

## DOCUMENT



### RAPPORT «CHAMPSAUR 2»

**ÉVÉNEMENT.** A l'occasion de son Forum annuel qui se tient jeudi et vendredi à Deauville, *Enerpresse* publie le rapport «Champsaur 2». Commandé par le gouvernement qui l'a reçu début avril, ce texte avait pour objectif de fournir «des éléments de réflexion» relatifs au prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Le ministère de l'Energie ne l'ayant pas rendu public -- malgré son engagement --, *Enerpresse*, qui se l'est procuré, le publie aujourd'hui dans son intégralité.

#### I. INTRODUCTION

Pour permettre aux consommateurs d'électricité en France de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique et garantir le financement des investissements nécessaires sur ce parc de centrales, la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME, promulguée le 7 décembre 2010) met en place de manière transitoire jusqu'en 2025, un accès régulé pour les fournisseurs alternatifs à l'électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF (ARENH).

Concrètement, cet accès régulé permettra aux fournisseurs d'électricité de couvrir les besoins de leurs clients situés en France continentale, à hauteur d'une part bien définie de leur consommation (part de la production nucléaire dans la consommation en France). Pour l'autre partie, les fournisseurs auront recours à leurs propres sources d'approvisionnement (outils de production, contrats d'approvisionnement ou achats sur le marché de gros). Le prix de l'ARENH s'apparente donc, pour les fournisseurs, à un prix de gros. La concurrence devrait alors inciter les fournisseurs à répercuter ce prix dans les offres qu'ils feront aux consommateurs. En effet, un fournisseur qui perd des clients perd les droits d'ARENH correspondants : pour conserver ses clients, il est obligé de leur répercuter l'avantage prix de l'ARENH. Dès la mise en place du dispositif ARENH, la NOME permettra aux consommateurs de continuer à payer l'électricité à un prix représentatif des fondamentaux des coûts de production en France, reflétant la place prépondérante du nucléaire.

Le gouvernement a demandé à une commission, présidée par M. Paul Champsaur, de fournir, sur la base d'analyses et d'auditions, des éléments de réflexion relatifs au prix de l'ARENH. La mission a ainsi eu pour objectif de faire :

- des propositions méthodologiques sur la détermination du juste prix de l'ARENH sur la période de régulation ;
- de mettre en évidence les paramètres déterminants de ce prix et de donner des ordres de grandeur du prix de l'ARENH ;
- d'analyser les conséquences entre la trajectoire de prix de l'ARENH et le prix de l'électricité pour les consommateurs finals.

Cette mission s'inscrit dans la continuité des travaux réalisés par la commission sur l'organisation des marchés de l'électricité également présidée par Paul Champsaur quelques années auparavant. Le rapport de cette première commission, remis au gouvernement en avril 2009, avait nourri les travaux préliminaires à l'élaboration du projet de loi NOME en proposant la mise en place de l'ARENH pour prendre le relais de la régulation par les tarifs réglementés de vente. Si la loi prévoit les principes encadrant le calcul du prix auquel l'électricité sera vendue aux fournisseurs concurrents d'EDF, il est désormais nécessaire de

préciser les éléments méthodologiques qui permettront au gouvernement, puis à la Commission de régulation de l'énergie, de déterminer le prix de l'ARENH. Dans le présent rapport, la commission expose sa compréhension des éléments à prendre en compte et des méthodes à appliquer pour fixer le juste niveau du prix de l'ARENH sur l'ensemble de la période de régulation.

## **II- LE PRIX DE L'ARENH DOIT REFLÉTER LES COÛTS DU PARC NUCLÉAIRE HISTORIQUE SUR L'ENSEMBLE DE LA PÉRIODE 2011-2025 ET, AU DÉBUT, PERMETTRE UNE BONNE TRANSITION AVEC LE SYSTÈME DE PRIX ACTUEL**

Les objectifs auxquels doit répondre la méthode de fixation du prix sont les suivants :

### **1. Sur la durée du dispositif, le prix de l'ARENH doit refléter les coûts de production du parc nucléaire historique**

*a. Le prix doit assurer la couverture de tous les coûts du parc actuel sur la durée du dispositif et de ces seuls coûts*

La loi dispose qu' « afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif. Il tient compte de l'addition :

- d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;
- des coûts d'exploitation ;
- des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;
- des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées au I de l'article 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ».

Ainsi, l'ensemble des coûts afférents au parc nucléaire existant, ni plus ni moins, doivent être pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH. Les coûts liés, le cas échéant, au prolongement de la durée de vie du parc font partie intégrante de ces coûts. Les coûts futurs liés au démantèlement des réacteurs et à la gestion des déchets nucléaires sont également comptabilisés. Ce principe de reflet des coûts doit permettre aux consommateurs finals de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique et à EDF de continuer à l'exploiter dans de bonnes conditions tout en réalisant les investissements nécessaires : c'est donc la condition d'une compétitivité durable des prix de l'électricité en France.

Ce principe de couverture écarte toute régulation dite « incitative », qui consisterait à pénaliser l'opérateur si les coûts encourus dépassaient un certain plafond, ou à le rétribuer si l'inverse se produisait. Il s'agit d'une régulation dite en « cost plus » : répercutant les aléas tant industriels qu'économiques (coûts opérationnels, disponibilité des centrales, prix des intrants, etc.).

Selon la loi, ce principe de couverture des coûts doit être assuré sur la période de régulation. L'équilibre à trouver entre recettes et coûts peut donc s'envisager sur des périodes plus larges que l'année. On peut envisager une méthode de fixation conduisant à lisser l'évolution du prix, sur une base pluriannuelle par exemple, afin d'apporter une meilleure visibilité. [...]

*b. La prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires est un enjeu essentiel des années à venir : EDF doit être en mesure de financer les investissements correspondants*

Le parc nucléaire historique, constitué de l'ensemble des centrales nucléaires en service aujourd'hui en France, a 26 ans d'âge en moyenne. Conformément à la programmation

pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI), le principal enjeu industriel des prochaines années consistera à mener à bien les investissements nécessaires pour permettre d'allonger sa durée de vie de 40 à 50 ou 60 ans, dans le respect des exigences de sûreté imposées par l'Autorité de sûreté nucléaire. Sans préjuger de ces dernières, cette opération devrait permettre de continuer à disposer, sur 10 ou 20 ans de plus, d'un parc de production d'électricité très compétitif.

Toutefois, les investissements à venir sont très importants : ils s'élèvent à plusieurs dizaines de milliards d'euros sur la période 2011-2025. Il est donc primordial de s'assurer que la situation financière, au périmètre du parc de production historique d'EDF en France, ne grève pas la capacité d'emprunt du groupe. Cette situation financière est appréciée par les agences de notation notamment au travers de différents ratios endettement/revenu. Il s'agit donc de s'intéresser, non pas seulement au niveau de la dette, mais surtout à la capacité du groupe à la rembourser. On doit donc être vigilant à ce que l'endettement et les revenus émanant du parc de production d'EDF en France, qui ne représentent qu'une partie de ceux du groupe EDF, respectent les ratios utilisés par les agences de notation afin de ne pas détériorer les capacités d'emprunt du groupe.

***c. La question du financement du renouvellement des réacteurs n'a pas à être traitée par le prix de l'ARENH***

C'est expressément que la loi ne tient pas compte, dans le prix de l'ARENH, du coût de renouvellement des centrales nucléaires. La régulation porte sur les actifs existants, sur leur prolongement éventuel, mais en aucun cas sur les investissements nécessités par de nouveaux réacteurs.

La problématique du renouvellement du parc nucléaire est néanmoins abordée par la loi. Dans les clauses de rendez-vous, intervenant avant 2016 puis tous les cinq ans, il est prévu, dès lors que le besoin de renouveler le parc nucléaire serait avéré, de *«prendre progressivement en compte dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals les coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et de mettre en place un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire»*. Il est bien précisé que le coût du renouvellement sera intégré dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals et non dans le prix de l'ARENH. En outre, les conditions, notamment financières voire réglementaires, du renouvellement du parc nucléaire resteront à définir dès lors qu'on connaîtra plus précisément la durée de l'exploitation du parc nucléaire actuel. Cette disposition s'inscrit en parfaite cohérence avec l'exposé des motifs de la loi qui précise qu'il conviendra de s'assurer à terme de *«la participation de tous les acteurs aux investissements dans le renouvellement des capacités»*. Le prix de l'ARENH, réglé au seul opérateur historique EDF n'a donc pas vocation à intégrer d'autres coûts que ceux du parc existant sur lequel porte l'accès régulé au risque, sinon, de pré-financer, au bénéfice du seul opérateur historique, le renouvellement de ce parc.

Pour les fournisseurs alternatifs, l'approvisionnement complémentaire à l'ARENH doit être constitué par des moyens propres ou des achats sur le marché. Au démarrage du dispositif, la part du complément d'approvisionnement se limitera pour l'essentiel aux besoins de semi base et de pointe. A court terme, les incitations à investir dans de nouvelles capacités nucléaires reposeront donc essentiellement sur le marché intérieur de l'électricité (marché de gros). Du fait des interconnexions avec les pays voisins, le prix de gros de l'électricité est fixé au niveau régional («plaque» France-Allemagne-Benelux notamment). Il est ainsi déterminé essentiellement par le coût de fonctionnement des centrales à gaz et à charbon qui constituent l'essentiel des moyens de production en dehors de nos frontières, et reflète la rareté du nucléaire dans le mix de production européen.

