

Quel avenir pour la filière charbon française ?



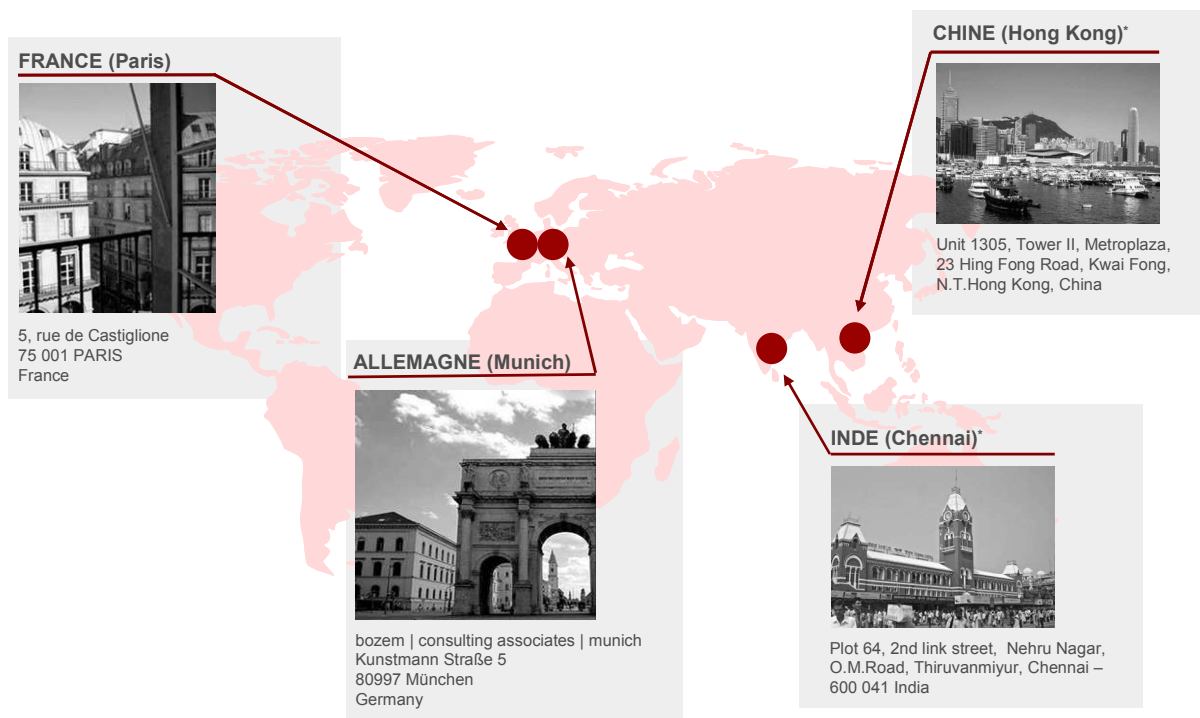
E-CUBE Strategy Consultants est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale

Nos trois domaines d'expertise :

- **Energie** : accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique
- **Eco-stratégie** : accompagner les acteurs privés et publics dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale
- **Eco-entreprises** : accompagner à chaque étape de leur développement les entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux à Paris (Siège) et Munich, et de ses bureaux de représentations à Chennai et Hong Kong.

Pour plus d'informations, veuillez visiter www.e-cube.com



* : bureau de représentation

Quel avenir pour la filière charbon française ?

Résumé

Dans la perspective du débat national sur la transition énergétique prévu par le gouvernement à l'automne, E-CUBE Strategy Consultants s'intéresse à chacune des filières énergétiques du pays. Après avoir publié deux études sur la production électrique à partir de gaz et le développement des EnR¹, c'est à la filière charbon que nous avons souhaité consacrer une analyse prospective.

Dans son bilan prévisionnel 2014-2017 et en conformité avec la PPI 2009, RTE prévoit la fermeture d'ici 2016 de la totalité des 15 groupes charbon mis en service avant 1975. La construction de nouvelles centrales dites supercritiques ou ultra supercritiques n'ayant jamais été mentionnée dans les scénarios de transition énergétique français, la question de l'avenir de la filière charbon française se pose donc. En effet, la France, qui se caractérise déjà à l'échelle mondiale par la part marginale du charbon dans son mix électrique (conséquence du choix historique du « tout nucléaire » et du manque de ressource sur le territoire national), pourrait être un des seuls pays à voir sa filière charbon disparaître. Afin de bien appréhender cette problématique, cette étude analyse le contexte économique auquel est et sera soumis la filière charbon française.

