



**Association
Française
Indépendante de
l'Electricité et du Gaz**



**Les propositions
de l'AFIEG
pour une transition
énergétique partagée**



Les propositions de l'AFIEG pour une transition énergétique partagée

A. AMELIORER LA GOUVERNANCE DU SECTEUR DE L'ENERGIE POUR AMORCER LA TRANSITION ENERGETIQUE ET STIMULER LES INVESTISSEMENTS

1. Renforcer les compétences de la CRE et garantir son indépendance par un budget propre et une organisation pérenne
2. Renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures
3. Penser la sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne
4. Fixer des objectifs d'émission de CO2 en résultats et non en moyens
5. Favoriser l'intégration des énergies subventionnées - dont les énergies renouvelables - aux marchés de l'énergie

B. ASSURER LE BON FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'ENERGIE

6. Réévaluer de manière indépendante l'ensemble des coûts des filières de production et des besoins énergétiques
7. Des mécanismes de capacités coordonnés, efficaces, euro-compatibles et évitant tout risque d'abus de position dominante
8. Préparer dès 2013 la disparition des tarifs vert et jaune au 1er janvier 2016
9. Supprimer les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les consommateurs professionnels dès 2014
10. Clarifier la gouvernance de la production électronucléaire
11. Préparer dès maintenant la création d'un marché unique d'échange de gaz en France à horizon 2018
12. Engager le renouvellement des concessions hydroélectriques selon un processus non discriminatoire et transparent, conforme aux principes de la loi Sapin sur les délégations de service public

C. FAIRE DU CONSOMMATEUR UN ELEMENT CENTRAL DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

13. Traiter précarité et sobriété énergétique de manière distincte au travers d'un chèque énergie et en préservant le signal prix perçu par le consommateur
14. Donner au consommateur les moyens de maîtriser sa facture en développant des dispositifs de comptage « intelligents » et le pilotage intelligent de la consommation au service du réseau
15. Donner la possibilité au consommateur de devenir un « consomm'acteur »



Si les questions énergétiques sont, depuis le début de la construction européenne, au cœur des préoccupations des Etats membres, l'Europe de l'énergie reste à construire. Depuis le Traité de Lisbonne l'énergie fait désormais partie des compétences partagées de l'Union Européenne, mais il n'existe pas, à ce jour, de véritable politique commune dans ce domaine, où dominent les égoïsmes de chacun et où une grande ambition a jusqu'à présent fait cruellement défaut.

Les disparités de situation entre Etats membres, tant du point de vue du mix énergétique que de la politique environnementale ou des systèmes de régulation, retardent ou compromettent la création d'un véritable marché commun qui permettrait à l'Union Européenne de parler d'une seule voix vis-à-vis des pays tiers, notamment pour assurer la sécurité de ses approvisionnements et sa compétitivité. Les politiques fondées sur une approche uniquement nationale des besoins en termes d'investissements, ne feront que renchérir le coût de l'énergie et désorganiser le fonctionnement du marché. A l'inverse, une approche européenne fondée sur une dynamique de marché assortie d'une saine concurrence permet de réaliser des économies d'échelle considérables et de créer une dynamique économique fondée sur les nouvelles technologies et les avantages comparatifs de chaque Etat membre en la matière.

Il faut investir davantage dans un réseau européen d'électricité et de gaz, afin d'éviter les risques de blackout et de permettre à l'Union Européenne de devenir plus indépendante énergétiquement de pays tiers.

Toutefois, les grandes entreprises européennes de l'énergie naguère prospères connaissent aujourd'hui de grandes difficultés économiques qui les obligent à des choix drastiques dans leurs priorités d'investissement. La crise, pour partie responsable de la baisse de la demande énergétique depuis 2008, conjuguée à un développement des énergies renouvelables,

certes indispensable, mais aujourd'hui trop déconnecté des fondamentaux économiques du marché de l'électricité - et aboutissant par exemple à des prix négatifs à certaines heures - , et l'échec relatif du système ETS (Emissions Trading Scheme) d'échange de quotas de CO₂, hypothèquent beaucoup des investissements supplémentaires pourtant nécessaires à la transition énergétique. Le risque existe que, l'Europe, qui bénéficie aujourd'hui de capacités de production confortables, soit dans le futur confrontée au contraire à une pénurie de capacités de production, la mise sous cocon de centrales thermiques permettant de faire face aux demandes de pointe et la baisse de la rentabilité de tous les investissements, pouvant conduire les capitaux à s'orienter vers des pays tiers plus attractifs économiquement dans le domaine de l'énergie.

Pour dépasser cette crise et construire cette Europe de l'énergie, il faut impérativement aller vers une certaine harmonisation, tout en faisant bénéficier l'Union Européenne des avantages comparatifs de ses membres en s'appuyant sur les filières d'excellence en place.

Il faut saluer et appuyer l'ambition française qui consiste à vouloir donner corps à une Communauté Européenne de l'Energie, mais en créant aussi sur notre marché national, les outils d'un tel dessein. Si la France souhaite être moteur dans cette évolution, elle doit elle-même s'ouvrir et s'appuyer sur la pluralité des acteurs européens pour mener à bien la transition énergétique qu'elle appelle de ses vœux.

Pour l'AFIEG, la transition énergétique en France et en Europe doit s'appuyer sur trois piliers :

- une gouvernance du secteur de l'énergie plus performante,
- un bon fonctionnement des marchés de l'énergie,
- un consommateur au cœur de la transition.