Au fil des années, l'incitation viendra également du marché aval. En effet, avec la croissance de la consommation et l'extinction des centrales nucléaires historiques, la part des besoins des fournisseurs servie par l'ARENH diminuera. Les fournisseurs alternatifs devront compléter leur besoin non seulement pour la semi base mais aussi pour la base. L'ensemble des acteurs sera donc incité à investir dans de nouveaux réacteurs nucléaires.

*d. Néanmoins, le prix de l'ARENH doit assurer la capacité financière d'EDF à l'aube du renouvellement du parc nucléaire, échéance aujourd'hui incertaine*

Du point de vue de la régulation, comme indiqué précédemment, le prix de l'ARENH n'a pas vocation à tenir compte des besoins de financement pour le renouvellement du parc nucléaire. Une telle option conduirait en effet à anticiper l'organisation industrielle qui serait retenue lors du renouvellement (reconduction du monopole historique).

D'un point de vue industriel, il est néanmoins probable qu'EDF joue un rôle de premier plan dans le renouvellement du parc nucléaire, et il importe donc que l'opérateur soit dans une situation financière saine à l'aube du renouvellement.

L'exposé des motifs de la NOME indique que *«dans la pratique, ce prix [de l'ARENH] permettra que les entreprises du secteur électrique se trouvent dans une situation financière saine à l'approche de la fin de vie du parc nucléaire historique, pour être en mesure de pouvoir contribuer au renouvellement des capacités de production d'électricité»*.

Il est donc primordial de s'assurer que la dette afférente au parc nucléaire historique sera apurée à la fin de la vie du parc nucléaire historique et que, à l'aube du renouvellement du parc nucléaire, EDF disposera de bonnes capacités financières. Ces échéances sont néanmoins inconnues aujourd'hui.

## **2. Pour assurer la transition avec la situation actuelle, le prix de l'ARENH doit répondre à des objectifs supplémentaires sur la période 2011-2015**

*a. A partir de 2015, le prix de l'ARENH sera le coût du nucléaire historique pris en compte dans le calcul des tarifs réglementés de vente (TRV)*

Après 2015, seuls subsisteront les tarifs réglementés pour les petits consommateurs, particuliers et professionnels, souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA (les tarifs pour les moyens et gros consommateurs professionnels et industriels, dits «jaunes» et «verts», seront supprimés). Les tarifs seront calculés ou déterminés par la Commission de régulation de l'énergie<sup>(1)</sup>, selon le principe dit d'«addition des coûts». La loi indique en effet qu' *«au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale»*.

Du fait de cette construction des tarifs réglementés «par addition», en 2015, le prix de l'ARENH et le tarif réglementé «bleu» pour les petits consommateurs domestiques et professionnels seront cohérents. Cette condition permettra aux fournisseurs alternatifs de «contester» l'ensemble des segments de clientèle. C'est une disposition essentielle de la loi NOME.

En d'autres termes : pour que tous les consommateurs puissent bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique et pour que la concurrence puisse se développer sur tous les segments de clientèle, il faut qu'EDF vende l'électricité au même prix - reflétant ses coûts - à ses clients directs et à ses concurrents.

A partir de 2015, le prix de l'ARENH sera ainsi le prix directeur pour tous les consommateurs, qu'ils souscrivent une offre de marché ou au tarif réglementé (pour les particuliers et petits professionnels).

***b. En 2011, l'ARENH doit être fixé à un niveau cohérent avec le tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)***

Pour assurer une continuité des prix sur le segment de marché des consommateurs bénéficiant aujourd'hui du TaRTAM, la loi indique que «*Le prix [de l'ARENH] est initialement fixé en cohérence avec le tarif visé à l'article 30-1 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières en vigueur à la date de publication du décret mentionné au X du présent article ou en vigueur le 31 décembre 2010 dans le cas où la publication de ce décret interviendrait après cette date*».

Les fournisseurs alternatifs pourront donc alimenter, *via* l'ARENH, leurs clients professionnels et industriels anciennement au TaRTAM ou souscrivant une offre de marché, ainsi que leurs clients particuliers et petits professionnels bénéficiant également d'une offre de marché. L'ensemble de ces consommations représente aujourd'hui un volume de près de 52 TWh, soit 12% de la consommation en France<sup>(2)</sup>.

Le prix de départ de l'ARENH doit donc permettre d'assurer une continuité des prix pour les gros clients aujourd'hui au TaRTAM.

En revanche, pour les fournisseurs des petits consommateurs, il subsistera un ciseau tarifaire avec les tarifs réglementés. Ce ciseau tarifaire sera néanmoins réduit par rapport à la situation actuelle (l'approvisionnement à l'ARENH se substituant à l'approvisionnement au prix de marché) et, la part résiduelle serait en partie compensée par des dispositions transitoires prévues par la loi (*cf. infra*). Ces dispositions devraient consister notamment à accroître les volumes d'ARENH transmis aux fournisseurs pour ces clients. Ce ciseau résiduel devrait se réduire au fil des années par une mise en cohérence progressive du prix de l'ARENH avec les tarifs réglementés.

### **III. LES PRÉVISIONS DE CHARGES D'EXPLOITATION ET D'INVESTISSEMENTS CONDUISENT À ESTIMER À ENVIRON 39 EUROS<sub>2011</sub>/MWH LES COÛTS DE PRODUCTION DU PARC NUCLÉAIRE HISTORIQUE EN MOYENNE SUR 2011-2025**

En régime permanent, le prix de l'ARENH doit être fixé de sorte à refléter les coûts du parc nucléaire historique. Ces coûts, répertoriés dans la loi, ne sont pas tous de même nature. Leur prise en compte dans le calcul de l'ARENH peut donc se faire selon des méthodes différenciées et adaptées. On distinguera :

- les charges opérationnelles ;
- les investissements futurs ;
- les investissements passés.

Les charges nucléaires de long terme étant réparties au sein des deux premières catégories.

#### **1. Les charges opérationnelles devront être répercutées au fil de l'eau**

Les charges opérationnelles sont notamment :

- les coûts liés au combustible nucléaire consommé dans l'année - y compris le provisionnement des dépenses pour l'aval du cycle<sup>(3)</sup> - et le coût d'immobilisation du stock de combustible ;
- les achats engagés pour l'exploitation et la maintenance en exploitation des 58 tranches nucléaires. Ces dépenses incluent également une quote-part des coûts centraux ;

- les charges de personnel qui comprennent, outre les rémunérations principales, l'ensemble des obligations associées au personnel (charges sociales, provisionnement des charges pour retraites, avantages en nature). Ces charges incluent également le rattrapage lié à la réforme des retraites de 2004, comptabilisé à l'époque directement par imputation sur les capitaux propres ;
- les impôts et taxes (hors impôt sur les sociétés) supportés par les tranches nucléaires.

Ces charges sont inhérentes à la production et sont perdues une fois qu'elles sont consommées. L'ensemble des dépenses opérationnelles du parc nucléaire pour une année doit donc être répercuté intégralement dans le prix de l'ARENH («*pass through*»), par exemple l'année suivant celle où elles ont été observées.

A titre indicatif, les charges opérationnelles pourraient représenter environ 10 Mds€/an, soit, ramenées à une production de 420 TWh/an, plus de 24 €/MWh. Il est vraisemblable qu'elles aient une croissance supérieure à l'inflation, liée au renforcement de la maintenance, à la tension sur les prix de composants du combustible nucléaire et à la dynamique de la masse salariale. Le principe de prudence a conduit la mission à retenir une hypothèse de hausse annuelle des charges significativement supérieure à l'inflation. Quoi qu'il en soit, il reviendra à la Commission de régulation de l'énergie de constater ces charges chaque année.

## **2. Les investissements de maintenance et de prolongation peuvent être pris en compte selon diverses modalités qui donnent in fine des résultats assez proches en termes de niveau moyen du prix de l'ARENH sur la période 2011-2025**

Il s'agit des investissements de maintenance et nécessaires à la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs. Certains correspondent à de la maintenance courante et doivent être réalisés très régulièrement, alors que d'autres sont des investissements plus lourds dont le bénéfice escompté s'étale sur plusieurs années voire jusqu'à la fin de l'exploitation du réacteur. En pratique il est difficile de distinguer les deux types d'investissements. Dans l'hypothèse de référence d'un scénario de prolongement des réacteurs nucléaires, les futurs investissements sur le parc nucléaire historique représenteront vraisemblablement de l'ordre de 3 Mds€<sub>2011</sub> à 4 Mds€<sub>2011</sub> par an, soit un rythme environ 2 fois supérieur au rythme moyen observé ces dix dernières années.

Les réacteurs arrivant, pour la plupart, à 40 ans entre 2020 et 2030, les investissements devraient atteindre un point haut autour de 2022, quelques années avant le quarantième anniversaire du parc.

La chronique d'investissements utilisée par la mission est construite sur la base d'une estimation prudente des coûts. Les montants effectivement dépensés seront observés et vérifiés par la Commission de régulation de l'énergie, chaque année.