La rentabilité des actifs charbon a fortement chuté ces dernières années. Sous les effets conjugués de la chute de la demande et de la hausse des prix du charbon, les marges opérationnelles des tranches charbon ont été fortement dégradées, devenant même négative sur 2010-2011 pour la première génération de centrales, construite avant 1975 (les tranches <250 MW), sans perspective d'amélioration. Cette situation a rendu irréaliste pour les producteurs d'initier de nouveaux investissements indispensables pour pérenniser ces actifs au-delà de 2015.

Si l'année 2012 connaît une amélioration de la situation, à horizon 2015, les prix de marché « Futures » induisent une poursuite de la dégradation des durées de fonctionnement et

donc de la rentabilité des actifs charbon. Notre analyse montre que cette situation ne devrait pas s'améliorer à plus long-terme.

En effet, l'évolution du contexte réglementaire mais aussi du mix électrique français lui-même vont amener à voir la compétitivité de la filière charbon se dégrader dans les années à venir. La directive GIC rend obligatoire la mise en conformité environnementale des centrales de première génération, ce qui nécessite un investissement lourd ; l'entrée en vigueur du PNAQ III en 2013 signe la fin des quotas d'émission de CO₂ gratuits pour les centrales électriques ; le développement de filières moins carbonées, et notamment des énergies renouvelables et de l'effacement vont réduire respectivement la durée de fonctionnement des centrales et les revenus en période de pointe ; enfin, le manque de soutien financier à la filière du charbon propre (avec capture et stockage du CO₂) ne laisse pas envisager le développement de cette filière à grande échelle sur le territoire national.

Dans ce contexte, la disparition progressive des tranches de première génération est inéluctable (nos analyses montrent que ces tranches connaîtront une missing money de ~45 €/kW/an due aux investissements lourds auxquels elles seraient contraintes). Le maintien de la filière charbon en France dans une optique de préservation du savoir-faire, et de diversification du mix énergétique pourrait impliquer de développer des schémas favorables à l'économie des centrales de deuxième génération permettant de garantir la rentabilité sur le long terme. On peut citer comme illustration : à court terme, la mise en place dès aujourd'hui d'un marché de capacité, offrant des prix dépassant les 30 €/2012/kW/an ; la mise en place d'un cadre incitatif au développement de centrales thermiques bi-énergie (notamment biomasse-charbon) comme transition vers le développement d'une filière biomasse forte ; ou encore, à plus long terme, une révision du soutien financier associé aux projets de capture et stockage du CO₂.

1) Publications disponibles sur le site e-cube.com : Evolution du mix électrique français, les actifs gaz au centre de la transition énergétique - juin 2012 et Politiques de développement des EnR, repenser l'équation socio-économique, août 2012

Quel avenir pour la filière charbon française ?

Dans son bilan prévisionnel 2014-2017 et en conformité avec la PPI 2009, RTE prévoit la fermeture d'ici 2016 de la totalité des groupes charbon mis en service avant 1975, c'est-à-dire les 15 groupes charbon les plus anciens représentant une puissance cumulée de 3,9 GW, soit plus de la moitié du parc charbon actuel (6,9 GW). Cette prévision reflète les annonces des énergéticiens : EDF mentionne dans son

rapport annuel 2011 la fermeture de neuf tranches de 250MW et d'une de 600MW (au Havre); EON a annoncé courant 2011 la fermeture de cinq de ses unités².

Dans un contexte où le charbon redevient une énergie d'avenir dans le monde malgré des contraintes croissantes en matière de normes d'émissions de polluants et de CO₂, la filière charbon française est-elle destinée à disparaître ?

1. La place du charbon dans le mix électrique : l'exception française résultante du choix du nucléaire

La filière charbon peut être divisée en France en deux générations principales : les tranches de 250 MW, les plus anciennes, mises en service entre 1959 et 1973, et les tranches de 600 MW mises en service entre 1981 et 1983 ; soit au total vingt tranches représentant 6,9 GW de capacité installée au 1^{er} janvier 2011. Elle représente ~6% des capacités installées sur le territoire national mais une part marginale de la production annuelle d'électricité (3,5% soit 19 TWh en 2011). C'est l'inverse dans d'autres pays occidentaux, notamment ceux qui comptent encore des ressources de charbon importantes (la France ne possède plus de mine de charbon opérationnelle depuis 2004). En Allemagne, les importantes ressources naturelles et les subventions gouvernementales à l'activité d'extraction du charbon font de cette énergie l'énergie prédominante dans le mix électrique. Le lignite³ contribue à fournir une part significative de l'électricité de base avec des durées de fonctionnement de 6 600 heures par an⁴. La filière charbon représente au total près de 30%

des capacités allemandes installées en 2011 (avec respectivement 23 GW pour le charbon et plus de 40% de la production d'électricité annuelle (18% pour le charbon et 23% pour le lignite) [figure 1]. 17 GW de nouvelles capacités sont par ailleurs prévues à horizon 2022 pour répondre en partie aux besoins générés par la sortie programmée du nucléaire⁵. A l'échelle mondiale, le charbon représente 33% de la demande énergétique primaire ; il s'agit de la première filière de production d'électricité (41% en 2009 soit 8100 TWh) et elle devrait le rester à horizon 2035 selon l'AIE avec 33% de la production générée soit 12 000 TWh⁶.

