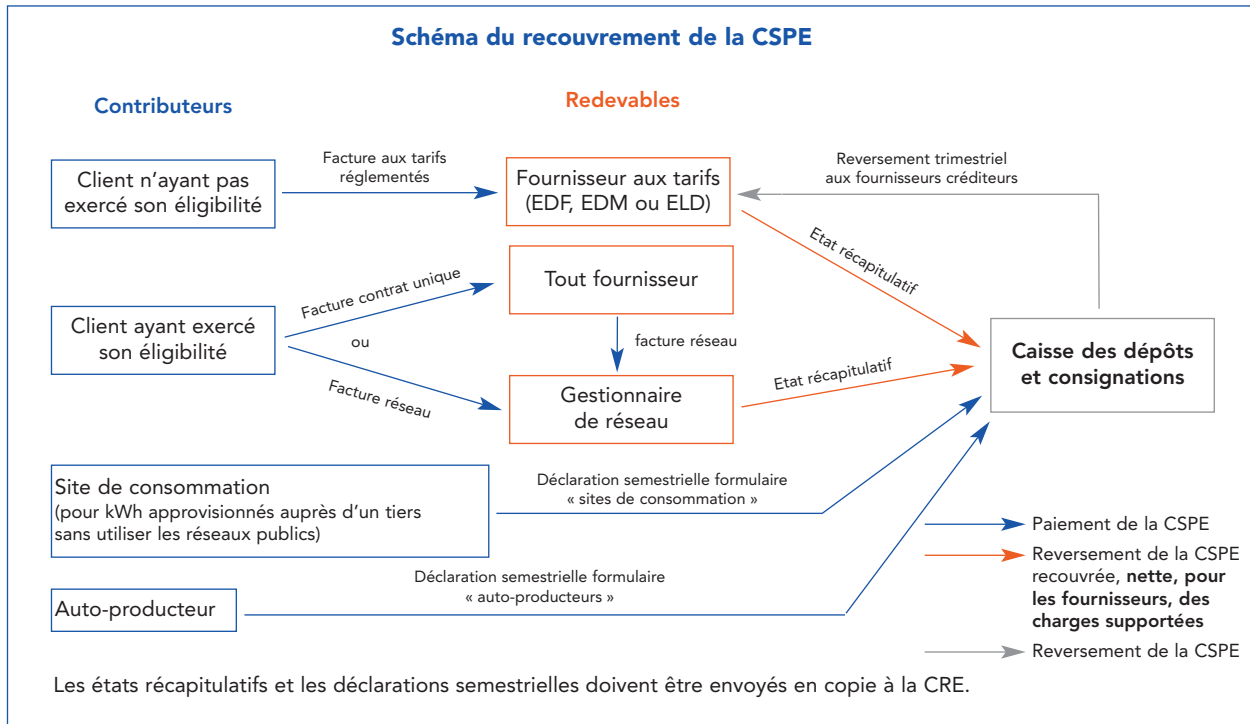
sont fixés de manière à couvrir les coûts complets de ces moyens de production. Le montant de CSPE qui est dû au titre de ces contrats d'achat d'énergies renouvelables est la différence entre le montant brut des tarifs d'achat et la valorisation de l'électricité renouvelable produite au prix moyen pondéré de l'électricité (prix moyen sur le marché de gros). Lorsque le prix de l'électricité augmente sur le marché de gros, cela a donc pour conséquence de diminuer le montant de CSPE provenant des contrats d'achat d'énergies renouvelables (c'est ce qui s'est passé en 2008 comme on peut le constater dans le tableau et sur le graphique ci-dessous).

La CSPE est recouvrée de la façon suivante :

- par le fournisseur d'électricité sous la forme d'une contribution additionnelle au tarif de vente d'électricité lorsque le consommateur est un consommateur final n'ayant pas exercé son éligibilité.



<sup>7</sup> Pour les installations qui utilisent l'énergie mécanique pour produire de l'électricité, seules celles qui sont implantées dans une zone de développement de l'éolien (ZDE) peuvent bénéficier du système d'obligation d'achat.



- par le gestionnaire du réseau public de transport ou de distribution, sous la forme d'une contribution additionnelle au tarif d'utilisation des réseaux lorsque le contributeur est un consommateur final éligible ayant exercé ses droits et conclu un contrat d'accès au réseau.
- Par déclaration spontanée et paiement à la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) pour les kWh approvisionnés auprès d'un tiers sans utiliser les réseaux publics ou pour les kWh produits et consommés par un producteur d'électricité.

Le schéma ci-dessus présente les différentes voies de recouvrement de la CSPE.

Les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs d'électricité aux tarifs réglementés versent les montants recouverts au titre de la CSPE à la Caisse des Dépôts et Consignations. Un opérateur supportant des charges de service public ne procède au versement à la CDC des montants recouverts que lorsque la somme des contributions

recouvrées et de la compensation reçue de la CDC au titre de l'exercice devient supérieure aux charges qui lui ont été notifiées. Les entreprises qui reçoivent le versement de la CSPE sont les fournisseurs « historiques » : EDF, EDM (Electricité de Mayotte) et les ELD (entreprises locales de distribution).

### Les coûts des différents moyens de production

L'électricité peut être obtenue par différents procédés à partir de sources d'énergie diverses : énergie mécanique, énergie nucléaire, énergie chimique, énergie hydraulique, énergie de la biomasse, énergie éolienne ou solaire. Chacune des technologies de production de l'électricité a des avantages mais aussi des coûts différents. Par ailleurs, le choix des technologies doit tenir compte du fait que l'électricité n'étant pas stockable, pour éviter les coupures, le système de production électrique doit pouvoir s'adapter à tout moment à une demande qui est largement fluc-

tuante. Or, les techniques de production ont des capacités de réaction très différentes. Certaines fonctionnent en continu comme le nucléaire, d'autres ne sont disponibles que de façon aléatoire comme l'énergie éolienne, d'autres enfin peuvent être très largement contrôlées et régulées comme l'énergie thermique ou l'énergie hydraulique. Les techniques de production sont donc en partie substituables, en partie complémentaires. Pour pouvoir répondre à la demande à tout moment, il faut être en mesure de mobiliser plusieurs moyens de production électrique.

Les centrales thermiques (fioul, charbon, gaz) génèrent des coûts de production modérés et elles ont une grande souplesse d'utilisation, mais elles sont fortement génératrices de CO<sub>2</sub>. Les centrales nucléaires conduisent à un prix de revient de l'électricité faible mais elles fonctionnent pratiquement en continu alors que la demande d'électricité connaît des fluctuations dans l'année et dans la journée. Quant aux principales énergies renouvelables (notamment l'éolien et surtout le photovoltaïque) elles ne génèrent pas de CO<sub>2</sub> mais elles sont soumises aux aléas du vent et du soleil et elles impliquent des prix de revient de l'électricité qui vont certes baisser, mais qui sont actuellement très élevés.

Aujourd'hui, environ 80 % de notre production vient des réacteurs nucléaires, environ 10 % des barrages et un peu moins de 10 % des centrales au fioul, au charbon ou au gaz (énergies fossiles). L'utilisation des autres énergies, en particulier les énergies renouvelables comme l'énergie éolienne venant du vent et l'énergie photovoltaïque venant des rayons du soleil, n'en est qu'à ses débuts.

Le tableau suivant donne une comparaison approximative des coûts et avantages des différentes technologies de production de l'électricité. Les coûts mentionnés sont les « coûts complets », c'est-à-dire les coûts de production d'une nouvelle installation qui serait créée actuellement.

En résumé, plusieurs technologies peuvent être mises en œuvre pour produire l'électricité, mais il faut toujours un mix de technologies parce que le coût n'est pas le seul critère. Deux autres critères sont importants :

1. **La rapidité de réaction de l'outil de production**, c'est-à-dire le temps nécessaire pour adapter le débit d'énergie électrique à une variation de la demande. L'énergie hydraulique est très réactive car il suffit d'ouvrir les vannes. Mais l'amplitude

**Les coûts et les avantages  
des différentes technologies de production d'électricité**

Technique de production	Coût en euros par méga wattheure	Emission de CO <sub>2</sub> (en grammes CO <sub>2</sub> de par kilowattheure)	Disponibilité et mode de fonctionnement des centrales de production
Nucléaire	55	0	Continu
Cycles combinés au gaz (CCG)	55 à 70	365	Mise en route rapide
Charbon	60 à 80	953	Relative flexibilité
Fioul	200-300	830	Mise en route rapide
Eolien	75-125	0	Aléatoire (vent)
Photovoltaïque	230-680	0	Aléatoire (soleil)

Source : DGEC (2008) et DGEMP-DIDEME (2003) pour les coûts complets et pour les émissions. EDF a confirmé le 4 décembre 2008 l'augmentation du coût de construction du nouveau réacteur nucléaire de Flamanville (4 milliards d'euros) et donc l'augmentation du coût complet de l'électricité produite grâce à l'EPR de Flamanville de 46 €/MWh à 54 €/MWh. La PPI (2008) ne faisait apparaître que des indices des coûts complets pour les moyens centralisés (base 100 pour le coût complet du nucléaire). Les bornes hautes des coûts complets des centrales CCG et Charbon sont obtenus en appliquant les indices de coûts correspondants de la PPI à un niveau de coût du nucléaire de 46 €/MWh. Les coûts complets de l'éolien et du photovoltaïque sont les coûts estimés par la PPI pour 2012.

de variation de l'hydraulique est physiquement limitée. L'électricité nucléaire est très peu réactive. Lorsqu'un réacteur est en route, il débite de façon quasi-constante. Le nucléaire est donc une électricité de base. La production d'électricité thermique (centrales au charbon, au fioul ou au gaz) est assez réactive car on peut alimenter plus ou moins les centrales dans un délai relativement bref.

2. **La disponibilité de la technologie.** Les technologies utilisant les ressources naturelles (éolien, photovoltaïque) sont des technologies intermittentes car la production dépend assez largement des circonstances naturelles que sont le vent ou les nuages. Pour assurer en permanence la livraison d'électricité en quantité égale à la demande et éviter la chute de potentiel et la panne, il faut donc disposer de capacités suffisantes pour chacune des technologies.

La fonction de production globale de l'électricité est donc une fonction complexe qui traduit à la fois des données technologiques instantanées et des contraintes dynamiques (réactivité, disponibilité). Les pointes de consommation ne peuvent pas être uniquement satisfaites par le nucléaire et les énergies renouvelables. Le recours ponctuel à des moyens thermiques classiques est nécessaire. Parallèlement au développement accéléré des moyens de production d'électricité d'origine renouvelable, la France doit également s'assurer d'un développement suffisant des moyens de production thermique au fioul et au gaz afin de garantir sa sécurité d'approvisionnement. Le parc optimal des moyens de production est celui qui permet de répondre au moindre coût à la demande et avec une probabilité très faible de ne pas pouvoir répondre aux pointes.

### Coût marginal et coût de développement de l'électricité

La théorie économique retient l'idée qu'en situation de concurrence, le prix qui s'établit à l'équilibre pour un produit est égal au coût marginal de sa production, c'est-à-dire à la dépense nécessaire pour produire une unité supplémentaire de ce

produit. Dans cette approche de l'équilibre du marché, les producteurs considèrent le prix comme une donnée exogène (on dit qu'ils sont *price taker*). Ils déterminent la quantité qu'ils produisent de manière que leur coût marginal égale le prix. A long terme et lorsque la concurrence est parfaite, le niveau de prix s'ajuste de sorte que le coût marginal est égal au minimum du coût moyen. La quantité produite et la technologie utilisée pour la production répondent à la demande au moindre coût. On dit alors que la situation est « optimale ».

Il faut néanmoins immédiatement préciser que les dépenses à engager pour répondre à une demande supplémentaire sont différentes selon le niveau des capacités de production existantes par rapport au niveau de la demande :

- en cas de capacités de production suffisante pour répondre à une demande supplémentaire, le coût marginal est celui des matières premières supplémentaires,
- si les moyens de production sont saturés, il faudra alors investir pour développer de nouveaux moyens de production.

Il convient donc de distinguer un coût marginal de « court terme » (ou coût variable) et un coût marginal de « long terme », souvent qualifié de « coût complet » ou de « coût de développement ». Dans certains cas, ces coûts marginaux peuvent différer sensiblement. C'est notamment le cas lorsque l'anticipation de la croissance de la demande laisse augurer d'un besoin de développer à l'avenir les capacités de production.

Chaque technique de production de l'électricité comporte une partie fixe et une partie variable de son coût. Le coût fixe dépend du coût initial d'installation et des dépenses annuelles indépendantes de la production. Le coût variable provient essentiellement des dépenses de combustibles et, le cas échéant, du coût lié aux émissions de CO<sub>2</sub> (si ce coût est internalisé).

Lorsque le tarif de l'électricité (prix sur le marché de gros ou tarif réglementé sur les segments de la demande où ce type de contrat est encore majori-

taire, cf. la section précédente) est inférieur au coût marginal à court terme, l'entreprise productrice d'électricité connaît des pertes. Lorsque le tarif de l'électricité est durablement inférieur au coût marginal de long terme (c'est-à-dire au coût de développement des moyens de production d'électricité), alors l'entreprise qui produit l'électricité ne peut pas financer le renouvellement du parc de production ou assurer un entretien de celui-ci à même de permettre une durée de vie plus longue des moyens de production déjà installés. L'entreprise dans cette situation peut continuer à produire mais cette situation ne peut perdurer.

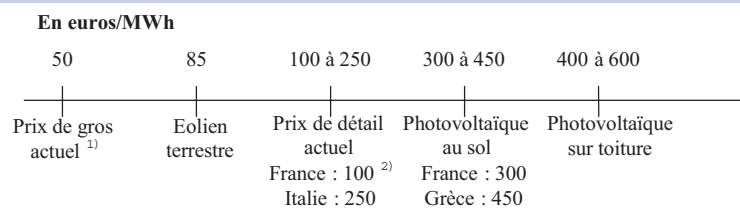
Etant donné la croissance prévue de la demande d'électricité à l'horizon 2020<sup>8</sup>, la situation parfois sous-capacitaire en matière de production d'électricité<sup>9</sup> et le besoin d'amorcer le renouvellement du parc des centrales nucléaires, le tarif de l'élec-

tricité devrait être supérieur aux coûts complets des moyens de production de l'électricité de façon à assurer le renouvellement du parc.

Or, la part des tarifs réglementés qui correspond à la production de l'électricité est de l'ordre de 35 euros par mégawattheure pour le tarif résidentiel, ce qui est aujourd'hui très éloignée du coût de développement d'un réacteur nucléaire de type EPR (55 euros par mégawattheure) ou du coût de développement d'une centrale au gaz naturel (cycle combiné au gaz) qui est également de l'ordre de 55 euros par mégawattheure (si on retient un prix du pétrole de l'ordre de 60 dollars par baril et un coût du CO<sub>2</sub> de 20 euros par tonne, source étude DGEC (2008) sur les coûts de référence des moyens de production d'électricité).

### Quelques données sur les prix de gros et les coûts de revient

Nous rappelons brièvement les ordres de grandeur des coûts de développement des différents moyens de production électrique dans le schéma synthétique suivant. Celui-ci présente l'ordonnancement des coûts de revient des différentes technologies de production de l'électricité et du prix de gros sur le marché de l'électricité au niveau européen.



<sup>1)</sup> 80 €/MWh avec charbon à 90 \$/tonne et gaz à 90 \$/bbl  
60 €/MWh pour le nucléaire

<sup>2)</sup> Avec 100 €/MWh en France, il reste 34 €/MWh pour le prix de production (ou de gros)

Le prix de revient de l'éolien baissera progressivement. Le coût de l'éolien terrestre et de la production classique devraient converger vers 2010 (« parité réseau »). Le prix du photovoltaïque au sol ne convergera avec les autres prix que dans certaines régions (vers 130 euros/MWh): Afrique du Nord, Moyen-Orient, Californie. Le prix du photovoltaïque en toiture baissera rapidement mais c'est aujourd'hui le plus cher et il convergera vers la parité réseau vers 2015/2020 dans les régions les plus ensoleillées.

Pour plus de précisions sur les données françaises, on pourra se reporter à la présentation synthétique que nous faisons des études des coûts de référence de la production électrique (DGEMP (2003) et DGEC (2008)) en annexes.

<sup>8</sup> Voir le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande de RTE en annexe.

<sup>9</sup> La capacité de production pouvant atteindre ses limites à certaines périodes de l'année comme lors des vagues de grands froids du début de l'année 2009.

Cette situation n'est donc pas compatible à moyen terme avec la nécessité de renouveler le parc des moyens de production électrique pour faire face au développement de la demande. On peut ainsi escompter un relèvement progressif du tarif réglementé qui se rapprocherait des coûts de développement des moyens de production électrique au moment où le renouvellement du parc nucléaire (c'est à dire à partir de 2012).

Cette brève description du fonctionnement du marché de l'électricité était nécessaire pour mieux comprendre la question que nous examinons dans cette étude. L'objectif est de modifier sensiblement le poids des différentes techniques de production d'électricité dans l'approvisionnement de la consommation, au bénéfice bien sûr des sources d'énergie renouvelables. On ne peut le faire qu'en tenant compte correctement des contraintes techniques et des complémentarités entre ces différentes techniques, mais on peut le faire de façon plus ou moins ambitieuse. Encore faut-il pour atteindre l'objectif que les producteurs, les four-

nisseurs et les réseaux soient bien coordonnés. Cela implique que les signaux de prix appropriés soient adressés aux producteurs. Aujourd'hui, les prix de revient de l'énergie éolienne et de l'énergie photovoltaïque sont plus élevés que ceux de l'électricité d'origine thermique et de l'électricité d'origine nucléaire, les prix de revient de l'électricité photovoltaïque le resteront durablement. Aucun producteur ne s'y risquerait sans une forte incitation et une garantie de durée. C'est l'objet du mécanisme des obligations d'achat dont les coûts sont une composante de la CSPE, qui est une taxe prélevée sur les factures de toutes les consommations d'électricité.

Comme toutes les taxes, le prélèvement a des effets économiques négatifs. Il grève le prix final, diminue le revenu disponible des consommateurs, pénalise la compétitivité. Ces « coûts économiques » sont la contrepartie de « l'avantage environnemental » procuré à terme par la baisse des émissions de CO<sub>2</sub>. La question est de trouver un bon équilibre entre ces coûts et ces avantages.



## - II - Les scénarios de référence

Pour réaliser une analyse coûts-bénéfices du développement accéléré de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque, il est nécessaire de disposer d'un scénario de référence afin de comparer la situation qui résulte du développement accéléré de ces énergies renouvelables avec la situation qui serait advenue en l'absence de ce développement (scénario de référence).

Nous cherchons à mesurer l'effet du développement rapide des énergies éoliennes et photovoltaïques. Mais par rapport à quoi apprécier cet effet ? Si l'on veut fournir environ 50 terawattheures de plus d'ici 2020, il faudra bien de toute façon augmenter notre capacité de production. L'effet des énergies renouvelables sera différent selon qu'on l'apprécie par rapport à une « situation de référence » dans laquelle l'accroissement de capacité viendrait par exemple entièrement du nucléaire (ce qui n'est d'ailleurs techniquement guère possible à l'horizon de 2020) ou si cet accroissement venait de centrales thermiques. Nous pouvons éviter cet écueil en observant que l'électricité étant désormais un bien soumis à la concurrence, il existe un prix de marché qui est censé refléter l'équilibre de l'offre (courbe de coûts) et de la demande (comportement des utilisateurs). Avec un prix du pétrole aux alentours de 60 dollars le baril, ce qui est à peu près le prix pour l'année 2009, et un prix du combustible nucléaire de 52 dollars la livre, nous pouvons retenir un prix moyen de marché de l'électricité (sur le marché de gros) de 55 euros par mégawattheure, soit 5,5 centimes par kilowattheure. On notera que ce prix est aussi le coût complet de l'électricité produite à partir d'un EPR (source : communication EDF aux investisseurs du 4 décembre 2008), et celui de l'électricité produite à partir d'une centrale au gaz naturel (en prenant en compte le coût du CO<sub>2</sub> émis par cette centrale).

Dans le cadre de notre étude, une variable importante est le prix du pétrole. Il a en effet des consé-

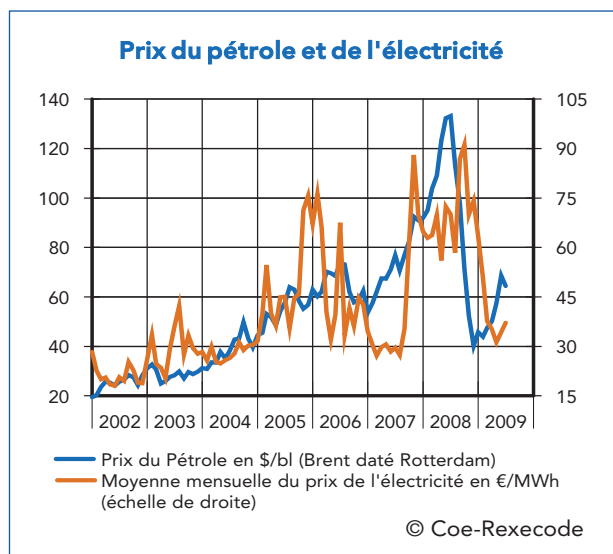
quences sur le niveau des prix des autres matières premières fossiles (gaz, charbon...) et donc sur le prix de l'électricité. Nous devons donc sélectionner une trajectoire d'évolution pour le prix du pétrole et déduire la trajectoire d'évolution du prix de marché de l'électricité qui soit cohérente avec elle.

La prévision du prix du pétrole à l'horizon 2020 étant très incertaine, il nous a semblé préférable de présenter trois scénarios d'évolution possibles pour le prix du pétrole et donc de prix de l'électricité. Nous utilisons donc trois scénarios de référence conditionnés par le prix du pétrole et de l'électricité en 2020, ce qui aboutit à indiquer également trois résultats pour nos analyses coûts-bénéfices. Les évolutions des prix du pétrole et de l'électricité ont aussi des conséquences sur l'environnement économique du scénario de référence. Un niveau plus élevé du prix du pétrole dégrade la situation économique : cela réduit la croissance et occasionne un supplément d'inflation.

Au niveau macroéconomique, nous considérons comme scénario de référence une situation dans laquelle l'économie résulterait de perspective tendancielle, à savoir une croissance au rythme de 2% l'an sur la période 2010-2020 avec une inflation de l'ordre de 2% par an. Nous considérons que l'euro s'établirait en moyenne autour de 1,30 dollars.

### Le prix du pétrole et des énergies primaires

Notre scénario bas de d'évolution du prix de l'électricité est fondé sur une hypothèse d'évolution du prix de pétrole qui est proche de celle donnée par l'Agence Internationale de l'énergie en 2007. En dollars constants 2008, le prix du pétrole s'établit aux environs de 55 dollars sur la période (70/80 dollars courants le baril en 2020). Ce sont



ces niveaux de prix qui avaient été retenus pour l'évaluation des coûts de référence de la production électrique par la DGEC (2008), à savoir : 55\$/bl pour le pétrole, 6,5 \$/MBtu pour le gaz, 60 \$/t pour le charbon (première colonne du tableau en bas de la page 25).

Nous faisons également figurer dans ce tableau les résultats de l'étude sur les coûts de référence des moyens de production d'électricité de 2003, qui permettent d'apprécier les conséquences d'un prix du pétrole et des matières premières fossiles plus élevés sur les prix de quelques moyens de production centralisés utilisant des matières premières fossiles. L'hypothèse centrale de cette étude de la DGEMP était un prix du pétrole de 24,5 dollars le

baril. Le relèvement à 31 dollars le baril (+ 27%) occasionnait une élévation de 21% du coût complet de production d'une centrale au gaz (CCG) et de 9% d'une centrale au charbon (CPTF).

Le graphique ci-contre met en regard l'évolution du prix de l'électricité sur le marché de gros (en euros par mégawattheure (échelle de droite)) et celle du prix du pétrole (en dollar par baril (échelle de gauche)) entre novembre 2001 et juillet 2009.

Les séries de prix du pétrole (exprimés en dollar par baril) et de prix de l'électricité sur le marché de gros (en euros par mégawattheure) sont relativement corrélées. On relève également que le cours du dollar par rapport à l'euro a tendance à fléchir lorsque le prix du pétrole s'élève. Nous avons estimé des équations permettant de mesurer la relation entre prix du pétrole (exprimé en dollar par baril), le prix de l'électricité (en euro par mégawattheure) et le taux de change euro dollar. A partir de ces équations, nous avons pu donner une estimation du prix de l'électricité en fonction du niveau du prix du pétrole (en considérant un taux de change euro dollar donné de 1€ = 1,30\$). Nous considérons que le prix du pétrole estimé est celui qui serait atteint en fin de période, c'est-à-dire en 2020 et nous déterminons les trajectoires d'ajustement linéaire vers ces niveaux. Sur la période 2009-2012, nous retenons que le prix du pétrole évolue entre 60 et 70 dollars le baril.

