

Working Paper n°19

Janvier 2009

GIS
arsen

Laboratoire
d'Analyse
économique des
Réseaux et des
Systèmes
Énergétiques

Accompagner l'extinction des tarifs réglementés de l'électricité

Christophe Defeuilley

Dominique Finon

Accompagner l'extinction des tarifs réglementés de l'électricité

Christophe Defeuilley & Dominique Finon¹

Résumé : La libéralisation des marchés électriques en Europe sonne le glas des tarifs réglementés, y compris pour les consommateurs résidentiels. La régulation administrative des prix n'apparaît pas compatible avec l'objectif communautaire visant à construire un marché intégré et à développer la concurrence en aval. C'est la raison pour laquelle la plupart des grands pays européens ont déjà renoncé aux tarifs réglementés ou sont en train de le faire. De plus ces tarifs souffrent de plusieurs défauts : ils ne peuvent pas refléter les modes de fixation des prix sur les marchés de gros horaires, qui incluent les signaux de rareté croissante des ressources de combustibles et de biens environnementaux dans les offres marginales. L'intégration du marché français avec les marchés voisins conduit à des prix plus élevés et plus sensibles à ses signaux que les prix qui s'établiraient sur un marché français isolé. Des tarifs règlementés ne sont pas en mesure, vu leur niveau plus bas que les prix de marché, d'orienter correctement les comportements des agents économiques aussi bien en termes d'investissement que d'utilisation raisonnée de l'électricité. Pour autant, le passage sans accompagnement aux prix de marché en France est peu acceptable socialement et politiquement. Il s'agit donc de trouver une solution qui permette d'accompagner l'extinction des tarifs réglementés sous leur forme actuelle. Cet article propose d'instaurer un dispositif qui s'articule autour d'une nouvelle formule tarifaire, incorporant les prix de marché mais organisant une redistribution à destination des ménages et des professionnels sous la forme d'un soutien à l'efficacité énergétique et à la rénovation thermique (qui est l'un des objectifs majeurs du Grenelle de l'Environnement). Compatibles avec les exigences nées de la libéralisation des marchés, ce dispositif, simple et transparent, a l'avantage d'orienter les consommateurs vers des comportements et des choix d'équipements économes en énergie, contribuant ainsi à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

¹ LARSEN et CIRED & LARSEN, respectivement. www.gis-larsen.org. Ce travail a bénéficié des commentaires et des suggestions de Lionel Cauret, Virginie Pignon, Bruno Prestat, Delphine Perrot, Marc Trotignon, Graciella Urdaneta et Guy Meunier.

1. Introduction

Dans la plupart des pays de l'Union Européenne, les tarifs réglementés ont été progressivement abandonnés au fur et à mesure de l'ouverture des marchés de l'électricité, ou sont en passe de l'être non seulement pour les clients industriels, mais aussi pour les professionnels et les ménages (ERGEG, 2007). La France est le dernier Etat-membre important où des les tarifs réglementés co-existent avec des prix de marché pour les petits consommateurs comme pour les industriels. Se situant à des niveaux inférieurs aux prix de marché, qui eux-mêmes tendent à augmenter avec la hausse des coûts des combustibles fossiles et la contrainte carbone, le maintien de tarifs réglementés pose trois difficultés.

En premier lieu, le maintien de ces tarifs n'apparaît pas compatible avec le respect des engagements communautaires pris par la France. Dit autrement, des tarifs réglementés, y compris ceux à destination des ménages, fixés à leur niveau actuel, trouvent difficilement leur place juridique dans l'espace concurrentiel européen de l'électricité en cours de construction. En second lieu, le système des tarifs réglementés dissuade, voire rend impossible, toute tentative de la part de nouveaux entrants d'investir et de concurrencer l'opérateur historique sur son marché national, en particulier sur le marché de détail, même si cet entrant détient déjà un réseau commercial parallèle. En troisième lieu, des tarifs bas ne reflètent pas le renchérissement actuel des prix de l'électricité, renchérissement lié à l'intégration des marchés électriques et à l'exposition des prix aux hausses tendancielles durables des prix des combustibles fossiles et de la valeur du carbone.

Pour autant, le passage sans accompagnement aux prix de marché en France est peu acceptable politiquement, du fait de la dominance de la production par des équipements nucléaires et hydrauliques largement amortis et n'émettant pas de CO₂. C'est aussi difficilement acceptable socialement du fait de l'impact économique induit par l'abandon des tarifs réglementés sur le budget des ménages. Il s'agit donc de trouver une solution prévoyant des tarifs alignés sur les prix de marché, mais qui s'accompagnent d'une compensation à destination des petits consommateurs. Ce dispositif redistributif doit réunir trois conditions : a) être compatible avec les principes concurrentiels sous-jacents aux règles européennes, b) assurer une efficacité économique de long terme en envoyant les bons signaux aux producteurs et utilisateurs dans leur choix d'équipement et leur comportement de consommation, c) permettre une équité redistributive en compensant le transfert de richesse des consommateurs français vers l'opérateur historique induit par l'alignement des tarifs sur les prix de gros.

Différentes solutions ont été étudiées (UFC Que Choisir , 2007 ; Romano, 2007 ; Thesmar 2008 ; Glachant et Finon, 2007 ; Finon et Delacroix, 2008a ; CDFT, 2009 ; UFE, 2009). Elles reposent sur le maintien d'une forme ou une autre de tarifs réglementés alignés en grande partie sur les coûts complets du nucléaire¹. Mais tout dispositif éloigné des prix de marché met en en question les possibilités d'entrée sur les marchés et s'éloigne de l'esprit des règles communautaires.

¹ La proposition UFC Que Choisir cherchait de plus à se situer dans une perspective d'efficacité de long terme en incluant une structure de tarifs en deux postes, dont un poste « pointe » sur 20% de l'année dont le niveau serait aligné sur les prix de marché correspondant aux coûts marginaux des centrales à combustibles incluant le prix du carbone.

En admettant la nécessité juridique d'une compatibilité avec les principes concurrentiels, on analyse ici une voie d'évolution des tarifs vers des prix de marché qui cherche à désamorcer le problème d'acceptabilité de la réforme. Il s'agit d'instaurer un dispositif qui s'articule autour d'une nouvelle formule tarifaire incorporant les prix de marché et qui organise une redistribution vers les clients des surplus engrangés par l'opérateur historique sous forme de soutien à l'efficacité énergétique. La redistribution pourrait se focaliser en priorité sur le financement de la rénovation thermique qui est l'un des objectifs majeurs de du Grenelle de l'Environnement¹. Soulignons que nous n'abordons ici que la question des tarifs aux petits consommateurs (ménages, professionnels), sans évoquer celle des tarifs aux industriels.

On procèdera en trois temps. Dans un premier temps on analysera les possibilités juridique de maintenir des tarifs déconnectés des prix de marché pour les consommateurs résidentiels et professionnels. Dans un second temps on justifiera le fait qu'il est préférable en terme d'efficacité économique d'envoyer le bon signal aux consommateurs et d'avoir des prix de détail aligné sur les prix de marché. Dans un troisième temps on présentera l'intérêt du mode de compensation centré sur le financement d'obligations d'économie d'énergie en prélevant le surplus additionnel obtenu par l'opérateur historique du fait de l'extinction des tarifs réglementés.