Cette situation s'explique évidemment par le choix français historique du « tout nucléaire » qui a limité le rôle du charbon à un fonctionnement de semi-base, voire de pointe ; en 2011 moins de 2 000 heures de fonctionnement pour les tranches de 600 MW et moins de 1 000 heures pour les tranches de 250 MW.

2. En France, la rentabilité des actifs charbon a fortement chuté ces dernières années, rendant difficile des investissements visant à pérenniser ces actifs

Sous les effets conjugués de la chute de la demande en électricité due à la crise économique et de la hausse des prix du charbon (hausse du prix de la tonne charbon de +70% entre 2009 et 2011 [figure 2]), la

profitabilité des actifs de production d'électricité a chuté ces dernières années, en particulier pour la première génération (tranches de 250MW). Alors qu'en 2009, la marge opérationnelle des tranches 250 MW était encore positive, celle-ci a chuté jusqu'à

2) Emile Huchet 4 et 5, Hornaing, Lucy et Provence 4

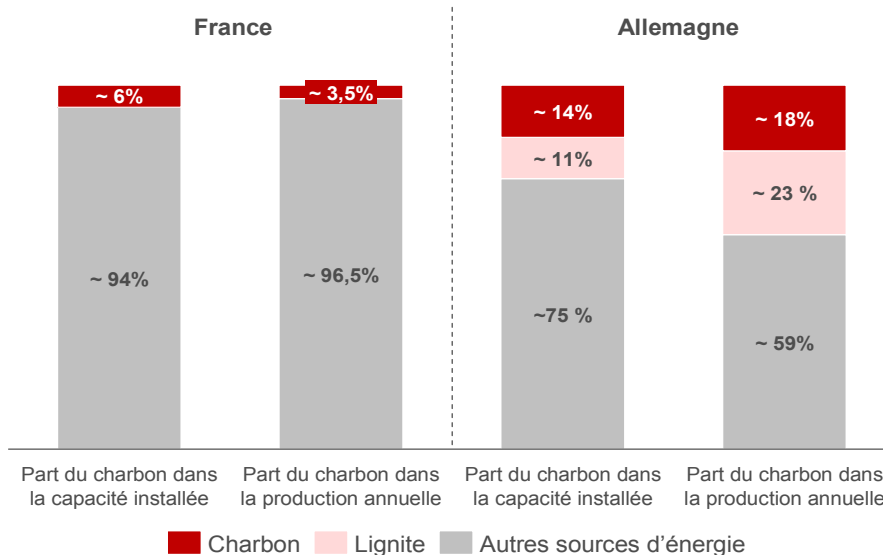
3) Le lignite est un type de charbon avec un faible pouvoir calorifique mais un coût d'extraction très faible

4) Germany's new energy policy, Federal Ministry of Economics and Technology, avril 2012 – données 2011

5) Germany's new energy policy, Federal Ministry of Economics and Technology, avril 2012

6) WEO 2011, New Policies Scenario

Figure 1: Comparaison du rôle du charbon dans le mix électrique français et allemand (2011)