Notre premier scénario, que l'on appellera H0, repose sur l'hypothèse d'un prix du pétrole progres-

<b>Hypothèses sur les prix des combustibles fossiles</b>						
<b>(scénario de référence, World Energy Outlook AIE (2007))</b>						
<i>Prix réels en US dollars constants de 2005</i>						
	Unité	2000	2005	2010	2015	2020
Importations de pétrole brut	\$/baril	31,4	50,6	51,5	47,8	50,1
Gaz naturel (importations européennes)	\$/MBtu	3,26	5,8	5,9	5,6	5,9
Charbon importé (OCDE)	\$/tonne	37,5	62,5	55,0	55,8	57,2
<i>Prix nominaux en US dollars courants</i>						
Importations de pétrole brut	\$/baril	28,0	50,6	57,8	60,2	70,6
Gaz naturel (importations européennes)	\$/MBtu	2,8	5,8	6,7	7,0	8,3
Charbon importé (OCDE)	\$/tonne	33,5	62,5	61,7	70,2	80,6
Source : AIE (2007)						

Prix de marché l'électricité en fonction du prix du pétrole en 2020	
Prix du pétrole (\$ courants en 2020)	Prix du marché de l'électricité (euros constants)
80	55
150	85
250	125

sant au rythme de l'inflation pour atteindre 80 dollars le baril en 2020. Deux autres scénarios d'évolution du prix du pétrole, et donc d'évolution du prix de marché de l'électricité, sont examinés : Un scénario H1 dans lequel le prix du pétrole atteindrait 150 US dollars courants en 2020 (prix de marché de l'électricité de 85 euros/mégawattheure), un scénario H2 dans lequel le prix du pétrole progresserait de manière plus forte pour atteindre 250 US dollars courants en 2020 (prix de marché de l'électricité de 125 euros/mégawattheure).

Nous retenons l'hypothèse commune à nos trois scénarios de référence d'une progression des tarifs de l'électricité de 35 euros par mégawattheure à 55 euros par mégawattheure à l'horizon 2012. Ce

niveau de 55 euros par mégawattheure est le coût de développement d'un réacteur nucléaire de type EPR, dont la première mise en service interviendra en 2012 (Flammanville). Ce prix de 55 euros par mégawattheure est également l'ordre de grandeur du coût de développement d'une centrale au gaz naturel (cycle combiné, CCG) lorsque le coût du pétrole est de l'ordre de 50 dollars/baril et le coût du CO<sub>2</sub> de 20 euros par tonne<sup>10</sup>.

Notre scénario d'évolution du prix de l'électricité est donc constitué de deux périodes :

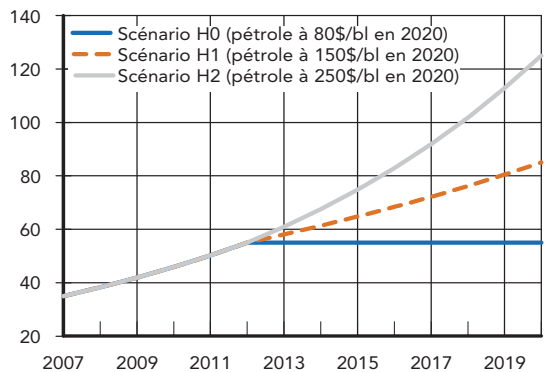
- une première période que l'on peut qualifier de période de rattrapage jusqu'en 2012. Durant cette période, nous considérons que les tarifs de l'électricité opèrent un rattrapage de manière à s'établir au niveau des coûts de développement des moyens de production d'électricité les plus efficaces. Nous considérons que le prix du pétrole a alors peu d'influence durant cette période sur le prix de l'électricité.
- Une seconde période à partir de 2012 où le prix de l'électricité dépend plus directement de

Coût de référence des moyens de production électrique			
	DGEC 2008 (pétrole à 55 \$/bl, Gaz à 6,5 \$/MBtu, Charbon à 60 \$/t, 1€=1,15\$)	DGEMP 2003 (pétrole à 24,5 \$/bl, Gaz à 3,5 \$/MBtu, Charbon à 33 \$/t, 1€=1\$, en €2001)	DGEMP 2003 (pétrole à 31 \$/bl, Gaz à 4,7 \$/MBtu, Charbon à 45 \$/t, 1€=1\$, en €2001)
<b>Centrale au Gaz (CCG)</b>	<b>55,7</b>	<b>42,1</b>	<b>51,1</b>
Investissement + Exploitation	14,8	11,5	11,5
Combustibles	33,3	23,5	32,5
CO <sub>2</sub>	7,6	7,1	7,1
<b>Centrale au Charbon (CPTF)</b>	<b>58,6</b>	<b>48,3</b>	<b>52,8</b>
Investissement + Exploitation	19,6	21,7	21,7
Combustibles	23,7	12	16,5
CO <sub>2</sub>	15,3	14,6	14,6
<b>Centrale au Fioul (TAC)</b>	<b>297</b>		
Investissement + Exploitation	130		
Combustibles	150		
CO <sub>2</sub>	16,6		

Source : DGEMP (2003), DGEC (2008) et calculs Coe-Rexecode

<sup>10</sup> Les électriciens européens devront en effet acheter aux enchères leurs permis d'émissions de CO<sub>2</sub> dans le cadre du système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) à partir de 2012, ce qui explique que l'on tienne compte du coût du CO<sub>2</sub>.

### Hypothèses retenues pour le prix de l'électricité (en euros constants 2008/MWh)



© Coe-Rexecode

l'évolution du prix du pétrole. Les trajectoires des trois scénarios de référence diffèrent alors durant cette période 2012-2020. Pour chaque scénario, nous considérons que, partant du niveau commun de 55 euros par mégawattheure, le prix de l'électricité s'ajuste linéairement jusqu'au niveau compatible avec le prix du pétrole retenu en 2020 pour ce scénario, c'est-à-dire 85 euros par mégawattheure dans le scénario H1 et 125 euros par mégawattheure dans le scénario H2.

En résumé, nos trois scénarios de référence sont les suivants :

- **Scénario H0** : le prix du pétrole demeure aux environs de 60/70 dollars le baril jusqu'en 2020 (fluctuations de faible envergure autour de ce niveau). Le prix de l'électricité passe de 35 euros constants/MWh en 2007 à 55 euros constants/MWh en 2012 (phase de rattrapage jusqu'au niveau du coût marginal de long terme) puis se maintient à ce niveau jusqu'en 2020.
- **Scénario H1** : Identique au précédent scénario jusqu'en 2012. A partir de 2012, le prix du pétrole progresse jusqu'à atteindre 150 dollars le baril en 2020. Le prix de l'électricité passe de

35 euros constants /MWh en 2007 à 55 euros constants /MWh en 2012 puis progresse jusqu'à 85 €/MWh en 2020 (niveau compatible avec un prix du pétrole de 150 dollars le baril).

- **Scénario H2** : A partir de 2012, le prix du pétrole progresse fortement jusqu'à 250 dollars le baril en 2020. Le prix de l'électricité passe de 35 euros constants/MWh en 2007 à 55 euros constants/MWh en 2012 puis progresse jusqu'à atteindre le niveau de 125 euros constants/MWh en 2020 compatible avec ce niveau du prix du pétrole.

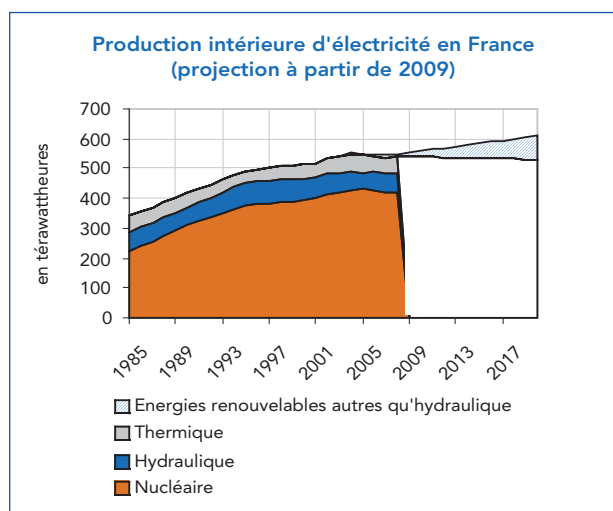
On notera qu'un prix du pétrole élevé (comme c'est le cas dans les scénarios H1 et H2) a des conséquences défavorables pour les perspectives macroéconomiques, mais renforce la nécessité de développer les énergies renouvelables et s'accompagnerait d'une meilleure rentabilité des projets d'investissements (comme nous le montrons dans la partie analyse coûts bénéfices).

### Le développement des énergies renouvelables

En 2008, la France a consommé pour ses usages industriels et domestiques environ 485 terawattheures d'électricité. Cette consommation représente une dépense totale d'un peu plus de 40 milliards d'euros.

### L'électricité produite à partir d'énergies renouvelables en France

Les prévisions actuelles retiennent une consommation probable de l'ordre de 535 terawattheures (TWh) en 2020. La production intérieure annuelle d'électricité dépasserait alors les 600 TWh. Il faudrait donc faire face en un peu plus de dix ans à un accroissement de la production de l'ordre de 50 terawattheures, et pour cela non seulement maintenir ou renouveler les capacités existantes mais aussi créer de nouvelles capacités de production d'électricité. L'objectif de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> conduit à privilégier la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, particuliè-



rement des énergies éoliennes et photovoltaïque. Mais le prix de revient élevé de ces technologies impose un surcoût économique par rapport aux modes de production plus traditionnels. La présente section examine le bilan socio-économique du programme de développement des moyens de production d'électricité éolien et photovoltaïque du « Grenelle de l'environnement ».

En France, en 2008, 88 % de l'électricité d'origine renouvelable produite était issue de l'hydraulique, 5 % provenait de la biomasse et 7 % de l'éolien. La progression de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque a été relativement forte au cours de la dernière décennie (+76 % par an pour l'éolien entre 1997 et 2007, +20 % par an pour la production d'électricité d'origine photovoltaïque), particulièrement sur les dernières années (progression de +84% pour la production d'électricité d'origine éolienne entre 2007 et 2006, +52% pour la production photovoltaïque entre ces deux mêmes années).

Les risques liés au changement climatique et la crainte de manquer à terme de pétrole ont conduit le Grenelle de l'environnement à proposer de privilégier autant que possible les capacités nouvelles de production d'électricité qui utilisent des sources d'énergies renouvelables peu génératrices de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), principal gaz à effet de serre. Nous examinons donc dans la

suite de ce document de travail les conséquences sur l'économie française d'un développement accéléré de la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne et de l'énergie photovoltaïque conformément aux objectifs posés par le comité opérationnel n°10 du « Grenelle de l'environnement », repris dans le plan de développement des énergies renouvelables présenté le 17 novembre 2008 par le Ministre chargé de l'environnement.

De façon plus précise, le Grenelle de l'environnement préconise un objectif de production de 59 terawattheures d'électricité d'origine éolienne et de 5,3 terawattheures d'électricité d'origine photovoltaïque pour l'année 2020, ce qui est un peu plus que l'accroissement de la demande d'électricité probable d'ici à 2020. Le programme d'investissements à réaliser pour développer les capacités éoliennes et photovoltaïques aux niveaux préconisés par le Grenelle de l'environnement est important. Selon nos calculs, il s'élèverait à 36 milliards d'euros pour le développement de l'éolien entre 2007 et 2020, et à 19 milliards d'euros pour le développement des capacités photovoltaïques sur la même période (soit en tout 55 milliards d'euros).

Pour déterminer les conséquences du programme de développement accéléré de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque, nous procédons à une analyse des coûts et des avantages économiques et environnementaux liés à ce programme, coûts et avantages qui rappelleront le persisteront au-delà de 2020.

### La méthode utilisée

Nous centrons notre analyse sur les deux sources de production d'électricité d'origine renouvelable qui connaissent actuellement un essor important et qui impliquent des enjeux industriels et économiques majeurs : l'éolien et le photovoltaïque.

Nous retenons comme des hypothèses les objectifs de développement du Comité opérationnel du Grenelle de l'environnement. Nous déterminons

### La valeur tutélaire du carbone

Pour évaluer la rentabilité des investissements publics, il est nécessaire de procéder à la valorisation monétaire des émissions de CO<sub>2</sub>.

L'approche retenue par la commission Quinet (Conseil d'Analyse Stratégique, 2008) est de type coûts-efficacité. Elle consiste à déterminer la trajectoire des valeurs du CO<sub>2</sub> qui permettent d'atteindre les objectifs de politique environnementale déterminés au niveau européen en mars 2007 (réduction de 20% des émissions de CO<sub>2</sub> en 2020, voire 30% en cas d'obtention d'un accord global en décembre 2009 au sommet de Copenhague concernant la suite à donner au protocole de Kyoto).

En euros 2008	2010	2020	2030
Valeur tutélaire	32	56	100

Au-delà de 2030, la valeur tutélaire du carbone croît au rythme du taux d'actualisation public (4%). Cette règle d'évolution garantit que le prix actualisé de cette ressource limitée reste constant au cours du temps.

Source : Cahiers de l'évaluation N°1 –Septembre 2008

des trajectoires vraisemblables d'installation des capacités de production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque qui y peuvent conduire (suffisamment rapides mais pas trop heurtées). Nous calculons les coûts de développement associés à ce développement, ainsi que le supplément de CSPE provenant des obligations d'achat de l'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque produite. Nous cherchons à déterminer les bénéfices économiques et sociaux du développement de la production d'électricité éolienne et photovoltaïque. Les bénéfices sont de nature environnementale. L'objectif de développement de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque est de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'électricité.

Nous proposons une estimation de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> permise par le développement de l'éolien et du photovoltaïque. Cette réduction

constitue un bénéfice environnemental que l'on peut convertir en euros à partir de la valeur tutélaire du carbone.

Cependant, comme nous l'avons précisé dans la partie précédente, le développement des sources d'électricité d'origine renouvelable induit une augmentation du prix de l'électricité pour le consommateur du fait du mécanisme d'obligation d'achat (supplément de CSPE). Ce surcoût provenant de l'achat d'une électricité produite pour le moment à des coûts plus élevés que ceux des autres moyens de production (nucléaire, thermique...), et donc achetée à des tarifs supérieurs au prix de l'électricité sur le marché de gros, a un impact négatif sur le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises. Le progrès technique dans ces filières et les effets d'échelle qui vont résulter du plan de développement permettront d'abaisser au cours de la période le coût de ces énergies. Il convient cependant d'accompagner l'effort de développement des capacités d'un effort parallèle dans la recherche afin de faire émerger les innovations qui permettront d'abaisser sensiblement les coûts (ceci est particulièrement vrai dans la filière photovoltaïque).

Les investissements importants à consentir pour développer les capacités éoliennes et photovoltaïques vont mobiliser des ressources qui ne pourront être dirigées vers d'autres secteurs de l'économie. Il est donc important d'examiner la façon dont les ressources allouées au développement de ces deux filières d'énergies renouvelables peuvent être économiquement les plus efficaces. Pour s'assurer qu'une part importante des investissements n'échappera pas à l'économie nationale, il convient de structurer l'offre des filières par une politique industrielle adéquate.

L'objectif de notre étude est donc d'une part d'évaluer les conséquences économiques des plans de développement de ces deux sources renouvelables de production d'électricité, et d'autre part de définir les conditions pour que ce développement ait les conséquences les plus favorables pour l'économie française.

### - III -

## Evaluation socioéconomique du programme de développement de l'électricité éolienne

Nous déterminons dans un premier temps la trajectoire du développement des capacités de production d'électricité éolienne dont nous allons chiffrer les conséquences économiques et environnementales.

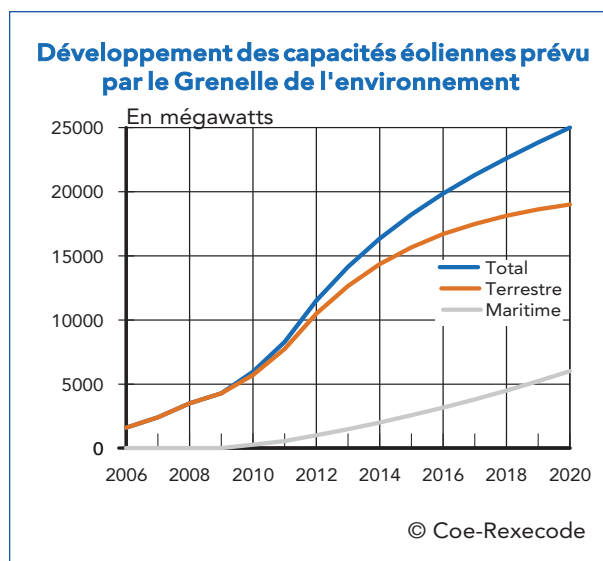
### La trajectoire de développement du Grenelle de l'environnement

Nous retenons les objectifs du plan de développement avancé par le Comité Opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement en matière de puissance installée et de production envisagée.

### La puissance installée

Le comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement retient comme situation initiale l'année 2006 et indique deux points de passage pour le développement de la puissance installée (fin 2012 et 2020). Nous déterminons une trajectoire vraisemblable compatible avec ces deux points de passage en termes de puissance installée puis de production. Au-delà de 2012, nous retenons l'hypothèse d'un ralentissement progressif du supplément annuel de capacités installées jusqu'en 2020 compatible avec l'atteinte de l'objectif d'une puissance installée de 25 000 MW en 2020.

Le graphique suivant résume les trajectoires de développement des parcs éoliens terrestre, maritime et total compatibles avec le développement



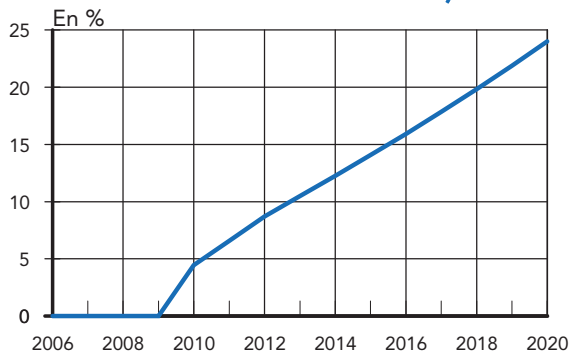
envisagé par le Grenelle de l'environnement. Partant d'une puissance installée de 1 600 MW en 2006, le Comité opérationnel du Grenelle de l'environnement prévoit un supplément de puissance installée de 23 400 MW en 2020 dont 6 000 MW d'origine maritime.

En retenant cette trajectoire, nous respectons la vision du développement volontariste de la première période (impulsion donnée par le Grenelle de l'environnement) mais retenons un développement des capacités en ralentissement sur la seconde période pour parvenir à l'objectif

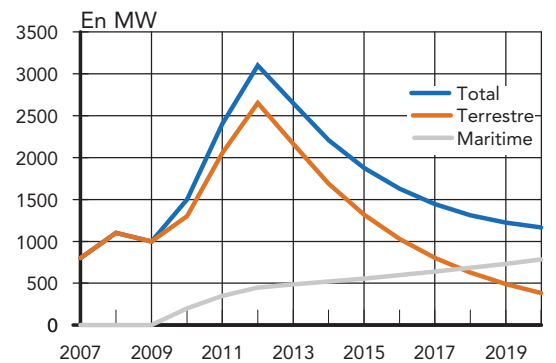
<b>Objectif de développement de l'éolien du « Grenelle de l'environnement »</b>		<b>Situation 2006</b>	<b>Objectif fin 2012</b>	<b>Objectif 2020</b>
<b>Eolien</b>	Production en GWh	2 100	26 000	58 700
	Puissance installée en MW	1 600	11 500	25 000
<b>dont Terrestre</b>	Production en GWh	2 100	23 200	42 400
	Puissance installée en MW	1 600	10 500	19 000
<b>dont Maritime</b>	Production en GWh	0	2 800	16 300
	Puissance installée en MW	0	1 000	6 000

Source : Comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement

**Part de l'éolien maritime dans le parc éolien installé (rapport de la puissance éolienne maritime installée à la puissance éolienne terrestre installée)**



**Capacités éoliennes annuellement déployées**



© Coe-Rexecode

final. Ceci nous paraît justifié par l'épuisement progressif des meilleurs gisements éoliens terrestres au cours de la période volontariste 2008-2012. L'hypothèse retenue permet de ne pas marquer de rupture dans le niveau des investissements de 2012 et 2013 tout en respectant les trois points qui définissent la trajectoire de développement de l'éolien préconisée par le Comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement en termes de puissance cumulée.

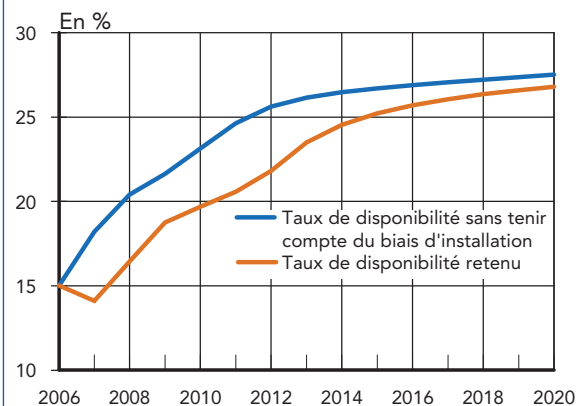
### La part de l'éolien maritime

Les capacités éoliennes envisagées se répartissent entre des capacités éoliennes terrestres et des capacités éoliennes maritimes. Nous retenons une répartition entre capacités éoliennes terrestres et maritimes qui découle directement des chiffres proposés par le Comité opérationnel, en faisant l'hypothèse d'un début du développement de l'éolien maritime en 2010.

La part de l'éolien maritime dans le parc éolien installé est croissante à partir de 2010 pour atteindre près d'un quart de la puissance installée en 2020. Sur la période 2012-2020, l'éolien maritime voit sa part croître de manière forte dans le supplément annuel de capacités installées. Ceci

est compatible avec l'hypothèse d'un épuisement progressif des meilleurs gisements éoliens terrestres et le choix de privilégier la filière de l'éolien maritime, initialement moins mature que celle de l'éolien terrestre, mais dont les opportunités industrielles apparaissent importantes.

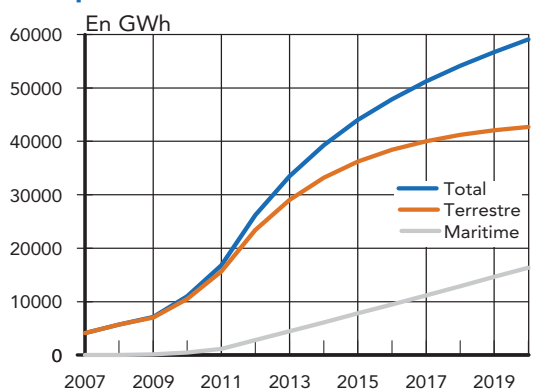
**Taux de disponibilité ds capacités éoliennes installées**



© Coe-Rexecode



**Production d'énergie éolienne envisagée par le Grenelle de l'environnement**



© Coe-Rexecode

### La production d'électricité éolienne

Pour déterminer la production d'électricité d'origine éolienne à partir de la puissance éolienne installée, il faut retenir une hypothèse sur le taux de disponibilité des éoliennes. Les éoliennes ne peuvent en effet produire de l'électricité que lorsque le vent est suffisant. De plus, les éoliennes doivent être arrêtées lorsque le vent est trop fort pour éviter d'être endommagées. Par ailleurs, dans un parc en fort développement, il existe un décalage entre le niveau de production d'électricité et les capacités installées. Nous retenirons l'hypothèse que les éoliennes installées durant l'année ne peuvent produire de l'électricité, en moyenne, que sur la moitié de l'année (toutes les nouvelles éoliennes n'étant pas simultanément installées au 1er janvier...). Ce décalage a donc tendance à réduire le taux de disponibilité des éoliennes durant la première partie de la période, lorsque la croissance du parc est importante.

Etant donné nos hypothèses sur les profils de développement, la part de l'éolien maritime dans le supplément annuel de capacités installées est relativement très importante en fin de période<sup>11</sup>.

**Capacités éoliennes installées et production d'électricité d'origine éolienne en France respectant les objectifs posés par le Grenelle de l'environnement**

	Puissance installée (en MW)			Production (en GWh)		
	Terrestre	Maritime	Total	Terrestre	Maritime	Total
2006	1 600	0	1 600	2 106	0	2 106
2007	2 400	0	2 400	2 966	0	2 966
2008	3 500	0	3 500	5 041	0	5 041
2009	4 500	0	4 500	7 393	0	7 393
2010	5 800	200	6 000	10 046	299	10 345
2011	7 850	550	8 400	14 024	1 119	15 143
<b>2012</b>	<b>10 500</b>	<b>1 000</b>	<b>11 500</b>	<b>19 664</b>	<b>2 308</b>	<b>21 971</b>
2013	12 661	1 486	14 147	25 417	3 694	29 110
2014	14 349	2 007	16 356	29 982	5 178	35 161
2015	15 667	2 564	18 231	33 519	6 762	40 281
2016	16 696	3 161	19 857	36 259	8 452	44 710
2017	17 500	3 799	21 299	38 381	10 254	48 635
2018	18 128	4 483	22 611	40 024	12 176	52 201
2019	18 618	5 216	23 833	41 298	14 227	55 525
<b>2020</b>	<b>19 000</b>	<b>6 000</b>	<b>25 000</b>	<b>42 284</b>	<b>16 415</b>	<b>58 699</b>

<sup>11</sup> La part de l'éolien maritime dans le supplément annuel de capacités éoliennes installées est de 15 % en 2012, 44% en 2017 et 68 % en 2020. Cela provient du fait que nous faisons l'hypothèse d'un ralentissement de la croissance des capacités terrestres supplémentaires installées au-delà de 2012 alors que le développement de l'éolien maritime est continu.

Nous retenons des taux de charge moyens de respectivement 2 300 et 2 950 heures sur la période pour l'éolien terrestre et maritime<sup>12</sup> sur les 8 760 heures de l'année. Le profil croissant du taux de disponibilité découle de la part croissante dans le parc installé de l'éolien maritime dont le taux de charge est sensiblement plus élevé. La faiblesse du taux de disponibilité sur la première partie de la période est liée au fait que l'énergie des éoliennes nouvellement installées ne peut être comptabilisée en année pleine. Ce phénomène est particulièrement sensible dans un parc jeune et en croissance. Nonobstant ce phénomène, les chiffres du comité opérationnel restent prudents, le véritable régime de croisière étant atteint à partir de 2012. Nous avons conservé cette prudence pour l'étude.