Marc Boudier
Président de l'AFIEG



A. AMELIORER LA GOUVERNANCE DU SECTEUR DE L'ENERGIE POUR AMORCER LA TRANSITION ENERGETIQUE ET STIMULER LES INVESTISSEMENTS

1. Renforcer les compétences de la CRE et garantir son indépendance par un budget propre et une organisation pérenne

En matière de régulation du secteur de l'électricité et du gaz, la CRE a pris des positions courageuses et utiles, mais elle est encore trop souvent reléguée à un rôle consultatif et non contraignant pour les opérateurs comme pour les décideurs publics. Le troisième paquet énergie européen a permis d'harmoniser par le haut les compétences des régulateurs nationaux. La CRE fait partie des principaux régulateurs européens, mais elle doit toutefois encore acquérir une compétence régulatrice pleine et entière aux fins de transparence et de vérité sur les coûts de l'énergie, à l'instar des régulateurs britannique et italien. Cela concerne la fixation des tarifs réglementés de vente qui pourraient subsister à l'avenir, la fixation des tarifs de transport et de distribution, l'accès aux infrastructures de stockage de gaz, l'audit des coûts de production et de commercialisation ou encore le contrôle des systèmes de soutien (tarifs d'obligation d'achat notamment). En particulier, il est prévu que la CRE prenne en charge le calcul du prix de l'ARENH en 2013, mais uniquement en 2016 en ce qui concerne les tarifs réglementés de vente. Pour une régulation optimale, le renforcement des compétences de la CRE sur les tarifs doit donc être accéléré.

Le régulateur doit par ailleurs disposer d'une organisation collégiale stabilisée et pleinement indépendante. En l'espace de trois ans, la composition du collège a fait l'objet de deux modifications législatives. Cette évolution quasi permanente du cadre légal nuit à la robustesse de son action. De plus, la CRE est l'une des seules autorités de régulation du secteur de l'énergie en Europe à être encore financée à 100% par dotation budgétaire et donc soumise

à une logique sans rapport avec les missions sans cesse croissantes fixées par les textes européens et nationaux. Un financement du régulateur par une contribution forfaitaire des principales entreprises du secteur régulé (les gestionnaires de réseaux), outre qu'elle allègerait les finances de l'Etat, serait un gage supplémentaire d'indépendance du régulateur. Cette dotation budgétaire propre mettra la CRE au diapason des autorités de régulation indépendantes comme l'ARCEP, le CSA, l'AMF...

Enfin, au regard de ces évolutions sur le rôle et les compétences de la CRE, l'articulation du CORDIS (comité de règlement des différends et des sanctions) au sein de la CRE devra être revue afin de permettre à cette instance au rôle primordial d'agir en toute indépendance.

La CRE est encore trop souvent reléguée à un rôle consultatif et non contraignant pour les opérateurs comme pour les décideurs publics. Aux fins de transparence et de vérité sur les coûts de l'énergie, la CRE doit définitivement acquérir une compétence régulatrice pleine et entière, disposer d'une organisation collégiale stabilisée et d'un budget indépendant.

2. Renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Si l'indépendance managériale de RTE et, dans une moindre mesure, de GRTgaz est reconnue par chacun, EDF a en revanche toujours conservé une forme de contrôle sur ErDF, sa filiale chargée de la distribution, au détriment de la bonne conduite de son activité de distributeur neutre.

Le renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité (RTE, GRTgaz, TIGF, GrDF et ErDF) passe donc par une indépendance plus marquée vis-à-vis des opérateurs historiques. Cette indépendance, pour être réellement effective, doit passer par un changement d'actionnariat des gestionnaires de réseaux. L'actionnariat de RTE et de GRTgaz doit évoluer de manière à conserver une maîtrise publique du transport de l'électricité et du gaz, tout en accueillant à leur capital des fonds infrastructure capables d'apporter les capitaux nécessaires à la réalisation des investissements de transition énergétique.

Une nouvelle étape pourrait également être franchie en ouvrant le capital d'ErDF et GrDF à d'autres acteurs publics (éventuellement les collectivités territoriales et la Caisse des dépôts), afin de clarifier la situation des gestionnaires de réseaux de distribution par rapport aux opérateurs dominants. Cette indépendance leur permettrait notamment de contribuer activement à la transition énergétique à travers le développement des « réseaux intelligents » et le renforcement des interconnexions. Cependant, une étape préalable de clarification de la gouvernance de la distribution doit être faite : s'agit-il d'un modèle concessif où les collectivités locales sont libres de choisir entre régie et gestion déléguée ou d'un monopole naturel régulé par la CRE ? Ce flou crée des conflits incessants, y compris devant les tribunaux, qui nuisent considérablement à la collectivité.

Concernant les infrastructures de stockage, la France a fait le choix d'un accès des tiers fondé sur la négociation et non sur la régulation. Les expéditeurs constatent aujourd'hui qu'une proportion importante des capacités mises en vente par les opérateurs de stockage n'est pas commercialisée, mettant ainsi en évidence un manque de compétitivité des offres commerciales proposées par les opérateurs de stockage français - en monopole sur leur zone géographique respective - face aux solutions alternatives en matière de sécurité d'approvisionnement disponibles en France et

en Europe de l'Ouest. L'AFIEG estime que cette situation ne doit pas induire une obligation de souscription de stockage, mais pose plus fondamentalement la question des conditions d'accès à cette source d'approvisionnement ainsi que de la séparation patrimoniale des infrastructures de stockage détenues aujourd'hui par les opérateurs historiques.

