

La limitation du coût de l'obligation décentralisée de capacité

pour les consommateurs :

Un effet de la concurrence très spécifique résultant de la régulation NOME

Dominique FINON, CNRS-CIRED

Note de travail, 15 septembre 2011

Résumé

En dehors des mécanismes ciblés sur les unités de pointe, tous les mécanismes de capacité couvrent tous les équipements, neufs ou existants, qui contribuent à l'adéquation de capacité et à la garantie de disponibilité du système. Elle leur donne une valeur supplémentaire, soit directement dans le dispositif de paiement de capacité, soit par la création de droits de propriété par l'obligation de certificats de capacité. Cette valeur qui constitue une rente pour les équipements existants doit en principe se refléter dans les prix de contrats de vente d'électricité offerts par les fournisseurs. Le coût supplémentaire qui doit s'en suivre pour les consommateurs peut être élevé dans les mécanismes couvrant tous les équipements¹.

En principe les structures industrielles sont neutres dans ce transfert de la valeur des certificats d'un fournisseur dans les prix aval. En bonne logique économique, la valorisation de l'ensemble des certificats de capacité devrait en première approche être uniforme, qu'ils viennent de l'existant ou du neuf, qu'ils soient échangés au sein d'une firme verticale, par des contrats de long terme ou par le marché organisé.

Toutefois la logique économique ne conduit pas aussi directement à ce résultat. Comme dans toute industrie à plusieurs niveaux de marché, la valorisation des certificats en amont résultera d'abord de la valeur que les fournisseurs pourront dégager en aval de leur vente, ce qui dépendra du type de concurrence qu'ils se livrent sur les marchés de détail. Dans ce cas, si les fournisseurs n'ont pas de coût d'acquisition pour une partie de leurs certificats (notamment parce qu'ils sont largement intégrés en production au moment de l'installation du dispositif) ou plus généralement des coûts différents selon les sources, le type de concurrence peut les amener soit à aligner leur offre de prix sur le coût marginal d'acquisition de leurs certificats, soit à l'inverse à aligner leur offre de prix sur leur coût moyen pondéré d'acquisition des certificats (augmenté d'un mark-up raisonnable). Il y aurait donc dans ce cas une valorisation différenciée des certificats du fournisseur par l'aval, par alignement implicite sur le coût de chaque source d'acquisition lorsque ces coûts sont différents.

Mais pour cela, il faut qu'il y ait plusieurs sources d'acquisition de certificats. Ce n'est pas le cas dans le cas du dispositif d'enchères centralisées où tous les certificats sont achetés par enchères par le GRT (implicitement par délégation des fournisseurs qui paient ensuite leur part du coût total d'acquisition). Ce n'est pas le cas non plus dans le dispositif de l'obligation décentralisée si tous les certificats passent obligatoirement par le marché organisé comme cela a été envisagé un temps pour le futur dispositif français. Dans les deux cas, même si les fournisseurs sont en grande partie intégrés en production, leur acquisition de certificats de capacité est coûteuse pour chaque certificat, même

¹ Dans le mécanisme d'enchères centralisées du PJM, il correspond en 2008 à 19% des dépenses (7 milliards de \$ sur un total de 34 milliards de \$ en 2008) (PJM, State of the Market Report for PJM 2009, Monitoring Analytics, LLC) et dans le dispositif du New England 14% sur les 57 \$/MWh 2009 et en 2010 9% sur les 65 \$/MWh en 2010 (ISO New England, Annual markets report 2010).

ceux qui pourrait venir de leurs propres équipements, puisqu'il y a alignement sur le certificat marginal

Mais s'il n'y a pas passage obligatoire par un marché (et s'il n'y a pas acquisition obligatoire de certificats sur ce marché), cela ouvre la possibilité de différenciation de la valeur des certificats. L'obligation décentralisée de capacité sans ce passage obligatoire est la seule à ouvrir la perspective de limiter la création de rentes sur l'existant par la valorisation marginaliste sur les clients finaux, en dehors du mécanisme ciblé qui cherche précisément à éviter ce problème.