En 2020, la quantité d'électricité d'origine éolienne produite est de 59 TWh, conformément à l'objectif du Comité opérationnel du Grenelle de l'environnement sur le développement programmé de la puissance installée et le taux de disponibilité. Ceci signifie un supplément de presque 57 TWh par rapport à 2006, dont plus de 16 TWh d'origine maritime.

L'application des hypothèses de taux de charge permet de déterminer les niveaux de production d'électricité d'origine éolienne (terrestre, maritime et total) qui résultent des capacités installées dans le cadre du plan de développement du Grenelle de l'environnement.

Les profils de développement de la capacité éolienne installée (terrestre et maritime) ainsi que les quantités produites d'électricité d'origine éolienne sont résumées dans le tableau précédent.

Les chiffres de 2007 et 2008 peuvent légèrement différer des niveaux effectivement constatés puisque nous les déduisons de la trajectoire retenue pour atteindre les objectifs 2012 à partir des niveaux constatés en 2006<sup>13</sup>. La partie la plus importante du développement a de toute façon lieu après 2010.

Nous réalisons dans la section suivante le chiffrage du surcoût de la production d'électricité éolienne à partir des capacités installées de 2007 à 2020 par rapport au prix de marché moyen prévu dans l'hypothèse de référence. Nous chiffrons donc le développement de l'éolien à partir de 2007 (avec les tarifs d'achat du kWh mis en place en 2006) et étant donnée l'impulsion souhaitée par le Grenelle de l'environnement. Nous établissons le chiffrage des coûts complets de production de l'électricité éolienne (comprenant le coût des investissements initiaux nécessaires pour développer ces capacités, les coûts de maintenance et d'exploitation et les taxes) puis des obligations d'achat de l'électricité éolienne produite à partir de ces capacités. Les montants des tarifs d'achat doivent permettre de couvrir les coûts de production des capacités développées. En utilisant notre hypothèse sur la trajectoire du prix de l'électricité, compatible avec des hypothèses sur l'évolution du prix du pétrole (voir chapitre précédent) nous pouvons déduire le coût net de la politique de soutien au développement de l'énergie éolienne.

<sup>12</sup> Plus précisément, nous retenons pour l'éolien terrestre un taux de charge moyen des capacités nouvellement installées de 2 150 heures en 2006 qui croît jusqu'à 2 400 heures en 2012 avant de légèrement décroître jusqu'à 2 250 heures en 2020. Pour l'éolien maritime nous retenons un taux de charge des capacités nouvellement installées de 3 000 heures initialement décroissant jusqu'à 2 880 heures en 2020.

<sup>13</sup> D'après le Syndicat des énergies renouvelables, la puissance éolienne cumulée était de 1 481 MW en 2006, de 2 377 MW en 2007 et s'établirait à 3 577 MW en 2008. La production d'électricité d'origine éolienne était de 2 169 GWh en 2006, de 4 100 GWh en 2007 et serait de 6 000 GWh en 2008. Le MEEDM a publié le 9 septembre 2009 son premier tableau de bord « éolien-solaire ». Au 30 juin 2009, des éoliennes pour une puissance de 4 003 MW étaient raccordées au réseau (Métropole + DOM). Les installations éoliennes en attente de raccordement totalisaient une puissance de 4 310 MW (Total Métropole + DOM).

## Près de 40 milliards d'euros d'investissements pour atteindre l'objectif de production d'électricité éolienne en 2020

Pour déterminer le montant des investissements nécessaires au développement des capacités de production d'électricité d'origine éolienne programmés par le Grenelle de l'environnement, nous devons retenir des hypothèses en matière de coûts des investissements.

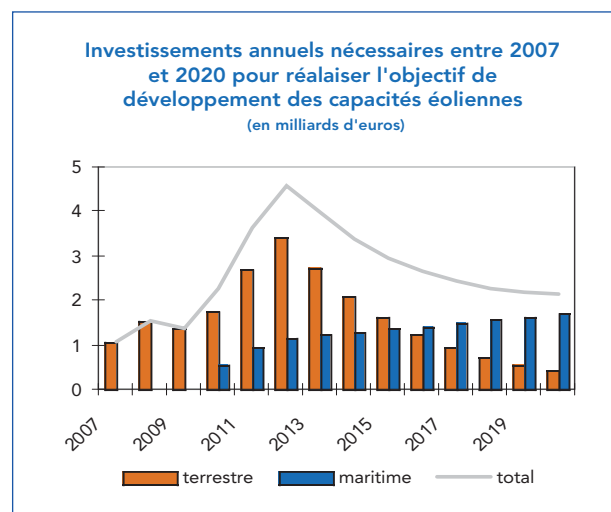
Dans son *Energy road map* de 2007, la Commission européenne indique des coûts de 1 078 euros/kW (en euro 2005) pour l'éolien terrestre et de 1 755 euros/kW (en euro 2005) pour l'éolien maritime, soit respectivement environ 1 150 et 1 850 euros /kW lorsqu'on exprime ces coûts en euro 2008. L'EWEA (*Energy Wind European Association*), en prenant en compte l'effet de la demande sur le prix des aérogénérateurs (environ 75% du coût d'un projet éolien), évoque des coûts de 1 300 €/kW (en euro 2005) pour le terrestre et 2 300 €/kW (euro 2005) pour le maritime en 2007, soit respectivement 1 350 euros/kW et 2 400 euros /kW en euro 2008. Le supplément de coût de l'éolien maritime est justifié par un nombre plus restreint de fabricants d'éolienne maritime, l'absence d'effet d'échelle dû au faible développement de ce marché et de possibles goulots d'étranglement de l'offre. Le rapport Syrota (2007), s'appuyant sur des chiffres de l'ADEME, indique des coûts d'investissement de 1 200 euros/kW pour un investissement collectif dans l'éolien terrestre en métropole. Enfin, l'étude des coûts de référence de la production électrique réalisée par le MEEDAT en octobre 2008 avance des coûts de 1300 euros/kW pour l'éolien terrestre en 2012 (éoliennes de puissance unitaire de 3 MW) et de 1 100 euros/kW en 2020 (éoliennes de puissance unitaire de 4,5 MW). Pour l'éolien maritime, les coûts d'investissement seraient de 2 600 euros/kW en 2012 (éoliennes d'une puissance unitaire de 4 MW) et de 2 200 euros/kW en 2020 (éoliennes d'une puissance unitaire de 8 MW).

Nous retenons les coûts d'investissement de l'éolien mis en avant par l'étude du MEEDAT pour

2012 et 2020. La décroissance retenue des coûts d'investissement de l'éolien est relativement optimiste. Il n'est pas acquis que les coûts de l'éolien vont décroître dans les prochaines années. Les tensions sur la demande de matériel éolien pourraient même au contraire aboutir à des hausses significatives des coûts d'investissement si les programmes de développement de l'éolien se généralisaient en Europe et dans le Monde.

En résumé, les hypothèses retenues sont les suivantes : coûts d'investissement de l'éolien terrestre passant de 1 400 euros par kilowattheure installé en 2008 à 1 100 euros par kilowattheure installé en 2020, coûts d'investissement dans l'éolien maritime passant de 2 800 euros par kilowattheure installé en 2008 à 2 200 euros par kilowattheure installé en 2020. Compte tenu de la trajectoire retenue en matière de puissance installée, il en résulte des investissements annuels dans l'éolien qui sont indiqués dans le tableau 34. Les investissements annuels nécessaires au développement de l'éolien connaissent un pic en 2012 (4,6 milliards d'euros). Ils sont en moyenne de 2,6 milliards d'euros sur la période 2007-2020 (1,6 milliard pour l'éolien terrestre et 1 milliard pour l'éolien maritime).

Pour l'ensemble de la période 2007-2020 les investissements cumulés nécessaires au développement



## Evaluation socio-économique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque

Coûts et montants des investissements annuels dans l'éolien terrestre et maritime nécessaires pour réaliser l'objectif de développement des capacités éoliennes							
	Puissance installée annuellement en MW		Investissements en €/kW installé		Investissements annuels en milliards d'euros		
	Eolien		Eolien		Eolien		Total
	terrestre	maritime	terrestre	maritime	terrestre	maritime	
2007	800	0	1 360	2 800	1,09	0,00	1,09
2008	1 100	0	1 400	2 800	1,54	0,00	1,54
2009	1 000	0	1 372	2 744	1,37	0,00	1,37
2010	1 300	200	1 345	2 690	1,75	0,54	2,29
2011	2 050	350	1 318	2 636	2,70	0,92	3,62
<b>2012</b>	<b>2 650</b>	<b>450</b>	<b>1 292</b>	<b>2 584</b>	<b>3,42</b>	<b>1,16</b>	<b>4,59</b>
2013	2 161	486	1 266	2 532	2,74	1,23	3,97
2014	1 688	520	1 241	2 482	2,09	1,29	3,39
2015	1 318	557	1 216	2 433	1,60	1,36	2,96
2016	1 029	597	1 192	2 384	1,23	1,42	2,65
2017	804	639	1 168	2 337	0,94	1,49	2,43
2018	628	684	1 145	2 290	0,72	1,57	2,29
2019	490	732	1 122	2 245	0,55	1,64	2,19
<b>2020</b>	<b>383</b>	<b>784</b>	<b>1 100</b>	<b>2200</b>	<b>0,42</b>	<b>1,73</b>	<b>2,15</b>
<b>Total</b>	<b>17 400</b>	<b>6 000</b>			<b>22,2</b>	<b>14,3</b>	<b>36,5</b>

Coûts moyens de production de l'électricité d'origine éolienne (terrestre et maritime) en fonction de l'année d'installation (2007-2020)									
	Production annuelle supplémentaire permise par les investissements (en GWh)			Production supplémentaire actualisée sur 20 ans (en GWh)		Coûts sur 20 ans y.c. maintenance et taxes (milliards d'euros)		Coûts moyens de production (en €/MWh)	
	Eolien			Eolien		Eolien		Eolien	
	terrestre	maritime	Total	terrestre	maritime	terrestre	maritime	terrestre	maritime
2007	1 720	0	1 720	18 238	0	1,50	0	82,4	
2008	2 431	0	2 431	25 777	0	2,13	0	82,5	
2009	2 272	0	2 272	24 086	0	1,90	0	78,7	
2010	3 035	598	3 633	32 186	6 339	2,42	0,77	75,1	121,8
2011	4 920	1 042	5 962	52 170	11 051	3,73	1,32	71,6	119,8
<b>2012</b>	<b>6 360</b>	<b>1 335</b>	<b>7 695</b>	<b>67 439</b>	<b>14 156</b>	<b>4,73</b>	<b>1,67</b>	<b>70,1</b>	<b>117,8</b>
2013	5 146	1 437	6 582	54 561	15 236	3,78	1,77	69,3	115,9
2014	3 986	1 533	5 519	42 264	16 252	2,89	1,85	68,5	114,0
2015	3 087	1 635	4 722	32 738	17 337	2,21	1,94	67,7	112,2
2016	2 392	1 744	4 136	23 360	18 493	1,70	2,04	66,8	110,4
2017	1 853	1 860	3 713	19 644	19 727	1,30	2,14	66,0	108,6
2018	1 435	1 985	3 420	15 217	21 044	0,99	2,25	65,3	106,8
2019	1 112	2 117	3 229	11 787	22 447	0,76	2,36	64,5	105,1
<b>2020</b>	<b>861</b>	<b>2 258</b>	<b>3 119</b>	<b>9 130</b>	<b>23 945</b>	<b>0,58</b>	<b>2,47</b>	<b>63,7</b>	<b>103,4</b>

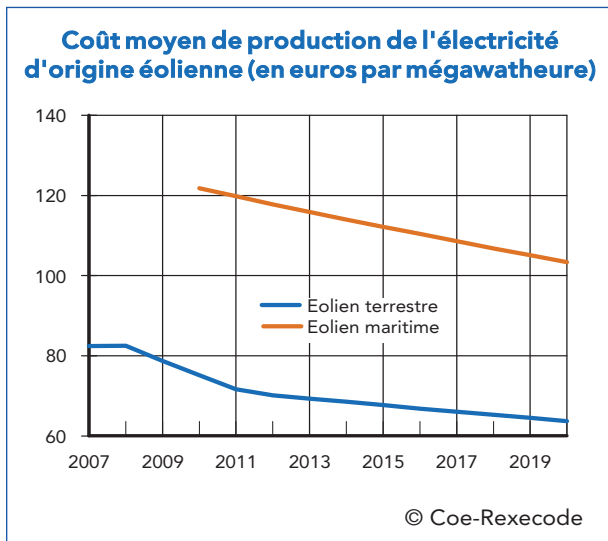
La durée moyenne de fonctionnement des éoliennes sous-jacentes à ces calculs de coûts moyens de production est de 2150 heures en 2007, croît jusqu'à 2400 heures en 2012 puis décroît jusqu'à atteindre 2250 heures en 2020 pour l'éolien terrestre (résultante de l'augmentation de la capacité des éoliennes et de l'épuisement progressif des meilleurs gisements). Pour les éoliennes maritimes, la durée de fonctionnement initialement de 3 000 heures décroît jusqu'à 2 880 heures en 2020.

des 23 400 MW de capacités éoliennes supplémentaires, représentent 36,5 milliards d'euros (22,2 milliards d'euros pour l'éolien terrestre et 14,3 milliards d'euros pour l'éolien maritime). Le profil des investissements sur la période joue un rôle important pour l'évaluation des conséquences économiques. Il détermine, en effet à la dynamique des importations, lorsque les aérogénérateurs ou leurs composants ne sont pas fabriqués en France, et le rythme des créations d'emplois dans les secteurs qui peuvent être concernés par les investissements éoliens en France.

Au-delà des coûts d'investissements initialement nécessaires à l'installation des éoliennes, nous devons déterminer les coûts moyens de production de l'électricité d'origine éolienne. Pour ce faire, nous considérons une durée de vie de vingt ans des éoliennes et un taux d'actualisation privé de 8%<sup>14</sup> à l'instar de ce qui a été retenu dans l'étude de

coûts de référence de la production électrique (DGEC, MEEDDAT, 2008). Nous considérons un coût de maintenance annuel représentant 2% du montant de l'investissement initial pour l'éolien terrestre (2,5% pour l'éolien maritime) et des taxes annuelles représentant 1,6% du montant de l'investissement initial. Le coût moyen de la production de l'éolien, considéré globalement, est compris entre 80 et 82 euros par mégawattheure sur toute la période 2007-2020, la décroissance du coût moyen de production de l'éolien terrestre étant compensée par la part croissante de l'éolien maritime dont le coût moyen de production est plus élevé.

Le coût moyen de production de l'électricité d'origine éolienne décroît au cours de la période passant de 82 euros par mégawattheure en 2007 à 63 euros par mégawattheure en 2020 pour l'éolien terrestre. Le coût moyen de production de l'électricité éolienne maritime décroît de 122 euros par mégawattheure en 2010 à 103 euros par mégawattheure en 2020.



### Les surcoûts de l'électricité éolienne

Pour promouvoir le développement des énergies renouvelables, l'article 10 de la loi du 10 février 2000 a introduit un système de garantie d'achat de l'électricité produite par certains types d'installation avec des tarifs réglementés pour les producteurs d'électricité éolienne qui en font la demande. Les tarifs d'achat imposés à EDF (et aux autres entreprises locales de distribution d'électricité), en matière d'électricité éolienne ont été redéfinis<sup>15</sup> par un arrêté du 10 juillet 2006<sup>16</sup>. Les tarifs d'achat diffèrent selon qu'il s'agit d'une installation terrestre ou maritime.

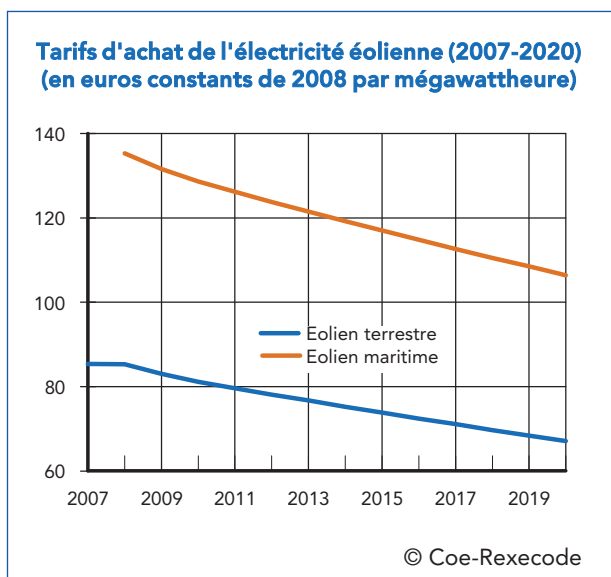
<sup>14</sup> Les coûts du développement des capacités éoliennes s'étendent sur plusieurs années. Les différents coûts doivent être additionnés de façon cohérente, en appliquant aux sommes considérées un taux d'actualisation. Dans l'optique d'un investisseur privé, il s'agit du coût moyen pondéré du capital.

<sup>15</sup> Les précédents tarifs pour l'éolien étaient de 83,8 euros/MWh pendant 5 ans puis entre 30,5 et 83,8 euros/MWh pendant 10 selon la durée de fonctionnement (avec une dégressivité de 3,3% par an).

<sup>16</sup> Le 6 août 2008, le Conseil d'Etat avait annulé l'arrêté ministériel du 10 juillet 2006 fixant le tarif de rachat de l'énergie éolienne pour vice de forme. Un nouvel arrêté a été publié au Journal officiel du 13 décembre 2008. Il reprend sur le fond les termes de l'arrêté du 10 juillet 2006. Le plan national de développement des énergies renouvelables de la France issu du Grenelle Environnement présenté par Jean-Louis Borloo en novembre 2008 prévoit le maintien, au moins jusqu'en 2012, des tarifs d'achat au niveau fixé en 2006 (mesure 23).

### a/ Prédiction des tarifs d'achat

Les contrats types entre les producteurs et EDF sont de 15 ans pour l'éolien terrestre et de 20 ans pour l'éolien maritime. Le tarif est constant durant les dix premières années d'exploitation (82 euros/MWh pour l'éolien terrestre et 130 euros/MWh pour l'éolien maritime) puis dépend de la qualité du site durant les cinq ou dix dernières années. Les tarifs de rachat au-delà des dix premières années sont d'autant plus faibles que les durées annuelles de fonctionnement de référence sont élevées. Les tarifs de rachat au-delà de dix ans



qui résultent de taux de charge de 2 300 heures pour l'éolien terrestre et 3 000 heures pour l'éolien maritime restent de 82 euros/MWh et 130 euros/MWh.

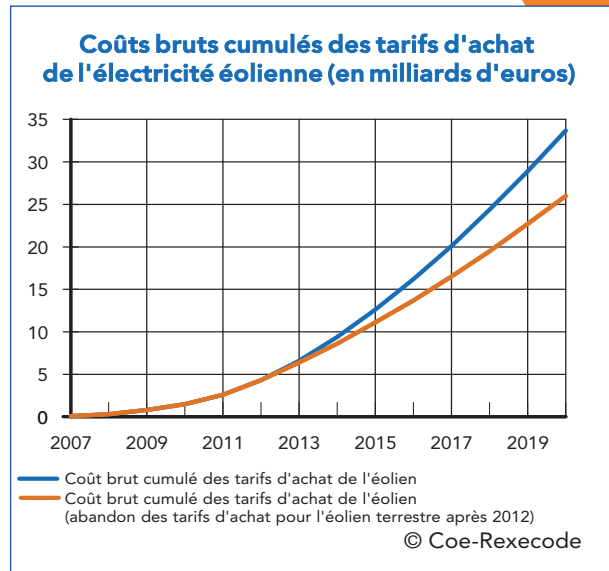
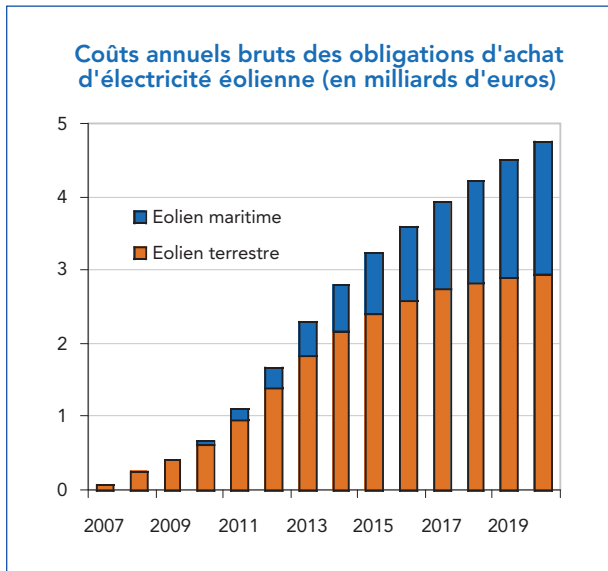
L'arrêté prévoit une indexation du tarif d'achat sur les salaires et les prix ainsi que l'application d'un coefficient de dégressivité de 2 % par an à compter de 2008. Au final, cela aboutit à une légère revalorisation au fil du temps du tarif d'achat en euros courants (et à sa décroissance en euros constants). Le tarif d'achat était ainsi de 85,3 euros/MWh pour l'éolien terrestre en 2008<sup>17</sup>. Pour chaque contrat signé, il est également prévu un réajustement annuel du tarif d'achat en fonction de l'évolution des salaires et des prix (en euros constants, cela<sup>18</sup> conduit à une décroissance du tarif initial de l'ordre de 0,7% par an).

Les tarifs d'achat ne sont assurés à leurs niveaux de l'arrêté de 2006 que jusqu'en 2012 (plan de développement des énergies renouvelables de novembre 2008, article 23). A moyen terme, la décroissance des coûts de production de l'électricité éolienne devrait permettre de pouvoir financer les capacités éoliennes, au moins terrestres, en vendant l'électricité directement sur le marché. Par ailleurs, une hausse du prix du pétrole qui aboutirait à un relèvement du prix de l'électricité rendrait l'occurrence d'une inutilité des tarifs d'achat pour l'éolien plus forte à cet horizon.

Tarifs d'achat de l'électricité éolienne		
Filière	Durée des contrats	Tarifs d'achat imposés à EDF pour les nouvelles installations éoliennes par l'arrêté du 10 juillet 2006
Eolien terrestre	15 ans	Eolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites
Eolien maritime	20 ans	Eolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites

<sup>17</sup> Les indices retenus sont le coût horaire tous salariés pour les industries mécaniques et électriques (ICHTTS) et l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) (PPEI). Le coefficient multiplicateur à appliquer pour déterminer chaque année à partir de 2008 le tarif d'achat est 0,98 en puissance  $n \times K$  avec  $n$  le nombre d'année après 2007 et  $K = 0,5 \times \text{ICHTTS} / \text{ICHTTS}_0 + 0,5 \times \text{PPEI} / \text{PPEI}_0$ , où  $\text{ICHTTS}_0$  et  $\text{PPEI}_0$  sont les valeurs des indices en juillet 2006.

<sup>18</sup> L'indexation pour chaque contrat est calculée en appliquant le coefficient multiplicateur suivant :  $L = 0,4 + 0,4 \times \text{ICHTTS} / \text{ICHTTS}_0 + 0,2 \times \text{PPEI} / \text{PPEI}_0$ .



Nous faisons néanmoins l'hypothèse que les tarifs d'achat de l'électricité éolienne, tels qu'ils ont été définis par l'arrêté du 10 juillet 2006, sont maintenus jusqu'en 2020. Pour l'éolien terrestre déjà proche de son niveau de rentabilité, cette hypothèse peut être considérée comme forte. Une sortie du dispositif d'obligation d'achat pourrait intervenir après 2012. En l'absence de certitudes sur ce point et sur la façon dont le dispositif pourrait être amoindri ou abandonné pour l'éolien terrestre, nous proposons une simulation dans laquelle les tarifs d'achat perdureraient dans leur forme définie en 2006 jusqu'en 2020. Bien entendu, le surcoût calculé doit donc être considéré comme un majorant. Nous indiquerons donc également les implications d'une sortie du dispositif d'obligation d'achat pour l'électricité provenant des installations éoliennes terrestres après 2012.

**b/ Coût brut provenant des obligations d'achat**

Les capacités installées entre 2007 et 2020 aboutissent à des obligations d'achat durant 15 ou 20 ans de l'électricité produite (jusqu'en 2021 pour les installations terrestres réalisées en 2007, jusqu'en 2034 pour les installations terrestres réalisées en 2020, jusqu'en 2039 pour les installations maritimes). Le coût annuel brut des tarifs

d'achat de l'électricité éolienne produite à partir des capacités installées pour réaliser les objectifs visés par le Grenelle de l'environnement atteint 4,8 milliards d'euros en 2020, dont 1,8 milliard d'euros pour l'achat d'électricité produite par des éoliennes en mer.

Les tarifs d'achats associés à la production d'électricité éolienne, provenant du plan de développement de l'éolien, occasionnent un coût brut de 33,7 milliards d'euros entre 2007 et 2020, soit 2,4 milliards d'euros par an, en moyenne, sur la période. En considérant l'abandon des tarifs d'achat pour les éoliennes terrestres installées après 2012, le coût pour l'éolien terrestre plafonnerait à 1,6 milliard d'euros par an (16,6 milliards d'euros en cumulés sur la période 2007-2020). Le coût brut des tarifs d'achat de l'éolien sur la période 2007-2020 serait alors ramené à 26 milliards d'euros.