Concernant les entreprises locales de distribution, si la séparation patrimoniale ne peut-être une réponse générique, les conditions de l'accès des fournisseurs alternatifs aux zones géographiques desservies par les ELD doivent être améliorées et passent par une gestion véritablement séparée des activités de réseaux des ELD.

Le renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'infrastructures de gaz et d'électricité passe par une indépendance plus marquée vis-à-vis des opérateurs historiques. Une évolution de l'actionnariat et une clarification de leur gouvernance leur offrira les capacités nécessaires pour affronter les défis de la transition énergétique.

3. Penser la sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne

La France, comme ses voisins, ne peut continuer à penser sa sécurité d'approvisionnement à la manière d'un îlot dont les choix n'engageraient qu'elle-même. Si certaines des capacités de production d'électricité sont excédentaires, la France n'en reste pas moins importateur net d'électricité en provenance d'Allemagne, à hauteur de 8,7 TWh selon le bilan RTE 2012. Ceci démontre que la formation des prix sur les marchés de l'énergie interconnectés emporte des conséquences directes sur la rentabilité des actifs nationaux de production et donc sur la sécurité d'approvisionnement. Concernant le gaz, le passage de la pointe hivernale nécessite également d'être résolue au niveau européen. Lors de la crise gazière russe de l'hiver

2008-2009, c'est la solidarité européenne entre opérateurs qui avait permis la sortie de crise.

Dès lors, l'AFIEG propose :

- qu'à chaque création de nouveaux instruments nationaux, tels que les mécanismes de capacité, il convienne de s'assurer de leur compatibilité avec le fonctionnement des marchés européens et la prise en compte de l'interdépendance des systèmes énergétiques ;
- que l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie établisse annuellement des bilans de convergence des dispositifs législatifs, réglementaires et techniques régissant les marchés de l'électricité et du gaz, en particulier à l'échelle des initiatives régionales gaz et électricité ;
- que la complémentarité des mix énergétiques nationaux des pays européens soit exploitée de manière optimale, notamment à travers le renforcement des interconnexions.

La France, comme ses voisins, ne peut continuer à penser sa sécurité d'approvisionnement à la manière d'un îlot dont les choix n'engageraient qu'elle-même. La formation des prix sur les marchés de l'énergie interconnectés a des conséquences directes sur les systèmes électriques nationaux et les choix nationaux pris isolément peuvent déséquilibrer le marché intérieur européen. Dès lors, chaque décision nationale doit être analysée par les régulateurs à l'aune de sa compatibilité avec le bon fonctionnement du marché intérieur et l'exigence de solidarité européenne, et la complémentarité des mix nationaux doit être optimisée.

4. Fixer des objectifs d'émission de CO₂ en résultats et non en moyens

Les trois objectifs européens, souvent dénommés 3*20, en matière d'émission de gaz à effet de serre, de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique peuvent induire des effets contradictoires. A titre d'exemple, le développement massif des énergies renouvelables, à travers des dispositifs de subventions, impacte négativement le prix du CO₂.

Il serait plus efficace d'introduire un unique objectif climatique en matière de réduction des émissions de CO₂, en s'appuyant sur le marché EU ETS (Emission Trading Scheme) qui, une fois réformé, doit demeurer l'instrument principal d'atteinte de cet objectif, en complément du marché intérieur de l'énergie. En revanche, afin de tenir compte des particularités de chaque pays, les moyens d'atteindre cet objectif ne doivent pas être imposés aux Etats Membres. Ces derniers doivent au contraire bénéficier d'une latitude pour définir leur politique de moyens de réduction de leurs émissions de CO₂.

Le développement des énergies renouvelables et les mesures d'efficacité énergétique seront efficacement induites par les marchés de l'énergie et le système EU ETS dès lors que ceux-ci ne subiront pas de distorsions à travers des politiques européennes ou nationales qui brouillent les signaux économiques révélés par ces deux marchés.

L'Europe devrait s'orienter vers la détermination d'un unique objectif de réduction d'émissions de CO₂, qui devrait devenir un objectif de résultat. Les moyens d'atteinte de cet objectif ne doivent pas être imposés aux Etats Membres, qui doivent bénéficier d'une vraie flexibilité pour définir leur politique de réduction de leurs émissions de CO₂ en tenant compte des particularités de chaque pays.

5. Favoriser l'intégration des énergies subventionnées - dont les énergies renouvelables - aux marchés de l'énergie

Pour préparer l'intégration efficace au système électrique des filières aujourd'hui subventionnées à travers le dispositif des obligations d'achat et la CSPE, il est important de réformer le dispositif de soutien actuel pour le rendre plus efficace économiquement. Dans cette perspective, les producteurs d'énergie de filières soutenues doivent être sensibilisés aux signaux de prix de marché et seules les filières non matures doivent être soutenues via un mécanisme de subvention. Ce mécanisme, comme le sont théoriquement les contrats d'obligation d'achat en vertu de la loi, doit être non reconductible.

Pour l'AFIEG, cette intégration pleine et entière des énergies subventionnées au système électrique passe par les mesures suivantes :

- Participation des filières soutenues à l'équilibre du réseau et responsabilisation des producteurs : tous les moyens de production devraient, dans la limite de leurs possibilités techniques, participer à l'équilibre du réseau et à la fourniture des services système et d'ajustement.
- Une subvention en complément de la rémunération sur les marchés : le soutien aux technologies non matures pourrait consister en une subvention sous forme d'une prime non reconductible définie ex ante en fonction de la capacité installée, l'énergie produite étant valorisée sur le marché de l'énergie.
- Maintenir une traçabilité de l'électricité d'origine renouvelable : les garanties d'origine doivent pouvoir continuer à être utilisées pour prouver l'origine renouvelable de l'électricité. L'AFIEG soutient les initiatives en faveur d'un marché commun de garanties d'origine, à l'instar de celui existant entre la Norvège et la Suède.
- Piloter efficacement le volume des nouvelles capacités de production subventionnées : afin d'éviter le suréquipement et pour donner aux acteurs du système une plus grande visibilité pour leurs investissements, l'AFIEG

propose de définir des enveloppes globales pluriannuelles de financement du dispositif en fonction des objectifs de développement définis dans la Programmation Pluriannuelle des Investissements.