Mais, pour que cette perspective de limitation des rentes et des coûts pour les consommateurs puisse se concrétiser, il faut combiner intégration verticale très majoritaire et concurrence intense en aval. Il n'existe peu de situation où une telle concurrence puisse durablement s'établir entre fournisseurs électriques sur le marché de détail. Mais on trouve des déterminants d'une forte intensité concurrentielle dans la concurrence qui résultera de la loi NOME sur le marché non-résidentiel libéralisé : en effet la concurrence entre alternatifs sur ce marché sera animée par la course à l'acquisition d'ARENH jusqu'au plafond de 100 TWh à un prix très inférieur au prix du marché de gros dans la mesure où l'attribution d'ARENH une année est déterminée par les demande adossées aux parts de marché acquises. Ensuite après l'accès à ce plafond de 100 TWh, la concurrence sera déterminée par la politique de *pricing* du fournisseur historique qui, sous une menace politique implicite, fera des offres de prix du produit électricité (énergie et capacité) aligné sur ses coûts moyens pondérés de *sourcing*, et ce sur ses deux composantes.

En d'autres termes ce n'est qu'en raison de la réglementation du marché de gros très particulière émanant de la loi NOME qu'il y a de fortes chances que le dispositif de l'obligation décentralisée n'entraîne que des hausses limitées de prix de détail. A l'inverse si avait été choisi le dispositif d'enchères centralisées, voire si avait été préféré un passage obligatoire des certificats par le marché, il n'aurait pas été possible de limiter les coûts pour les consommateurs à ce que les fournisseurs plus ou moins intégrés vont payer réellement pour acquérir tous leurs certificats.

Si on compare le coût qui résulterait d'une valorisation des certificats à la valeur de marché et celui qui résulterait d'une valorisation différenciée selon les coûts réels d'acquisition par chaque source (nouvelles unités en auto-provisionnement, contrats bilatéraux et achat spot), on trouve des différences très importantes. En prenant la première méthode (qui, au passage, est utilisé à titre d'information dans le rapport RTE, p.41), on montre que, si tous les certificats sont valorisés en aval à un coût moyen de 30€/kW-an (moyenne entre le prix nul en situation de surcapacité et une pénalité de 60€/MWh calculée en fonction d'un coût annualisé d'une unité de pointe), le coût de l'obligation de capacité sera de 6€/MWh en comptant la valeur des certificats associés au nucléaire existant. Par contre le coût supplémentaire pour les consommateurs va être moins important car la valeur des certificats inclus dans les ARENH et les MWh du nucléaire existant est déjà prise en compte dans des offres de prix libres calculés au coût moyen pondéré de *sourcing* : il ne sera que de 2,2 €/MWh en année de prix moyen du certificat, soit 5% d'un prix moyen en entrée du réseau de 45€/MWh.

Par contre, si la concurrence joue à plein (comme ce sera le cas avec NOME) dans le système français essentiellement intégré verticalement avec très peu d'échanges de certificats en contrats bilatéraux ou sur le marché d'ajustement, le coût strictement lié à l'obligation dans un système dont le pointe croîtrait de 1,5% par an, ne serait que de 0,1 €/MWh et ce pourrait être ce seul coût qui serait répercuté sur les consommateurs en cas de concurrence intense entre fournisseurs comme celle que promet la loi NOME.

Dans un premier temps on détaille ce qui conditionne l'uniformisation de la valeur des certificats transmis dans les prix de détail. Dans un second temps, on cherche à établir les conditions de la concurrence de détail qui émanera de la loi NOME qui devraient conduire à un simple passage des coûts moyens pondérés de l'acquisition des crédits de capacité de chaque fournisseur dans les prix de détail. Enfin, en reprenant la problématique d'évaluation du coût du dispositif pour les consommateurs présenté dans le rapport RTE (p. 41), on compare le coût qui résulterait d'une valorisation des certificats à la valeur de marché et celui qui résulterait d'une valorisation différenciée selon les coûts réels d'acquisition par chaque source (nouvelles unités en auto-provisionnement, contrats bilatéraux et achat spot).