Deux approches peuvent être envisagées pour prendre en compte ces investissements dans le prix de l'ARENH :

- étaler le remboursement et la rémunération du capital sur la durée de vie des actifs (celle-ci peut varier en fonction du type d'investissement, selon qu'il s'agit de maintenance courante ou de remplacement de pièces majeures comme les générateurs de vapeur et peut varier en fonction des décisions qui seront effectivement prises sur la durée d'exploitation de la centrale), et prendre en compte dans l'ARENH les annuités de remboursement. La méthode de prise en compte des coûts devra préciser sur quelle durée ils seront remboursés, et selon quel échéancier. Le capital immobilisé sera rémunéré à un taux correspondant au coût moyen pondéré du capital (CMPC) réel avant impôt de l'activité production d'EDF.

- considérer ces dépenses d'investissements au même titre que les charges opérationnelles et les répercuter directement dans le prix de l'ARENH l'année où elles sont effectuées ou la suivante.

Ces méthodes ne sont pas équivalentes économiquement et présentent des propriétés différentes.

La première méthode s'appuie sur la «vie économique» d'un actif : les bénéfices étant répartis sur plusieurs années, il est cohérent d'étaler le remboursement et de rémunérer le capital immobilisé sur la même durée. Elle est relativement simple à mettre en œuvre en s'appuyant sur les normes comptables IFRS en vigueur : celles-ci se basent sur la durée de vie probable d'un actif (méthodes «prospectives») et adaptée à la nature de l'investissement (amortissement par composantes). Enfin, cette méthode permet de lisser la trajectoire du prix de l'ARENH.

La seconde méthode revient à considérer un investissement comme une charge opérationnelle et donc à le rembourser dès le décaissement des montants correspondants. Son principal avantage réside dans l'apport de liquidité dès que le besoin s'en fait sentir pour EDF, ce qui contribue à réduire le recours à la dette. Elle est prudente puisqu'elle permet de s'assurer que les investissements sont payés quelle que soit *in fine* la durée d'exploitation qui sera autorisée par l'Autorité de sûreté nucléaire. En revanche, elle peut comporter certains effets incitatifs indésirables sur le plan collectif : EDF pourrait être tentée d'anticiper certains investissements, notamment à l'approche de la fin de la période de régulation (2025). Enfin, cette méthode est moins propice au lissage de la trajectoire du prix, bien que cet effet doive être relativisé (on anticipe que les montants investis chaque année seront *in fine* assez comparables).

Dans le cas où les investissements sont répercutés en «*pass through*», comme des coûts opérationnels, ils pourraient représenter de l'ordre de 5 à 8 €<sub>2011</sub>/MWh en début de période de régulation et atteindre un pic de près de 10 €<sub>2011</sub>/MWh au plus fort de la mise en œuvre du programme de prolongation de la durée de vie des réacteurs.

Il convient de souligner que l'écart entre les deux méthodes présentées est *in fine* assez faible en moyenne sur la période. En effet, l'écart représente près de 25 c€<sub>2011</sub>/MWh sur le prix moyen de l'ARENH sur 2011-2025. Ce résultat s'explique notamment par le fait qu'avec la seconde méthode («*pass through*»), la hausse du prix est très rapide au début. En revanche, une fois le niveau d'investissement stabilisé, étant donné qu'aucun intérêt n'est généré du fait que le capital est immédiatement remboursé, le niveau se stabilise. Au contraire, avec la première méthode, la dynamique est plus lente en début de période : d'une part, on sort d'une période de faible investissement ce qui signifie que les amortissements sont faibles, d'autre part, les nouveaux investissements étant amortis sur plusieurs années, l'impact sur le prix de l'ARENH est en partie différé. Ce dernier point suppose toutefois une forme de «rattrapage» en fin de période, correspondant à l'accumulation d'amortissements des investissements effectués durant les années précédentes et au paiement des intérêts du capital qui n'est remboursé que progressivement.

Là encore, il reviendra à la Commission de régulation de l'énergie de constater les montants investis chaque année.

### **3. Les investissements passés doivent être rémunérés à un juste niveau et remboursés, afin de placer EDF, dans une situation financière saine à l'aube du renouvellement du parc nucléaire**

De manière générale, il convient de rappeler que, quel que soit le projet d'investissement considéré, dès lors que les revenus futurs permettent de couvrir les charges opérationnelles,

de rembourser le capital investi et de rémunérer le capital immobilisé à un taux correspondant au coût du capital pour l'entreprise, alors, en fin de durée de vie de l'actif, la dette est totalement résorbée, les intérêts payés et les fonds propres recouverts après avoir été rémunérés pendant toute la période. L'énoncé de ce résultat, qui fonde l'analyse financière et conforte toute décision d'investissement, mérite toutefois d'être accompagné des commentaires suivants :

- Le résultat est valable si la politique de versement de dividendes est cohérente avec le taux de rémunération du capital envisagé. Par exemple, si cette politique est très active, les fonds propres peuvent être sur-rémunérés par rapport à leur rémunération [...] en compte dans le coût du capital <sup>(4)</sup>. Dans ce cas, il est probable que la dette ne soit pas totalement résorbée *in fine*. Symétriquement, si le reversement de dividendes est réduit, alors la dette peut être remboursée plus vite que prévu. Cette politique peut par ailleurs évoluer au cours de la durée de vie de l'actif.
- La dette générée par l'investissement est maximale lors de la réalisation de celui-ci et décroît progressivement jusqu'à sa résorption totale. Il s'ensuit qu'au milieu de la durée de vie de l'actif, la dette afférente à l'investissement est généralement strictement positive.
- Le rythme de remboursement de la dette ne dépend pas uniquement de la chronique des revenus futurs, mais également du rythme d'amortissement comptable de l'actif. Ce dernier est parfois plus important en début de période (si le profil d'amortissement est dégressif par exemple, ou la durée de vie réelle de l'actif sous évaluée <sup>(5)</sup>) : dans ce cas les économies d'impôt sur les sociétés réalisées, plus importantes les premières années, accélèrent le désendettement. En effet, l'amortissement d'un euro réduit le résultat d'exploitation d'autant et permet de réduire l'impôt sur les sociétés de 34 c€ <sup>(6)</sup>. Cette somme peut être utilisée pour le désendettement. Au contraire, si l'amortissement est étalé de manière uniforme sur la durée de vie du projet, le désendettement est nécessairement plus progressif.

Concernant le parc nucléaire historique, les investissements passés sont liés :

- A la construction du parc,
- Au provisionnement des charges fixes <sup>(7)</sup> de long terme liées à la centrale : démantèlement des réacteurs, et «dernier cœur». Au moment de la construction du parc, celles-ci ont été évaluées à environ 15% du coût de construction.

L'évaluation des charges fixes de long terme fait l'objet d'ajustements réguliers. Ces ajustements sont naturels et interviennent dès qu'une nouvelle information permet de préciser l'échéance et les montants des décaissements futurs. Dans ce cas, l'effet en termes de dotation ou reprise de provision sera pris en compte, non pas dans la base d'actifs (fixée une fois pour toute) mais dans les charges opérationnelles. Le risque lié à une mauvaise estimation de ces charges est donc neutralisé.

***a. La constitution d'une base d'actifs représentant les capitaux encore immobilisés dans le parc nucléaire permet de «solder le passé»***

La mission propose de construire une base d'actifs recouvrant le capital résiduel encore immobilisé dans le parc nucléaire historique. On pourra alors appliquer une méthode de valorisation d'actif, caractérisé par une chronique d'annuités (rémunération annuelle incluant le remboursement et la rémunération du capital), une durée d'amortissement et un taux d'actualisation.

• **(i) Construction du parc**

Le parc nucléaire a aujourd'hui 26 ans : il est donc en milieu de vie économique. Les investissements passés ont déjà été en partie remboursés par la vente d'électricité depuis le

milieu des années 1980. Il s'agit de déterminer la part résiduelle de capital - dette et fonds propres - restant à rémunérer et rembourser.

En premier lieu, il convient de souligner qu'avant l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, le contexte était profondément différent. EDF était autrefois une entreprise totalement publique jouissant d'un monopole. Cette situation lui a permis de limiter les risques, en répercutant les aléas (surcoûts, délais imprévus, etc.) sur l'ensemble des consommateurs alors «captifs», et en bénéficiant de la garantie implicite de l'Etat. L'essentiel de l'investissement nucléaire a ainsi pu être financé par l'endettement externe<sup>(8)</sup>.

Les principes, connus, qui ont guidé, par le passé, la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité, donnent des indications sur la part de capital qui a déjà été rémunérée et remboursée. Les tarifs réglementés, dont la structure était construite en référence aux coûts de développement du parc de production, étaient ajustés en niveau par un «péage», c'est-à-dire une prime appliquée de manière homothétique sur toutes les composantes du tarif, de sorte que le résultat comptable de l'entreprise demeure positif. Le tarif couvrait donc l'amortissement du capital investi dans le parc et les frais financiers<sup>(9)</sup>. Il s'ensuit que :

- Le capital déjà remboursé correspond aux montants amortis. Au début de la vie du parc nucléaire, l'amortissement, calculé selon une méthode dégressive et sur seulement 30 ans, était très important. Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité, couvrant l'amortissement, a ainsi accompagné l'effort d'investissement : pour les gros consommateurs, il a augmenté de plus de + 25% en valeur réelle entre 1973 et 1984. Un désendettement massif a ainsi pu être effectué, favorisé par la très forte inflation des années 70 et 80 qui a contribué à réduire le taux d'intérêt réel (devenu négatif à certaines périodes).
- Les intérêts de la dette ont été payés.  
Les tarifs couvraient les frais financiers : l'entreprise n'a pas eu à emprunter davantage pour payer les intérêts de la dette.
- Les fonds propres ont été rémunérés.  
L'objectif de résultat positif assure que les fonds propres ont été rémunérés.