- Elaborer un financement soutenable de ce nouveau dispositif dans la durée, en étendant l'assiette de financement du dispositif de soutien à tous les consommateurs finals d'énergie (électricité, gaz, fioul, etc.) par le biais d'une Contribution Nationale à la Transition Énergétique (CNTE) dont les charges seront bien moins importantes que la CSPE à laquelle elle se substituerait.
- Préserver l'équilibre économique des contrats en cours en respectant la non rétroactivité de ce dispositif de soutien après son adoption. Les contrats d'obligation d'achat déjà signés ne doivent pas être remis en cause. Néanmoins, leurs producteurs devront avoir la possibilité de faire migrer leurs contrats sous ce nouveau dispositif s'ils le souhaitent.

Le développement des sources de production renouvelables, s'il est hautement souhaitable, rend indispensable leur intégration efficiente aux marchés de l'électricité, sans quoi les perturbations déjà constatées sur les signaux de prix, sur les investissements dans le parc de production dit «classique» et sur la sûreté du système électrique seront amplifiées. Ce constat est également applicable à la cogénération gaz non soumise aux signaux de marché. Cette bonne intégration passe par des systèmes de soutien publics réservés aux seules technologies innovantes et non mûres, par des incitations à la prédictibilité, par une participation à l'équilibrage du réseau et par une claire orientation vers le marché. Cela passe également par une prime recentrée sur la capacité plutôt que sur l'énergie, et par un financement maîtrisé et prévisible.

B. ASSURER LE BON FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'ÉNERGIE

6. Réévaluer de manière indépendante l'ensemble des coûts des filières de production et des besoins énergétiques

Les filières de production, qu'elles soient renouvelable, nucléaire ou thermique conventionnel, font aujourd'hui l'objet d'analyse de coûts disparates : par les opérateurs privés pour les filières de marché, par l'administration ou des commissions ad hoc pour les filières administrées. Le manque de transparence conduit inéluctablement à des contestations, politiques ou juridiques, qui pèsent directement sur les filières concernées mais perturbent également les signaux d'investissements des autres filières.

Le mode de rémunération montre également de fortes disparités : en cost-plus pour les renouvelables en obligation d'achat et l'ARENH, dans le cadre d'un périmètre tarifaire pour les filières de l'opérateur historique pour la part des clients au tarif, par les signaux de marché pour les autres producteurs et les activités libres de l'opérateur historique. La filière nucléaire notamment est rémunérée de plusieurs façons différentes (ARENH, tarifs, marché, contrats long terme), sans que les volumes associés soient bien connus, et un actif peut être rémunéré de façon différente suivant le caractère (historique ou nouvel entrant) de son propriétaire, conduisant de fait à des distorsions de concurrence.

L'AFIEG propose que soit repris, à l'instar de ce qui était réalisé auparavant sous l'égide du ministère de l'énergie (publication des coûts de référence), un exercice public de calcul des coûts des différentes filières de production et de leurs modes de financement. Cet exercice indispensable, qui requiert une indépendance et une transparence totales, pourrait être légitimement effectué par la CRE si ses attributions le lui permettaient.

Cette remise à plat permettra notamment de refonder la CSPE qui finit par peser indûment sur la facture du consommateur. En effet, il sera possible de définir les technologies, non rentables

mais prometteuses, qui pourront légitimement bénéficier de subventions de capacité, à un niveau de prix équitable, suivant une trajectoire de performance établie ex ante.

Afin d'orienter la politique énergétique sur des données économiques rigoureuses et transparentes et de refonder son financement sur une logique de marché, l'AFIEG propose que les coûts de l'ensemble des filières de production soient audités par le régulateur de manière à disposer de coûts de référence incontestables et mis à jour régulièrement.

7. Des mécanismes de capacités coordonnés, efficaces, euro-compatibles et évitant tout risque d'abus de position dominante

Le marché de capacité en cours de création a théoriquement vocation à apporter les bonnes incitations à la sécurité d'approvisionnement sans créer une situation de surcapacité. La complexité du modèle que la France s'est choisi et son aptitude à faire émerger un signal prix de la capacité suscitent légitimement de nombreux doutes. Ce dispositif de marché ne doit pas déstabiliser la création du marché intégré de l'énergie ni fragiliser la concurrence sur le marché français de l'électricité. L'euro-compatibilité du dispositif est dans ce cadre essentiel. Ainsi, l'architecture du marché français doit permettre à terme la participation des groupes de production étrangers.

Par ailleurs, les capacités de production auront à terme deux sources de rémunération, l'énergie et la capacité. La mise sous cocon de capacités de production thermiques permettant de faire face aux demandes de pointe et la baisse générale de la rentabilité des investissements dans les moyens de production non subventionnés doivent être intégrés dans les réflexions pour définir une

architecture de marché efficace. Ceci nécessite de rétablir la rentabilité des capacités de pointe existantes à une maille nationale afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement à moindre coût pour la collectivité.