1. La logique classique d'unification de la valeur d'un bien entre plusieurs marchés

On va considérer le contenu « capacité » séparément du contenu « énergie » dans le produit électricité vendu sur les marchés de détail, et on le traitera comme une commodité ayant un marché aval séparé afin de simplifier le raisonnement. Comme dans tout marché de commodités, la logique économique commanderait que les fournisseurs en concurrence sur le marché de détail fassent des offres de prix du produit qu'ils vendent, qui soient alignés sur le prix du marché de gros, lui-même aligné sur le coût des offreurs marginaux. Dans le cas d'un marché électrique, ce serait à la fois pour le contenu « énergie » du produit-électricité -- et c'est bien ainsi que se forme le prix sur le marché de gros -- et pour son contenu « capacité »

Dans les échanges au sein des firmes en partie intégrées, il y a alignement des prix de cession interne sur les prix du marché, dans la mesure où le prix de marché constitue le coût d'opportunité de l'usage interne d'un certificat. Si celui-ci est inférieur au coût marginal du Département-production, le Département-commerce ira se fournir sur le marché, plutôt qu'auprès des unités de production plus chères du département amont. Par ailleurs, dans les échanges par contrats bilatéraux (en OTC) sur le produit intermédiaire, il y a aussi alignement/indexation des prix contractuels sur les prix du marché (à terme), la raison principale en étant la réduction des coûts de transaction dans les négociations de prix, sauf exceptions.

D'autres facteurs économiques jouent dans le sens de l'alignement sur le prix du marché dans toute situation où certains concurrents doivent se fournir par des contrats OTC ou sur le marché organisé et où les autres ont des surplus de certificats qu'ils sont obligés de mettre sur le marché (ici entre l'historique intégré verticalement et disposant de surplus de certificats, les fournisseurs alternatifs plutôt court en capacité et le fournisseur pur). Ceux qui ont suffisamment de capacités certifiées vont forcément se référer au prix du marché (à terme) pour vendre leur surplus par contrat ou sur le marché organisé. Ils seront portés de façon naturelle à aligner le prix de cession des certificats transmis en interne sur cette même valeur. Les certificats internes associés aux équipements neufs ou aux programmes d'effacement qui seront dégagés de l'auto-provisionnement ne peuvent pas échapper à cette logique de convergence du prix de cession interne et du prix du marché lors de la définition de leurs prix de détail respectifs par les fournisseurs « obligés ».

Ceci dit, comme on l'a précisé en introduction, la valeur que prennent les certificats dépend in fine de la valorisation qu'ils trouveront dans les offres de détail. La valeur en amont résulte des surplus dégagés en aval par les fournisseurs qui sont en très grande majorité intégrés verticalement. Et cette valeur va dépendre des conditions de concurrence.

2. Les conditions conduisant valorisation des certificats des fournisseurs à leur coût d'acquisition

Quelles seraient les conditions qui conduiraient à cet autre résultat conforme à l'intérêt des consommateurs, à savoir le seul transfert des coûts moyens pondérés de l'approvisionnement en certificats dans les offres de détail ? En revenant à une situation où l'on considère que les fournisseurs vendent conjointement énergie et capacité (garantie de fourniture en pointe), on peut imaginer que les pratiques de « pricing » sur le produit énergie seront les mêmes que sur le bien « capacité »

Il existe deux conditions de marché qui y conduiraient, celle où existerait une concurrence intense sur le marché de détail du fait de plusieurs entrées, comme cela va être le cas dans NOME, et celle où un des fournisseurs en place décide pour une raison à préciser de pratiquer des prix alignés sur ses coûts moyens d'approvisionnements, comme ce sera aussi le cas dans NOME. Ceci dit, on peut aussi identifier une imperfection de marché qui empêche la dissociation des marchés de détail des deux produits « énergie » et « capacité ». qui devrait aussi jouer en ce sens, à savoir le caractère de produits liés de l'« énergie » et de la « capacité » et le mélange de l'offre d'énergie et l'offre de « capacité » dans le produit vendu aux consommateurs,