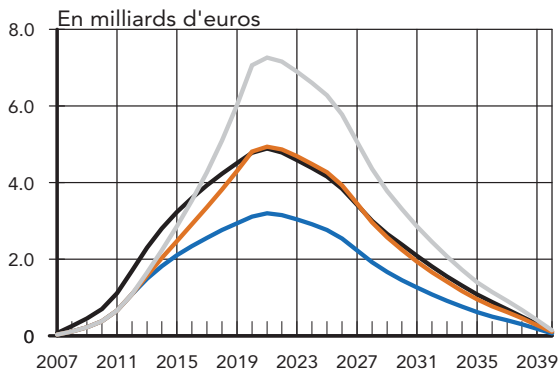
Pour être exact, les obligations d'achat courant sur 15 ans à partir de la date d'installation (et même 20 ans pour l'éolien maritime), le coût brut global d'achat de l'électricité éolienne du plan de développement de l'éolien préconisé par le Comité opérationnel du Grenelle de l'environnement entre 2007 et 2020 est donc d'environ 60 milliards

<b>Surcoûts nets de l'obligation d'achat de l'électricité</b>				
<b>Eolienne terrestre</b>				
<b>Total sur la période...</b>	<b>Production valorisée</b>		<b>Coût net</b>	
	<b>au tarif d'achat</b>	<b>au prix de marché</b>	<b>lié à l'obligation d'achat</b>	<b>actualisé lié à l'obligation d'achat</b>
<b>Scénario de référence H0</b>				
(prix du pétrole à 80 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 55 euros constants de 2008 /mégawattheure)				
2007-2020	24,2	17,2	7,1	5,4
2007-2035	44,5	33,2	11,3	7,6
<b>Scénario de référence H1</b>				
(prix du pétrole à 150 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 85 euros constants de 2008/mégawattheure)				
2007-2020	24,2	21,8	2,4	2,2
2007-2035	44,5	46,7	-2,1	-0,1
<b>Scénario de référence H2</b>				
(prix du pétrole à 250 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 125 euros constants de 2008/mégawattheure)				
2007-2020	24,2	27,4	-3,2	-1,6
2007-2035	44,5	64	-19,4	-10
<b>Eolienne maritime</b>				
<b>Scénario de référence H0</b>				
(prix du pétrole à 80 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 55 euros constants de 2008 /mégawattheure)				
2007-2020	9,4	4,4	5	3,5
2007-2040	37,6	19,3	18,3	9,7
<b>Scénario de référence H1</b>				
(prix du pétrole à 150 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 85 euros constants de 2008/mégawattheure)				
2007-2020	9,3	6	3,5	2,5
2007-2040	36,9	28,9	8,7	-5
<b>Scénario de référence H2</b>				
(prix du pétrole à 250 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 125 euros constants de 2008/mégawattheure)				
2007-2020	9,3	7,8	1,6	1,3
2007-2040	36,9	41,6	-4	-1,2
<b>Total des productions éoliennes terrestre et maritime</b>				
<b>Scénario de référence H0</b>				
(prix du pétrole à 80 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 55 euros constants de 2008 /mégawattheure)				
2007-2020	33,7	21,6	12,1	8,9
2007-2040	82,1	52,5	29,6	17,3
<b>Scénario de référence H1</b>				
(prix du pétrole à 150 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 85 euros constants de 2008/mégawattheure)				
2007-2020	31,8	26,1	5,7	4,7
2007-2040	78,6	72,2	6,4	4,9
<b>Scénario de référence H2</b>				
(prix du pétrole à 250 \$/bl en 2020, prix de l'électricité de 125 euros constants de 2008/mégawattheure)				
2007-2020	9,3	33,2	-1,4	-0,3
2007-2040	36,9	100,9	-22,3	-11,2

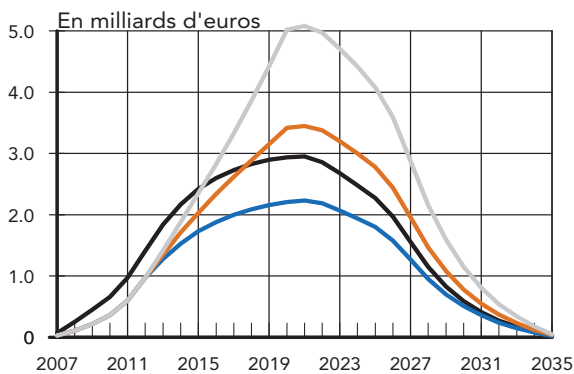


**Production de l'électricité éolienne valorisée au tarif d'achat et valorisée au prix de marché de l'électricité en fonction du scénario**

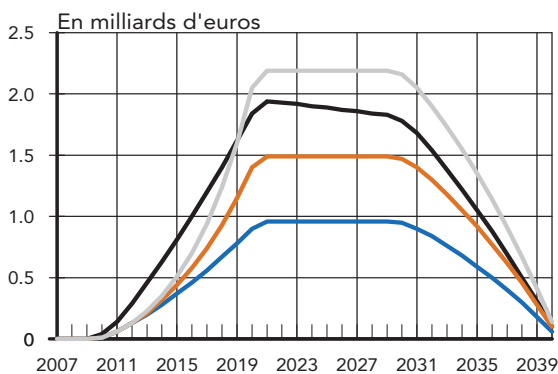
**Electricité éolienne**



**Electricité éolienne terrestre**



**Electricité éolienne maritime**



- Montant brut du tarif d'achat éolien
- Valorisation au prix de marché scénario H0
- Valorisation au prix de marché scénario H1
- Valorisation au prix de marché scénario H2

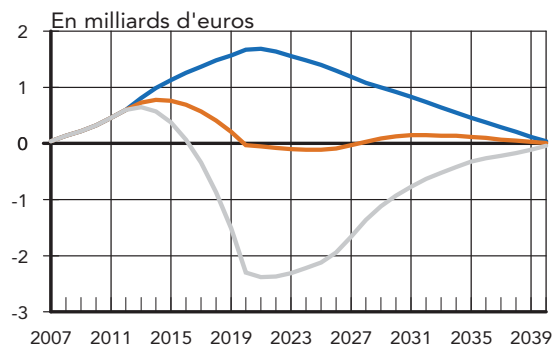
© Coe-Rexecode

d'euros jusqu'en 2039. Au-delà de 2020, le coût annuel brut de l'achat de l'électricité éolienne, produite à partir des capacités installées entre 2007 et 2020, est d'abord constant puis décroissant à mesure de l'extinction des contrats d'achat signés.

**c/ Coûts nets des obligations d'achat de l'électricité éolienne**

Nous cherchons à déterminer le coût net de l'obligation d'achat. Nous retenons pour cela nos différents scénarios d'évolution du prix de l'électricité (hypothèse H0, H1 et H2). Nous calculons le produit de la vente de l'électricité éolienne produite grâce aux capacités supplémentaires installées sur la période 2007-2020 dans le cas du scénario de prix de l'électricité envisagé. La différence entre le coût brut d'achat et le produit de cette vente correspond, si elle est positive, au supplément de charges de service public de l'électricité (CSPE). Les montants du coût net des obligations d'achat (surcoûts sur le prix de vente de l'électricité par rapport à un scénario de référence dans lequel n'auraient pas été développées les capacités éoliennes) sont précisés dans le tableau de la page ci-contre pour les différents scénarios de référence et en isolant éolien terrestre et maritime.

**Coût annuel net de l'obligation d'achat de l'électricité éolienne en fonction du scénario de prix de l'électricité**



- Valorisation au prix de marché scénario H0
- Valorisation au prix de marché scénario H1
- Valorisation au prix de marché scénario H2

© Coe-Rexecode

Dans le scénario bas d'évolution du prix de l'électricité (scénario H0 dans lequel le prix de l'électricité progresse au rythme de l'inflation sur la période 2012-2020), le montant annuel du coût net lié l'obligation d'achat de l'électricité éolienne, et donc le montant de CSPE supplémentaire, augmente jusqu'à atteindre 1,7 milliard d'euros en 2020. Le montant total sur la période 2007-2020 de cette obligation d'achat est de 12,1 milliards d'euros (soit 860 millions d'euros en moyenne par an). Sur la période 2007-2040, le montant total est légèrement inférieur à 30 milliards d'euros. Ce montant est ramené à 6,5 milliards d'euros dans le cas du scénario médian d'évolution du prix de l'électricité (progression du prix de l'électricité au rythme de 5,6% l'an sur la période 2012-2020).

Nous pouvons rapporter le montant d'obligation d'achat supplémentaire à la quantité d'électricité soumise à la CSPE (384 TWh en 2007 pour 481 TWh consommés, soit environ 80 % de l'électricité consommée), afin de déterminer le supplément sur le prix de vente en euros/MWh (contribution unitaire) de cette obligation d'achat. Le surcoût des obligations d'achat de l'électricité éolienne est répercuté sur l'utilisateur final de l'électricité. Cela représente en moyenne un supplément de 2 euros/MWh sur le prix de l'électricité pour la période 2007-2020 dans le cas du scénario H0 (1,1 euros dans le cas du scénario H1). Le supplément de CSPE provenant des obligations d'achat occasionne donc dans le scénario H0 une augmentation de 3,8% en moyenne sur la période du prix de fourniture de l'électricité (2,7% en 2012 et jusqu'à 7,1% en 2020).

L'émergence de la filière éolienne et le développement des capacités installées paraissent donc possibles sans que cela n'entraîne un surcoût très important dans le cas où le prix de l'électricité venait à augmenter sensiblement en France (cas des scénarios H1 et H2). A mesure que la filière se développera, le coût moyen de la production d'électricité d'origine éolienne va décroître rendant moins nécessaires le mécanisme des obligations d'achat.

### Emissions de CO<sub>2</sub> évitées par le développement de l'éolien

Pour déterminer les quantités d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées par le plan de développement de l'énergie éolienne, il convient d'adopter des hypothèses concernant la substitution de l'éolien aux différents moyens de production d'électricité. Une note du MEEDDAT et de l'ADEME du 15 février 2008 avance le chiffre de 300 grammes de CO<sub>2</sub> évités par kWh éolien substitué. Celui-ci n'est cependant valable que lorsque l'on considère que l'électricité d'origine éolienne se substitue principalement à de l'électricité produite par des centrales au gaz. Or, à mesure du développement de la puissance éolienne installée et étant donné la situation du parc électrique français, l'éolien pourra aussi se substituer à des kWh produits à partir de centrales nucléaires ce qui n'a bien entendu plus du tout les mêmes conséquences en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées.

L'approche du MEEDAT et de l'ADEME se base sur les scénarios prévisionnels établis par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE<sup>19</sup>). Le scénario de référence du RTE intégrait un développement des capacités éoliennes permettant à la production de passer de 2 200 GWh en 2006 à 15 000 GWh en 2015. Un scénario avec un développement renforcé de l'éolien (EnR+) parvenait en 2015 à une production de 39 300 GWh à partir des capacités éoliennes installées. Ce scénario est plus proche du développement envisagé par le Grenelle de l'environnement (productions de 39 000 GWh en 2014 et 44 200 GWh en 2015).

Dans ces scénarios, une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du système électrique est prévue entre 2006 et 2015 (8,2 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an en 2015 dans le scénario de référence (soit une baisse de 23,6% par rapport à 2006 et 10,8 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an dans le scénario où le développement des énergies renouvelables est renforcé, soit une baisse de 31,1% par rapport à 2006). Une analyse de l'ADEME des données du RTE a déduit

<sup>19</sup> Voir la présentation des scénarios du bilan prévisionnel de l'équilibre Offre-Demande d'électricité du RTE en annexe.

que les émissions de CO<sub>2</sub> évitées par l'éolien étaient de 300g de CO<sub>2</sub>/kWh.

Les émissions de CO<sub>2</sub> économisées par kWh éolien produit ne nous paraissent cependant pas devoir être considérées comme constantes étant donné l'ampleur du développement envisagé pour l'éolien. En effet, le développement de l'éolien programmé par le Grenelle de l'environnement fait plus que répondre à la progression de la demande d'électricité notamment si nous considérons le scénario du RTE avec une maîtrise de l'énergie renforcée. L'électricité éolienne va remplacer l'électricité produite à partir de moyens qui auraient été construits si le développement éolien n'avait pas été décidé, voire même remplacer l'électricité produite par des moyens déjà existants.

Par ailleurs, au-delà d'un certain seuil de développement de l'éolien, qui dépend notamment du développement de l'éolien dans les pays limitrophes, apparaissent des limites au foisonnement<sup>20</sup>.

Cela peut alors contraindre à équiper le système en capacités thermiques pour répondre à la variabilité introduite par tout nouveau développement de l'éolien. La prise en compte de phénomène de variabilité pourrait même aboutir à ce que le développement de l'éolien puisse générer au-delà d'un certain seuil, plus d'émissions que le contenu moyen du parc mais nous considérons, de façon conservatrice, que le gain marginal en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> s'amenuise mais ne devient pas négatif à l'horizon 2020.

Pour déterminer les émissions de CO<sub>2</sub> évitées par le développement de l'éolien, nous adoptons la méthodologie suivante :

- Nous retenons le scénario « Maîtrise de l'énergie renforcée » du bilan prévisionnel de RTE pour l'année 2020 (506 TWh) et nous ajustons la trajectoire du scénario de référence de RTE pour aboutir à cette situation.
- Nous déduisons de cette trajectoire notre trajectoire de référence en bloquant le développement de l'éolien à son niveau de 2006 (2,2 TWh).
- Nous construisons le scénario alternatif<sup>21</sup> en incorporant dans notre scénario de référence le développement de l'éolien (59 TWh en 2020) et ses conséquences sur les exportations d'électricité, la production d'électricité nucléaire et la production d'électricité d'origine thermique. Pour cela nous adoptons une répartition initiale des conséquences qui ressort du bilan prévisionnel du RTE à l'horizon 2015 (différence entre le scénario de développement accéléré des énergies renouvelables (EnR+ ; 39,3 TWh d'éolien) et le scénario de référence du RTE (15,1 TWh d'éolien)). Les 24 TWh d'éolien supplémentaires se

**Répartition des conséquences du développement de la production d'électricité éolienne sur le bilan offre demande d'électricité**

Effet d'un TWh éolien supplémentaire (en TWh)	2007	2010	2012	2015	2020
Exportations	+0,33	+0,30	+0,35	+0,31	+0,26
Prod. d'électricité d'origine nucléaire	-0,33	-0,33	-0,40	-0,50	-0,60
Prod. d'électricité d'origine thermique	-0,33	-0,37	-0,25	-0,19	-0,14

<sup>20</sup> Le foisonnement désigne le fait que les fluctuations aléatoires de la production électrique fatale sont statistiquement réduites lorsque ces productions sont injectées sur un même réseau électrique maillé. Le foisonnement pour l'éolien va provenir du fait que la France dispose de trois zones géographiques où s'appliquent des régimes de vent différents : façade Manche-Mer du Nord, front atlantique et zone méditerranéenne. Les variations de la production éolienne peuvent ainsi s'équilibrer au niveau national à mesure du développement du parc entre ces trois zones et réduire l'intermittence de la production d'électricité éolienne. RTE précise ainsi dans son bilan prévisionnel : « Un parc éolien développé de manière géographique équilibrée entre ces zones autorise la compensation de variations régionales, et permet une plus grande régularité de la production nationale ».

<sup>21</sup> L'édition 2009 du bilan prévisionnel de l'équilibre Offre-Demande d'électricité en France réalisé par RTE ne considère au mieux que la production de 37 TWh d'électricité éolienne en 2020. Nous devons donc établir notre propre scénario.

répartissent en une diminution de la production nucléaire (-13,8 TWh, 35,2%), une diminution de la production thermique (-11,2 TWh, 28,6%) et un accroissement des exportations (+14,2 TWh, 36,2%). La CRE dans son avis du 30 octobre 2008 relatif au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent (paru au Journal Officiel du 13 décembre 2008) utilise cette clé de répartition (de l'ordre des trois tiers) pour son calcul des coûts de la production évitée.

- Nous considérons que le développement de l'éolien a des conséquences différentes sur la production d'électricité d'origine nucléaire et thermique et les exportations en fonction de son degré de développement. Nous faisons donc évoluer la répartition initiale des conséquences de l'éolien sur le bilan offre demande d'électricité. La part de la réduction de la production nucléaire augmente et la réduction de la part thermique de la production diminue au fur et à mesure du développement de l'éolien (plafonnement du phénomène de foisonnement, augmentation de l'instabilité, nécessité de développer des capacités thermiques pour faire face aux chutes de la production éolienne...).

Pour les moyens de productions thermiques (Charbon, gaz naturel et fioul), nous considérons que les réductions se font proportionnellement à leurs poids dans la totalité des moyens thermiques du scénario de référence.

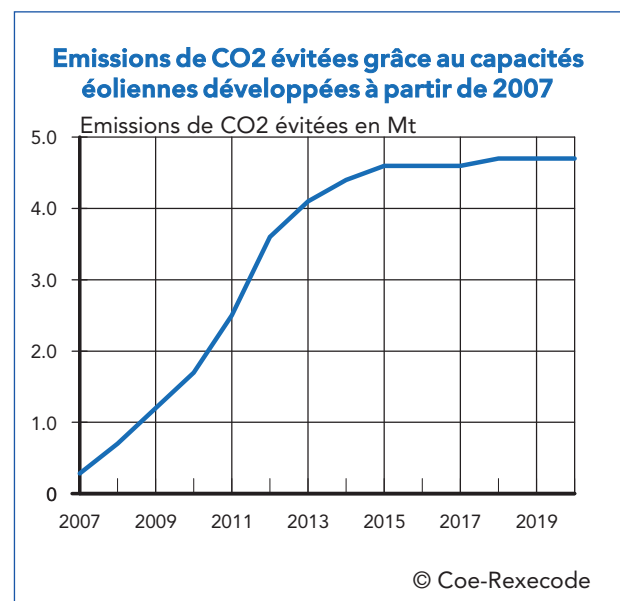
- Nous pouvons ainsi déterminer les conséquences pour la composition de l'offre d'électricité du développement de la production éolienne.
- Nous appliquons alors les coefficients d'émissions de CO<sub>2</sub> associés à la production d'électricité pour les différents moyens thermiques (source : DGEC, MEEDDAT, « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique ») afin de déterminer les conséquences en termes d'émissions de

CO<sub>2</sub> évitées du développement de l'éolien par rapport à la trajectoire de référence (scénario de maîtrise de l'énergie renforcée).

Le développement de l'éolien envisagé par le Grenelle de l'environnement (59 TWh produits à l'horizon 2020, 25 000 MW installés) permet d'économiser 5,2 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an en 2020. Les évolutions des émissions de CO<sub>2</sub> moyennes et marginales évitées grâce au développement de l'éolien qui ressortent des hypothèses adoptées sont données dans les graphiques de la page 45.

Nous pouvons constater sur le graphique ci-dessous que deux seuils semblent caractériser les conséquences en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées du développement de l'éolien.

Un premier seuil semble atteint lorsque le développement de l'éolien devient relativement important et fait plus que répondre à la progression de la demande d'électricité (20 TWh, approximativement en 2012). L'électricité éolienne remplace alors l'électricité produite à partir de moyens qui auraient été construits si le développement éolien n'avait pas été décidé. En conséquence, le développement de l'éolien ne permet plus d'éviter que le rejet d'environ 75 gCO<sub>2</sub>/kWh (qui est le



contenu en CO<sub>2</sub> moyen du kWh du parc existant d'après la note de cadrage Ademe-EDF de 2005). Un second seuil apparaît lorsque le développement de l'éolien est encore plus avancé (plus de 40 TWh, approximativement en 2015). Les limites au foisonnement contraignent à maintenir ou à développer des capacités thermiques pour répondre à la variabilité introduite par l'importance de la production d'électricité éolienne. Le gain marginal en CO<sub>2</sub> du développement de l'éolien tend alors à disparaître.

La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> mise en regard de la production d'électricité éolienne est présentée dans le graphique suivant.

Les quantités d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées annuellement par le développement de l'éolien plafonnent à 4,6 Mt de CO<sub>2</sub> à partir de 2015 (5,2 Mt de CO<sub>2</sub> en incorporant les émissions évitées par les capacités déjà installées en 2006). En considérant comme base les 34,7 Mt de CO<sub>2</sub> émises que l'on peut attribuer à la production d'électricité en 2006 (chiffre estimé provenant du bilan RTE), cela correspond à une réduction des émissions d'un

peu moins de 15 % des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du secteur électrique du fait du développement supplémentaire de l'éolien.

La valorisation monétaire de ces rejets évités est réalisée en utilisant la valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> telle qu'elle a été définie en juin 2008 par les travaux du Conseil d'Analyse Stratégique (rapport Quinet). En moyenne, la valeur monétaire que l'on peut associer à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> grâce au développement de l'éolien est de l'ordre de 150 millions d'euros par an. La valeur croissante associée au CO<sub>2</sub> aboutit à une valorisation des émissions de CO<sub>2</sub> évitées d'environ 260 millions d'euros en 2020 malgré le plafonnement des émissions évitées à partir de 2015.

En 2020, la valorisation du cumul des émissions de CO<sub>2</sub> évitées grâce au développement de l'éolien représente 17 % du coût net cumulé des obligations d'achat dans le scénario H0 et 34% du coût net cumulé des obligations d'achat dans le scénario H1.

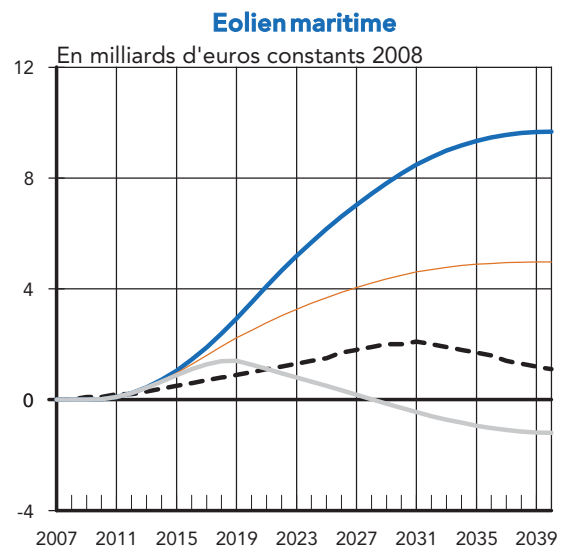
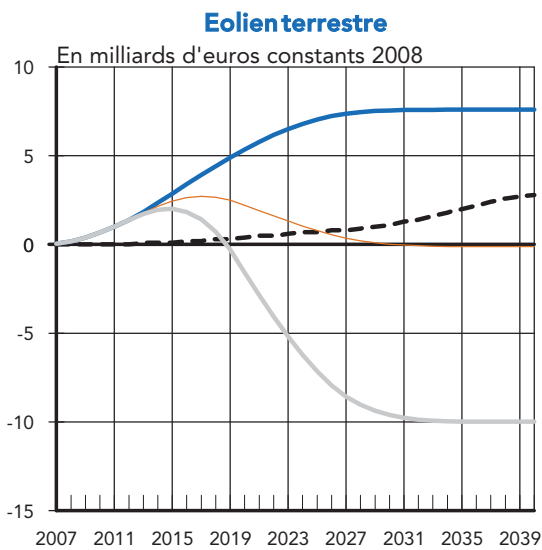
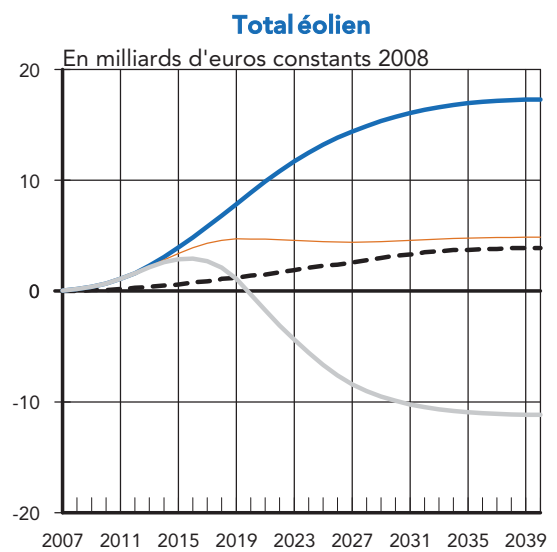
**Valorisation des économies d'émissions de CO<sub>2</sub> permises par le développement de l'éolien (2007-2020)**

	TWh éolien développés (en TWh)	Emissions de CO <sub>2</sub> évitées grâce au développement de l'éolien (en Mt)	Valeur tutélaire de la tonne de CO <sub>2</sub> (en euros constants)	Valorisation des émissions de CO <sub>2</sub> évitées (en M€)
2007	0,9	0,3	26,5	8
2008	2,5	0,7	28,3	20
2009	4,9	1,2	30,2	36
2010	8,8	1,7	32,0	56
2011	14,6	2,5	33,8	84
2012	24,0	3,6	35,8	128
2013	31,3	4,1	37,8	153
2014	37,1	4,4	40,0	177
2015	41,8	4,6	42,3	196
2016	45,7	4,6	44,8	208
2017	49,0	4,6	47,3	220
2018	51,9	4,7	50,1	233
2019	54,5	4,7	53,0	247
2020	56,9	4,7	56,0	261

**Coûts économiques et bénéfice environnemental du développement de l'éolien (Cumul des coûts et bénéfices actualisés)**

**Résumé de l'analyse coûts-bénéfices du programme de développement de l'éolien sur la période 2007-2040 dans les trois hypothèses d'environnement macroéconomique**

(milliards d'euros constants de 2008 actualisés)	Eolien		
	Total	terrestre	maritime
Surcoûts nets provenant des obligations d'achat (en € constants/MWh 2020)			
Scénario H0 (pétrole 80\$ le baril, électricité 55 €)	17,3	7,6	9,7
Scénario H1 (pétrole 150\$ le baril, électricité 85 €)	4,9	-0,1	5
Scénario H2 (pétrole 250\$ le baril, électricité 125 €)	-11,2	-10	-1,2
Avantage environnemental (valorisation des émissions de CO <sub>2</sub> évitées par la valeur tutélaire du carbone)	3,9	2,8	1,1



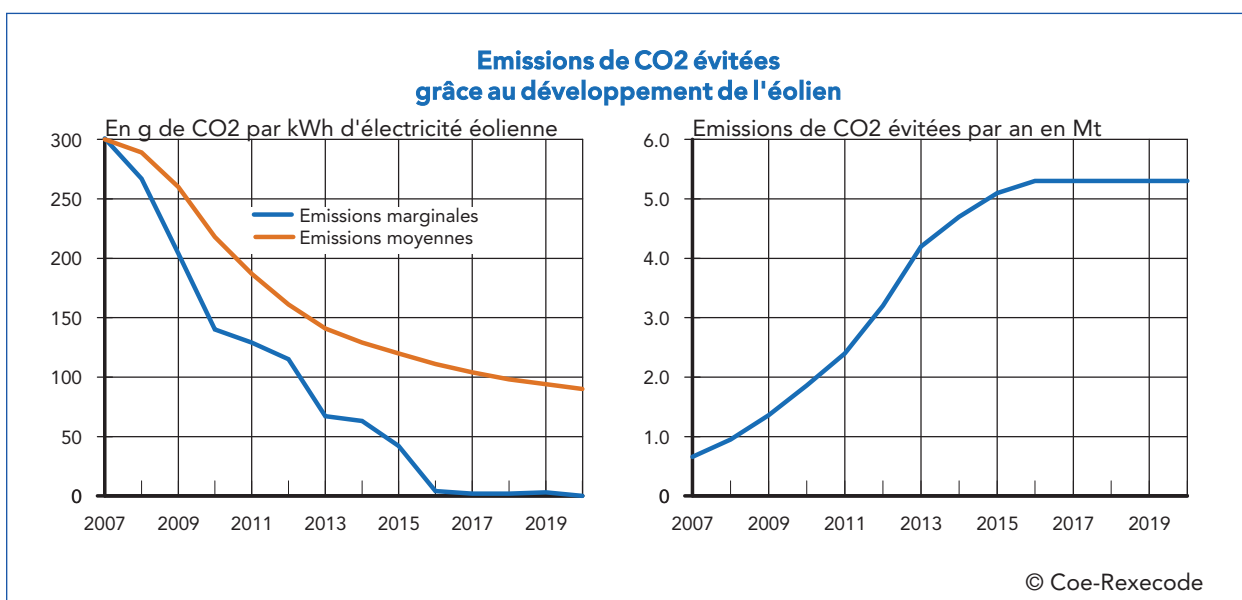
- Bénéfice environnemental
- Surcoûts des tarifs d'achat scénario H0
- Surcoûts des tarifs d'achat scénario H1
- Surcoûts des tarifs d'achat scénario H2

### Résultats des analyses coûts-bénéfices

Sur la période 2007-2040 le programme de développement de l'éolien a un coût économique (somme actualisée<sup>22</sup> des surcoûts liés aux obligations d'achat) de 17,3 milliards d'euros constants de 2008 dans le cas du scénario H0, de 4,9 milliards d'euros constants de 2008 dans le cas du scénario H1 (prix de l'électricité atteignant 85 euros par mégawattheure en 2020) et de -11,2 milliards d'euros dans le cas du scénario H2 (prix de l'électricité atteignant 125 euros par mégawattheure en 2020). Le bénéfice environnemental (somme de la valeur actualisée des émissions de

CO<sub>2</sub> économisées avec la valeur tutélaire du carbone sur la période 2007-2040) est de 3,9 milliards d'euros constants de 2008.