2. Incompatibilité européenne

La Commission Européenne a ouvert en juin 2007 une procédure contentieuse à l'encontre du maintien des tarifs réglementés en France du fait de leurs écarts croissants avec les prix de marché. La Commission conteste le bien-fondé de la mise en œuvre du maintien des tarifs applicables aux clients industriels en considérant qu'ils peuvent être assimilés à des aides d'Etat illégales². Il est possible que la Commission sorte confortée dans sa position à l'issue de la période d'examen et demande à la France de mettre fin à l'application des tarifs aux clients non résidentiels. Pour le moment, le maintien des tarifs aux clients résidentiels est une question qui n'a pas été examinée par la Commission. Cependant, en 2006, le Conseil Constitutionnel français s'est penché sur la compatibilité de l'article 17 (prévoyant le maintien des tarifs réglementés) de la loi du 8 novembre 2006 relative à l'énergie avec les directives électricité et gaz de l'Union Européenne (Conseil Constitutionnel, 2006).

¹ Une autre voie consiste à organiser une attribution par enchères de droits de tirage sur la production nucléaire de tous les fournisseurs, dont le fournisseur historique, pour la fourniture concurrentielle des petits consommateurs (de moins de 36 kVA) à des prix de détail non règlementés. Les droits de tirage sont distribués à hauteur des besoins en ruban des consommateurs du marché de masse. La pression concurrentielle doit permettre d'aligner une part des prix de détail offerts par tous les fournisseurs sur le prix d'acquisition des droits de tirage alignés plus ou moins sur le coût complet du nucléaire. Nous renvoyons à deux de nos papiers pour l'analyse de cette solution (Finon et Delacroix, 2008a et 2008b).

² « La Commission a analysé l'élément d'aide contenu dans les deux systèmes de tarifs réglementés lorsqu'ils sont appliqués aux consommateurs non résidentiels. Elle a constaté que ces tarifs réglementés étaient financés, du moins en partie, par des ressources d'Etat [via EDF]. De plus la Commission a conclu que, pour leurs composantes «jaune» et «verte», ils conféraient un avantage sélectif à certains consommateurs non résidentiels et qu'ils affectaient les échanges entre Etats membres ». Procédure de contrôle des aides d'Etat ouverte par la Commission contre la France (C 17/07) en application de l'article 88 §2 du Traité CE : texte de la lettre du 13 juin 2007.

Il ressort de cet examen que les directives communautaires, si elles n'interdisent pas explicitement le maintien de tarifs réglementés pour les clients résidentiels, le droit communautaire (traité, directives sectorielles, jurisprudence), lui, en encadre fortement l'utilisation. Le principal objectif des traités européens est le développement d'une concurrence libre et non faussée au sein de l'espace communautaire. Les directives s'appliquant à l'électricité (1996 et 2003) visent à créer les conditions du développement d'un marché intégré dans ce secteur d'activité. Dans la tradition de l'esprit des traités, on présume que les échanges permettront une amélioration de l'efficacité d'ensemble du secteur aux bénéfices des consommateurs des différents Etats-membres. Cela passe notamment par le libre choix du fournisseur par tous les clients, y compris les petits consommateurs, et une fixation des prix dans un cadre concurrentiel et non réglementaire. Les directives laissent cependant la possibilité aux Etats-Membres « d'imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public [...]. Ces obligations sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables et garantissent aux entreprises d'électricité de l'Union européenne un égal accès aux consommateurs nationaux » (Directive électricité, 2003, article 3).

En particulier, les Etats-membres peuvent désigner un fournisseur en dernier recours, qui veillera à ce que les clients aient le droit de bénéficier du service universel, « c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité bien définie, et ce à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents » (directive électricité, 2003, article 3). Les Etats-membres ont donc la possibilité d'imposer aux entreprises des missions de service public qui peuvent notamment porter sur les prix de fourniture. Mais, comme le soulignent la Commission Européenne et le Conseil Constitutionnel français, ces missions de service public ne sont compatibles avec le droit communautaire que si les conditions suivantes sont réunies :

- **Elles doivent être clairement définies.** Or, selon le Conseil Constitutionnel, le champ d'application du maintien des tarifs réglementés est très large et a un statut permanent, les tarifs s'appliquant sans limite de temps et potentiellement à tous les consommateurs résidentiels. On ne voit donc pas à quelles missions précises de service public ils se rattachent. Le fait de fournir de l'électricité aux clients résidentiels à des « prix raisonnables » peut difficilement être assimilé à une mission de service public du fait de l'absence de contour précis donné à cette mission (frontières, limites). Le service universel assuré par un fournisseur en dernier recours peut, en revanche, être considéré comme une mission de service public dans la mesure où ce service est prévu dans des cas précis ou des circonstances particulières (défaillance du fournisseur) et renvoie à une mission clairement définie (assurer la continuité de fourniture). Cela peut également être le cas des tarifs sociaux.
- **Elles ne doivent pas être discriminatoires.** La directive électricité de 2003 précise que les obligations de service public qui peuvent être imposées à certaines entreprises ne devront pas empêcher leurs concurrents de bénéficier d'un égal accès aux consommateurs nationaux, pour ne pas fausser le jeu concurrentiel. Ce n'est pas le cas avec les tarifs réglementés car les entrants n'ont pas accès aux sources de production au capital amorti et aux coûts variables faibles de l'opérateur historique, mais doivent au contraire s'approvisionner sur le marché à des prix horaires plus élevés. La Commission Européenne stipule que l'obligation imposée à l'entreprise de vendre aux tarifs

réglementés n'étant pas limitée dans le temps ou à des circonstances particulières, « la Commission ne peut conclure à ce stade que les obligations n'excèdent pas ce qui est nécessaire pour garantir l'accomplissement de l'éventuelle mission de service public confiée aux entreprises d'électricité, et pour ne pas affecter les échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun dans un système où le jeu de la concurrence devrait en principe entraîner la fixation de prix compétitifs — comme le prévoit l'article 86 du traité CE »¹.

- **Elles doivent être contrôlables, c'est-à-dire proportionnées.** Les missions de service public, ou plus précisément la mesure *ad-hoc* qui pourvoira à leur accomplissement (ou à leur financement), devra être la moins restrictive possible vis-à-vis du jeu concurrentiel. « Dans son contrôle la Commission appréciera la proportionnalité de cette mesure et procédera si nécessaire à un étalonnage par rapport à ce qui se passe dans d'autres Etats membres » (DG Energie, 2004). La mesure doit être nécessaire à l'objectif poursuivi et proportionnée. Dans ce cadre, le maintien des tarifs réglementés peut être considéré comme une mesure disproportionnée par rapport aux objectifs de service public mentionnés dans la directive (fournisseur de dernier recours, tarifs sociaux). Sauf à considérer qu'un régime de prix réglementés est plus opportun qu'un régime concurrentiel pour assurer un fonctionnement efficace du secteur électrique en Europe, ce qui n'est manifestement pas la voie sur laquelle se sont engagés les Etats membres.

In fine, le Conseil Constitutionnel considère qu'il y a lieu de censurer le maintien des tarifs réglementés (y compris aux clients résidentiels) pour incompatibilité manifeste avec le droit communautaire. « Les dispositions de la loi déferée concernant les tarifs réglementés (...) imposent aux opérateurs historiques, du secteur de l'énergie, et à eux seuls, des obligations tarifaires permanentes, générales et étrangères à la poursuite d'objectifs de service public [...] il s'ensuit qu'elles méconnaissent manifestement l'objectif (...) fixé par les directives » (décision du 30 novembre 2006)². On notera par contre que dans tous les Etats membres de l'UE-15 qui avaient maintenu un temps des tarifs réglementés (notamment l'Espagne et l'Italie), l'adoption de tarifs par défaut après suppression des prix réglementés et du monopole des fournisseurs historiques s'est effectuée en les dissociant des tarifs sociaux et en se situant clairement par rapport à l'exigence de respect de la logique concurrentielle. Les tarifs par défaut, qui sont considérés comme une protection nécessaire contre la volatilité des prix de gros et contre le pouvoir de marché des opérateurs historiques, sont alignés sur les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, établis sur des bases concurrentielles³.