2.1. L'intensité concurrentielle entre fournisseurs dans NOME²

Le dispositif NOME se définit comme une régulation amont en prix et quantité de 80% du marché de gros avec l'attribution d'une quantité de droit de tirage sur la production des équipements nucléaires jusqu'à hauteur de 20% de la production nucléaire totale (100 TWh sans RTE) et comme un acte de libéralisation des prix en aval sur les segments non résidentiels avec la suppression des TRV en 2015 (à côté du maintien d'un tarif règlementé sur le segment résidentiel). Ce dispositif a pour but d'amener la rente du nucléaire vers les consommateurs avec des offres de prix qui seraient alignés sur le coût moyen pondéré de l'approvisionnement des fournisseurs. Comment y arrive-t-on ?

Chaque fournisseur aura une structure de sourcing voisine avec une part d'ARENH représentant en gros 80% de ses offres d'énergie. Pour les 20% restants, les fournisseurs devront faire appel à leurs propres moyens de production, des contrats OTC ou passer sur les bourses³. Quels que soient ces moyens complémentaires, la logique de formation des prix de détail sur le segment libéralisé est basée sur les coûts marginaux. Sur le marché concurrentiel du non-résidentiel, le prix final payé par les consommateurs ne peut que s'aligner sur les prix de gros alignés eux-mêmes sur les coûts marginaux horaires : les approvisionnements des fournisseurs, notamment la partie couverte par les ARENH, seront effectivement moins coûteux que ces prix, et la réduction de leurs coûts grâce aux ARENH leur reviendrait normalement et non aux consommateurs.

- *Lors de la première période du dispositif,*

Cette première période est celle du développement de l'attribution des ARENH jusqu'à la limite des 100 TWh, la concurrence pour l'attribution des ARENH conditionnera celle sur le marché en aval. Les fournisseurs alternatifs vont se comporter de façon agressive en cherchant uniquement à obtenir une marge fixe par rapport à leur coût moyen d'acquisition, avec l'enjeu de gagner le plus

² On s'appuie ici sur notre analyse détaillée de la loi NOME développée dans Finon D., 2010, « Le compromis de la loi NOME : Les limites d'un dispositif de marché aux principes économiques faibles ». *Revue de l'Énergie*, 2010, Juillet –Août, n° 596.

³ EON-SNET, ENEL France, Alpic, GDFSuez, Direct Energie etc. vont satisfaire le reste de leur besoin de sourcing en énergie par des équipements propres en CCG pour tous, en équipements charbon pour EON, en équipements hydrauliques pour GDFSuez, ou des participations dans de grands équipements de base dans la construction desquels ils investissent tous

rapidement possible des parts de marché sur EDF pour glaner le maximum d'ARENH dans la période de départ jusqu'à ce que le plafond de 100 TWh soit atteint.

Cette arrivée d'entrants permet de considérer que la concurrence de détail sera intense pendant la première période d'attribution des ARENH, les entrants cherchant à se faire une place maximum en pratiquant des prix bas juste au-dessus de leur coût moyen et des coûts d'acquisition et sur lequel le fournisseur historique en place s'aligne. On se situe dans une situation de marchés contestables en oligopole (Baumol, Panzar, Willig, 1979) pour laquelle la théorie démontre qu'il peut y avoir un équilibre de marché sous la menace d'entrées crédibles (pour ce faire les coûts d'entrée et les coûts de sortie doivent être faibles avec peu de coûts irréversibles) ; on montre que le prix d'équilibre est aligné sur le coût moyen de l'entrant potentiel (théorème de la main invisible faible).