En outre, le mécanisme de capacité doit s'adapter aux mécanismes de marché existants et non l'inverse, sans quoi, il fausserait le bon fonctionnement du système électrique et des marchés tant de gros que de détail.

Enfin, les risques d'abus de position de dominante doivent être évités, risques inhérents à tout marché extrêmement concentré comme le marché français de la production d'électricité. Toutes les possibilités ouvertes par les textes permettant d'éviter l'exercice de pouvoir de marché devront être ainsi exploitées.

Le marché de capacité en cours de création souffre d'ores et déjà d'une très forte concentration, et l'euro-compatibilité du mécanisme n'est pas à ce stade assurée à travers la participation des groupes étrangers. Le mécanisme de capacité doit par ailleurs s'adapter aux mécanismes de marché existants et non l'inverse, sans quoi, il fausserait le bon fonctionnement du système électrique. Toutes les possibilités ouvertes par les textes d'éviter l'exercice de pouvoir de marché devront être également exploitées. Enfin, ce dispositif doit viser à rétablir la rentabilité des capacités de pointe existantes afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement à moindre coût pour la collectivité.

8. Préparer dès 2013 la disparition des tarifs vert et jaune au 1er janvier 2016

L'article L337-9 du Code de l'Energie prévoit la fin des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA le 1er janvier 2016 (tarifs

vert et jaune). La fin des tarifs pour ces segments concernera plus de 400 000 sites représentant une consommation d'environ 120 TWh. Une telle échéance soulève des questions concrètes, tant pour les règles applicables de sortie et de fin du tarif réglementé de vente (préavis, délais, indemnités éventuelles) que pour la recherche d'une offre de marché (information disponible, clarification des « processus-clés du parcours client » et des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux de distribution).

Afin que l'échéance du 1^{er} janvier 2016 constitue une opportunité pour l'ensemble des clients concernés de bénéficier simplement d'une offre de fourniture compétitive, l'AFIEG propose que sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Energie soit créé un nouveau « Groupe de Travail Electricité 2016 », à l'instar de ce que fut le GTE 2007 pour l'échéance donnée à l'ouverture des marchés aux particuliers de 2007. Ses travaux permettront de clarifier les points d'incertitudes de la législation actuelle et ainsi permettre aux consommateurs finals d'accéder à une information parfaite des changements à venir. Ces travaux associant les fournisseurs et les consommateurs devraient se tenir dès à présent pour permettre l'élaboration en temps utiles des textes réglementaires qui pourraient s'avérer nécessaires.

L'AFIEG propose également qu'une information préventive, à destination des consommateurs, de l'échéance 2016 soit réalisée par les institutions compétentes dès 2014.

Enfin, pour préparer au mieux et faciliter la transition vers un régime de marché libre, l'AFIEG propose que le gouvernement publie dès à présent la trajectoire tarifaire d'ici à 2016, de façon à permettre aux consommateurs et aux fournisseurs de se préparer à cette échéance dans les meilleures conditions. Cela suppose en particulier d'aligner progressivement ces tarifs avec le prix de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) de façon à éviter tout effet de seuil préjudiciable aux consommateurs.

Une adéquation progressive des tarifs et des offres concurrentielles permettrait en outre d'anticiper les départs du tarif et ainsi d'éviter le basculement simultané de plusieurs centaines de milliers de sites entre deux systèmes.

La disparition des tarifs réglementés de vente d'électricité vert et jaune prévue par la loi au 1^{er} janvier 2016 constitue la seconde véritable ouverture des marchés en France. L'AFIEG propose un accompagnement spécifique pour préparer cette échéance et permettre aux consommateurs de choisir, en toute connaissance de cause, les meilleures conditions de fourniture répondant à leur besoin en électricité. Cela suppose le respect progressif des obligations légales de couverture des coûts – dûment audités – par les tarifs réglementés de vente d'ici 2016. Cela suppose également qu'une information institutionnelle soit effectivement délivrée par les pouvoirs publics afin de clarifier le parcours-client de ces consommateurs.

9. Supprimer les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les consommateurs professionnels dès 2014

Les évolutions rapides du secteur du gaz naturel rendent aujourd'hui obsolète l'existence des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les consommateurs non résidentiels. Les fournisseurs alternatifs sont en mesure de proposer des offres compétitives car ils ont, en règle générale, des coûts d'approvisionnement et de fonctionnement inférieurs à ceux du fournisseur historique. Ainsi, comme l'ont récemment démontré plusieurs études, un fournisseur qui s'approvisionne sur les marchés du gaz naturel supporte des coûts d'approvisionnement inférieurs à ceux de l'opérateur historique ou d'un fournisseur dont les achats étaient totalement indexés sur les produits pétroliers et est donc en mesure

de proposer des offres plus compétitives. Les consommateurs professionnels ne s'y trompent d'ailleurs pas puisque, fin 2012, 77 % de leur consommation était souscrite en offre de marché, dont 40 % auprès d'un fournisseur alternatif, signe d'une concurrence effective et efficace. Toutefois, le maintien de tarifs réglementés de vente pour ce segment et la méconnaissance des offres de marché désincite encore fortement les consommateurs, et notamment les PME-PMI, à faire jouer la concurrence pour bénéficier de prix compétitifs.

Dès lors, la suppression des tarifs réglementés du gaz naturel à destination des sites non résidentiels permettrait à ces consommateurs de bénéficier pleinement de la révélation du meilleur prix possible. Recommandée par l'Autorité de concurrence, par la Commission de régulation de l'énergie, par la Commission Européenne ainsi que par les principaux expéditeurs, cette mesure de bon sens doit être mise en œuvre dès 2014.