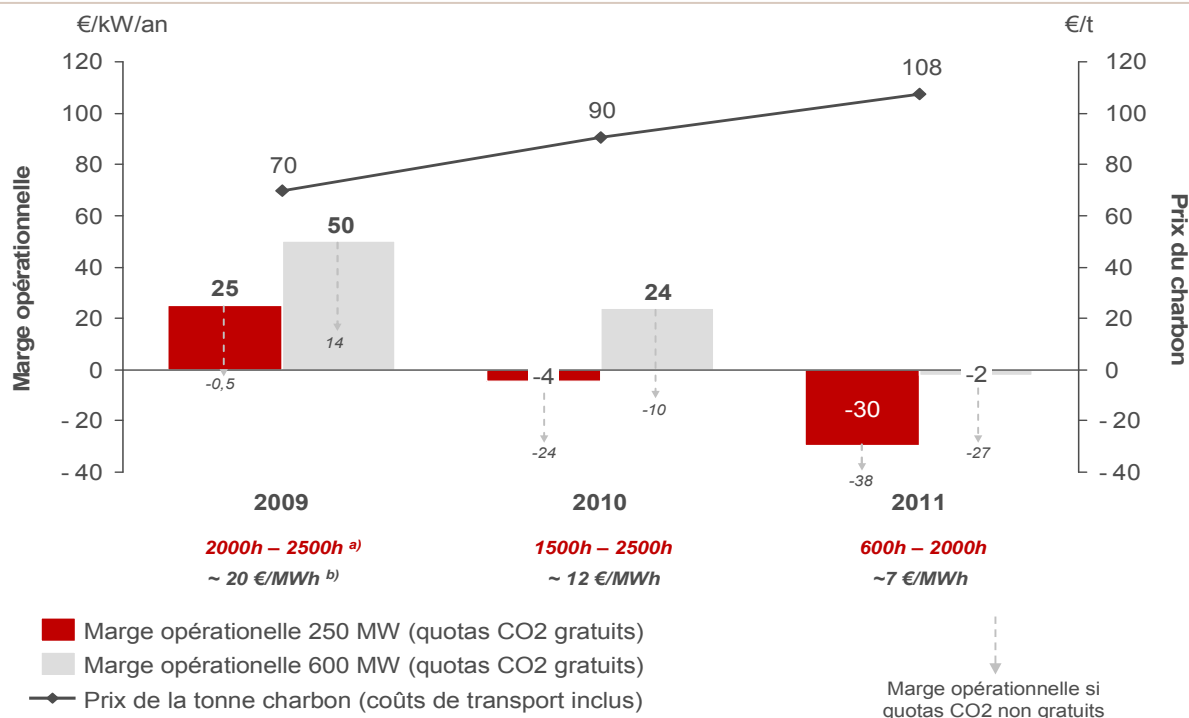
Source: RTE – Statistiques annuelles de l'électricité 2011, Germany's new energy policy - Federal Ministry of Economics and Technology, avril 2012 – données 2011

~ -30 €/kW en 2011⁷, représentant une *missing money* significative pour la filière. Cela a rendu irréaliste pour les acteurs d'initier de nouveaux investissements indispensables sur ces centrales construites avant 1973 pour pouvoir poursuivre l'exploitation après 2015 [cf paragraphe 4]. La génération des tranches 600 MW, bien que dégagant une marge opérationnelle encore positive grâce à de meilleures performances technologiques, a

cependant vu sa rentabilité suivre la même évolution [figure 2].

Le début de l'année 2012, caractérisé par une légère baisse du prix du charbon (91€/t), montre une amélioration de la situation [figure 4]. Mais sur un horizon 2015, les prix de marché « futures » maintiennent la tendance de dégradation des durées de fonctionnement (-30% entre 2012 et 2015) [cf paragraphe 4].

Figure 2 : Evolution de la marge opérationnelle des groupes charbon 250 MW et 60 MW et prix de la tonne de charbon [2009-2011 et estimation 2012, €₂₀₁₂/kW/an et €₂₀₁₂/t⁷



a) Nombre d'heures de fonctionnement équivalent à Pmax 250 MW - 600 MW
 b) Clean dark spread moyen sur les heures de fonctionnement

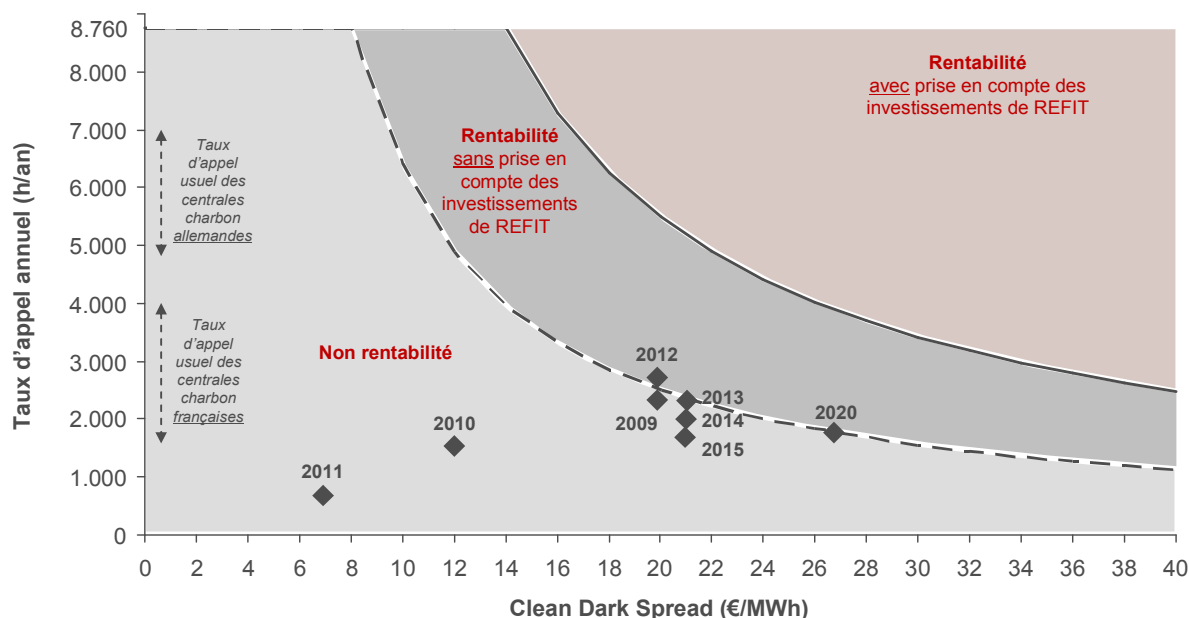
Source : analyse E-CUBE Strategy Consultants

