

## La France face à la transition énergétique

Journée d'information des élus d'Île-de-France  
**Jeu**di 28 novembre 2013

MUTATION ÉNERGÉTIQUE

# Une évolution, plutôt qu'une rupture

Le paysage énergétique de demain reposera sur les principes de diversité des sources d'énergie, de sobriété et d'efficacité énergétiques. Dans cette perspective, une fois de plus, les collectivités locales auront un rôle moteur à tenir.



**Jean-Jacques Guillet**  
 Président du Sigeif  
 Député des Hauts-de-Seine  
 Maire de Chaville

La transition énergétique n'est pas un phénomène nouveau. Le progrès technique et les découvertes géologiques ont été à la source d'évolutions – souvent gigantesques – qui ont toujours été conduites par des volontés politiques fortes.

C'est la volonté des communes qui est à l'origine du réseau de distribution de gaz de la banlieue parisienne, à l'aube du XX<sup>e</sup> siècle, et de la création du Sigeif. Un bouleversement analogue s'est produit avec l'arrivée de l'électricité quelques années plus tard.

Dans les années 50, la découverte du gisement de Lacq a permis, en France, la substitution du gaz naturel au gaz manufacturé. À l'échelle globale, "l'invention industrielle" du gaz naturel a conduit progressivement à la structuration d'un marché

mondial du gaz. L'équipement nucléaire pour la production de l'électricité est le fruit d'une volonté politique nationale, à un moment où les circonstances géopolitiques laissaient penser que les prix et les conditions d'approvisionnement en pétrole devenaient aléatoires. Il s'agissait, on le sait, d'assurer l'indépendance et la sécurité énergétique de notre pays.

### À la recherche d'un nouveau modèle énergétique

Ce souci d'indépendance et de sécurité était et est toujours largement partagé par nos concitoyens. S'y ajoute aujourd'hui une nouvelle préoccupation, à l'échelle mondiale. La demande de plus en plus forte tant dans les pays anciennement industrialisés que dans les pays émergents, conjuguée au souci de réduire les sources anthropiques du changement climatique, crée l'obligation de rechercher un nouveau modèle. Le débat institutionnel initié en France il y a un peu plus d'un an, et qui doit aboutir à un texte de loi,

était utile, même s'il n'a fait que reprendre les préoccupations exprimées auparavant, et notamment dans le cadre du Sigeif.

Il est en effet hors de doute que les collectivités locales détiendront un rôle majeur dans la mise en œuvre de cette transition qui repose sur les principes de diversité de nos sources d'énergie, de sobriété et d'efficacité énergétiques.

Il serait néanmoins vain de faire table rase du passé. Le modèle français a d'incontestables vertus, qu'il convient, certes, de faire évoluer, mais aussi de valoriser.

La France doit donc conduire une nouvelle transition énergétique. Mais nombre d'arbitrages sont encore en débat. C'est pourquoi le Sigeif a convié les principaux acteurs de la scène énergétique française et européenne à livrer leurs opinions, lors de sa "journée annuelle d'information".

Ce sera la contribution du Sigeif à la réflexion nationale sur la mutation énergétique, et je ne doute pas qu'elle ait, pour nos communes et nos concitoyens, des effets particulièrement riches d'actions futures.

# Un paysage énergétique bouleversé, de nouveau

Le paysage mondial de l'énergie se redessine, encore une fois. Éléments nouveaux essentiels ? Les gaz et huiles de schiste, dont le développement fait chuter les prix, tandis que le traumatisme post-Fukushima perturbe la filière nucléaire.

Qui est le premier producteur mondial d'hydrocarbures ? L'Arabie saoudite ? Le Qatar ? La Russie ? Vous n'y êtes pas : ce sont les États-Unis, assis notamment sur la manne des hydrocarbures de schiste.

## 1 Gaz de schiste : l'eldorado des sous-sols ?

**Le gaz de schiste dope l'économie américaine mais bouleverse la donne des marchés mondiaux de l'énergie.**

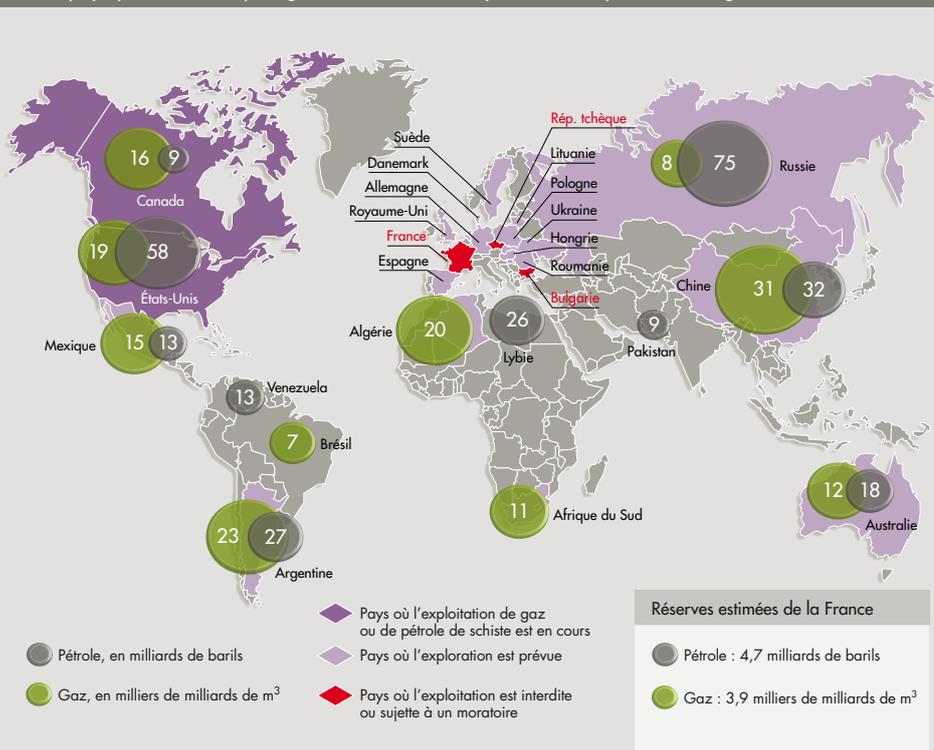
Certes, au premier semestre 2013, la Russie a pompé 10,8 millions de barils<sup>(1)</sup> de pétrole par jour, soit 900 000 de plus que les États-Unis (9,9 millions) et que l'Arabie saoudite (9,4 millions). Mais la tendance s'est inversée au second semestre, a calculé le *Wall Street Journal*, avec une production en forte hausse au Texas et au Dakota du Nord. Pour

l'AIE (Agence internationale de l'énergie), la production de pétrole des États-Unis devrait avoisiner les 12 millions de barils par jour. Quant au gaz, la production américaine aurait supplanté celle des Russes depuis 2009. Et la part des gaz non conventionnels dépasse désormais celle des gaz conventionnels. Entre 2020 et 2035, elle en représentera le double, voire le triple. Prudence néanmoins : le pic de production du pétrole de schiste serait atteint en 2025.

À ce jour, la compétitivité des entreprises américaines, notamment la chimie, est dopée par des prix de l'énergie au plus bas. Avec des relocalisations massives à la clé. Gazprom a beau prédire que la bulle du gaz de schiste se dégonflera vite, les faits sont là : ces cinq dernières années, les États-Unis ont réduit leurs importations de pétrole de 15% et celles de gaz de 32%...

Et ce n'est pas fini. Les réserves américaines de pétrole de schiste sont de 58 milliards de barils, selon l'AIE, derrière la Russie (75 milliards). Auxquelles s'ajoutent 19 000 milliards de mètres cubes de gaz de schiste, soit le quatrième rang mondial, derrière la Chine, l'Argentine et l'Algérie.

