



Livre Blanc des Energies

3 ambitions pour l'avenir des marchés électriques et gaziers

CFE-CGC Energies

Nos convictions pour 2012



Avec la contribution de Secafi



La **CFE-CGC Energies** représente aujourd'hui les agents de maîtrise, les techniciens, techniciens supérieurs, ainsi que les cadres du secteur énergétique, quel que soit leur domaine d'activité (technique, clientèle, commercial ...) ou la nature de leurs fonctions (expertise, management) : toutes ces catégories professionnelles sont regroupées sous l'appellation « Encadrement ».

Notre syndicat, véritable partenaire social, rassemble des femmes et des hommes partageant loyalement des valeurs et des principes communs. Libre de pensée, reconnu pour la pertinence de ses analyses et le pragmatisme de ses propositions, il s'attache à fédérer et à porter, en permanence, l'action collective, seul moteur de progrès social. Prônant le respect et l'équité, soucieux de solidarité, il contribue en toute indépendance à la bonne marche de l'entreprise tant qu'il juge que l'intérêt du personnel et des clients est respecté.

Dans le cas contraire, il n'hésite pas à s'engager dans le conflit sans violence. Force de propositions, et en permanence ouvert sur son environnement, il engage sa responsabilité dans la négociation pour favoriser le progrès social.

La **CFE-CGC Energies** est la première organisation représentative chez les cadres et la troisième tous collègues confondus dans les industries électriques et gazières.

CFE-CGC Energies

59 rue du Rocher - 75008 Paris

www.cfe-energies.com

01 55 07 57 00

Secafi est un cabinet d'expertise et de conseil auprès des comités d'entreprise et des CHSCT. Il intervient à la demande des représentants du personnel et des organisations syndicales sur : le diagnostic de la situation économique, les restructurations, les relations sociales, la prévention des risques psychosociaux, l'amélioration de la santé et des conditions de travail. **Secafi** étend son expertise aux comités d'entreprise européens.

Pour contacter nos spécialistes sur le secteur de l'énergie :
Mireille Battut 06 80 87 78 93 – mireille.battut@secafi.com

Secafi
20 rue Martin Bernard
75647 Paris Cedex 13
www.groupe-alpha.com



Ont contribué à la rédaction : Mireille Battut, Fabrice Creste, Gérard Manon, Sabine Vincent

Livre Blanc des Energies

3 ambitions pour l'avenir des marchés électriques et gaziers



Préface



Christian Taxil
Secrétaire Général

Le contexte dans lequel s'inscrivent les entreprises du secteur électrique et gazier a été profondément bouleversé ces dernières années.

En effet, poussées par « le marché » et les coups de boutoir de la politique européenne, relayés sur le territoire national par les différents gouvernements qui se sont succédés, les évolutions successives de la réglementation ont fait rentrer, au forceps, les entreprises dans le secteur marchand, plus souvent à tort qu'à raison du point de vue de la CFE-CGC Energies.

L'actualité énergétique s'est encore « enrichie » ces derniers mois d'un certain nombre d'événements marquants, comme le débat qui fait rage sur l'avenir du nucléaire suite à la catastrophe nucléaire au Japon, les tergiversations du Gouvernement sur la fixation du prix des énergies, ou encore les vellétés des collectivités concédantes en faveur d'une remise en cause du modèle des concessions de distribution d'électricité.

Dès le début d'année 2011, notre organisation syndicale, s'appuyant sur ses adhérents et ses militants, a décidé de mener une réflexion approfondie sur les enjeux énergétiques. Ce Livre Blanc est le fruit de ce travail d'analyse.

Cet ouvrage permet à la CFE-CGC Energies de saisir l'occasion des prochaines échéances électorales pour exprimer publiquement ses positions, afficher ses préconisations sur les choix énergétiques et interpeller les candidats à l'élection présidentielle sur ces enjeux cruciaux pour l'avenir ainsi que sur leurs conséquences pour la branche professionnelle concernée.

Parce que l'année 2012 sera décisive pour l'avenir politique français, la Fédération CFE-CGC Energies saisit l'occasion des prochaines échéances électorales pour exprimer ses positions sur les choix énergétiques et leurs conséquences économiques, sociales et environnementales.

Avant propos

L'énergie, comme l'eau ou la nourriture, est un besoin vital. Les événements de 2011 ont été l'occasion d'une prise de conscience de l'importance des choix énergétiques pour l'avenir de notre société. Les Français veulent se saisir d'un débat sur des sujets trop longtemps réservés aux spécialistes alors qu'ils sont hautement politiques.

Prix, sûreté, environnement, confort, emplois... L'énergie est au cœur de nos vies et la CFE-CGC Energies souhaite prendre toute sa place dans ce débat, en tant qu'organisation représentante de salariés qualifiés sur ce sujet mais aussi et surtout de citoyens.

Ce Livre Blanc présente nos positions sur les choix énergétiques que devront faire les futurs décideurs sur un marché à aborder dans sa globalité, de la production à la consommation, en passant par le rôle de la réglementation et le modèle adapté aux spécificités du transport et la distribution.

La CFE-CGC Energies est convaincue qu'une politique énergétique cohérente doit s'appuyer sur les forces du tissu industriel, les compétences, l'engagement et le savoir-faire des salariés pour propulser les industries française et européenne à l'avant-garde de la transition énergétique. Elles doivent être capables d'innover pour garantir l'accès à l'énergie pour tous, conquérir de nouveaux marchés, conserver nos emplois, et contribuer à notre indépendance énergétique. La France doit pouvoir continuer à bénéficier

du formidable avantage que constitue notre système énergétique pour la compétitivité de notre territoire.

Après avoir constaté que la politique européenne de libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité constitue une aberration économique, nous présentons trois ambitions :

Ambition 1 : Construire un système équilibré, garant de l'avenir du système électrique et investir dans les infrastructures électriques et gazières répondant aux besoins de long terme ;

Ambition 2 : Définir une politique qui oriente vers un mix énergétique d'avenir ;

Ambition 3 : Relever le défi de la maîtrise de l'énergie.

Sommaire

	Préface	3
	Avant propos	5
	Sommaire	7
Constat	<i>La politique européenne de libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité n'a pas rempli sa promesse et constitue une aberration économique</i>	9
	<i>La politique actuelle conduit à un marché déséquilibré de l'électricité</i>	10
	<i>Le marché européen du gaz libéralisé fragilise les Etats consommateurs face aux pressions de la mondialisation</i>	12
	<i>La construction du marché européen du gaz s'effectue au détriment des contrats de long terme</i>	14
	<i>La politique énergétique européenne actuelle est inadaptée pour répondre aux enjeux</i>	15
Ambition 1	<i>Construire un système équilibré, garant de l'avenir du secteur électrique et investir dans des infrastructures répondant aux besoins de long terme</i>	17
	<i>Revenir sur la loi NOME, qui ne constitue pas la solution aux problématiques électriques</i>	17
	<i>Clarifier les missions de service public</i>	19
	<i>Développer des infrastructures de transport électrique et gazier cohérentes avec les priorités définies par l'UE</i>	22
	<i>Attirer les financements publics et privés nécessaires à la réalisation des investissements</i>	25
	<i>Replacer la distribution au cœur des enjeux énergétiques et combler le retard dans les investissements de distribution</i>	27
	<i>Maintenir le monopole de distribution, organisé autour d'opérateurs nationaux et de la péréquation tarifaire</i>	31
	<i>Créer un distributeur biénergies indépendant des acteurs du marché, seule condition pour conserver les synergies de la mixité de gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz</i>	34
Ambition 2	<i>Définir une politique qui oriente vers un mix énergétique d'avenir</i>	37
	<i>Fixer au niveau de l'UE un cadre au bouquet énergétique des pays membres</i>	38
	<i>Rendre le nucléaire acceptable et engager le débat sur son avenir à moyen terme</i>	39

	<i>Les scénarios de sortie du nucléaire doivent être évalués au regard de leurs coûts et de leurs impacts CO₂</i>	41
	<i>S'appuyer sur le savoir-faire des opérateurs historiques pour sécuriser les ressources hydrauliques</i>	43
	<i>Promouvoir un développement équilibré des EnR</i>	45
	<i>Affirmer la place du gaz, comme composante indispensable du mix énergétique</i>	47
	<i>Prendre en compte les perspectives sur les réserves mondiales de gaz</i>	50
<i>Ambition 3</i>	<i>Relever le défi de la maîtrise de l'énergie et lutter contre la précarité énergétique</i>	53
	<i>Impliquer les particuliers dans les efforts de maîtrise de la demande</i>	55
	<i>Développer les économies d'énergie dans le bâtiment</i>	56
	<i>Impliquer les industriels dans la maîtrise de la demande tout en préservant leur compétitivité</i>	57
	<i>Conclusion</i>	61
	<i>Postface</i>	63

CONSTAT :

La politique européenne de libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité n'a pas rempli sa promesse et constitue une aberration économique

Une stratégie de baisse de prix par une concurrence accrue diffère de celle de l'ancien monopole d'EDF : choisir les investissements optimaux pour « satisfaire la demande au moindre coût ».

Pierre Lederer, Directeur Exécutif Groupe EDF

Le secteur énergétique a joué un rôle fondateur dans les premiers pas de la construction européenne avec la création de la CECA (Communauté européenne du charbon et de l'acier) en 1951 puis de la CEEA (Communauté européenne de l'énergie atomique) en 1957. Depuis le milieu des années 1990, la mise en place de la réglementation européenne destinée à libéraliser les marchés de l'électricité et du gaz a profondément remanié le secteur de l'énergie.

L'organisation dominante antérieure de l'industrie électrique et gazière en Europe était caractérisée par une forte intégration verticale des activités de la chaîne de valeur (production/exploration – transport – distribution – fourniture), au sein de monopoles intégrés, ou par le biais de contrats de long terme. Le principe de la libéralisation a été de désintégrer ce modèle vertical en introduisant la concurrence en amont (sur l'activité de production : le marché de gros) et en aval (sur l'activité de fourniture : le mar-

Eclairage : changement de contexte

Si une situation de surcapacité énergétique européenne et d'hydrocarbures à bas prix (baril aux alentours des 20 \$ en 2000) a pu encourager le lancement de la libéralisation du secteur énergétique, celle-ci a ensuite été conduite dans un contexte de saturation des capacités et d'augmentation constante des prix du pétrole et du gaz à partir de 2004.

ché du détail), tandis que les activités liées aux réseaux demeurent régulées, c'est à dire que ces derniers sont exploités, gérés et développés par des monopoles chargés d'assurer un accès libre et non-discriminatoire pour tous les producteurs et fournisseurs. Cela a eu pour conséquence la mise en place de gestionnaires de réseau indépendants et d'autorités de régulation responsables de garantir l'accès au réseau.

Cette libéralisation s'inspire du précédent des télécommunications et s'appuie sur les « modèles » énergétiques scandinaves et anglo-saxons. Ces analogies sont pourtant risquées. La libéralisation des télécommunications a été menée pendant une phase d'innovation soutenue avec notamment l'explosion du mobile. Elle a poussé les opérateurs à construire leurs propres réseaux tandis que subsistait la « boucle locale ». Pour l'électricité et le gaz, les réseaux demeurent des infrastructures essentielles qu'il est difficile de déréguler. Quant aux modèles « de référence », ils se révèlent soit très spécifiques – les pays scandinaves peuvent compter sur une électricité à 90 % hydraulique – soit marqués par les dysfonctionnements illustrés de manière spectaculaire par les *black-out* californiens. Au point que les Britanniques réfléchissent à une meilleure organisation de leurs marchés face à l'explosion des tarifs, la faillite du fleuron nucléaire British Energy ou les problèmes réguliers de qualité de fourniture.

Avec l'ouverture des marchés, la Commission européenne promettait de faire converger à la baisse les prix en Europe pour créer un marché unique et des champions européens de l'énergie. Qu'en est-il, plus d'une décennie après la première ouverture à la concurrence pour les consommateurs « grands comptes » en 1999 ?

La politique actuelle conduit à un marché déséquilibré de l'électricité

La convergence attendue des prix en Europe est difficilement atteignable pour deux raisons : la fluidité transfrontalière du marché compromise par une congestion des interconnexions et surtout, la structure du parc de production trop

hétérogène. Comment faire converger les prix en aval si en amont les parcs sont très différents ?

Selon la théorie libérale, pour que les prix finaux s'harmonisent, chaque opérateur devrait pouvoir choisir ses moyens de production dans une logique essentiellement financière.

Cependant, la structuration des parcs électriques se fait dans des contextes très hétérogènes. À la diversité des potentiels hydroélectriques et éoliens s'ajoutent des choix politiques structurants. L'Allemagne a choisi de mettre fin au développement du nucléaire, privilégiant des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR), complétés par un recours renforcé au gaz. La France pour sa part s'appuie sur la compétitivité de son électricité à 80 % d'origine nucléaire.

Aux États-Unis, les opérateurs qui commercialisent de l'électricité sans pouvoir mettre à disposition la puissance appelée par leurs clients sont soumis à une pénalité.

Dès lors, on assiste à une divergence des prix de gros européens tandis que la France reste au milieu du gué dans le processus européen de libéralisation.

Repères : comparatif des prix de l'électricité entre pays européens pour les industries et les foyers (Eurostat, S2 2008, €/100 kWh)



Alors que la réalisation des « objectifs prix » butte sur cette situation fragmentée, d'autres limites au dogme de la libéralisation apparaissent lorsque l'on se penche sur les défaillances en matière d'investissements. L'investissement en capacité de pointe devrait être considéré comme un bien collectif dès lors qu'il améliore la sécurité de l'approvisionnement, à l'instar de la distribution ou du transport. Il est pourtant livré à l'opportunisme des nouveaux entrants, qui dans une logique de retour rapide sur investissement ne veulent pas supporter leur part. L'opérateur historique demeure dans ce contexte le principal acteur à assumer la charge de ces investissements.

De même, l'investissement dans l'électricité de base et semi-base souffre d'un « signal prix » défaillant qui, dans le cadre d'une approche orientée vers les profits à court terme, encourage les investissements dans des technologies peu consommatrices en capital.

Cette situation ne favorise pas une structure optimale des coûts de production et fait naître le risque que l'industrie bascule dans des « cycles de commodités ». Il faut donc passer d'une concurrence purement commerciale à un partage des investissements industriels, des responsabilités et des risques afférents qui ne devra plus seulement porter sur l'énergie, mais également sur la puissance et la valorisation des effacements : un fournisseur qui paie très cher la puissance de pointe peut envoyer un signal-prix à ses clients pour qu'ils adaptent leur consommation.

En France, le prix reflète de plus en plus mal le coût de la puissance ; les capacités d'effacement sont aujourd'hui moindres qu'il y a quelques années. La désoptimisation des investissements de puissance (production et réseaux) fait supporter au système le coût des congestions, des risques de black-out en Bretagne et en PACA, tandis que le développement des énergies renouvelables est freiné par l'état du réseau.

