

FICHE N°4 – STRUCTURE DU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE, FORMATION DES PRIX ET PROPENSION A INVESTIR

Avertissement : les simulations dont rend compte cette fiche tendent à refléter le comportement d'acteurs théoriques dont le but est de maximiser leurs bénéfices dans une situation de marché concurrentiel. Pour de nombreux motifs, la réalité sera différente de ce qu'indiquent ces simulations – voir in fine la note « La réalité et les simulations ».

INTRODUCTION

Pour plusieurs raisons le fonctionnement réel de l'économie de l'électricité est nécessairement différent d'un fonctionnement théorique mais la politique énergétique communautaire tend à faire en sorte que le « marché » fonctionne au plus près de cette référence théorique.

Il est donc utile d'étudier ce que donnerait un tel marché idéal ou d'autres marchés qui s'en écartent plus ou moins. C'est l'objet des scénarios présentés ici.

Ils montrent comment *les coûts et les prix* dépendent de la rémunération des capitaux engagés, de la capacité et de la structure du parc de production, du coût du gaz carbonique. Ils montrent en particulier à quel point, dans un marché concurrentiel, *les prix peuvent s'écarter des coûts*, causant ainsi des pertes ou des superbénéfices qui peuvent être considérables.

Ils donnent également des indications, parfois peu intuitives, sur *la propension à investir* – où à ne pas investir – des producteurs en situation d'oligopole.

I - PRESENTATION DES MODELES DE SIMULATION¹

I.1 - Le principe de base : la vente au coût marginal

Dans le cas de l'électricité, selon les heures du jour et de l'année, un ou plusieurs moyens de production sont mis en œuvre en même temps, chacun ayant un coût fixe et un coût variable. Dans un marché concurrentiel parfaitement fluide, à chaque instant le prix de vente est égal au coût variable de celui de moyens de production en fonctionnement à cet instant dont le coût variable est le plus élevé. C'est le principe de base retenu dans la maquette de simulation.

I.2 - Les données de base

Les modes de production sont le nucléaire, le charbon², le cycle combiné au gaz (CCG), la turbine à combustion (TAC), un autre moyen de pointe dont le coût de fonctionnement est très élevé (pouvant représenter les groupes électrogènes ou l'eau des barrages) et « l'extrême pointe » assimilable à de l'effacement très coûteux. Ne sont pas représentés la production d'électricité « au fil de l'eau » ni les besoins incessants d'équilibrage du réseau, assuré par une production « en dentelle ».

¹ Pour plus de détails on peut se référer à une note descriptive, in fine.

² La part du charbon sur le marché français est négligeable ; d'autre part, lorsque le « coût » du CO₂ dépasse un certain seuil, un peu moins de 15€/TCO₂, la production à partir de charbon n'a plus sa place ; pour la plupart, les simulations sont faites sans production à partir de charbon.

Cette maquette simule un marché de consommation qui a la dimension et le profil du marché français : une base à 37,4 GW, une pointe à 83 GW, une consommation annuelle de 460 TWh ; quant à la production, la maquette suppose que les importations et les exportations sont nulles.

La capacité nucléaire peut être inférieure ou supérieure à la puissance demandée en base.

Tous ces modèles calculent des quantités physiques et des valeurs économiques en fonction du taux de rémunération de la ressource financière, du coût de l'énergie, du « coût du gaz carbonique » et des autres émissions polluantes.

Sauf mention contraire, le taux de rémunération de la ressource financière retenu dans cette fiche est de 8 % en monnaie constante avant impôts sur les sociétés. Il correspond aux exigences de financement d'une entreprise telle qu'EDF lorsqu'elle recourt à hauteur des 2/3 à l'emprunt sans intervention d'aucune sorte de l'Etat – cf. fiche N°5.

Toutes les données relatives aux coûts sont tirées du document « coûts de référence de la production d'électricité » publié par la DIDEME, une direction du ministère de l'industrie, et consultable sur internet. Ces données étant en euro 2001 ont été actualisées dans cette fiche en ajoutant simplement 5,3 %, correspondant à l'inflation. Les « coûts de référence » sont calculés de façon que des prix égaux à ces coûts permettent de financer les investissements nouveaux les plus performants en rémunérant les capitaux engagés. Les coûts de référence dépendent donc du taux de rémunération des capitaux.

I.3 - Ce que calculent les modèles

- **Des quantités physiques** : les durées de fonctionnement minimales des différents moyens de production, les quantités produites au total et par mode de production ; certains modèles calculent la consistance du parc de production optimal.

- **Les coûts de production, les prix et les « superbénéfices »** en fonction du coût du CO2 et d'autres émissions polluantes, du taux de rémunération de la ressource financière et de la consistance du parc de production. Sont calculés :

- *les coûts de production* de chaque moyen de production, calculés en incorporant la rémunération de tous les capitaux engagés,

- *le prix de vente moyen*, calculé en supposant qu'à chaque instant il est égal au coût marginal à court terme du système de production,

- *le prix d'un « ruban »*, c'est à dire une livraison continue et constante d'électricité tout au long de l'année,

- *le montant des ventes et le prix moyen de vente* de l'électricité produite par chaque moyen de production,

- *le « superbénéfice »* : il y a un superbénéfice dès que le prix de vente est supérieur au coût puisque celui-ci est calculé en tenant compte d'une rémunération des capitaux engagés – sauf mention contraire, cette rémunération est de 8 % en monnaie constante avant impôt. A bien des égards le superbénéfice, lorsqu'il existe, s'assimile à une rente, c'est-à-dire des revenus dont la cause se trouve dans l'existence de contraintes non économiques.

I.4 La propension à investir

Calculer le superbénéfice selon plusieurs hypothèses sur la constitution du parc de production donne des éléments pour *anticiper les décisions d'investir du producteur* dans l'hypothèse où, conformément aux ressorts d'un marché concurrentiel, il cherche à maximiser ses résultats.

II - QUELQUES RESULTATS

II.1- Les capacités de production

Avec un taux de la ressource financière de 8% en monnaie constante avant impôt sur les sociétés, sans contraintes relatives à l'effet de serre et en l'absence d'importations et d'exportations, le parc optimal est ainsi formé – il s'agit de capacités effectivement disponibles :

Nucléaire : 50 GW CCG : 15 GW TAC et autres moyens de pointe : 18 GW.

Si le taux de rémunération des financements est de 5 %, toujours en monnaie constante, soit près de 7 % en monnaie courante, la capacité optimale de nucléaire est de 57 GW et celle des CCG de 9 GW.

La puissance nucléaire installée en France est de 63 GW, 8 GW environ servant à l'exportation. En tenant compte d'un taux de disponibilité *la capacité disponible pour la consommation française est à peu près égale à la capacité optimale* calculée avec un taux de rémunération de la ressource financière de 8 % en monnaie constante et sans incidence financière des émissions de gaz carbonique.

Sans exportation, la capacité française serait égale à la capacité optimale calculée, sans effet « gaz carbonique », avec une rémunération de la ressource financière de 5%. Par ailleurs, dans les dix ans à venir, la consommation d'électricité augmentera significativement.