Les pays possédant les plus grandes ressources exploitables en pétrole et en gaz de schiste.



## Des puits ferment aux USA; déjà le déclin ?

Aux États-Unis, où la production atteignait 651 milliards de mètres cubes en 2011, les puits d'extraction de gaz de schiste sont partout, mais cinq d'entre eux assurent 80% de la production. Et ils commencent à décliner. Au sud, les champs de Barnett et de Haynesville ont atteint leur pic fin 2011. Ils produisaient alors la moitié des gaz de schiste américains. La production du champ de Barnett a, depuis, baissé de 20%. À Haynesville, certains puits voient leur production chuter de près d'un tiers. Ce déclin est à relativiser : la fracturation de la roche implique d'exploiter les gaz dans un périmètre restreint, et le pic de production a lieu dans les premiers mois d'exploitation – sauf à continuer à forer autour. Mais il a néanmoins quelque chose de structurel : la flambée des prix de l'énergie, au début des années 2000, a rendu rentables – très rentables – les gaz non conventionnels.

La chute des prix qu'ils ont déclenchée a eu l'effet inverse : certains forages s'avèrent trop coûteux et certaines zones, moins fertiles en hydrocarbures, deviennent moins attractives. Chesapeake, un des leaders du gaz de schiste, a ainsi retiré 130 milliards de mètres cubes de réserves prouvées de ses comptes... BP et BHP Hilton ont aussi revu à la baisse leurs réserves prouvées.

Si l'Amérique du Nord vit une nouvelle fièvre de l'or, elle n'est pas la seule. Nombreux sont les pays que les gaz de schiste font rêver, pour les prix bas, les relocalisations industrielles... Ou cauchemarder, pour les dégâts environnementaux, comme la France.

## Europe : la France isolée

En Europe, les positions sont mitigées, mais dans l'ensemble favorables, en raison de la forte dépendance au gaz russe et de l'épuisement des gisements en mer du Nord. La Pologne, la Hongrie et le Royaume-Uni ont commencé l'exploration. Dans d'autres pays, l'attention se tourne vers la place à un intérêt non dissimulé. Les positions de l'Allemagne et des Pays-Bas restent floues, mais des études environnementales préparatoires sont en cours au Danemark.

Quant à l'Espagne, elle a voté un texte qui encadre et favorise à la fois l'exploration de ses sous-sols. L'enjeu n'est pas négligeable, selon l'Energy Information Administration (EIA) américaine, pour qui l'Europe disposerait d'environ 25 000 milliards de mètres

(1) Un baril = 159 litres.

## Panorama des énergies

**Gaz de schiste : polluants ou pas ?**

Selon une étude de l'université du Texas, financée par une ONG et l'industrie, la fracturation hydraulique serait moins polluante que prévu. Ainsi, à peine 0,42% du méthane produit s'échapperait dans l'atmosphère (contre 0,6 à 3,2%, selon une précédente expertise).

Ces résultats sont liés à de nouvelles techniques de récupération du méthane, qui seront obligatoires à compter de 2015. L'étude est déjà controversée : selon d'autres ONG, elle ne serait valable que pour les grands groupes, les petites sociétés n'ayant pas les moyens de s'offrir des équipements plutôt coûteux.

cubes de gaz de schiste techniquement récupérables – une estimation controversée mais qu'il est difficile d'ignorer.

**France : la fracturation hydraulique interdite**

Comme la Bulgarie et, dans une moindre mesure, la République tchèque, la France est une farouche opposante à l'exploration. La loi de 2011 interdisant le recours à la fracturation hydraulique pour les hydrocarbures non conventionnels a été jugée conforme à la Constitution le 10 octobre 2013, après un recours de la société Schuepbach. Sans clore le débat.

Car cette loi préconise également de créer une commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux, à des fins d'expérimentation.

**En France, le débat sur les gaz de schiste s'est radicalisé, les gouvernements successifs se disant opposés à l'exploration, mais aussi à la recherche.**

Par ailleurs, Christian Bataille, député (PS) du Nord, et Jean-Claude Lenoir, sénateur (UMP) de l'Orne, remettront en novembre un rapport sur le gaz de schiste en France avec, à la clef, une proposition de loi du second "pour réaliser quelques expérimentations de fracturation hydraulique très encadrées". Tandis que Frédéric Barbier, député (PS) du Doubs, conduira une mission parlementaire sur l'impact du gaz de schiste américain en Europe.

La position de la France est ambiguë car ce gaz sera un jour dans ses tuyaux. Qui empêchera l'Algérie, un de nos premiers fournisseurs, de livrer du gaz de schiste ? Une perspective proche : les premières livraisons pourraient survenir en 2016. Comment

interdire aux champions nationaux de forer... à l'étranger ? Malgré un partenariat décevant avec Chesapeake, au Texas, Total prévoit des explorations en Chine, Pologne et Danemark, tandis que GDF Suez envisage de se lancer dans la prospection d'hydrocarbures de schiste dans six pays : Allemagne, Royaume-Uni, Pologne, Brésil, Algérie et Chine.

**Une manne à relativiser**

Par-delà les débats politiques, l'avantage compétitif est lié à des coûts d'extraction très variables. La Pologne est peut-être un faux eldorado. Plusieurs géants nord-américains, comme Exxon, ont jeté l'éponge, invoquant la pesanteur bureaucratique, mais aussi un sous-sol aux ressources trop profondément enfouies pour garantir la rentabilité...

Au Royaume-Uni, les coûts d'exploitation pourraient être de 50 à 100% plus élevés qu'aux États-Unis, à la fois en raison du prix des terrains, d'une industrie du forage moins développée et d'un manque d'infrastructures (gazoducs notamment). Le coût de revient serait de l'ordre de 7 à 12 dollars par million de BTU<sup>(2)</sup>, contre 4 à 5 outre-Atlantique. Un coût assez proche des prix de marché en Europe : 10-11 dollars par million de BTU. Sans avantage économique pour les entreprises et consommateurs, la question de l'acceptabilité sociale pourrait se révéler déterminante.

**L'Algérie bientôt productrice ?**

En Chine, la profondeur des sous-sols à explorer se double d'une autre contrainte, l'éparpillement géographique, les champs se situant parfois dans des zones isolées et difficiles d'accès. Il est ardu d'y déployer des infrastructures et l'approvisionnement en eau pourrait être une difficulté majeure. À l'inverse, l'Algérie est prête. En 2014, elle lancera les premiers appels d'offres pour explorer ses ressources "non conventionnelles" : gaz et pétrole de schiste, mais aussi gaz de réservoir compact (*tight gas*).

**Le Japon : du nucléaire au gaz de schiste ?**

Autre élément significatif du bouleversement en cours, un récent accord entre le Japon et le Canada prévoit l'exportation de gaz de schiste vers l'archipel (jusqu'à 40 millions de tonnes par an) à un prix très allégé à compter de 2019.

Depuis l'accident de Fukushima, le Japon achète d'importantes quantités d'énergies fossiles pour produire de l'électricité dans ses centrales conventionnelles, dont le coût

(2) 1 BTU = 0,026 m<sup>3</sup>.

teux GNL. Cet accord s'ajoute à celui conclu avec les États-Unis : en 2017, ceux-ci devraient exporter quelque 6,7 millions de tonnes de gaz de schiste vers le Japon.

## 2

**Un pétrole durablement cher**

**Le pétrole cher garantit la rentabilité du gaz de schiste, qui réduit la demande de gaz et de... pétrole**

Le brut a encore la cote : pour l'instant, le pétrole reste cher. Car l'Opep maintient sa production à 320 millions de barils par jour, ce qui garantit un baril aux alentours de 100 dollars. De quoi vivre confortablement. Et, pour certains, comme l'Arabie saoudite, de financer d'importants programmes de santé, d'éducation et d'infrastructures, pour éviter un "printemps arabe"...