La valeur actualisée nette du programme global de développement de l'éolien devient donc positive pour un prix du pétrole dépassant 90 dollars courants le baril en 2020. Le tableau de la page précédente synthétise ces résultats et indique les coûts économiques et les bénéfices environnementaux associés au développement de l'éolien terrestre et maritime.



<sup>22</sup> Nous actualisons les résultats précédemment obtenus avec un taux d'actualisation de 4 %, tel que proposé par le rapport Lebègue (2005) sur « le taux d'actualisation pour les investissements publics ».

## - IV -

### Evaluation socioéconomique du programme de développement de l'électricité photovoltaïque

Nous retenons une trajectoire de développement conforme à l'objectif 2020 avancé par le Comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement en matière de puissance installée (en MW) et de production envisagée (en GWh).

#### La trajectoire de développement photovoltaïque du Grenelle de l'environnement

La puissance photovoltaïque installée et la quantité d'électricité produite d'origine photovoltaïque étaient en 2006 relativement négligeables (environ 24 MW installés et 25 GWh produits, source : Observ'ER, 2008). Le développement programmé est donc très ambitieux puisqu'il s'agit de multiplier par plus de 200 les capacités installées. Cela

		Situation 2006	Objectif	
			fin 2012	en 2020
Photovoltaïque	en GWh	24	1 100	5 250
	en MW	25	1 100	5 400

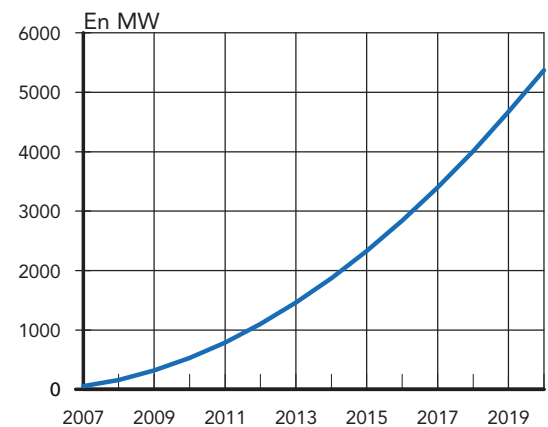
Source : Comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement

implique de faire émerger une filière industrielle pour une technologie de production d'électricité dont les coûts associés sont encore très élevés.

#### La puissance installée

Les objectifs du Grenelle de l'environnement en matière de puissance installée sont de 1 100 MW en 2012 et 5 400 MW en 2020. La trajectoire de développement compatible avec ces objectifs de développement des capacités implique une augmentation régulière dans le temps des capacités annuellement installées. Le plan de développement des énergies renouvelables présenté en

**Développement des capacités photovoltaïque prévu par le Grenelle de l'environnement**



© Coe-Rexecode

novembre 2008 prévoit la construction d'ici 2011 d'au moins une centrale solaire par région pour une puissance cumulée de 300 MW. Nous nous efforçons de décrire le volontarisme initial en matière de développement photovoltaïque, tout en inscrivant une part importante du développement des capacités au-delà de 2015, lorsque les coûts du photovoltaïque auront sensiblement baissé.

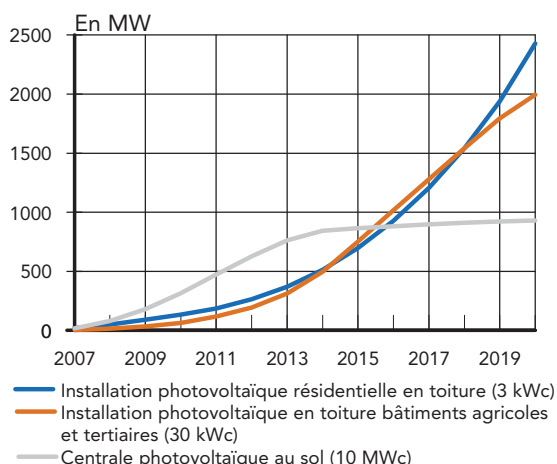
Par ailleurs, nous devons déterminer les profils de développement des différents types d'installations photovoltaïques compatibles avec cette trajectoire globale du développement de la puissance photovoltaïque installée. Nous retenons les trois installations photovoltaïques types suivantes :

(i) Une installation photovoltaïque résidentielle en toiture (d'une puissance de 3 kWc<sup>23</sup> ou moins),

<sup>23</sup> Le watt-crête (Wc) est une unité représentant la puissance électrique maximale délivrée par une installation électrique solaire pour un ensoleillement standard de 1000W/m<sup>2</sup> à 25°C.



**Répartition des capacités photovoltaïques installées entre 2007 et 2020**



Nous considérons que le développement des centrales solaires au sol interviendrait principalement entre 2009 et 2015, sous l'impulsion du plan de développement des énergies renouvelables de novembre 2008 (objectif d'une centrale solaire par région à l'horizon 2011). Ce développement initial du photovoltaïque des centrales au sol est compatible avec un niveau des coûts de production de l'électricité provenant des centrales au sol initialement plus faible que celui des autres installations (installations résidentielles en toiture ou installations sur les bâtiments agricoles et tertiaires). L'essor des installations photovoltaïques résidentielles et des bâtiments agricoles et tertiaires interviendrait plus tardivement lorsque les coûts de production de l'électricité photovoltaïque auront sensiblement décliné. Le graphique ci-contre résume les trajectoires de développement retenues pour les différents types d'installations photovoltaïques.

(ii) Une installation photovoltaïque en toiture pour les bâtiments agricoles ou tertiaires (puissance de 30 kWc ou plus),

(iii) Une centrale solaire photovoltaïque au sol (puissance moyenne de 10 MWc).

La trajectoire de développement de la puissance photovoltaïque installée de 2007 à 2020 est présentée dans le tableau suivant en distinguant la puissance installée pour les trois types d'installations considérées.

**Capacités photovoltaïques installées de 2007 à 2020 (en mégawattheures crêtes)**

	Installation photovoltaïque		Centrale photovoltaïque au sol (10 MWc)	Total photovoltaïque
	résidentielle en toiture (3 kWc)	en toiture bâtiments agricoles et tertiaires (30 kWc)		
2007	20	3	17	40
2008	51	15	79	145
2009	91	34	180	305
2010	133	65	316	515
2011	185	117	472	775
2012	263	195	627	1 085
2013	371	314	761	1 445
2014	514	498	843	1 855
2015	698	751	866	2 315
2016	928	1 016	881	2 825
2017	1 208	1 279	898	3 385
2018	1 543	1 542	910	3 995
2019	1 939	1 793	923	4 655
<b>2020</b>	<b>2 429</b>	<b>1 996</b>	<b>930</b>	<b>5 355</b>

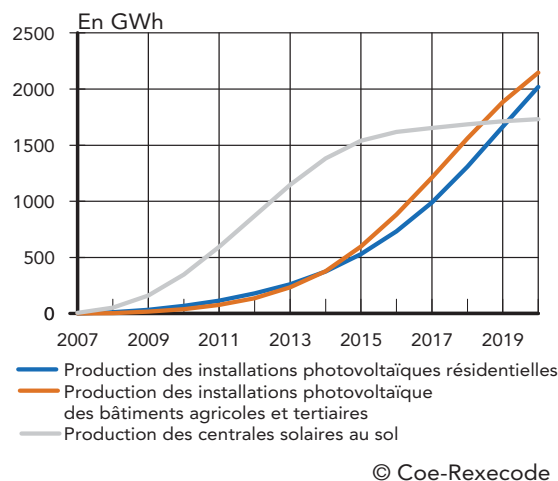
### La production d'électricité d'origine photovoltaïque

Etant donné les niveaux de puissance installée des différents types d'installations photovoltaïques, la production d'électricité d'origine photovoltaïque est obtenue en appliquant des coefficients de performance (qui prennent en compte les diverses pertes dues à l'onduleur, au circuit électrique, aux effets de température, à la géométrie du dispositif...) et en considérant la puissance du rayonnement solaire (énergie solaire incidente exprimée en kWh produits annuellement par kW installés). Les coefficients de performance dépendent de l'évolution de la technologie photovoltaïque. Les cellules vont devenir de plus en plus performantes suite aux programmes de recherche et développement entrepris dans le domaine. Concernant l'énergie solaire incidente à considérer, la question est, au-delà du point de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques sur la toiture, celle du niveau d'ensoleillement et donc de la localisation des installations. L'énergie solaire incidente est en moyenne de l'ordre de 1 150 kWh/m<sup>2</sup>/an à l'extrême nord de la France et de 1 950 kWh/m<sup>2</sup>/an en moyenne pour le sud-est, la Corse ou les DOM.

Nous devons également tenir compte, pour obtenir la production issue des capacités photovoltaïques installées sur la période 2007-2020, du fait que la production des installations nouvellement installées ne peut être comptabilisée en année pleine. Ce phénomène est particulièrement important pour les dernières années durant lesquelles des capacités très importantes sont installées.

Nous considérons une énergie produite par les installations photovoltaïques résidentielles qui varie de 1 150 kWh/kWc/an en 2007 à 1 300 kWh/kWc/an en 2020. L'énergie électrique produite par kWc installé augmente grâce à l'amélioration du coefficient de performance mais cet accroissement est amoindri par la part croissante des installations

Développement de la production d'électricité photovoltaïque sur la période 2007-2020



dans la partie septentrionale de la France où l'énergie incidente du soleil est plus faible. Nous faisons l'hypothèse que l'énergie produite à partir des installations photovoltaïques des bâtiments agricoles et tertiaires varie entre 1 250 kWh/kWc/an en 2007 et 1 350 kWh/kWc/an en 2020. L'énergie produite par kWc installé de centrale au sol (initialement de 1 950 kWh/kWc/an) diminuerait légèrement dans un premier temps du fait de la volonté de doter l'ensemble des régions d'au moins une centrale<sup>24</sup>, puis augmenterait pour parvenir à 2 150 kWh/kWc/an en 2020. Les productions d'électricité d'origine photovoltaïque des différents types d'installations sont résumées dans le graphique ci-dessus.

En 2020, étant données nos hypothèses, la production d'électricité d'origine photovoltaïque permise par les capacités installées dans le cadre du plan de développement photovoltaïque souhaité par le Grenelle atteindrait 5 800 GWh. Sur les 5,8 TWh d'électricité photovoltaïque produite, 34% proviendraient des installations résidentielles, 36% des installations en toiture sur les bâtiments agricoles et tertiaire et 30% des centrales solaires au sol<sup>25</sup>.

<sup>24</sup> Ce qui aboutit à construire des centrales dans des régions où l'énergie incidente du soleil est moins importante.

<sup>25</sup> D'autres hypothèses de répartition des capacités photovoltaïques installées ont été envisagées. Les résultats globaux de l'analyse coûts-bénéfices sont cependant relativement insensibles à cette hypothèse.

### Evaluation des investissements nécessaires pour atteindre l'objectif de production d'électricité photovoltaïque

Le coût d'investissement dépend de la localisation et du type d'installation, de la taille du système et de l'intégration ou non au bâti. Les coûts d'investissement à horizon 2012 et 2020 de l'étude des coûts de référence de la production électrique (DGEC, MEEDDAT, 2008) sont présentés dans le tableau suivant. La décroissance des coûts d'investissement dans les installations photovoltaïques est de 4,5% par an en moyenne sur la période 2007-2020 pour les installations de 3 kWc et 30 kWc intégrées au bâti et de 3,5% par an pour les centrales au sol.

Les facteurs de réduction des coûts du photovoltaïque sont les innovations technologiques et les améliorations attendues en matière de coûts de fabrication, l'accroissement du ratio de performance du photovoltaïque, l'extension de la durée de vie des systèmes photovoltaïques et les économies d'échelle. Des tensions sur l'approvisionnement en silicium ou autres matériaux peuvent cependant ralentir cette décroissance du coût.

Un document de l'Epia (2008) indique un rythme moyen de décroissance du coût de développement d'une installation sur toit à Paris de l'ordre de 5,8% par an entre 2007 et 2020 et 4,0% par an entre 2020 et 2030. Le « petit mémento des énergies renouvelables », 2007 (Global change), indique que la courbe d'apprentissage historique montre que les coûts du photovoltaïque ont été divisés par deux à chaque décuplement de la production. Il est précisé que l'objectif de l'industrie photovoltaïque est d'atteindre un coût de 2 000 euros/kWc en 2020 pour les systèmes connectés au réseau (taux de décroissance annuelle du coût de 8%).

Nous choisissons d'adopter des taux de décroissance légèrement plus élevés que ceux qui sont sous-jacents aux coûts d'investissements présentés en 2012 et 2020 dans l'étude MEEDDAT, DGC de 2008.

Etant donné les coûts d'investissement retenus et leurs profils sur la période ainsi que les trajectoires de développement des différents types d'installations photovoltaïques présentées dans la section précédente, les coûts d'investissement dans le photovoltaïque varient dans notre scénario de

Coûts d'investissement pour les différents types d'installations photovoltaïques (étude DGEC, MEEDDAT (2008))			
En euros/kWc	2006	2012	2020
Installation de 3kWc intégrée au bâti (maison individuelle)	7 200	5 900	4 000
Installation de 30 kWc située sur le toit d'un bâtiment tertiaire ou agricole	6 000	4 600	3 350
Centrale au sol de 10 MWc avec un dispositif de suivi de la course du soleil	4 500	3 800	2 800

Source : DGEC, MEEDDAT (2008), « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique » et estimation Coe-Rexecode pour 2006 à partir de différentes sources\*

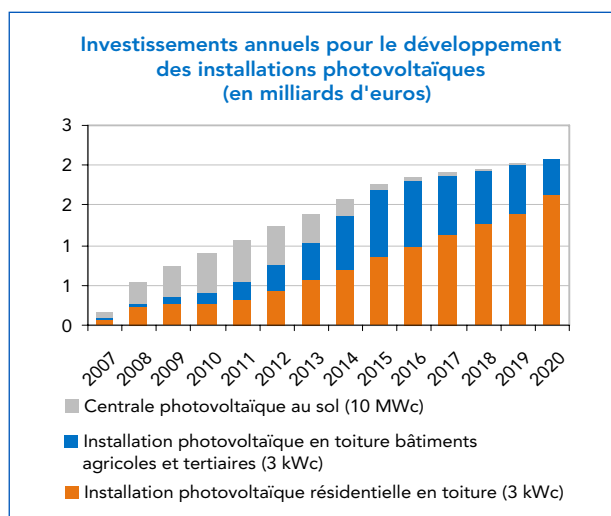
\* Le « petit mémento des énergies renouvelables », cahiers de Global Chance, septembre 2007, avance des coûts moyens des systèmes complets connectés au réseau de 6 000 euros/kWc (fourchette 4 000 à 7 000 euros/kWc).  
 Un document de l'ADEME (« Photovoltaïque intégré au bâti », octobre 2007) indique les prix de ventes suivants des équipements photovoltaïques raccordés au réseau en 2005 : 7 200 euros/kWc pour la France continentale et 8 000 euros/kWc pour les DOM pour un système de 2kWc (particulier), 6 000 euros/kW pour la France continentale et 7 000 euros/kWc pour les DOM pour un système de 30 kWc (collectif ou tertiaire), 4 500 euros/kWc et 5 500 euros/kWc pour un système de 200 kWc et plus (centrale au sol).

Coûts d'investissement pour les différents types d'installations photovoltaïques retenus dans notre étude			
En euros/kWc	2006	2012	2020
Installation de 3kWc intégrée au bâti (maison individuelle)	7 200	5 900	4 000
Installation de 30 kWc située sur le toit d'un bâtiment tertiaire ou agricole	5 600	4 300	3 000
Centrale au sol de 10 MWc avec un dispositif de suivi de la course du soleil	3 300	2 200	1 600

moins de 200 millions d'euros en 2007 à plus de 2 milliards d'euros en 2020. En moyenne sur la période 2007-2020, les investissements nécessaires au développement du photovoltaïque préconisé par le Grenelle de l'environnement sont de 1,4 milliard d'euros par an. Les investissements sont particulièrement concentrés dans la deuxième partie de la période, lorsque le photovoltaïque sera massivement installé sur le segment résidentiel.

A l'instar de l'étude des coûts de référence des moyens de production électrique de la DGEC, nous retenons, pour établir les coûts moyens de production, une durée de vie de 30 ans pour les panneaux photovoltaïques et un taux d'actualisation privé de 8%. Nous considérons un coût des dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance (y compris assurance et provisions pour changement des onduleurs) de 85 euros/kW installé pour les systèmes intégrés au bâti et de 120 euros/kW installé pour les centrales au sol. Nous considérons aussi un niveau de taxes annuelles de 17 euros/kW installé pour les systèmes intégrés au bâti et de 22 euros/kW installé pour les centrales au sol (source : DGEC).

Nous pouvons ainsi déterminer les coûts moyens de production qui ressortent de l'ensemble des hypothèses retenues : les puissances installées et les productions associées des différents types d'installations, le niveau des coûts d'investisse-

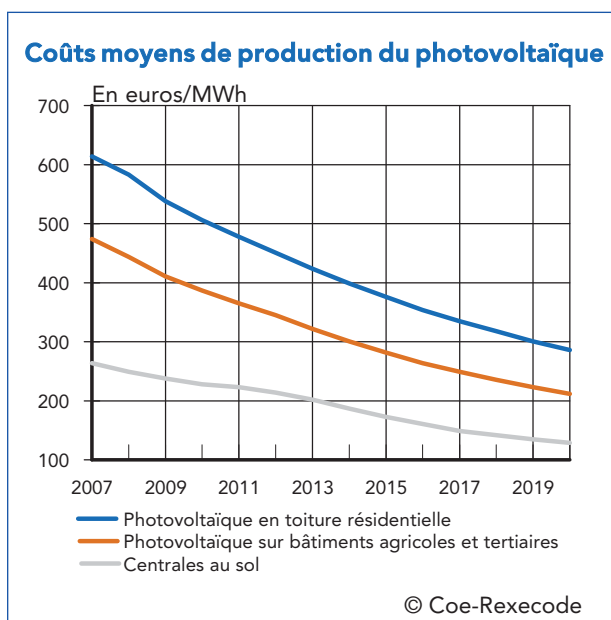


	PV toiture		Centrale au sol	Total photovoltaïque
	résidentielle	agricole ou tertiaire		
2007	0,07	0,02	0,08	0,17
2008	0,22	0,06	0,26	0,54
2009	0,26	0,10	0,39	0,75
2010	0,26	0,15	0,48	0,90
2011	0,31	0,24	0,51	1,05
2012	0,43	0,33	0,47	1,23
2013	0,57	0,47	0,37	1,41
2014	0,70	0,67	0,21	1,59
2015	0,85	0,85	0,05	1,75
2016	0,99	0,82	0,03	1,84
2017	1,13	0,74	0,03	1,91
2018	1,26	0,68	0,02	1,97
2019	1,40	0,60	0,02	2,02
2020	1,62	0,45	0,01	2,07
<b>Total</b>	<b>10,1</b>	<b>6,2</b>	<b>2,9</b>	<b>19,2</b>

ment, les coûts de maintenance et d'exploitation associés. Un tableau résumant ces calculs est proposé en annexe.

Le graphique ci-après illustre la décroissance des coûts moyens de production du photovoltaïque pour les trois types d'installations considérées. Les coûts de développement du photovoltaïque sont relativement importants puisque les investissements nécessaires pour développer les capacités photovoltaïques de 5400 MW représentent 53 % de ceux nécessaires au développement du parc éolien sur la même période (19 milliards d'euros pour le photovoltaïque contre 36 milliards d'euros pour l'éolien), alors que la puissance photovoltaïque installée est en 2020 presque cinq fois plus faible.

Le coût moyen de la production photovoltaïque sur la période 2007-2020 s'établit à 290 euros/MWh tous types d'installations confondus. Une justification à l'investissement dans le développement du photovoltaïque, malgré les coûts encore élevés, pourrait être de faire émerger une filière industrielle française dans le domaine.



**Evaluation des « surcoûts » liés à l’obligation d’achat**

**a/ Prédiction des tarifs d’achat**

Les tarifs d’achat imposés à EDF en matière d’électricité photovoltaïque ont été redéfinis par un arrêté du 10 juillet 2006<sup>25</sup>. Les tarifs d’achat diffèrent selon que l’installation se situe en Métropole ou bien en Corse, dans les DOM ou à Mayotte. Il existe égale-

ment une prime d’intégration au bâti. La durée des contrats de rachat est de 20 ans.

L’arrêté prévoit une indexation sur les salaires et les prix<sup>27</sup> mais aucun coefficient de dégressivité pour l’évolution du tarif de rachat (contrairement à l’éolien). Il y a ainsi une revalorisation au fil du temps du tarif d’achat. Celui-ci est de 319 euros/MWh pour le photovoltaïque en Métropole en 2008 avec une prime d’intégration au bâti de 265 euros/MWh. Pour chaque contrat signé, il est également prévu un réajustement annuel du tarif de rachat en fonction de l’évolution des salaires et des prix (en euros constants, la formule aboutit à une décroissance de l’ordre de 0,65% par an<sup>28</sup>).

