

# La tarification du carbone, les marchés de l'électricité et la compétitivité du nucléaire

Synthèse





Développement de l'énergie nucléaire

# **La tarification du carbone, les marchés de l'électricité et la compétitivité du nucléaire**

**Synthèse**

La version complète de cette publication est disponible en anglais sur le site :  
[www.oecdbookshop.org](http://www.oecdbookshop.org)

© OCDE 2011

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE  
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES



## Synthèse

La tarification des émissions de gaz à effet de serre est progressivement devenue une réalité dans les pays industrialisés s'efforçant d'atteindre leurs objectifs de réduction d'émissions, tels qu'ils ont été fixés par le Protocole de Kyoto, en 1997. Étant donné que les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), aussi appelées « émissions de carbone », représentent la plus grande part, et la part la plus facilement mesurable, des émissions de gaz à effet de serre (76 % du total au niveau mondial), il n'est pas surprenant qu'elles soient au centre des efforts visant à réduire les émissions. La combustion de combustibles fossiles génère autour de 80 % des émissions de CO<sub>2</sub>, dont environ 40 % proviennent de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur de l'électricité ; dans ce secteur, près des trois quarts de toutes les émissions de carbone émanent de la combustion du charbon. La question qui se pose est celle du rôle que jouera l'énergie nucléaire lorsque les efforts visant à réduire ces émissions auront réellement commencé.

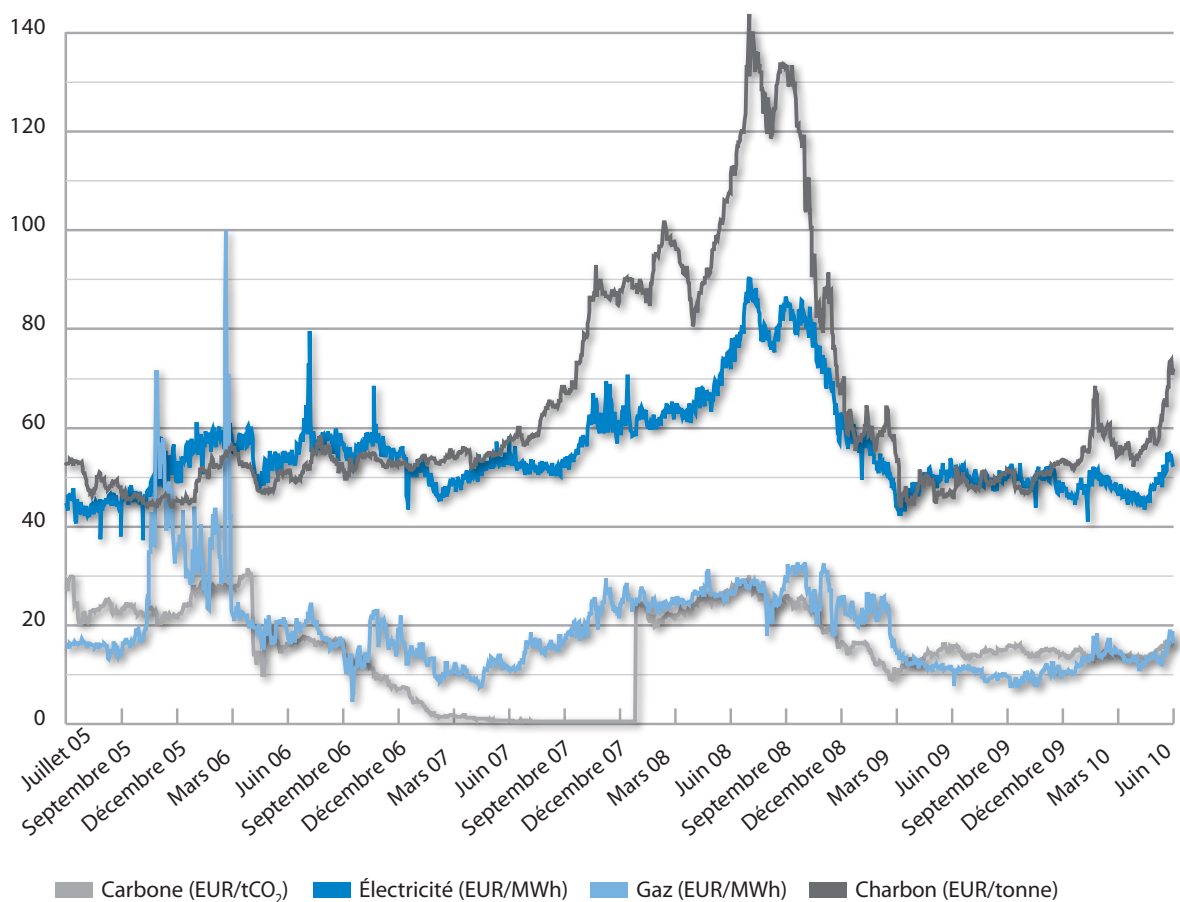
L'accident survenu en mars 2011 à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, au Japon, a bien entendu remis en question un certain nombre d'hypothèses dans l'industrie nucléaire et dans l'industrie de l'énergie au sens large. Cependant, le réchauffement climatique tout comme les mesures visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, parmi lesquelles la tarification du carbone est la plus notable et la plus susceptible d'être efficace, sont des réalités qui ne vont pas s'effacer (voir encadré ES.1). En outre, la forte tendance, dans les pays de l'OCDE, à favoriser la libéralisation des marchés de l'électricité – tendance stimulée par les développements sur le long terme des technologies de l'information, les progrès en matière de gestion des réseaux, de réglementation et de management ainsi qu'une prise de conscience accrue des consommateurs – va perdurer.