7) Sans prise en compte de la valorisation des surplus de quotas CO2 et des marges de trading

Il est à noter que la rentabilité d'une centrale charbon repose sur deux variables principales : la durée de fonctionnement de la centrale dans l'année et le niveau du *clean*

*dark spread*⁸. Ce sont ces variables qui déterminent la marge opérationnelle de la centrale [figure 3].

Figure 3 : Sensibilité de la rentabilité des tranches 250 MW au *clean dark spread* et au taux d'appel annuel



Hypothèses :
 - Coûts fixes annuels d'une tranche 250 MW : 26€/kW d'O&M fixes + 15 €/kW (Taxes, TURPE, G&A, Règlement des écarts)
 - Investissements de REFIT nécessaires estimés à 100 millions d'euros par tranche et durée d'amortissement de 15 ans
 - On suppose les quotas d'émissions de CO₂ payants
 - Clean dark spread moyen sur les heures de fonctionnement des centrales

Source : analyse E-CUBE Strategy Consultants

3. La filière charbon est amenée à être davantage sous pression économique dans les années à venir

a. La directive GIC

En France, la filière est confrontée à de nombreux défis, au premier rang desquels figurent les réglementations européennes en matière d'émissions de polluants et de rejet de CO₂. A partir du 1^{er} janvier 2016, les centrales qui ne respecteront pas les plafonds d'émission fixés par la directive GIC (2001/80/CE) ne disposeront plus de dérogation de fonctionnement⁹. C'est le cas de la majeure

partie des tranches de 250 MW, et notamment des 15 tranches dont RTE prévoit la fermeture à cet horizon de temps. La mise en conformité de ces centrales nécessite des investissements lourds (estimés à ~80 M€ par tranche¹⁰ soit ~320€₂₀₁₂/kW pour les tranches 250 MW) et ceci sans prendre en compte les investissements de jouvence à réaliser en complément.

b. L'entrée en vigueur du PNAQ III

A ces nouvelles contraintes environnementales s'ajoute l'entrée en vigueur du PNAQ III à partir de 2013 synonyme de quotas CO₂

payants. Jusqu'à alors, le Plan National d'Allocation des Quotas d'émissions de GES (PNAQ) permettait aux installations soumises

8) Le clean dark spread, exprimé en €/MWh, représente la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix du charbon utilisé pour la génération de cette électricité, corrigé du rendement énergétique de la centrale et intégrant le coût des émissions de CO₂ associées
 9) Dérogation des 20 000 heures depuis le 1er janvier 2008
 10) Coût moyen des investissements de mise aux normes environnementales pour les centrales Emile Huchet 6 (E.ON), Provence 5 (E.ON)

aux quotas d'émissions de GES de bénéficier gratuitement de ces quotas. A partir de 2013, le PNAQ III prévoit une mise aux enchères de ces quotas¹¹. Il induira donc un renchérissement des coûts de production et donc une perte de compétitivité significative de la filière charbon par rapport aux autres filières, notamment la filière gaz (+ 8€₂₀₁₂/MWh en moyenne pour la filière gaz à horizon 2020 contre + 21€₂₀₁₂/MWh pour la filière charbon¹²).

Compte tenu de ce coût supplémentaire de 21€/MWh dû aux émissions de CO₂, le maintien d'un coût variable de production à ~48 €/MWh (niveau constaté en 2012 pour les centrales charbon de deuxième génération) nécessiterait un retour durable du prix du charbon à 70 €/t (versus 91 €/t en 2012 et entre 91 et 99 €/t¹³ sur les marchés futures EEX pour la période 2013/2015).