Un projet de nouvel arrêté des tarifs d’achat de l’électricité photovoltaïque a été présenté par le Ministère de l’environnement (MEEDM) en septembre 2009. Il prévoit :

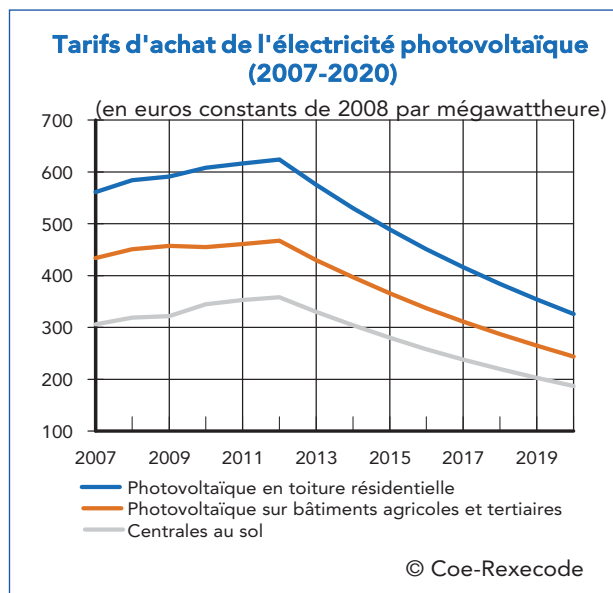
- une modulation des tarifs en fonction de l’ensoleillement pour les installations photovoltaïques au sol (dont le tarif de base est fixé à 32,823 centimes d’euros par mégawattheure),
- une redéfinition des règles d’éligibilité à la prime d’intégration au bâti qui aboutit à la création d’une prime d’intégration simplifiée au bâti. Le tarif qui serait appliqué pour les installations sur

Tarifs d’achat de l’électricité photovoltaïque		
Implantation	Durée des contrats	Tarifs d’achat imposés à EDF pour les nouvelles installations photovoltaïques par l’arrêté du 10 juillet 2006
En métropole	20 ans	30 c€/kWh + prime d’intégration au bâti de 25 c€/kWh
En Corse, dans les DOM et à Mayotte	20 ans	40 c€/kWh + prime d’intégration au bâti de 15 c€/kWh
(Arrêté du 10 juillet 2006)		

<sup>26</sup> Les anciens tarifs avaient été définis par un arrêté du 13 mars 2002. Les tarifs d’achat étaient de 15,25 c€/kWh en France continentale et 30,5 c€/kWh en Corse et dans les DOM (durée des contrats de 20 ans).

<sup>27</sup> Les indices retenus sont le coût horaire tous salariés pour les industries mécaniques et électriques (ICHTTS) et l’indice des prix à la production de l’industrie et des services aux entreprises pour l’ensemble de l’industrie (marché français) (PPEI). Le coefficient multiplicateur à appliquer pour déterminer chaque année le tarif d’achat est  $K = 0,5 \times \text{ICHTTS} / \text{ICHTTS}_0 + 0,5 \times \text{PPEI} / \text{PPEI}_0$ , où ICHTTS<sub>0</sub> et PPEI<sub>0</sub> sont les valeurs des indices en juillet 2006.

<sup>28</sup> L’indexation pour chaque contrat est calculée en appliquant le coefficient multiplicateur suivant :  $L = 0,4 + 0,3 \times \text{ICHTTS} / \text{ICHTTS}_0 + 0,3 \times \text{PPEI} / \text{PPEI}_0$ .



toiture des bâtiments agricoles et tertiaires serait de 45 centimes d'euros par mégawattheure.

- La fixation du tarif pour les installations bénéficiant de la prime d'intégration au bâti (notre catégorie « installations en toiture résidentielle ») à 60,176 centimes d'euros par mégawattheure.
- Enfin, une dégressivité des tarifs de 9% par an des tarifs à partir de 2013 est introduite.

Nous considérons que les tarifs d'achat qui ressortent de ce projet d'arrêté seraient appliqués à partir de 2010. Les tarifs d'achat exprimés en euros constants 2008 sont présentés dans le graphique ci-dessus.

### b/ Coûts bruts des tarifs d'achat

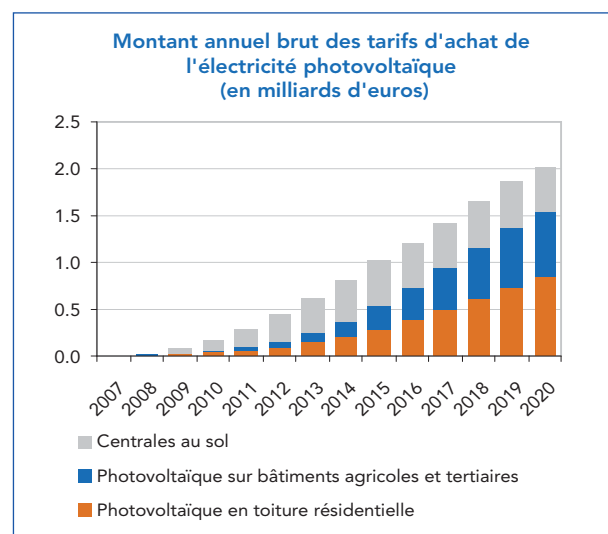
Etant donné nos hypothèses sur les trajectoires de développement des différents types d'installations photovoltaïques, leurs localisations et le montant des tarifs d'achat, le coût annuel brut des obligations d'achat de l'électricité photovoltaïque produite à partir d'installations réalisées entre 2007 et 2020, augmente tout au long de la période pour atteindre 2 milliards d'euros en 2020. Le coût annuel brut moyen provenant des tarifs d'achat de

l'électricité photovoltaïque est de 830 millions d'euros sur la période 2007-2020. Sur ces 830 millions d'euros, 280 millions d'euros proviennent de l'achat de l'électricité produite à partir d'installations résidentielles, 230 millions d'euros de l'achat d'électricité produite par des installations sur des bâtiments résidentiels et agricoles et 310 millions d'euros de l'achat de l'électricité produite par les centrales au sol.

Les 32 TWh de production d'électricité photovoltaïque supplémentaires sur la période, provenant des capacités installées entre 2007 et 2020 dans le cadre du plan de développement du photovoltaïque, occasionnent un coût brut d'achat de l'électricité photovoltaïque de 11,6 milliards d'euros jusqu'en 2020. Bien entendu, les contrats d'achat qui sont conclus vont au-delà de cette période.

### c/ Coûts nets d'achat de l'électricité photovoltaïque

Nous proposons une estimation du coût net des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque (en euros). Pour déterminer les coûts nets des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque, nous adoptons les mêmes scénarios d'évolution de prix de l'électricité que ceux retenus pour déterminer les coûts nets d'achat de l'électricité éolienne.



La différence entre le coût brut des tarifs d'achat et la valorisation au prix de marché<sup>29</sup> de l'électricité (si elle est positive) correspond au supplément de charges de service public de l'électricité (CSPE). Les montants du coût net des obligations d'achat (surcoûts sur le prix de vente de l'électricité par rapport à un scénario de référence dans lequel n'auraient pas été développées les capacités photovoltaïques) sont précisés dans le tableau suivant.

Le montant du coût net lié à cette obligation d'achat de l'électricité éolienne, et donc le montant de CSPE supplémentaire, serait d'environ 1,5 milliard d'euros en 2020 dans le cas du scénario H0 (1 milliard d'euros dans le cas du scénario H1). Le montant total sur la période 2007-2040 de l'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque est de 26,5 milliards d'euros dans le cas du scénario H0 (18,4 milliards d'euros dans le cas du scénario H1).

Le surcoût des obligations d'achat de l'électricité photovoltaïque est répercuté sur l'utilisateur final de l'électricité. Ce surcoût représente en moyenne un supplément de 1,5 euro par mégawattheure sur le prix de l'électricité pour la période 2007-2020 dans le cas du scénario H0 (et 1,3 euros par mégawattheure dans le cas du scénario H1). Le profil de développement adopté, avec une part importante des capacités photovoltaïques programmées en fin de période, occasionne un surcoût important uniquement durant les dernières années (le coût net du tarif d'achat dépasse le milliard d'euros à

partir de 2013). Les coûts nets sur la première partie de la période sont plus modestes du fait de la faible quantité d'électricité d'origine photovoltaïque produite. Le coût net des obligations d'achat de l'électricité photovoltaïque est cependant important eu égard à la faible quantité d'électricité photovoltaïque produite. Cela provient du fait que le coût de production de l'électricité photovoltaïque, malgré sa décroissance tout au long de la période, demeure largement au-dessus du prix de marché de l'électricité.

### Emissions de CO<sub>2</sub> évitées grâce au développement du photovoltaïque

Les quantités produites d'électricité d'origine photovoltaïque sont relativement faibles comparées aux quantités produites d'électricité d'origine éolienne, étant donnés les plans de développement retenus. Aussi, nous considérons que les coefficients d'émissions de CO<sub>2</sub> par kWh photovoltaïque produit, qui vont permettre de déterminer les économies d'émissions de CO<sub>2</sub>, sont identiques à ceux qui découlent du développement de l'éolien la même année. La trajectoire de développement du photovoltaïque est en effet en décalage par rapport à celle de l'éolien et les quantités produites beaucoup plus faibles. Les substitutions dans les capacités de production de l'électricité sont avant tout dictées par le rythme de développement de l'éolien. Cependant, le profil de développement croissant du

Coûts nets de l'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque							
En milliards d'euros constants	Production valorisée au tarif d'achat	Production valorisée au prix de marché			Coût net lié à l'obligation d'achat		
		Scénarios					
		H0	H1	H2	H0	H1	H2
Total sur la période 2007-2020	11,6	3,0	4,1	5,4	8,6	7,6	6,3
Total sur la période 2007-2040	42,5	16	24,1	34,8	26,5	18,4	7,7

<sup>29</sup> Pour l'achat de l'électricité produite à partir des centrales au sol, le prix de marché est celui du marché de gros. Pour l'achat de l'électricité produite par les installations résidentielles intégrées au bâti, c'est le tarif de fourniture de l'électricité du tarif bleu domestique. Enfin, pour l'achat de l'électricité produite par les installations sur les toitures agricoles et commerciales, nous retenons le tarif de l'électricité qui ressort du tarif jaune. Cela aboutit à minimiser le surcoût provenant de l'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques par rapport à une comparaison de l'ensemble de l'électricité achetée (celle produite par les installations résidentielles comme celle produite par les centrales au sol) au prix de gros de l'électricité.

photovoltaïque aboutit à ce que les émissions marginales de CO<sub>2</sub> évitées grâce au développement du photovoltaïque ne s'amenuisent pas mais tendent vers 75 g CO<sub>2</sub> par kWh d'électricité photovoltaïque produit en 2020. Le scénario de développement de la production d'électricité photovoltaïque que nous avons retenu permet d'économiser environ 530 000 tonnes de CO<sub>2</sub>. Sur la période 2007-2020, 3,6 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sont économisées (13,5 millions de tonnes sur la période 2007-2040).

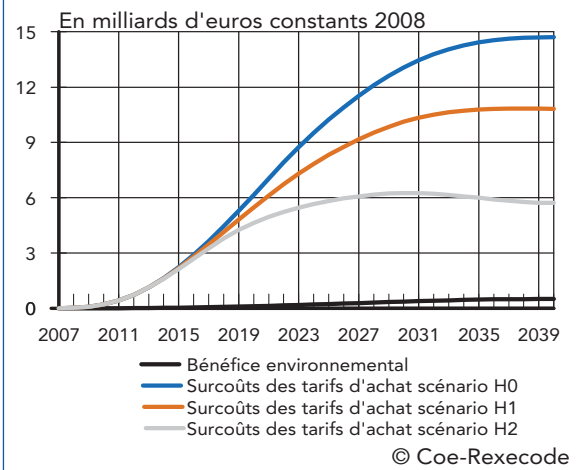
La valorisation des émissions de CO<sub>2</sub> évitées grâce au développement du photovoltaïque en utilisant la valeur tutélaire du carbone (Rapport Quinet (2008) du Conseil d'Analyse Stratégique) aboutit à une valeur de 30 millions d'euros en 2020. Les bénéfices du développement de la filière photovoltaïque ne résident donc pas dans les économies d'émissions de CO<sub>2</sub>. C'est la contribution à l'émergence d'une filière industrielle et les emplois que cela pourrait générer qui peuvent justifier ce plan de développement, ainsi que la sécurité énergétique supplémentaire découlant du développement des capacités de production d'énergie renouvelable.

### Synthèse de l'analyse coûts-avantages du programme d'électricité photovoltaïque

En dehors de toute considération sur les développements industriels induits et les conséquences macroéconomiques probables du programme de développement accéléré de la production d'électricité photovoltaïque, la comparaison des coûts économiques (surcoûts provenant des tarifs d'achat) et du bénéfice environnemental (valorisation des émissions de CO<sub>2</sub> évitées) associés à ce développement aboutit à des résultats que nous synthétisons dans le graphique suivant.

Un niveau élevé du prix du pétrole est insuffisant à rendre positive l'analyse coûts-bénéfices. Les coûts de développement de l'électricité photovoltaïque demeurent supérieurs au niveau atteint par le prix de l'électricité, y compris dans le scénario

**Coûts économiques et bénéfice environnemental du développement du photovoltaïque programmé par le Grenelle de l'environnement (2007-2040) (Cumul des coûts et bénéfices actualisés)**



où le prix du pétrole atteint son niveau le plus élevé (125 euros par mégawattheure lorsque le prix du pétrole atteint 250 US\$ par baril).

Sur la période 2007-2040, le programme de développement de la production d'électricité photovoltaïque a un coût économique (somme actualisée des surcoûts liés aux obligations d'achat) de 14,7 milliards d'euros constants de 2008 dans le cas du scénario H0, de 10,8 milliards d'euros constants de 2008 dans le cas du scénario H1, et de 5,7 milliards d'euros dans le cas du scénario H2. Le bénéfice environnemental (somme de la valeur actualisée des émissions de CO<sub>2</sub> économisées avec la valeur tutélaire du carbone sur la période 2007-2040) est limité, de l'ordre de 500 millions d'euros constants de 2008. La valeur actualisée nette du programme de développement de la production d'électricité photovoltaïque est donc toujours négative quel que soit le scénario retenu, et ce malgré des hypothèses adoptées qui aboutissent à abaisser le coût économique du programme de développement du photovoltaïque (prise en compte de la décroissance des tarifs d'achat à partir de 2013, détermination des « surcoûts » pour le résidentiel en comparant avec le tarif résidentiel de l'électricité...).



**Tableau résumé des analyses coûts-bénéfices  
dans les trois hypothèses d'environnement économique**

	Surcoûts nets provenant des obligations d'achat			<b>Avantage environnemental</b> (valorisation des émissions de CO <sub>2</sub> évitées par la valeur tutélaire du carbone)
	<b>Scénario H0</b> (prix du pétrole 80\$ le baril en 2020, prix de l'électricité de 55 €/MWh)	<b>Scénario H1</b> (prix du pétrole 150\$ le baril en 2020, prix de l'électricité de 85 €/MWh)	<b>Scénario H2</b> (prix du pétrole 250\$ le baril en 2020, prix de l'électricité de 125 €/MWh)	
Eolien *	17,3	4,9	-11,2	3,9
dont éolien terrestre	7,6	-0,1	-10,0	2,8
dont éolien maritime	9,7	5,0	-1,2	1,1
Photovoltaïque *	14,7	10,8	5,7	0,5

\* en milliards d'euros constants de 2008 cumulés et actualisés sur la période 2007-2040

Le programme examiné est le développement des capacités de production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque durant la période 2007-2020. Le développement de la production a cependant des bénéfices et des coûts au-delà de la période 2007-2020. En effet, les tarifs d'achat ont une durée de vie de vingt ans pour le photovoltaïque et l'éolien maritime. Les contrats d'achat ne peuvent pas être dénoncés et les surcoûts liés à l'obligation d'achat peuvent donc être négatifs lorsque le prix de marché de l'électricité devient supérieur au tarif d'achat. Les chiffres présentés dans les lignes « éolien » et « photovoltaïque » du tableau sont les bénéfices et coûts cumulés et actualisés du programme de développement de l'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque de 2007 à 2040 (dernière année d'utilisation des équipements créés avant 2020). Le bénéfice environnemental est la somme actualisée des émissions de CO<sub>2</sub> évitées grâce au développement de l'éolien et du photovoltaïque durant la durée de vie de ces moyens de production d'électricité pondérée par la valeur tutélaire du CO<sub>2</sub>.

Un niveau élevé du prix du pétrole permet néanmoins d'amoindrir les surcoûts associés au tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque. Les bénéfices industriels du développement de la filière devront être importants pour justifier les investissements dans le développement de la production d'électricité photovoltaïque.

### Trois conclusions majeures du document

Trois conclusions se dégagent des analyses précédentes :

- La première conclusion est que le développement accéléré des énergies renouvelables im-

sera un surcoût pour les consommateurs et pour l'économie française.

- Une deuxième conclusion, au demeurant conforme au bon sens, est que plus le prix de l'énergie augmenterait, moins le surcoût des énergies renouvelables serait élevé. Au-delà d'un prix du pétrole de l'ordre de 150 dollars le baril, ce surcoût deviendrait même un bénéfice économique pour l'énergie éolienne terrestre, mais pas pour l'énergie éolienne maritime, ni pour le photovoltaïque qui impliqueraient toujours des surcoûts élevés. Le bilan du programme photovoltaïque resterait négatif même avec un prix du pétrole de 250 dollars en 2020. Il faudrait que le prix du pétrole aille très au-delà pour que le bilan global du programme

demeure positif. Naturellement, cela n'est pas impossible. Le programme photovoltaïque peut ainsi s'interpréter comme une prime d'assurance contre un choc pétrolier de grande ampleur. Nous n'examinons pas ici la question de savoir si c'est la prime la moins coûteuse.

- Enfin, une troisième conclusion tout aussi essentielle est que quelles que soient les hypothèses économiques, le bilan socio-économique pour notre économie sera fortement lié à notre capacité à créer une filière industrielle amont le plus rapidement possible afin de capter les

retombées du surcoût imposé aux consommateurs. Cette conclusion concerne tout particulièrement le développement de la production d'électricité d'origine photovoltaïque, les enjeux étant déjà largement faits pour l'éolien. Compte tenu des surcoûts qui seraient imposés à notre économie, seul le développement d'une filière industrielle photovoltaïque peut justifier les efforts à consentir pour parvenir aux objectifs du Grenelle de l'environnement puisque les avantages socio-économiques nets de ce programme sont négatifs même pour des prix du pétrole très élevés.

# Annexes

## Annexe 1

L'étude sur les coûts de référence de la production électrique .....58

## Annexe 2

Détermination des coûts moyens de production  
des différentes installations photovoltaïques selon l'année  
de mise en service (2007-2020) .....63

## Annexe 3

Effets macroéconomiques du développement  
du photovoltaïque et de l'éolien .....64

## Annexe 4

Quelques données industrielles sur le secteur  
des énergies renouvelables .....72

## Annexe 1

### L'étude sur les coûts de référence de la production électrique

La DGEC (ex DGEMP) entreprend tous les 3 à 5 ans une étude des coûts de référence de la production électrique. Cette étude vise à évaluer, dans un cadre théorique défini, le coût complet d'un mégawattheure électrique issu de différents moyens de production à construire (ce n'est donc pas le coût moyen de la production du parc). Les coûts de référence constituent un élément de réflexion pour la définition du bouquet énergétique français et l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements. Ces coûts de référence sont basés sur des hypothèses normatives, notamment en ce qui concerne l'installation de référence, le prix des combustibles, le taux d'actualisation et la durée de vie économique des installations.

Dans le cadre de cet exercice de référence à moyen terme, l'étude s'efforce de faire abstraction des tensions conjoncturelles sur les marchés d'équipements par une analyse des coûts observés sur les dernières années et sur des perspectives d'équilibre entre les capacités de production et la demande d'équipement. La sensibilité du coût du MWh aux surcoûts d'investissement par rapport à la situation de référence est néanmoins indiquée.

Les hypothèses retenues pour la détermination des coûts de référence dans l'étude de 2008 :

- Coût moyen pondéré du capital de 8% (cohérent avec le coût du capital des entreprises de production électrique)
- taux de change euro dollar : 1 € = 1,15 dollar (moyenne sur 1990-2007)
- Prix des combustibles (prévisions de l'AIE de 2006) : prix du gaz égal à 6,5 dollars/MBtu, prix de la tonne de charbon égal à 60 dollars, prix du baril de Brent égal à 55 dollars, prix de l'uranium égal à 52 dollars/lb.
- Prix de la tonne de CO<sub>2</sub> émise égal à 20 euros.

#### Moyens de production centralisés

Les informations sur les coûts de référence de la production électrique sont commercialement sensibles dans des marchés concurrentiels particulièrement tendus. Dans l'actualisation 2008 de cette étude, il a été considéré préférable de ne pas publier, pour les moyens de production centralisés, les hypothèses et les résultats en valeur absolue mais plutôt sous forme indiciaire permettant ainsi d'évaluer la compétitivité relative des filières en fonction de différents paramètres pour participer à la définition du mix optimal.

Coût de production des moyens de production centralisés (étude de 2008)		
En indice, base 100 = nucléaire en base	Coûts fixes (investis., exploitation, taxes)	Coûts variables (combustibles, taxes, CO <sub>2</sub> )
Nucléaire (base = 8760 heures)	74	26
Cycle Combiné au Gaz (durée d'appel entre 2000 et 4700 heures)	40	130
Charbon pulvérisé avec traitement des fumées (durée d'appel entre 4700 et 6000 heures)	52	150

Source : DGEC (MEEDAT) – 2008, « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique ».

**Coût de production par moyen de production centralisé (étude de 2003)**

Coût TTC 2015 pour un fonctionnement de 8000 heures (en €2001/MWh)	Investiss. exploitation	Combustibles	Taxes	Coûts CO <sub>2</sub> (hyp. 20€/t)	Coût TTC
Nucléaire	21,9	4,1	2,4		28,4
Cycle Combiné au Gaz	10,5	21,4	3,1	7,1	42,1
Charbon pulvérisé avec traitement des fumées	20,1	11,2	2,4	14,6	48,3

Nous indiquons, pour mémoire, les coûts de référence établis en 2003 pour ces trois moyens de production (TTC en €2001/MWh avec un taux de change 1€ = 1\$).

**Moyens de production décentralisés**

Pour les énergies renouvelables à l'économie régulée par les tarifs d'obligation d'achat, la DGECE a jugé essentiel de présenter les coûts en valeur absolue et non en indice de manière à vérifier que les tarifs définis par le gouvernement couvrent bien les coûts de production. Nous nous focalisons sur les résultats de l'étude des coûts de référence des moyens de production décentralisés qui concernent l'éolien et le photovoltaïque.

Le document de la DGECE indique que les perspectives de progrès technique permettent d'envisager jusqu'en 2020 des baisses de coûts par rapport au coût de 2012 de 17% pour l'éolien et de 25% pour le photovoltaïque.

**Eolien**

En 2012, le parc terrestre de référence considéré est composé de 15 éoliennes de 3 MW, soit 45 MW. En 2020, le parc terrestre de référence est composé de 15 éoliennes de 4,5 MW, soit 67,5 MW. Le parc off-shore de référence considéré est composé en

en %	Eolien terrestre	Eolien maritime
Machines (y.c. transport et montage)	87	75
Génie civil	5	15
Frais de gestion du projet, études	8	10

	Eolien terrestre		Eolien maritime	
	2012	2020	2012	2020
Puissance (en MW)	3	4,5	4	8
Coût d'investissement (en €/kW)	1300	1100	2600	2800
Charges d'exploitation (en €/MWh)	14	11	22	17

2012 de 30 éoliennes de 4 MW, soit 120 MW et en 2020 de 50 éoliennes de 8 MW soit 400 MW.

Les coûts d'investissements se répartissent de la manière suivante :

La durée de vie des éoliennes est de 20 ans. La durée d'installation d'un parc étant relativement courte, il n'y a pas d'intérêts intercalaires. Les coûts d'exploitation comprennent la maintenance légère, l'assurance, l'administration et la location du terrain.

Par rapport à la précédente étude de 2004 sur les coûts de référence des moyens de production décentralisés, l'augmentation de 40% du coût d'investissement (de 922 €/kW à 1300 €/kW) est due à la très forte augmentation du prix des matières premières.

Les coûts complets pour l'éolien terrestre sont de 74 €/MWh en 2012 et de 61,7 €/MWh en 2020, pour une durée de fonctionnement à pleine puissance de 2400 heures (pour une durée de fonctionnement de 2200 heures, ces coûts sont respectivement de 79,4 €/MWh et de 66,4 €/MWh).

Les coûts complets pour l'éolien maritime s'établissent à 117,9 €/MWh en 2012 et à 98,2 €/MWh en 2020, pour une durée de fonctionnement à pleine puissance de 3000 heures (pour une durée

de fonctionnement de 2800 heures, ces coûts sont respectivement de 124,8 €/MWh et de 104 €/MWh).

### Solaire photovoltaïque

Une installation solaire est composée :

- de panneaux constitués de cellules photovoltaïques,
- d'onduleurs convertissant le courant continu produit en courant alternatif (pour le raccordement au réseau),
- des éléments structurants (dans le cas de l'intégration au bâti).

Quatre installations de référence sont considérées dans l'étude :

- une installation de 3kWc<sup>31</sup> intégrée au bâti d'une maison individuelle,
- une installation de 30kWc située sur le toit d'un bâtiment tertiaire ou agricole,
- une installation de 300 kWc (toiture-terrasse d'un très grand entrepôt du secteur tertiaire ou d'une industrie),
- une centrale au sol de 10 MWc (avec dispositif de suivi de la course du soleil permettant d'augmenter la production de 30%)

L'étude distingue également l'intensité de l'énergie solaire incidente selon la localisation de l'installation : (i) énergie solaire incidente de 1150 kWh/m<sup>2</sup>/an (Nord de la France) et (ii) énergie solaire incidente de 1950 kWh/m<sup>2</sup>/an (Sud Est/Corse/DOM).

La durée de vie économique des panneaux est de 30 ans. Les panneaux photovoltaïques représentent 75% du coût d'investissement. Le potentiel de réduction des coûts des modules photovoltaïques réside dans :

- l'amélioration du rendement de conversion des procédés (progrès technologique),
- l'effet volume sur l'assemblage des modules (augmentation de la taille des usines de production).

Les coûts d'investissement d'une installation de 3 kWc intégrée au bâti sont de 7500 €/kW. L'étude retient un taux d'apprentissage de 5% par an.

Pour les installations de puissance supérieure, le taux d'apprentissage retenu est plus prudent (4% par an entre 2012 et 2020).