Les grands fournisseurs alternatifs (E.ON, ENEL, Alpic) centré plutôt sur le non-résidentiel, et GDF Suez qui couvre les deux segments, mais a une priorité forte vers le segment non-résidentiel vont sans doute être pris dans la logique de cette concurrence d'entrants. On pourrait même voir certains vendre à perte par rapport à leur coût moyen pondéré vers les gros industriels pour prendre le maximum de débouchés et par là se voir attribuer le plus d'ARENH, avant l'arrivée au plafond d'attribution de 100 TWh. Les petits entrants (Direct Energie, Poweo...) plutôt centrés sur le segment résidentiel où les logiques sont différentes du fait de la cohabitation avec les tarifs alignés sur les coûts moyens pondérés d'EDF perçoivent de la même façon leurs marges de manoeuvre dans le pricing dans le jeu de la concurrence de détail avec le fournisseur historique. C'est la concurrence des entrants entre eux qui portent principalement la logique de fixation de prix alignés sur le coût moyen. Ceci dit, le fait de pratiquer des prix bas alignés sur les coûts moyens de *sourcing* pour l'énergie et pour la partie capacité aura aussi des vertus d'entraînement. Dans cette première période on est donc dans une logique de transmission du coût moyen pondéré du crédit de capacité dans les offres de prix.

- *Lors de la deuxième période du dispositif*

Pendant cette période un autre facteur va jouer dans le sens de la fixation du prix du produit électricité au coût moyen pondéré d'acquisition de l'énergie, et partant, de la capacité. Durant la période de pénurie d'ARENH, les fournisseurs alternatifs ne seront plus dans la même situation pour conquérir de nouveaux clients. C'est alors que joue la seconde condition, celle où un des fournisseurs en place intériorise l'objectif de la loi NOME et sacrifie sa rente et que les autres le suivent pour garder leurs parts de marché. On peut attendre que ce soit le fournisseur historique procède ainsi, parce qu'il est sous la pression du politique. Puisqu'il n'y a pas de réglementation formelle de prix, la seule incitation à avoir de tels prix d'offre est constituée par la menace d'intervention du pouvoir politique, et la sanction qui serait prise par l'Autorité de la concurrence contre le fournisseur historique et, d'une moindre façon, contre ses concurrents, sachant que de toute façon ceux-ci s'alignent sur les prix du premier, que ce soit avant ou pendant la période de rationnement d'ARENH. Il s'agit ni plus ni moins d'une réglementation des prix de détail non institutionnalisée, mais bien réelle car guidée par l'injonction politique et la menace d'intervention de la CRE et de l'Autorité de la concurrence face à ce qui serait jugé comme une entente tacite.

2.2. L'imperfection du marché du bien « capacité en aval : Le mélange de l'offre de « capacité » et de l'offre d'énergie électrique dans les offres de détail

L'offre d'énergie (bien privé) et l'offre de capacité (contribution à une assurance collective) portent sur deux biens très différents par nature. Ils le sont aussi par design (Le caractère du certificat de capacité qui est annuel n'est pas un bien comparable à l'énergie électricité qui est vendue en amont en tant que production horaire ou semi horaire). Leurs « productions » sont aussi enchevêtrées et il est très difficile de dissocier leurs coûts (quel est le coût de respect de l'obligation pour un fournisseur ? Le dispositif permet d'enclencher des décisions d'investissement en unités de pointe

(et en programmes d'effacement) en complétant les revenus sur les marchés de l'énergie et d'ajustement) par la valorisation des certificats correspondants. De même il n'est pas facile de dissocier leur valeur au prix de risquer une double rémunération pour les équipements en extrême pointe.

En mélangeant totalement dans les offres de détail les deux biens pour s'offrir un bien unique, les fournisseurs supprimeraient toute possibilité de transparence sur les offres du bien capacité au niveau de la concurrence de détail et, par là, la recherche commune de valorisation marginaliste de la capacité au niveau des consommateurs non-résidentiels et résidentiels serait impossible.

Toutefois La responsabilisation des fournisseurs par rapport à la forme de la charge de leur portefeuille clients et de l'aléa de thermo-sensibilité qui l'affecte, responsabilisation qui serait recherché dans le dispositif, irait sans doute à l'encontre des effets de l'amalgame des deux biens.

3. Les différences de coûts pour les consommateurs

On comparera deux approches pour calculer la valeur totale des certificats qui va être transmise dans les prix et les tarifs. On supposera que cette valeur sera transmise à tous les consommateurs et on raisonnera par MWh en considérant que le coût de capacité sera empilé sur les autres coûts (production, transport, etc.) dans les offres de prix.