Le marché européen du gaz libéralisé fragilise les Etats consommateurs face aux pressions de la mondialisation

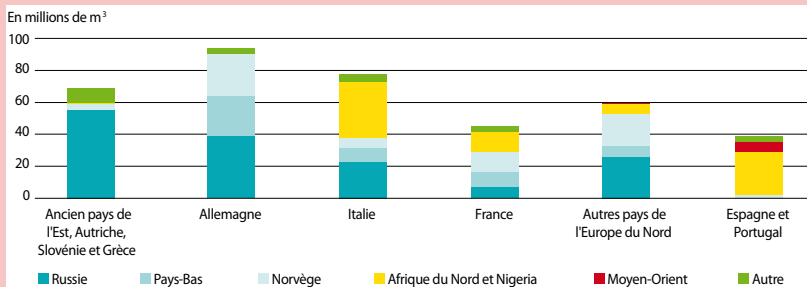
En Europe, l'ouverture à la concurrence du gaz s'est faite dans un contexte différent de celui de l'électricité. En effet, le marché européen est beaucoup plus sensible à l'environnement international dans un contexte de déclin de ses réserves propres et de dépendance forte aux importations.

La France elle-même n'a que très peu de ressources propres en gaz naturel, appelées à disparaître d'ici 2013. Elle dépend donc fortement des marchés inter-

Repères : gaz naturel

- 15 % du bilan énergétique national, soit un doublement vs. 1973 (7,4 %)
- Secteurs consommateurs : résidentiel (39 %), industrie (38 %), tertiaire (16 %), énergie (8 %) et agriculture (1 %).
- 4 fournisseurs principaux pour la France : Norvège (31,6 %), Pays-Bas (17,9 %), Algérie (16,2 %) et Russie (14,5 %)

Graphique : origine du gaz importé dans les Etats de l'Union européenne en 2006
(source : SOeS, d'après l'Agence internationale de l'énergie – AIE)



nationaux pour ses approvisionnements : plus de 97 % de sa consommation de gaz naturel est importée.

Cette situation se retrouve en Union européenne avec un taux de dépendance de 62 % en 2006, qui devrait passer à 80 % d'ici 2030. En effet, l'Europe et la France devraient voir leurs besoins en gaz augmenter, poussés par le développement des énergies renouvelables pour lesquelles le gaz représente un bon complément, la remise en question du nucléaire, le remplacement de certaines centrales à charbon trop polluantes ou l'essor des véhicules au gaz naturel et de la production combinée de chaleur et électricité (cogénération).

Cette situation n'est pas isolée. La demande en gaz est en augmentation partout dans le monde, tirée par les pays émergents : 80 % de la croissance de la demande provient de pays non membres de l'OCDE (dont 40 % pour les seuls Brésil, Russie, Inde et Chine). Au total, la consommation mondiale de gaz va bondir de 50 % en vingt-cinq ans, selon une estimation de l'AIE. Malgré l'émergence des gaz non conventionnels, qui représentent déjà 60 % de la production aux Etats-Unis et poussent les prix à la baisse, des tensions fortes apparaissent sur les marchés mondiaux.

La demande asiatique (et plus particulièrement chinoise) qui cherche à attirer les flux gaziers – dans un contexte de croissance de ses propres besoins et de diminution des ressources propres de l'Europe – conduit à faire de la sécurité d'approvisionnement une question primordiale pour l'Europe.

« Le gaz est clairement sous-représenté dans le scénario énergétique européen. Nous devons adresser des signaux clairs aux pays producteurs leur montrant que l'Europe restera un marché important pour eux. »

Jean-François Cirelli, Vice-Président de GDF SUEZ

Or, l'Union européenne est loin de présenter un front uni face à ses fournisseurs. Cela ne facilite pas l'expression

d'un rapport de force plus équilibré entre les pays producteurs – en premier lieu la Russie – et l'Union européenne.

La construction du marché européen du gaz s'effectue au détriment des contrats de long terme

Les politiques de sécurité d'approvisionnement restent des prérogatives des Etats-membres qui s'appuyaient essentiellement sur leurs opérateurs gaziers historiques pour gérer leurs approvisionnements. Or, les différents pays membres présentent une très forte hétérogénéité en matière de politique gazière (dépendance, capacité de stockage, accès à la mer, degré d'interconnexion avec les pays voisins...).

Les pays et leurs opérateurs gaziers historiques ont donc tendance à négocier de manière unilatérale et non concertée pour nouer des nouveaux contrats d'approvisionnement et pour financer de nouvelles routes de transit.

Aujourd'hui, l'approvisionnement européen est encore très largement assuré par des contrats de long terme. Pour la Commission européenne, ces contrats ne permettent pas l'émergence et le développement du marché de gros. Elle exerce donc une pression constante pour réduire le rôle de ces contrats de long terme et favoriser l'augmentation des transactions sur le marché. Cette approche, fondée exclusivement sur la mise en concurrence « pure » des acteurs, inscrit le marché dans une logique financière de court terme et ignore les fondamentaux du secteur de l'énergie : importance primordiale des choix d'investissement, poids des coûts fixes, nécessité de déployer des stratégies industrielles dans la durée.

Cette politique d'encouragement des marchés de gros, qui nécessite de concentrer les investissements sur les interconnexions et les capacités de stockage et de mettre en valeur l'utilisation des centrales à cycle combiné gaz (CCG), présente

des risques majeurs. La volatilité des prix et leur tendance haussière n'apporteraient pas de contrepartie pour le consommateur. Le manque de capacité d'investissement pour le développement des capacités d'importations risquerait de détourner les flux hors d'Europe. La généralisation des marchés de gros encouragerait la formation de cartels de producteurs gaziers. Tandis que l'encouragement à des logiques de convergence gaz-électricité dans les grands groupes énergétiques ferait du gaz uniquement un combustible pour les centrales électriques et non plus un élément du système de chauffage. De plus, les opérateurs historiques ont tendance à prendre acte de la libéralisation européenne qui remet en cause leur responsabilité vis-à-vis de leur pays d'origine : la sécurisation de leur approvisionnement glisse d'une logique nationale à des enjeux propres à des groupes devenus multinationaux.

« Il n'existe pas de " politique énergétique commune " mais une politique de la concurrence appliquée à l'énergie et un socle minimal de préoccupations communes à tous les Etats-membres reposant sur 3 piliers : sécurité, compétitivité, durabilité. »

Jacques Percebois,

Président du Comité 2050, Directeur du CREDEN

La CFE-CGC Energies pense que si l'Europe veut sécuriser son approvisionnement, elle doit s'en donner les moyens en revoyant sa stratégie gazière lors de la définition du *Gas Target Model*. Les contrats de long terme libèrent des capacités de financement pour la construction d'ouvrages internationaux d'importation, diminuent les coûts de transaction et partagent les risques entre exportateurs et importateurs. Ils reflètent mieux les coûts que les logiques de marché, ce qui donne une vision long terme aux industriels. Ils doivent être encouragés. L'Europe doit définir une politique volontariste s'appuyant sur les opérateurs historiques ainsi que sur les relations historiques entre pays producteurs et consommateurs. Dans un deuxième temps, elle devra chercher à mutualiser nos relations vis-à-vis des pays gaziers pour constituer un front uni avec une forte capacité d'achat.

La politique énergétique européenne actuelle est inadaptée pour répondre aux enjeux

Aussi bien pour l'électricité que pour le gaz, une réelle politique énergétique européenne ne doit donc pas se baser sur le dogme de la libéralisation.

La nouvelle politique énergétique commune doit partir d'une vision de long terme pour définir des stratégies durables en accord avec les enjeux sociaux, écologiques, économiques et industriels, traduire dans les prix la réalité des coûts, dans une logique de responsabilité économique, de justice sociale et de sûreté pour réorienter le marché vers une meilleure prise en compte de l'intérêt général.

En outre, face à la difficulté d'atteindre simultanément les 3 objectifs des 3x20 en 2020¹, une hiérarchisation des cibles est nécessaire et un nouvel horizon post 2020 doit être construit. La feuille de route pour 2050 donne quelques pistes à cet égard.

Positions pour une politique énergétique européenne efficace

- *Mettre en œuvre une politique énergétique commune qui ne se limite pas à la libéralisation mais qui donne les moyens à l'Europe d'aborder la transition énergétique*
- *Renforcer les pouvoirs de l'organisme européen de régulation chargé de superviser le fonctionnement du marché et de rendre des comptes auprès des instances européennes compétentes*
- *Développer les interconnexions des réseaux électriques et gaziers pour renforcer significativement les capacités d'échanges transfrontaliers*
- *Donner une place renforcée aux approvisionnements long terme*
- *Coordonner les programmes de recherche et d'investissement dans une période de crise*

1 L'objectif « 3x20 » adopté par la Commission européenne en 2008 consiste d'ici à 2020 à faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20 %, réduire les émissions de CO₂ des pays de l'Union de 20 % et accroître l'efficacité énergétique de 20 %.

AMBITION I :

Construire un système équilibré, garant de l'avenir du secteur électrique et investir dans des infrastructures répondant aux besoins de long terme

« Que dirait SANOFI si l'État l'obligeait à brader à certains de ses concurrents malheureux quelques molécules giboyeuses, pour permettre aux dits concurrents de survivre en l'attaquant sur son marché ? »

Marcel Boiteux, Président d'honneur d'EDF

Revenir sur la loi NOME, qui ne constitue pas la solution aux problématiques électriques

Imposée sous la menace par la Commission européenne, la réforme apportée par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) est la dernière étape du processus de libéralisation du secteur. Le texte a été voté en décembre 2010 et le prix de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) en avril 2011. Ce prix définit le tarif de gros auquel EDF est contraint de revendre son électricité : il a été fixé à 40 €/MWh puis à 42 €/MWh à partir de 2012.

Ce tarif demeure source de divergences qui se sont exprimées au sein du Comité supérieur de l'Énergie, certains acteurs l'estimant trop élevé pour favoriser l'ouverture à la concurrence et la baisse des prix. D'autre part, compte-tenu du fossé de 10 € entre la part du nucléaire dans les tarifs résidentiels actuels et

Eclairage : le contenu de la loi NOME

La loi « NOME » du 7 décembre 2010 a fixé un nouveau cadre pour le marché de l'électricité en France avec les principales mesures suivantes :

- Partage de l'électricité issue des centrales nucléaires françaises entre les fournisseurs d'électricité au prix de l'ARENH
- Réforme de la Commission de Régulation de l'Énergie qui ne devrait plus compter que cinq membres aux compétences élargies : arbitre et gendarme du partage de la rente nucléaire, fixant les prix et réglant les litiges entre fournisseurs
- Disparition des tarifs réglementés vert et jaune pour les entreprises
- Frais de branchement des nouveaux producteurs d'électricité à leur charge

le prix de gros de 42 €/MWh, des hausses importantes des tarifs sont inévitables d'ici à 2015.

La CFE-CGC Energies estime que l'impératif d'un niveau de prix garantissant l'avenir du système français prime sur celui du développement de la concurrence. Plus généralement, elle n'est pas satisfaite par une loi NOME qui est loin de répondre aux enjeux du secteur électrique français et qui repousse les problèmes à une future réglementation.

La fixation du niveau de prix de l'ARENH, dictée par des considérations concurrentielles cédant à une logique comptable et non économique, n'a pas assez tenu compte des besoins de renouvellement, de maintenance, de démantèlement du parc nucléaire et de traitement des déchets. Les concurrents de l'opérateur historique pourront ainsi profiter des retours sur investissements financés par

*« Dès 2016, le risque de défaillance dépasse le seuil acceptable et un fort besoin de capacité de production ou d'effacement apparaît. »
RTE, bilan prévisionnel 2015*

les usagers par le passé, et s'approprient indûment la rente nucléaire, sans pour autant s'attaquer aux enjeux structurels de l'énergie nucléaire en France.

D'autre part, l'augmentation des tarifs aux clients finaux est inévitable pour répondre à la transition énergétique (renouvellement nucléaire, développement des énergies alternatives, investissement en capacité) et sensibiliser aux économies d'énergies. Le développement du tarif social de l'électricité permettrait certes de gérer les conséquences néfastes de cette hausse pour les plus démunis. En ce sens, l'automatisation de l'attribution

des tarifs sociaux permettant à plus d'un million d'ayant-droit supplémentaires d'y accéder est une avancée appréciable.

La loi NOME présente également deux autres faiblesses majeures sur le plafond de volume de l'ARENH et l'encouragement limité à l'investissement.

Le plafond de l'ARENH en volume a été fixé à 100TWh. Or, il devrait être atteint plus tôt que prévu. 63 TWh ont déjà été souscrits au démarrage, alors que les tarifs réglementés n'ont pas encore été supprimés. La fin des tarifs verts et jaunes au 1er janvier 2016, représentant environ 120 TWh, entraînera très probablement une atteinte de ce plafond si EDF voit s'échapper à la concurrence plus d'un tiers de ses clients en volume. Dès lors, deux options se présentent au régulateur : augmenter ce plafond au détriment de l'opérateur historique ou le laisser inchangé. Cependant, avec cette dernière option, la source d'approvisionnement marginale deviendrait le marché de gros ce qui annulerait le bénéfice économique du nucléaire pour le consommateur final tout en profitant aux opérateurs alternatifs : le prix de vente s'alignerait alors sur le marché de gros tandis que les concurrents d'EDF se partageraient la rente nucléaire.

D'autre part, avec la loi NOME, la question de l'encouragement à l'investissement dans la base et la semi-base reste ouverte car les concurrents d'EDF préféreront acheter un bandeau au tarif de l'ARENH plutôt qu'investir dans de nouveaux moyens de production. En effet, pourquoi les fournisseurs investiraient-ils dès lors qu'ils auraient accès à une production à bas prix ? Or, RTE souligne le risque de défaillance sur l'après 2015 à cause de la forte décroissance du parc de production thermique en France à cet horizon (fermeture des centrales au charbon et au fioul trop polluantes). Des investissements importants sont donc nécessaires, entre 2,7 et 5,3 GWh de capacité ou d'économie d'énergie. En matière d'investissements dans la pointe, dans l'attente des propositions de RTE, les exemples étrangers (USA) n'incitent pas à l'optimisme.

Clarifier les missions de service public

Marcel Boiteux souligne que la loi NOME introduit une concurrence artificielle sur le marché de l'énergie. Elle force par exemple l'opérateur historique à céder à bon prix sa capacité nucléaire. Cet accès garanti à ses concurrents la compétitivité nécessaire pour survivre et l'attaquer sur son propre marché. Pourtant, c'est bien d'une véritable vision industrielle à long terme dont notre pays a besoin pour développer une politique énergétique cohérente, des investissements industriels et une politique de recherche et développement (R&D) au service des clients

domestiques, professionnels, tertiaires et industriels. Et cela passe notamment par une position claire sur le rôle de l'opérateur historique quant aux missions de service public.

La première option consisterait à perfectionner l'ITO (*Independent Transmission Operator*¹) et reconnaître que l'opérateur historique porte une responsabilité particulière sur le marché, notamment dans le domaine de l'électricité. Cela reviendrait à confirmer son rôle industriel de garant de l'équilibre du système, de la sûreté de l'outil et de soutien à la R&D ; son rôle de service public par la couverture de la demande en pointe, l'aménagement du territoire, et la péréquation tarifaire ; et enfin, son rôle sociétal en permettant l'accès à l'énergie pour tous, en développant les EnR et en soutenant des efforts importants de R&D.

1 le modèle ITO est l'option de « troisième voie » obtenue par la France et l'Allemagne pour éviter le dégroupage total. Il permet aux entreprises intégrées de garder la propriété de leurs réseaux de gaz et d'électricité, à condition d'en abandonner la gestion quotidienne à des opérateurs de transport indépendants.