Il ne faut pas pousser trop loin la comparaison : le taux de disponibilité des centrales en fonctionnement est inférieur à ce qui est attendu des futures, le parc actuel ne comporte pas de CCG mais compte des centrales thermiques amorties etc. Mais comme la capacité de production d'électricité nucléaire est un facteur décisif de la *différence* entre prix et coûts de production d'électricité, il est intéressant de noter que si les prix de l'électricité étaient égaux à ceux qui ressortent théoriquement d'un marché concurrentiel, ils ne s'écarteraient pas beaucoup des coûts de production.

II.2- Les coûts et les prix

II.2.1- Coûts et prix avec un parc optimal, avec ou sans nucléaire

Les deux situations de référence ici considérées ont ceci de commun :

- rémunération de la ressource financière : 8 % en monnaie constante avant impôts
- pas de surcoût lié aux émissions de gaz carbonique
- les prix sont égaux aux coûts marginaux de production

Dans la première situation de référence, le parc est optimal **avec** production nucléaire, la capacité étant égale à la capacité optimale, dans la seconde **sans** production nucléaire ; la production de base est alors assurée par du charbon.

Comme le parc est optimal, le prix est égal au coût dans les deux cas.

Première situation de référence : avec une capacité nucléaire égale à la capacité optimale,

- pour le « ruban », c'est-à-dire la livraison continue d'une puissance constante, prix et coûts sont de 29,9 €/MWh en euros 2004.

- le coût et le prix moyen de livraison de l'électricité sont de 35,4 €/MWh.

Deuxième situation de référence : sans production nucléaire

- pour le « ruban », prix et coûts sont de 34,7 €/MWh en euros 2004.

- le coût et le prix moyen de livraison de l'électricité sont de 39,7 €/MWh.

Les situations réelles

Avec une production nucléaire supérieure à la puissance appelée en base

Alors un « ruban » peut être produit avec de l'énergie nucléaire, mais son prix, si l'électricité est vendue au coût marginal du système de production, sera inférieur ou supérieur au coût selon que la capacité nucléaire est supérieure ou inférieure à la capacité optimale.

Avec une production nucléaire inférieure à la puissance appelée en base

S'il existe une capacité nucléaire mais que celle-ci est inférieure à la puissance appelée en base, l'existence de cette capacité diminuera les coûts mais n'aura pas d'effet sur les prix.

La situation française, allemande, franco-allemande

En période de base, le coût marginal français est largement inférieur au coût marginal des autres pays or les possibilités physiques d'exportation à partir de la France, limitées par la capacité des « interconnexions », sont alors saturées. En période creuse, le marché français est donc isolé. S'il était concurrentiel, il se rapprocherait de la première référence. Mais, comme un seul producteur dispose du moyen de production le moins cher, le marché n'est pas concurrentiel et, sans intervention publique, le prix peut s'écarter du coût.

Sur le marché allemand, la capacité nucléaire est inférieure à la puissance appelée en base.

Si les « interconnexions » avaient une capacité plus grande, le marché français ne serait plus isolé ; il faudrait considérer un ensemble « plaque européenne ». Alors le parc de production serait loin de l'optimum, la capacité nucléaire étant même largement inférieure à la puissance appelée en base : le prix serait indépendant du coût de production nucléaire..

II.2.2- L'effet du taux de rémunération des capitaux engagés est très sensible

Le taux de rémunération de la ressource a un effet et sur la consistance du parc optimal et sur le coût, donc aussi sur le prix.

Si le coût de la ressource financière est de 5 % en monnaie constante, (près de 7% en monnaie courante) la capacité nucléaire optimale est 57 GW, le prix du ruban de 23 €/MWh et le prix moyen de 28 €/MWh.

Ces résultats montrent *l'influence considérable du coût de la ressource financière*. Si le coût de la ressource financière est, non pas de 8% en monnaie constante mais de 5 % en monnaie constante, non seulement le parc nucléaire français, qui apparaît à peu près optimum dans le premier cas, devient sous-capacitaire de 7 GW (en gros, la capacité dédiée à l'exportation), mais encore les coûts diminuent de 7 €/MWh.

II.2.3- L'effet d'une obligation nouvelle, portant sur les émissions de gaz carbonique

On suppose qu'une nouvelle législation a pour effet de faire peser sur les producteurs une charge égale à **20 € par tonne de CO₂**. Le parc de production n'a pas la possibilité de s'adapter du jour au lendemain, évidemment.

L'obligation apparaît soudainement

Si les producteurs vendaient au coût marginal de la production en France...

Si les producteurs vendaient au coût marginal, le prix du ruban passerait de 29,9 à 34,3 €/MWh alors que le coût de production à partir d'installations de base n'a pas changé. Le prix moyen de l'électricité passerait de 35,4 à 40,3 €/MWh. Et le détenteur du parc optimal, qui rémunérerait ses capitaux à hauteur de 8 %, dégagerait, *en plus*, un superbénéfice de 1,8 milliards d'euros, soit 12 % de ses coûts. Cette hausse peut s'analyser comme le résultat d'une *désadaptation soudaine* du parc de production.

...or ils vendent au coût marginal allemand...

Avec nos données de base, si l'impact des émissions de gaz carbonique est de 20 €/TCO₂, comme moyen de production de base le gaz supplantera le charbon. Le prix du ruban passe alors de 34,7 à 45 €/MWh et le prix moyen de 39,7 à 50,5 €/MWh.

...ce qui augmente beaucoup les prix

Si les prix sont fixés au coût marginal – ici le coût marginal allemand –, l'ouverture à la concurrence et une contrainte sur les émissions de gaz à effet de serre pourraient susciter une augmentation considérable du prix du ruban, 50 %, le faisant passer de 30 (le coût de production) à 45 €/TCO₂ alors que le coût de production n'aurait pas changé.

L'obligation est annoncée longtemps à l'avance.

Si l'obligation liée à la protection de l'environnement était annoncée suffisamment à l'avance, les producteurs *pourraient* adapter leurs outils de sorte que les coûts de production seraient minimisés : ils feraient alors évoluer leur parc pour renforcer la place du nucléaire.

Avec un coût de carbone de 20 €/TCO₂, à consommation constante, la capacité optimale du nucléaire augmente de 4 GW. Si le parc est optimal et si le prix est égal au coût marginal du parc de production, le prix du ruban est égal à son coût : il est le même qu'en l'absence de contrainte environnementale, soit 29,9 €/MWh et le prix moyen de l'électricité vendue au coût marginal est alors de 35,9 €/MWh. Ce scénario favorable suppose que les producteurs français vendent à leur coût marginal et non au prix du marché international.

En tous cas, dans les dix ans qui viennent, la capacité en production nucléaire ne peut pas augmenter.

PRIX ET COUT DU RUBAN D'ELECTRICITE : PRESENTATION SYNTHETIQUE DES RESULTATS

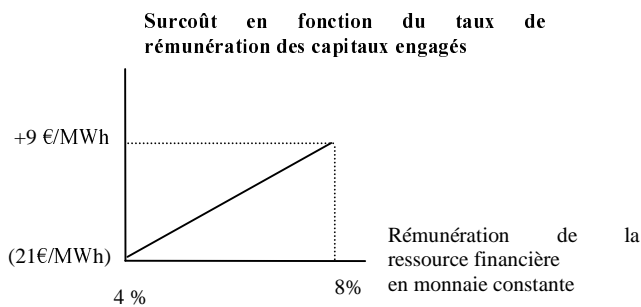
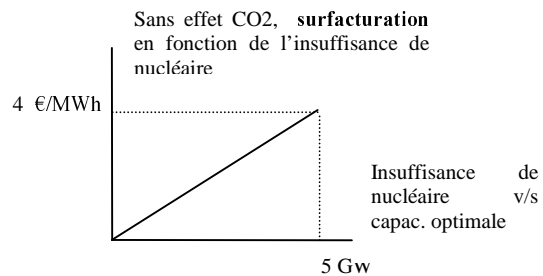
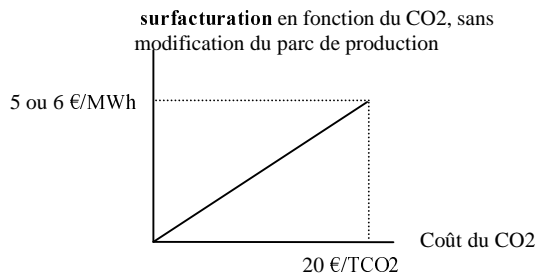
Le ruban est la fourniture continue d'une puissance constante.