c. L'essor des énergies renouvelables et de l'effacement

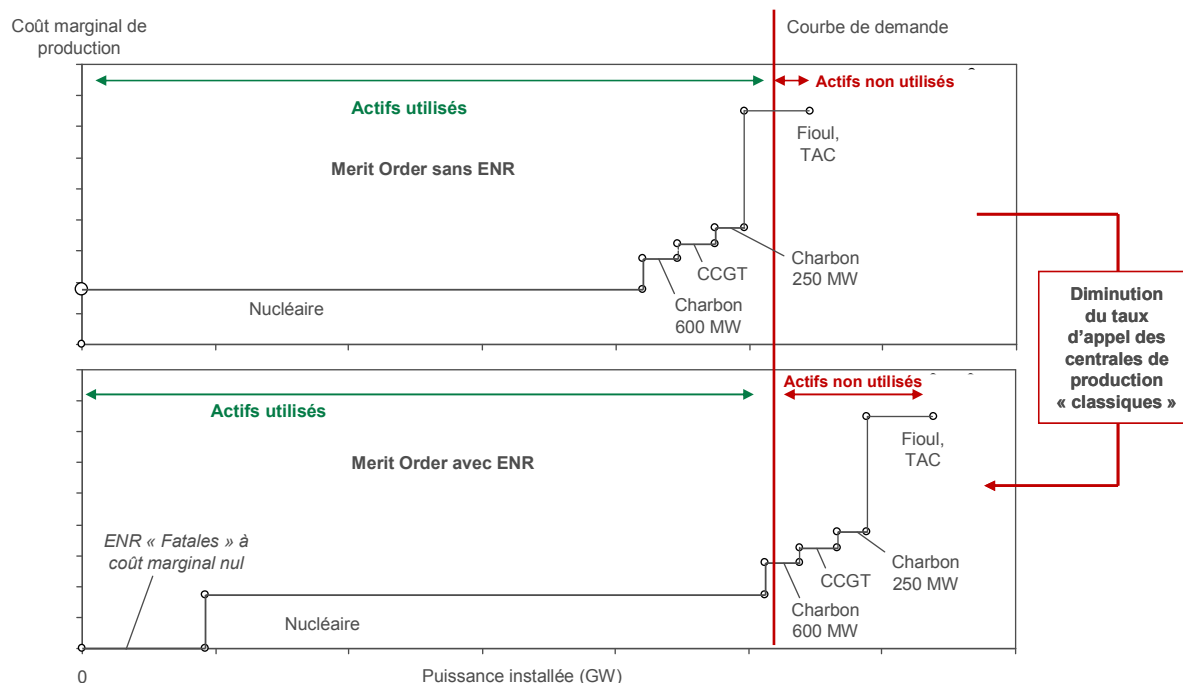
Le développement de filières moins carbonées, et notamment des énergies renouvelables et de l'effacement vont réduire respectivement la durée de fonctionnement en base des centrales et les revenus en période de pointe.

qui peuvent être importantes), réduira de fait statistiquement les besoins d'appels aux autres centrales de production. Cette évolution est connue dans la littérature économique sous le nom de « *merit order*¹⁴ effect » et est illustrée en figure 4.

Les énergies renouvelables intermittentes (solaire et éolienne), quelles soient ou non supportées par un tarif d'achat, induisent une production d'énergie « fatale » et à coût marginal nul. Celle-ci est donc privilégiée par le système électrique pour répondre aux besoins de consommation. Cette production, plutôt constante à une échelle de temps annuelle (malgré des variations journalières

Le développement de l'effacement quant à lui, poussé par les pouvoirs publics (Loi NOME, marché de capacité) augmentera la concurrence sur la pointe avec pour effet une réduction des rentes de rareté lors d'une tension sur le système et donc de la rente infra marginale de toutes les centrales y compris les tranches charbon.

Figure 4 : Illustration de l'impact du développement des énergies fatales sur le « *merit order* »



- 11) Avec maintien de la gratuité pour certaines installations qui ne devraient cependant pas concerner les installations de production électrique
- 12) Emissions : 0,96tCO₂/MWh pour les groupes charbon contre 0,36tCO₂/MWh pour les CCG ; prix du carbone en 2020 : 22,8€/t (en euros constant 2012) – source : UFE, analyse E-CUBE Strategy Consultants
- 13) Ces prix intègrent le coût du transport
- 14) Le *merit order* représente la courbe d'offre de production du système électrique, ie le classement des puissances de production disponibles par ordre croissant de coût marginal

d. Une politique énergétique française peu incitative au développement d'un filière charbon propre sur le territoire national

L'Europe s'est positionnée clairement comme l'un des chefs de file mondiaux dans le développement de la technologie de captage et de stockage du carbone (CSC). Le CSC figure parmi les technologies à faible intensité de carbone et les mesures d'efficacité énergétique sur lesquelles la Commission Européenne compte s'appuyer pour décarbonner le secteur de l'électricité d'ici à 2050¹⁵. Dès 2009, l'U.E. a adopté deux directives. L'une d'entre elles définit le régime juridique applicable au stockage géologique de CO₂, l'autre intègre cette technologie dans le système d'échange de quotas d'émissions à partir de 2013.