**Eclairage : reconsidérer l'organisation des marchés électriques
selon Finon, Defeuilley, Marty, économistes au Laboratoire d'analyse économique des
réseaux et des systèmes énergétiques**

« Les industries électriques ont été libéralisées en référence au modèle d'équilibre de marché. Dans ce modèle, les agents se font concurrence aux différents étages de la filière sur des marchés de gros et de détail où les prix (actuels et en espérance) suffisent à articuler équilibre de court terme et équilibre de long terme. L'accent est mis sur la structure de marché désintégrée verticalement, qui est supposée permettre l'optimalité des décisions d'agents décentralisés à partir de prix de court terme et de marchés supposés complets. Ce modèle du marché décentralisé présente plusieurs défauts. D'une part le marché ne permet pas d'assurer un équilibre physique en pointe et en toute circonstance. D'autre part le marché ne permet pas d'orienter correctement les investissements pour aboutir à un parc optimal de production. Il y a " défaillances de marché " en ce qui concerne la question centrale des investissements en production. Il faut dès lors accepter que les intervenants sur les marchés puissent utiliser d'autres modalités de coordination (contrats de long-terme, intégration) pour corriger ces défauts et assurer une gestion de risques que le marché ne prend pas en charge. Ce qui nécessite un aménagement du cadre d'organisation du secteur électrique allant vers une reconnaissance de l'utilité de cette coordination hors marché. La concurrence imparfaite pourrait être vue non plus comme le symptôme d'une réforme inachevée mais comme le palliatif à des défaillances de marché. »

Cependant, ce choix se traduirait par deux conséquences majeures. Il conviendrait d'abord d'identifier les missions de service public et de les isoler des logiques financières qui conduisent l'opérateur historique à des choix d'investissement non-conformes à ses missions de maintenance et mise à niveau du réseau, de développement des capacités de pointe, de garantie d'accès à l'énergie pour tous, de couverture du territoire et de péréquation tarifaire. Dès lors certaines solutions devraient être envisagées comme la fin de la cotation boursière des opérateurs historiques en tant que groupes intégrés (cotations réservées aux activités en concurrence) ou la création d'actifs financiers dédiés à certains usages spécifiques comme les activités nucléaires, de transport ou encore de distribution.

« Notre réseau d'infrastructures existant n'est tout simplement pas à la hauteur du défi. Il doit être amélioré : il est trop vieux, trop fragmenté et déjà trop surchargé en de nombreux points critiques. »
Günther H. Oettinger, Commissaire européen à l'énergie

Ensuite, l'Etat devrait veiller à éviter les stratégies opportunistes des opérateurs alternatifs qui pourraient profiter sur l'électricité des facilités de l'ARENH sans pour autant s'acquitter des obligations de l'opérateur historique. Pour cela, le régulateur s'assurerait de l'orientation correcte des investissements en production et réseaux en déléguant les missions de service public à l'opérateur intégré tout en lui donnant les moyens d'assurer ses missions. Une taxe imposée aux alternatifs, le privilège de la rente nucléaire et/ou des tarifs spéciaux permettraient aux opérateurs historiques, sous un contrôle indépendant, d'affecter ces ressources aux dites missions et éviter ainsi qu'ils les sacrifient pour se concentrer sur la lutte contre la concurrence. Cette organisation serait proche de celle prônée par les économistes Dominique Finon, Christophe Defeuilley et Frédéric Marty.

La seconde option consisterait à pousser la logique d'ouverture à la concurrence équitable tout en trouvant des palliatifs aux défaillances de marché. Pour cela, il s'agirait de s'assurer que la responsabilité des missions de service public est partagée entre tous les opérateurs. Tous les enjeux n'étant pas traités par le marché, une intervention publique s'assurerait de répartir les contraintes, notamment d'investissement pour que tous les opérateurs soient soumis aux mêmes obligations de service public. On peut envisager un partage des risques sur la capacité de pointe et sur la commercialisation d'offres aux démunis pour garantir l'accès à l'énergie pour tous. Des pénalités seraient à payer pour ceux ne respectant pas ce cadre. Nous considérons que dans cet environnement, la question de la « rente nucléaire » devrait alors être analysée en priorité afin de traiter correctement les

besoins financiers générés par l'entretien dans la durée et le démantèlement du parc nucléaire.

Développer des infrastructures de transport électrique et gazier cohérentes avec les priorités définies par l'UE

Le rôle fondamental des infrastructures énergétiques en tant que colonne vertébrale de notre système énergétique a été réaffirmé par la Commission européenne dans son schéma directeur publié en 2011.

Cependant, le constat est sévère sur l'état du réseau et sa capacité à relever les défis de la transition énergétique et des ambitions européennes d'ouverture du marché.

Eclairage : le renforcement des infrastructures gazières

Parmi les priorités européennes figure le « corridor nord-sud » de l'Europe de l'Ouest permettant au Gaz Naturel Liquéfié (GNL) déchargé au sud de contribuer à la sécurité d'approvisionnement au nord. Les récentes décisions prises en France vont clairement dans ce sens : la confirmation du projet de construction d'un terminal méthanier à Dunkerque par EDF va ainsi s'accompagner d'un renforcement du réseau de GRTgaz avec la réalisation des Hauts de France II et de l'Arc de Dierrey et du lancement d'une procédure d'appel au marché qui doit conduire à la création d'une nouvelle interconnexion entre la France et la Belgique. Plus au sud, le doublement de l'artère du Rhône (projet Eridan) permettra de fluidifier les échanges entre le sud et le nord du pays. Identifiée comme prioritaire par la Commission européenne, la réalisation de cette infrastructure est un pré requis pour tout développement de capacités d'entrée dans la zone Sud, notamment depuis Fos ou l'Espagne. À ce titre, le projet bénéficie d'une subvention européenne : l'investissement a été déclenché, de façon exceptionnelle, sans recourir à un appel d'offres.



La Commission propose donc une nouvelle stratégie pour établir un réseau énergétique européen intégré, à l'échelle du continent, fondée sur huit corridors prioritaires à développer d'ici à 2020.

Elle recommande d'investir massivement dans les interconnexions électriques et gazières pour créer des « autoroutes » de l'énergie capables de fluidifier le marché.

À l'échelle de la France, les capacités actuelles des infrastructures gazières de transport et de stockage sont insuffisantes. Elles freinent le développement du marché : les *slots* sont rares dans les terminaux méthaniers et l'accès au réseau de transport limité pour les nouveaux entrants. En effet, les capacités existantes sont préemptées pour répondre aux besoins correspondant au gaz acheté par contrats long terme et reviennent donc majoritairement à l'opérateur historique.

Le stockage, lui aussi, se révèle insuffisant, surtout dans une perspective de développement des centrales CCG qui nécessitent de pouvoir s'approvisionner en gaz dans les périodes de pointes, lorsque l'énergie est la plus chère (en hiver notamment). Une capacité augmentée de stockage permettrait donc de donner plus de moyens à la politique d'approvisionnement qui consiste à concentrer la fourniture lorsque les prix sont les plus bas, en été, pour un usage fort en hiver.

*« L'électricité doit être disponible à tout moment en tout point du territoire quelles que soient les fluctuations de la consommation et de la production. Comme elle ne se stocke pas à l'échelle industrielle, cet équilibre repose largement sur le réseau de transport d'électricité à haute et très haute tension, qui assure le lien entre toutes les sources de production et l'ensemble des consommateurs. »
RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité*

GRTgaz a identifié quatre besoins majeurs d'évolution du réseau pour répondre aux demandes du marché : des capacités d'interconnexion supplémentaires avec les infrastructures gazières adjacentes (terminaux méthaniers et connexions transfrontalières), une fusion des zones de marché (le réseau français est caractérisé par 3 zones de marché, peu interconnectées), des capacités supplémentaires (*line pack* sur réseau principal et régional) pour répondre aux centrales CCG et enfin, des capacités supplémentaires pour suivre l'évolution des consommations en France (raccordement, fiabilisation, sécurité...). Pour faire face à ces besoins, GRTgaz a annoncé un plan d'investissement de 6,5 milliards d'euros d'ici à 2019 dont 4 milliards de développements de capacités avec la pose de plus de 1 000 km de conduites de gros diamètre et la construction ou l'adaptation de stations de compression.

Repères : prévisions d'investissement 2010-2019 de GRTgaz, hors fluidation

Nota : fluidation = 4 milliards supplémentaires



Les besoins en investissement dans les réseaux électriques européens sont également très importants. ENTSO-E² dans son plan européen de développement du réseau à dix ans chiffre entre 23 et 28 milliards d'euros sur 5 ans les programmes d'investissements des gestionnaires de transports électriques européens.

Ces investissements sont, comme pour le gaz, nécessaires pour renforcer les interconnexions mais aussi pour accompagner le développement des EnR qui pose trois types de défis aux réseaux électriques.

Le premier défi est géographique. Les zones d'installation des nouveaux moyens de production décentralisés se situent parfois loin des zones de production actuelles et des zones de consommation, telles que les grandes agglomérations. En Allemagne, par exemple, la création de parcs éoliens offshore au nord nécessite la création de 4500 km de lignes THT supplémentaires. Ce besoin est confirmé au niveau européen par le plan décennal de développement du réseau de transport d'électricité publié par ENTSO-E, qui prévoit la création ou le renouvellement d'environ 20 000 km de lignes THT d'ici 2020 pour accueillir les énergies renouvelables.

Le deuxième défi est opérationnel, car l'insertion à une telle échelle d'énergie intermittente et fluctuante va conduire à modifier structurellement les modalités de gestion de la sûreté du système électrique, notamment au niveau des réserves de capacité de production nécessaires pour la prévention des aléas. L'aléa de consommation en hiver, aujourd'hui dimensionnant, se verra supplanté par l'aléa de production (variabilité du vent et du rayonnement solaire) dans l'exploitation du futur.

² *European Network of Transmission System Operators for Electricity*

Le troisième défi est temporel : le développement du réseau est plus lent que celui des énergies renouvelables. Si certaines capacités renouvelables peuvent se créer en trois ou quatre ans, la création de nouvelles lignes nécessite quant à elle presque dix ans, notamment à cause de la multiplication des procédures administratives. Il convient de noter sur ce point, que l'Allemagne et l'Espagne ont reconnu l'importance du développement des réseaux de transport pour accompagner la croissance des énergies vertes et que leurs législateurs ont cherché à simplifier ces procédures. L'Allemagne a également limité le pouvoir des *Länder* sur ces infrastructures en échange d'un dédommagement forfaitaire de 40 000 euros à toute commune concernée pour tout nouveau kilomètre de ligne à haute tension.

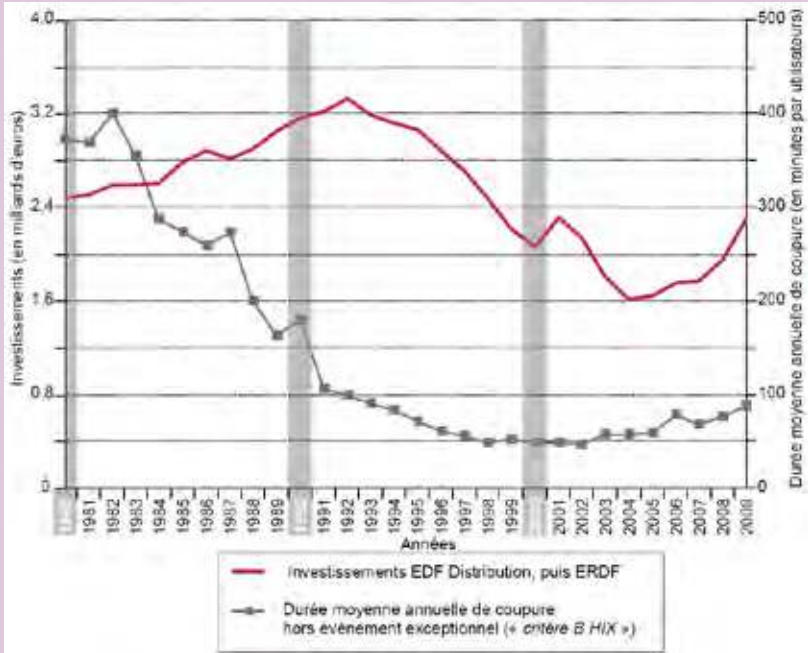
Ces plans d'investissement dans les réseaux énergétiques, nécessaires pour s'adapter à l'évolution des consommations et des productions énergétiques, vont coûter cher aux consommateurs : en effet, ils vont augmenter plus vite que les volumes acheminés. Pour favoriser le soutien des populations, il faudra veiller à limiter ces surcoûts, notamment en s'interrogeant sur la priorisation des investissements entre interconnexions nécessaires à une libéralisation accrue et investissements destinés à moderniser les réseaux et à accompagner la transition énergétique.

Une autre difficulté consiste à trouver les fonds nécessaires pour financer ces programmes à très long terme dans un contexte de crise et de réticence des opérateurs historiques à se lancer dans de lourds investissements, en étant soumis aux pressions de la concurrence et du marché du crédit.

Attirer les financements publics et privés nécessaires à la réalisation des investissements

Le modèle hexagonal de l'énergéticien intégré paraît fragilisé et la France isolée. D'une part, lors de l'adoption en 2009 du 3^e paquet-énergie européen, qui visait à renforcer les modalités de séparation entre opérateurs de réseau et activités concurrentielles, la France et l'Allemagne ont réussi à imposer le modèle de filialisation des activités de réseau, contre les partisans de la séparation patrimoniale totale (*ownership unbundling*). Cependant, les conditions de maintien de ces gestionnaires dans le giron des opérateurs historiques sont si contraignantes que ce nouveau modèle ITO apparaît pour certains trop lourd pour être praticable dans la durée. Les groupes allemands sont d'ailleurs en passe d'y renoncer à l'image de Transpower qui a été cédé par E.ON au gestionnaire de réseau néerlandais TenneT.

Repères : l'effet à retardement de la diminution des investissements dans le réseau de distribution d'électricité



Source : ERDF, cité par la CRE

D'autre part, les grands énergéticiens ne semblent plus prêts à investir dans les infrastructures en Europe. Leurs priorités d'investissement vont à la production électrique et à l'expansion internationale.

Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau dits intégrés ont-ils les moyens de faire face à ces perspectives colossales d'investissement ? Pour y remédier, la Commission européenne réfléchit à des partenariats publics-privés. En France, Eurotunnel a présenté à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) un projet d'interconnexion électrique. Et l'on assiste à l'irruption des fonds financiers dans le capital des gestionnaires de réseaux à l'exemple de l'entrée de la Caisse des Dépôts et de CNP Assurances dans le capital de GRTgaz.

Des compléments sont donc à trouver pour pallier les insuffisances du modèle de l'ITO : une concurrence accrue pour les opérateurs historiques qui doivent pour

autant toujours assumer des investissements de long terme dans des réseaux qui servent à l'ensemble du marché.

Replacer la distribution au cœur des enjeux énergétiques et combler le retard dans les investissements de distribution

La distribution d'électricité et de gaz, activité cruciale pour la société et la vie économique, doit être un service de qualité irréprochable pour le consommateur du fait des exigences de fiabilité. Pourtant, l'état du réseau et la qualité de fourniture sont des sujets qui sont revenus au cœur des préoccupations depuis 2000.

D'abord à cause des conséquences des événements climatiques tels que les tempêtes Lothar, Martin puis Klaus. Ensuite à cause de la dégradation de la qualité des réseaux de distribution qui a pu être constatée jusqu'en 2009. Si le temps de coupure moyen est passé de 400 minutes en 1980 à 50 minutes à la fin des années 1990, il a en effet augmenté à un rythme de 4 minutes par an de 2000 à 2009.