### **Encadré ES.1 : L'analyse du prix du carbone par l'AEN est-elle réaliste dans le monde de l'après-Fukushima ?**

Cette étude de l'AEN examine, pour les réacteurs de Génération III+, un cas de tête de série et un cas de maturité industrielle, que l'on peut interpréter comme les seuils minimum et maximum des coûts d'investissement futurs pour l'énergie nucléaire. Deux raisons font qu'il va être difficile de déterminer, pendant quelque temps encore, le coût exact des futurs réacteurs. Tout d'abord, le déploiement des réacteurs de Génération III et III+ va bien créer des économies d'échelle, mais il est difficile de dire précisément dans quelle mesure. Ensuite, la fusion partielle du combustible dans trois des unités de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, en raison de la panne des systèmes de refroidissement survenue lors du séisme et du tsunami majeurs qui ont frappé le site, va entraîner un réexamen des exigences en termes de dispositifs de sûreté pour les centrales nucléaires existantes et futures. Il est encore trop tôt pour tirer des conclusions quant aux implications financières de ces exigences fondées sur les enseignements de Fukushima. Un impact sous la forme de coûts supplémentaires est certes possible, mais il y a des raisons de penser qu'il pourrait être limité car les réacteurs de Génération III+ comportent déjà de nombreux dispositifs de sûreté, notamment des systèmes de refroidissement indépendants et multiples (jusqu'à quatre), des systèmes de refroidissement fonctionnant grâce à la convection naturelle (refroidissement passif), des récupérateurs de corium et des enceintes de confinement extérieures plus robustes (en plus de la cuve intérieure de confinement du réacteur) capables de supporter de hautes pressions. Autrement dit, il semblerait que les hypothèses de cette étude restent valables pour les nouveaux réacteurs susceptibles d'être mis en service ces prochaines années en Europe.

La question sur laquelle se fonde cette étude, à savoir « quel sera l'impact de la tarification du carbone sur la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au charbon et au gaz pour la production d'électricité, et ce, dans un contexte de marchés libéralisés de l'électricité ? » est donc toujours autant d'actualité. Commencée en septembre 2010 sous la supervision du Groupe de travail de l'AEN sur l'économie de l'énergie nucléaire, cette étude est également une tentative inédite de se pencher, en s'appuyant sur des données empiriques, sur la question de la compétitivité de différentes technologies de production d'électricité en prenant en compte la tarification du carbone. Ce faisant, elle analyse des données relevées quotidiennement sur les marchés européens de l'électricité et du carbone pendant une période allant de juillet 2005 à mai 2010. Cette période recouvre à peu de choses près les cinq premières années d'existence, en Europe, du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE), le plus grand cadre d'échange de quotas d'émissions de carbone au monde (voir figure ES.1). Toutefois, un grand nombre de conclusions de cette étude peuvent également s'appliquer aux autres régions de l'OCDE, dans la mesure où la libéralisation du marché de l'électricité y est établie. Elle présente par ailleurs le calcul du coût moyen actualisé de l'électricité (*levelised cost of electricity* – LCOE) pour les trois régions de l'OCDE, ce qui constitue un important benchmark de la compétitivité en termes de coûts sur les marchés régulés de l'électricité.

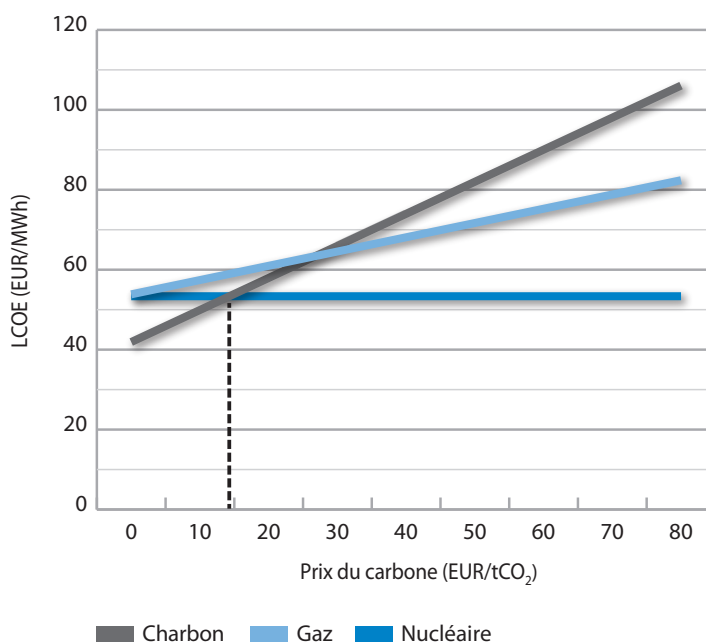
**Figure ES.1 : Prix européens de l'électricité, du carbone, du gaz et du charbon**  
2005-10