Les dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance s'établissent à 85 euros/kWc/an pour les installations de 3, 30 et 300 Wc, et à

Energie solaire incidente (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1 150		1 950							
	3		30		300		10 000			
Puissance de l'installation	non		non		Non		non		oui	
Dispositif de suivi du soleil	2012 2020		2012 2020		2012 2020		2012 2020		2012 2020	
Coefficient de performance	0,75	0,83	0,75	0,83	0,75	0,83	0,8	0,86	0,8	0,86
Energie produite (kWh/kWc/an)	863	955	1463	1619	1560	1677	1560	1677	2028	2180

Puissance de l'installation	3		30		300		10 000	
	non		non		non		oui	
Dispositif de suivi du soleil	2012 2020		2012 2020		2012 2020		2012 2020	
Coûts d'investissement (en €/kWc)	5 900	4 000	4 600	3 350	4 000	2 920	3 800	2 800

<sup>31</sup> Le KiloWatt-crête (kWc) est une unité utilisée pour le solaire photovoltaïque. Un Watt-crête représente la puissance fournie sous un ensoleillement standard de 1 000 W/m<sup>2</sup> à 25°C.

120 euros/KWc/an pour une centrale au sol avec dispositif de suivi du soleil.

En 2012, le coût d'une installation de 3 kWc, pour une énergie solaire incidente de 1950 kWh/kWc/an, est de 400€/MWh (678 euros/MWh pour une énergie solaire incidente de 1150 kWh/kWc/an). En 2020, ce coût décroîtrait jusqu'à 262 euros/MWh.

Le coût d'une centrale au sol de 10 MWc avec dispositif de suivi du soleil est de 228 euros/MWh en 2012. En 2020, il s'établirait à 171 euros/MWh.

### L'offre et la demande d'électricité

Pour définir le scénario de référence sur la période 2008-2020 en matière de développement des capacités de production et d'évolution de la demande, nous pouvons nous appuyer sur les éclairages qui entrent dans la définition de la politique énergétique française concernant la production d'électricité :

- Le bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité du gestionnaire de réseau. C'est un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le

contrôle de l'Etat, par le gestionnaire du réseau public de transport (RTE).

- la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI). La PPI est prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. La PPI est la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité.

### Le bilan prévisionnel de l'équilibre entre offre et demande d'électricité

La réalisation du Bilan prévisionnel RTE vise à définir les moyens de production nécessaires pour garantir, à un horizon de 10 ans environ, la sécurité du réseau de transport d'électricité dont RTE a la responsabilité. L'édition 2007 de ce bilan est résumée dans le tableau suivant :

Outre le scénario central avec des points de passage en 2010, 2012, 2015 et 2020, le bilan prévisionnel de l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité envisage également un scénario pour

en TWh	2006	2010	2012	2015	2020	2015 EnR+	2020 MDE+
<b>Consommation nationale</b>	<b>476,5</b>	<b>494,4</b>	<b>500,2</b>	<b>508,8</b>	<b>533,4</b>	<b>508,8</b>	<b>506,2</b>
Pompage	7,4	7,3	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4
Solde exportateur	63,7	65,5	67,4	68	69,9	82,2	77,5
<b>Demande</b>	<b>547,6</b>	<b>567,2</b>	<b>574,9</b>	<b>584,2</b>	<b>610,7</b>	<b>598,4</b>	<b>591,1</b>
Nucléaire	428,7	430,3	429,2	442	431,3	428,2	425,2
Charbon	21,7	17,7	15,5	11,1	10,3	6,7	8,2
CCG	4,9	8,9	14,8	14,1	22,4	8,2	11,2
Fioul et TAC	3,1	1,8	1,7	2,1	1,1	0,7	0,9
Thermique décentralisée non EnR	23	23,2	23,3	23,3	23,8	23,8	23,8
Thermique décentralisée EnR	3,4	4,9	5,8	5,8	11,2	14,8	11,2
Hydraulique	60,6	70,7	70,7	70,7	73,9	76,7	73,9
Eolien	2,2	9,7	14	15,1	36,7	39,3	36,7
<b>Offre</b>	<b>547,6</b>	<b>567,2</b>	<b>575</b>	<b>584,2</b>	<b>610,7</b>	<b>598,4</b>	<b>591,1</b>
<b>ratio EnR (en %)</b>	<b>12,1</b>	<b>15,3</b>	<b>16,0</b>	<b>15,9</b>	<b>20,7</b>	<b>21,5</b>	<b>21,7</b>
Estimation CO <sub>2</sub> émis (MtCO <sub>2</sub> )	34,7	30,7	30,7	26,5	28,2	23,9	22,1

2015 avec un développement accéléré des énergies renouvelables (scénario EnR+) et un scénario à 2020 avec une amélioration sensible des efforts en matière d'efficacité énergétique et un abaissement de la demande (scénario MDE+).

**La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI)**

Dans le cadre de la politique énergétique française, la PPI fixe des objectifs de développement des moyens de production électrique installés en France. Elle s'attache notamment à indiquer une répartition des capacités de production par source d'énergie primaire utilisée et par techniques de production. La PPI s'appuie sur le bilan prévisionnel de l'équilibre entre offre et demande d'électricité. La vocation de la PPI dépasse cependant celle du bilan prévisionnel car elle intègre des dimensions économiques et environnementales traduisant la politique énergétique nationale en matière d'électricité.

Le rapport PPI 2006 a été remis au parlement le 13 juin 2006. L'année 2015 est l'horizon retenu pour cet exercice de PPI. Les investissements identifiés dans le scénario central s'inscrivent dans les trois enjeux suivants :

Objectifs de mise en service de la PPI par source d'énergie primaire renouvelable (en MW)		
Energies renouvelables	Objectif	
	2010	2015
Biogaz	100	250
Biomasse	1 000	2 000
Déchets	200	300
Eolien	13 500	17 000
Terrestre	12 500	13 000
maritime	1 000	4 000
Géothermie	90	200
Hydraulique	500	2 000
Solaire photovoltaïque	160	500
<b>Energies non renouvelables</b>		
Gaz naturel (dt cogénération)	1 000	3 000
Hydraulique (pompage)	500	2 000
Nucléaire (EPR 2012)		1 600
Produits pétroliers	500	3 100
<i>Arrêté du 7 juillet 2006</i>		

- poursuite du développement des énergies renouvelables,
- mise en service d'un réacteur EPR (Flamanville)
- renouvellement des installations thermiques (choix charbon/gaz)

Une nouvelle PPI est actuellement en voie de finalisation afin de tenir compte des conclusions du Grenelle de l'environnement.



Annexe 2

**Détermination des coûts moyens de production  
des différentes installations photovoltaïques selon l'année  
de mise en service (2007-2020)**

	Productions annuelles supplém. permises par les investiss. (en GWh)				Productions supplémentaires actualisées sur 30 ans (en GWh)			
	PV toiture		Centrale au sol	Total PV	PV toiture		Centrale au sol	Total PV
	résiden-tielle	agricole ou tertiaire			résidentielle	agricole ou tertiaire		
2007	11	4	33	48	136	46	405	587
2008	36	15	121	171	437	178	1 469	2 084
2009	47	25	194	267	574	304	2 365	3 242
2010	50	41	260	352	612	501	3 167	4 279
2011	63	68	288	420	769	831	3 501	5 100
2012	96	102	283	481	1 164	1 244	3 435	5 843
2013	134	157	245	537	1 635	1 915	2 979	6 528
2014	180	246	156	581	2 189	2 985	1 892	7 067
2015	233	338	45	616	2 828	4 113	547	7 488
2016	292	356	31	679	3 555	4 328	375	8 258
2017	358	353	35	746	4 349	4 292	425	9 066
2018	430	352	26	807	5 225	4 275	311	9 811
2019	509	336	28	872	6 183	4 083	340	10 606
2020	631	272	15	917	7 667	3 301	182	11 151
	<b>Coûts sur 30 ans y compris maintenance, exploitation et taxes (en milliards d'euros)</b>				<b>Coûts moyens de production (en euros/MWh)</b>			<b>Moyenne photovolt.</b>
2007	0,08	0,02	0,11	0,21	614	474	264	361
2008	0,25	0,08	0,37	0,7	583	444	249	336
2009	0,31	0,12	0,56	1	538	411	238	307
2010	0,31	0,19	0,72	1,22	506	387	228	286
2011	0,37	0,3	0,78	1,45	478	365	223	285
2012	0,53	0,43	0,74	1,69	451	345	214	289
2013	0,69	0,62	0,6	1,91	424	322	202	293
2014	0,87	0,9	0,35	2,13	399	301	187	301
2015	1,06	1,16	0,09	2,32	376	282	173	309
2016	1,26	1,14	0,06	2,46	354	264	161	298
2017	1,46	1,07	0,06	2,59	335	249	149	286
2018	1,66	1,01	0,04	2,71	318	236	142	276
2019	1,86	0,91	0,05	2,82	301	223	135	266
2020	2,19	0,7	0,02	2,92	286	212	129	262

### Annexe 3

## Effets macroéconomiques du développement du photovoltaïque et de l'éolien

Nous cherchons à présent à apprécier les conséquences macroéconomiques du développement simultané des énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque. Nous débutons par un examen des sommes globalement investies pour le développement des deux énergies puis par les conséquences sur le prix de l'électricité des tarifs d'achat mis en place à la fois pour l'éolien et le photovoltaïque.

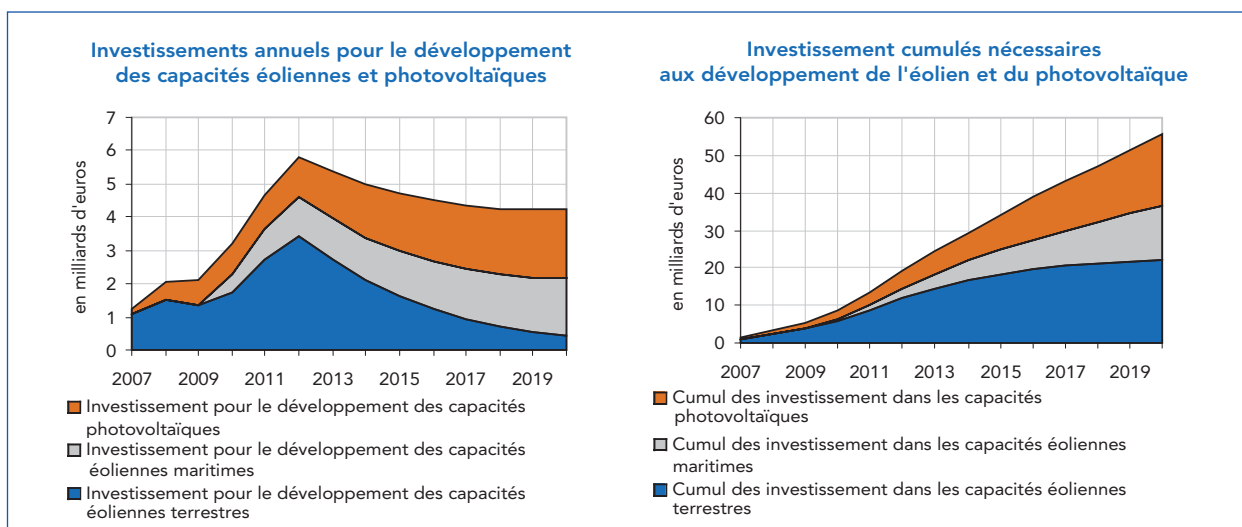
#### Rappel des investissements nécessaires

Les investissements nécessaires au développement de l'éolien et du photovoltaïque envisagé par le Grenelle de l'environnement représentent 55 milliards d'euros sur l'ensemble de la période (moyenne de 4 milliards d'euros par an). Ils culminent à 5,8 milliards d'euros en 2012 et représentent encore 4,2 milliards d'euros en 2020.

Sur la totalité de la période considérée (2007-2020) le développement des capacités éoliennes représente des investissements de 36 milliards d'euros (22 milliards d'euros pour l'éolien terrestre et 14 milliards d'euros pour l'éolien maritime). Les investissements dans le développement des capacités photovoltaïque représentent 19 milliards d'euros.

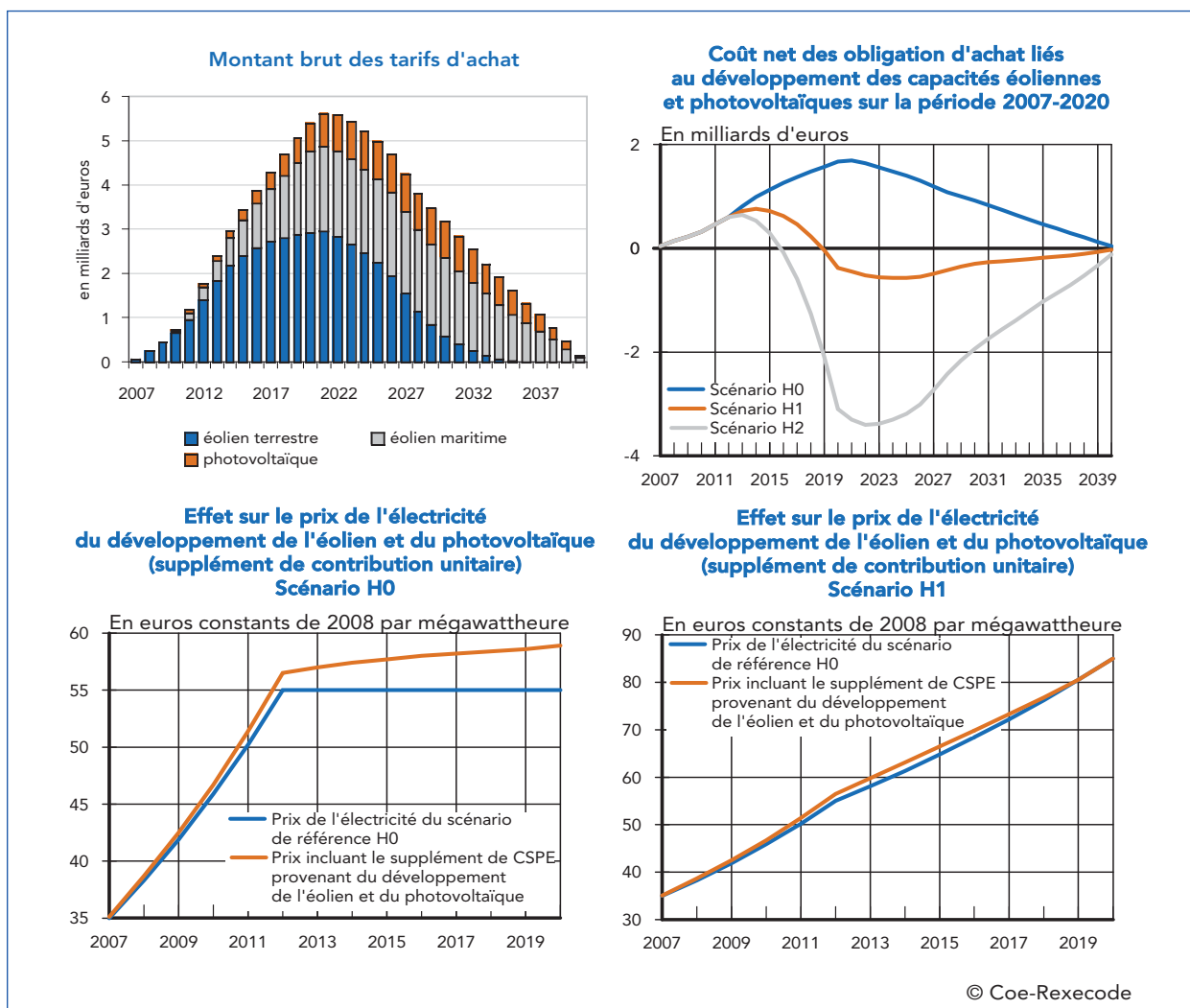
#### Effet sur le prix de l'électricité

Les montants bruts des tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne (terrestre et maritime) et photovoltaïque atteignent 5,4 milliards d'euros en 2020 (2,9 milliards d'euros pour l'achat d'électricité d'origine éolienne terrestre, 1,8 milliards d'euros pour l'éolien maritime et 0,6 milliards d'euros pour le photovoltaïque).



Sur la totalité de la période 2007-2040, étant données les hypothèses choisies et le scénario retenu, les obligations d'achat d'électricité provenant des installations éoliennes terrestres auraient un coût brut de 44,5 milliards d'euros<sup>31</sup>, celles de l'éolien maritime 37,6 milliards d'euros. Enfin les obligations d'achat de l'électricité produite par des installations photovoltaïques représenteraient un coût de 16 milliards d'euros.

Le coût net ou surcoût imposé par l'obligation d'achat de l'électricité produite à partir des installations construites dans le cadre du plan de développement Grenelle de l'éolien et du photovoltaïque est la différence entre le coût brut des achats et la valorisation au prix de marché de l'électricité produite. Ce coût net est le « surcoût » nécessaire au développement de l'éolien et du photovol-



<sup>31</sup> Si les obligations d'achat de l'électricité produite à partir des éoliennes terrestres venait à être abandonnées à partir de 2013, le coût brut des obligations s'achat serait ramené à 24 milliards d'euros sur la période 2007-2027.

taïque. Ce montant serait reporté sur le prix de l'électricité par le mécanisme de la CSPE décrit dans la première section du document de travail.

Dans le cas de notre hypothèse d'environnement macroéconomique H0 (prix du pétrole de 80 dollars le baril en 2020, prix de l'électricité de 55 euros constants de 2008 par mégawattheure), le montant net des obligations d'achats d'électricité éolienne et photovoltaïque s'établit à 1,7 milliards d'euros en 2020 (30 milliards d'euros sur l'ensemble de la période 2007-2040 dont 12 milliards sur la période 2007-2020). Ce coût net est de 5 milliards sur la période 2007-2020 lorsque le prix du pétrole atteint 150 dollars en 2020 (prix de l'électricité de 85 euros constants de 2008 par mégawattheure). On observe globalement, pour les deux énergies renouvelables, un bénéfice net sur la période 2007-2040 pour des prix du pétrole dépassant 160 dollars en 2020, les montants des obligations d'achat devenant alors inférieurs à la valorisation de l'électricité produite au prix de marché sur la deuxième partie de la période. Il convient cependant de noter que ce résultat provient de la rentabilité de l'éolien terrestre mais que les obligations d'achat demeuraient nécessaires pour le photovoltaïque.

La contribution unitaire est le montant de CSPE supplémentaire par mégawattheure. Elle est légèrement inférieure à 4 euros par mégawattheure dans le scénario H0 d'évolution du prix de l'électricité et s'annule en 2020 dans le cadre du scénario H1, après avoir atteint 60 centimes d'euros par mégawattheure en 2014.

### Conséquences économiques

A côté des coûts d'investissement et des avantages environnementaux permis par le développement accéléré de la production d'électricité d'origine renouvelable, d'autres effets (notamment économiques) peuvent-ils être attendus ? Les conséquences du développement de l'éolien et du photo-

voltaïque sur l'emploi global et le PIB résultent de deux effets. Le premier effet est la dynamique créée par les investissements nécessaires au développement des capacités des deux énergies renouvelables et ses conséquences en termes d'activité et d'emploi. Le deuxième effet est l'augmentation du prix moyen de l'électricité, conséquence du surcoût de production et de la politique de soutien au développement des énergies renouvelables par le dispositif des obligations d'achat. Cet effet a un impact négatif sur le pouvoir d'achat des ménages, la compétitivité des entreprises et la croissance française.

Les simulations réalisées pour Coe-Rexecode par l'équipe Erasme à l'aide du modèle macroéconométrique multisectoriel NEMESIS visent à apprécier la résultante de ces deux effets<sup>32</sup>. Dans l'hypothèse H0 où le prix du pétrole augmenterait faiblement jusqu'en 2020 et où le prix de l'électricité serait de 55 euros, les conséquences du plan de développement de l'éolien et du photovoltaïque sont plutôt négatives. En 2020, le PIB serait très légèrement inférieur à son niveau du scénario de référence (-0,2 %) et les prix à la consommation très légèrement supérieurs (+0,3 %). Ce résultat n'est pas surprenant dans la mesure où le choix de technologies plus coûteuses constitue un surcoût ayant un effet à long terme « stagflationniste » sur l'économie française. L'impact sur l'emploi est plus ambigu. Il y aurait bien sûr des créations d'emplois dans les secteurs directement impliqués par le développement des deux énergies renouvelables (construction, moteurs, panneaux solaires, etc...), mais ces emplois résultant d'un prélèvement sur les autres techniques de production de l'électricité et plus généralement sur l'ensemble de l'économie, il y aurait aussi des suppressions d'emplois ailleurs. Au total, le modèle suggère une certaine substitution capital-travail en faveur de l'emploi et au niveau global une augmentation du niveau de l'emploi, mais cette augmentation est bien moindre que ne le laisse entrevoir une

<sup>33</sup> NEMESIS pour New Econometric Model for Environment and Sustainable development Implementation Strategies. Les hypothèses concernant les tarifs d'achat appliqués et donc les surcoûts diffèrent légèrement de celles retenues pour l'analyse coûts-bénéfices (pas de prise en compte des effets probables du projet d'arrêt sur les tarifs d'achat du photovoltaïque). Les montants de CSPE considérés sont plus importants dans le cadre des simulations réalisées.

analyse limitée au secteur des énergies renouvelables. En 2020, le gain net en emplois apparaît relativement modeste (de l'ordre de 30 000 emplois pour l'ensemble de l'économie). En résumé, le développement de l'éolien et du photovoltaïque au niveau préconisé par le Grenelle de l'environnement a un impact macroéconomique modeste et plutôt négatif sur le PIB et le pouvoir d'achat mais peut-être légèrement positif sur l'emploi<sup>33</sup>.

### Analyse des effets macroéconomiques à l'aide du modèle NEMESIS

Les chiffrages réalisés pour l'analyse coûts-bénéfices servent d'hypothèses pour les variantes réalisées à l'aide du modèle NEMESIS. La trajectoire de référence (compte central du modèle) considère une absence de développement accéléré des deux énergies renouvelables au-delà de 2007 (développement proportionnel du mix « actuel » pour répondre au supplément de demande d'électricité). Le scénario alternatif (la variante simulée) considère le développement de ces deux énergies tel qu'envisagé par le Grenelle de l'environnement. Dans le scénario de référence, le prix de l'électricité évolue de 35 à 55 euros/MWh entre 2007 et 2011, puis il est maintenu à ce niveau jusqu'en 2020).

La mise en œuvre d'une variante « développement des capacités éoliennes et photovoltaïques selon les objectifs du Grenelle » dans le modèle NEMESIS nécessite de déterminer les acteurs qui réalisent les investissements pour développer les énergies renouvelables, ainsi que les secteurs bénéficiaires. Nous considérons que l'ensemble des investissements en énergies éoliennes et 40% de l'investissement en énergies photovoltaïques sont réalisés par le secteur électrique. Les

ménages assument pour leur part 60% de l'investissement photovoltaïque (panneaux photovoltaïques sur les toits des maisons individuelles ou des immeubles collectifs).

Ces investissements sont adressés à différents secteurs d'activité que le modèle (multisectoriel) décrit précisément :

- Pour l'éolien : 72,5% sont adressés au secteur des machines industrielles (fabrication des aérogénérateurs), 10,5% au secteur construction (installation), 11% au secteur électrique (raccordement) et 6% au secteur « autres services » (ingénierie)
- Pour le photovoltaïque : 80% sont adressés au secteur des biens électriques (fabrication des panneaux photovoltaïques), 15% au secteur de la construction (installation), 2,5% au secteur électrique (raccordement) et 2,5% au secteur « autres services » (ingénierie).

Nous considérons que la part importée des éoliennes est initialement de 90% et décroît pour atteindre 85% en 2020. Pour les panneaux photovoltaïques, nous considérons que la part importée, initialement de 88%, décroît encore plus fortement.

Le prix du pétrole dans le scénario de référence provient des hypothèses intégrées dans le module énergétique du modèle. Il a été déterminé à partir du modèle PROMETHEUS (un modèle uniquement énergétique) développé par le NTUA (Université d'Athènes) qui gère le module énergétique intégré au modèle NEMESIS. Le prix du pétrole s'établit à 95 dollars en 2008, puis décroît jusqu'en 2015 pour atteindre 60 dollars avant de progresser jusqu'à 70 dollars en 2020 (en dollars constants 2008).

<sup>33</sup> Les hypothèses concernant les tarifs d'achat appliqués et donc les surcoûts diffèrent légèrement de celles retenues pour l'analyse coûts-bénéfices (pas de prise en compte des effets probables du projet d'arrêté sur les tarifs d'achat du photovoltaïque). Les montants de CSPE considérés sont un peu plus importants dans le cadre des simulations réalisées.