« ERDF s'est engagée dans une politique de reprise de [ses] investissements, mais le retard cumulé [est estimé] aux environs de 6 milliards d'euros à la fin 2008 par rapport à une base d'investissements délibérés qui aurait vraisemblablement dû se maintenir aux environs de 1,5 milliard d'euros par an au minimum. »

Rapport Hauet 2009

Soit un doublement du temps de coupure sur une décennie... qu'il convient néanmoins de relativiser par le rapport qualité/prix de la distribution en France (qui reste le meilleur d'Europe) et par les contraintes qui ont été successivement imposées aux ressources des distributeurs par la régulation tarifaire de la Commission de Régulation de l'Énergie.

Cette dégradation est due, comme l'ont souligné les différents rapports réalisés en 2010, à la baisse des investissements sur les réseaux de distribution depuis la fin des années 90, baisse encore plus marquée si l'on circonscrit l'analyse aux investissements dits non « imposés » (c'est-à-dire hors raccordement et déplacement d'ouvrage), à savoir les investissements « délibérés » qui sont ceux destinés à améliorer la « qualité de fourniture ».

Néanmoins, même si les efforts d'investissement ont fortement repris depuis 2007, ceux-ci sont largement, et de plus en plus, captés par les dépenses de raccordement (insertion des parcs de production d'énergies renouvelables, conséquences de la loi SRU³) et d'environnement. Ces dépenses ayant un caractère

obligatoire et les ressources « offertes » par le TURPE⁴ étant limitées, les investissements destinés à l'amélioration de la qualité des réseaux sont donc restés sous contrainte.

En outre, le gestionnaire du réseau était incité à sous-investir dans l'infrastructure dont il avait la charge : car non seulement, le renouvellement du réseau n'améliore pas le résultat opérationnel de l'entreprise mais de plus les conséquences d'un sous-investissement ne sont pas immédiates. Une équipe de direction peut donc être jugée positivement grâce à un maintien à court-terme des performances du réseau tout en diminuant les investissements.

Sur le terrain, on a constaté, jusqu'en 2009, une diminution de l'importance accordée par le management à l'amélioration de la qualité et un recours accéléré à la sous-traitance.

4 *Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution*

Eclairage : les réseaux de distribution d'électricité, une dimension à la fois nationale et locale

L'électricité est produite dans des centrales ou des capacités « décentralisées », comme les installations éoliennes ou photovoltaïques.

Afin d'éviter les « pertes en ligne » sur des grandes distances, elle est acheminée par le réseau de transport, géré par RTE, sur des lignes très haute tension et haute tension avant d'être transformée en moyenne tension dans les postes sources, points de départ du réseau de distribution géré par ERDF et les distributeurs non nationalisés. L'électricité peut être distribuée en moyenne tension à certains clients industriels. Pour les autres, elle est convertie en basse tension par des postes de transformation HTA/BT avant d'être livrée.

Le réseau de distribution est une infrastructure lourde et étendue : il est constitué de 1,3 millions de km de lignes – contre 0,1 pour le transport. Il dessert 34 millions de foyers.

Pour répondre au problème du financement des réseaux en zone rurale, la loi de 1906 sur les distributions d'énergie établit le principe des concessions publiques communales ou intercommunales de distribution d'énergie.

Comme le courrier, l'électricité est distribuée au même prix à n'importe quel utilisateur. Le coût des investissements dans les concessions rurales est compensé par l'activité des concessions urbaines : c'est le système de la péréquation.

Pour le Groupe EDF, cette question du sous-investissement dans les réseaux de distribution s'est inscrite dans la politique de développement international dans le nucléaire qui l'a amené à placer ses priorités d'investissement dans le rachat de British Energy et Constellation en 2008.

Eclairage : les réseaux de distribution de gaz

GrDF exploite un réseau de 190 000 km, acheminant le gaz naturel vers 9340 communes et 11 millions de clients.

En dehors de GrDF qui couvre environ 95 % du territoire français, il existe une trentaine d'autres distributeurs : une vingtaine d'ELD (entreprises locales de distribution), et une dizaine de sociétés privées plus récentes, agréées par les pouvoirs publics.

Chacune de ces entreprises assure toutes les missions de distributeur sur le territoire de la concession.

Pour le gaz, même si la base d'actifs de GrDF constitue une « vache à lait » financière pour sa maison mère GDF SUEZ, sa rentabilité est jugée insuffisante pour y consacrer des investissements, notamment de développement. Sur ce dernier point, il est important de reconnaître la légitimité du gestionnaire du réseau de distribution GrDF en matière de promotion du gaz et de lui donner les moyens de cette mission. La Commission de Régulation de l'Énergie avait accepté que le tarif d'Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD) comprenne un petit budget de promotion de l'énergie gaz naturel (27 millions d'euros sur la période 2008-2012). Cependant, dans le cadre de la négociation en cours pour la prochaine période tarifaire, la CRE semble peu encline à pérenniser cette mission en y allouant un budget plus ambitieux.

D'autre part, sous la menace anticipée « *d'unbundling* » et des perspectives de perdre des parts de marché en France, une priorité a été accordée aux synergies amont et aval entre gaz et électricité, avec notamment la création de la Branche Énergie Europe, faisant passer la distribution en France sous les fourches caudines des priorités stratégiques de GDF SUEZ.

Le régulateur et les pouvoirs publics portent également leur part de responsabilité. En effet, les incitations financières à l'investissement n'ont pas été concentrées dans la distribution de gaz mais dans le transport avec une politique française dictée par le cadre européen : la priorité étant de fluidifier et de développer le marché pour attirer de nouveaux transits gaziers.

Ces différents constats mènent à la conviction qu'il faut redonner une respiration financière à ce secteur en rattrapant la trajectoire d'investissement passée et en préparant l'avenir des réseaux de distribution.

Ainsi, les investissements dans le réseau électrique doivent permettre prioritairement d'améliorer la qualité du service public, d'augmenter la robustesse aux événements climatiques et de répondre à l'augmentation progressive des besoins de renouvellement des ouvrages liés à leur vieillissement. Ces investissements dans la distribution, y compris gazière, sont également nécessaires pour répondre aux enjeux de développement des productions locales décentralisées, que ce soient les productions électriques intermittentes comme les éoliennes ou le photovoltaïque ou les productions de biogaz par exemple à partir des boues.

En particulier, la stratégie d'investissement pour la préparation des réseaux « intelligents » du futur est à amplifier. Pour commencer, les distributeurs se sont attelés au déploiement des compteurs avancés (projet « Linky » chez ERDF et compteur communicant chez GrDF) dans le cadre réglementaire du 3ème Paquet Energie européen autour de la maîtrise de l'énergie qui a pour objectif le déploiement de ces nouveaux compteurs dans 80 % des foyers européens d'ici 2020, et 100 % d'ici 2022.

Ces compteurs communicants présentent l'avantage pour le distributeur de réduire les coûts de relève, d'éviter certaines interventions effectuables à distance, d'améliorer les délais et la précision de la reconstitution des flux et de faciliter la gestion de l'équilibre offre/demande (délestage ciblé, producteurs autonomes). De leur côté, les consommateurs sont facturés sur leur consommation réelle et peuvent coupler ces compteurs intelligents avec des *box* aidant à la maîtrise de la consommation. Enfin, les fournisseurs peuvent enrichir leurs offres avec des grilles tarifaires flexibles et développer des services type pilotage et effacement. Ils peuvent également profiter d'une meilleure précision dans la facturation – ce qui devrait diminuer les réclamations – et aussi d'une connaissance accrue des usages et des clients.

La CFE-CGC Energies soutient par conséquent la mise en place de ces compteurs communicants, notamment parce qu'ils préfigurent la mise en place de réseaux de distribution intelligents qui permettront aux distributeurs de les gérer au mieux et d'ainsi assurer un service public de qualité, performant et moderne... en étant en particulier capables d'effacer les demandes à la pointe et d'intégrer les injections d'énergies décentralisées.

À l'évidence, l'importance de tous ces enjeux d'investissement dans les réseaux de distribution imposent de mobiliser d'importantes ressources financières et de les focaliser sur ces seules priorités. Par conséquent, la CFE-CGC Energies défend la mise en œuvre d'une trajectoire tarifaire qui favorise l'investissement industriel dans les réseaux de distribution, en s'appuyant sur une programmation pluriannuelle des investissements qui donne aux gestionnaires des réseaux une visibilité à long terme, à l'instar de ce qui a été mis en œuvre début 2000 dans le domaine de la production électrique.

La CFE-CGC Energies demande également que soient pris en compte les moyens humains et financiers nécessaires à l'exploitation et à la maintenance des réseaux permettant de maintenir le niveau de qualité attendu par les concédants et les clients. Elle soutient aussi que toutes les ressources issues du service public de distribution, et notamment celles qui sont mises à disposition des autorités concédantes, doivent être exclusivement réservées aux enjeux d'amélioration de la qualité des réseaux et de leur modernisation. Il est par conséquent crucial de rechercher la meilleure efficacité économique et technique des investissements en évitant la dispersion de la maîtrise d'ouvrage et en s'appuyant sur les compétences reconnues des distributeurs. Les ressources financières étant par nature limitées, il est tout autant indispensable d'éviter que ces ressources destinées aux investissements dans les réseaux ne soient mobilisées à d'autres fins... alors que la tentation en est grande chez certains décideurs locaux, comme nous l'ont montré certains amendements à la loi NOME ou le récent débat autour de l'évolution du cadre budgétaire du Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ).

Maintenir le monopole de distribution, organisé autour d'opérateurs nationaux et de la péréquation tarifaire

Si le droit français garantit aux opérateurs nationaux que sont ERDF et GrDF le monopole de concessionnaire obligé sur 95 % du territoire national et donc n'impose d'aucune façon la mise en concurrence des concessions de distribution, quelques acteurs n'hésitent pas à considérer qu'une telle situation est singulière au regard des règles du marché intérieur et à s'appuyer sur la future directive européenne sur les concessions de service pour remettre en cause le monopole des concessions dévolu à ERDF et à GrDF, quand bien même ces derniers bénéficient de droits exclusifs. Ce faisant, ils occultent une singularité française, à savoir qu'ERDF et GrDF sont les seuls gestionnaires de réseaux de distribution d'énergie en Europe qui ne soient pas propriétaires des actifs qu'ils gèrent et que les directives sectorielles Energie considèrent clairement la gestion des réseaux

de distribution électriques et gaziers comme des monopoles naturels non soumis à une concurrence qui est par nature limitée au secteur dit dérégulé.

D'autres acteurs, sous couvert de la montée en puissance des politiques énergétiques locales mais avant tout soucieux de défendre quelques intérêts particuliers bien éloignés des impératifs de service public, n'hésitent pas non plus à remettre en cause le modèle d'organisation nationale de la distribution publique d'électricité et de gaz. Oubliant que cette organisation nationale fut un choix à la fois politique et d'efficacité économique et technique constamment réaffirmé depuis 2000 par les lois françaises Energie, ils vont même jusqu'à promouvoir des modèles d'organisation locale de la distribution, s'appuyant sur de multiples sociétés locales, sans pour autant mesurer les conséquences d'une telle désoptimisation tant sur la sûreté du système électrique que sur la péréquation des tarifs ou les factures énergétiques des Français.

Les impératifs de qualité et d'efficacité technique et économique du service public conduisent la CFE-CGC Energies à s'opposer fermement à toute remise en cause du monopole de concessionnaire obligé dans la distribution publique d'électricité et de gaz ou du modèle d'organisation nationale de cette distribution. Ce faisant, elle défend avec force la péréquation tarifaire nationale, l'intérêt économique des consommateurs français et la garantie de politiques techniques et de sécurité homogènes sur tout le territoire national.

Le système historique de distribution, organisé autour d'opérateurs nationaux de distribution en monopole de concessionnaire obligé, est non seulement un gage d'efficacité et d'optimisation techniques et économiques ou de solidarité entre les territoires mais aussi d'innovation que seuls ces opérateurs d'envergure nationale sont en mesure d'offrir à la collectivité nationale. Cette position peut être appuyée par plusieurs constats.

Ce système a pu permettre à la France de construire des réseaux de distribution, électriques et gaziers, des plus performants en Europe. Il présente en effet un niveau de qualité bien supérieur à la moyenne européenne avec un temps de coupure qui se révèle constamment inférieur à celui de la Grande Bretagne, de l'Espagne ou de l'Italie en dépit d'une densité de population plus faible. D'autre part, il est très compétitif puisque, selon Eurostat et à titre d'exemple, sur une tranche de consommation représentant 70 % des consommations résidentielles, le prix français de l'acheminement est le plus faible d'Europe, inférieur de 30 % à la moyenne du continent et de 44 % par rapport à celui de l'Allemagne. Dès

lors, la France dispose du meilleur rapport qualité/prix en Europe en matière de distribution.

Si c'est bien cette organisation nationale qui a permis à la France de disposer des meilleurs rapports qualité/prix de distribution en Europe, c'est aussi celle-ci qui permettra de relever les défis, sur l'ensemble du territoire national, de modernisation et d'adaptation des réseaux afin qu'ils facilitent le développement des énergies renouvelables, de la production décentralisée et des usages intelligents de l'énergie.

Enfin, c'est bien sur cette organisation nationale des distributeurs que repose la péréquation nationale des tarifs à laquelle les Français et leurs élus sont profondément attachés. Nul doute, à l'image de ce qui existe en Belgique, que la dé-péréquation qu'engendrerait la fin du modèle national d'organisation de la distribution en France serait extrêmement préjudiciable au consommateur et conduirait à un fort renchérissement des prix de l'électricité dans les territoires ruraux.

La CFE-CGC Energies considère que, pour se protéger de ces risques de remise en cause extrêmement dommageable pour la collectivité, le bien-fondé de la logique de service public national doit être sans relâche défendu pour la distribution d'électricité et de gaz. Elle considère également que les distributeurs ERDF et GrDF doivent s'attacher à renforcer leur proximité territoriale et leurs organisations au plus proche de leurs réseaux afin de mieux répondre aux attentes des territoires.

Au-delà des attentes récurrentes en matière d'enfouissement des réseaux ou de qualité des raccordements, l'accompagnement par les distributeurs des projets énergétiques locaux est d'autant plus indispensable que les réseaux de distribution, tel un système sanguin, sont au cœur de la vie des territoires et de leurs évolutions vers plus de sobriété énergétique. Dans cette perspective, les collectivités locales sont attachées à cette préparation de leur avenir qui passe par le déploiement des comptages évolués et plus globalement des réseaux « intelligents ». À l'évidence, seuls des distributeurs de dimension nationale seront en mesure, au meilleur coût et avec les meilleures technologies possibles, d'apporter ces réponses aux différentes collectivités locales et territoires que compte la France et d'ainsi assurer un service public performant et moderne.

Une fois cette réponse aux attentes énergétiques des territoires apportée et le modèle national d'organisation de la distribution confirmé et conforté, ce sont les

liens entre le service public de distribution électrique et celui de la distribution de gaz qui pourront être clarifiés.

Créer un distributeur biénergies indépendant des acteurs du marché, seule condition pour conserver les synergies de la mixité de gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz

C'est historiquement qu'EDF et Gaz de France puis, depuis 2008, ERDF et GrDF partagent un service commun dans les régions : la grande majorité des salariés des deux distributeurs continuent ainsi d'appartenir administrativement à la fois à ERDF SA et GrDF SA au sein de ce service commun.