Réalisée par l'AEN, cette évaluation de la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au charbon et au gaz pour la production d'électricité dans un contexte de tarification du carbone, adopte systématiquement le point de vue d'un investisseur privé cherchant à maximiser ses retours sur investissements. Cette étude confirme largement, en apportant néanmoins de nombreux détails supplémentaires et en prenant en considération un nombre de variables bien plus important, les résultats de l'étude *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* (AIE/AEN, 2010). Et bien que le concept de coût social des ressources adopté par cette première étude repose sur la méthodologie LCOE plutôt que sur l'optimisation maximale du profit privé, les deux études mènent au même constat simple : sur les marchés de l'électricité, aujourd'hui, la concurrence se joue entre l'énergie nucléaire et le gaz, la production d'électricité par les centrales thermiques au charbon n'étant pas assez compétitive dès que l'on introduit une tarification du carbone (voir figure ES.2). Déterminer quelle énergie, entre le nucléaire et le gaz naturel, s'avérera la plus compétitive repose sur un certain nombre d'hypothèses qui, tout en variant de manière très raisonnable, peuvent conduire à des résultats très différents.

**Figure ES.2 : Tarification du carbone et compétitivité de l'énergie nucléaire dans la zone Europe de l'OCDE**

LCOE des différentes technologies de production d'électricité à un taux d'actualisation de 7 %



Source : D'après l'AIE/AEN, 2010.

Afin d'évaluer la rentabilité des différents modes de production d'électricité, cette étude applique trois méthodologies d'exhaustivité croissante, dépassant l'approche LCOE : une analyse de profit étudiant les bénéfices réels sur les cinq dernières années, une analyse de l'investissement rapportant les conditions des cinq dernières années à l'échelle de la durée de vie totale des centrales et enfin, une analyse de la taxe carbone (qui propose une analyse de l'investissement pour différents prix du carbone) examinant la question de la compétitivité sous différents angles. Ces différentes analyses montrent que la compétitivité de l'énergie nucléaire dépend d'un certain nombre de variables qui,

dans différentes configurations, déterminent quel est le mode de production d'électricité, entre le nucléaire et les centrales à gaz à cycle combiné (*combined cycle gas turbine – CCGT*), qui génère pour ses investisseurs le plus de profits. Ces variables sont les suivantes :

1. *Coûts de construction de base* : les coûts de construction de base influent fortement sur la rentabilité de l'énergie nucléaire, qui, de ces trois technologies, est celle qui présente la plus forte intensité capitalistique<sup>1</sup>. C'est une caractéristique qu'elle partage avec les autres technologies à faible intensité de carbone, comme les énergies renouvelables, qui ne sont pas prises en compte dans cette comparaison. Cette étude révèle l'importance des coûts en capital en examinant un cas de tête de série et un cas de maturité industrielle ; les coûts de capital de ce dernier représentent les deux tiers de ceux du cas de la tête de série.
2. *Coûts de financement* : rien n'a changé sur ce point depuis l'étude sur les coûts prévisionnels (AIE/AEN, 2010). Les coûts de financement ont une forte influence sur les coûts et sur la rentabilité de l'énergie nucléaire. Cependant, l'étude ne se focalise pas sur ce point bien connu mais applique tout au long de l'étude (à l'exception d'un cas donné en exemple) un coût de capital standard de 7 % (valeur réelle).
3. *Prix du gaz* : les prix du gaz sont à la compétitivité de la production d'électricité au gaz ce que les coûts d'investissement sont à la compétitivité de l'énergie nucléaire ; en effet, le coût du gaz représente les deux tiers du total des coûts sur sa durée de vie. Si les prix du gaz sont bas, alors la production d'électricité au gaz est très compétitive. S'ils sont élevés, c'est l'énergie nucléaire qui devient nettement plus compétitive. L'étude illustre cela en examinant, en plus du scénario de référence, un cas où le prix du gaz est bas ainsi qu'un cas où il est élevé.
4. *Prix du carbone* : un niveau bas et moyennement élevé du prix du carbone, c'est-à-dire jusqu'à 50 EUR par tonne de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>), accroît la compétitivité du nucléaire. Toutefois, contrairement aux conclusions de l'étude sur les coûts prévisionnels (AIE/AEN, 2010) qui appliquait la méthodologie LCOE, la compétitivité du nucléaire dans un marché électrique libéralisé n'est pas nécessairement améliorée en présence de prix du carbone élevés. Tandis que la tarification du carbone fait du charbon, en raison de sa forte teneur en carbone, le combustible marginal, les revenus générés par les centrales à gaz augmentent plus rapidement que leur coût ; la profitabilité du gaz en bénéficie autant que celle du nucléaire, voire plus, en cas de prix du carbone très élevés.
5. *Les marges de profit*, qui représentent la différence entre les coûts variables du combustible marginal et le prix de l'électricité, sont des caractéristiques bien connues des marchés libéralisés de l'électricité. Elles influencent très fortement la compétitivité du combustible marginal, le gaz ou le charbon, dont elles seules déterminent les profits. Le niveau des marges de profit futures peut ainsi déterminer entre le nucléaire ou le gaz, l'énergie la plus compétitive.
6. *Prix de l'électricité* : sur un marché libéralisé de l'électricité, les prix dépendent du coût des combustibles fossiles (gaz naturel et charbon), des prix du carbone ainsi que des marges. Plus ils sont élevés, plus la situation est favorable à l'énergie nucléaire, à la fois de manière absolue et relative. Cela est également dû au fait qu'un niveau élevé des prix de l'électricité va de pair avec un niveau élevé des prix des combustibles fossiles et du carbone.
7. *Capture et stockage du carbone (CSC)* : en général les analyses de l'investissement et de la taxe carbone ne prennent pas en considération la généralisation des systèmes de CSC dans les centrales électriques au charbon. Néanmoins, un autre scénario, qui en tient compte, montre