Dans la première approche on suppose que toutes les capacités existantes et toutes les capacités neuves gagnent une valeur sous l'effet de l'obligation. On accepte l'idée de transmettre les rentes sur l'existant dans les prix et les tarifs. Dans ce cas on transmet une valorisation d'ensemble moyennée par MWh et non pas le coût de l'obligation pour les fournisseurs obligés ramené à chaque MWh. Dans la seconde approche, on ne calcule que le coût des décisions déclenchées par l'obligation de capacité.

On va montrer que si tous les certificats sont valorisés en aval à un coût moyen de 30€/kW-an (moyenne entre le prix nul en situation de surcapacité et la pénalité calculée en fonction d'un coût annualisé d'une unité de pointe), le coût de l'obligation de capacité sera de 6€/MWh en comptant la valeur des certificats associés au nucléaire existant, mais le coût supplémentaire pour les consommateurs va être moins important car la valeur des certificats inclus dans les ARENH et les MWh du nucléaire existant déjà pris en compte dans des offres de prix libres calculés au coût moyen pondéré de *sourcing* : il ne sera que de 2,2 €/MWh, soit 5% du prix moyen en entrée du réseau de 45€/MWh. Par contre si la concurrence joue à plein dans un système essentiellement intégré verticalement avec très peu d'échanges en contrats bilatéraux ou sur le marché d'ajustement, le coût strictement lié à l'obligation dans un système dont le pointe croîtrait de 1,5% par an, ne serait que de 0,1 €/MWh et ce pourrait être ce seul coût qui serait répercuté sur les consommateurs en cas de concurrence intense entre fournisseurs.

3.1. Valorisation des certificats de tous les équipements dans les offres de prix libres et dans les tarifs

Dans la première approche, on raisonne d'abord sans tenir compte de la valeur des certificats intégrés dans le prix des ARENH et dans les prix des MWh nucléaires commercialisés par EDF (méthode utilisée dans le rapport RTE). Dans un second temps on raisonne en tenant compte du prix du certificat dans les ARENH et dans le prix de gros des MWh nucléaires EDF.

Pour le calcul on se réfère à une année où le prix de capacité sur le marché organisé se fixe à 30 €/kW-an, la valeur moyenne du prix sur le marché qui oscillera entre 0 et 60€/kW-an, la valeur de la pénalité qui est calculé par rapport au coût annualisé de la TAC. Puis on considère qu'elle s'applique à toutes les capacités non nucléaires et O.A., soit 36 GW (100GW-64 GW). Le coût total transmis dans

le prix de détail est de 1,1 milliard d'€. En divisant par l'ensemble de la production vendue en France (500TWh), la valeur supplémentaire transmise dans les prix serait de 2,2 €/MWh. Ce calcul ne porte donc sur les valeurs supplémentaires transmises aux consommateurs en dehors de ce qu'ils paient pour les MWh nucléaires vendus par EDF et les MWh des ARENH vendus par les concurrents d'EDF.

Tableau 1. Calcul de la valeur des certificats transmis aux consommateurs

	Hydraul./ TAC/TAC/CCG Thermique charbon/fuel	Nucléaire ARENH Nucléaire commercialisé par EDF	Valeur supplémentaire transmise dans les prix	Augmentation du prix par MWh (pour 500 TWh vendus)
Capacité	36 GW	64 GW		
Valorisation au prix de marché de tous les certificats hors nucléaire à 30€/kW-an	$1,1 \cdot 10^9$ €	0	$1,1 \cdot 10^9$ €	2,2€/MWh
Valorisation au prix de marché de tous les certificats à 30€/kW-an	$1,1 \cdot 10^9$ €	$1,9 \cdot 10^9$ €	$3,0 \cdot 10^9$ €	6€/MWh

Pour avoir la valeur totale des certificats qui doivent être valorisés au même prix que celui du marché, on doit ajouter la valeur des certificats associés au nucléaire historique. Dès lors qu'on valorise l'existant hors nucléaire, il apparaît logique de mettre dans le calcul la valeur des certificats associés aux ARENH et aux MWh nucléaires qui sont commercialisés par EDF en les mettant au même prix de 30€/MWh. La valorisation des certificats de capacité du nucléaire historique au même niveau augmente la valeur totale créée par l'obligation de trois fois à 3 milliards €. Ceci se traduit par une hausse de 6 €/MWh en hypothèse basse du prix de capacité de 30€/kW-an.