¹ Procédure de contrôle des aides d'Etat ouverte par la Commission contre la France (C 17/07) en application de l'article 88 §2 du Traité CE : texte de la lettre du 13 juin 2007. L'Article 86, alinéa 2 du traité européen précise : « Les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général ou présentant le caractère d'un monopole fiscal sont soumises aux règles du présent traité, notamment aux règles de concurrence, dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur a été impartie ».

² Ainsi, comme le soulignent I. Alavoine et T. Veyrenc (2008), « il convient alors de qualifier la régulation tarifaire pour ce qu'elle est : un modèle économique français de régulation de l'industrie électrique, sortant du cadre communautaire et du paradigme concurrentiel. Un tel système encourt par conséquent un fort risque d'invalidation contentieuse ».

³ Dispositif de l'acheteur unique (en fait un acheteur unique résiduel) remanié en Italie et système d'enchères descendantes en Espagne (Henney, 2008, Urdaneta, 2008).

3. Hausse tendancielle des prix de l'électricité

Si l'on persiste à vendre au « prix de revient France » et non pas au prix de marché sur la plaque continentale, ceci a comme conséquence de ne pas orienter correctement les clients dans leur choix de consommation et de créer des distorsions (tant au niveau de la quantité d'énergie consommée que du choix de l'énergie pour répondre à tel ou tel usage) puisque la rareté de la ressource exprimée par des prix élevés n'est pas prise en compte dans les décisions (Boiteux M., 1956). Les consommateurs industriels comme les consommateurs domestiques doivent recevoir les bons signaux correspondant à la rareté croissante des combustibles et des biens environnementaux et à leur effet sur les prix marginaux horaires sur le marché intégré. Détaillons ces différents points.

Une hausse significative et définitive du prix de gros par l'intégration des marchés. Revenons d'abord sur le mécanisme de formation du prix sur les marchés de gros. Ces prix se forment sur un marché « *spot* » horaire par confrontation de l'offre et de la demande en vue d'une fourniture pour le lendemain. Dans ces confrontations, un prix d'équilibre de marché s'établit. Pour que l'offre et la demande se correspondent, il faut que le prix de marché satisfasse l'offre du producteur qui possède la dernière unité demandée sur un « *ordre de mérite* » des offres. Ces prix sont horaires (ou semi-horaires), et se renouvellent donc presque continuellement lors des 8760 heures de chaque année. Ces prix sont également capables d'envoyer des signaux de rareté sur le long terme. C'est particulièrement le cas quand l'ensemble du parc est sous-optimal dans sa répartition entre les différentes techniques de production. Dans ce cas, les prix horaires incluent une rente de rareté en s'établissant à des niveaux plus élevés, ce qui incite à investir dans de nouvelles unités de production. Ce mécanisme de formation des prix diffère fondamentalement de l'ancien système où les tarifs de long terme étaient calculés en relation avec un parc futur d'équipements optimisé pour les prévisions en niveau et en structure de la demande horo-saisonnière à moyen terme du marché français. Toutefois, les tarifs au coût marginal de long terme par poste horaire convergent en théorie vers ce que seraient les prix sur un marché électrique adapté et en information parfaite. En d'autres termes les tarifs réglementés devraient correspondre aux prix moyens qui se dégageraient des prix horaires sur le marché français avec son parc de production proche de l'optimalité si le marché était isolé de ses voisins.

Mais le marché de référence n'est plus le marché français. Il s'agit désormais d'un marché continental. En conséquence, pendant une grande partie de l'année, le prix du marché de gros est plus élevé que ce qu'il serait en France si le système français était isolé des systèmes électriques voisins. L'intégration des marchés conduit donc « naturellement » à allouer des surplus plus élevés aux équipements à bas coût de combustible, en particulier aux équipements électronucléaires. Car les équipements marginaux des pays voisins recourent à des technologies différentes. Ce qui pousse les prix de marché à la hausse, par rapport à un marché français fermé. Dans un marché français isolé, l'équipement nucléaire fixerait le prix en étant l'unité marginale pendant 4000 à 4500 heures, ce qui permettrait pendant cette durée d'avoir des prix alignés sur les coûts de cette technologie. Mais une fois les marchés intégrés, l'équipement nucléaire ne fait plus le prix horaire que pendant environ 1000 heures, alors que pendant les autres heures, les prix vont s'aligner sur les coûts variables d'une centrale à gaz ou à charbon, plus élevés (notamment parce qu'ils incluent le prix du CO₂).

On peut dire alors que le surcroît de prix horaire par rapport à une situation de marché français isolé indique que les équipements nucléaires sont devenus trop « rares » sur le marché continental. Et qu'une partie du surplus horaire reflète cette rareté. Le problème posé par cette situation est double. D'une part cette intégration des marchés ne profite pas aux consommateurs des autres pays car le nucléaire sur le marché intégré n'est jamais ou très peu la technologie marginale. D'autre part il n'y a pas de perspective de baisse de prix pour les consommateurs français par le développement à grande échelle du nucléaire sur le marché continental, car celui-ci est très fortement contraint¹. De plus il est illusoire d'imaginer que, dans un pays comme la France, les grands opérateurs (EDF, GDFSuez) puisse faire des exportations d'électricité nucléaire une stratégie centrale de développement, par exemple en contribuant au doublement des capacités existantes, ceci pour des raisons politiques et de mise en place des infrastructures d'exportation. Devant la pérennité de cette situation de rareté du nucléaire, il serait donc logique que les consommateurs reçoivent les signaux de prix correspondant à la situation sous-optimale de l'ensemble des parcs des producteurs européens dominés par les centrales à combustibles fossiles. Ces prix plus élevés en semi-base et en base doivent les inciter à ajuster leur consommation sur l'année et pas seulement pendant les pointes consécutives à leur consommation de chauffage, et à choisir des appareils et des équipements d'utilisation efficaces lors du renouvellement de leurs équipements.

La tendance à la hausse du prix de combustibles. Deux autres facteurs vont contribuer à la hausse tendancielle des prix de gros sur le marché électrique intégré à un horizon de moyen-long terme : la progression des prix des combustibles (pétrole, gaz et charbon) et celle du prix du CO₂. Notons ici que hausse tendancielle ne signifie pas mouvement régulier et discontinu de progression des prix. La crise actuelle et ses conséquences sur les prix du pétrole et des matières premières nous le rappelle avec acuité².

Le prix du gaz qui conditionne le prix offert par les centrales marginales sur les marchés horaires européens est lié au prix du pétrole par les clauses d'indexation de prix des contrats long terme qui restent la base du commerce européen. Le gaz a donc aussi connu une envolée spectaculaire ces quatre dernières années. Dans le futur, comme ce mode de commercialisation du gaz va rester dominant en Europe, les évolutions de prix du gaz et donc celle des offres des producteurs marginaux d'électricité sur les marchés horaires continueront à suivre les fluctuations des prix du pétrole. Or, malgré les nombreuses incertitudes qui pèsent sur l'évolution future

¹ Hormis la France, peu de pays vont pouvoir recourir massivement au nucléaire en Europe et plus particulièrement sur le marché continental. Même si certains pays envisagent de relancer le nucléaire (Italie, Suède) ou s'interrogent sur le bien-fondé du maintien des moratoires et des politiques d'extinction progressive en vigueur (Allemagne, Belgique), les effets d'une éventuelle relance seront nécessairement très lents à se faire sentir. Et lorsque des investissements sont possibles, les caractéristiques de cette filière technologique très capitaliste n'incitent pas à son développement en régime de marché. Les compagnies électriques, plongées dans un environnement de marché, préfèrent souvent faire d'autres choix et investir dans des unités de production au gaz ou au charbon, moins consommatrices en capitaux (Finon, Roques, 2008).