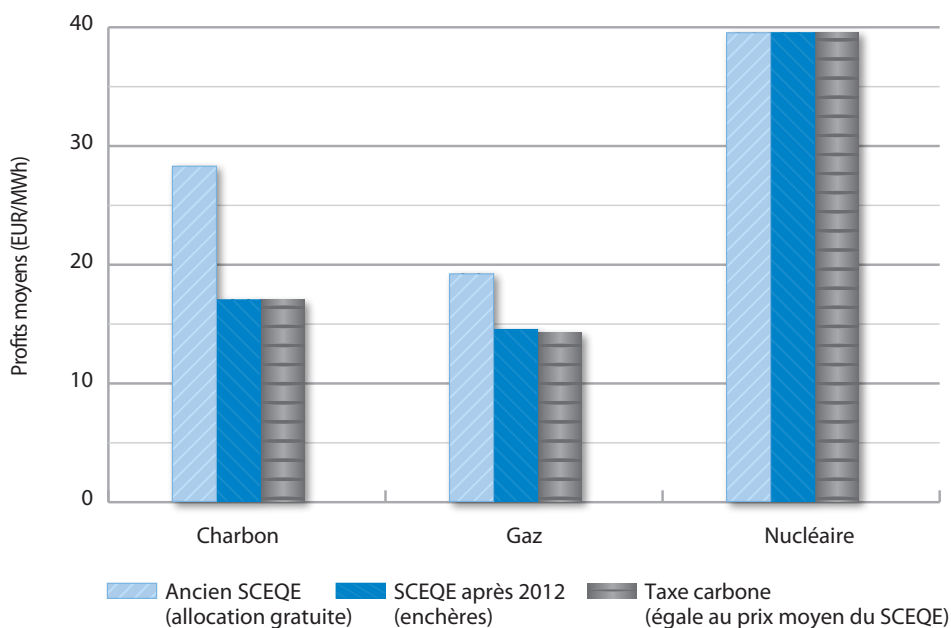
---

1. Les coûts en capital ou d'investissement incluent les coûts de construction de base (qui comprennent le coût indirect de construction, le coût de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la construction ainsi que les dépenses imprévues) et les intérêts intercalaires. Ces derniers dépendent, bien entendu, des coûts de financement, comme évoqué dans le point suivant.

que le CSC va remarquablement renforcer la compétitivité relative de l'énergie nucléaire par rapport à la production d'électricité au gaz. La rentabilité du gaz décline en effet de manière significative dès qu'il devient, à la place du charbon, le combustible marginal en présence de prix du carbone élevés.

Chaque configuration de ces sept variables déterminera l'avantage concurrentiel des différents modes de production d'électricité. L'analyse du profit a montré que sur ces cinq dernières années, l'énergie nucléaire, en raison de la tarification du carbone, a réalisé des profits considérables (voir figure ES.3). Ces profits sont bien plus élevés que ceux du charbon et du gaz, bien que ces derniers n'aient pas eu à payer leur permis d'émission de carbone sur ces cinq dernières années, période qui correspond à la Phase I et à une partie de la Phase II du SCEQE. Aujourd'hui, il est très rentable d'exploiter une centrale nucléaire existante en Europe.