Aujourd'hui, plus de 20 projets commerciaux de CSC sont en cours de réalisation dans le monde. Environ 14 milliards de \$ sont alloués à ce jour à ces projets, et, même si les investissements ont récemment « ralenti » sur les projets CSC, plus de 20 milliards de dollars

supplémentaires sont prévus¹⁶ à plus long-terme.

Mais la filière du CSC n'est aujourd'hui pas encore viable économiquement sans subvention et la France, dont l'électricité est à ~80% d'origine nucléaire, est peu concernée pour elle-même et n'a pas souhaité mettre en place un dispositif fortement incitatif. Les aides se limitent à quelques millions d'euros dans des démonstrateurs comme le projet d'EDF et d'Alstom sur la centrale thermique du Havre. La Grande-Bretagne a quant-à elle annoncé début 2012¹⁷ une relance de son programme de soutien à la filière avec 1 milliard de £ de financement supplémentaire. Actuellement, ce sont surtout les perspectives d'exportation, particulièrement en Chine, qui poussent les grandes entreprises françaises comme Alstom, Air liquide ou encore Total à développer la technologie du CSC.

4. La filière charbon française : une génération condamnée, une autre en sursis ?

Dans ce contexte les tranches 600 MW déjà mises en conformité avec la réglementation, pourraient, dès 2012, retrouver une certaine rentabilité. Cependant les tranches 250 MW, contraintes à des investissements lourds de mise aux normes environnementales et « de jouvence »¹⁸ continueront à connaître de la *missing money* (~45 €/kW/an [figure 5]). La réduction des durées de fonctionnement dégradant leur marge sur coût variable, elle ne permettra pas de rentabiliser les investissements nécessaires à la mise en conformité avec la directive GIC [figure 5].

Dans ces conditions, la part de la filière charbon dans le mix est amenée à décroître, avec en particulier une disparition progressive des tranches de 250MW, d'autant que la construction de nouvelles centrales dites

supercritiques ou ultra supercritiques¹⁹ n'a jamais été mentionnée dans les scénarios de transition énergétique français : la PPI 2009 prévoit uniquement la poursuite de l'exploitation des 3,3GW de centrales charbon existantes mises en conformité avec les seuils d'émission en 2008.

Le maintien de la filière charbon en France dans une optique de préservation du savoir-faire, et de diversification du mix énergétique impliquerait de développer des schémas favorables à l'économie des centrales existantes. S'ils apparaissent difficiles pour les actifs de 250 MW²⁰, ils pourraient être envisagés pour les actifs de 600 MW. Il s'agirait en particulier de mettre en place des schémas permettant d'améliorer la rentabilité de ces actifs de manière durable. On peut citer comme illustration : à court terme, la mise en

15) COM(2011)112. Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 (8 mars 2011)

16) BNEF, CCS market outlook, Q4 2011

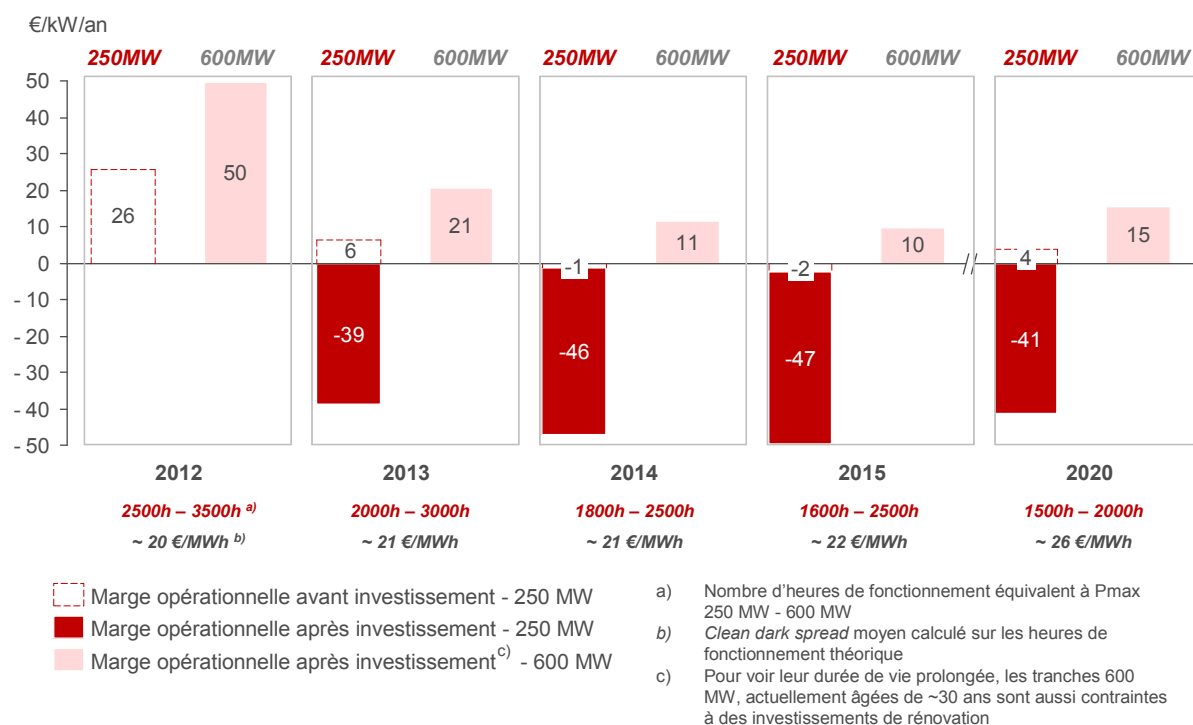
17) DECC (Department of Energy & Climate Change, UK) – Avril 2012 – CCS Roadmap, Supporting deployment of Carbon Capture and Storage in the UK