**Hydrocarbures : menaces sur les pays du Golfe ?**

**Près du tiers du pétrole du Qatar** allait vers les USA. C'est fini. Les hydrocarbures non conventionnels menacent-ils les pays du Golfe ? Oui et non. Non, car ils n'entraînent pas de chute des prix du baril. Oui, car les pays producteurs gagnent en indépendance énergétique et achètent donc moins de pétrole au Moyen-Orient. Ainsi, les États-Unis devraient devenir d'ici 2020 les premiers producteurs de pétrole, devant l'Arabie saoudite, et atteindre l'indépendance énergétique en 2030.

**Le Moyen-Orient fait également face** à un déclin de ses exportations vers l'Europe, mais a trouvé deux importants relais de croissance, la Chine et l'Inde, qui consommeront respectivement 6,5 et 5 millions de barils par jour en 2035, contre 2 et 1,2 aujourd'hui. C'est d'Asie que viendra la croissance : Shell estime que la demande régionale pourrait doubler en cinquante ans. Dès 2017, la Chine devrait ravir aux États-Unis la place de... premier importateur mondial de pétrole, avec une facture pétrolière de 500 milliards de dollars.

**Côté production, le Qatar** est désormais le premier producteur mondial de gaz naturel liquéfié (77 millions de tonnes par an), tandis que l'Irak deviendra, d'ici quelques années, le second exportateur de pétrole, derrière la Russie, sa production devant passer de 3 millions de barils par jour aujourd'hui à plus de 8 millions en 2035.

Les Émirats arabes unis investissent pour diversifier leur économie. Un baril au prix élevé fait également les affaires de l'Iran, soumis à l'embargo des pays occidentaux, et du Venezuela, où le manque d'investissements pèse sur la production.

Mais le prix élevé du baril profite également aux huiles de schiste aux États Unis et aux sables bitumineux canadiens, qui ne sont rentables qu'à cette condition ! Dans le Dakota du Nord, la rentabilité est assurée à partir de 70 à 90 dollars le baril. En Alberta, l'extraction repose sur un baril à au moins 80 dollars... De là à faire du continent nord-américain l'allié objectif de l'Opep...

D'autant plus que, selon l'AIE, 40% de la capacité de production supplémentaire viendra des huiles non conventionnelles... Et il faudra aller toujours plus loin, au-delà du cercle polaire, et toujours plus profond (6000 m sous le niveau de la mer pour les gisements pré-salifères du Brésil!), ce qui augmentera les coûts de production.

3

**Et le gagnant est... le charbon**

**En attendant le "charbon propre", nombre de centrales en Europe et en Asie produisent de l'électricité "made in Germinal"...**

Quelle sera la première source d'énergie du XXI<sup>e</sup> siècle ? Peut-être le bon vieux charbon du XIX<sup>e</sup> siècle. Ce sera avéré d'ici peu, le charbon devant supplanter le pétrole d'ici 2020, malgré les efforts des États pour ré-

duire leurs émissions de gaz à effet de serre. Selon une étude du cabinet Wood Mackenzie, publiée en octobre 2013, la consommation mondiale de charbon devrait croître de 25% d'ici 2020, atteignant 4500 millions de tonnes équivalent pétrole (Tep), contre 4400 millions pour le pétrole. Et les échanges devraient progresser de quelque 20% d'ici 2020.

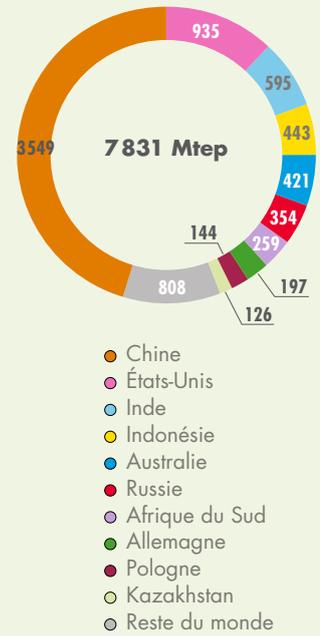
Plusieurs explications sont avancées, à commencer par l'abondance de la ressource et son prix faible. Il est en effet de l'ordre d'un tiers de celui du GNL en Asie et de moitié de celui du gaz en Europe. D'où l'intérêt du Japon, dont la consommation a bondi de 21% en un an. D'où la forte croissance de la demande en Inde et, surtout, en Chine : le charbon y représentera 50% des capacités de production d'électricité mises en œuvre entre 2012 et 2020.

**Le gaz chasse le charbon qui chasse le gaz**

Le gaz de schiste n'est pas non plus étranger au boom du charbon, qu'il a supplanté dans de nombreuses centrales à énergies fossiles nord-américaines. Ce qui se traduit par des surplus et des exportations, notamment en Europe, où le prix du charbon a baissé de 30% entre janvier 2012 et juin 2013 ! Il y alimente désormais nombre de centrales électriques, remises en service, voire en construction, en Allemagne et aux Pays-Bas, sous l'égide d'un "clean coal" (charbon propre) pourtant encore expérimental. Avec pour conséquence la fermeture de... centrales à gaz, parfois très récentes. Un jeu de dominos fortement destructurant.

Selon une étude de l'institut IHS, 60% de la capacité installée des centrales à gaz pourraient fermer d'ici 2016, faute de couvrir leurs coûts fixes, soit 130 000 MW de capacité... Des centrales également touchées

**Principaux pays producteurs de charbon dans le monde**



par l'essor des énergies renouvelables, fortement subventionnées. De quoi alarmer les industriels du secteur, qui réclament la fin de ces subventions.

Autre paradoxe de ce retour du charbon : en quittant le sol américain où le gaz le remplace, il permet aux États-Unis d'améliorer sensiblement leur bilan carbone !

4

**Le nucléaire ne dort que d'un œil**

**Ébranlé par Fukushima, le marché du nucléaire hésite, autant pour des questions de sécurité que de rentabilité.**

Les années 2000 étaient celles du renouveau. En chef de file, la France annonçait régulièrement de nouveaux projets, sources de contrats juteux pour EDF, Areva, GDF Suez et même Total. Comme Tchernobyl en 1986, le tsunami qui a dévasté la centrale de Fukushima-Daiichi en 2011 a balayé ces perspectives et plongé l'industrie en léthargie. Pour des raisons de sécurité, mais aussi de coûts – liés à des normes de sécurité accrues.

Sans oublier les déboires de deux chantiers emblématiques pour Areva et EDF, ceux des EPR de Kiluoto, en Finlande, et Flaman-

La Chine produit 45% du charbon extrait sur la planète.



## Panorama des énergies

Pose du dôme de l'EPR de Flamanville (juillet 2013).



ville, dans la Manche. Dans les deux cas, des dérives de coûts et des retards.

Plusieurs pays ont mis le nucléaire en sommeil, de manière définitive, comme l'Allemagne, ou provisoire, comme les États-Unis. En 2007, EDF y espérait quatre réacteurs de nouvelle génération EPR, avec une première mise en service fin 2015... Là encore, l'impact du gaz de schiste se fait sentir : outre-Atlantique, quatre centrales nucléaires ont fermé cette année. Auxquelles s'ajoutera celle d'Entergy, dans le Maine, fin 2014. Pas vraiment l'hécatombe, mais un signal économique fort. Au Japon, les industriels réclament la réouverture des centrales, mais rien n'indique que le Gouvernement – et l'opinion – y soient prêts.

### Des marchés émergents colossaux

Tout n'est pas noir pour autant. En Europe, EDF a signé avec le Royaume-Uni un contrat de 14 milliards de livres (16,5 milliards d'euros) pour construire deux EPR, des réacteurs de 1650 MW, à Hinkley Point. Et deux autres pourraient suivre. Ce sont néanmoins les marchés émergents qui offrent les relais de croissance les plus significatifs.