Compte tenu du mode de construction des tarifs réglementés appliqué par EDF par le passé, la valeur nette comptable, *i.e.* l'investissement non encore amorti, du parc nucléaire, s'élevant aujourd'hui à 15 Mds€, correspond au capital qui n'a pas encore été remboursé. Elle constitue donc une base d'actifs «raisonnable» permettant en outre d'assurer une bonne continuité avec les méthodes encore en vigueur de prise en compte des coûts dans les tarifs réglementés<sup>(10)</sup>.

- (ii) Provisions pour les charges fixes de long terme

En application de la loi du 28 juin 2006, EDF a pour obligation d'isoler, dans une enveloppe dédiée, des actifs financiers ayant des caractéristiques spécifiques (liquidité suffisante, rendement et risque mesurés), pour un montant égal aux provisions pour les charges nucléaires de long terme. Ces «actifs dédiés», qui sont amenés à croître du seul fait de leur rendement, assureront le financement de ces charges au fur et à mesure qu'elles devront être supportées.

L'opérateur historique est donc contraint, par la loi, de constituer un portefeuille d'actifs pour un montant correspondant aux provisions pour les charges de long terme, évaluées à environ 18 Mds€ en 2011. Compte tenu de la possibilité offerte d'apporter à ce portefeuille une partie des titres de RTE, EDF couvre aujourd'hui ces provisions à hauteur de 15,3 Mds€. Il ne lui reste donc plus que 2,7 Mds€ à affecter aux actifs dédiés.

Dans une logique de couverture de l'ensemble des coûts d'utilisation du parc nucléaire historique sur la période de régulation, il paraît raisonnable que le prix de l'ARENH permette de rembourser, d'ici à 2025, un montant égal aux 15/40<sup>ème</sup> du montant total à provisionner, soit environ 7 Mds€, correspondant à la portion de la durée de vie moyenne du parc (40 ans, durée de référence pour le calcul de la provision à couvrir) couverte par la période de régulation (15 ans). Ce montant couvre largement la part des actifs dédiés que l'opérateur historique n'a pas encore constituée.

En cas d'allongement de la durée de vie du parc, les provisions de long terme à constituer baisseront, par un effet d'actualisation résultant du décalage d'une partie de ces charges d'un nombre d'années correspondant à l'allongement de la durée de vie du parc nucléaire historique. Dans ce cas, une reprise de provision sera effectuée et viendra réduire les charges opérationnelles. Si, au contraire, une réévaluation à la hausse des charges de long terme devait intervenir, la dotation aux provisions liée à la hausse des coûts actualisés devra être intégrée dans les charges d'exploitation du parc nucléaire historique, éventuellement étalée sur plusieurs années.

Au bout du compte, concernant les coûts passés du parc nucléaire historique, on pourra considérer comme base d'actifs, la somme de la part des actifs dédiés prise en charge et de la valeur actuelle nette comptable du parc nucléaire historique, soit environ 22 Mds€.

***b. Le profil des annuités de remboursement de la base d'actifs laisse une certaine souplesse pour déterminer la pente de la trajectoire du prix de l'ARENH***

Le taux de rémunération du capital est fixé à 8,4% réel avant impôt, tant pour le capital résiduel immobilisé dans la construction du parc nucléaire que pour le montant immobilisé en prévision des dépenses de long terme. La chronique d'annuités doit garantir, d'ici la fin de vie du parc, le remboursement de la base d'actifs et la rémunération du capital immobilisé. Une infinité de méthodes existent, dont certaines sont assez usitées<sup>(11)</sup>. Elles diffèrent seulement par la rapidité du remboursement dans le temps. Le choix de la méthode dépendra des objectifs du régulateur en termes de trajectoire de prix. Cette latitude, laissée par le cadre légal (cf. couverture des coûts «sur la durée du dispositif»), pourrait être utile pour assurer une bonne continuité du prix de l'ARENH entre les périodes 2011-2015 et 2015-2025.

En suivant une approche prudente, il peut être décidé de rembourser l'ensemble des coûts passés à la fin de la période de régulation, 2025 correspondant au 40<sup>ème</sup> anniversaire du parc nucléaire, auquel cas la durée d'amortissement devra être fixée à 15 ans. Notons, qu'en cas de prolongation des réacteurs, cela contribuera à laisser de la valeur à l'entreprise pour l'après 2025. L'annuité économique (*i.e.* constante sur toute la période en euros constants) permettant de rembourser la base d'actif de 22 Mds€ d'ici 2025 est de l'ordre de 6€/MWh.

***c. Compte tenu de la méthode proposée, la dette afférente au parc nucléaire historique sera apurée à l'aube du renouvellement du parc : ce résultat est confirmé par l'analyse financière***

En résumé, les méthodes de calcul des trois composantes constituant le prix de l'ARENH proposées dans ce rapport permettent :

- de couvrir, chaque année, les charges opérationnelles : celles-ci devraient représenter environ 25 €/MWh en moyenne sur la période, et 23-24 €/MWh au démarrage ;
- de rembourser, dès qu'ils seront consentis, les investissements futurs : cette composante pourrait représenter de l'ordre de 8 €<sub>2011</sub>/MWh en moyenne, mais démarrera à un niveau plutôt proche de 5 €/MWh ;
- de rembourser, d'ici 2025, le capital investi par le passé, et de le rémunérer au coût du capital pour l'entreprise : l'annuité économique équivalente est d'environ 6 €<sub>2011</sub>/MWh.

Par construction, en fin de durée de vie du parc nucléaire, la dette afférente aux investissements passés et à ceux consentis d'ici 2025 sera résorbée et les intérêts payés, et les fonds propres auront été rémunérés et remboursés. Les simulations financières montrent que ce résultat est robuste, quelle que soit la durée de vie du parc nucléaire.

***d. L'analyse financière montre que pendant la période de régulation, la trajectoire de la dette pourrait augmenter sans toutefois obérer la capacité d'EDF à lancer les investissements nécessaires pour la prolongation du parc***

Si le capital investi dans le parc nucléaire est rémunéré et remboursé d'ici la fin de vie de celle-ci, cela ne signifie pas pour autant que la dette financière afférente au parc nucléaire, qui est aujourd'hui évaluée à un montant inférieur à 10 Mds€, restera stable dans les années qui viennent.

Dans un scénario de non prolongation de la durée de vie du parc, la dette financière afférente un parc nucléaire historique augmenterait peu, du fait d'amortissements rapides, et serait très vite remboursés (avant 2025). Néanmoins, l'«aube du renouvellement du parc» approchant, il conviendrait d'avoir rapidement la capacité financière d'engager de très lourds investissements.

Dans l'hypothèse, plus probable, d'un prolongement de la durée de vie du parc, l'effort d'investissement pour la maintenance et la prolongation des centrales aura d'abord pour effet d'augmenter la dette. Ce résultat est valable même si le revenu associé au parc nucléaire, déterminé par le prix de l'ARENH, couvre immédiatement la dépense d'investissement. Il s'explique notamment par l'impact fiscal de l'amortissement comptable. Les investissements seront en effet amortis comptablement (c'est-à-dire déduits des revenus soumis à l'impôt), non pas en une seule fois (cela n'a pas de sens pour un investissement et n'est pas admis par les services fiscaux) mais sur la durée de vie économique de l'actif, soit, pour certaines composantes, sur 10, 20 ans voire jusqu'à la fin de vie du réacteur. Ainsi, pour une année considérée, l'amortissement comptable sera inférieur au revenu. L'écart entre les deux sera donc soumis à l'impôt. Le montant correspondant au prélèvement d'impôt viendra nécessairement creuser la dette. Corrélativement, les amortissements comptables correspondant aux investissements antérieurs à 2025 courront après 2025. Ils procureront donc un «avoir» fiscal à l'entreprise, sous forme de réductions d'impôts<sup>(12)</sup>.

Les simulations financières montrent que la dette pourrait atteindre un maximum juste après la période d'investissements massifs, autour de 2020. Ensuite, la dette financière décroîtra pour s'annuler au plus tard lorsque le dernier réacteur sera arrêté. Les simulations montrent qu'un désendettement très rapide serait engagé durant les dernières années de la période de régulation (2023, 2024, 2025).

Qualitativement, l'analyse de l'évolution de la dette, décrite ci-dessus, est relativement robuste. L'analyse quantitative s'avère toutefois délicate. En effet, l'évolution de la dette est très sensible à certains paramètres :

- La part du résultat net redistribué aux actionnaires sous forme de dividendes (taux de versement de dividende) :  
Les simulations financières montrent que, dans les scénarios les plus défavorables en termes d'endettement, ne pas augmenter ce taux de 10 points peut permettre de réduire la dette de l'ordre de 4 à 6 milliards d'euros à l'horizon 2025. Cette sensibilité s'explique en partie par la forte dynamique du résultat, compte tenu de la hausse du prix de l'ARENH, elle même directement liée à la couverture immédiate des nouveaux investissements. Ainsi, à taux de versement constant, le montant absolu

de dividendes versé à l'actionnaire augmente fortement sur la période. Les actionnaires disposeront d'un levier direct sur l'évolution de la dette à travers le taux de versement de dividendes correspondant à l'activité France.