² Les prix du pétrole sont passés de 30 \$/bl en 2004 à plus de 145 \$ en juillet 2008 pour retomber autour de 40 \$ fin 2008/début 2009. Cette volatilité très importante résulte notamment de l'arrivée massive des spéculateurs financiers sur les marchés de commodités depuis 2004. Le montant des transactions à terme a augmenté d'un facteur 4 entre 2004 et 2007, tandis que le marché physique n'augmentait que de 9%. Il est probable que les mouvements cycliques seront largement amplifiés par la spéculation.

du marché du pétrole, plusieurs facteurs entretiennent une tendance durable du prix à la hausse : pression de la demande croissante des grands pays émergents, politiques de limitation d'accès aux ressources bon marché, difficulté d'accès aux ressources à découvrir ou non encore exploitées, nécessité d'accroître les investissements d'exploration / production, utilisation de technologies plus coûteuses d'extraction (Kjärstad, Johnsson, 2009). Même si les anticipations de raréfaction des ressources disponibles et l'arrivée à un plateau de la production mondiale ne se concrétisent pas avant 2030, la tension sur les prix du pétrole et du gaz devrait donc se poursuivre. Bien que plus stables sur longue période, les prix internationaux du charbon ont également connu une hausse notable ces dernières années, tirés par une forte demande, en particulier des pays asiatiques, Chine en tête.

La superposition d'un prix du carbone croissant. La hausse des prix horaires de l'électricité sur le marché continental est également tirée par les prix du carbone résultant de la mise en place du système européen des permis échangeables. La mise en œuvre de la première phase triennale du dispositif avait déjà conduit en 2005 à un renchérissement des prix de l'électricité en Europe (jusqu'à l'effondrement du prix du carbone à la mi-2007), les producteurs électriques ayant intégré dans leur offre de prix le coût d'opportunité de leurs permis attribués gratuitement pendant cette première phase. Le durcissement des conditions d'allocation de la seconde phase (2008-2012) aura probablement pour conséquence de provoquer une hausse des prix du carbone, qui a toutes les chances de se poursuivre à plus long-terme. Le respect des engagements européens en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (-20% à minima en 2020 par rapport à 1990 dans une perspective de réduction de 75% en 2050) devrait se traduire par une diminution des quotas attribués aux industriels européens et en particulier aux producteurs d'électricité.

On peut donc conclure que, en dépit des incertitudes inhérentes à ce genre d'exercice, il se dessine une tendance lourde à l'augmentation des prix de l'électricité à moyen-long terme. Cette hausse ne fera qu'augmenter l'écart entre le niveau des tarifs réglementés et celui des prix si les tarifs sont maintenus, aggravant les problèmes que cette situation soulève déjà.

4. Proposition d'une solution d'accompagnement

Le maintien des tarifs réglementés à leur niveau actuel en France pose de nombreuses difficultés : fort risque de contentieux au niveau européen, peu de possibilités de développement de la concurrence de détail, peu d'incitations à l'investissement, pas de répercussion des différences horaires et saisonnières des prix marginaux du marché électrique intégré. Toutefois, un alignement brutal des tarifs réglementés sur les prix de marché apparaît difficile.

4.1. Le problème de l'acceptabilité de l'alignement des tarifs sur les prix

Le problème d'acceptabilité politique se pose logiquement dans un pays qui a fait le choix du nucléaire. Tous les avantages que serait censé offrir le parc nucléaire aux consommateurs français sont gommés par le jeu de l'intégration des marchés. Quant au problème d'acceptabilité sociale résultant d'un passage brutal des tarifs aux prix de marché, on peut le toucher du doigt à partir de l'exemple illustratif suivant.

En prenant un prix de gros moyen de 68 €/MWh¹ et en faisant l'hypothèse d'un alignement des tarifs (leur part « énergie » s'entend, les autres composantes restant à l'identique) sur les prix de marché, la facture d'électricité totale moyenne acquittée par un ménage passerait de 530 € à 674 € par an, soit une hausse de 27%.

Tableau 1. Comparaison entre une facture au tarif actuel et une facture alignée sur les prix de marché pour un ménage (exemple illustratif)

	Facture au tarif bleu	Facture au prix de marché
Part fourniture	49,6	88,6
Part énergie (ruban et facteur de forme)*	42	68**
Part commercialisation	7,6	7,6
Part réseau	41,0	41,0
Prix HT	90,6	116,6
Taxe locale	8,0	10,3
CSPE	4,5	4,5
Prix Hors TVA	103,1	131,4
TVA	20,2	25,8
Total	123,3	157,2
Cons. moyenne / ménage en kWh***	4290	4290
Facture annuelle moyenne (euros)	528,9	674,2

Chiffres exprimés en euros/MWh. *La part énergie est fixée en rapport l'évaluation des coûts de production d'EDF faite par la CRE. ** Voir note 1 pour une explication du mode de calcul de ce prix. *** Pour le seul secteur résidentiel on peut estimer la consommation moyenne annuelle à 4290 kWh (145 TWh consommés en 2007, répartis entre 29,6 millions de sites). Sources : CRE, DGEMP.

Ces moyennes cachent de fortes disparités à la fois dans le niveau de consommation des ménages (type de logement, type de chauffage, degré d'isolation des bâtiments, type d'équipements électriques) et dans leurs revenus. Soulignons ici la vulnérabilité des ménages pauvres face à toute évolution brutale de leurs factures. Les ménages pauvres ne sont pas ceux qui consomment le moins d'électricité, habitant souvent dans logements peu ou pas isolés, insalubres ou vétustes, dont la qualité thermique est médiocre (Devalière, 2007)². Les tarifs réglementés ont joué un réel rôle protecteur pour les ménages aux revenus les plus modestes, en leur évitant d'avoir à faire face aux hausses des prix de marché³. Il convient d'en tenir compte dans les ajustements à venir.

¹ Moyenne pondérée des prix de gros en base et en pointe constatés sur Powernext sur les années 2007 et 2008, à laquelle on ajoute le prix du contrat à terme 2008 en base et en pointe pour livraison 2009 (moyenne annuelle). La pondération entre base et pointe réplique la pondération dans les tarifs entre ruban et facteur de forme. Sources : Powernext, EDF.

² « Aujourd'hui, les demandes d'aides liées aux impayés d'énergie augmentent de 15 % par an et près d'un ménage sur quatre se trouve, à plusieurs reprises, dans l'impossibilité de payer ses factures d'électricité, de gaz, d'eau ou de téléphone » (ADEME, 2008a). On estime que la « pauvreté énergétique » touche environ 3 millions de ménages (10% de l'ensemble).