L'Afrique du Sud envisage une production nucléaire totale de 9,6 GW d'ici à 2030, mais les financements ne sont pas trouvés. Pour l'heure, Eskom, l'opérateur national, est pressenti pour une deuxième centrale, dans un pays où prédomine le charbon. L'Inde compte désormais vingt et un réacteurs en fonctionnement et six en construction. Mais si le nucléaire représente à peine 3% de l'électricité produite, cette proportion devrait représenter 25% en 2025 !

Autre marché prometteur, celui de l'Arabie saoudite, qui envisage seize réacteurs nucléaires d'ici 2030. Le budget est estimé à plus de 100 milliards de dollars. GDF Suez y est présent, une façon de revenir au Proche-Orient et de faire oublier l'échec du consortium français en 2009. Mal coordonnés, EDF, GDF Suez, Total, Areva, Vinci et Alstom avaient échoué à Abu Dhabi, la construction de quatre centrales nucléaires ayant été confiée à un consortium dirigé par la compagnie sud-coréenne publique Kepco.

### Export : ATMEA ou EPR ?

En Chine, cent soixante et onze réacteurs nucléaires doivent être mis en chantier d'ici à 2030. Soit plus du tiers des tranches en projet dans le monde ! À Taishan, dans la province de Guangdong, deux EPR sont en cours de construction, et deux autres devraient suivre. C'est là, en principe, qu'un EPR produira ses premiers kilowattheures dès 2014. Néanmoins, les retards pris à Flamanville et à Okiluoto incitent les autorités à temporiser et à lorgner sur un réacteur de moindre puissance, l'ATMEA (1150 MW), développé par Areva et Mitsubishi.

Réacteur boudé par EDF, dit-on. Mais promu par GDF Suez, qui l'a proposé en vain au gouvernement français et se propose désormais de le vendre à l'étranger. En Turquie, par exemple, qui devrait commander quatre réacteurs pour des mises en service étalées entre 2023 et 2028. La commande associerait les acteurs de trois pays : Turquie (50% du consortium), Japon (30%) et France (GDF Suez avec 20%, Areva ayant en charge la construction des centrales) dans un contrat de 15 milliards d'euros.

### EPR, retards et surcoûts

Le chantier d'Okiluoto, en Finlande, est scruté de près, tant il accumule les retards et dérives de coûts. Les travaux ont commencé en 2005. Initialement, l'EPR finlandais devait être raccordé au réseau en 2009, puis en 2014. Désormais, la production est espérée pour 2016. Avec une dérive financière qui a contraint Areva à passer neuf fois (!) des provisions, pour un montant total de 3,2 milliards d'euros, alors que le devis initial était fixé à 3,5 milliards.

L'opérateur TVO est d'ailleurs en conflit avec le constructeur, évaluant son préjudice à 1,8 milliard, Areva, pour sa part, lui en réclamant 2,6... À Flamanville, dans la Manche, le chantier prend également du retard. Prévue en 2012, la mise en service est reculée à 2016. Le coût de construction a presque été multiplié par trois : en décembre 2012, EDF l'évaluait à 8,5 milliards d'euros.

Les partisans de l'EPR évoquent les difficultés inhérentes à la construction d'un prototype et mettent en avant la réussite de Taishan, en Chine. Tandis que les détracteurs dénoncent une production plus coûteuse que prévu pour le consommateur final. Le contrat signé entre EDF et le Royaume-Uni pour deux futurs EPR prévoit un prix de vente du mégawattheure de 92,5 livres (108 euros). Un prix pas très éloigné de celui de l'éolien terrestre...

### Fukushima : l'accident sans fin

#### Au Japon, la catastrophe s'éternise.

Deux ans et demi après le tsunami qui a dévasté les installations, le démantèlement du site se heurte à une série d'incidents.

Ainsi, des tonnes d'eau radioactive se déversent dans l'océan. Les autorités locales se veulent rassurantes, mais le consommateur se méfie. Et certains pays, telle la Corée du Sud, refusent les poissons venant de la préfecture de Fukushima.

#### Le site ressemble à un champ de bataille,

avec des zones impraticables. Le démantèlement est estimé à 8,7 milliards d'euros, auxquels il faut ajouter le coût de la décontamination des sites et l'indemnisation des victimes, pour un montant estimé à 75 milliards d'euros. Tepco doit désormais lancer une opération à haut risque : vider les piscines de stockage du combustible irradié. Dont celle du réacteur 4, à 30 m au-dessus du sol, en haut d'un bâtiment fortement dégradé... Il faudra attendre 2030 pour commencer à extraire le combustible fondu à l'intérieur des réacteurs. Le démantèlement s'étalera sur trois ou quatre décennies.

# Transition énergétique, le choc des scénarios

Le débat national sur la transition énergétique, à défaut de pouvoir produire une impossible synthèse – ce sera bien, *in fine*, au politique de rendre les arbitrages nécessaires –, aura au moins eu l'intérêt de permettre une riche revue de détails de la faisabilité et de la "soutenabilité" des divers scénarios, ainsi que de leurs possibles conséquences écologiques, mais aussi économiques, sociales et humaines...

## Enr, MDE et euros

La transition énergétique ne fait pas l'unanimité chez les futurologues de l'énergie. Plusieurs scénarios dessinent les possibles du paysage énergétique français de demain, et ils ne sont pas vraiment conciliables.

Aux deux extrémités, le scénario Négawatt donne la priorité aux économies d'énergie associées à la disparition du nucléaire, tandis que ceux de l'UFE (Union française de l'électricité) mettent en garde contre la diminution de l'atome dans le mix électrique.

Divers scénarios ont été examinés, dont celui de l'Ademe, qui met également l'accent sur le développement des énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie, avec d'ambitieux objectifs de rénovation thermique. Son scénario est le plus proche des orientations actuelles de la France.

1

## Le scénario Négawatt

**"L'énergie la moins chère est celle qu'on ne consomme pas"; d'où le scénario Négawatt de forte réduction des consommations.**

Consommer moins, oui mais comment? Depuis 2003, l'association Négawatt actualise régulièrement un scénario où la part des énergies fossiles diminue d'année en année jusqu'à être entièrement remplacée par des énergies renouvelables. Trois types de besoins sont définis : chauffage, mobilité, usages spécifiques (électroménager, informatique, éclairage...), puis détaillés par secteurs d'activité. Les énergies fossiles sont réorientées vers la pétrochimie et les ma-

tières premières industrielles, ou des usages spécifiques, comme l'aviation. Ce scénario vise l'horizon 2050, l'association évoquant une sortie du nucléaire aux alentours de 2033. Les hypothèses ne sont fondées sur aucun pari technologique, d'éventuelles ruptures ou bonnes surprises n'étant pas à exclure mais restant impossibles à prévoir.

## Rénover sept cent cinquante mille logements par an

Enjeu essentiel, le bâtiment représente plus de 40% de la consommation énergétique finale. Négawatt plaide pour la rénovation de 750 000 logements chaque année (le plan "J'éco-rénove, j'économise" en prévoit 500 000) et 3,5% des surfaces du tertiaire. Le chauffage électrique y est peu à peu remplacé par du bois, du gaz renouvelable, des pompes à chaleur, du solaire thermique...

Éolienne offshore : des "moulins" de plus de 120 m.

La France vient de lancer son deuxième appel d'offres pour l'éolien offshore : deux champs au large du Tréport (Seine-Maritime) et de Noirmoutier (Vendée) pour une capacité totale de 1 000 MW.