Le prix est la somme du coût de production (y compris la rémunération à 8 % en monnaie constante des capitaux engagés) et d'un complément que l'on appelle ici surfacturation, générateur d'un superbénéfice.

Le coût du ruban dépend du taux de rémunération des capitaux engagés. Par contre, dès lors que la capacité nucléaire dépasse les besoins de base, il ne dépend ni de la capacité nucléaire ni du coût du CO2.

Le prix du ruban, s'il est égal à chaque instant au coût marginal, dépend beaucoup de ces deux paramètres. Il est égal au coût si la capacité nucléaire est optimale ; alors il ne dépend pas du CO2.

1- Si les producteurs nucléaires se faisaient concurrence sur le marché français

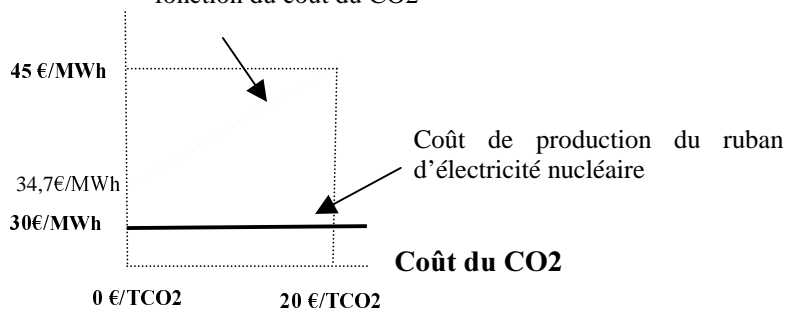


Lorsque la ressource financière est rémunérée à 4 % en monnaie constante et que le parc de production est optimal (alors, la facturation à chaque instant au coût marginal conduit au coût de production du ruban), le prix est de 21 €/MWh. Tant que le parc est optimal, le prix ne dépend pas du coût du gaz carbonique

Si le parc est adapté avec un coût de la ressource financière égal à 8%, le prix est égal au coût : **30 €/MWh**. S'il manque 5 GWh de nucléaire, le prix du ruban passe à 33,8 €/GWh. Alors, introduire un coût du gaz carbonique de 20 €/TCO2 sans modification de la consistance du parc porte le prix à **39,5 €/MWh**.

2- Comme les producteurs nucléaires sont en concurrence seulement avec les producteurs étrangers, non nucléaires

Le prix est guidé par le coût du ruban à partir d'énergie fossile, en fonction du coût du CO2



Comme les prix ont été récemment et pendant plusieurs années inférieurs aux coûts, il n'est pas exclu qu'ils leur soient supérieurs pendant quelques années.

Dans cette configuration, le prix du ruban ne dépend donc pas de la capacité du parc de production français ni du taux de rémunération de son financement. Il dépend beaucoup du « coût du CO2 ». Il s'écarte fortement du coût de production français.

II.3 - La propension à investir

II.3.1- Prix de l'électricité et bénéfices des producteurs en fonction de la capacité nucléaire

On a vu à quel point le prix dépend de la capacité des installations de base. Comme la consommation augmente, il est utile d'étudier la propension à investir en nouvelles capacités de base. Un producteur investira si cela augmente ses bénéfices. On est donc conduit à étudier comment les bénéfices dépendent de la capacité de base.

Si le parc est suréquipé en production de base, les résultats sont négatifs ; dans le cas opposé, ils sont positifs et peuvent être très élevés.

Prenons donc le cas de la consommation française, réglons les capacités des moyens de pointe (TAC, eau des barrages, autres moyens de pointe) au niveau qu'elles ont dans le parc optimal, soit 18 GW, la capacité de crête étant de 83 GW et faisons varier la capacité nucléaire de 0 à 60 GW, le complément étant une production par CCG (Cycle combiné au gaz) sachant que la production d'un ruban au gaz coûte moins cher qu'une production au charbon si l'effet des émissions de gaz carbonique dépasse 7 à 10 €/TCO₂.

Calculons prix et superbénéfices sans surcharge due au gaz carbonique et avec une surcharge de **10 ou de 20 €/TCO₂** en supposant toujours que les ventes se font au *coût marginal* du système de production.

Voici les résultats :

Puissance nucléaire	Sans effet CO2		CO2 à 10 €/TCO2		CO2 à 20 €/TCO2	
	Super-bénéfices	prix du ruban	Super-bénéfices	prix du ruban	Superbénéfices	prix du ruban
0	0	39,0	0	42,1	0	46,3
10	948	39,0	1158	42,1	1474	46,3
20	1685	39,0	2211	42,1	2843	46,3
30	2317	39,0	3264	42,1	4317	46,3
37	2948	39,0	4107	42,1	5476	46,3
40	2843	37,9	4001	41,1	5265	44,8
45	1580	33,9	2738	36,9	3791	39,6
50	0	29,9	948	32,1	2001	34,7
52	-697	28,3	0	29,9	1053	32,3
54	-1474	26,7	-659	28,5	0	29,9
60	-4107	22,0	-3580	0,0	-3159	24,2

On entend par superbénéfice la partie du résultat d'exploitation qui dépasse la rémunération, à 8% en monnaie constante, de l'ensemble des capitaux investis.

De ce tableau se dégagent plusieurs enseignements :

- la puissance nucléaire qui égalise prix et coûts (un superbénéfice nul) est, sans effet carbone, de 50 GW ; avec un effet carbone chiffré à 10 €/TCO₂ elle est de 52 GW ; elle est de 54 GW avec 20€/TCO₂. Alors, les dépenses de production sont minimisées. C'est donc la situation la meilleure du point de vue de l'intérêt général ; c'est la situation visée par un monopole intelligemment régulé.

- Si la puissance diffère de quelques GW de l'optimum, les résultats deviennent très vite largement positifs ou largement négatifs ; par contre les dépenses totales de production ne changent guère : moins de 1 % pour une différence de puissance nucléaire par rapport à l'optimum

de 10 % (soit 5 GW) ; une surcapacité de nucléaire n'est donc pas un gros « gaspillage » mais pèse terriblement sur les résultats si les prix sont égaux aux coûts marginaux du parc de production..

- La capacité de production nucléaire qui maximise les bénéfices des producteurs est la puissance appelée en base, ici de 37,4 GW. En effet, tant que la puissance est inférieure, le prix est *à tout moment* le coût variable d'un autre moyen de production que le nucléaire ; c'est pourquoi, comme le montre le tableau, ce prix ne dépend pas de la puissance nucléaire. Les superbénéfices sont alors, selon le coût du CO₂, de 3 à 5 milliards d'euros, soit de 20 à 30 % des dépenses.