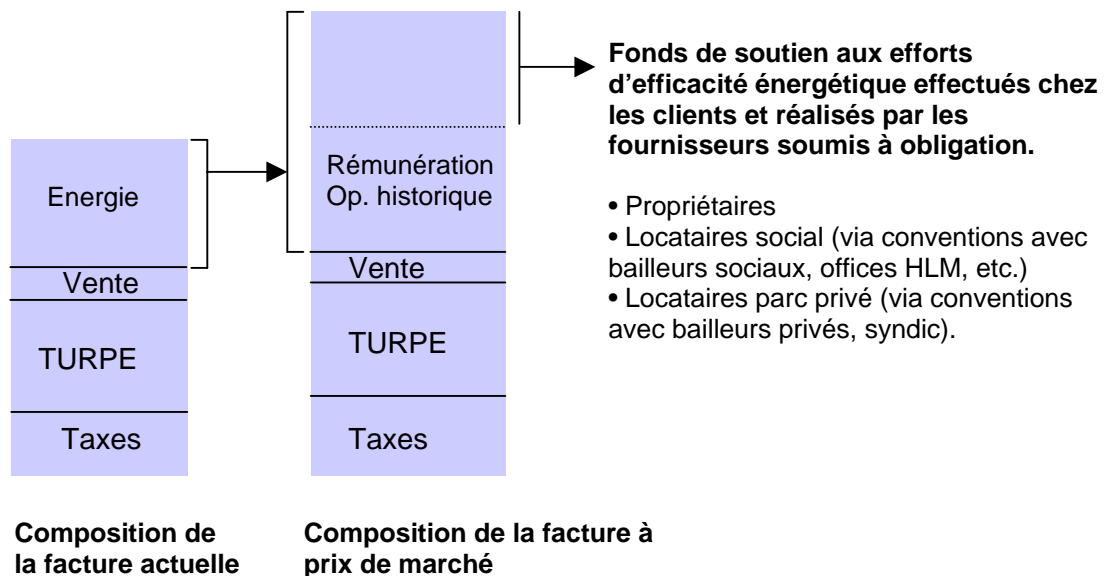
³ Et ceci même lorsque les fournisseurs prennent à leur compte la majeure partie des variations de prix en ne procédant qu'à deux ou trois modifications de tarifs dans l'année. Mais ces modifications peuvent être importantes, à la hausse comme à la baisse : au Royaume-Uni des variations de 15 à 30% du prix de l'électricité ne sont pas exceptionnelles. Ce qui s'est accompagné, entre 2004 et 2007, de la multiplication par deux du nombre de ménages en situation de pauvreté énergétique (définie comme les situations où les dépenses d'énergie sont supérieures à 10% du budget des ménages), qui a passé la barre des 4 millions, soit 25% des clients résidentiels.

4.2. Un fonds de soutien à l'efficacité énergétique

Nous proposons une solution qui s'articule autour de l'idée suivante : aligner la part « énergie » des tarifs au niveau des prix de gros et prélever le surplus ainsi dégagé par l'opérateur historique pour investir dans l'amélioration de l'efficacité énergétique chez les petits consommateurs. Cette solution prendrait la forme suivante :

- La part énergie du nouveau tarif des clients résidentiels et commerciaux est donc fixée en référence aux prix de marché. Ce tarif servira à déterminer le « tarif par défaut », c'est-à-dire le tarif proposé par l'opérateur historique aux clients qui auront choisi de ne pas changer de fournisseur, ni de changer de contrat. Tous les fournisseurs alternatifs auront toute latitude de proposer les offres qu'ils souhaitent (prix, durée, structure horo-saisonnière, abonnement ou forfait, etc.). L'opérateur historique pourra, de son côté, proposer d'autres contrats à ses clients que le seul « tarif par défaut » (qui aura une structure horo-saisonnière marquée).
- L'opérateur historique bénéficiera alors d'un surplus important, qui sera prélevé pour alimenter un fonds spécial destiné à financer en priorité des actions d'économie d'énergie chez les particuliers, notamment les actions d'isolation thermique. Les fournisseurs alternatifs, ne bénéficiant pas de l'accès aux mêmes moyens de production, n'alimenteront pas ce fonds.

Fig. 1. Fonds de soutien à l'efficacité énergétique



- De ce fait, s'il est bien calibré et correctement mis en œuvre (voir plus loin), le dispositif permettra une réduction progressive des factures payées par les ménages au titre de leur consommation d'électricité. Le financement des travaux de rénovation thermique chez les clients peut être considéré comme un remboursement différé des surcoûts que ceux-ci devront acquitter avec le passage de l'ancien système de tarification au nouveau¹.

¹ Les fournisseurs financeront les travaux et équipements dans les logements des ménages, directement avec les propriétaires, avec les locataires dans le parc social par le truchement de conventions signées avec les bailleurs sociaux, et avec les locataires dans le parc privé par l'intermédiaire de conventions avec les bailleurs ou avec les syndicats de co-propriété.

4.3. Modalités de fonctionnement du fonds de soutien

L'architecture du fonds de soutien à l'efficacité énergétique ayant été présenté, précisons maintenant quelles en seront les modalités pratiques de fonctionnement.

Comment calculer son montant. En supposant que les prix de marché sont transmis dans tous les tarifs industriels et domestiques, l'accroissement des revenus de l'opérateur historique du fait de l'intégration des marchés résulte du passage du prix horaire aligné sur le coût d'exploitation du nucléaire avant intégration, à un prix aligné sur le coût variable de la centrale gaz ou charbon qui est marginale et ce pour toutes les ventes pendant les heures correspondant à la période de différence de marginalité du nucléaire (voir encadré).

Encadré 1. La formation des prix sur les marchés électriques

La production d'électricité fait appel à différentes technologies, qui n'ont pas le même profil de coûts. Certaines ont des coûts fixes importants et des coûts variables faibles (comme le nucléaire et l'hydraulique), d'autres ont des coûts fixes faibles et des coûts variables importants (comme les centrales au gaz ou au fioul). En concurrence parfaite et sans frein à l'ajout de capacités, les prix horaires de l'électricité reflètent le coût marginal de la centrale de production disponible la plus chère pour satisfaire la demande instantanée. Les centrales appelées avant cette dernière centrale et qui participent à l'empilement de moyens utilisés pour assurer l'approvisionnement en électricité sont rémunérées au même prix. Bénéficiant de coûts marginaux moins élevés, elles engrangent donc des rentes : les rentes « infra-marginales ». En situation d'équilibre et d'information parfaite sur le futur probabilisable, la somme globale de ces rentes « infra-marginales » permet de recouvrir exactement les coûts fixes des différents moyens de production, y compris les plus intensifs en capital. Deux éléments entrent ici en considération. D'une part, la durée de « marginalité » de ces moyens de production intensifs en capital (c'est-à-dire les heures de l'année pendant lesquelles ce sont eux qui assurent la satisfaction de la demande, en général lors des périodes de demandes horaires basses). Pendant ces heures elles ne bénéficient pas des rentes « infra-marginales ». Et d'autre part, le niveau atteint par le coût marginal de la dernière centrale appelée lorsqu'on fait appel à d'autres moyens de production pour assurer l'approvisionnement lors des périodes de demandes plus importantes. Durée de marginalité et écart entre coûts marginaux de deux types de technologies (base et pointe) forment le montant de ces rentes « infra-marginales ». Avant la libéralisation des marchés, la composition et la taille du parc de production étaient déterminées de manière optimale par un programme central d'investissement. Maintenant, sous de fortes conditions, notamment d'information parfaite, un résultat identique est théoriquement atteint par ajustement des capacités de productives. Si une situation de déséquilibre se fait jour, créant des « rentes infra-marginales » plus élevées que prévues, cela conduit les producteurs à être financièrement incités à investir dans des nouveaux moyens de production jusqu'au point où un retour à l'équilibre pourra s'effectuer. L'intégration des marchés bouleverse cet équilibre. Le passage d'un marché français isolé à un marché continental intégré se traduit par une augmentation de la demande instantanée correspondant aux exportations sur une grande partie de l'année. Ceci nécessite que l'on utilise d'autres moyens de production pour satisfaire cette demande additionnelle. Les parcs de production des différents marchés désormais liés n'étant pas identiques, on doit donc faire appel à des moyens de production dont les coûts de production sont plus élevés que dans la situation antérieure. Ceci modifie l'empilement des moyens de production appelés par le marché horaire, ce qui a deux conséquences : la « durée de marginalité » des centrales intensives en capital et au coût variable faible se réduit notablement et l'écart entre coûts variables de la centrale marginale appelée et de ces centrales augmente. Ce qui crée, une rente de rareté pour ces centrales à faible coût variable comme les unités nucléaires ou l'hydraulique. Et en l'absence de possibilités réelles d'ajustement par l'investissement dans la longue durée, cette rente est appelée à se perpétuer au détriment de tous les consommateurs.