## Vers un nouveau modèle énergétique

Dans les transports (33% de la consommation), Négawatt s'appuie sur une réduction du nombre de kilomètres parcourus, grâce à l'aménagement urbain, à l'économie numérique (télétravail, e-commerce) et aux transports collectifs, assortie du développement de véhicules électriques (essentiellement en ville) et au gaz naturel renouvelable, celui-ci représentant à terme deux déplacements sur trois.

Pour l'industrie (23% de la consommation), des mutations profondes sont attendues, grâce notamment à l'efficacité énergétique, au recyclage des matériaux et aux énergies renouvelables.

### La biomasse, ressource sous-utilisée

Où faut-il agir? Le principal levier d'action est la biomasse : Négawatt plaide pour une meilleure exploitation de la ressource forestière, des déchets du bois et un essor de la méthanisation, pour tripler la biomasse en 2050. Elle couvrirait alors 45% des besoins en énergie primaire (433 TWh). Le scénario évoque également le développement de l'éolien terrestre, avec 17 300 machines installées en 2050, contre 4 000 aujourd'hui, et 4 300 éoliennes offshore (aucune à ce jour), pour une production globale de 209 TWh. Le photovoltaïque représenterait à terme une production annuelle de 90 TWh, ce qui reviendrait à équiper moins de 5% de la

surface des toitures françaises. Géothermie, solaire thermique et, dans une faible mesure, valorisation des déchets ménagers sont les autres sources d'énergies à favoriser.

En 2050, selon Négawatt, les énergies renouvelables assureraient près de 90% des besoins (900 TWh sur un total de 1 010 TWh de besoins en énergie primaire). À l'inverse, les énergies fossiles diminuent sensiblement, après une période transitoire (2012 à 2035) où les centrales à gaz pallient les instabilités du système liées à l'extinction des réacteurs nucléaires. Négawatt entend cependant éviter "l'effet falaise" d'une extinction brutale : comme 80% des réacteurs ont été construits entre 1977 et 1987, à l'image de ce qui a été prévu en Allemagne, l'association estime nécessaire une certaine flexibilité sur l'âge de fermeture des centrales, en fonction de critères liés à la sûreté.

### La question du coût reste entière

La question du coût n'est abordée qu'à la marge. Pour l'association, il est à mettre en regard du coût de l'inaction : changement climatique, mais aussi balance commerciale avec l'importation d'énergies fossiles et un pic pétrolier en perspective, précarité énergétique, sécurité du parc nucléaire... Enfin, Négawatt parie sur l'innovation et son impact sur l'économie et l'emploi, tout en

### Transition énergétique : le calendrier prévisionnel

**Janvier 2014** : la TVA sur l'isolation des logements passera à 5,5% au lieu de 10%.

**Mars 2014** : Conseil européen sur la politique énergétique et climatique (2020-2030).

**Avril 2014** : entrée en vigueur de la contribution climat énergie (CCE).

**Printemps 2014** : examen du projet de loi sur la transition énergétique. Adoption prévue en fin d'année.

**2015** : conférence sur le climat ; Paris est candidat à son organisation.

**2015** : l'ASN se prononce sur la durée de vie des centrales nucléaires d'EDF.

**Fin 2016** : fermeture annoncée de la centrale nucléaire de Fessenheim.

**2020** : le parc des 35 millions de compteurs électriques devient communicant (Linky).

**2022** : le parc des 11 millions de compteurs gaz devient communicant (compteurs Gazpar).

**2025** : la part du nucléaire dans le mix énergétique passe à 50%.

**2030** : la consommation nationale d'énergies fossiles représente 30% du total.

**2050** : la consommation d'énergie finale est réduite de 50%.

Ce calendrier est établi à partir des différentes annonces du Gouvernement.

Trois des scénarios présentés lors du débat national sur la transition énergétique (en %).



**Scénario décarboné.** La décarbonation s'opère par des progrès et une diffusion massive des technologies électriques, y compris dans le transport. La production d'électricité s'appuie sur un doublement du parc nucléaire et une croissance limitée des EnR. (Scénario Négatep, RTE med, UFE...).

**Scénario efficacité.** Les dynamiques structurelles qui poussent la demande d'énergie sont maîtrisées (étalement urbain, croissance du fret et du transport). La part des EnR croît aux dépens du nucléaire. Les vecteurs chaleur et gaz (biomasse, récupération de chaleur, etc.) se substituent progressivement aux énergies fossiles. (Scénario Ademe, GrDF...).

**Scénario sobriété.** L'effort de sobriété est à la fois individuel (réduction de la consommation des véhicules, biens durables, etc.) et collectif (arrêt de l'étalement urbain, programme ambitieux de rénovation lourde des logements). La mobilisation massive des EnR locales par les vecteurs de chaleur et de gaz permet la sortie progressive du nucléaire et des énergies fossiles. (Scénario Négawatt, Greenpeace, WWF...).

soulignant avec force que “sobriété n’est pas synonyme de privation” et qu’elle n’envie aucunement un “retour à la bougie.”

2

## Les scénarios de l’UFE : les vertus du nucléaire

**L’Union française de l’électricité (UFE) a élaboré des scénarios qui détaillent le coût – élevé – d’une réduction de la production nucléaire.**

L’Union française de l’électricité, qui représente les entreprises du secteur, conteste vigoureusement ces hypothèses, observant qu’elles se focalisent sur la réduction des watts, unité de mesure liée au secteur électrique, alors que celui-ci représente en France moins du quart de la consommation d’énergie totale. Qui plus est, ce secteur a une trace environnementale très faible, avec des émissions de CO<sub>2</sub> inférieures de six à sept fois à celles du secteur électrique allemand. Pour l’UFE, Négawatt poursuit un objectif – presque – caché : en finir avec l’industrie électrique nucléaire française.

### Intégrer la dimension économique

L’UFE estime que tout scénario doit intégrer pleinement la dimension économique de la société française. “L’hypothèse sous-jacente de Négawatt repose sur un PIB constant, c’est-à-dire décroissant par habitant puisque la démographie, elle, augmente”, observe l’union patronale. Avant d’ajouter qu’il manque au scénario de Négawatt des éléments décisifs, comme les montants d’investissements et les modes de financement. Il n’y a pas, par exemple, d’analyse concernant l’impact du scénario sur le prix du mégawattheure d’électricité, ni sur la compétitivité des entreprises.

Usine de méthanisation de Bioénergie de la Brie (Seine-et-Marne).



Qui plus est, estime l’UFE, la consommation d’électricité n’est pas près de baisser, d’abord parce que l’économie numérique, avec la multiplication des outils électroniques, est aussi énergivore que l’économie industrielle “classique”, ensuite en raison de possibles transferts d’usages vers l’électricité, comme dans le secteur des transports.

Présentés peu avant l’élection présidentielle, les scénarios de l’UFE témoignent de la volonté de définir une approche globale : production, acheminement, investissements et coûts. Spécialisation oblige, ils sont liés au seul secteur de l’électricité. Inscrit dans le modèle actuel, le premier scénario est à 70% de nucléaire; le second correspond au programme du Gouvernement (50% de nucléaire en 2025); le dernier vise la fermeture de toute tranche nucléaire existante à son 40<sup>e</sup> anniversaire, débouchant sur un mix électrique à 20% de nucléaire. Bâtissant ses hypothèses à l’horizon 2030, l’UFE insiste sur les investissements nécessaires – colossaux –, avec leur répercussion sur les factures.

Le premier scénario suppose la construction de deux réacteurs supplémentaires (l’EPR de Flamanville et, sans doute, celui de Penly, pour l’heure abandonné, ou un ATMEA). L’UFE détaille la puissance installée (nucléaire : 63,1 GW; énergies renouvelables : 41,2 GW; thermique : 21 GW), évoque des investissements de 322 milliards d’euros et un impact pour la facture des particuliers de 168 euros par MWh (110 euros par MWh pour les entreprises).