**Figure ES.3 : Profits moyens avec option de suspendre l'exploitation**



La conclusion selon laquelle l'exploitation d'une centrale nucléaire existante est extrêmement rentable dans un contexte de tarification du carbone est indépendante du régime spécifique de cette tarification, et ce, à la fois en termes relatifs et absolus. Étant donné que le nucléaire, quel que soit le régime, n'aurait pas à acquérir de permis d'émission de carbone, ses profits, tant que les prix de l'électricité ne changent pas, resteraient stables. La production d'électricité au charbon et au gaz, quant à elle, verrait ses profits évoluer. En 2013, le passage à un système de vente aux enchères des quotas, qui, dans le cadre du SCEQE, obligera les émetteurs de carbone à payer en échange de leurs émissions, augmentera donc l'avantage concurrentiel de l'énergie nucléaire, en raison de la tarification du carbone. Remplacer un système d'échange de quotas d'émissions, caractérisé par la volatilité des prix, par une taxe carbone stable équivalente au prix d'échange moyen aurait pour résultat d'augmenter la volatilité des profits du charbon et du gaz et ainsi, d'accroître plus encore la compétitivité relative de l'énergie nucléaire. Contrairement à l'opinion selon laquelle une taxe stable serait particulièrement favorable au nucléaire, les preuves empiriques indiquent que la compétitivité

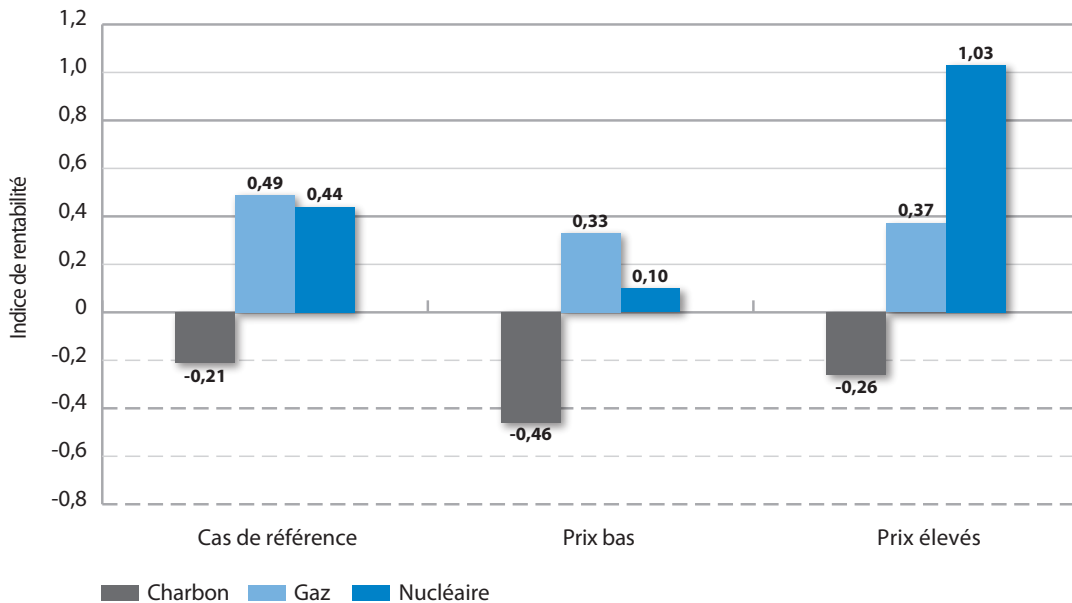
du nucléaire se maintient aussi bien dans un système d'échange de quotas d'émissions, y compris en cas de volatilité des prix du carbone.

L'analyse ci-dessus, appliquée à une centrale existante, ne prend pas en considération les coûts d'investissement. Il est plus difficile de résumer les résultats de l'analyse qui tient compte de l'investissement et de la taxe carbone et calcule les coûts et les bénéfices sur toute la période de la durée de vie des différentes centrales. Encore une fois, il est fort peu probable qu'une nouvelle centrale au charbon, lorsqu'il faudra payer en échange des émissions de carbone, soit une technologie compétitive ou même rentable aux conditions de prix qui ont prédominé sur la période 2005-10. Sur le plan de la concurrence entre le nucléaire et le gaz pour la production d'électricité, concurrence mesurée selon un indice de rentabilité (IR) défini de manière adaptée, il faut étudier l'influence relative des sept paramètres définis ci-dessus. Si on les répartit en trois grandes catégories, à savoir les coûts d'investissement, le prix de l'électricité en fonction du prix du gaz et du carbone et enfin, le CSC, alors on pourrait résumer les résultats de cette étude de la manière suivante : *dès que l'une de ces trois catégories (coûts d'investissement, prix ou CSC) lui est favorable, l'énergie nucléaire est compétitive avec le gaz naturel pour la production d'électricité de base. Dès que deux de ces trois catégories jouent en sa faveur, elle devient de loin la plus compétitive.*

Il est important de rappeler que selon les paramètres de cette étude, une nouvelle centrale nucléaire mise en service en 2015 produirait de l'électricité jusqu'en 2075. L'appréciation finale revient bien sûr à chaque investisseur individuel, mais il y a néanmoins une très forte probabilité pour que les prix du gaz soient considérablement plus élevés qu'aujourd'hui et que, sur cette période, les systèmes de captage et de stockage se généralisent dans les centrales au charbon. Les lecteurs sont donc invités à prêter une attention particulière à l'analyse du CSC, dans la deuxième partie du chapitre 7.