Ce calendrier permettrait aux pouvoirs publics d'engager une campagne de communication et permettrait aux consommateurs et aux opérateurs de se préparer de manière optimale.

La suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel à destination des sites non résidentiels permettrait à ces consommateurs de bénéficier pleinement de la révélation du meilleur prix possible. Cette suppression peut intervenir dès 2014. Ce calendrier permettrait aux consommateurs et aux opérateurs de se préparer de manière optimale.

10. Clarifier la gouvernance de la production électronucléaire

La prédominance du nucléaire dans le mix énergétique français et le statut relativement flou de sa gouvernance dans un contexte de monopole de fait constituent un enjeu en soi au regard du fonctionnement du marché de l'électricité, tant en termes de transition énergétique (diversification du mix) que de concurrence (pouvoir de marché). Dès lors, l'AFIEG propose que la gouvernance du nucléaire fasse l'objet d'un débat et d'avis de l'Autorité de la concurrence et de la Commission de Régulation de l'Energie. Cette question devrait également faire l'objet d'une clarification parlementaire lors de l'examen du projet de loi sur la Transition Energétique. L'AFIEG souhaite également que les pouvoirs de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, dont la compétence et l'indépendance sont unanimement reconnues, soient préservés voire renforcés dans cette évolution de gouvernance.

Parallèlement, sans remettre en cause le principe du caractère majoritairement public de l'exploitation, la question de l'accès à l'électricité nucléaire au bénéfice du consommateur doit être reposée :

- l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), indépendamment de son niveau de prix, doit être ajusté à très court terme afin de le rendre plus flexible, et de manière à respecter le principe légal d'équivalence entre l'opérateur historique et les opérateurs alternatifs qui en font bénéficier leurs clients français ;
- comme le prévoit la loi NOME, les opérateurs qui disposent de la capacité technique et financière doivent pouvoir participer aux prolongations de durée de vie des tranches nucléaires historiques par leurs investissements, et en substitution du dispositif de l'ARENH, bénéficiaire, au même titre que l'opérateur historique, d'un véritable accès de gros à l'électricité nucléaire historique sous la forme de droits de tirages at cost at risk. Ces dispositions permettraient

à l'opérateur de partager avec d'autres opérateurs la charge d'investissement que représenterait la prolongation à 50/60 ans de nombreuses tranches nucléaires.

L'AFIEG propose que la gouvernance du nucléaire fasse l'objet d'un débat et d'une clarification dans la loi avec un renforcement concomitant des pouvoirs de l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Parallèlement, les modalités de l'accès à l'électricité nucléaire, au bénéfice du consommateur, doivent être ajustées à court terme. A plus long terme, cet accès doit pouvoir se concrétiser par des investissements dans les prolongations de durée de vie des tranches nucléaires et par de véritables droits de tirages, sans remettre en cause le caractère majoritairement public de l'exploitation nucléaire.

11. Préparer dès maintenant la création d'un marché unique d'échange de gaz en France à horizon 2018

Avec la structure actuelle du marché du gaz, plusieurs contraintes pèsent sur les fournisseurs :

- les processus opérationnels d'équilibrage sont complexes ;
- la compétitivité du hub France est très faible face aux autres places de marché européennes comme TTF ou NCG ;
- la liquidité est faible, en particulier sur les zones PEG Sud et TIGF ;
- les prix de marché sont élevés pour les zones PEG Sud et TIGF, la structure actuelle du réseau en France ne permet pas de faire émerger des prix de marché « futurs » pertinents sur ces zones et de récentes analyses ont établi un constat préoccupant sur ce point ;
- le ralentissement de la concurrence est patent dans les zones Sud et ne permet pas aux clients de disposer d'une véritable liberté de choix pour leur approvisionnement en gaz.

L'AFIEG estime qu'en application du principe d'efficacité économique, le système cible à atteindre rapidement est une zone unique d'équilibrage qui regrouperait les zones PEG Nord, PEG Sud et TIGF. Les discussions et décisions relatives à cet objectif ont beaucoup trop tardé.

Il convient donc d'évoluer rapidement vers une unique zone d'équilibrage sur l'ensemble du territoire français, selon un calendrier définitivement arrêté. Ainsi, la fusion des zones d'équilibrage PEG Sud et TIGF et celle des zones d'équilibrage PEG Nord et PEG Sud doivent intervenir au plus tard en 2015. La fusion de l'ensemble de ces zones doit être pleinement opérationnelle au plus tard au 1er trimestre 2018.

Au-delà de sa convergence avec les préconisations européennes, ce regroupement des zones d'équilibrage renforcera notamment la compétitivité du marché de gros du gaz français face aux autres places de marché, diminuera les coûts pour les fournisseurs et permettra au client final de bénéficier de meilleurs prix.

Actuellement, le fonctionnement des zones d'équilibrage des réseaux de transport de gaz en France obère la compétitivité du hub gazier français. Il convient donc d'engager dès maintenant les réformes permettant la création d'une unique zone d'équilibrage et place de marché sur l'ensemble du territoire français au plus tard au premier trimestre 2018.

12. Engager le renouvellement des concessions hydroélectriques selon un processus non discriminatoire et transparent, conforme aux principes de la loi Sapin sur les délégations de service public

Pour faire évoluer son droit national vers davantage de transparence des procédures publiques, la France s'est dotée, avec la loi dite

« Sapin » du 29 janvier 1993 relative à la prévention de la corruption et à la transparence de la vie économique et des procédures publiques, d'une législation spécifique en matière de délégation de service public, hautement protectrice de l'intérêt général. Cette législation s'applique aux concessions hydroélectriques qui doivent ainsi être renouvelées au moyen d'une procédure publique d'appels d'offres.