Ainsi, *l'écart de prix du ruban* entre un système de production fondé sur le gaz et un autre équipé à l'optimum de nucléaire est de 7 €/MWh (soit 25 %) sans effet carbone, de 11 €/MWh (soit 40 %) si l'effet carbone est de 10 €/TCO₂, niveau modéré qui sera sans doute dépassé dans une vingtaine d'années. Cet écart est de 15 €/MWh si l'effet carbone est de 20 €/TCO₂.

II.3.2- La concurrence conduit-elle à la capacité optimale ?

Avec un effet carbone (20 €/TCO₂), la capacité optimale de nucléaire est de 54 GW : elle permet de répondre à la demande au moindre coût et, en même temps, la facturation au coût marginal conduit à un résultat équilibré c'est-à-dire un « superbénéfice » nul.

Lorsque la capacité est inférieure à la capacité optimale et supérieure à la puissance de base les producteurs sont-ils incités à l'augmenter ?

En cas de monopole, il est clair que la réponse est négative.

Lorsque la production est partagée - ou est susceptible d'être partagée - entre plusieurs fournisseurs, les décisions individuelles des producteurs conduisent à une situation d'équilibre où la capacité nucléaire est inférieure à l'optimum et où le superbénéfice est important, les prix étant sensiblement supérieurs aux coûts – c'est un oligopole « à la Cournot », que ces simulations permettent de décrire de façon chiffrée.

Les étapes du raisonnement

Plusieurs situations ont été simulées en distinguant, d'une part, un producteur qui augmente sa capacité de production nucléaire et, d'autre part, l'ensemble des autres, qui n'investissent pas ; celui qui investit peut être un « nouveau venu » dont la production est nulle dans la situation de départ.

Pour une consommation donnée, le tableau précédent permet de dresser la courbe du superbénéfice en fonction de la capacité de production nucléaire. Chaque producteur reçoit une certaine partie du superbénéfice, proportionnelle à sa part de marché. S'il construit une nouvelle capacité, sa part de marché augmente, donc aussi la part du superbénéfice qui lui reviendra. Mais ce superbénéfice diminue. Si, en valeur absolue, le superbénéfice qu'il recevra est supérieur à ce qu'il reçoit avant d'investir, il sera incité à investir. Lorsqu'il y gagne, cela veut dire que tous les autres voient leur superbénéfice diminuer davantage que ce qu'il gagne..

Un exemple numérique

Parc initial : 37 GW, capacité égale à la puissance appelée en base ; capacité optimale avec un CO₂ à 20 €/TCO₂ : 54 GW ; deux producteurs : l'un augmente sa capacité et l'autre, qui représente tous les autres, n'augmente pas la sienne ; la consommation globale d'électricité est constante, donc l'augmentation de puissance nucléaire déplace d'autres modes de production

Les dépenses de production, après rémunération des ressources financières à 8 % en monnaie constante sont d'environ 17 Milliards d'euros.

Le tableau ci-après indique quelle est l'augmentation de capacité qui procurera à l'investisseur l'augmentation maximale de superbénéfice.

Capacité initiale : 37 GW % initial de production détenue par celui qui investit	Celui qui investit		Les autres	Superbénéfice total après augmentation de la capacité M€	Prix du ruban après augmentation de la capacité en € ²⁰⁰⁴ /MWh Rappel : 29,9 à l'optimum
	Capacité nouvelle qui augmente au maximum son superbénéfice GW	Augmentation de son superbénéfice M€	Diminution du superbénéfice M€		
0	9	786	-2242	4001	38,5
20 %	7	405	-1290	4528	40,6
30 %	5	276	-746	5054	42,6
50	3	104	-292	5298	44,8
60	2	53	-148	5393	45,8

Si la capacité initiale est plus importante, la propension à investir diminue beaucoup. Le tableau ci-dessous décrit le cas où la capacité initiale est de 45 GW, le superbénéfice étant alors de 4,1 milliards. Il montre aussi que le producteur dominant a matière à redouter l'arrivée d'un nouveau venu ou l'investissement réalisé par un producteur très minoritaire car celui-ci y gagnera beaucoup alors que lui y perdra – il a grandement intérêt à lui vendre une partie de son propre potentiel de production (voir ci-après).

Capacité initiale: 45 GW % initial de production détenue par celui qui investit	Celui qui investit		Les autres	Superbénéfice total après augmentation de la capacité M€	Prix du ruban après augmentation de la capacité en € ²⁰⁰⁴ /MWh Rappel : 29,9 à l'optimum
	Capacité nouvelle qui augmente au maximum son superbénéfice GW	Augmentation de son superbénéfice M€	Diminution du superbénéfice M€		
0	5	227	-2070	2800	34,3
20 %	1	8	-298	39000	38,5
30 %	0		0	4100	39,6

On devine que la capacité du parc se heurte à *un mur* qu'elle aura bien du mal à dépasser.

II.3.3- Part de marché, propension à investir, dimension atteinte par le parc nucléaire

On peut donc faire une relation entre la taille du plus petit des producteurs susceptibles d'investir et la dimension maximum du parc de production nucléaire.

Puissance appelée en base : 37 GW. Coût du carbone : 20 €/TCO2. Taille optimale du parc nucléaire : 54 GW. Dépenses de production, après rémunération des ressources financières à 8 % en monnaie constante : environ 17 Milliards d'euros.

Part du potentiel de production détenue par le plus petit producteur, c à d celui qui a la plus forte incitation à investir	Dimension du parc nucléaire telle que l'incitation à investir est nulle	Montant du superbénéfice total M€	Prix du ruban €/MWh
100 % - cas du monopole	37	5686	46,3
50 % - deux entreprises égales	40	5160	44,8
33 %	43	4423	41,7
25 %	45	3791	39,6
10 %	49	2317	35,4
0% (nouvel entrant)	53	632	31,3

Un duopole se comporte presque comme un monopole.

Si la capacité de production est répartie entre quatre fournisseurs de taille équivalente, la capacité ne dépassera pas 45 GW et le superbénéfice sera de plus de 4 milliards soit plus de 20 % des coûts de production.

Même *plusieurs* producteurs n'ayant chacun *pas plus de 10 %* du potentiel total de production nucléaire ne porteraient pas la capacité au-delà de 49 GW. On peut l'illustrer ainsi : partant d'une capacité de 37, si trois petits producteurs décidaient *successivement* d'investir, le premier petit producteur créerait 8, le second 3 et le troisième 1. Le mur est donc à 49 GW, les prix étant alors supérieur de près de 20 % à l'optimum – alors même que ces scénarios simulent la situation *favorable* où les prix sont égaux aux coûts marginaux *français* et non aux prix pratiqués dans d'autres marchés où la capacité nucléaire est inférieure à la puissance appelée en base.

Certes, si tous les petits producteurs ou nouveaux entrants décidaient ensemble et de façon irrévocable d'investir, ce mur pourrait être franchi. Mais, concernant la production d'électricité nucléaire, cela n'est pas envisageable.

Cette capacité maximum de production peut être encore moindre si le producteur dominant propose au petit producteur désirant investir ou à un nouvel entrant de lui vendre une partie de son potentiel de production – voir ci-dessous, § II.3.6.