18) Les tranches 250 MW ont été construites entre 1959 et 1973 et sont donc âgées d'au moins 39 ans (pour les plus jeunes). La prolongation de leur durée de vie nécessite, en plus d'investissement de mises aux normes environnementales, des investissements « de jouvence » plus classiques.

19) Centrales charbon de nouvelle génération à haut rendement

20) Pour les actifs de 250 MW, la mise en place du marché de capacités ne serait vraisemblablement pas une réponse à la hauteur des enjeux financiers (de 30 euros/kW/an de revenu de capacité potentiel face à une *missing money* de minimum 39 (en 2013) à 47 (en 2015) €/kW/an pour les tranches charbon les plus anciennes)

Figure 5 : Marge opérationnelle des groupes 250 MW après investissements de mise aux normes et des groupes de 600 MW [2012-2020 ; en €2012/kW/an]²¹



Source : analyse E-CUBE Strategy Consultants

Hypothèses :

Prix des énergies

- prix de l'électricité 2012 – 2015 basé sur les futures EEX ; prix de l'électricité 2020 basé sur une extrapolation linéaire du scénario UFE avec 50% de production d'origine nucléaire à horizon 2030 (base 2010 : 47,50 ; augmentation des prix entreprise : 1,63)

Coûts

- La modélisation repose sur un jeu d'hypothèses optimistes concernant les coûts d'exploitation maintenance et les coûts de rénovations (fourchette basse des hypothèses communiquées par les industriels) : Pour les tranches 250 MW - O&M fixes : 26 €/kW/an / Capex de rénovation et de mise aux normes environnementales à partir de 2013: 100 M€ par tranche / Durée d'amortissement : 15 ans; Pour les tranches 600 MW : O&M fixes : 26€/kW/an / Capex de rénovation : 44 M€ répartis sur 15 ans

- En se fondant sur la fourchette haute des hypothèses communiquées par les industriels (pour les tranches 250 MW: O&M fixes deux fois plus élevés / Capex de rénovation de 150 M€ par tranche), la missing money atteindrait environ 100 €/kW/an à horizon 2015

place dès aujourd'hui d'un marché de capacité offrant des prix dépassant les 30 €₂₀₁₂/kW/an²² ; la mise en place d'un cadre incitatif au développement de centrales thermiques bi-énergie (notamment biomasse-charbon) comme transition vers le développement d'une

filère biomasse forte ; ou encore, à plus long terme, une révision du soutien financier associé aux projets de capture et stockage du CO₂.

21) La marge opérationnelle des groupes 250MW et 600 MW a été construite sur une base minimale des coûts : aucune prise en compte des investissements passés contrairement à ce qui a été réalisé récemment pour estimer le coût du nucléaire dans le cadre de l'ARENH
 22) Et ceci sans baisse des revenus énergie

A propos des auteurs

Nicolas Charton (consultant), **Alexandre Hoffer** (consultant) sous la supervision de **Alexandre Bouchet** (co-fondateur et directeur associé) au sein du bureau parisien d'E-CUBE Strategy Consultants.

Pour plus d'information sur cette étude, vous pouvez les contacter par e-mail à e3@e-cube.com



PARIS - MUNICH - CHENNAI - HONG KONG



www.e-cube.com

350 rue Saint-Honoré,
75001 Paris
France
+33 (0)1 83 95 46 80

b | c a | m
Kunstmann Straße 5
80997 München
Germany

Plot 64, 2nd link street
Nehru Nagar, O.M. Road,
Thiruvanmiyur,
Chennai - 600 041 INDE
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T. Hong Kong, CHINE
+85 2 8127 7577 (HK)
+86 1521 8869 869 (CN)

© Copyright 2012 E-CUBE Strategy Consultants
Toute reproduction, sans l'autorisation de l'auteur, est interdite