### Résultats de la simulation du développement de l'éolien et du photovoltaïque Modèle NEMESIS

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PIB	0,01	0,01	-0,01	-0,03	-0,03	-0,07	-0,12	-0,14	-0,17	-0,18	-0,19	-0,20	-0,24
Consommation finale	0,02	0,04	0,05	0,06	0,09	0,08	0,05	0,02	0,01	0,00	0,01	0,04	0,04
Investissement	0,31	0,51	0,63	0,88	1,38	1,19	1,02	0,87	0,74	0,67	0,63	0,65	0,69
Exportations	0,00	0,00	-0,02	-0,04	-0,05	-0,08	-0,13	-0,13	-0,14	-0,13	-0,13	-0,14	-0,16
Importations	0,24	0,39	0,52	0,76	1,16	1,09	1,04	0,96	0,92	0,90	0,93	1,01	1,14
Emploi total*	8,557	16,975	22,748	31,364	48,057	48,669	43,225	37,432	32,048	28,949	27,618	29,273	31,463
Emploi Electricité*	0,071	0,04	-0,064	-0,043	0,218	-0,053	-0,311	-0,576	-0,847	-1,091	-1,337	-1,569	-1,851
Emploi Machines Industrielles*	1,094	2,034	2,364	3,137	4,918	4,360	3,061	2,512	2,067	2,077	2,273	2,665	3,193
Emploi biens électriques*	0,224	0,407	0,368	0,448	0,656	0,592	0,461	0,493	0,648	0,901	1,240	1,779	2,531
Emploi construction*	2,232	4,211	5,655	7,790	11,875	11,792	10,664	9,344	8,081	7,283	6,881	7,082	7,630
Emploi Autres services*	1,758	3,690	5,253	7,312	11,105	11,788	11,032	9,754	8,462	7,570	7,092	7,309	7,588
Salaires nominal	0,00	0,02	0,03	0,04	0,05	0,08	0,07	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02
Production Electricité	0,08	0,04	-0,07	-0,05	0,26	-0,07	-0,38	-0,71	-1,05	-1,36	-1,67	-1,97	-2,34
Production Machines Industrielles.	0,42	0,70	0,68	0,91	1,50	1,04	0,45	0,34	0,21	0,27	0,36	0,49	0,65
Production Biens électriques	0,07	0,11	0,05	0,05	0,09	0,00	-0,09	-0,11	-0,10	-0,07	-0,02	0,09	0,25
Production Construction	0,19	0,31	0,40	0,55	0,85	0,76	0,65	0,56	0,47	0,43	0,41	0,44	0,48
Production Autres services	0,05	0,09	0,11	0,15	0,24	0,21	0,16	0,11	0,06	0,02	0,00	-0,02	-0,05
Importations Energies conventionnelles	-0,12	-0,16	-0,27	0,01	0,04	-0,05	-0,17	-0,27	-0,12	-0,18	-0,23	-0,27	-0,35
Prix à la consommation	0,01	0,02	0,04	0,06	0,09	0,13	0,16	0,17	0,19	0,20	0,21	0,24	0,27
Prix de l'électricité pour les ménages	0,27	0,49	0,90	1,24	1,60	2,37	2,94	3,52	4,18	4,84	5,59	6,52	7,81

Le modèle prend en compte la réponse de la consommation d'électricité à l'augmentation de son prix (élasticité prix de la demande d'électricité). Ainsi, l'augmentation du prix de l'électricité payé par les ménages<sup>34</sup> de 7,8% par rapport au scénario de référence entraîne une diminution de la consommation d'électricité de 2,3% par rapport au scénario de référence (élasticité-prix de 0,29).

Dans la variante réalisée, deux mécanismes principaux interviennent et déterminent la dynamique macroéconomique :

(1) Un premier mécanisme de court-moyen terme provient du phénomène de relance par l'investissement de ce plan de développement des énergies renouvelables. Ce mécanisme est affaibli par l'importance de la part importée des investissements, particulièrement dans l'éolien (éviction par l'extérieur).

(2) Le second mécanisme est initié par le supplément de CSPE qui vient augmenter le prix de l'électricité. Le mécanisme de soutien public au développement des énergies renouvelables sera finalement supporté par les ménages, ce qui tend à diminuer le revenu disponible de ces derniers et leur consommation. Il y a à la fois transfert de pouvoir d'achat libre vers du pouvoir d'achat contraint et baisse du pouvoir d'achat global.

Ces deux effets s'opposent et le résultat est globalement relativement neutre pour l'économie. Il peut néanmoins exister des effets positifs sur l'emploi si le contenu en emplois de la production de secteurs qui bénéficient du développement des énergies renouvelables est supérieur au contenu moyen en emplois des secteurs qui voient diminuer la demande qui leur est adressée. Cet effet de structure (changement dans les poids relatifs des différents secteurs de production) et la forte intensité en travail de certains des secteurs bénéficiaires (bâtiment) peuvent conduire à une certaine

divergence des trajectoires du PIB et de l'emploi, mais qui est modeste par rapport à l'effet principal.

Il faut souligner ici que la « fuite à l'importation » (part des investissements qui ne va pas vers des producteurs nationaux) est un paramètre important. Si le pays consent un effort important pour développer des énergies renouvelables, il serait nécessaire de développer aussi en France une offre compétitive.

### Les résultats de la simulation

La consommation finale des ménages comprend les dépenses d'investissements des ménages en matière d'équipements en énergies renouvelables. Elle augmente donc légèrement dans un premier temps (puisque une partie de l'investissement en capacités photovoltaïques est réalisée par les ménages). La consommation finale hors investissements en énergies renouvelables décroît (consommation finale diminuée du montant des investissements).

La variable investissement comprend les investissements réalisés par les firmes. L'investissement est donc tiré initialement par les efforts de développement des énergies renouvelables.

Les importations augmentent, d'une part du fait des investissements dans les capacités éoliennes et photovoltaïques dont une majeure partie est importée, et d'autre part via un effet de compétitivité dégradée suite à l'augmentation des prix (augmentation du prix de l'électricité qui se diffuse plus faiblement sur les prix à la consommation). Les exportations déclinent ainsi sur l'ensemble de la période du scénario, alors que les importations sont supérieures à leur niveau du scénario de référence.

<sup>34</sup> Le prix de l'électricité représente environ la moitié du tarif payé par les ménages, l'autre moitié étant constituée par le coût du réseau que l'on suppose fixe.

L'augmentation du prix de l'électricité (+7,8% en 2020 par rapport au scénario de référence) se répercute sur les prix à la consommation (+0,27% en 2020), même si la part de l'électricité dans le panier de consommation des ménages est relativement modeste. Cette augmentation du prix de l'électricité se répercute également sur les prix de production des différents secteurs et tend à réduire la compétitivité. En effet aucune hypothèse spécifique n'est faite sur la mise en œuvre d'une politique similaire dans les autres pays. Le solde de la balance commerciale se dégrade.

L'emploi total augmente sur toute la période d'investissement (2008-2020) d'une part grâce au fort contenu en emploi de certains secteurs directement concernés par les investissements tels que les secteurs de la construction et des autres services (maintenance des éoliennes) et, d'autre part, du fait d'un effet substitution favorable à l'emploi. L'augmentation du prix de l'électricité, alors que le salaire nominal stagne, rend le facteur travail relativement plus intéressant à utiliser dans le processus de production (le salaire réel diminue). C'est pour cette raison que le nombre global d'emplois supplémentaires peut être plus important que le nombre d'emplois créés dans les secteurs directement concernés par le développement des énergies renouvelables.

Le gain en emplois est cependant relativement modeste (un peu plus de 30 000 emplois tous secteurs confondus en 2020, 19 000 emplois liés directement aux investissements et au programme de développement des énergies renouvelables et 12 000 emplois indirects). Il tend par ailleurs à diminuer sur la fin de la période. Le gain maximum d'emplois est obtenu en 2012 (28 000 emplois directs et 20 000 emplois indirects). Cette légère diminution du nombre d'emplois s'explique par la dégradation de la compétitivité, et la contrainte du développement des énergies renouvelables sur le pouvoir d'achat des ménages. Le PIB est légèrement inférieur à son niveau du scénario de référence (-0,24% en 2020)

Le gain en emplois par rapport au scénario de référence, alors que le PIB est inférieur à son niveau du scénario de référence, apparaît contraire à l'intuition de prime abord. Il y a en fait trois effets à l'œuvre :

- (i) un effet de la baisse du PIB qui entraîne une baisse de l'emploi
- (ii) un effet de structure (évolution sectorielle)
- (iii) un effet de substitution au niveau des facteurs de production.

Les investissements en énergies renouvelables accentuent la production dans des secteurs intensifs en emploi (BTP par exemple) et diminuent la production dans des secteurs moins intensifs en emploi (production d'électricité,...). Il y a donc un changement dans la structure de la répartition des productions sectorielles qui est favorable à l'emploi (effet (ii)). Enfin, puisque le prix de l'électricité augmente, le facteur travail devient relativement plus profitable dans le processus de production et est utilisé plus intensivement (effet (iii)). Au global, l'effet sur l'emploi est relativement mineur (+0,12% en écart variantiel). L'effet (i) voudrait que l'emploi diminue de 0,24% par rapport au scénario de référence (aux gains de productivité près). Les effets (ii) et (iii) contrecarrent cet effet (+0,36% pour les deux effets réunis).

En conclusion, le scénario présenté permet de chiffrer les conséquences du développement des capacités éoliennes et photovoltaïques préconisé par le Grenelle de l'environnement. Deux effets amoindrissent l'effet de relance « keynésienne » que constituent ces investissements dans les énergies renouvelables : (i) une fuite par les imports, (ii) une fuite par la hausse des prix. Ces deux effets de fuite, habituels de ce type de relance, pourraient cependant être amoindris par des politiques appropriées :



- Une politique industrielle visant à structurer les capacités d'une véritable offre nationale dans les filières éolienne et photovoltaïque.
- Une politique de soutien à la R&D et à l'innovation dans les domaines de l'éolien et du photovoltaïque, pouvant permettre d'abaisser plus rapidement les coûts de ces deux technologies (particulièrement le coût du photovoltaïque).

Le développement des capacités de production d'électricité d'origine renouvelable vise à élargir la

diversité des approvisionnements énergétiques tout en minimisant l'impact sur l'environnement de la production d'électricité. La mise en place d'une politique visant à renforcer la capacité d'une offre nationale dans le domaine des énergies renouvelables (politique industrielle et de l'innovation) permettrait d'améliorer significativement le retour économique de ces investissements, particulièrement en matière d'emploi. Le développement de capacités exportatrices dans le domaine du photovoltaïque pourrait influencer sensiblement les résultats.

## Annexe 4

### Quelques données industrielles sur le secteur des énergies renouvelables

#### La filière éolienne

Une première constatation est l'absence ou la faible présence des entreprises françaises dans le palmarès des sociétés les plus importantes dans la filière éolienne. Une part très importante des matériaux sera donc importée. Il n'y a aucune firme française parmi les 10 plus grosses entreprises produisant des éoliennes.

Les fabricants européens d'éoliennes sont relativement bien positionnés sur le marché mondial. Ils disposent souvent d'unités de fabrication soit en Chine soit aux Etats-Unis, pour être plus près des marchés ou pour bénéficier de plus faibles coûts de fabrication. L'un des traits marquants du marché de l'éolien est l'arrivée en force des industriels chinois (Goldwind, Sinovel mais également Dongfang Steam Turbine ou Guangdong Mingyang). La Chine pourrait rapidement devenir le premier producteur mondial d'éoliennes. En 2008, les éoliennes produites en Chine

(4 000 MW) étaient à 50% de marques chinoises et à 50% de marques étrangères. La concurrence sur les prix pourrait devenir importante, tout comme la concurrence sur les technologies (cela se traduisant par une offre d'éoliennes de différentes puissances entre 2,5 et 3,5 MW et de l'apparition d'éoliennes « synchrones » (sans boîte de vitesse et avec donc moins de pièce en mouvement) ce qui pourrait diminuer le temps de main-

#### Répartition du coût d'investissement d'un parc éolien (en %)

	Espace éolien dévelop.t	IEA Wind Energy Annual Report 2007
Eoliennes (Equipements)	75	70
Génie Civil (fondation et travaux publics)	10	11
Raccordement	10	12
Développement, Ingénierie	5	7
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

#### Principaux constructeurs éoliens (2005-2007)

Entreprise	Pays	Eoliennes vendues (en MW)			Chiffre d'affaires (en millions d'euros)			Salariés		
		2005	2006	2007	2005	2006	2007	2005	2006	2007
Vestas	Danemark	3 186	4239	4503	3 580	3 854	4 861	10 300	12 309	18 000
GE Wind	Etats-Unis	2 025	2 326	3 283						2000
Gamesa	Espagne	1 474	2 346	3 047	1 745	2 401	3 274	8 196	5 420	6 470
Enercon	Allemagne	1 505	2 316	2 769	1 300	1 900	2 400	9 000	8 000	8 000
Suzlon	Inde	700	1 157	2 082			2157			13000
Siemens	Allemagne	629	1 103	1 397			1365		2 350	2 350
Acciona	Espagne		426	873			1093			1000
Goldwind	Chine		416	830			351			843
Nordex	Allemagne	298	505	676	308	514	747	710	1 005	1 304
Sinovel	Chine	239		671	183			625		
Autres			2076							

Source : Baromètre éolien EurObsv'ER (2007) (2008) (2009)

Les coûts de maintenance dans l'éolien	
Coût d'entretien et de maintenance	Source
3% du coût d'investissement initial	Espace éolien développement (2007)
Entre 1,5% et 2% du coût d'investissement initial pour les nouvelles éoliennes	
3% du coût d'investissement initial pour les anciennes éoliennes	Danish Wind Industry Association (2003)
3% par an du montant de l'investissement initial (1300-1 600 €/kW)	ADEME
Entre 2 et 3,5% des charges annuelles de développement	IEA Wind Energy Annual Report (2007)

tenance et augmenter la durée de disponibilité des éoliennes).

Le coût des éoliennes représentent 75 % du coût d'investissement d'un parc éolien. L'importance de la part importée des éoliennes (on peut raisonnablement penser que seuls quelques éléments seront fabriqués sur place) restreint le nombre des emplois qui pourraient être créés grâce au développement des capacités éoliennes terrestres en France.

Une partie importante des emplois créés le sera dans l'installation (génie civil, raccordement) des éoliennes puis dans leur maintenance dont le tableau ci-dessus permet d'apprécier le montant en fonction de l'investissement initial (environ 3 % par

an). Le développement à venir d'une filière industrielle de fabrication d'éoliennes off-shore en France ouvre l'espoir de réaliser une part plus importante de la production des éoliennes.

### La filière photovoltaïque

Contrairement au marché de l'éolien, le marché de la production des panneaux photovoltaïques n'est pas encore complètement dominé par quelques grands groupes.

L'exemple de l'Allemagne, leader européen en matière d'électricité photovoltaïque nous permet d'avoir une première appréciation des emplois qui peuvent être liés au développement du photovoltaïque. En 2007, l'Allemagne compte 40 000 emplois dans la filière photovoltaïque (50 % dans l'installation, 43 % dans la production et 7 % dans la vente).

En partant de données de l'European Photovoltaic Industry Association (EPIA), nous pouvons connaître la répartition des emplois entre les différentes activités nécessaires au développement du photovoltaïque (production, vente, installation, recherche et production d'éléments associés). L'EPIA établit deux scénarios pour le développement des capacités photovoltaïques au niveau mondial, dont découlent deux trajectoires différentes de développement des emplois. Le nombre d'emplois en fonction des capacités photovoltaïques installées dans le monde est donné dans le

Principaux fabricants de panneaux photovoltaïques (2005-2007)					
Entreprise	Pays	2005	Production (en MWc)		
			2006	2007	2008
Q-Cells	Allemagne	170	253	389	574
First Solar	Etats-Unis		60	206	503
Suntech Power	Chine	100	158	327	498
Sharp	Japon	430	434	363	473
JA Solar	Chine		25	132	300
Kyocera	Japon	240	180	207	290
Yingli Green Energy	Chine		35	150	282
Motech	Taiwan		102	196	272
SunPower	Etats-Unis / Philippines		63	100	237
Sanyo	Japon	120	155	165	215

Source : Baromètre photovoltaïque EurObsev'ER (2007) (2008) (2009)

Scénario des contenus en emplois du photovoltaïque au niveau mondial (EPIA)							
	Installation	Production	(en %)			Emplois : scénarios...	
			Vente	Recherche	Productions associées	... modéré	... optimiste
2007	65,2	19,3	5,8	2,5	7,2	119 145	
2010	66,1	18,8	5,6	2,4	7,0	251 906	333 058
2015	67,8	17,9	5,4	2,3	6,7	717 477	825 291
2020	69,7	16,8	5,0	2,2	6,3	1 461 714	2 342 908

Source : EPIA (2008) – Données mondiales

L'emploi de la filière en fonction de la puissance photovoltaïque installée (Monde)						
	Capacité photovoltaïque installée dans le monde Scénarios...		Emplois Scénarios...		Emplois par MW installé Scénarios...	
	modéré	optimiste	modéré	optimiste	modéré	optimiste
2007	9 200	119 145	13,0			
2010	21 600	25 400	251 906	333 058	11,7	13,1
2015			717 477	825 291		
2020	211 000	278 000	1 461 714	2 342 908	6,9	8,4

Source : EPIA (2008)

## Bibliographie

Ademe et RTE (2007), « Le contenu en CO<sub>2</sub> du kWh électrique : Avantages comparés du contenu marginal et du contenu par usages sur la base de l'historique », octobre 2007.

Ademe et EDF (2005), « Note de cadrage sur le contenu CO<sub>2</sub> du kWh par usage en France », janvier 2005.

Ademe & vous – Stratégie & études N°13 – juillet 2008, « Maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables – Déjà 33 Mds et 220 000 emplois en France »

Ademe & vous – Stratégie & études N°3 – juin 2007, « Le marché du solaire photovoltaïque en France et dans le monde »

Ademe & vous – Stratégie & études N°1 – avril 2007, « La lutte contre le changement climatique, créatrice d'emplois en Europe et en France »

Centre d'analyse stratégique (2008), « La valeur tutélaire du carbone », note de veille n°101, juin 2008.

Centre d'analyse stratégique (2007), « La valeur économique de la tonne de CO<sub>2</sub> : quel référentiel pour l'action publique ? », note de veille n°56, avril 2007.

Centre d'analyse stratégique (2007), « Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 », Rapport de Jean Syrota, septembre 2007.

Centre d'analyse stratégique (2008), « Entretien avec Marcel Boiteux », Cahiers de l'évaluation – Missions d'évaluation des politiques publiques N°1, septembre 2008.

Champsaur Paul (2009), « Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité », avril 2009.

Commissariat général du Plan (2005), « Révision du taux d'actualisation des investissements publics », rapport de D. Lebègue, janvier 2005.

Comité Opérationnel n°3 du Grenelle de l'environnement « Rénovation des bâtiments existants », Rapport au MEDAD présenté par Ph. Pelletier, février 2008.

Comité Opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement « Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale 2008-2012-2020 », J.-C. Lenoir, A. Liébar.

Commission de Régulation de l'Énergie (2008), « Avis du 30 octobre 2008 relatif au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations utilisant l'énergie mécanique du vent », Journal Officiel du 13 décembre 2008 (Texte 121).

DGEMP-OE (2008), « L'électricité en France en 2007 : une analyse statistique », MEEDDAT, Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'énergie, juin 2008.

DGEMP-OE (2008), « Scénario énergétique de référence – Rapport de synthèse », MEEDDAT, Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'énergie, avril 2008.

DGEMP-OE (2007), « Prix du gaz et de l'électricité en Europe au 1er janvier 2007 », MEDAD, Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'énergie, août 2007.

DGEMP-OE (2007), « Electricité et politique énergétique : spécificités françaises et enjeux dans le cadre européen », MEDAD, Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'énergie, juillet 2007.

DGEMP-OE (2006), « Les énergies renouvelables en France 1970-2005 », MINEFI, Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, Observatoire de l'énergie, juin 2006.

DGEMP-OE (2006), « Prix du gaz et de l'électricité en Europe au 1er janvier 2006 », MINEFI, Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, Observatoire de l'énergie, septembre 2006.

DGEMP-DIDEME (2003), « Coûts de référence de la production électrique », décembre 2003.

MEEDDAT-DGEC (2008), « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique ».

MEEDDAT (2008), « Grenelle de l'environnement : réussir la transition énergétique - 50 mesures pour un développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementales », 17 novembre 2008.

MINEFI (2006), « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, Période 2005-2015 », Rapport au Parlement, juin 2006.

Observ'ER, « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde », neuvième inventaire, Edition 2007.

Poignant Serge (2009), « Rapport d'information déposé par la Commission des Affaires économiques sur l'Energie photovoltaïque », n° 1846, Assemblée Nationale, juillet 2009.

RTE (2007), « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France », Edition 2007.

SESSI (2007), « Face à la hausse des prix des énergies fossiles puis de l'électricité l'industrie manufacturière a amélioré sa performance énergétique », Le 4 Pages des statistiques industrielles N°240, décembre 2007.

SESSI (2004), « La performance énergétique dans l'industrie manufacturière », Le 4 Pages des statistiques industrielles N°196, novembre 2004.

Spector David (2007), « Faut-il désespérer du marché de l'électricité ? », Collection du CEPREMAP N°5, Edition rue d'Ulm.

# Coe-Rexecode... centre d'observation et de recherches économiques pour l'expansion de l'économie et le développement des entreprises

## 1 Une mission de veille conjoncturelle

Coe-Rexecode assure un suivi conjoncturel permanent de l'économie mondiale et des prévisions économiques à l'attention de ses adhérents :

- **Réunions de conjoncture et perspectives**
- **Documents** : cahier graphique hebdomadaire de 400 séries statistiques, Lettre de quinzaine présentant notre lecture de l'actualité économique, présentation trimestrielle des perspectives économiques, en France et dans le Monde : matières premières, pays émergents...
- Un accès **aux économistes** pour toute demande ou interprétation de problématiques conjoncturelles
- Un accès au **centre de documentation** pour la veille et la recherche d'informations
- Un accès au **service statistique** : nos statisticiens alimentent quotidiennement la base Teleco riche de plus de 9 000 séries et distribuée par Global Insight.

## 2 Une mission de participation au débat de politique économique

La participation au débat public de politique économique est soutenue par des membres associés (institutionnels), la Chambre de Commerce et d'Industrie de Paris et des membres partenaires (entreprises). L'activité de participation au débat de politique économique comporte trois volets : des travaux d'études spécifiques, un cycle de réunions de politique économique et l'organisation des *Rencontres de la croissance* (avec la participation du Premier Ministre) prolongées par l'édition d'un ouvrage sur l'état d'avancement des réformes en France.

### • Un cycle de réunions sur des questions de politique économique

Plusieurs thèmes d'actualité sont abordés lors de réunions de travail préparées par Coe-Rexecode auxquelles participent des représentants des membres associés et partenaires, des économistes et, le cas échéant, d'autres personnalités extérieures.

### • Les travaux d'études spécifiques

Des travaux d'études sont menés pour analyser les conséquences économiques du Grenelle de l'Environnement, le développement des entreprises du secteur des services à la personne, le lien entre économie globale et télécommunications. Les axes de recherche portent sur *le financement de la protection sociale*, sur *l'emploi et les chiffres de la compétitivité française* et sur *l'évaluation économique des politiques de protection de l'environnement*.

### • Les Rencontres de la croissance

Coe-Rexecode organise depuis 2003 les *Rencontres de la croissance*, placées sous la présidence du Premier Ministre. L'institut publie à cette occasion un ouvrage aux Éditions Economica, remis au Premier Ministre et largement diffusé. Les titres des ouvrages précédents étaient : *Des idées pour la croissance*, ouvrage recueillant les contributions de 77 économistes, *La croissance par la réforme* et *Demain l'emploi si...* (disponibles en librairie, Éditions Economica). Ces manifestations ont pour but d'éclairer l'ensemble des acteurs économiques et sociaux (entreprises, fédérations professionnelles, administrations, personnalités politiques et de la société civile...) sur les modalités et enjeux de la croissance, de débattre des réformes structurelles qu'elles impliquent, d'examiner le chemin parcouru au cours des dernières années et d'envisager celui qui reste à parcourir vers l'objectif d'une croissance durable au rythme de 3 % l'an.

## Les adhérents de Coe-Rexecode

L'adhésion à Coe-Rexecode est ouverte à tous, entreprises, administrations, fédérations professionnelles, quelle que soit leur taille. Les 80 adhérents correspondants de Coe-Rexecode comptent de grandes entreprises industrielles, des banques, des organismes de gestion financière, des fédérations professionnelles et des administrations. Les membres associés sont les membres qui soutiennent les études sur le système productif et la participation au débat de politique économique.

# Coe-Rexecode... centre d'observation économique et de recherche pour l'expansion de l'économie et le développement des entreprises

Retrouvez l'intégralité des documents périodiques réalisés antérieurement par le Coe et Rexecode sur notre site internet [www.coe-rxecode.fr](http://www.coe-rxecode.fr)

## Documents de travail récemment parus

<i>Evaluation socio-économique de différents programmes de certificats d'économies d'énergie</i>	N° 11 - Octobre 2009
<i>Perspectives économiques 2009-2010</i>	N° 10 - Septembre 2009
<i>Les tendances de l'emploi en France et en Europe à la mi-2009</i>	N° 9 - Juillet 2009
<i>La compétitivité de l'industrie mécanique française</i>	N° 8 - Mai 2009
<i>Perspectives économiques 2009-2010</i>	N° 7 - Avril. 2009
<i>La compétitivité française en 2008</i>	N° 6 - Janvier 2009
<i>Tableau des émissions de gaz à effet de serre en France : sources, niveau, évolution</i>	N° 5 - Octobre 2008
<i>Les tendances de l'emploi en France et en Europe à la mi-2008</i>	N° 4 - Juillet 2008
<i>La compétitivité française en 2007</i>	N° 3 - Décembre 2007
<i>Les tendances de l'emploi en France et en Europe à la mi-2007</i>	N° 2 - Juillet 2007
<i>La compétitivité française en 2006</i>	N° 1 - Décembre 2006



# Coe-Rexecode

Centre d'Observation Économique et de Recherches pour l'Expansion de l'Économie et le Développement des Entreprises

Siège social : 29 avenue Hoche • 75008 Paris • [www.coe-rxecode.fr](http://www.coe-rxecode.fr)  
Téléphone : +33 (0)1 53 89 20 89 • Fax : +33 (0)1 45 63 86 79

Association régie par la loi du 1<sup>er</sup> juillet 1901 • APE 911C SIRET 784 361 164 00030 • TVA FR 80 784 361 164

Partenaire de la



**Chambre de commerce  
et d'industrie de Paris**

ISSN : 1956-0486