II.3.4 - La concurrence entre producteurs d'électricité avec des CCG (cycles combinés au gaz)

Les entreprises qui produisent de l'électricité avec des CCG forment elles aussi un oligopole « à la Cournot ». Même une entreprise qui ne détient que 5 % du total du potentiel de production n'a pas intérêt à investir dès lors que ce potentiel atteint au total 95% de l'optimum, situation qui dégage, pour l'ensemble des producteurs, un superbénéfice de 15 % des dépenses de production. Seuls les nouveaux entrants peuvent alors être intéressés.

Une autre configuration peut apparaître. En cas de sous capacité, plusieurs producteurs, qui ont intérêt *individuellement* à investir, le font ensemble et font basculer la capacité totale au-delà de l'optimum, transformant une situation très profitable en une autre où tous les producteurs accuseront des pertes. L'instabilité de ce genre de situation est redoutable : une variation de capacité totale de 1 % se traduit par une variation du résultat égale à 3 % *des dépenses totales*. Prenons par exemple le cas d'un parc de production sans nucléaire où la capacité optimale de CCG est de 62 GW et la capacité réelle de 56. La vente au coût marginal dégage un superbénéfice de 6,1 milliards d'euros. Un « nouveau venu » a intérêt construire 3 GW. Supposons que trois investisseurs construisent chacun 3 GW. La capacité de CCG dépasse alors la capacité optimale et le « superbénéfice » devient alors négatif de 2,4 milliards, au profit sans doute des consommateurs mais seulement jusqu'à la prochaine période de sous-capacité. C'est ainsi que,

lorsque les « barrières à l'entrée » (taille de l'investissement, durée d'amortissement etc.) ne sont pas trop difficiles à franchir, l'on peut passer rapidement d'une situation de sous-capacité à une situation de surcapacité, ce qui apparaît peu probable dans le cas du nucléaire mais est arrivé dans le cas de la production au gaz. Un excès de CCG diminue le nombre d'heures pendant lesquelles il est nécessaire de recourir aux moyens de pointe, c'est à dire les heures où le prix de l'électricité est le plus élevé. Cette situation est préjudiciable à tous les producteurs, y compris les producteurs d'électricité nucléaire. C'est la situation que l'on a vu se produire en Grande-Bretagne.

II.3.5- Lorsque la consommation augmente, la concurrence n'incite guère à augmenter la capacité nucléaire

La capacité nucléaire française est proche de celle d'un parc optimal si l'on compte pour zéro le « coût » du gaz carbonique. Supposons que la consommation augmente uniformément de 5 GW et que le gaz carbonique coûte 10 €/Tep. Alors, la capacité optimale du parc nucléaire augmente de 7,4 GW.

Supposant toujours que les prix sont égaux aux coûts marginaux, si les producteurs créent une capacité en cycle combiné au gaz (CCG) de 5 GW, ils réaliseront un superbénéfice de 2,9 Milliards d'euros. S'ils construisent 3 GW de capacité de production nucléaire et 2 GW de CCG, le superbénéfice ne sera « plus » que de 1,9 milliards d'euros. S'ils construisent 5 GW de nucléaire, il sera encore de 1,1 milliard car, du fait de la contrainte CO₂, même en s'accroissant de 5 GW, la capacité nucléaire n'aura pas atteint sa taille optimale.

En cas d'oligopole, aucune entreprise déjà en place n'aurait intérêt à investir en nucléaire. Seul un « nouveau venu » aurait intérêt à construire 1 ou 2 GW pour prendre une partie de cette rente sans souffrir du fait qu'au total elle diminue. Mais, là encore, de tels investissements seront freinés par les délais et les incertitudes sur l'évolution de la réglementation et de la fiscalité. La construction d'une centrale nucléaire demande beaucoup de temps. Et, de toutes façons, le libre jeu de la concurrence ne permettra pas d'atteindre la taille optimale.

II.3.6 -Lorsque le producteur dominant vend une partie de son potentiel à un petit producteur

On pourrait penser *a priori* que la concurrence sera plus forte et le consommateur mieux protégé si le producteur d'énergie nucléaire dominant vend une partie de son potentiel à un petit producteur. Il se pourrait au contraire qu'il ait lui-même intérêt à procéder ainsi aux dépens des consommateurs.

Remarques préalables

Pour l'analyse, il faut distinguer **trois niveaux de coût et de prix** : **1-** le coût de production en France, **2-** le prix de vente dans l'hypothèse où les prix sont égaux aux coûts marginaux de production, et enfin **3-** l'hypothèse où les prix en France sont égaux aux prix pratiqués dans les autres pays.

Si les possibilités d'exportation saturent les capacités physiques des « interconnexions » avec l'étranger et lorsque les coûts français sont inférieurs aux coûts étrangers, on peut estimer que le marché est fermé. Tel est le cas pendant toutes les heures de base et de semi-base pendant lesquelles la capacité de production nucléaire suffit à répondre à la consommation.

Si plusieurs producteurs nucléaires sont en concurrence ils caleront leurs prix sur leurs coûts marginaux. Le prix moyen sur l'année dépend alors beaucoup de la durée pendant laquelle la production nucléaire est « marginale », donc de la capacité de production nucléaire.

Si la capacité nucléaire est optimale, le prix moyen sur l'année sera proche du coût complet de production.

Si la capacité totale est inférieure à la puissance appelée en base, le prix de vente ne sera en aucune façon lié au coût de production nucléaire ; tel serait le cas sur un marché franco-allemand parfaitement fluide, sans congestion à l'exportation de la France vers l'Allemagne.

Si un seul producteur dispose de la capacité nucléaire, les prix sont fixés sur les prix proposés par ses concurrents qui, eux-mêmes, sont guidés par les coûts de production de moyens plus coûteux que le nucléaire. Le prix ne sera donc pas influencé par le coût de production nucléaire.

Comment peut réagir un producteur dominant face à un nouvel investisseur en cas de hausse de la consommation

Maintenant, considérons une situation proche de la situation française après une augmentation de la consommation de 5 GW, sans augmentation de la capacité nucléaire disponible pour la consommation française et supposant que le coût du CO2 soit de 20 €/TCO2 : la puissance appelée en base est 42 GW, la capacité nucléaire optimale est 59 GW et la capacité nucléaire effective est de 50 GW.

Supposons aussi que cette capacité est possédée pour 90 % par un producteur et pour 10 % par un autre, qui détient donc 5 GW et qui a l'intention et les moyens d'investir autant qu'il y a intérêt. Alors il construira 3 GW. Son superbénéfice passera de 440 à 500 M€ et celui du producteur dominant passera de 3900 à 2800 M€. Le superbénéfice total aura diminué de 1000 M€ au bénéfice des consommateurs car le prix moyen sera passé de 45 €/MWh à 42 €/MWh.

Si le producteur dominant, pour éviter de voir fondre sa marge, propose au petit producteur de lui vendre une capacité de 3 GW, le superbénéfice du petit producteur augmentera comme sa capacité de production, soit de 60 %, et passera de 440 à 700 M€. Celui du producteur dominant diminuera de 260 M€, beaucoup moins que si la volonté d'investir du petit producteur s'était traduite par une augmentation de la capacité totale.

Pour l'un comme pour l'autre cette transaction conduit à une situation *bien meilleure* que la situation précédente sans apporter aucun avantage au consommateur, les prix restant à hauteur de 45 €/MWh, très supérieurs au prix moyen optimum, soit 36 €/MWh.