### Diminuer le nucléaire fait grimper les prix

Le deuxième scénario réduit le parc nucléaire de 58 à 32 réacteurs. Les investissements grimpent à 382 milliards d’euros, avec un impact sur la facture relativement similaire, mais assorti d’un déficit de la balance commerciale de 6 milliards d’euros et d’une hausse de 30% des émissions de CO<sub>2</sub>. Enfin, le scénario d’un nucléaire à 20% suppose de ne garder que douze réacteurs, soit une puissance résiduelle de 15 ou 16 GW. Les énergies renouvelables et le thermique

## Le difficile démarrage du GNV

En France, le gaz naturel véhicule peine à séduire les utilisateurs. Le surcoût des voitures? Il est vite effacé par le prix à la pompe du GNV, environ 30% inférieur au diesel. Le danger? Les accidents sont rares. Pourtant, le parc mondial ne comptait guère que 16 millions d’unités en 2012, pour l’essentiel en Argentine (16% du total), au Brésil (12%), en Italie (5%). Avec un parc de 13 000 véhicules, la France est loin derrière. Pourtant, l’essor du biométhane, et par ricochet du bio-GNV, redonne un surcroît d’intérêt à cette solution. Pour l’Ademe,

la France dispose d’un très important potentiel de production de biométhane, avec près de 100 TWh en 2020 et plus de 185 TWh en 2050. GrDF l’estime pour sa part à 480 TWh en 2050, grâce à la gazéification de la biomasse et la valorisation des micro-algues.

### Un marché tiré par les collectivités et les entreprises

Pour l’heure, ce sont surtout les collectivités ou entreprises qui concourent au développement du GNV, pour les transports urbains ou les uti-

litaires. À Bordeaux, un véhicule sur deux roule au GNV; à Lille, la flotte est entièrement équipée, et un quart des 432 bus roule au biogaz, certaines stations permettant de faire le plein de bio-GNV.

Pour les particuliers, le déclin pourrait venir d’un projet de directive européenne, visant à déployer des infrastructures de biogaz tous les 150 km d’ici 2020.

Représentant de l’interprofession, le Club biogaz ambitionne un million de véhicules légers et 100 000 véhicules lourds alimentés en GNV en 2030.

## Vers un nouveau modèle énergétique

Il roule propre!



assurent 80% du mix, à parité. Proche du modèle allemand, cette hypothèse implique de repenser profondément le système électrique, avec le développement des *smart grids*, nécessite la pose de dix à onze mille éoliennes terrestres et de trois mille mâts en éolien offshore.

La sécurité d'alimentation serait assurée par l'installation de soixante unités thermiques fonctionnant au charbon et au gaz (qui posent, comme les éoliennes, des questions d'acceptabilité sociale...). C'est le scénario catastrophe pour l'UFE, qui détaille un triplement des émissions de CO<sub>2</sub>, des investissements de 434 milliards d'euros, sans oublier une balance des paiements très déficitaire (10 milliards), la France n'expor-

tant quasiment rien, mais achetant beaucoup de combustible... Pour les consommateurs, l'ardoise est salée : la facture des particuliers gonfle de 67% !

3

### L'Ademe à la recherche d'une voie médiane

**Les scénarios les plus ambitieux supposent de mobiliser les ménages et d'allouer des ressources publiques considérables.**

La politique qui se dessine à l'issue du débat national sur la transition énergétique est proche d'un autre scénario, celui élaboré par l'Ademe fin 2012. Ses "visions énergétiques 2030-2050" ont pour ambition d'identifier une "voie possible" pour la transition énergétique, ciblée sur la maîtrise des consommations et l'essor des énergies renouvelables. L'approche se distingue de celle de Négawatt en ne visant pas la disparition mais la diminution du nucléaire et des énergies fossiles.

Un ambitieux plan de rénovation thermique (500 000 logements par an) permettrait de mettre aux normes tout le parc social construit avant 1990 et quelque 5 millions de maisons individuelles.

L'Ademe préconise des équipements plus performants pour le chauffage ou l'eau chaude, ainsi que l'émergence de bâtiments à énergie positive dans le neuf. Les modes de transports seraient repensés : libre-service, transports en commun, covoiturage... Comme chez Négawatt, des gains sont attendus dans l'industrie en termes d'efficacité énergétique et de recyclage.

### Des logements plus performants

S'agissant du développement des énergies renouvelables, l'Ademe évalue le potentiel à 110 Mtep, ce qui se traduit par un recul de la production nucléaire (50% du mix électrique en 2025) et des énergies fossiles. Dans son hypothèse pour 2030, l'Ademe table sur une baisse de la consommation finale d'énergie de 29,6 Mtep, le secteur du bâtiment représentant les deux tiers de celle-ci.

Dans son approche pour 2050, l'Ademe évoque un parc de logements modifié en profondeur. Coexistent en effet 27 millions de logements anciens rénovés, consommant 130 kWh par an et par mètre carré, et 9 millions de logements de niveau BBC/BEPOS (100 kWh/an/m<sup>2</sup>), grâce à la forte baisse de la consommation d'eau chaude et de chauffage. Le télétravail n'a qu'un impact marginal sur la consommation d'énergie dans les bâtiments, mais s'avère significatif pour les transports. Modifier en profondeur le parc des logements a également un impact sur la balance extérieure, l'Ademe visant l'indépendance pétrolière en 2050, ce que permet également l'essor plus prononcé des énergies renouvelables (160 Mtep, dont 40 GW d'éolien terrestre et 30 d'éolien offshore...).

### Vérité des prix, acceptabilité sociale et faisabilité technique et financière

Les scénarios privilégiant sobriété et efficacité énergétique sont évidemment attirants et fédérateurs. Mais il reste à en évaluer précisément les impacts économiques et sociaux. Les programmes volontaristes de rénovation thermique des bâtiments, par exemple, se heurtent aux difficultés de mobilisation de ménages en situation de précarité et confrontés à d'autres urgences, sans compter les risques d'engorgement des carnets de commande des entreprises et des artisans de la filière.

Les scénarios de sobriété reposent largement sur des paris de changement des comportements individuels et collectifs, dont on sait qu'ils relèvent au mieux du long terme.

Enfin, tout repose sur la mobilisation de l'effort et de l'argent publics, dans une période de grande rareté et d'urgences multiples. Équation complexe, aux inconnues et variables nombreuses, la transition énergétique s'inscrit dans la durée. Comme l'a expliqué le président de la République, le 20 septembre dernier : "Un travail préparatoire est encore nécessaire pour affiner la trajectoire de la transition, en vérifier la faisabilité et en préciser les conséquences économiques, sociales et environnementales..."

Isolation thermique : des normes contraignantes.



# Le nucléaire, éternelle pomme de discorde

Impossible en France d'organiser un débat sur l'énergie sans que surgisse la question du nucléaire. Les débats deviennent passionnés et assortis d'arguments à l'emporte-pièce. Et sont finalement inutiles tant il est difficile d'aborder le sujet de manière raisonnée.

À Fessenheim, le compte à rebours a – presque – commencé.



## Quarante, cinquante ou soixante ans ?

La presse se fait régulièrement l'écho d'un prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires. Qu'il s'agisse d'une demande d'EDF et/ou d'une volonté de l'État, le sujet doit être abordé de deux manières.