Le calcul de ce surplus de revenu qui est en fait la rente de rareté du nucléaire existant après l'intégration des marchés est relativement simple. Il se calcule comme la différence de revenus tirés par l'opérateur historique dans une situation de référence (lorsque le nucléaire est marginal sur un marché isolé) et dans la situation actuelle de marché intégré, situation se caractérisant par une durée de marginalité réduite¹. A titre purement illustratif, en prenant de façon prudente un écart limité de 20€/MWh entre le prix marginal du kWh nucléaire (20€/MWh) et le prix marginal du kWh gaz (40€/MWh), le surplus de revenus de l'opérateur nucléaire résultant de l'intégration des marchés et de l'alignement des prix industriels et domestiques sur les prix de gros est de 3,3 milliards d'euros. En prenant un écart beaucoup plus important de 50€/MWh, la rente de rareté se monterait à 8 milliards d'euros. Sur le marché des petits consommateurs, qui correspond à environ 45 % de la consommation française, l'opérateur historique pourrait donc bénéficier d'un surplus de revenus de 1,45 milliard d'euros lorsque la différence de prix marginaux est de 20€/MWh et de 3,6 milliards d'euros si cette différence est de 50€/MWh. C'est ce surplus qui doit alimenter le fonds d'efficacité énergétique. On doit souligner que l'abondement du fonds variera en fonction des fluctuations des surplus dégagés par l'opérateur qui, à chaque période, dépendront du prix du marché horaire et donc du niveau des prix des combustibles et du carbone, ainsi que des aléas hydrauliques et de disponibilité des équipements nucléaires.

Comment utiliser les ressources. Le surplus ainsi dégagé ira alimenter un fonds de soutien aux efforts d'efficacité énergétique chez les clients résidentiels (travaux d'isolation, achat de chaudières efficaces, d'équipements ou fournitures économes en énergie, conseil et diagnostic énergétique, etc.). Le fonds pourrait être géré par la Caisse des Dépôts. Ce dispositif permettra de contribuer au financement de l'obligation d'efficacité énergétique imposées à tous les fournisseurs d'énergie en France depuis 2005 (loi de politique énergétique, juillet 2005)². Ceux-ci sont en effet tenus d'engager des actions auprès de leurs clients de manière à réduire leurs consommations d'énergie. Cette obligation est définie en terme de quantités économisées de kWh actualisés à atteindre sur une base triennale : baisse de 54 TWh sur la période allant du 1^{er} juillet 2006 au 20 juin 2009 (ADEME, 2008b). Cet objectif, qui incombe à EDF et Gdf Suez pour plus de 80%, revient en fait à demander aux fournisseurs d'entamer des actions qui se traduiront par une diminution annuelle de 0,4% des consommations électriques et gazières sur la période considérée (soit 4 TWh par an)³.

¹ Cette approche est différente de celle consistant à calculer la différence de surplus entre prix moyen annuel et ce que serait le prix moyen annuel aligné sur le coût marginal de long terme. C'est néanmoins deux approches qui sont convergentes en théorie sur des marchés concurrentiels et en informations parfaite, sachant qu'à parc adapté la courbe d'offre de court terme, c'est à dire de coût marginal de court terme tangente la courbe enveloppe du coût marginal de long terme au point d'intersection avec la fonction de demande.

² A savoir les fournisseurs d'électricité, de gaz, de fioul domestique, de gaz de pétrole liquéfié et de chaleur ou de froid par réseaux.

³ Les fournisseurs d'énergie appelés « obligés » doivent, pour respecter leur obligation, générer des actions d'économie d'énergie chez leur client, qu'ils font ensuite certifier pour obtenir des certificats d'économie d'énergie. La différence entre l'objectif de 54 TWh d'économies d'énergie et la baisse annuelle de consommation à atteindre (4 TWh) s'explique par le fait que les actions sanctionnées par la délivrance de certificats d'économie d'énergie ont des durées de vie qui peuvent être longues. Les 54 TWh de baisse sont comptabilisés de manière cumulative et actualisée sur la durée de vie des différentes mesures. L'actualisation est fixée à 4%. Au 1er janvier 2009, le volume de certificats d'économies délivrés aux fournisseurs approche les 36 TWh. Ils concernent à près de 90% les consommations du résidentiel (DGEC, 2009).

Ce dispositif devrait être considérablement renforcé dans les années qui viennent avec la fixation d'objectifs plus ambitieux de quantités d'énergie à économiser. Le projet de loi « portant engagement national sur l'environnement » (dit Grenelle II) prévoit d'apporter des améliorations au dispositif des certificats d'économies d'énergie. « Ces améliorations visent à étendre la portée du dispositif et favoriser son industrialisation en prévision d'une augmentation significative de l'objectif national d'économies d'énergie » (article 27). La portée de cette augmentation n'est pas précisée. Un décret devra en fixer le niveau. Le Comité opérationnel en charge de la question de la rénovation des bâtiments existants dans le cadre du Grenelle de l'Environnement préconise un objectif pour la seconde période (2009-2012) cinq à dix fois supérieur à l'objectif de la première période. Et ciblant prioritairement les logements sociaux et les ménages en situation de précarité énergétique (Pelletier P., 2008). Pour l'heure l'obligation d'efficacité énergétique est autofinancée par les fournisseurs qui cherchent à minimiser leurs dépenses en faisant participer les installateurs et les consommateurs au financement du coût des actions. Les fournisseurs s'y retrouvent dans la mesure où les coûts de l'obligation restent faibles. Mais le passage de l'obligation à un niveau plus élevé entraînera nécessairement un surcoût important pour ces mêmes fournisseurs.

Le fonds de soutien que nous proposons de mettre en place permettrait de subventionner tout ou partie des dépenses à consentir par les fournisseurs. Voire, en fonction des montants collectés dans le fonds et du retour d'expérience sur les coûts des mesures d'efficacité énergétique prises en première période, de fixer des objectifs plus ambitieux de réduction des consommations sans pour autant craindre de répercussion des coûts sur la facture des clients¹. Cela pourrait favoriser une réelle montée en puissance du dispositif, qui constitue l'un des leviers d'action importants en matière de baisse des consommations énergétiques et de réduction des émissions de CO₂, enjeux majeurs du Grenelle de l'Environnement (ADEME, 2008a). La création du fonds pourrait également contribuer à répondre aux attentes du législateur en organisant une modulation des subventions permettant de cibler les économies d'énergie vers les logements sociaux et les ménages en précarité énergétique (voir plus loin).

Les institutions assurant le contrôle de la politique d'obligation d'efficacité énergétique sont déjà en place et le mécanisme de financement des actions d'économies d'énergies pourra s'y adosser. Des certificats d'économie d'énergie sont attribués par actions entreprises sous le contrôle de DRIRE. Un éventail d'actions normalisées pour l'attribution de ces certificats a été défini et mis en place. Le financement par le fonds pourra s'opérer selon plusieurs modes opératoires, à savoir :

- a) par remboursement des certificats selon le type d'actions et le montant de kWh actualisés économisés pour chacune ;
- b) par un mécanisme d'enchères pour l'attribution de financements associés à des programmes précis ;
- c) par le paiement de tous les agents qui contribuent au financement d'une action donnée : fournisseur obligé, installateur et consommateur.