- Le rythme d'amortissement comptable des nouveaux investissements :  
Le choix de la durée d'amortissement d'un actif est encadré par les normes comptables et validé par les commissaires aux comptes. Si l'on peut, dans un modèle financier, tabler d'emblée sur une hypothèse de durée de vie du parc de 50 ou 60 ans, en réalité, cette information ne sera prise en compte dans les comptes de l'entreprise que plus tard et peut être progressivement, suite aux conclusions des études techniques de sûreté, effectuées pour chaque centrale. Il n'appartient pas à la mission de juger du choix de la durée d'amortissement comptable des investissements, ni du moment où le prolongement de la durée de vie est pris en compte. C'est pourquoi elle s'en est tenue à effectuer différentes hypothèses et à mesurer leurs impacts en termes financiers. Les simulations montrent que le rythme d'amortissement des investissements influence très fortement la trajectoire de la dette. Toutes choses égales par ailleurs, repousser de 3 ans la date de prise en compte dans les comptes de l'entreprise, et donc dans les investissements, du prolongement de 10 ans de la durée de vie du parc est susceptible de réduire la dette de 2 Mds€ en 2025.

Compte tenu des nombreuses hypothèses nécessaires pour quantifier le niveau de dette atteint sur la période 2011-2025, et de la sensibilité de ces hypothèses, il est impossible d'afficher un résultat unique. Dans les scénarios fondés sur des hypothèses particulièrement défavorables, les ratios d'endettement pourraient atteindre, pendant un nombre d'années limité, un niveau relativement élevé mais qui reste dans les limites des normes avancées par les analystes financiers pour le secteur de l'énergie. Ces scénarios «du pire» n'apparaissent donc pas représenter une difficulté majeure, d'autant que le «passage difficile» sera de courte durée. En outre EDF pourra disposer de solutions pour pallier ces difficultés éventuelles. En effet, dès lors qu'un investissement est rentable, toute entreprise gagne à trouver le moyen optimal de le financer. Si le management de l'entreprise juge la situation financière sous optimale du fait d'un endettement jugé excessif, des solutions originales pourront être mises en œuvre pour financer les investissements de prolongation de la durée de vie du parc. Des contrats de partenariat industriel avec d'autres fournisseurs, ou des contrats de vente d'électricité à long terme avec de gros consommateurs, comportant des participations, notamment industrielles, assorties d'«avances en tête», permettraient d'améliorer la structure de financement. Les investissements de prolongement des réacteurs, consommateurs de cash, pourraient notamment faire l'objet de tels contrats. Exeltium montre que ce type d'accord peut se traduire par une entrée de trésorerie de plusieurs milliards d'euros.

En résumé, compte tenu du jeu d'hypothèses - conservatrices - prises dans les simulations, et sur la base de chroniques d'investissements futurs et de charges opérationnelles, correspondant à un scénario de prolongation des centrales, le prix moyen de l'ARENH sur l'ensemble de la période 2011-2025 peut être estimé à environ 39 €<sub>2011</sub>. Il est supérieur d'environ 5 à 7 €<sub>2011</sub>/MWh au coût du nucléaire historique sous jacent dans les tarifs réglementés actuels. L'écart se justifie essentiellement par l'effort d'investissement à consentir dans les années à venir pour prolonger la durée de vie du parc. Le profil de remboursement et de rémunération de la base d'actifs pourra être choisi judicieusement afin d'assurer une certaine continuité avec les tarifs réglementés en 2015, à lisser la trajectoire de hausse sur la période et à avoir les revenus les plus élevés lorsque la dette sera la plus importante. Cela pourrait militer pour une méthode de rémunération de coûts courants avec des annuités croissantes dans le temps. Dans un scénario de prolongation des réacteurs, la dette afférente au parc nucléaire devrait croître d'ici à 2020, mais restera soutenable. Dès la fin de la période de régulation, elle décroîtra très rapidement pour s'annuler bien avant la fin de vie des réacteurs existants.

### **Le Prix de l'électricité pour les consommateurs en France restera inférieur aux prix moyens en Europe**

Le prolongement de la durée de vie du parc nécessite un effort d'investissement additionnel. Même en intégrant ce surcoût, le coût de production nucléaire reste inférieur aux coûts des moyens de production dits conventionnels (gaz et charbon). A défaut, ces investissements de prolongation ne seraient pas réalisés. Il s'agit donc d'un investissement très rentable au plan collectif qui permet de bénéficier plus longtemps (10 ou 20 ans de plus) d'un moyen de production compétitif par rapport aux fondamentaux du marché européen.

Dans certains pays (Belgique, Allemagne), où le nucléaire occupe une place significative mais non prépondérante dans le mix de production, les prix de l'électricité sont calés sur les coûts des moyens de production conventionnels. Les opérateurs de centrales nucléaires bénéficient alors d'un avantage (par rente de rareté) non répercuté aux consommateurs. Certains États ont décidé de récupérer une partie de cet avantage en le taxant au moins pour partie, ce qui peut se justifier dans la mesure où celui-ci ne revient pas au consommateur.

En France, où le nucléaire représente l'essentiel du mix de production, les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour les consommateurs finals sont calés sur les coûts de production du nucléaire. La loi NOME fait le choix que l'ensemble des prix de détail le sera également à l'avenir. Par construction, l'exploitant ne bénéficie pas de rente. La vague d'investissement liée aux décisions de prolongement se traduira par une hausse des coûts, donc des prix. Cette hausse devrait toutefois être sans commune mesure avec celle qui résulterait d'un alignement brutal sur les prix européens.

## **IV. LE PRIX DE L'ARENH COHÉRENT TARTAM EST DE L'ORDRE DE 39 EUROS<sub>2011</sub>/MWh EN 2011. SON ÉVOLUTION SUR LA PÉRIODE 2011 - 2015 CONDITIONNE CELLE DES TARIFS RÉGLEMENTÉS**

### **1. Le prix de l'ARENH qui serait cohérent avec les tarifs réglementés actuels est d'environ 32-34 euros/MWh. Du fait des investissements nécessaires pour le prolongement de la durée de vie du parc nucléaire, le prix de l'ARENH devra être supérieur en 2015 et pourrait atteindre 36 à 39 euros<sub>2011</sub>/MWh soit 39 à 42 euros<sub>2015</sub>/MWh**

Le niveau de prix de l'ARENH qui serait cohérent avec les tarifs réglementés d'aujourd'hui est de l'ordre de 32-34 €/MWh<sup>(13)</sup>. La forte augmentation des investissements nécessaires pour l'entretien du parc nucléaire et pour l'allongement de sa durée de vie ainsi que la dynamique des charges opérationnelles implique que le prix de l'ARENH devra être supérieur à ce niveau en 2015. Sur la base des hypothèses prudentes prises par la Commission dans ses simulations, le prix de l'ARENH moyen sur la période 2011-2025 a été évalué à environ 39 €<sub>2011</sub>/MWh. Compte tenu de la souplesse donnée par l'annuité de remboursement de la base d'actifs, plusieurs trajectoires de prix sont possibles. Les différentes trajectoires simulées par la mission passent, en 2015, par une valeur allant de 36 à 39 €<sub>2011</sub>/MWh soit 39 à 42 €<sub>2011</sub>/MWh. Cette fourchette n'est toutefois qu'une estimation : le prix de l'ARENH sera déterminé en 2015 sur la base des coûts observés par la Commission de régulation de l'énergie.

Un prix de départ de l'ARENH à 39 €/MWh en 2011 correspondrait ainsi à une anticipation du niveau des coûts à couvrir en 2015. Compte tenu de la fourchette estimée pour 2015, il devrait évoluer à un rythme au plus égal à celui de l'inflation sur la période 2011-2015.

### **2. Les tarifs réglementés, qui doivent couvrir les coûts, devront évoluer en conséquence**

Indépendamment de la NOME, les tarifs réglementés doivent augmenter dans les années qui viennent, pour prendre en compte, entre autres, la hausse du coût de production nucléaire liée essentiellement aux investissements de maintenance et de prolongation de la

durée de vie du parc. Le prix de départ de l'ARENH, qui sera supérieur au coût du nucléaire historique sous jacent au niveau actuel des tarifs réglementés de vente, peut être vu comme une anticipation du prix futur, compte tenu de l'inévitable tendance haussière des prix de l'électricité. Conformément à la loi, le prix de l'ARENH en 2015 devra ensuite être «cohérent avec les tarifs réglementés».

Il convient donc d'évaluer la trajectoire des tarifs réglementés de vente, d'ici à 2015, qu'implique cette convergence. La méthode consiste à ajouter au prix de l'ARENH les composantes de coûts suivantes : tarif d'acheminement (TURPE), coût commerciaux, complément d'approvisionnement au marché. A cette fin, l'évolution de chacune de ces composantes de coût a été estimée, selon les hypothèses raisonnables. Il apparaît que les coûts de transport et de distribution d'électricité, qui représentent près de la moitié du tarif pour les petits consommateurs, augmenteront plus vite que l'inflation, notamment du fait d'investissements dans les réseaux. Par ailleurs, les coûts d'approvisionnement sur le marché de l'électricité augmenteront eux aussi.