Cependant, cette situation est remise en cause par la divergence croissante des stratégies d'EDF et de GDF SUEZ et par l'exacerbation de la concurrence frontale entre ces deux groupes. Dans ce contexte, les directions des deux distributeurs ont déjà engagé des réorganisations opérationnelles allant vers une spécialisation progressive des métiers. Pourtant, la mixité des opérations consistant à gérer conjointement les réseaux de distribution électriques et gaziers permet de multiples synergies opérationnelles et offre une véritable logique économique pour le service public dans un pays caractérisé par une densité démographique faible.

Dès lors, la CFE-CGC Energies réaffirme le bien fondé de la mixité des activités de distribution dans une logique d'intérêt économique, territorial et social tout en comprenant la difficulté de concilier, au sein d'un service commun, des logiques divergentes d'entreprises. Ainsi, elle considère que le maintien du caractère « mixte » des activités de distribution ne peut s'envisager qu'en abandonnant la notion de service commun à deux entreprises distinctes pour désormais privilégier la notion d'opérateur unique en charge de la gestion combinée des réseaux de distribution électrique et gazière.

Une telle évolution ne peut être mise en œuvre qu'en dehors de la stricte logique de détention de la totalité du capital de chacun des distributeurs ERDF et GrDF par des groupes intégrés et cotés en bourse. Ceux-ci sont en effet soumis à des logiques financières propres que ne renie pas un Etat pourtant actionnaire incontournable, majoritaire ou de référence ; ils peuvent dès lors être amenés à considérer les activités de distribution comme des activités insuffisamment rentables et donc à les reléguer, comme l'ensemble des activités d'infrastructures, au second plan de leurs priorités stratégiques et financières. Les critères de rentabilité des investissements imposés par la discipline financière et la tyrannie de la création de valeur pour l'actionnaire issue de la cotation en bourse conduisent

ainsi à donner progressivement la priorité aux investissements les plus créateurs de valeur; et en particulier désormais ceux réalisés dans les pays émergents, au détriment des distributeurs français. C'est ce qu'illustrent la cession en 2010 par EDF de ses réseaux britanniques de distribution ou celle par GDF SUEZ de ses réseaux de distribution gaziers en Italie.

Positions / convictions

- *Encadrer le marché par les autorités publiques avec un partage des rôles clair entre les acteurs régulés et dérégulés*
- *Poursuivre une logique d'intérêt général et de développement de filières françaises industrielles fortes*
- *Promouvoir des investissements industriels à long terme et des programmes de R&D significatifs contre une recherche de profits à court terme*
- *Mettre en place une cellule de coordination chargée de promouvoir l'outil industriel nucléaire français*
- *Relancer les investissements nécessaires dans la distribution et le transport pour assurer la qualité du service public et engager la modernisation de réseaux qui seront au cœur de la transition énergétique*
- *Conserver le monopole de concessionnaire obligé et le modèle d'organisation nationale dans la distribution*
- *Maintenir le caractère « mixte » des activités de distribution en créant un distributeur biénergies unique doté d'une structure juridique propre, ayant le cas échéant à son tour de table les groupes énergétiques historiques dits intégrés mais dont le capital serait majoritairement détenu par la puissance publique*

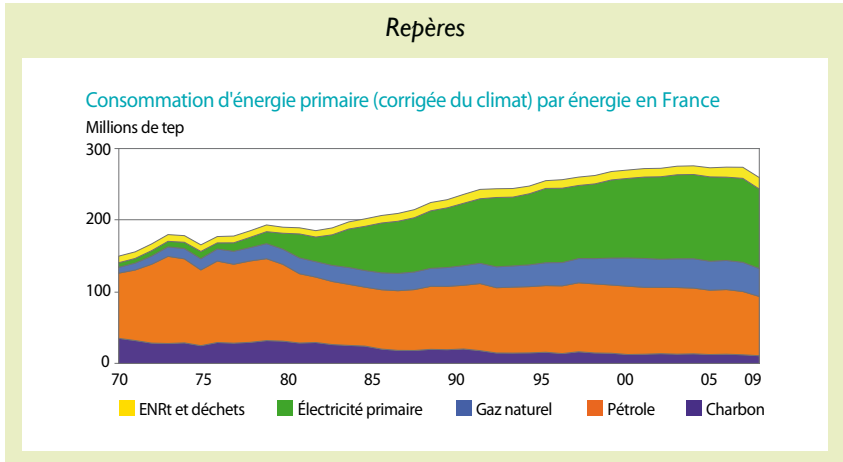
AMBITION 2 :

Définir une politique qui oriente vers un mix énergétique d'avenir

En mai, l'Allemagne annonçait sa décision de sortir du nucléaire d'ici à 2022. Le Japon, l'Italie, la Belgique, la Suisse ont renoncé à leurs projets d'extension. Depuis le mois de mars 2011 et l'accident de Fukushima, l'énergie nucléaire est fortement mise en question dans plusieurs pays du monde. Comme elle l'avait été après les accidents de Three Mile Island aux Etats-Unis en 1979 et de Tchernobyl en Ukraine, en 1986.

Pourtant, cette source produit près de 14 % de l'énergie mondiale. En France, elle représente 78 % de la consommation d'électricité et le parc nucléaire historique procure au pays un avantage industriel important en produisant une électricité 30 % moins chère que celle de nos voisins.

La France et l'Europe sont donc face à un sujet épineux, qui ne peut être abordé sous la seule logique économique mais doit également être débattu sous un angle politique : l'acceptabilité sociale de l'énergie nucléaire est primordiale. Le nucléaire est un mode de production qui suscite des interrogations sur la sûreté mais qui produit de l'énergie compétitive et surtout non carbonée : tous les scénarios de lutte contre le réchauffement climatique reposent en partie sur une hausse du recours à cette énergie. Son

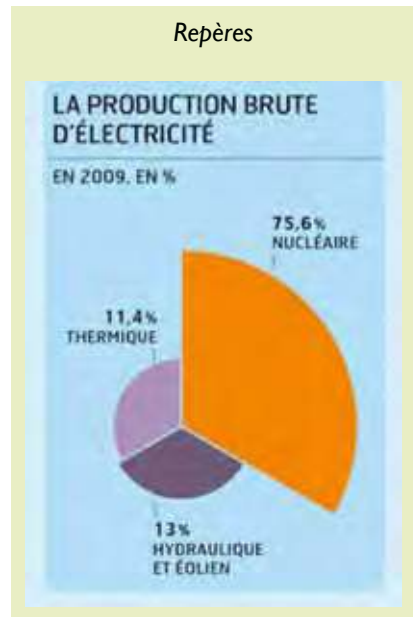


avenir ne peut donc être dissocié d'une réflexion globale sur le bouquet énergétique et les rôles complémentaires de chacune des énergies.

Fixer au niveau de l'UE un cadre au bouquet énergétique des pays membres

Les politiques de mix énergétique restent des prérogatives des Etats-membres, mais le cadre européen impose certaines contraintes.

Celles-ci sont reprises dans le paquet énergie climat adopté en 2008 par la Commission européenne. Ce paquet législatif a pour priorité de mettre en place une politique européenne commune de l'énergie plus soutenable et durable et de lutter contre le changement climatique. Pour cela, il vise la réalisation de l'objectif « 3x20 » d'ici à 2020. Face à l'hétérogénéité des politiques et opinions publiques par rapport à l'énergie nucléaire, il est à noter que l'Europe, dans ce paquet, a choisi



Repères : coût comparé des énergies en France (2009)

EN FRANCE	EN EUROS PAR MWh
NUCLÉAIRE EXISTANT	31 À 42
HYDRAULIQUE	60 À 80
GAZ NATUREL	60 À 70
CHARBON	70 À 80
ÉOLIEN TERRESTRE	80 À 90
BIOMASSE	110 À 120
ÉOLIEN OFFSHORE	150 À 170
PHOTOVOLTAÏQUE	300 À 600

Sources « repères » p. 38 et 39 :
Insee, SIA Conseil

de ne pas reprendre l'idée d'énergie décarbonée (nucléaire et renouvelables) pour fixer ses objectifs, ce qui entraîne une contradiction dans les objectifs du 3x20 : plus on développe les énergies renouvelables, plus il faut de moyens souples pour absorber les variations du productible, ces moyens étant producteurs de CO₂.

Les choix allemands de sortie du nucléaire et de transition vers un « tout renouvelable » (25 % de renouvelable en 2020, complété par plus de 45 % de charbon (*sic* !) et 20 % de gaz naturel)

s'inscrivent dans le cadre européen en dépassant les 20 % de renouvelable. Ils devraient s'accompagner d'un investissement massif dans les réseaux, notamment pour acheminer la production éolienne offshore dans le sud. Ainsi ce sont 4500 km de lignes nouvelles qui seraient à prévoir d'ici 2020 d'après l'agence allemande de l'énergie.

Rendre le nucléaire acceptable et engager le débat sur son avenir à moyen terme

Alors, ce choix allemand fragilise-t-il l'option française du nucléaire ou la rend-il encore plus indispensable, puisque dès lors, nos exportations d'électricité vers l'outre-Rhin risquent d'être orientées à la hausse, tandis que notre déficit à la pointe en hiver, alors que nous importons d'Allemagne, risque d'être accru ?

Il faut déjà affirmer que, compte-tenu de la situation française, très différente de celle de l'Allemagne, une sortie du nucléaire ne pourrait être envisagée qu'à moyen terme dans notre pays. En effet, l'industrie nucléaire occupe une place prépondérante dans le mix électrique français (4/5 de l'énergie consommée) et elle emploie directement près de 100 000 personnes. Quant aux énergies renouvelables, elles souffrent encore de leur nature intermittente, de la limitation des installations existantes et d'une certaine immaturité technologique, sans parler de leur faible compétitivité. Il faut également savoir que les économies d'énergie indispensables ne peuvent être significatives que dans la durée. La seule solution pour une sortie rapide du nucléaire serait aujourd'hui un recours massif aux énergies fossiles, plus coûteuses, fortement émettrices de CO₂ et dont

la sécurité d'approvisionnement n'est pas assurée en Europe. En conséquence, l'énergie nucléaire doit, dans un premier temps, être exploitée tout en réunissant les deux conditions de son acceptabilité, une juste distribution de sa rente au bénéfice de la population et un travail de sécurisation.

La sécurisation et le prolongement du parc nucléaire existant représentera « un programme d'investissement de 25 à 35 Md€ cumulés sur une dizaine d'années. »

Alain Grandjean, Maîtriser l'énergie

Le consommateur final doit d'abord bénéficier des faibles coûts de production, ce qui renvoie à la question de l'usage de la rente nucléaire. L'alternative est alors

la suivante : conserver des tarifs bas (près de 30 % inférieurs à la moyenne européenne) au bénéfice des consommateurs finaux, ou taxer le nucléaire au bénéfice du contribuable. Cette deuxième option implique la disparition de l'ARENH, mécanisme actuel de redistribution de la rente auprès de l'ensemble des fournisseurs. Une telle taxe pourrait alors être un outil de la transition énergétique qui alimenterait un fonds agissant sur trois volets :

- un premier volet économique et industriel en promouvant la maîtrise de la demande en énergie notamment grâce à la rénovation thermique, le développement d'une filière industrielle française des EnR et l'investissement dans les réseaux,
- un second volet social avec la péréquation tarifaire et la tarification sociale de l'énergie,

Eclairage : quelques chiffres sur le nucléaire

- *Le parc nucléaire est composé de 58 tranches et produit plus de 80 % de l'électricité consommée*
- *Les centrales ont été mises en service entre 1970 et 1990*
- *Elles étaient initialement prévues pour fonctionner durant 40 ans*
- *Il faut investir de l'ordre de 500 millions d'euros à 1 milliard pour le passage de 40 à 60 ans d'une tranche nucléaire*
- *Les investissements d'EDF dans la maintenance du parc nucléaire ont quasiment triplé entre 2004 et 2011 pour atteindre 2 milliards d'euros par an*
- *Le centre japonais de la recherche en économie a évalué à 250 milliards le coût de l'accident de Fukushima*
- *Les investissements requis par l'ASN suite à l'audit post Fukushima sont estimés à ce jour à 10 Mds € pour l'ensemble du parc d'ici 2018*

- et un troisième volet sûreté/sécurité en fournissant les moyens d'investir dans les travaux et la recherche nécessaires à l'augmentation des exigences de sûreté sur le parc historique.

C'est cette deuxième option qui donne les moyens de la nécessaire sécurisation du parc nucléaire existant, priorité de la décennie. La sécurisation passe d'abord par une amélioration de la sûreté dans le cadre de la prolongation du parc vieillissant dont les 58 réacteurs vont atteindre leur limite théorique d'exploitation entre 2010 et 2030.

Cette prolongation intégrera nécessairement les normes de sûreté aux niveaux des nouvelles exigences européennes post-Fukushima, pour accroître la résistance des centrales aux agressions externes (météorologique, sismique, humaine). Cet accroissement du degré d'exigence aura un impact direct sur le montant des investissements de prolongement.

Pour la CFE-CGC Energies, l'augmentation du niveau de sûreté passe également par une limitation et un encadrement strict du recours à la sous-traitance dans l'entretien des centrales, ainsi que par un alignement du statut des personnels sous-traitants du nucléaire sur celui des Industries Electriques et Gazières (IEG). En effet, cette activité sensible ne peut être livrée à des logiques de « dumping social » alors que la filière nucléaire devrait avoir les moyens de se reposer sur le savoir-faire des exploitants historiques. Au contraire, un contrôle accru par les exploitants de la maîtrise des compétences techniques, organisationnelles et financières est nécessaire. Enfin, ces efforts sur la sûreté devront être accompagnés d'une transparence absolue.

Les scénarios de sortie du nucléaire doivent être évalués au regard de leurs coûts et de leurs impacts CO₂

La relance du débat sur le nucléaire a donné lieu à l'automne 2011 à la publication de plusieurs estimations du coût que représenterait pour l'économie française une sortie totale ou partielle du nucléaire à l'horizon 2030. Listons ci-dessous quelques-unes des interrogations d'ordre méthodologique que soulèvent ces exercices de chiffrages, qui sont très loin de lever les incertitudes sur les options énergétiques.