Outre la sécurisation juridique de la filière, le renouvellement implique de forts enjeux économiques, industriels et territoriaux reflétés par les trois critères des appels d'offres : énergétique, économique et environnemental. La nouvelle redevance hydraulique applicable aux concessions ainsi renouvelées générera des revenus supplémentaires et très substantiels pour l'Etat et les collectivités territoriales concernées. Ainsi, le glissement des délais entraîne une moindre recette fiscale, cumulée sur les 10 concessions proposées en avril 2010 par le gouvernement, d'environ 150 millions d'euros par an.

A travers le critère énergétique, la procédure va relancer les investissements dans l'hydroélectricité pour permettre l'atteinte des objectifs de +3TWh prévus par la programmation pluriannuelle des investissements (grands travaux, nouveaux projets, modernisation de l'existant). Un chiffre d'investissement de 2 milliards d'euros semble réaliste, ainsi qu'une création nette de plusieurs centaines d'emplois locaux.

Enfin, et au-delà des bénéfices économiques et industriels, le renouvellement représente pour les collectivités l'opportunité d'obtenir des garanties nouvelles sur les usages de l'eau, l'application des nouvelles prescriptions environnementales, voire de s'impliquer plus directement dans les concessions.

Les concessions de force hydraulique permettent à l'Etat concédant de garder la maîtrise et la propriété sur la production d'une énergie fondamentale pour l'équilibre du système électrique et l'atteinte de

ses objectifs en matière climatique. Le retard pris dans le renouvellement des concessions bloque les nouveaux projets, l'amélioration des installations existantes, la prise en compte des nouvelles normes environnementales, la juste rémunération de l'Etat et des collectivités locales. Une remise à plat de ces contrats, par un processus concurrentiel transparent permettra une cure de jouvence énergétique et environnementale des installations, et une redistribution des cartes, au meilleur coût pour la collectivité.

C. FAIRE DU CONSOMMATEUR UN ELEMENT CENTRAL DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

13. Traiter précarité et sobriété énergétique de manière distincte au travers d'un chèque énergie et en préservant le signal prix perçu par le consommateur

La volonté politique de traiter par une taxation ou une tarification progressive des objectifs contradictoires de sobriété et de précarité énergétique se traduit par deux écueils : une absence de couverture des coûts supportés par les opérateurs et des signaux de prix illisibles pour les consommateurs.

Les deux objectifs de sobriété et de lutte contre la précarité doivent donc être abordés séparément.

La réponse à la précarité énergétique en matière d'électricité et de gaz doit être apportée uniquement par des dispositifs de type chèque énergie et non dans un cadre tarifaire.

Sans établir de taxation progressive, le volet sobriété doit quant à lui être traité par plusieurs dispositions :

- une réelle exposition des consommateurs aux signaux de prix des marchés de l'électricité et du gaz qui, parce qu'ils sont orientés sur les coûts, ont la propriété de donner aux consommateurs de bons signaux économiques pour leurs consommations ;
- un ajustement de la structure et du niveau des tarifs réglementés de l'électricité pour agir sur le comportement des consommateurs via leur perception des prix. Sans alourdir les normes existantes, il convient pour cela de s'appuyer sur les dispositions existantes du Code de l'énergie (article L. 337-6) au travers d'une évolution profonde des tarifs réglementés de vente qui subsisteront à l'avenir ainsi que des tarifs de transport et de distribution (TURPE), en niveau comme en structure (horo-saisonnalisation, c'est-à-dire variation des prix tout au long de l'année en fonction de l'heure et du mois) et sous la seule égide du régulateur. L'évolution en structure peut être effectuée, dans l'attente du déploiement de dispositifs de comptage évolués, par l'introduction d'une relève semestrielle. En adéquation avec les évolutions du TURPE, l'extinction progressive des options tarifaires sans horo-saisonnalité et la systématisation de la tarification heures pleines / heures creuses (HP/HC) doivent également être engagées ;
- une modification de la proportion entre la prime fixe et la prime variable des tarifs réglementés d'électricité. En augmentant la part variable, on peut apporter de la progressivité à un système binôme qui aujourd'hui est dégressif. La répartition actuelle prime fixe/prime variable, dictée par des considérations tarifaires de répartition entre coûts fixes et coûts variables du parc de production « optimal », est largement arbitraire et perd en signification dans un système d'ouverture du marché électrique ;
- une modulation de la taxe foncière en fonction de la performance énergétique des logements, comme le font déjà plusieurs collectivités locales, pour inciter les bailleurs à améliorer la performance énergétique

des logements (par exemple, calculer la taxe foncière au prorata du DPE). En faisant intervenir la fiscalité locale, un tel dispositif permettrait d'associer les collectivités territoriales à la maîtrise de la demande d'énergie en complétant par exemple le chèque énergie ou en favorisant certains systèmes de chauffage (réseaux de chaleur, ...).

Sobriété et précarité doivent être traitées séparément. La précarité doit être traitée de manière extra-tarifaire par le biais d'un chèque énergie afin de maintenir l'efficacité du signal prix. La sobriété, sans alourdir la loi, passe par une refonte de la structure de la tarification d'électricité et de gaz. Celle-ci doit se traduire par la généralisation de l'horosaisonnalisation des prix et par l'augmentation de la part variable des tarifs. Elle peut passer également par une modulation de la taxe foncière en fonction de la performance énergétique des logements.