Pour le calcul dont on présente les résultats ci-dessous, l'évolution du prix de l'ARENH sera prise égale à l'inflation. En partant ensuite du niveau actuel du tarif bleu, on en déduit le taux d'évolution annuel du tarif réglementé «bleu» sur 2011-2015 nécessaire pour atteindre le niveau du tarif en 2015. On rappelle que lors des deux mouvements tarifaires d'août 2009 et d'août 2010, les tarifs réglementés pour les consommateurs résidentiels ont augmenté de 1,9% et 3% ce qui équivaut à une hausse moyenne de 1,5% par an hors inflation.

#### EVOLUTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS ASSOCIÉE AU PRIX DE L'ARENH D'ICI 2015

Prix de l'ARENH en 2011 en euros/MWh	36	39	42	46
Prix de l'ARENH en 2015 en euros/MWh (euros courants)	39	42	45,5	50
Hausse annuelle des tarifs réglementés de vente sur 2011-2015	Inflation + 1,5%	Inflation + 2%	Inflation + 2,5%	Inflation + 3%

NB : hypothèse de prix de marché en 2015 de 54 €<sub>2011</sub>/MWh. Les résultats de hausse tarifaire peuvent varier de +/- 0,25%/an si le prix de marché en "base varie de +/- 4 €<sub>2011</sub>/MWh en 2015.

Augmenter le prix de l'ARENH, de 3-4 €<sub>2011</sub>/MWh en 2015, entraîne une nécessaire hausse des tarifs réglementés pour les consommateurs résidentiels de 0,5 point supplémentaire par an.

Au bout du compte, compte tenu (i) du fait qu'un niveau de départ à 39 €<sub>2011</sub>/MWh anticipe une hausse des coûts dont le montant exact ne sera connu qu'ex post et (ii) des contraintes importantes pesant sur l'évolution des tarifs réglementés du fait d'une hausse générale des coûts qui les composent, la mission préconise de fixer le prix de l'ARENH au démarrage à un niveau qui ne soit pas supérieur à 39 €/MWh et de geler le prix de l'ARENH à son niveau de départ, tant que les hausses successives des tarifs réglementés n'assureront pas la cohérence entre le prix de l'ARENH et les tarifs réglementés. Le cas échéant et si les coûts avérés de production du parc nucléaire le justifient, le prix de l'ARENH pourrait, alors augmenter en lien avec les tarifs réglementés.

### 3. Le prix de départ de l'ARENH «cohérent TaRTAM» est de l'ordre de 39 euros<sub>2011</sub>/MWh en 2011

#### *a. La «cohérence TaRTAM» doit s'apprécier du point de vue du consommateur final*

La condition de cohérence implique que le prix de l'ARENH soit fixé à un niveau tel qu'un fournisseur alternatif puisse proposer à un consommateur anciennement au TaRTAM une

offre de prix comparable, tout en faisant face à ses frais. Cette condition implique que la somme des coûts d'acheminement, d'approvisionnement à l'ARENH, de complément d'approvisionnement sur le marché, et des coûts commerciaux soit égale au TaRTAM.

***b. La cohérence TaRTAM dépend du taux d'allocation et du prix de marché, qui sont des paramètres exogènes***

L'évaluation des coûts d'approvisionnement en ARENH et en complément de marché nécessite des hypothèses sur deux paramètres exogènes principaux : la part d'ARENH dans l'approvisionnement et le prix de marché auquel le complément de marché est valorisé.

- Le volume d'ARENH alloué est déterminé par l'application de la méthode d'allocation des droits d'ARENH définie dans le décret d'application de la loi NOME. Pour le périmètre étudié, il est fixé à 78%. Ce taux correspond à ce que représente, dans la consommation d'électricité en France, la part de la production nucléaire qui n'a pas fait l'objet, dans les années 70, 80 et 90, de contrats d'exports de long terme, dont le prix était basé sur les coûts du parc nucléaire.

L'impact de ce paramètre sur les revenus d'EDF et sur les prix des gros consommateurs est neutre. Si le taux d'ARENH est élevé, EDF vend plus cher à l'ARENH mais il vend plus d'électricité au prix de l'ARENH et moins au prix de marché. Si le taux d'ARENH est plus faible, EDF vend moins cher au prix de l'ARENH, mais il vend moins d'électricité à ce prix et d'autant plus au prix de marché. Dans les deux cas, il vend la même quantité d'électricité à un prix moyen qui est celui du TaRTAM. En revanche, le taux d'ARENH n'est pas neutre pour les fournisseurs présents sur le marché des petits consommateurs, pour lesquels le prix est aligné sur les tarifs réglementés. Implicitement, il est supposé que le même taux de service d'ARENH est appliqué pour les petits consommateurs. Or, normalement, compte tenu [d'une] plus grande variabilité de la consommation des petits consommateurs par rapport aux gros, les taux devraient être différenciés - plus élevé pour les gros consommateurs que pour les petits - de sorte que la moyenne globale fasse bien 78%. Cet ajustement permettrait de donner davantage d'ARENH pour les fournisseurs de petits consommateurs et moins pour les fournisseurs de gros consommateurs. Cela s'inscrit dans les dispositions transitoires de la loi permettant de réduire le ciseau tarifaire sur le marché de masse<sup>(14)</sup>.

- Le prix de marché est simulé afin de bien rendre compte de la volatilité qui le caractérise et oscille autour d'un prix moyen dit «de référence» se montant à 53,8 €/MWh pour l'électricité dite de base et de 75,8 €/MWh pour l'électricité dite de pointe. Pour évaluer ce prix de référence, il nous a semblé raisonnable de nous appuyer sur les prix *forward* déjà pris en compte par les fournisseurs dans leur stratégie de couverture pour 2011-2012. Ces prix restant soumis à une forte volatilité, on calcule la moyenne, pondérée par les volumes de transaction, des cotations sur 2009-2010 des produits calendaires 2011 et 2012. Ce paramètre pourrait évoluer d'ici la mise en place de la NOME, mais dans une ampleur qui ne peut être très significative. Avec des prix de marché un peu différents (+/- 2,5 €/MWh), le prix de l'ARENH varierait assez peu (+/- 0,5 €/MWh). On constate un point bas des prix de marché de base et surtout de pointe à la fin 2010. Si on [répercutait] ce point bas, le prix de l'ARENH initial pourrait être de l'ordre de 1 €/MWh supérieur. Inversement, on constate dernièrement une tendance haussière des prix des énergies. Le prix de marché de l'électricité était, ces dernières semaines, proche de 58 €/MWh. Un tel prix de marché conduit à abaisser le prix de l'ARENH cohérent TaRTAM d'environ 1,2 €/MWh. On retiendra qu'en fonction des hypothèses de prix de marché, le prix de l'ARENH cohérent TaRTAM est compris entre 38 et 40 €/MWh.

***c. Compte tenu de la diversité des portefeuilles TaRTAM, le point de vue des différents fournisseurs sur le prix de l'ARENH varie***

Certains fournisseurs ont calculé le prix de l'ARENH cohérent TaRTAM pour leur portefeuille de clients, ne disposant pas de l'ensemble du spectre des profils de consommation

et des tarifs. Pour cela, ils ont également fait des hypothèses concernant le taux d'ARENH servi et le prix de marché. Aussi, afin de comparer leurs résultats, ceux-ci ont été en partie retraités de manière à rendre homogènes les hypothèses considérées.

Les résultats obtenus de cette façon reflètent la disparité, la multiplicité et la déficience structurelle des catégories de TaRTAM, puisqu'ils s'échelonnent entre 36 et 41,5 €/MWh selon le portefeuille et sous les hypothèses précédentes (taux d'ARENH de 78% et prix de marché de 53,8 €/MWh pour la base et 75,8 €/MWh pour la pointe). Ainsi par exemple, le fournisseur dont l'ensemble des clients au TaRTAM souscrirait tous les tarifs les plus chers, évaluerait le prix de l'ARENH cohérent TaRTAM à 41,5 €/MWh. Cependant, si un tel prix était retenu, une part majoritaire des clients au TaRTAM subirait une hausse du prix de l'électricité. Inversement, si 36 €/MWh était retenu pour le prix de départ de l'ARENH, cela se traduirait par une baisse de la facture pour l'ensemble des clients TaRTAM, excepté ceux du fournisseur pris comme référence. Il apparaît donc raisonnable de considérer l'ensemble, du périmètre des clients au TaRTAM pour veiller à ce qu'une majorité de clients ne soit pas avantagée ou désavantagée, lors de la première livraison d'ARENH, ce qui irait à l'encontre même de la contrainte de cohérence imposée par la loi.

***d. La dispersion des niveaux de TaRTAM selon le consommateur rend nécessaire de considérer le portefeuille moyen de l'ensemble des clients au TaRTAM pour calculer le prix de l'ARENH***

Si la loi a précisé que le prix de départ de l'ARENH devait être cohérent avec le TaRTAM, la difficulté réside dans la dispersion du TaRTAM, qui implique que la condition précédente ne peut être vérifiée pour tous les consommateurs à la fois. En effet, le TaRTAM, contrairement aux tarifs réglementés<sup>(15)</sup>, n'a pas vu sa structure évoluer et converger depuis sa création. En conséquence, déduction faite du Turpe (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité), des frais commerciaux et du coût lié à la variabilité de la consommation tout au long de l'année, la part du tarif résultant, ramenée à la consommation, tous les consommateurs n'ont pas forcément le même prix<sup>(16)</sup>. Dans la pratique, il n'existe donc pas un TaRTAM mais plusieurs, comme l'illustre la fourchette de valeur présentée au paragraphe c). Cela signifie que certains consommateurs au TaRTAM payent aujourd'hui l'énergie plus cher que la moyenne et d'autres bénéficient au contraire, d'une électricité meilleur marché que la moyenne. Or, il y aura bien un unique prix de l'ARENH en 2011. Dans ces conditions, certains consommateurs verront leur facture augmenter (ceux qui payaient jusqu'alors l'énergie moins cher que la moyenne), tandis que d'autres la verront baisser (ceux qui payaient jusqu'alors l'énergie plus cher que la moyenne).