**Figure ES.4 : Indice de rentabilité selon différents scénarios de prix de l'électricité**

Taux d'actualisation réel de 7 %, cas de maturité industrielle et prix moyen du carbone sur la période 2005-10

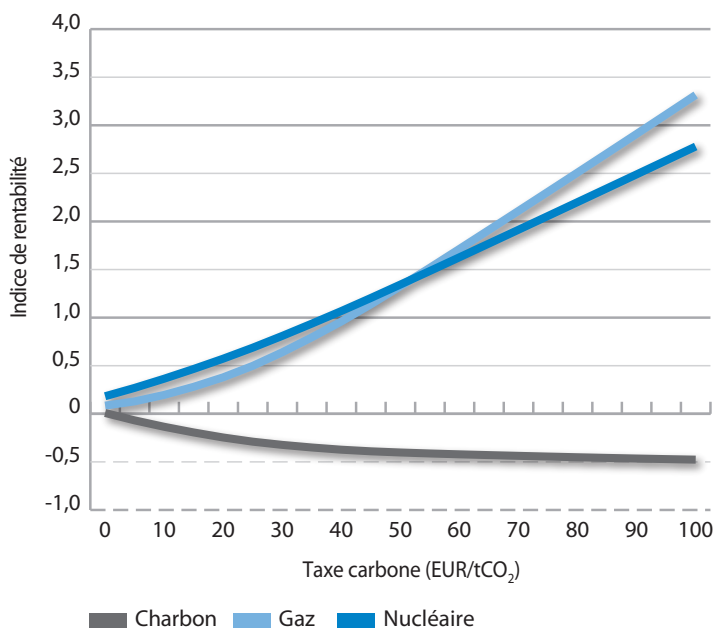


La concurrence qui se joue entre le nucléaire et le gaz pour la production d'électricité reste caractérisée par le fait que la rentabilité de chacune de ces technologies varie en fonction de différents scénarios. Le gaz, qui est souvent le combustible marginal, réalise des profits modestes dans de nombreux scénarios, ce qui limite les risques à la baisse comme à la hausse. Ses coûts fixes étant peu élevés, le gaz n'est pas dans l'obligation de générer des marges bénéficiaires très importantes. Le niveau élevé des prix de l'électricité ne constitue pas nécessairement pour lui une source de profit supplémentaire notable, car il résulte souvent d'un prix du gaz élevé. La situation de l'énergie nucléaire est à l'opposé : sa rentabilité dépend presque exclusivement des prix de l'électricité. Le fait que ses coûts fixes soient élevés et ses coûts marginaux bas et stables signifie que sa rentabilité fluctue avec les prix de l'électricité (voir figure ES.4).

La tarification du carbone, bien entendu, augmentera la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au charbon et, dans une moindre mesure, au gaz. Dans le cadre de la concurrence qui oppose l'énergie nucléaire au gaz, la tarification du carbone sera favorable au nucléaire, en particulier sous le seuil de 50 EUR par tonne de CO<sub>2</sub> (à titre de comparaison, dans le SCEQE, la moyenne sur cinq ans était légèrement supérieure à 14 EUR). Au-delà de ce seuil, les prix de l'électricité seront systématiquement fixés par la production d'électricité au charbon et les profits générés par les centrales au gaz augmenteront plus rapidement que leurs coûts en carbone. En cas de prix du carbone très élevés, le gaz pourrait devenir plus compétitif que l'énergie nucléaire (voir figure ES.5). Cet exercice de modélisation mène à des conclusions cohérentes, certes, mais il faut préciser que le comportement du marché et les conditions de coûts dans le cas d'un prix du carbone dépassant les 50 EUR par tonne de CO<sub>2</sub> sont relativement incertains et qu'au-delà de ce seuil, les résultats pour toute configuration doivent être considérés avec précaution. On pourrait, par exemple, s'attendre à ce que l'application systématique, sur la durée, de prix du carbone élevés génère un certain nombre d'effets dynamiques et d'évolutions technologiques, notamment une accélération de l'introduction du captage et du stockage du carbone (CSC). Cela renforcerait la compétitivité relative du nucléaire par rapport au gaz et modifierait largement les résultats (voir figure ES.6).