Les multiples scénarios énergétiques dont nous disposons mettent en évidence le fait que le nucléaire est, avec l'efficacité énergétique, le recours aux énergies renouvelables, la capture et la séquestration du carbone, l'une des quatre options

Scénario	DGEC			UFE		RTE (Institut Météo pour le Climat)				Négawatt
	Référence: avec investissements Grenelle décidés	Objectif Grenelle réalisé	Scénario production nucléaire à 70% 2030 (référence)	Scénario production nucléaire à 50% 2030	Scénario production nucléaire à 20% 2030	Scénario référence	Scénario EnR haut	Scénario Nucléaire bas et MDE renforcé	Scénario Négawatt	
Horizon	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030	
Puissance installée en Nucléaire (GW)	83	66	68	66,3	66,7	35,7	45	65	40	15-15
Puissance installée EnR (GW)	82	70	70	70	83	87	77,8	98,5	98,5	
Puissance installée Thermique (GW)			23	23	29	59	15,3	25,3	15,3	
Total puissance installée (GW)	125		149	159,3	152,7	173,7	158,1	179,8	158,8	
Total consommation (TWh)	488	617	616	570	570	570	740	ND	ND	400
Part des EnR dans le mix électrique	19%	22%	23%	22%	34%	40%	29%	34%	38%	70%
Part de nucléaire dans le mix électrique	74%	70%	72%	70%	58%	20%	67%	64%	44%	
Émissions de CO2 du secteur électrique (MtCO2)	34,1	28	28	17	14	30	19,7	12,3	24,1	
Réduction des émissions de CO2 2030-2010 (MtCO2)		-18	-28	-50	-28	-307	-54	-64	-32	
Coût estimé (milliards d'euros)				122	183	414				
Surcoût par rapport au scénario de référence					60	332			325	
Contenu des coûts:				Investissements 2030-2010 (y compris)					Investissements, fonctionnement, EnR, MDE, Avancement démantèlement non compris	

permettant de respecter les objectifs environnementaux. Y renoncer nécessite une vision très volontariste de sobriété et d'efficacité énergétique, un développement massif des énergies renouvelables et un recours quasi inévitable aux centrales à gaz à cycle combiné, au risque d'une croissance importante des émissions de CO₂ du secteur électrique (voir tableau).

Atteindre des objectifs extrêmement ambitieux en termes de maîtrise de la demande énergétique (le scénario Négawatt table sur des objectifs encore plus élevés que le Grenelle) suppose d'activer des leviers multiples, mais les études disponibles montrent que la question du prix de l'énergie (le signal prix) est centrale pour l'inflexion des comportements. Cela suppose d'explicitier le coût et les modalités de la transition des « styles de développement », ce qui va beaucoup plus loin que de simples hypothèses sur les dépenses publiques en faveur de la MDE (maîtrise de l'énergie).

Les comparaisons basées sur les calculs de coûts de développement des différentes options énergétiques sont assorties d'une forte incertitude à moyen terme. Certaines technologies, qui ne sont pas encore mûres sur le plan économique (ex. éolien offshore), pourraient ainsi se déployer rapidement et voir leur coût baisser rapidement. Cela incite à retenir différents scénarios d'évolution de ces prix, et à les explicitier dans les chiffres.

La hiérarchisation de politiques environnementales sur la base d'une analyse coût/efficacité ou coût/bénéfices suppose de tenir compte de l'ensemble des coûts : coûts directs de développement de nouvelles sources d'énergie (investissement et exploitation) pour un entrepreneur ou pour l'ensemble d'un secteur ; coûts macro-économiques permettant de mesurer les interactions entre secteur ; coûts en bien-être liés aux bénéfiques (ou non) environnementaux et aux effets redistributifs entre catégories de revenus. Espérons que la Commission « Énergie 2050 », chargée par le gouvernement d'évaluer l'ensemble des scénarios énergétiques prendra en compte l'ensemble de ces dimensions.

D'ores et déjà, il est important que les choix politiques intègrent et assument les coûts induits et les impacts environnementaux, industriels et sociaux des scénarios de réduction plus rapide du nucléaire.

S'appuyer sur le savoir-faire des opérateurs historiques pour sécuriser les ressources hydrauliques

La première des énergies renouvelables est, en France, l'hydraulique avec 12 % de la production d'électricité. Avec le développement d'énergies intermittentes comme l'éolien ou le photovoltaïque, les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) et les centrales hydrauliques, amorties depuis longtemps, acquièrent une valeur importante, car elles permettent de répondre à faible coût aux fluctuations de la demande d'électricité et à la pointe de consommation, lorsque l'énergie est la plus chère.

Cependant, leur potentiel de développement reste limité. La production française stagne à environ 65 TWh par an car la majorité des sites favorables sont désor-

Eclairage : les concessions hydrauliques

La loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie stipule que « nul ne peut disposer de l'énergie [...] des cours d'eau sans une concession ou une autorisation de l'État ».

En fonction de la puissance unitaire de l'installation, on distingue le régime de la concession (puissance supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisation (puissance inférieure à 4,5 MW). En France, on compte près de 400 concessions hydroélectriques qui représentent plus de 95 % du total de la puissance hydroélectrique installée, soit environ 24 GW. Ces concessions ont été, la plupart du temps, attribuées pour une durée de 75 ans, à l'issue de laquelle les biens de la concession font retour à l'État qui peut alors décider de renouveler la concession.

mais équipés. Quelques gains sont cependant possibles en améliorant les turbines existantes et en développant la micro-hydraulique mais cela reste toutefois peu significatif : la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité prévoit une hausse de 3 TWh/an (soit 0,6 % de la consommation actuelle d'électricité) à l'horizon 2020.

L'enjeu actuel de l'énergie hydraulique ne réside donc pas dans son développement mais dans son modèle d'exploitation avec le renouvellement accéléré des concessions à partir de la fin de l'année 2011. Au total, 10 concessions d'une puissance cumulée de 5300 MW seront renouvelées d'ici 2015, ce qui représente 20 % du parc français.

L'exploitation de ces concessions présente des enjeux énergétiques (tirer le meilleur parti de la puissance installée et des capacités de modulation), économiques (tirer bénéfice d'installations amorties) et environnementaux (énergie renouvelable non émettrice de gaz à effet de serre, gestion des impacts des ouvrages sur les milieux aquatiques). Sans oublier que ces ouvrages présentent également des enjeux locaux très forts puisqu'ils sont au centre d'usages multiples avec l'irrigation, la pêche, les sports et activités aquatiques. La prise en compte de la sûreté hydraulique implique la capacité des opérateurs historiques à gérer régulièrement les crues et les débordements.

En plus des opérateurs historiques – EDF (80 % des capacités française pour l'électricien), la CNR (Compagnie Nationale du Rhône) et la SHEM (Société hydroélectrique du Midi) – nombre de candidats se montrent intéressés par ce potentiel de production comme E.ON, Enel, Alpiq, Vattenfall, BKW ou Statkraft. Cet attrait est lié aux capacités de pointes de ces ouvrages mais également à la loi NOME qui accorde aux opérateurs disposant de capacité de production un accès au bandeau nucléaire.

La CFE-CGC Energies affirme la légitimité naturelle des opérateurs historiques à gérer les concessions existantes en raison (outre de leur expérience), du rôle particulier des ressources hydroélectriques dans la sécurité du système électrique, de leur importance dans un contexte de développement des EnR, de leur caractère de service public, et de leur rôle local. Remettre en cause ce fonctionnement et réduire ces ressources à un objet de spéculation risquerait de desoptimiser l'exploitation de cette énergie essentielle.

Promouvoir un développement équilibré des EnR

Eurogas met en avant que l'objectif de réduire de 20 % d'émissions de GES (Gaz à Effet de Serre) pourrait être atteint à moindre coût grâce au gaz naturel tandis que les autres régions du monde supporteraient le coût de la courbe d'apprentissage avant d'adopter massivement les EnR. Ajoutons que la transition vers les EnR ne se traduit pas mécaniquement par une réduction des émissions de GES.

Cependant, l'Union européenne a fait un choix différent en imposant 20 % de consommation d'EnR. Compte tenu de son coût élevé, ce choix ne peut se justifier que par la volonté de faire émerger une filière industrielle. Les choix allemands épousent d'ailleurs cette stratégie.

En France, le développement des énergies renouvelables a été particulièrement rapide. L'investissement est du ressort de particuliers (propriétaires de bâtiments pour le photovoltaïque résidentiel) ou d'acteurs industriels et bancaires dans le cadre de financements de projets pouvant être soumis à appel d'offres (pour les installations plus importantes). Ces investissements sont ensuite rentabilisés via le mécanisme d'obligation d'achat par l'opérateur historique qui transfère le surcoût des moyens de production renouvelables aux consommateurs via la CSPE (contribution au service public de l'électricité).

Or, le fort développement du photovoltaïque et de l'éolien génère un coût croissant aujourd'hui relativement masqué car supporté par EDF. La CSPE ne permet plus depuis 2009 de couvrir les charges qu'elle est censée financer et elle va devoir être augmentée pour rembourser l'opérateur historique, quitte à devenir douloureuse pour le consommateur final. On évoque une augmentation jusqu'à 16 €/MWh contre 4,5 €/MWh depuis 2006 et 7,5 €/MWh en 2011.

Il est à souligner que pour limiter cette augmentation, il est essentiel d'affiner le dispositif de financement des énergies renouvelables en fonction des progrès techniques. En effet, sur le photovoltaïque, les tarifs d'achat restés un moment trop élevés par rapport à la baisse des coûts ont participé à la création d'une bulle spéculative : ils offraient des retours sur investissements très importants pour une activité peu risquée puisque garantie par les tarifs d'achat.

À ces coûts directs doivent être ajoutées les « externalités » que sont les coûts d'adaptation des réseaux et la construction de centrales thermiques de « *backup* » pour pallier l'intermittence de ces moyens.

Face à ce constat, il est nécessaire de réfléchir à des alternatives à l'obligation d'achat, notamment en cherchant à traduire, dans les prix de l'électricité, les déséquilibres entre la production et la consommation ou les impacts environnementaux et pourquoi pas en favorisant l'auto-consommation¹ de ces EnR. Un tel mécanisme inciterait les producteurs à développer une approche industrielle et non financière de la production et donc à produire en fonction des besoins des clients et à intensifier les efforts de recherche sur les systèmes de stockage. Il devra permettre aussi d'intégrer les coûts induits par les EnR.

Pour compenser dans la durée l'effort d'investissement dans les EnR, assumé par la société entière, une logique de constitution de filières industrielles compétitives et créatrices d'emplois doit être soutenue. En effet, la politique de soutien se cantonne aujourd'hui à des subventions à la construction. Or, cette politique, si elle peut être efficace pour créer une industrie nationale en marché fermé, ne l'est guère sur un marché mondialisé. Alors que les acteurs français étaient en retard par rapport à certains de leurs concurrents, ce soutien s'est traduit par l'importation massive d'équipements étrangers. En 2009, 80 % des panneaux photovoltaïques étaient importés, dont une bonne partie de Chine, où ils étaient entre 30 % et 40 % moins chers.

Pour appliquer une vision industrielle à long terme, il s'agit de mettre en place des dispositifs d'aides favorables à l'émergence d'une industrie nationale en s'inspirant de l'Allemagne qui cherche depuis des années à mettre en cohérence ses choix de mix énergétique et ses filières industrielles.

Les perspectives des groupes industriels nationaux sont notamment importantes sur les technologies émergentes comme le stockage d'énergie, le photovoltaïque de rupture ou intégré au bâtiment, les centrales solaires thermodynamiques, l'éolien offshore ou la fourniture d'équipements pour la biomasse. Sur ces technologies, le soutien de l'Etat aux industriels nationaux peut constituer une piste intéressante.

Cette politique devra être complétée par un outil de soutien à destination des PME comme un fonds de capital investissement dont les interventions devront s'inscrire dans une stratégie cohérente de constitution de filière.

1 Aujourd'hui l'obligation d'achat porte sur la totalité de la production. Il serait plus vertueux que cette obligation d'achat ne porte que sur l'énergie réellement mise à disposition du réseau, c'est-à-dire la vente du surplus d'électricité.

Pour réussir à atteindre les objectifs ambitieux sur les EnR, le recours au gaz est essentiel. Pour cela, une meilleure coordination des Etats membres est nécessaire pour sécuriser l'approvisionnement : il faut présenter un front uni aux fournisseurs pour négocier des tarifs, se positionner face à la concurrence des pays asiatiques et développer des capacités communes d'importations.

L'Italie, qui s'est désengagée précipitamment du nucléaire suite à Tchernobyl n'a pas anticipé son recours au gaz et est aujourd'hui très fortement dépendante de ses importations d'énergies fossiles : le gaz est, de loin, sa première ressource (45 % de la production électrique) devant le pétrole (19 %) et le charbon (15 %). Au contraire, l'Allemagne a choisi de suivre la voie tracée par l'Espagne suite à l'accident ukrainien en investissant massivement dans les EnR pour cantonner la hausse du recours au gaz et limiter sa dépendance. Elle a par ailleurs cherché à sécuriser ses approvisionnements en passant des accords avec la Russie et en investissant dans le gazoduc Nord Stream. Certains partenaires européens ont cependant regretté de ne pas avoir été plus impliqués dans ces projets.

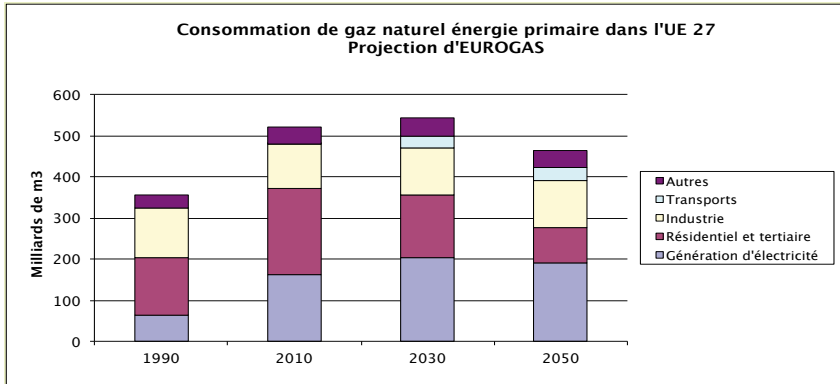
Affirmer la place du gaz, comme composante indispensable du mix énergétique

Plutôt qu'énergie de transition, on pourrait qualifier le gaz – pour reprendre une expression anglo-saxonne – de « *fuel of no choice* » (le « combustible de l'absence de choix »). En d'autres termes, le gaz naturel représente la variable de bouclage du mix énergétique qui permet de faire la synthèse des contraintes technologiques, économiques et climatiques.

Ainsi, à l'horizon 2030, le rôle du gaz naturel dans le mix énergétique européen ne fait pas vraiment débat. Pour les 20 ans à venir, le consensus des grands

groupes énergétiques reconnaît un mix énergétique relativement équilibré avec des EnR, du nucléaire, du charbon propre (supercritique) et du gaz, cette dernière énergie réalisant le bouclage d'un mix énergétique conforme aux 3x20 de l'Union européenne. Encore faudra-t-il que le cadre institutionnel soit adapté pour permettre au gaz de prendre la place qui semble naturellement lui revenir dans ce paysage (ce point est discuté plus loin). Ainsi, les





perspectives du gaz naturel pour les deux décennies à venir dépendent notamment des choix qui seront faits en matière de nucléaire et d'EnR.

Les centrales électriques au gaz naturel sont techniquement un bon complément de la production d'électricité d'origine éolienne ou solaire. En effet, l'électricité n'étant pas stockable, l'insertion à grande échelle des énergies renouvelables intermittentes et fluctuantes nécessite des réserves de capacité de production accrues pour assurer la sécurité du système.

Or, les centrales au gaz sont flexibles ; elles peuvent rapidement compenser une chute de la production des EnR intermittentes sur le réseau électrique – ou à l'inverse, elles peuvent s'effacer rapidement pour permettre au réseau d'absorber la montée en puissance des EnR (ce qui n'est pas le cas des centrales nucléaires, dont le taux de marche est peu modulable). De par leur flexibilité, les centrales au gaz contribuent à répondre à la problématique de la pointe électrique.