Cette situation apparaît pour autant acceptable par ces consommateurs (i) qui ont, en faisant le choix initial d'acheter leur électricité sur le marché, connu une volatilité du prix de l'électricité plus forte et plus rapide et (ii) pour lesquels le prix de l'électricité n'a pas évolué significativement dans les deux dernières années, au contraire des consommateurs encore au tarif réglementé.

Ainsi, la solution la plus respectueuse de la lettre et de l'esprit de la loi et celle limitant la dispersion des «gagnants» et des «perdants» consiste à s'appuyer sur la référence du portefeuille total de consommateurs au TaRTAM plutôt que sur des consommateurs, portefeuilles ou catégories de TaRTAM pris isolément.

La Commission de Régulation de l'Énergie disposant des données nécessaires pour connaître la part énergie du TaRTAM et reconstituer une bonne approximation de la courbe de charge de l'ensemble des clients souscrivant le TaRTAM, il est possible de calculer le prix de l'ARENH qui stabilise la facture globale de l'ensemble des consommateurs au TaRTAM. Plus précisément, à partir de la courbe de charge représentative du consommateur «moyen», on déduit le prix de l'ARENH qui égalise le coût d'approvisionnement

en ARENH et en complément de marché avec le niveau moyen du TaRTAM au MWh, obtenu à partir des recettes globales du TaRTAM rapportées au volume consommé.

Compte tenu des données et des hypothèses de prix, il est possible de déduire le prix de l'ARENH cohérent TaRTAM. En appliquant différentes méthodes de valorisation de la courbe de charge, la mission converge vers une valeur de l'ordre de 39 €<sub>2011</sub>/MWh.

### **Edf finance aujourd'hui le mécanisme de compensation du TaRTAM pour l'ensemble des fournisseurs : cette charge disparaîtra lors de la mise en place de l'ARENH**

Les fournisseurs livrant des clients au TaRTAM sont compensés du surcoût qu'ils supportent, à hauteur de l'écart entre le prix du marché de gros et le TaRTAM (pour sa part énergie, *i.e.* hors réseau et frais commerciaux). Cette compensation est financée par une taxe sur les capacités hydro nucléaire. Or EDF contribue, pour la quasi-totalité, à ce prélèvement (17). Cette charge de plusieurs dizaines de millions d'euros par an, supportée par EDF dans le dispositif actuel, disparaîtra avec la mise en place de l'ARENH. Ainsi, avec un prix de départ de l'ARENH calculé sur la base du portefeuille global des clients au TaRTAM (soit de l'ordre de 39 euros/MWh), et la disparition du mécanisme de compensation, EDF percevra des recettes équivalentes, par construction, à un prix d'ARENH de 41 à 42 euros/MWh, correspondant au prix cohérent TaRTAM au périmètre de son propre portefeuille. Avec un prix de départ de l'ordre de 39 euros/MWh, le passage à l'ARENH s'avérerait financièrement neutre pour EDF (18). Un prix supérieur se traduirait par un gain net pour EDF qui bénéficierait par ailleurs de la disparition des charges de compensation TaRTAM.

#### **4. Les dispositions transitoires de la loi devraient permettre, pour un prix de l'ARENH «raisonnable», de maintenir la possibilité d'une concurrence sur le marché de masse**

Le TaRTAM, supérieur aux tarifs réglementés pour les industries (de 20 à 23% à sa création ; l'écart est moindre aujourd'hui), n'avait pas a priori été conçu pour être cohérent avec des coûts de production. Ainsi, si le prix de l'ARENH est cohérent avec le TaRTAM, il ne l'est pas forcément immédiatement avec les coûts de production du parc nucléaire historique que reflètent en revanche les tarifs réglementés de l'électricité.

Le prix de l'ARENH, cohérent avec le TaRTAM entraîne, pour les fournisseurs souhaitant concurrencer les tarifs réglementés des petits consommateurs notamment, des coûts d'approvisionnement supérieurs au prix de vente (ciseau tarifaire).

Conscient de ceci, le législateur a introduit dans l'article 4-1 de la loi du 10 février 2000 des dispositions permettant, jusqu'au 31 décembre 2015, de tenir compte des catégories et du profil de consommation des clients des fournisseurs. Dans ce cadre, de façon transitoire jusqu'en 2015, le gouvernement envisage donc de créer deux produits d'ARENH différents au même prix. La modulation du parc nucléaire serait réservée à cet effet au marché de masse (particuliers et petits professionnels). Concrètement cela se traduirait par :

- un produit d'ARENH modulé pour refléter la modulation du haut de courbe de production des centrales nucléaires historiques d'EDF : cela permet d'augmenter la valeur du produit cédé<sup>(19)</sup>;
- une augmentation du volume d'ARENH attribué aux fournisseurs pour les petits consommateurs.

Ces deux modalités pourraient permettre de réduire le ciseau tarifaire d'environ 4 €/MWh. Elles ont toutefois leurs limites. Selon un fournisseur alternatif, le prix de l'ARENH maximum qu'il peut supporter pour continuer à servir le marché de masse est de l'ordre de 38 €/MWh dans les conditions actuelles et à court terme. La décision de rester présent

sur ce marché serait de plus conditionnée à de réelles perspectives d'élimination du ci-seau tarifaire à court-moyen terme. En tout état de cause, un tel prix serait trop élevé pour qu'un nouveau fournisseur alternatif puisse gagner des parts sur le marché de masse. Toutes choses égales par ailleurs, un prix de départ nettement supérieur accroîtrait la probabilité d'un retrait de fournisseurs alternatifs du marché de masse. Leurs clients devraient alors retourner chez le fournisseur historique, réduisant la concurrence sur ce marché. En effet la concurrence sur le marché de masse n'est possible qu'au prix de la constitution lente d'un portefeuille de clientèle suffisamment étendu. La plupart des acteurs estiment que le seuil critique est de l'ordre d'un million de clients.

Quoi qu'il en soit, ces adaptations devront être transitoires. La modulation du produit d'ARENH peut se justifier dans une certaine limite, si elle reflète la réalité du mode de production de l'ensemble des centrales nucléaires.

## V- CONCLUSION

Le parc nucléaire historique aura 40 ans en moyenne en 2025. D'ici là, l'enjeu industriel pour EDF sera d'effectuer les investissements permettant le prolongement de sa durée de vie de 10 ou 20 ans. La question du renouvellement des réacteurs existants se posera donc à une échéance encore incertaine. Si le prix de l'ARENH n'a pas vocation à prendre en compte le coût de remplacement des réacteurs, il doit en revanche permettre à EDF de financer le prolongement de leur durée de vie et laisser l'entreprise dans une situation financière suffisamment robuste pour participer au renouvellement des centrales nucléaires.

Sur la période de régulation 2011-2025, le prix de l'ARENH doit refléter le coût de production du parc nucléaire historique. Ce coût peut être décomposé en trois éléments : les charges opérationnelles, qu'il faut couvrir chaque année ; les investissements futurs, qui pourraient être couverts dès qu'ils sont consentis, chaque année ; les capitaux investis par le passé encore immobilisés, qu'il s'agirait de rembourser et de numérer d'ici 2025, année correspondant au 40<sup>ème</sup> anniversaire du parc. Cette troisième composante peut être répercutée dans le prix de l'ARENH par des annuités qui peuvent être réparties de différentes manières sur 2011-2025. L'échéance 2025 correspond au 40<sup>ème</sup> anniversaire du parc et semble constituer une échéance prudente en regard des incertitudes concernant la durée de vie effective du parc nucléaire.

Sur la base d'hypothèses prudentes d'évolution des coûts, le prix moyen de l'ARENH sur la période de régulation pourrait ressortir à environ 39 €<sub>2011</sub>/MWh. Il inclurait environ 25 €<sub>2011</sub>/MWh pour les charges opérationnelles, 8 €<sub>2011</sub>/MWh pour les investissements futurs et 6 €<sub>2011</sub>/MWh d'annuité pour le remboursement du capital immobilisé par le passé. Il s'agit là de moyennes sur la durée : au démarrage, les composantes relatives aux charges opérationnelles et aux investissements seront probablement inférieures à ces niveaux. La forte hausse des investissements liée notamment aux dépenses de prolongement de la durée de vie des réacteurs, laisse toutefois présager une convergence rapide vers cette moyenne.