¹ Une multiplication par 5 à 10 de l'objectif actuel, en considérant que les fournisseurs répercutent intégralement les coûts aux consommateurs, correspondrait au bout de trois ans à une augmentation de la facture comprise entre 5 et 10 % (Pelletier P., 2008) .

4.4. Intérêts de la solution proposée

Ce dispositif répond de manière satisfaisante aux critères retenus :

- **Compatibilité européenne.** Le dispositif ne contrevient pas aux règles du droit européen (directives, traités, jurisprudence). Le niveau du tarif par défaut, fixé en référence au prix de marché (pour sa part « énergie »), n'empêche pas le développement de la concurrence de détail. Au contraire, tous les fournisseurs pourront concurrencer l'opérateur historique, le tarif ne jouant plus comme une barrière à l'entrée pour les opérateurs désireux d'entrer sur le marché français et souhaitant se constituer une base clientèle.
- **Incitations à l'investissement.** Il permet de donner les bonnes incitations aux acteurs du marché (y compris l'opérateur historique) pour qu'ils investissent dans de nouveaux moyens de production, ceux-ci étant rémunérés sur la base des prix marginaux de court-terme. Ces prix sont censés correspondre, sur un marché concurrentiel et parfaitement informé, aux coûts marginaux de long-terme des équipements à développer.
- **Signaux-prix et orientation des choix des consommateurs.** Les clients résidentiels, qu'ils soient au « tarif par défaut » ou en offre de marché, reçoivent les bons signaux de prix. Le kWh marginal consommé sera payé au coût variable des centrales marginales, ce qui doit en principe les inciter à orienter correctement leurs choix d'équipements et leurs comportements d'utilisation de façon conforme à l'optimum social du marché intégré sous contraintes politiques limitant l'investissement nucléaire. Les coûts marginaux de l'électricité plus élevés pendant les pointes seront répercutés dans leurs factures si le tarif par défaut devient horo-saisonnier après la diffusion des compteurs intelligents. Ces effets incitatifs seront accentués par le volet « financement » des mesures d'efficacité énergétique : on peut imaginer que les clients s'orienteront soit vers une réduction, soit vers un déplacement de leur consommation des heures pleines vers les heures creuses, avec toutes les conséquences que cela peut avoir en termes d'investissement en unités de pointe et d'émissions de gaz à effet de serre évités. Le financement des actions de maîtrise de la demande permet de se situer pleinement dans la même perspective de l'efficacité de long terme.
- **Financement de l'obligation d'efficacité énergétique imposée aux fournisseurs.** Ce dispositif complètera les autres mesures prises en matière d'amélioration de la performance énergétique du bâtiment à destination des particuliers (crédit d'impôt « développement durable », éco-prêt à taux zéro) et des bailleurs sociaux (éco-prêt logement social)¹. Dans ce cadre les principaux fournisseurs d'énergie pourront jouer un rôle important dans la structuration de la filière « rénovation thermique » auprès des professionnels – électriciens, chauffagistes, sociétés de conseils, etc. Les sommes en jeu sont loin d'être négligeables et le dispositif proposé pourrait permettre de dégager de 1,5 à 3,6

¹ Tous les particuliers peuvent bénéficier de l'éco-prêt à taux zéro pour financer des travaux d'isolation et de rénovation thermique. D'une durée de dix ans, pouvant être étendue jusqu'à 15 ans par la banque, l'éco-prêt à taux zéro permet de financer jusqu'à 30.000 euros de travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique du logement. L'éco-prêt 'logement social' financera l'amélioration de la performance énergétique des logements sociaux. Une première enveloppe de 1,2 milliard d'euros de prêts au taux fixe de 1,9% sur une durée de 15 ans est prévue pour financer la réhabilitation énergétique de 100.000 logements en 2009 et 2010 (sur les 800 000 dont la rénovation est prévue d'ici 2020).

milliards d'euros par an. Ces montants pourront être réinvestis chez les clients résidentiels et professionnels, et plus particulièrement chez les ménages vulnérables et dans les logements sociaux.

- **Équité redistributive.** L'abandon des tarifs réglementés va se traduire par des factures en nette hausse pour les clients. Cette augmentation pourra être compensée par les efforts consentis par les fournisseurs en matière d'efficacité énergétique, qui se traduiront par des diminutions des quantités d'électricité consommées chez les clients et des déplacements de consommations des heures pleines vers les heures creuses (mise en place des compteurs intelligents et tarif par défaut horo-saisonnier). Si le prix unitaire de l'électricité consommée augmente, les quantités baissent, ce qui devra conduire à une maîtrise de l'évolution de la facture payée par les consommateurs.
- **Enrichissement du contenu des offres, bonification de la dynamique de concurrence de détail.** La mise en œuvre du fonds de soutien à l'efficacité énergétique, couplée à des objectifs ambitieux de réduction des consommations, incitera les fournisseurs à enrichir le contenu des offres à destination des clients résidentiels. De ce fait, les fournisseurs ne se feront plus uniquement concurrence en prix, mais se livreront également une compétition autour d'offres techniques, de modalités de financement et de services innovants correspondant aux attentes des clients pour réduire leur consommation au meilleur coût. La diversification et l'enrichissement des offres contribuera à bonifier la dynamique de la concurrence de détail. L'ouverture du marché de masse apportera alors une véritable valeur ajoutée pour les clients résidentiels (Defeuilley C., 2009) et ne se traduira pas seulement par des rabais limités, proposés sur internet ou par des opérations systématiques de démarchage en porte-à-porte.

Pour des raisons de cohérence et d'efficacité de politique publique, une extension de ce dispositif au gaz naturel devra être envisagée.

4.5. Une montée en puissance progressive avec focalisation sur les ménages pauvres

Le dispositif que nous proposons devra tenir compte dans sa mise en œuvre de deux contraintes fortes : la première est liée à sa nécessaire montée en puissance, la seconde est liée à la priorité donnée aux logements sociaux et aux ménages vulnérables.

Une montée en puissance progressive. Il risque de se passer du temps avant que les efforts d'efficacité énergétique effectués par les fournisseurs chez les clients se traduisent concrètement sur le montant des factures. Il faut donc anticiper une montée en puissance progressive du dispositif, tandis que pour réduire progressivement l'écart entre les tarifs actuels et les prix de marché, la hausse des prix de l'électricité que devront supporter les clients sera lissée sur cinq années. Cet étalement est nécessaire pour que les fournisseurs engagent leurs efforts sans tarder. Avant même que le fonds de soutien ne soit totalement abondé, ils pourraient le faire rapidement, aiguillonnés par la perspective de gagner des parts de marché ou d'éviter d'en perdre face à des concurrents plus actifs ou mieux préparés.

La focalisation sur les ménages vulnérables. Les fournisseurs auront l'obligation de financer en priorité les travaux dans les logements des ménages à bas revenus et dans les logements sociaux. Deux voies devront être examinées avant le choix d'une politique de compensation. La première, incitative, prévoirait que les actions

menées en direction des ménages à faibles revenus ou dans des logements sociaux bénéficient d'une bonification en termes de certificats attribués. C'est-à-dire qu'une action entreprise à destination de cette cible sera mieux comptabilisée et donnera lieu à un remboursement plus avantageux. La seconde, fondée sur la contrainte, prévoirait que les fournisseurs soient obligés de réaliser une partie significative de leurs actions (30% à 50%) sur la cible retenue (Pelletier P., 2008). C'est la solution qui a été choisie en Angleterre. Cela constituerait une juste compensation pour ces ménages qui seront les plus affectés par la hausse des tarifs. Il faudra également veiller à ce que les ménages qui bénéficient des tarifs sociaux de l'énergie¹ n'échappent pas au dispositif. Pour cela, des obligations spécifiques imposées aux fournisseurs devront être prévues à destination de cette catégorie de clients.