Naturellement, il serait illégal qu'une telle transaction soit accompagnée d'un engagement pris par le petit producteur de ne pas investir davantage. Supposons donc qu'il n'ait pas épuisé ses possibilités de financement. Possédant derechef 16 % du potentiel total, il a intérêt à créer de nouvelles capacités, à hauteur de 2 GW. Le producteur dominant, cette fois, ne lui propose pas de lui vendre 2 GW supplémentaires. Après la création de ces 2 GW *supplémentaires*, le producteur dominant conserve un superbénéfice de 3150 MW, supérieur à ce qu'il aurait conservé s'il n'avait pas vendu une partie de son potentiel. La capacité globale se stabilise à 52 GW, dégageant un superbénéfice de 3700 milliards avec un prix moyen de 43,2 €/MWh encore très supérieur à l'optimum.

Il était donc de l'intérêt du producteur dominant de vendre une partie de son potentiel, puisqu'il y gagne beaucoup s'il épuise la volonté ou les possibilités d'investir de son concurrent et qu'il y gagne aussi dans le cas où ce dernier continue d'investir de façon à maximiser ses résultats.

II.3.7 - L'effet des VPP sur les prix est très limité

La commission des Communautés européennes a obligé EDF à vendre aux enchères une partie de ses capacités de production, sous forme de VPP, « virtual power plant » : c'est comme un droit de tirage sur les capacités de production d'EDF, dont le prix d'exercice est fixé à

un niveau voisin du coût marginal, la valeur du droit étant, quant à elle, le résultat des enchères. C'est une vente de capacité de production sans augmentation de la capacité totale.

Si le détenteur de VPP peut exporter les quantités qu'il « produit », ces VPP n'ont pas d'effet sur le marché français. Dans ce cas en effet, lorsque les capacités des interconnexions sont saturées, le détenteur de la VPP exportera cette électricité à la place d'EDF. Là où l'utilisation de l'interconnexion est gratuite, ce qui est le cas vers tous les pays sauf la Grande-Bretagne, le détenteur de VPP qui a la possibilité d'exporter récupérera donc à la place d'EDF le superbénéfice généré par la différence de coût marginal entre une production française et une production étrangère, différence qui est particulièrement marquée si la VPP est une unité de production nucléaire.

Si le détenteur de la VPP vend sur le marché français, il se présente comme un concurrent d'EDF.

Les VPP de pointe peuvent donc susciter un nouveau concurrent sur le marché de la pointe. L'effet sur le prix ne peut être que très limité car, sur la pointe, la concurrence existe déjà « à armes égales » avec des producteurs étrangers puisque les interconnexions dans le sens de l'importation ne sont jamais saturées.

La vente d'une VPP nucléaire crée sur ce moyen de production une concurrence qui devrait orienter les prix vers les coûts marginaux du système de production c'est-à-dire le coût marginal du nucléaire lorsque ce moyen de production est marginal, le coût marginal d'une centrale au charbon, d'une CCG ou d'une TAC pendant des périodes de semi-base ou de pointe.

Si la capacité nucléaire est proche de la capacité appelée en base, sa durée de « marginalité » est courte de sorte que l'effet de la concurrence d'une VPP nucléaire est très faible.

Pour que les VPP puissent faire sentir leur effet sur les prix en suscitant une concurrence, il est donc nécessaire que la capacité de nucléaire dépasse la puissance appelée en base et que, lorsque le nucléaire est marginal, les entreprises évitent de se comporter de façon que les prix restent proches des prix observés sur les marchés étrangers, c'est-à-dire des prix guidés par le coût de production d'électricité à partir d'énergie fossile. Les autorités de la concurrence y veilleront.

Si le parc nucléaire est optimal sans effet CO₂, la capacité nucléaire est marginale pendant 3000 heures. Alors, l'intervention d'un détenteur de VPP pourrait abaisser le prix de l'énergie pour le rapprocher du coût marginal d'une centrale nucléaire pendant la durée de marginalité du nucléaire. Comme ordre de grandeur il s'agit d'une baisse de 10 €/MWh pendant 3000 heures, soit environ 3 €/MWh en moyenne sur le prix du ruban.

Si la capacité nucléaire reste égale à la capacité actuelle et si la consommation a augmenté de 5 GW, ce qui sera le cas français dans un petit nombre d'années, la durée de marginalité n'est plus que de 2200 heures. Lorsqu'il aura joué à plein, l'effet de la VPP sur le prix ne peut dépasser 2,2 €/MWh sans effet gaz carbonique. Si le coût du gaz carbonique est de 20 €/MWh, le prix du ruban en situation de monopole nucléaire serait celui du gaz, soit 45 €/MWh. Avec la concurrence exercée par la VPP le prix sera inférieur pendant les 2200 heures de marginalité du nucléaire de 21 €/MWh. Cette différence se traduirait par une baisse du prix du ruban d'environ 5€/MWh. Celui-ci s'établirait donc à 40 €/MWh.

Entre un prix sans VPP (45 €/MWh) et le prix optimal (30 €/MWh), la VPP ferait ainsi parcourir le tiers du chemin – à condition, rappelons-le, que la « production » des VPP soit vendue sur le marché français.

Même si les VPP présentent de grandes différences avec un investissement industriel et ressemblent davantage à une option d'achat pour une période relativement brève, elles ont bien été conçues à l'origine comme un substitut à l'acquisition de moyens industriels. En tous cas on calcule que si les moyens financiers consacrés à l'acquisition de VPP étaient utilisés non pour

l'acquisition de moyens existants mais pour la création de nouvelles capacités, le prix du ruban s'établirait à un niveau beaucoup plus proche de l'optimum : 35 €/MWh par exemple avec une augmentation de capacité nucléaire de 4 GW.

Ces simulations montrent qu'une VPP ne peut avoir d'effet sur les prix que si plusieurs conditions sont réunies : les quantités « produites » par les VPP sont consommées sur le marché national, les entreprises fournisseurs se font effectivement concurrence et la capacité nucléaire déborde suffisamment la capacité demandée en base. Même dans ce cas, il serait beaucoup plus efficace que les moyens financiers consacrés à l'achat d'une VPP soient utilisés pour la construction de capacités nouvelles de production par de nouveaux investisseurs.

Note jointe n°1 : La réalité et les simulations

1- Les écarts entre théorie et réalité

La théorie économique dit que les décisions d'investissement prises par des producteurs cherchant à maximiser leurs bénéfices conduisent à corriger les écarts entre la situation réelle et une situation optimale. En réalité, les opérateurs ne sont pas parfaitement informés, ils sont en situation de monopole ou d'oligopole et ils rencontrent des entraves techniques, administratives et politiques.

Parmi les entraves techniques

Le délai de réalisation d'un investissement nucléaire est très long puisque ce délai dépasse ce qu'un marché peut anticiper.

Les « barrières à l'entrée » que doit franchir un producteur « nouvel entrant » sont difficiles à franchir ; en particulier il est beaucoup plus facile pour un producteur déjà installé de respecter ses engagements d'injection sur le réseau quels que soient les aléas.

La discontinuité des coûts marginaux des différents moyens de production, nucléaire, CCG (cycle combiné au gaz) et TAC (Turbine à combustion) n'est pas sans effet sur le comportement des acteurs, comme nous le montrerons.