Depuis 2009, la croissance de la demande de gaz naturel en France est soutenue par l'investissement dans des centrales électriques au gaz, particulièrement des centrales CCG. Cette nouvelle capacité s'est notamment substituée aux moyens thermiques déclassés (fioul et charbon). Elle a permis aux nouveaux concurrents d'EDF de prendre pied ou de se renforcer sur le marché français (GDF SUEZ, SNET, POWEO, ALPIQ).

Les exercices de prospective sur le mix énergétique européen concordent sur un point : la production d'électricité restera à long terme le débouché le plus dynamique du gaz naturel. Pourtant, le rythme de l'investissement dans ces nouveaux

moyens de production semble insuffisant par rapport aux critères de sécurité du système électrique fixés par les pouvoirs publics. Ainsi, selon le gestionnaire du réseau d'électricité à haute tension (RTE), le risque de défaillance dépassant le seuil acceptable pourrait apparaître dès 2016. Ceci résulte à la fois du retrait des derniers groupes au charbon et des six groupes au fioul, et de la croissance de la consommation électrique en pointe, et ce alors même que la décision de l'Allemagne de sortir du nucléaire ne fait qu'accentuer l'impact négatif sur les échanges d'électricité avec la France. La puissance nécessaire pour maintenir le risque de défaillance à un niveau acceptable en 2016 est ainsi estimée à 2,7 GW (soit l'équivalent de 6 centrales CCG) et pourrait atteindre 5,3 GW dans la variante haute de consommation (soit l'équivalent de 12 centrales CCG).

L'échéance de 2016 est toute proche compte tenu des délais de réalisation des projets (de l'ordre de 4 ans pour une centrale CCG). Dans ce contexte, les producteurs d'électricité font un constat paradoxal : la marge variable générée par une centrale CCG aux conditions de prix de marché actuelles ne permet pas de couvrir les coûts et ne justifie donc pas, au regard des critères financiers de ces groupes, des investissements de production.

L'actualité de 2011 en offre un exemple frappant : le Groupe E.ON, actionnaire de la Société Nationale d'Electricité et de Thermique, a annoncé sa décision de fermer trois tranches charbon en 2013, ce qui entraînerait 535 suppressions de postes. Or, cette entreprise dispose des terrains équipés des raccordements aux réseaux de transport de gaz et d'électricité, ce qui la place dans des conditions idéales pour investir dans de nouvelles centrales CCG, comme elle l'a déjà fait à Saint-Avold, en Moselle. Mais malgré l'existence de 3 projets de centrales CCG, aucun feu vert n'est pour l'heure donné par la direction.

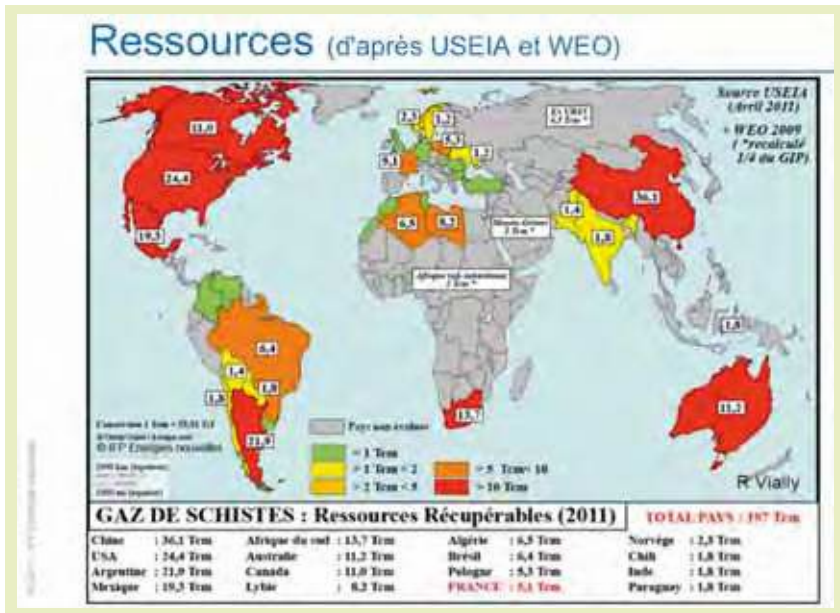
Ce cas typique de « défaillance du marché » est aggravé par la coexistence des centrales CCG avec des énergies subventionnées et prioritaires sur le réseau (éolien et photovoltaïque, le dispositif d'obligation d'achat n'étant pas reconduit à ce jour pour la cogénération). Cette coexistence induit un risque de sous utilisation pour le thermique classique et fragilise l'économie des projets de centrales CCG.

La réponse des pouvoirs publics français à cette défaillance du marché a consisté à sophistiquer le marché. La loi NOME prévoit la mise en place d'un dispositif de garantie de capacités, qui devrait rémunérer les producteurs non plus en fonction de l'énergie vendue, mais en fonction de la capacité installée. La CFE-CGC Energies demande la prise en compte des coûts complets pour la détermination

des tarifs car c'est la seule méthode permettant d'assurer l'avenir énergétique en France en défendant à la fois la pérennité et l'investissement des entreprises comme l'intérêt des salariés.

Bien que le gaz naturel jouisse d'une image d'énergie « propre » (comparativement au charbon ou au fioul), il ne faut pas perdre de vue qu'il reste une énergie fossile. Afin de respecter les objectifs européens de réduction des émissions de CO₂ à l'horizon 2050, il faudra nécessairement appliquer aux centrales électriques au gaz les technologies de Captation et de Stockage de Carbone (CCS). Or, à ce stade, le CCS pose problème, avec une perte d'efficacité induite de 40 % qui ramène les rendements des centrales autour de 32/33 %, et ainsi que des difficultés non résolues en matière de stockage.

Prendre en compte les perspectives sur les réserves mondiales de gaz
 Jusqu'en 2008, on estimait que les réserves mondiales de gaz naturel pourraient couvrir moins de 70 années de consommation, soit près de 30 ans de plus que les réserves de pétrole. Le gaz naturel était dès lors présenté comme une « énergie de transition » vers l'ère de l'« après pétrole » – cette phase se caractérisant non pas par l'épuisement des ressources pétrolières, mais par la fin du pétrole bon



marché, remettant en cause le rôle directeur de l'or noir sur les prix mondiaux des énergies. Cette notion de « transition » est aussi associée au passage à une économie « décarbonée », le gaz naturel étant le chaînon manquant entre l'ère du pétrole et un mix énergétique futur moins émetteur de gaz à effet de serre (EnR, électricité thermique avec capture et stockage de CO₂, renouveau attendu du nucléaire avant l'accident de Fukushima ...).

Mais l'apparition d'une « bulle gazière » concomitante à la crise économique de 2008 a révélé que les gaz non conventionnels américains offraient une ressource abondante, dont l'exploitation était économiquement viable, même dans des conditions de marché difficiles pour les producteurs. Après la montée en puissance du « *tight gas* » (une ressource parfois à la frontière entre conventionnel et non-conventionnel) et du gaz de charbon depuis les années 1990, un troisième type de gaz non conventionnel serait aujourd'hui en train de bouleverser cette industrie : les gaz de schiste.

Ces nouvelles perspectives, qui vont à l'encontre du consensus antérieur, ont conduit à une ré-estimation spectaculaire des réserves mondiales de gaz. L'AIE évalue désormais le rapport entre les réserves mondiales de gaz et la consommation... à 250 années ! Cette estimation reste toutefois très approximative. Le chiffre des réserves de gaz non conventionnels est assez fiable pour les Etats-Unis, dont le territoire a été largement exploré ; mais pour le reste du monde, les conjectures sur ces réserves restent sujettes à caution.

En tout état de cause, les perspectives du gaz naturel ne peuvent plus être envisagées de la même façon depuis ce que certains n'hésitent pas à qualifier de « révolution » des gaz de schiste. Ainsi, l'Agence Internationale de l'Energie a présenté en juin 2011 un scénario intitulé "*Are We Entering a Golden Age of Gas?*", qui prévoit une hausse de 50 % de la demande mondiale de gaz entre 2010 et 2035. À cet horizon, le gaz couvrirait le quart des besoins énergétiques mondiaux. Ce scénario combine un horizon de production étendu avec la forte poussée de la demande asiatique.

Positions / convictions

- Déterminer des tarifs de vente d'énergie intégrant les coûts complets pour assurer la pérennité des entreprises, l'investissement et l'intérêt des salariés

Nucléaire

- Soutenir les efforts de R&D sur le traitement et la limitation de la production de déchets
- Etendre le statut des IEG à l'ensemble du personnel des entreprises sous-traitantes qui interviennent sur les installations nucléaires
- Responsabiliser l'exploitant pour le traitement des déchets et le démantèlement.
- Donner la primauté à la sûreté sur toutes les autres considérations (techniques, financières)
- Réaffirmer l'autonomie et l'indépendance de l'ASN : contrôle, certification et sanction
- Préserver le contrôle direct de l'Etat sur la gouvernance des entreprises exploitantes nucléaires
- Réserver la possession et l'exploitation d'actifs nucléaires aux sociétés françaises
- Mettre en place une information transparente des citoyens sur toutes les questions relatives au nucléaire
- Garantir, au nom de la sûreté, l'unicité d'exploitant pour un même site

Hydraulique

- Confirmer la maîtrise de la gestion de la production hydraulique par les opérateurs historiques
- Confirmer la responsabilité de l'exploitant pour une vision cohérente de la gestion des vallées

Energies renouvelables

- Elargir le bouquet énergétique français à l'ensemble des EnR
- Faire émerger une véritable filière industrielle EnR et stockage d'énergie
- Encourager la production décentralisée lorsqu'elle répond aux besoins de la maille locale et est compatible avec les infrastructures d'acheminement
- Développer des alternatives à l'obligation d'achat

Gaz

- Renforcer l'investissement dans les centrales CCG notamment pour faire face à la pointe et à l'intermittence des EnR
- Développer la recherche sur les gaz non conventionnels et sur le captage de CO₂
- Renforcer le gaz dans le mix énergétique

AMBITION 3 :

Relever le défi de la maîtrise de l'énergie et lutter contre la précarité énergétique

La France, dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, s'est engagée lors du Grenelle de l'environnement, à atteindre en 2020 l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale. À titre de comparaison, il s'agit de produire 20 Mtep d'énergies renouvelables en plus par rapport aux 18,6 Mtep produites en 2006, soit 108 % d'augmentation.

Ces ambitions vont profondément transformer notre système énergétique. Directement, à travers le prix de l'énergie, car ces technologies émergentes sont pour l'instant plus chères que les énergies nucléaires et fossiles – le Danemark et Allemagne, où ces énergies ont été massivement développées ont une électricité de 1,5 à 2 fois plus chère que la nôtre. Et indirectement, parce que certaines d'entre elles n'ont pas les mêmes caractéristiques que les énergies traditionnelles : elles sont intermittentes et décentralisées. Ces caractéristiques provoquent des coûts externes très forts, notamment pour le développement et le renforcement du réseau et la R&D nécessaire dans le stockage d'énergie.

Or, comme le Ministère de l'Economie l'a confirmé dans son rapport sur l'attractivité du pays, le prix de

l'électricité en France est un avantage majeur pour notre compétitivité : notre pays est au 2^e rang parmi les 12 pays occidentaux étudiés sur le critère du prix de l'électricité.

*« Les prix de l'électricité sont en France les plus stables et parmi les plus compétitifs, du fait d'une bonne maîtrise du réseau et de l'approvisionnement. »
Tableau de bord de l'attractivité de la France, Edition 2011*

Pourtant, compte tenu notamment des ambitions en terme de développement des EnR, de modernisation des réseaux, de lutte contre la précarité énergétique et de prolongement du parc nucléaire, en France une hausse structurelle du prix de l'électricité de l'ordre de 4 à 5 % par an jusqu'en 2025 est attendue.

Si elle est importante, une telle hausse peut être relativisée. Les consommateurs français payent, en effet, leur électricité en moyenne 30 % moins cher que leurs voisins de la zone euro, qui doivent eux aussi s'attendre à des hausses significatives. Qu'advient-il de cet écart dans les dix prochaines années ?

Le prix du gaz risque également de suivre la même tendance, d'une part à cause de la hausse attendue de la demande mondiale combinée à la baisse des ressources propres à l'Europe, et d'autre part à cause des investissements nécessaires pour le renforcement et le développement des capacités de transport, de stockage et d'importation.

Le pays est donc confronté à un défi majeur pour entretenir son avantage industriel, préserver ses emplois et protéger le pouvoir d'achat et le confort des citoyens. Il doit contenir la hausse de la facture énergétique en faisant de la maîtrise de la demande dans tous les secteurs un axe majeur de sa politique énergétique. Et ce « signal prix » sur l'énergie peut être un outil puissant des stratégies d'efficacité énergétique, vers une économie plus sobre à moyen/long terme.

Pour cela, la France s'est engagée au niveau européen à respecter un double objectif. La directive du 5 avril 2006 fixe un objectif d'économies d'énergies de 9 % à horizon 2016 tandis que le pays est également lié par ses engagements à respecter les termes du paquet énergie-climat prévoyant une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique de l'Union européenne en 2020. Pour le gaz et l'électricité, ces ambitions vont avoir un impact à la fois sur les habitudes des particuliers, les politiques d'économies d'énergie dans le bâtiment et sur la consommation des industriels.

Impliquer les particuliers dans les efforts de maîtrise de la demande

Chaque Français consomme aujourd'hui 2 500 kWh en moyenne par an dans le résidentiel, contre 1 700 en Allemagne. Les consommations particulières, très sensibles au signal prix, sont donc un des gisements à exploiter dans l'effort de sobriété énergétique.

Or, si les Français se montrent sensibles à cet objectif, ils le conditionnent à la préservation de leur pouvoir d'achat. Une récente étude menée par Harris Interactive révèle qu'ils reconnaissent à 92 % l'efficacité énergétique comme un sujet important. Les raisons de leur attrait pour cette sobriété énergétique sont pour 67 % d'entre eux la protection de l'environnement mais aussi à 66 % la volonté de réduire leurs dépenses. En effet, moins d'un Français sur cinq est prêt à payer plus cher sa facture énergétique afin d'économiser l'énergie.

Cette étude permet de rappeler l'importance des aspects financiers pour inciter les particuliers aux économies d'énergies. Les principaux freins aux économies d'énergie mis en avant par les Français sont le prix trop élevé des produits économes en énergie (45 %), et la faiblesse des incitations financières (42 %).

Si cette étude démontre que les attentes des consommateurs sont fortes en matière d'économies d'énergie, une rétribution individuelle pour ces efforts est une condition d'adhésion essentielle. Pour cela, la piste des tarifications innovantes de l'énergie pour les clients résidentiels est à exploiter. Les évolutions tarifaires doivent en effet s'accompagner de mesures incitatives à la maîtrise de la consommation énergétique. Ces tarifications innovantes peuvent se caractériser par une augmentation du prix unitaire au-delà d'un certain seuil selon les caractéristiques du foyer, la facturation au réel et un suivi en direct de la consommation ainsi que des offres valorisant les efforts d'effacement.

Tous ces sujets sont intimement liés à la pose de compteurs communicants voire de systèmes de « *Home Energy Management* »¹. Cela permettra de fournir un diagnostic personnalisé permettant à chaque Français de prendre conscience de l'impact de leurs habitudes de vie sur leur consommation.