Enfin comme le temps de réponse de cette forme de compensation est important, le gouvernement devra envisager l'attribution de chèques forfaitaires aux ménages à bas revenus en fonction de leur consommation sur une période transitoire. Une telle réallocation a été pratiquée quelques années en Alberta (Canada) lors du passage aux prix de marché. Elle devra être prolongée pour certains consommateurs dans la mesure où la compensation indirecte par investissement d'efficacité énergétique ne pourra pas être ciblée avec une bonne précision sur l'ensemble des ménages trop lourdement affectés par la hausse de tarifs.

5. Conclusion

Pourquoi supprimer les tarifs réglementés de l'électricité ? Plusieurs facteurs plaident dans ce sens. D'une part, il est difficile d'imaginer le maintien de tarifs réglementés (même limités aux clients résidentiels), en jouant sur les dérogations prévues par les traités pour les SIEG (Services d'Intérêt Economique Général remplissant des missions de service public et soumises par les Etats à des obligations spécifiques). D'autre part, la sous-optimalité du parc du marché intégré continental apparaît définitive, ou tout au moins durable à long terme. La suppression des tarifs permettrait d'envoyer un signal-prix non distordu aux clients qui orienterait efficacement leur choix de consommation en relation avec le renchérissement des prix des énergies et le renforcement des engagements de lutte contre l'effet de serre. Le signal prix incorpore ces dimensions. Mais les rentes de rareté qu'il dégage pour orienter les investissements n'ont pas de justifications économiques si les investissements en technologie efficace sont bloqués. Nous proposons d'instaurer un dispositif qui s'articule autour d'une nouvelle formule tarifaire alignée sur les prix de marché mais associée à une redistribution de la rente de rareté à destination des clients résidentiels et professionnels sous forme de soutien à l'efficacité énergétique et à la rénovation thermique (un des objectifs majeurs du Grenelle de l'Environnement). Le dispositif, articulé à l'obligation d'efficacité énergétique imposée aux fournisseurs, sera orienté prioritairement sur les ménages en situation de précarité énergétique. Compatibles avec les exigences nées de la libéralisation des marchés, ce dispositif, simple et transparent, a l'avantage d'orienter les consommateurs vers des comportements économes en énergie et contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

¹ Tarif de Première Nécessité. Le TPN se traduit par une réduction annuelle de 30 %, 40 % ou 50 % selon la composition familiale, sur une tranche de consommation de 100 kWh par mois et sur le prix de l'abonnement. Les ménages qui peuvent en bénéficier sont ceux dont le coefficient social ouvre droit à la Couverture Maladie Universelle Complémentaire, soit 620,58 € par mois pour une personne seule. Il existe un équivalent pour le gaz, le Tarif Spécial de Solidarité gaz (TSS), ouvert aux mêmes bénéficiaires.

Références

- Ademe (2008a), *Regard sur le Grenelle*, ADEME, Paris, septembre
- Ademe (2008b), *Les certificats d'économie d'énergie, un mécanisme innovant de promotion de l'efficacité énergétique*, Stratégies et Etudes, n°10, Mars
- Alavoine I., Veyrenc T. (2008), « Idéologie communautaire vs. réalisme national ? L'épineux problème des tarifs d'électricité », Fondation Robert Schuman, Questions d'Europe, n°95
- Boiteux M. (1956), « La vente au coût marginal », *Revue Française de l'Energie*, vol. 8, n°81
- CFDT (2009). *Redonner du sens aux tarifs régulés de l'électricité*. Propositions de la CFDT à la Commission Champsaur, CFDT, Paris, 15 janvier
- Conseil Constitutionnel (2006), *Décision n° 2006-543 DC - 30 novembre 2006. Loi relative au secteur de l'énergie*, Décisions et documents du Conseil constitutionnel, Cahiers du Conseil Constitutionnel n°22, Paris
- Conseil de la Concurrence (2007), *Décision n° 07-D-43 du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en oeuvre par Electricité de France*, Conseil de la Concurrence, Paris
- CERA (2008), « European Power, Spring 2008 Demand to the Rescue » , CERA, Cambridge
- CRE (2007), *Rapport d'activité 2007*, Commission de Régulation de l'Energie, juin
- CRE (2008), *Avis de la Commission de régulation de l'énergie du 11 août 2008 sur le projet d'arrêté relatif aux prix de vente de l'électricité*, Journal Officiel, 14 août
- Defeuilley C. (2009), « Retail competition in electricity markets », *Energy Policy*, vol. 37, n°2
- Devalière I. (2007), « Comment prévenir la précarité énergétique », *Les annales de la recherche urbaine*, n°103
- DGEC (2009), *Rapport sur le fonctionnement du dispositif des certificats d'économie d'énergies*, Direction Générale de l'Energie et du Climat, MEDAD, Paris
- DG Energie (2004), *Note sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel. Les obligations de service public*, DG Energie, Bruxelles
- EDF (2005), *Contrat de service public entre l'Etat et EDF S.A.*, Paris
- ERGEG (2007), *Status review on end-user price regulation*, European Regulators' Group for Electricity and Gas, Brussels
- Finon D., Glachant J.M. (2008), « La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France », *Revue de l'Energie*, janvier-février
- Finon D., Delacroix R. (2008a), « Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation », *Energy Policy*, à paraître
- Finon D., Delacroix R. (2008b), « La mise aux enchères universelle de droits de tirage sur le nucléaire. Une voie de sortie équitable des tarifs règlementés sur le marché de masse », Working Paper CIREN, Décembre
- Finon D., Roques F. (2008), « Contractual and financing arrangements for nuclear investment in liberalized markets : which efficient combination ? », working paper LARSEN, Fontenay aux Roses (www.gis-larsen.org).
- Henney A. (2008) *An international Assessment of retail mass markets*, Report of a multiclient study, EEE Ltd, Londres

- Journal Officiel de l'Union Européenne (2003), *Directive 2003/54/CE du parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE*, 15 juillet, Bruxelles
- Kjärstad J., Johnsson P. (2009), « Resources and future supply of oil », *Energy Policy*, vol. 37, n°2
- Pelletier P. (dir.) (2008), *Grenelle de l'Environnement. Comité opérationnel « Rénovation des bâtiments existants »*, rapport au MEDAD, Paris, février
- Romano E. (2007), « La formation des prix sur un marché à dominante nucléaire. La recherche d'un équilibre entre efficience et équité », Working paper LARSEN, Fontenay aux Roses (www.gis-larsen.org)
- Thesmar D. (2008), *Electricité : Pour que le marché tienne ses promesses*, Rapport AlterMind pour Poweo.
- Spector D. (2006), *Electricité, faut-il désespérer du marché ?*, Rue D'Ulm Edition, Paris
- UFC Que Choisir (2007), *Electricité : étude du fonctionnement du marché et proposition d'une tarification mixte*, UFC Que Choisir, Paris
- Urdaneta G. (2008), *La libération du marché électrique en Espagne. Des tarifs réglementés aux prix de marché*, Mémoire de Master EDDE, Document de travail Gis LARSEN