Parmi les entraves politiques ou administratives

Dans certains pays, il n'est pas possible de construire de centrales nucléaires. Par ailleurs, sur le marché français, il existe un producteur dominant ; de façon générale, les aspects industriels sont tels que la production d'électricité sera toujours le fait d'un petit nombre d'entreprises.

Les obligations liées à la lutte contre les effets de serre se traduiront de plus en plus par une augmentation des frais variables sans qu'il soit facile de faire des prévisions.

La capacité de liaison entre la France et les pays voisins est limitée ; elle est saturée dans le sens de l'exportation. L'augmenter relève d'une décision politique. Mais nous montrerons que cela n'aurait guère d'effet sur le prix de l'électricité en France.

2- Les prix pratiqués en France

Jusqu'au 1^{er} juillet 2004, pour les deux tiers de la consommation française les prix étaient *obligatoirement* fixés administrativement. Depuis cette date, seules les consommations des ménages sont soumises obligatoirement au tarif, mais les entreprises qui ont aujourd'hui *la possibilité* de s'adresser au marché, c'est à dire de faire jouer la concurrence, peuvent, si elles le décident, continuer d'être facturées selon le tarif. Si elles ont décidé une fois de quitter ce régime, elles ne pourront pas y revenir.

Compte tenu de l'évolution récente des prix de marché et des incertitudes sur l'évolution future, les nouveaux consommateurs « éligibles » pourraient préférer ne pas changer de régime.

Le tarif est calculé sur la base des coûts marginaux à court terme d'un parc de production adapté à la consommation.

Sur le marché concurrentiel, les prix sont effectivement proches des prix allemands, avec une différence de 1 à 1,5 €/MWh.

3- « Coûts de référence » et coûts réels

Les données utilisés pour faire ces simulations sont de « coûts de développement » c'est-à-dire des coûts complets qui tiennent compte du coût de la ressource financière. Une entreprise qui vend son électricité au coût de développement dégage suffisamment de résultats pour acquérir un matériel nouveau ou le renouveler en rémunérant ses ressources financières.

Il est difficile de comparer les coûts ainsi calculés avec les données comptables de l'entreprise. Le coût réel de la ressource financière peut être différent du taux retenu pour le calcul du coût de développement ; pendant la durée de vie d'un équipement, l'amortissement comptable est différent de l'amortissement qui entre implicitement dans le coût de développement.

D'autre part, les dépenses réelles sont celles d'un parc de production différent du parc optimal.

Néanmoins, l'annuité représentative des investissements qui intervient dans le coût de développement est de même nature que l'excédent brut d'exploitation avant déduction des charges financières.

Quant au coût réel des équipements futurs, ils sont entachés nécessairement d'une incertitude.

Quoi qu'il en soit, on trouve une bonne convergence avec les évaluations de coût faites à partir de données financières tels qu'elles sont présentées dans une autre annexe.

4- Prix de marché et coûts marginaux

Dans un marché concurrentiel, surtout lorsqu'il est oligopolistique, il est très difficile de prévoir le comportement des acteurs. Par exemple, s'il leur est interdit de vendre en dessous du coût variable (ce serait de la vente à perte), ils peuvent vendre en dessous du coût complet. Alors, ils ne dégageront pas suffisamment de bénéfices pour financer le renouvellement de leurs équipements, mais cette situation peut durer de longues années, selon l'état des équipements et leur durée de vie et selon les capacités financières des producteurs ; pendant toute cette période, les prix seront maintenus à un niveau plus bas que la tendance à long terme. Pour pouvoir investir à nouveau, les producteurs devront donc laisser se créer une situation où les prix seront supérieurs à leur tendance à long terme.

5- Les décisions d'investir

Pour décrire le comportement des producteurs, on a supposé qu'ils cherchaient à majorer leurs bénéfices. Il peut y avoir d'autres motifs. Par exemple une décision d'investir peut diminuer un peu les bénéfices de celui qui investit mais diminuer beaucoup plus ceux de son concurrent : ce type de motivation pourrait aider à abattre le « mur » de capacité imposé par l'oligopole à la Cournot. D'autre part un investisseur public peut être guidé par l'objectif de l'intérêt général et porter la capacité de production à son niveau optimal du point de vue général. Mais on a montré que les coûts changent très peu lorsque la capacité s'écarte de l'optimum. C'est le prix qui est très sensible à l'équilibre entre l'offre et la demande : le marché ne paraît pas en mesure de stabiliser les prix.

6- Les superbénéfices

L'existence de superbénéfices, c'est-à-dire d'un grand écart entre les prix et les coûts, est habituelle et constructive dans une économie dynamique. Dans le cas de l'électricité elle soulève des questions spécifiques pour plusieurs raisons : la durée de l'investissement (près de dix ans pour le nucléaire) laisse à cet écart beaucoup de temps pour se creuser considérablement, la masse des investissements limite le nombre de producteurs et installe un peu efficace « oligopole à la Cournot » tel que les simulations permettent de le décrire, l'électricité est un produit tellement sensible socialement et politiquement que

l'Etat ne pourra pas tolérer de fortes fluctuations de prix ni, surtout, de longues périodes où les prix, dépassant les coûts, génèrent des superbénéfices qui atteignent les sommets indiqués par les simulations. Il sera donc très probablement conduit à lever des impôts sur la production d'électricité (pour « récupérer la rente ») ou à limiter les hausses de prix pour rapprocher les prix des coûts. C'est dire que les simulations, si elles donnent des indications sur ce que pourrait être un marché concurrentiel, ne sont certainement une prévision de ce qui se passera en réalité.

Note jointe n°2 : Au sujet de la maquette de simulation

1- Les données de base

La consommation

La « monotone » de consommation est représentée pour la période de pointe (moins de 426 heures) par un fragment d'hyperbole d'équation $p = 685,9 / (t + 37) + 64,462$ et, au-delà, par un segment de droite d'équation $p = 67,46 - 0,003433 t$

La puissance extrême est de 83 GW. La puissance appelée en base est 37,4 GW. La production est de 461 TWh/an.

Comparaison avec la situation réelle

A titre de comparaison, la consommation intérieure brute **française** (y compris les pertes de réseau), est de 482 TWh en 2003. Comme les simulations ignorent la production hydraulique au fil de l'eau (30 TWh), la consommation calculée se compare à la consommation française diminuée de la production au fil de l'eau.

Dans les vingt ans à venir la consommation d'électricité peut beaucoup augmenter – surtout si les pays décident de lutter réellement contre l'effet de serre et n'excluent pas des investissements de production d'électricité nucléaire.

Les données de coût de production

Les coûts fixes et les coûts variables des différents modes de production - nucléaire, charbon, cycle combiné au gaz (CCG), turbine à combustion au gaz (TAC) - sont issus du document publié par la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) sous le nom « les coûts de référence de production d'électricité », accessible par internet.

Les coûts fixes, c'est à dire la partie des dépenses qui ne dépend pas de la quantité produite, sont d'une part une annuité constante représentative de l'investissement et de la rémunération des capitaux investis et d'autre part des dépenses annuelles telles que l'entretien, les frais généraux, les impôts et, pour le nucléaire, une provision pour financer le démantèlement des installations et la gestion des déchets. Les coûts fixes indiqués par la DIDELME sont exprimés en euros/KW/an, valeur 2001.