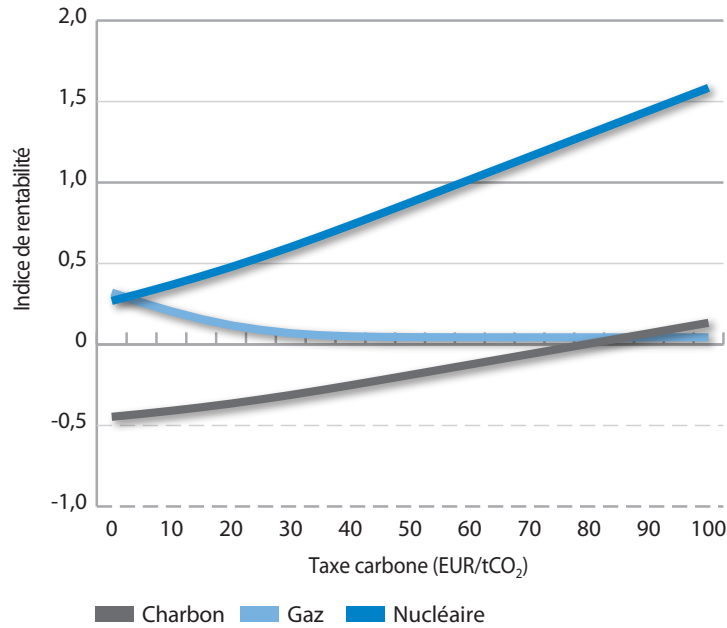
**Figure ES.5 : Évolution des indices de rentabilité pour le scénario de référence**

Marge bénéficiaire constante de 10 EUR, taux d'actualisation réel de 7 % et cas de maturité industrielle



**Figure ES.6 : Évolution des indices de rentabilité pour le scénario de référence du CSC**

Marge bénéficiaire constante de 10 EUR, taux d'actualisation réel de 7 %,  
cas de maturité industrielle et capture du carbone pour les centrales au charbon



Il est donc important que les investisseurs fassent leur propre estimation de la probabilité des différents coûts de capital et scénarios de prix. Si le nucléaire parvient à limiter ses coûts de construction de base et que les prix de l'électricité en Europe restent élevés, alors l'énergie nucléaire est de loin l'option la plus compétitive. Dans le cas où les coûts de construction de base sont élevés et les prix de l'électricité sont bas, seule une volonté déterminée de diversifier un portefeuille pourrait justifier le choix du nucléaire. En ce qui concerne les prix, il est assez probable que ceux de l'électricité, en Europe, restent élevés, ou même qu'ils augmentent dans un futur proche. La sortie progressive de l'énergie nucléaire et des combustibles fossiles en Allemagne, le plus gros marché européen, va inévitablement pousser les prix de l'électricité à la hausse, ce qui, conjugué à la tarification du carbone, ouvre pour l'énergie nucléaire des opportunités dans d'autres pays européens. Des dynamiques similaires pourraient également s'imposer aux États-Unis, où des objectifs ambitieux en termes de réduction de gaz à effet de serre garantissent un prix plancher de l'électricité.

Le scénario avec un prix de l'électricité élevé est donc probable, mais en aucun cas garanti. Dans ce contexte, les décideurs politiques doivent être conscients du fait que la rentabilité de l'énergie nucléaire sur les marchés libéralisés de l'électricité dépend de scénarios de prix de l'électricité spécifiques. Il n'est donc pas impensable que les investisseurs privés peu disposés à prendre des risques optent pour une production d'électricité reposant sur les combustibles fossiles plutôt que sur le nucléaire, même dans les cas où ce dernier serait l'option la moins coûteuse sur la durée de vie totale d'une centrale. Face à l'incertitude quant aux prix sur les marchés libéralisés de l'électricité, les investisseurs privés rétifs au risque et les gouvernements ayant une vision sur le plus long terme peuvent être amenés à prendre des décisions différentes. Dans le cadre de la mise en place de

mesures adaptées, comme, par exemple, des contrats prévoyant une fourniture d'électricité sur le long terme, il faut donc bien rendre compte des spécificités des technologies à coûts fixes élevés et à faible intensité de carbone, comme l'énergie nucléaire et certaines énergies renouvelables. Sans cela, il y a un réel risque de déconnexion entre optimalité privée et sociale.

L'élaboration des politiques publiques tient également compte des marges bénéficiaires, ou l'augmentation des prix de l'électricité par rapport aux coûts variables du combustible marginal, qui favorisent surtout la compétitivité du combustible le moins avantageux. Qu'elles soient l'expression d'un pouvoir de monopole spontané ou volontaire, l'énergie nucléaire tire avantage quand ces marges, qui ont un coût social, sont limitées. L'ouverture des marchés et la concurrence dans le cadre de la fourniture d'électricité de base sont favorables à la compétitivité de l'énergie nucléaire.