D'un point de vue technique, c'est l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui donne son aval à un éventuel prolongement des centrales, initialement prévues pour durer quarante ans. Dans un entretien au *Monde*,

### > Ils ont dit

/// Pour garder 50% de nucléaire dans notre mix électrique, la fermeture de tous les réacteurs à quarante ans nécessiterait, sans tarder, la décision de construire de nouveaux réacteurs. Car, entre la décision initiale et la mise en service, il se passe au minimum dix ans. ///

Henri Proglio,  
PDG d'EDF

Pierre-Franck Chevet, président de l'ASN, l'a rappelé sans détours : *“La poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de quarante ans n'est pas acquise. Nous sommes encore dans une phase de discussion technique avec l'exploitant, EDF, qui prendra quelques années. L'ASN prendra une première position sur ce sujet en 2015, sachant qu'un avis définitif demandera vraisemblablement davantage de temps.”*

D'un point de vue comptable, c'est différent : amortir le parc sur cinquante ans au lieu de quarante permet à EDF d'améliorer ses comptes, de mieux rémunérer ses actionnaires, dont l'État, majoritaire, et, enfin, de financer ses ambitions à l'international, comme le souhaite ce dernier.

Il est, néanmoins, difficile d'imaginer que l'un aille sans l'autre. Et, quoi qu'il en soit, la France se trouvera très vite confrontée à une décision systémique. Car, dans les années 1980, la France a mis en service quelque cinq ou six réacteurs chaque année. Si l'ASN interdisait le prolongement à cinquante ans de la durée de ces ouvrages, ces réacteurs sortiraient du système de production d'électricité à partir des années 2020. Compte tenu du temps nécessaire à les remplacer (par d'autres réacteurs de type EPR ou par d'autres énergies), la décision devra être prise très rapidement. Ou bien la France fera comme l'Allemagne : elle comptera sur ses voisins.

## Fermer Fessenheim ? Pas simple...

Dans le Haut-Rhin, la plus ancienne centrale nucléaire de France, est un symbole voué à disparaître. Mise en service en 1977, c'est la plus vieille du pays et elle est située dans une zone sismique. Deux raisons qui ont conduit le président de la République à s'engager sur sa fermeture en 2016.

Un délégué interministériel a été nommé qui assure que les délais seront tenus et, s'appuyant sur un autre engagement du président, celui de la stabilité de la production nucléaire, met en corrélation le lancement de l'EPR de Flamanville avec la fermeture de Fessenheim. Néanmoins, à l'ASN, aucun dossier n'a encore été déposé, et les délais raccourcissent.

**Pour EDF**, cette fermeture anticipée représente un manque à gagner de 4 milliards d'euros. La question des indemnités n'est pas tranchée, car, outre ERDF, quatre sociétés – une allemande et trois suisses – détiennent des parts de la centrale... Pour entamer le démantèlement en 2018, le calendrier devient très serré.

## Le calendrier théorique du démantèlement

**Premier jour** : mise à l'arrêt du réacteur ; le combustible est placé dans une piscine pour une décontamination partielle.

**J + 18 mois** : le combustible est envoyé à l'usine de La Hague pour être retraité.

**J + 60 mois** : le démontage commence (bâtiments et équipements hors réacteur, tuyauterie...)

**J + 120 mois** : le réacteur est noyé pendant les opérations de démontage. Il est découpé par un robot piloté à distance.

**J + 180 mois** : la tour de refroidissement est détruite, les fondations comblées.

**J + 240 mois** : l'ASN inspecte le site et le déclassifie.

**Il faut donc vingt ans pour un retour à l'état initial. EDF estime le coût de démantèlement à 18 milliards d'euros. Pour la Cour des comptes, qui s'appuie sur des exemples à l'étranger, la facture est plus élevée : de 20 à... 62 milliards. Juridiquement, seules l'ASN et EDF sont en mesure de fermer une centrale, sauf en cas de péril avéré.**

## État des lieux

# Renouvelable : des objectifs ambitieux. Trop ?

Réduire la part du nucléaire, développer les énergies renouvelables, réduire la consommation, maîtriser la facture, redresser l'industrie... Les objectifs énergétiques français sont multiples et ambitieux. Peut-être trop, car, déjà, il est probable que certains ne seront pas tenus.

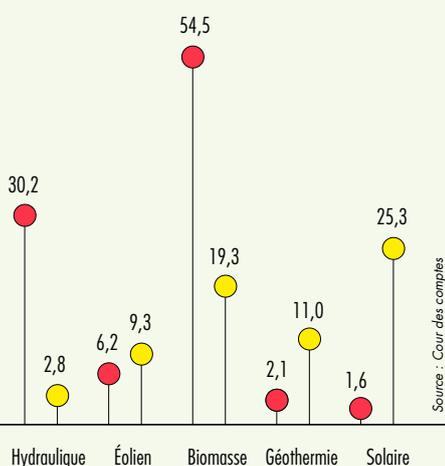
## Le tarif d'achat éolien, une aide d'État ?

Le mix de 23% d'énergies renouvelables en 2020 ? Les industriels du secteur n'y croient pas, alarmés par l'instabilité tarifaire, qui met à mal la filière photovoltaïque, ou les recours qui retardent ou bloquent les projets éoliens. Projets sur lesquels pèse en outre la menace d'un recours européen qui pourrait se traduire par une requalification du tarif d'achat en aide d'État. Un mix avec 50% de nucléaire en 2025 ? Il suppose de fermer plusieurs centrales d'ici là, tout en augmentant de manière significative les énergies renouvelables, ou bien de réduire drastiquement la consommation.

## Huit ans pour créer un parc éolien

Ces dernières années ont montré combien le chantier de la rénovation énergétique était long et complexe à conduire, en raison de son caractère diffus et des difficultés sociales auxquelles sont confrontés les foyers victimes de précarité énergétique. Accélérer le développement des énergies alternatives ?

Part des énergies renouvelables dans la dépense publique et la production d'énergie (en %).



Entre les diverses étapes administratives et les recours, un projet de parc éolien met quelque huit années à sortir de terre ! Selon France énergie éolienne, 17 400 MW de puissance éolienne restent à installer d'ici 2020 (il y en a aujourd'hui 7 800 MW), un objectif qu'elle juge intenable. Fermer des réacteurs nucléaires ? Mais on parle, au contraire, d'augmenter la durée de vie des centrales !

## Solaire : une crise sans fin ?

Le secteur du photovoltaïque est en crise depuis deux ans, le Gouvernement ayant mis fin à une forme de bulle spéculative, par un moratoire assorti d'une révision drastique des tarifs d'achat. Confrontés à une forte baisse de leur activité, les entreprises réclament depuis quelques mois un dispositif de soutien pérenne. Au printemps dernier, le Gouvernement a établi un nouveau cadre d'appels d'offres (pour les installations solaires entre 100 et 250 kW de puissance, et pour les centrales de puissance supérieure à 250 kW) présenté comme des "mesures d'urgence". Dispositif inadapté, estiment les acteurs de la filière, au regard des contraintes réglementaires (obligation de démantèlement...) ou des délais de mise en œuvre. Quant aux industriels, en France – et désormais en Europe – ils souffrent de la concurrence des panneaux fabriqués en Chine. Un accord a été trouvé entre ce pays et l'Union européenne, laquelle envisageait de surtaxer les panneaux. Mais il est contesté par les fabricants européens (EU Pro-Sun), qui ont annoncé une action en justice.

## Le salut viendra peut-être de la mer

Ayant raté le coche pour l'éolien terrestre et le solaire, la France entend désormais développer une filière industrielle "verte", celle des énergies marines.

Dans l'éolien offshore, un premier appel d'offres (2 000 MW) a été remporté en 2012 par un consortium unissant EDF, Alstom et Dong Energy. Un deuxième appel d'offres de 1 000 MW est en cours, pour des champs situés au large du Tréport et de Noirmoutier. Le Gouvernement en a ré-

cemment annoncé un troisième, sans en préciser le volume ni l'implantation. Il semble cependant que l'objectif visé de 6 000 MW d'ici à 2020 ne soit plus atteignable dans les délais.