Au démarrage de la période de régulation, le prix de l'ARENH doit être cohérent avec le TaRTAM. La condition de cohérence implique que le prix de l'ARENH soit fixé à un niveau tel qu'un fournisseur alternatif puisse proposer à un consommateur anciennement au TaRTAM une offre à un prix comparable, tout en faisant face à ses coûts et sans dégager de marge excessive. La difficulté réside dans la dispersion du TaRTAM, qui implique que la condition précédente ne peut être vérifiée pour tous les consommateurs à la fois. Or il n'y aura qu'un prix de l'ARENH. Dans ces conditions, le passage à l'ARENH entraînera une perte pour certains consommateurs et un gain pour d'autres. Cette situation apparaît pourtant acceptable car elle conduit à corriger l'anomalie observée jusqu'ici sur ce segment de

marché. Ainsi, la solution la plus respectueuse de la lettre et de l'esprit de la loi et celle limitant la dispersion des «gagnants» et des «perdants» consiste à s'appuyer sur la référence du portefeuille total de consommateur au TaRTAM plutôt que sur celui des consommateurs, portefeuilles ou catégories de TaRTAM pris isolément. Sur la base du portefeuille global des clients au TaRTAM, le prix de l'ARENH cohérent TaRTAM est compris entre 38 et 40 €<sub>2011</sub>/MWh en 2011, suivant les hypothèses présentées dans le rapport.

Pour EDF, l'analyse de l'impact au passage de l'ARENH doit tenir compte du fait que l'opérateur finance aujourd'hui le mécanisme de compensation aux autres fournisseurs pour le surcoût induit par la fourniture du TaRTAM. Avec un prix de démarrage à 39 €/MWh, EDF ne subira pas de perte par rapport à la situation actuelle, bien que le prix de l'ARENH cohérent TaRTAM calculé au périmètre de son portefeuille puisse être de l'ordre de 41- 41,5 €<sub>2011</sub>/MWh. En effet, la baisse de revenus induite par l'application d'un prix de l'ARENH inférieur à 41 €/MWh sera entièrement compensée par la disparition de la charge, de plusieurs centaines de millions d'euros par an, qui pèse aujourd'hui sur EDF pour la compensation. Un prix de départ de l'ARENH de 39 €<sub>2011</sub>/MWh, calculé sur la base du portefeuille global des clients au TaRTAM, serait financièrement neutre pour EDF.

En 2015, la loi prévoit que les tarifs réglementés seront construits par addition des quatre composantes de coûts : acheminement, commercialisation, approvisionnement complémentaire et ARENH. Prix de l'ARENH et tarifs réglementés doivent donc converger à l'horizon 2015. Dans un contexte où toutes les composantes de coût de fourniture de l'électricité sont en hausse, les contraintes d'évolution du système de prix - tarifs réglementés de vente et prix de l'ARENH - sont extrêmement fortes sur 2011-2015. Compte tenu de la relative souplesse donnée par l'annuité de remboursement de la base d'actifs, plusieurs trajectoires de prix de l'ARENH sont envisageables. Si, en partant de 38-40 €<sub>2011</sub>/MWh en 2011, le prix de l'ARENH évoluait ensuite au rythme de l'inflation, cela supposerait une hausse des tarifs réglementés au rythme de l'inflation plus 2% par an (hors taxes). S'il était gelé à ce niveau en euros courants par mégawatheure, cela conduirait à une hausse au rythme de l'inflation plus 1,4 à 1,7% par an.

La loi a placé un certain nombre de contraintes sur le prix de l'ARENH qui auraient pu s'avérer incompatibles. Ce n'est pas le cas. L'application de la loi est possible avec un prix de l'ARENH démarrant à un niveau compris entre 38 et 40 €/MWh en 2011. La mise en place de l'ARENH se traduira alors par une continuité tarifaire pour les clients au TaRTAM pris dans leur ensemble et aura un impact financier neutre pour EDF et pour les fournisseurs alternatifs. Elle devrait permettre aux fournisseurs présents sur le segment des consommateurs particuliers de se maintenir, dans la mesure où existent (i) des dispositions transitoires prévues par la loi permettant de réduire le ciseau tarifaire et (ii), une perspective à court terme d'élimination de ce ciseau. Enfin, un prix de départ proche de 39 €/MWh, en anticipant l'évolution des coûts, n'obère pas la possibilité d'une convergence du prix de l'ARENH et des tarifs réglementés d'ici 2015.

Les analyses contenues dans ce rapport ont été faites avant les problèmes graves qui ont affecté les centrales électro-nucléaires de Fukushima. A la suite de ces événements dramatiques, le Gouvernement a décidé de procéder à un audit de toutes les centrales nucléaires françaises. Les résultats de cet audit devront être pris en compte dans les calculs de coût de l'électricité produite par le parc nucléaire historique.

(1) Les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions.

(2) Les clients particuliers et petits professionnels souscrivant une offre de marché représentent notamment un volume de 7 TWh, tandis que les clients professionnels et industriels souscrivant une offre de marché représentent un volume de 140 TWh (70 TWh de clients souscrivant au TaRTAM sont inclus dans les offres dites de marché). Aujourd'hui, les fournisseurs alternatifs servent 35% des offres de marché (45 TWh des offres de marché pour les industriels dont 30 TWh au TaRTAM et la quasi-totalité des offres de marché pour les petits consommateurs). Cependant, ce pourcentage est relativisé par l'importante part de marché encore servie par des tarifs réglementés de vente. A l'heure actuelle, la part de marché des fournisseurs alternatifs est de 5,2% sur le segment des petits consommateurs et de 14,9% sur les segments des industriels, si l'on considère l'ensemble des offres, tarifs réglementés inclus.

(3) Les dotations aux provisions pour l'aval du cycle concernent notamment les dotations correspondant aux charges actualisées relevant du cycle d'exploitation (évacuation, conditionnement, transport, entreposage et retraitement des combustibles usés, stockage des déchets) ainsi que les réévaluations éventuelles des provisions pour démantèlement, pour gestion à long terme des déchets radioactifs et des provisions pour dernier cœur.

(4) Le coût moyen pondéré du capital est le coût moyen du taux de rémunération sans risque et du taux de rémunération des fonds propres, pondérés conformément à la structure financière de l'entreprise (parts relatives de la dette et des fonds propres).

(5) Dans le cas du parc nucléaire historique, avant 2003, l'amortissement était dégressif sur 30 ans. A partir de 2003, il est devenu linéaire et calculé pour une durée de vie de 40 ans.

(6) [...] Or une hausse des prélèvements fiscaux se traduit par une réduction du résultat net et donc généralement par une baisse des versements de dividendes. Si le taux de versement de dividende est par exemple de 50%, le versement est réduit de 33 €. Au total, pour un euro amorti, 67 € ont été économisés en impôt et dividende.

(7) Par opposition aux charges proportionnelles aux volumes d'électricité produits, qui sont prises en compte dans les charges opérationnelles.

(8) Voir le Rapport sur l'aval du cycle nucléaire, par M. Christian Bataille et Robert Galley, députés.

(9) Le résultat net est la somme [...].

(10) Dans son avis du 12 août 2010, la Commission de régulation de l'énergie conclut que : « La hausse en niveau envisagée [...] permet de couvrir les coûts de fourniture sur chacune des catégories tarifaires bleu, jaune et vert, en tenant compte de la valeur historique des actifs pour la détermination des capitaux engagés et du coût des capitaux d'EDF ».

(11) Notamment les méthodes suivantes (résultats donnés pour un remboursement de la base d'actifs de 22 Mds€ entre mi-2011 et 2025) :

- Méthode des coûts historiques, caractérisée par des annuités décroissantes, fournissant une annuité de 8,2€<sub>2011</sub>/MWh au départ à 2,5€<sub>2011</sub>/MWh en 2025 ;

- Méthode des coûts courants (méthode dite FCM) aux annuités légèrement décroissantes, fournissant une annuité de 7,3 à 3,4€<sub>2011</sub>/MWh.

- [autre méthode - illisible, ndlr]

(12) Pour rappel (cf. début du 3), cette situation est tout à fait normale : l'abattement fiscal liée à un investissement [...].

(13) Il correspond par ailleurs au coût actuel du parc nucléaire historique, couvert par les tarifs réglementés. La notion de coût du nucléaire aujourd'hui n'est pas exactement équivalente à celle de « ruban implicite » des tarifs réglementés.

(14) Si, contrairement à nos recommandations, il était néanmoins décidé de maintenir un ciseau tarifaire plus important pour les fournisseurs de petits consommateurs, par exemple en attribuant des droits d'ARENH de l'ordre de 84% aux gros consommateurs et 73% aux petits consommateurs, l'impact serait de l'ordre de 1€/MWh sur le prix de l'ARENH et de l'ordre de 2€/MWh sur le ciseau tarifaire.

(15) En effet, les tarifs réglementés de vente, anciennement intégrés, devaient correspondre, dans leur globalité, à la somme des coûts de production, mais aussi des coûts commerciaux et de transport. Quand le TURPE a été créé, il a fallu vérifier que les tarifs défalqués du TURPE permettaient bien de couvrir les coûts de production.

*Afin de combler les écarts, la structure des tarifs réglementés de vente a été modifiée de façon importante en 2009 et 2010. Le TaRTAM, en revanche, continue de présenter une structure en décalage avec les coûts.*

*(16) Ce coût est appelé le «ruban implicite» : il s'agit du sous-jacent à toute offre tarifaire permettant de les comparer entre elles.*

*(17) EDF compense les fournisseurs alternatifs à hauteur de 97%.*

*(18) Ainsi, financièrement, tout se passe comme si EDF fournissait au TaRTAM la quasi-totalité des volumes d'électricité consommés par l'ensemble des clients au TaRTAM.*

*(19) La modulation permet de disposer de davantage de puissance lors des périodes de forte consommation. Ces périodes coïncident généralement avec des épisodes de prix de marché élevé.*