Finalement, le résultat de la concurrence entre le nucléaire et le gaz pour la production d'électricité (le charbon n'étant pas compétitif en la présence d'une tarification du carbone) dépend d'un certain nombre de paramètres clés, comme les coûts d'investissement et les prix de l'électricité. On ne peut toutefois pas évaluer la rentabilité d'une production d'électricité issue du nucléaire ou du gaz indépendamment du scénario dans lequel elle s'inscrit. Compte tenu de la situation des compagnies d'électricité importantes et intégrées qui dominent le marché de l'électricité européen et qui doivent anticiper tout un éventail d'impondérables, les implications sont claires. La limitation des risques implique pour ces compagnies une diversification des sources de leur production et le recours à un portefeuille d'actifs énergétiques diversifiés. Adopter le recours au portefeuille profiterait ainsi à toute compagnie d'électricité. Une telle diversification ne se contenterait pas de minimiser le risque financier pour l'investisseur ; elle limiterait aussi un certain nombre de risques non financiers (réchauffement climatique, sécurité de l'approvisionnement, accidents). La mise en place de tels portefeuilles et l'intégration de risques non financiers tiendront une place importante dans les futures recherches menées au sein de l'AEN et de la communauté de l'énergie au sens large.

## Carbon Pricing, Power Markets and the Competitiveness of Nuclear Power

108 pages. ISBN 978-92-64-11887-4. € 33, US\$ 46, £ 29, ¥ 4 200.

### Également disponibles

La sécurité de l'approvisionnement énergétique et le rôle du nucléaire

188 pages. ISBN 978-92-64-09637-0. € 50, US\$ 70, £ 45, ¥ 6 500.

Coûts prévisionnels de production de l'électricité : Édition 2010

232 pages. ISBN 978-92-64-08432-2. € 70, US\$ 98, £ 63, ¥ 9 100.

## Où commander les publications gratuites de l'AEN

Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, Service des publications

12 bd des Îles, 92130 Issy-les-Moulineaux, France

Tél. : +33 (0)1 45 24 10 15 ; Fax : +33 (0)1 45 24 11 10

E-mail : neapub@oecd-nea.org, Internet : www.oecd-nea.org

## Où acheter les publications de l'AEN en vente

Commande en ligne : [www.oecdbookshop.org](http://www.oecdbookshop.org)

### En Amérique du Nord

OECD Publications, c/o Turpin Distribution

The Bleachery, 143 West Street

New Milford, CT 06776, USA

Toll free : 1 (800) 456 6323 ; Fax : 1 (860) 350 0039

E-mail : oecdna@turpin-distribution.com

### Dans le reste du monde

OECD Publications, c/o Turpin Distribution

Pegasus Drive, Stratton Business Park

Biggleswade, Bedfordshire, SG18 8QB, UK

Tél. : +44 (0) 1767 604960 ; Fax : +44 (0) 1767 601640

E-mail : oecdrow@turpin-distribution.com



## BON DE COMMANDE DES PUBLICATIONS EN VENTE

ISBN	Titre	Prix	Qté	Montant
Veuillez entourer la devise : € – US\$ – £ – ¥				Total

Prrière de retourner ce bon de commande à l'une des adresses figurant ci-dessus.

Débitez ma carte de crédit

Visa

Eurocard

American Express

Mastercard

Chèque à l'ordre des Éditions de l'OCDE ci-joint

N° de carte \_\_\_\_\_

Nom \_\_\_\_\_

Code de sécurité \_\_\_\_\_

Téléphone \_\_\_\_\_ Fax \_\_\_\_\_

Date d'expiration \_\_\_\_\_

Adresse \_\_\_\_\_

Pays \_\_\_\_\_

Signature \_\_\_\_\_

E-mail \_\_\_\_\_



# La tarification du carbone, les marchés de l'électricité et la compétitivité du nucléaire

Cette étude examine la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au charbon et au gaz pour la production d'électricité dans un contexte de marchés libéralisés de l'électricité où il existe des échanges de quotas d'émissions ou une taxe carbone. Elle s'appuie sur les données journalières des prix de l'électricité, du gaz, du charbon et du carbone entre 2005 et 2010, période qui correspond aux premières années d'existence du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE), le plus grand cadre d'échange de quotas d'émissions de carbone au monde. L'étude montre que, même en cas de prix modéré du carbone, la concurrence pour de nouveaux investissements sur les marchés de l'électricité se joue entre l'énergie nucléaire et le gaz, la production d'électricité par les centrales thermiques au charbon étant difficilement rentable. Outre la tarification du carbone, la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au gaz repose sur les coûts en capital liés à la construction d'une nouvelle centrale, sur le prix du gaz et sur les marges de profit. Une forte concurrence sur les marchés de l'électricité renforce l'avantage de l'énergie nucléaire, tout comme le prix du carbone, notamment lorsque ce dernier se situe entre 40 et 70 USD par tonne de CO<sub>2</sub>. Les données et analyses présentées dans cette étude forment une base solide pour évaluer les questions liées aux coûts et aux investissements sur les marchés libéralisés de l'électricité ayant une tarification du carbone.