3.2. Calcul du coût strict de l'obligation pour les fournisseurs obligés et à transmettre dans les offres de prix au coût moyen pondéré

Le calcul du coût des décisions déclenchées par l'obligation en matière d'investissement en unité de production et en programme d'effacement est des plus simples. On suppose que les décisions déclenchées par l'obligation couvrent toutes les nouvelles unités de pointe et les programmes d'effacement, mais que les autres décisions d'investissement en CCG ou unités de base seront de toute façon déclenchées sans qu'il y ait l'obligation de capacité (comme le montrent les investissements en CCG des entrants sur le marché français depuis 2005).

- On suppose une croissance régulière du besoin de puissance de pointe de 1,5% par an, soit 1,5 GW de puissance en plus par an et que l'ensemble des besoins en énergie en base et semi-base sont correctement couverts par les unités existantes.
- On suppose que le besoin supplémentaire de capacités en plus sera satisfait par des unités de pointe ou des programmes d'effacement. Pour simplifier on suppose que les deux options ont un coût d'investissement identique et une durée de recouvrement des coûts fixes de 5 ans qui conduit à un coût annualisé de 60€/kW-an.
- On se situe à l'année t+5 après le démarrage du dispositif, année où la capacité créée depuis le début du dispositif sous l'effet de l'obligation est de 7,5 GW. Et on calcule l'empilement des coûts annualisés des capacités d'équipements de pointe ou de programmes d'effacement qui ont été déclenchés par l'obligation

Dans cette logique de transmission des seuls coûts annualisés des unités dont l'obligation a provoqué leurs installations, le coût de l'obligation pour la société est de 45 million d'€⁴, au lieu de 1,1 milliards d'€.

Tableau 2. Comparaison des hausses de prix de détail selon le type de transmission de la valeur ou des coûts de l'obligation

	Valorisation au prix de marché de tous les certificats hors nucléaire à 30€/kW-an	Valorisation au prix de marché de tous les certificats dont nucléaire à 30€/kW-an	Transmission des coûts stricts de l'obligation dans les prix
Montant total (en millions d'€)	1 100	3 000	42
Hausse du prix moyen (en € par MWh)	2,2	6	0,09
Augmentation relative par rapport à un prix moyen de l'énergie de 50€/MWh	4,4%	12%	0,18%

Le coût par MWh correspondant ne fait guère que 0,09€/MWh au lieu de 1,1€/MWh si on ne compte pas la valeur des certificats associés au nucléaire historique, ou au lieu de 3€/MWh si on la compte. Cette comparaison ne prend pas en compte les fluctuations possibles de la valeur du certificat sur le marché organisé (de 0 à 60€) qui ferait fluctuer aussi sensiblement le coût annuel qu'elle resterait plutôt stable si on en passe que les coûts stricts de l'obligation.

⁴ Le coût transmis par chaque fournisseur vers leurs clients respectifs sera plus élevé car ceux qui sont trop courts en capacité doivent externaliser leurs achats de certificat, soit par contrats bilatéraux soit par le marché organisé, et ceux même si ils viennent d'unités existantes, ou d'unités neuves dont la décision d'investissement ne doivent rien à l'obligation de capacité. Ces certificats ont un coût d'acquisition à la valeur du marché pour les fournisseurs concernés. Ceci dit, l'intégration verticale est déjà très importante pour limiter les échanges de certificat vers les fournisseurs courts en capacité sur le marché français, et les hypothèses de calcul du coût de l'obligation sont suffisamment généreuses pour donner une bonne approximation de ce coût.