La réglementation doit donc agir sur les volets commerciaux mais aussi industriels. Le volet commercial favorisera la construction d'offres incitant aux économies d'énergies tandis que le volet industriel cherchera à développer une filière indus-

¹ *Systèmes de gestion de l'énergie, mis à la disposition des consommateurs.*

truelle française dans le « *Home Energy Management* ». Cependant, eu égard à l'importance de l'accès à l'énergie pour tous, pour protéger les ménages les plus modestes (environ 5 millions de foyers) il est nécessaire de maintenir les tarifs de première nécessité.

Il est à noter que ces efforts sur l'offre énergétique devront également être accompagnés d'un encouragement à l'éco-conception des produits électroniques et électroménagers ainsi que de leur éco-étiquetage.

Développer les économies d'énergie dans le bâtiment

Le bâtiment représente aujourd'hui 43 % de notre consommation énergétique finale, essentiellement pour des usages liés à la chaleur : chauffage, climatisation, eau chaude sanitaire et cuisson. Il joue donc un rôle clé dans la maîtrise de la demande d'énergie.

En 2007, le Grenelle de l'Environnement a fixé des objectifs très ambitieux dans ce domaine à travers un programme de ruptures technologiques dans le bâtiment neuf et un « chantier de rénovation énergétique radicale dans l'existant ». Dans le neuf, les bâtiments basse consommation seront généralisés dès 2012, et les bâtiments à énergie positive en 2020. Pour le parc existant, un objectif de réduction de 38 % des consommations d'ici 2020 a été fixé.

Cependant, aux yeux de nombreux observateurs, ces objectifs semblent peu réalistes dans un contexte de restrictions budgétaires et de menaces sur le pouvoir d'achat des Français. En effet, les niveaux de consommation, très liés aux choix de construction et d'équipement des bâtiments, ont une très forte inertie, et le renouvellement complet du parc immobilier est supérieur à un siècle. Même en appliquant strictement les normes environnementales définies par le Grenelle, agir uniquement sur le neuf ne saurait être suffisant. Les actions d'efficacité doivent être concentrées sur l'amélioration massive des performances énergétiques du bâti existant, à la fois par l'isolation (parois et toiture), et par l'optimisation des systèmes de chauffage.

Le maintien d'outils incitatifs puissants soutenant la rénovation est donc primordial dans un contexte de crise. Même si les travaux d'amélioration de la performance des logements sont souvent identifiés comme ayant des coûts d'abattement faibles, voire négatifs, il existe de nombreux autres freins (accès au crédit des ménages, information imparfaite) à la réalisation effective des travaux et qui rendent nécessaires la mise en œuvre d'outils incitatifs à la rénovation des loge-

ments : le Grenelle de l'Environnement a notamment permis la mise en œuvre de l'éco-prêt à taux zéro et la prolongation du crédit d'impôt développement durable. C'est une politique qui doit être encouragée et qui pourrait prendre la forme de la création d'un fonds de maîtrise de l'énergie destiné à financer ces travaux d'amélioration des logements et alimenté par une partie du produit des augmentations tarifaires, permettant d'obtenir un signal économique réellement incitatif à la sobriété énergétique.

Enfin, lors de la vente d'un logement ancien, un système de bonus-malus en fonction de sa performance énergétique pourrait être mis en place afin de compléter les incitations fiscales à la rénovation et pour matérialiser auprès des particuliers le retour sur investissement de ces travaux importants.

Impliquer les industriels dans la maîtrise de la demande tout en préservant leur compétitivité

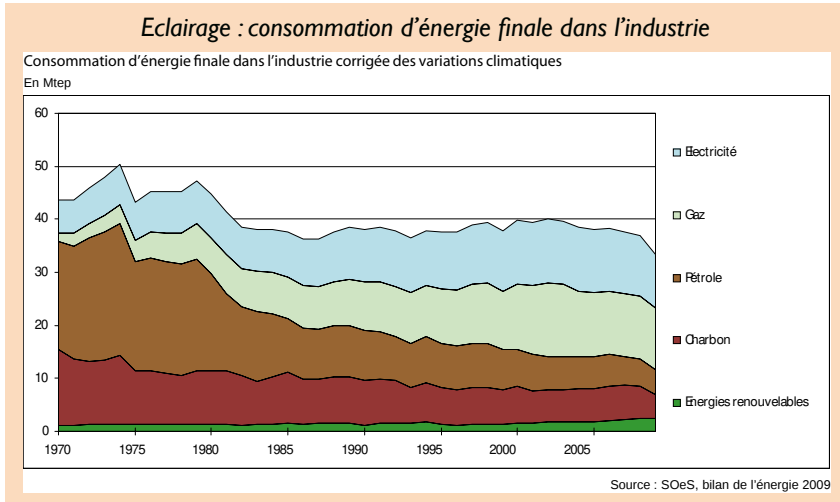
Le Ministère de l'Environnement a chiffré les économies techniquement réalisables dans l'industrie à 10 Mtep sur une consommation de 33,4 Mtep par an. Les industriels doivent donc être associés à l'effort national.

Cependant, les industriels sont également confrontés à une modification de leur environnement avec la fin du TaRTAM (tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché) depuis la fin 2011.

La fin du TaRTAM signifie pour le marché libre la fin d'une régulation des prix couvrant à la fois achat de base et achat de pointe. Avec la loi NOME, le prix de la base reste régulé (si les fournisseurs répercutent comme prévu leur coût d'approvisionnement) mais pas le prix de la pointe.

Ce changement fondamental dans la fixation des prix finaux implique que les acheteurs d'électricité vont devoir modifier leurs modes d'achat. Pour faire face à la fin des tarifs régulés, deux solutions complémentaires se présentent aux industriels : développer les contrats de gros ou les contrats long terme.

C'est dans cette optique long terme que le consortium Exeltium, d'industriels électro-intensifs a été créé autour de six membres fondateurs (Air Liquide, ArcelorMittal, Arkema, Rio-Tinto-Alcan, Rhodia et Solvay) et quelques 25 associés. Ce groupe a conclu un accord avec EDF pour sécuriser leurs approvisionnements jusqu'en 2035.



Ce consortium est né d'une initiative des pouvoirs publics français lancée en 2005, destinée à favoriser la préservation de l'emploi industriel dans l'Hexagone : les membres du consortium exploitent environ une centaine de sites industriels, dont l'approvisionnement en électricité est critique. Les grands sites non résidentiels représentent en effet 43 % de la consommation française. L'usine d'aluminium de l'ex-Pechiney à Saint-Jean-de-Maurienne, en Savoie, aujourd'hui exploitée par le géant minier Rio Tinto, consomme par exemple à peu près autant d'électricité que la ville de Lyon.

Parallèlement à ces efforts pour sécuriser l'approvisionnement en électricité, un effort est également à mener pour limiter la consommation de pointe et économiser les énergies. C'est l'un des objectifs affichés de la fin du TaRTAM.

La Loi NOME anticipe donc que la pression des prix de marché sur la consommation de pointe facilitera les investissements des clients pour lisser leur consommation, ce qui nécessite que les industriels apprennent à maîtriser de nouvelles pratiques énergétiques.

La France s'est aussi engagée à faire évoluer les consommations d'énergies grâce à une panoplie d'incitations financières et réglementaires comme la mise en place du marché d'échange des permis d'émissions au sein de l'Union européenne, des mesures incitatives financières (réduction de la taxe professionnelle, soutien aux investissements dans les équipements d'économies d'énergie, « Prêts verts »...)

et des mesures réglementaires. Cependant, peu d'efforts ont été faits pour la création d'offres valorisant l'effacement des industriels.

Positions / convictions

- *Les économies d'énergie doivent être une composante prioritaire de la politique énergétique de la France et de l'Europe*
- *Accompagner les évolutions tarifaires par des mesures incitatives à la maîtrise de la consommation énergétique*
- *Promouvoir l'efficacité énergétique pour maîtriser les pointes de consommation, optimiser les infrastructures de transport et de distribution, et limiter la production d'électricité fortement carbonée (notamment en pointe)*
- *Défendre le modèle des tarifs de première nécessité*

Conclusion

Trois ambitions sont décrites dans le présent livre blanc. La CFE-CGC Energies les affiche pour apporter une contribution qui se veut réaliste et conséquente à la détermination de la politique énergétique de la France et au-delà de l'Europe. Il s'agit de construire un système énergétique équilibré, de définir une politique qui oriente vers un mix énergétique d'avenir et de relever le défi de la maîtrise énergétique. Ce faisant, nous ne pouvons que souligner l'effort colossal d'investissements qu'il faudra consentir à ces fins, et ce aussi bien en matière de recherche et développement qu'en réalisations industrielles concrètes.

Les choix d'aujourd'hui sont évidemment déterminants dans l'esquisse du paysage énergétique de demain.

Ainsi, loin des positions idéologiques, des postures dogmatiques ou des stratégies de court-terme de financiers avides de retours sur investissements rapides et sans limite, la construction de l'avenir énergétique du pays doit indissolublement poursuivre plusieurs objectifs :

- préserver l'emploi dans une filière industrielle hautement qualifiée
- conforter le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises, PME et artisans présents sur le territoire,
- développer un savoir-faire national sur les énergies de demain et leur utilisation, valorisable à l'export,
- garantir la protection et le respect de l'environnement, notamment en organisant la transition vers la sobriété énergétique,

- replacer le sens du service public tout particulièrement incarné par les salariés des Industries Electriques et Gazières, ainsi que celui de l'intérêt général et d'une véritable politique industrielle et sociale au centre de l'agenda politique.

La CFE-CGC Energies a la conviction que c'est en relevant le défi de conciliation dialectique de ces objectifs, que la France pourra bâtir un modèle sociétal vertueux de production-consommation de l'énergie, respectueux des intérêts de chacun et de tous.

Postface

Il y a 15 ans, le Parlement européen libéralisait le marché de l'électricité. Le rapporteur de cette 1ère directive, vient récemment de reconnaître que la libéralisation menée à pas de charge par la Commission européenne est « une mauvaise affaire pour les ménages » car contre toute attente « l'électricité coûte aujourd'hui plus cher qu'avant, du temps des monopoles ». Pire, elle « met en péril les capacités d'investissements » des entreprises alors que ces investissements dans les infrastructures sont plus que jamais indispensables. Mélange de naïveté, de dogmatisme et d'éparpillement doublé de l'incapacité notoire à comprendre que l'électricité n'est pas une commodité comme les autres, le mythe de la concurrence parfaite dans l'électricité tout comme celui de la main invisible du marché sont aujourd'hui en crise.

La CFE-CGC Energies donne cependant gage aux décideurs européens d'être revenus à plus de discernement avec la « *roadmap 2050* » présentée mi-décembre 2011. Ils annoncent, en effet, désormais comme priorités : l'efficacité énergétique, la lutte contre le réchauffement climatique via la décarbonation de la production d'énergie grâce aux énergies renouvelables, au gaz avec captage de CO₂, la contribution du nucléaire et enfin le développement des infrastructures énergétiques.

Avec la concurrence reléguée au second plan, il s'agit là – si ces bonnes orientations se confirment – d'un indéniable progrès qui demande cependant à être concrétisé. Car les lobbyistes ultralibéraux sévissent toujours au « Berlaymont », siège de la commission européenne à Bruxelles.

Les très prochaines échéances électorales de 2012 devraient permettre d'apprécier la pertinence des feuilles de route énergétiques des différents candidats pour la France. Les choix qui nous seront pro-

posés engageront de manière déterminante l'avenir du pays dans le contexte que nous connaissons de crise économique, de précarité énergétique, de difficulté à financer les investissements et d'instabilité énergétique au plan mondial.

Les grands enjeux génériques des prochaines décennies, sont de façon incontournable :

- Le financement des énormes investissements dans les infrastructures énergétiques partout en Europe.
- La gestion des conséquences de la libéralisation des marchés de l'énergie et l'introduction en bourse des énergéticiens qui les a exposé aux exigences de rémunération sans limite de marchés financiers mondialisés et dérégulés qui se sont révélés incapables, par ailleurs, de permettre le financement des investissements industriels nécessaires.
- La lutte contre le réchauffement climatique par la diversité d'un mix de production devant être le moins carboné possible et énergétiquement efficace.
- La prise en compte de l'intérêt des consommateurs face aux augmentations inéluctables des prix de l'énergie et de la lutte contre la précarité énergétique pour protéger les plus démunis
- Le maintien et la création de filières industrielles françaises pour développer l'emploi.
- L'investissement massif dans la R&D sur les nouveaux moyens de production d'énergie, de stockage et de décarbonation.

Pour répondre à tous ces enjeux, nous devons enfin préserver la maille nationale d'organisation de la distribution, la plus adaptée et la plus efficace et favoriser l'horizon européen pour les gestionnaires des réseaux de transport.

Force est malheureusement de constater que l'ouverture des marchés s'est révélée être une aberration économique, jonchée d'occasions perdues et que l'esprit de responsabilité attendu n'est pas toujours au rendez-vous.

Si nous devons formuler un souhait pour 2012, ce serait que le prochain Président de la République ait été réellement sensibilisé à toutes ces nombreuses et

déliçates questions énergétiques et qu'il ait une conscience aigüe des impératifs d'intérêt général qui les sous-tendent ; en sorte qu'il mette en œuvre une politique énergétique qui favorise l'émergence de filières industrielles fortes dans les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, l'hydraulique, les énergies renouvelables, le gaz et le nucléaire ; qu'il favorise l'investissement massif dans les moyens de production du futur, le stockage d'énergie et la décarbonation. Et, que ce faisant, il pose la question de l'adéquation voire de la compatibilité des marchés boursiers avec les défis que cela représente, tout particulièrement ceux de la relance des investissements dans les infrastructures, de la défense des activités indispensables à la souveraineté et à la réindustrialisation de la France.

Puissions-nous être entendus !

Notes

Notes

Notes

Crédit photos :
©EDF / Patrick Oddoux
iStock
©RTE / Sophie Brandstrom

Parce que l'année 2012 sera décisive pour l'avenir politique français, la Fédération CFE-CGC Energies saisit l'occasion des prochaines échéances électorales pour exprimer ses positions sur les choix énergétiques et leurs conséquences économiques, sociales et environnementales.

L'énergie, comme l'eau ou la nourriture, est un besoin vital. Les événements de 2011 ont été l'occasion d'une prise de conscience de l'importance des choix énergétiques pour l'avenir de notre société. Les Français veulent se saisir d'un débat sur des sujets trop longtemps réservés aux spécialistes alors qu'ils sont hautement politiques.

Prix, sûreté, environnement, confort, emplois... L'énergie est au cœur de nos vies et la CFE-CGC Energies souhaite prendre toute sa place dans ce débat, en tant qu'organisation représentante de salariés qualifiés sur ce sujet mais aussi et surtout de citoyens.

Ce Livre Blanc présente nos positions sur les choix énergétiques que devront faire les futurs décideurs sur un marché à aborder dans sa globalité, de la production à la consommation, en passant par le rôle de la réglementation et le modèle adapté aux spécificités du transport et la distribution.

La CFE-CGC Energies est convaincue qu'une politique énergétique cohérente doit s'appuyer sur les forces du tissu industriel, les compétences, l'engagement et le savoir-faire des salariés pour propulser les industries française et européenne à l'avant-garde de la transition énergétique. Elles doivent être capables d'innover pour garantir l'accès à l'énergie pour tous, conquérir de nouveaux marchés, conserver nos emplois, et contribuer à notre indépendance énergétique. La France doit pouvoir continuer à bénéficier du formidable avantage que constitue notre système énergétique pour la compétitivité de notre territoire.