14. Donner au consommateur les moyens de maîtriser sa facture en développant des dispositifs de comptage « intelligents » et le pilotage intelligent de la consommation au service du réseau

La politique en matière d'efficacité énergétique ne doit pas cibler exclusivement la rénovation thermique des bâtiments. Elle doit également promouvoir le développement de l'efficacité énergétique active, centrée sur le pilotage de l'ensemble des consommations d'un site. L'efficacité énergétique active vise à optimiser la consommation du site afin de, non seulement consommer moins, mais également consommer mieux. Le développement des effacements en fait pleinement partie et doit être encouragé. Un gisement considérable d'effacements industriels existe. Le révéler serait bénéfique pour la collectivité des consommateurs d'électricité tout en contribuant à la compétitivité de l'industrie française.

Ainsi, les incitations en faveur du développement des effacements doivent être mises en œuvre de manière non discriminatoire, sans cibler un type d'effacement en particulier (effacements chez les particuliers, souvent appelés « effacement diffus », effacements industriels, ...), ni un type d'acteurs en particulier (opérateur d'effacement, fournisseur d'électricité, ...).

Par ailleurs, des compteurs évolués, tant pour le gaz que l'électricité, doivent être déployés pour permettre aux consommateurs de mieux connaître et maîtriser leur consommation, et aux fournisseurs de développer des offres innovantes. Ces dernières seront un vecteur important de maîtrise de la facture du consommateur, tant à travers le volume consommé que le prix moyen d'achat au kWh. Cependant le développement de compteurs évolués doit se fonder sur un système d'agrément afin de valider leur fiabilité et le respect des fonctionnalités requises, ce qui permet la mise en œuvre des meilleures innovations technologiques au moindre coût. Au regard de ces objectifs, un déploiement précipité de Linky ne semble pas opportun.

Enfin, la maîtrise de la consommation d'énergie par les consommateurs passe par la possibilité donnée à tous les fournisseurs de proposer des offres utilisant les signaux EJP et Tempo. Proposée initialement par le Groupe de travail Pointe « Sido-Poignant », cette proposition est depuis restée lettre morte. La gouvernance du signal EJP et Tempo reste à la main du fournisseur historique, ce qui nuit au développement d'offres avec incitations tarifaires pour consommer mieux au regard des besoins du réseau. La gouvernance de ce signal doit donc être confiée à RTE et gérée selon les principes d'accès des tiers aux réseaux afin de permettre à tous les fournisseurs de développer des offres innovantes donnant les bonnes incitations économiques pour consommer mieux et au bon moment.

La politique en matière d'efficacité énergétique doit également passer par le développement des services de pilotage intelligents de la consommation (effacements notamment, y compris dans le secteur industriel). Le développement des compteurs évolués doit se baser sur un système d'agrément des dispositifs tout en favorisant l'innovation au moindre coût.

L'AFIEG propose de faire évoluer le système énergétique de la France d'une politique de l'offre à un modèle donnant un rôle plus important à la demande en donnant au consommateur le libre choix de son mode de chauffage et en établissant un cadre favorable à l'autoconsommation.

15. Donner la possibilité au consommateur de devenir un « consomm'acteur »

Le consommateur doit pouvoir être acteur de ses choix énergétiques à travers une réelle possibilité d'arbitrage pour son mode de chauffage et une réelle incitation à développer l'autoconsommation.

Ainsi, l'AFIEG propose que le consommateur soit en mesure de faire ses propres arbitrages en matière énergétique avec le libre choix de son mode de chauffage. L'installation de colonnes montantes de gaz dans les nouveaux logements collectifs lui assurerait cette faculté, lui conférant ainsi un légitime pouvoir d'arbitrage dont il ne bénéficie pas actuellement.

Le développement de la production décentralisée sur site de consommation doit également être favorisé en créant des incitations tarifaires à l'autoconsommation de l'énergie produite sur site de consommation. Des signaux tarifaires incitant à injecter sur le réseau toute l'énergie produite sur un site de consommation et soutirer l'énergie consommée sur ce même site est source de surcoût pour la collectivité.

Ces mesures permettront de faire évoluer le système énergétique de la France d'une politique de l'offre à un modèle donnant un rôle plus important à la demande et au consommateur. Ce modèle pourrait également s'appuyer sur les collectivités, en partenariat avec les fournisseurs d'énergie.



Présentation

L'AFIEG, créée en mars 2012, et présidée par Marc Boudier, regroupe les filiales françaises d'opérateurs européens du secteur énergétique, Alpiq, BKW, Enel, E.On et Vattenfall. Elle compte également parmi ses membres associés Enovos et Novawatt.

A l'heure de la transition énergétique, l'AFIEG milite en faveur de l'élargissement des possibilités d'investissement en France pour ses membres, notamment dans de nouvelles capacités de production. Les membres de l'AFIEG, par leur expérience partout en Europe, et leur présence commerciale et industrielle dans notre pays, souhaitent contribuer aux choix structurants que la France devra faire dans les mois qui viennent, au bénéfice de la compétitivité et de l'emploi.

L'AFIEG souhaite être un interlocuteur incontournable des pouvoirs publics, en apportant une expertise neuve et indépendante sur les enjeux énergétiques français, fondée sur l'expérience des marchés ouverts en Europe et sur une présence de plus de dix ans en France



AFIEG - Association Française Indépendante de l'Electricité et du Gaz

7 rue du Commandant Rivière - 75008 Paris

Téléphone : 01 45 63 68 16 - E-mail : info@afieg.fr

www.afieg.fr



BKW®



e-on



VATTENFALL 