La signification de l'*annuité constante* peut être ainsi décrite : une entreprise qui dégage un excédent brut d'exploitation égal à l'annuité constante représentative du coût d'un moyen de production peut rémunérer ses moyens de production, supposant que ceux-ci correspondent aux techniques les plus efficaces. Les coûts fixes dépendent donc beaucoup du taux de rémunération des ressources financières.

Les coûts variables sont directement liés à la quantité produite. Pour l'essentiel ce sont des dépenses de combustible et, le cas échéant, les dépenses relatives à la pollution et au changement climatique.

Le modèle ignore la production au fil de l'eau, tant en production qu'en consommation, ce qui n'a pas d'effet sur les prix puisque cette production est en « hyperbase »³.

Ajustements et compléments

³ En France, la puissance moyenne de production au fil de l'eau est de 3,4 GW.

Les intérêts intercalaires s'ajoutent à la dépense initiale ; ils sont comptés avec le même taux que la rémunération de la ressource⁴. L'annuité constante ainsi calculée est majorée pour tenir compte du fait que cette capacité n'est pas toujours disponible.

S'y ajoute éventuellement la part des dépenses d'entretien qui dépend du rythme d'utilisation des installations. On a retenu dans les modèles les valeurs médianes proposées dans les « coûts de référence » pour le nucléaire, le charbon, le cycle combiné au gaz et les turbines à combustion au gaz. On a aussi représenté la production hydraulique des barrages, autre moyen de pointe à faible coût fixe et à coût variable plus élevé, la « valeur de l'eau ». Une partie de l'eau des barrages est utilisée en période de basse pointe ou de semi base, concurremment avec des moyens thermiques. Nous n'en avons pas tenu compte dans le coût de production.

Dans le cas des CCG, les coûts variables augmentent lorsque la durée de fonctionnement diminue, ce que l'on peut représenter en considérant qu'une partie de ces coûts est fixe. La maquette retient une valeur de coût variable correspondant à une durée d'utilisation moyenne de 6000 heures.

Au-delà des TAC, les moyens de pointe sont des moyens à faibles coûts fixes. Il s'agit surtout de l'hydraulique de barrage – seulement la partie qui est utilisée dans ces heures de pointe aiguë. A titre de référence, en 2003 le prix spot moyen pondéré pratiqué sur les 200 heures où il a été le plus élevé fut de 200 €/MWh. Quant à l'extrême pointe, la théorie montre que dans un marché où seules sont facturées des quantités livrées, sans prime fixe annuelle, il faut des coûts d'extrême pointe très élevés pendant quelques heures pour que la vente au coût marginal permette de financer l'intégralité des dépenses. On observe sur les marchés, pendant quelques heures par an des prix qui atteignent quelques milliers d'euros par MWh.

La maquette de simulation suppose qu'au-delà des TAC il existe des moyens de pointe dont le coût fixe est de 20 €/KW et le coût variable 200 €/KWh qui fonctionnent environ 200 heures par an et des moyens d'extrême pointe dont le coût fixe est nul et le coût variable de 6000 €/KWh de sorte que ces moyens ne fonctionnent que 3 heures par an. On peut considérer qu'il s'agit là d'un coût extrême de production ou d'effacement ou bien d'un coût de défaillance.

Données DIDEME, euros 2001

Pour chaque poste, la maquette utilise les valeurs médianes indiquées par la DIDEME. Néanmoins, pour le gaz, la valeur retenue est plutôt dans la partie basse de la fourchette ; soit 3,3 \$/MBtu.

	Nucléaire	charbon	CCG	TAC
Investissement y/c intérêts intercalaires - €/KW nominal	1663	1360	566,0	300
Durée d'exploitation – années	60	35	25,0	25
Equivalent - €/KW nominal/an	129,3	112,3	51,0	27,0
dépenses directes d'exploitation- €/KW nominal /an	29,2	26	15,0	8
Taxes et redevances - €/KW nominal	15,8	19,5	8,4	4,8
Coûts fixes - €/KW nominal /an	174,3	157,8	74,4	39,8
Coûts fixes - €/KW disponible /an	193	166	78,4	41
Coûts variables techniques - €/MWh	6,36	14,05	30	87,45

Données DIDEME, euros 2004

	Nucléaire	charbon	CCG	TAC
Investissement y/c intérêts intercalaires - €/KW nominal	1751	1432	596	315
Durée d'exploitation – années	63,2	36,9	26,3	26,3
Equivalent - €/KW nominal/an	136,2	118,3	53,7	28,4
dépenses directes d'exploitation- €/KW nominal /an	30,7	27,4	15,8	8,4
Taxes et redevances - €/KW nominal	16,6	20,5	8,8	5,1
Coûts fixes - €/KW nominal /an	183,5	166,2	78,3	41,9
Coûts fixes - €/KW disponible /an	203,2	174,8	82,6	43,2
Coûts variables techniques - €/MWh	6,7	14,8	31,6	92,1

⁴ La dépense initiale dépend donc du taux de rémunération de la ressource ; nous avons représenté cela par une formule qui rend bien compte des résultats figurant dans les « coûts de référence ».

2- Le traitement des données

2.1- La durée de fonctionnement et les quantités produites par les divers modes de production.

- **Lorsque le modèle calcule le parc optimal**, il calcule d'abord les durées de fonctionnement qui rendent égales les dépenses totales des moyens de production pris deux à deux et en utilisant la représentation mathématique de la consommation.

- **Lorsque la puissance des moyens de production est donnée de l'extérieur**, le modèle calcule la durée de fonctionnement de chaque moyen de production comme si ces moyens étaient appelés par ordre croissant de leurs coûts variables jusqu'à répondre, à chaque instant, à la demande.

2.2- Le coût de production

Le coût de production est la somme des coûts fixes, fonction seulement de la puissance installée de chaque mode de production, et des coûts variables, fonction de la quantité produite. Le modèle calcule les dépenses relatives à chaque moyen de production, un « coût de ruban » et le coût moyen en divisant les dépenses totales annuelles par le nombre d'heures dans l'année, soit 8760.

2.3- Les sommes facturées

Les sommes facturées sont calculées de deux façons différentes :

- Comme le prix de vente est à chaque instant le même quel que soit le mode de production, et que ce prix est le coût variable de l'unité marginale (c'est à dire celle d'entre les unités qui fonctionnent dont le coût variable est le plus élevé), il est facile de calculer les sommes facturées pendant les périodes de « marginalité » de chacun des modes de production - calcul « vertical ».

- La maquette calcule également les sommes facturées pour l'électricité produite *par chaque mode de production* - calcul « horizontal » ; ce serait le chiffre d'affaires d'une entreprise qui n'aurait qu'un mode de production.

3- La propension à investir

A partir de ces données, une autre maquette a été faite pour calculer le bénéfice réalisé par un investisseur en fonction de sa part de marché, de l'investissement qu'il réalisera, soit en capacité nucléaire, soit en capacité de production à partir de gaz, de la puissance appelée en base, de la capacité optimale de nucléaire ou de CCG et enfin de la capacité réelle de moyens de production de base, nucléaire ou CCG.

Pour cela a été représentée par un polynôme la relation observée à l'aide de la première maquette entre le « superbénéfice » et la capacité de production des moyens de base lorsque cette capacité est inférieure à la capacité optimale.

Cette maquette permet de calculer facilement dans différentes situations l'avantage qu'un investisseur peut retirer de la création d'une nouvelle capacité de production.