## Une facture de 6,7 milliards en 2020

Avec un secteur au ralenti (l'éolien terrestre), un autre en crise (le solaire), des financements fragilisés et des technologies émergentes, les 23% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2020 semblent désormais un objectif inatteignable. D'autant plus que la question du financement risque à terme de mécontenter fortement les Français. La CRE évoque ainsi une charge de 6,7 milliards d'euros en 2020, contre 1,6 en 2011 et 3 en 2013...

## Soutien à l'énergie verte : à quel prix ?

En juillet, la Cour des comptes a publié un rapport sur la politique de développement des énergies renouvelables (EnR). Verdict : un dispositif complexe, coûteux et mal ciblé.

En 2011, les EnR représentaient 13,1% de la consommation finale d'énergie, un niveau très honorable, au regard des États voisins, et qui place la France à mi-parcours de son ambition pour 2020 (23%).

Tout va bien ? Pas vraiment, car la Cour souligne les retards qui s'accumulent depuis 2011, et s'inquiète des efforts à fournir : "Les suppléments de production à réaliser dans les secteurs de l'électricité et de la chaleur renouvelables entre 2011 et 2020 représentent six et sept fois ce qui a été respectivement réalisé entre 2005 et 2011."

Or, la filière souffre désormais de difficultés multiples, avec "des coûts de production élevés" compensés par "un système de soutien complexe et d'efficacité variable", le tout dans un cadre juridique instable et de plus en plus contesté. La Cour déplore l'absence de vision globale de l'État, avec des politiques (environnement, urbanisme, énergie...) souvent contradictoires, qui favorisent les contentieux.

Enfin, le coût élevé du soutien à la filière conduit la Cour "à s'interroger sur sa soutenabilité sur le long terme". Globalement estimé à 14,3 Md€ pour la période 2005-2011, ce soutien aux EnR pourrait atteindre 40,5 Md€ pour la période 2012-2020, sans compter l'adaptation des réseaux (estimée par ERDF et RTE à 5,5 Md€ à l'horizon 2020) ! Une condamnation ? Non, car la Cour invite à "faire des choix", dont celui de soutenir les filières les plus adaptées aux objectifs.

## L'exemple allemand

# L'Energiewende allemand, enseignements

En Allemagne, la transition énergétique (*Energiewende*) est accélérée, voire brutale. Après Fukushima, le pays a renoncé au nucléaire et accéléré le développement des énergies renouvelables. Ce qui a gonflé la facture du consommateur et accru l'importation de... charbon.

Tour à tour, le SPD et la CDU ont mis en place des politiques de sortie progressive du nucléaire compensée par le développement des éoliennes, panneaux solaires et unités de biogaz, couplé à des mesures d'efficacité énergétique et de construction de lignes à haute tension. La catastrophe de Fukushima Daiichi a totalement précipité cette politique, avec l'arrêt immédiat des sept plus vieilles centrales et un calendrier de fermeture des neuf centrales toujours actives à l'échéance 2022.

Pour les Allemands, l'impact est lourd : les kilowattheures sont désormais plus chers à produire. Au lieu d'amortir un parc construit, il faut en créer un autre. Avec le nucléaire, le prix du kilowattheure était de l'ordre de 17 centimes d'euro, indique Jan Horst Keppler, professeur à l'université Paris-Dauphine. Il s'établit désormais à 52 centimes. Au total, la sortie accélérée du nucléaire coûterait la bagatelle de 63,8 milliards d'euros ! Des calculs à relativiser, car il est possible que, la maîtrise des consommations aidant, il n'y ait pas besoin de renou-

veler tout le parc. Et diverses sources de production ont été lancées avant 2011. Mais l'ampleur de cette transition énergétique accélérée n'en reste pas moins significative.

## Un surcoût de 185 euros par famille

Sur la facture des consommateurs, l'essor des énergies renouvelables est devenu sujet à débat : en 2013, ils se seront acquittés de 24 milliards d'euros pour l'équivalent de la CSPE, ce qui représente un surcoût annuel de 185 euros pour une famille moyenne. D'autres effets sont plus difficiles à appréhender : la destruction – rapide – d'emplois dans le secteur du nucléaire sera-t-elle compensée par leur création – lente – dans celui des énergies renouvelables ? Il est vrai que les besoins en infrastructures sont immenses, avec, notamment, des milliers de kilomètres de lignes à haute tension à créer dans toute l'Allemagne, pour relier les producteurs éoliens du Nord aux consommateurs du Sud.

Des éoliennes à deux pas d'une mine de lignite à ciel ouvert en Bavière : le paradoxe allemand...



## CO<sub>2</sub> ou déchets radioactifs ?

L'équation environnementale est, elle aussi, complexe. Il s'agit en fait de "troquer" du CO<sub>2</sub> contre des déchets radioactifs. L'intermittence des énergies renouvelables impose la présence de sources thermiques, en attendant l'avènement du stockage ou des centrales à charbon propres avec capture et la séquestration des émissions.

De fait, l'Allemagne recourt aujourd'hui à des installations polluantes (centrales à gaz), voire très polluantes (centrales à charbon, en large partie issu du marché américain). Depuis 2011, ces dernières ont augmenté leur production de 10%, et les émissions d'autant.

## Un système perturbé

En revanche, l'*Energiewende* n'a pas eu d'impact significatif sur la balance commerciale : hausse des importations d'électricité en 2011, exportations record en 2012, l'été notamment. Néanmoins, l'afflux d'électricité verte – injectée en priorité – perturbe parfois les systèmes électriques des pays interconnectés (France, Pologne, République tchèque). Des prix négatifs apparaissent parfois – y compris en France en juin 2013 –, signe d'un fort déséquilibre entre l'offre et la demande.

Le secteur est également bouleversé, à la fois par le jeu de dominos du gaz de schiste et l'impact des renouvelables. Une trentaine de centrales conventionnelles seraient menacées par la concurrence des renouvelables, selon la *Bundesnetzagentur*, autorité chargée des réseaux électriques allemands. En l'absence de vent ou de soleil, le déséquilibre entre le Nord et le Sud du pays déstabilise le réseau. La *Bundesnetzagentur* estime à 4800 MW la réserve de capacité nécessaire pour faire face à des variations des renouvelables sur le réseau, lors de l'hiver 2015/2016. Le régulateur tient compte dans ses calculs de l'arrêt prévu de la centrale nucléaire de Grafenrheinfeld, fin 2015, et de celui de... Fessenheim.

## Un choix politique

Le choix allemand est politique : il s'agit d'évacuer le risque d'un accident nucléaire majeur, aux conséquences incalculables. Mais il est peut-être aussi économique et industriel, avec le pari d'une transformation énergétique – certes, accélérée et dommageable à court terme sur le plan environnemental – très coûteuse et complexe à conduire sans risquer le "trou noir", mais qui se traduira par une compétitivité accrue des entreprises allemandes et de nouveaux débouchés. Bref, un investissement qui pourrait se rentabiliser lorsque les autres pays se lanceront à leur tour dans la transition.

# Rénovation thermique : des aides sur mesure ?

"J'éco-rénove, j'économise" ambitionne la rénovation de 500 000 logements par an d'ici 2017, ce qui se traduirait par une diminution de 38 % de la consommation d'énergie dans le bâtiment d'ici 2020.

Rénover les logements ? Un enjeu non négligeable pour la facture des ménages et celle de la France : le bâtiment représente 45 % de la consommation d'énergie et 25 % des émissions de gaz à effet de serre.

Quant au chauffage, il coûte en moyenne 900 euros par an à une famille, avec des écarts considérables, selon que l'on habite une "passoire thermique" centenaire ou même construite avant les années 1970, un logement plus récent, voire un logement BBC (bâtiment basse consommation).

C'est dans les logements anciens, la majorité du parc, que se concentrent les 4 millions de ménages en situation de précarité énergétique – ceux qui consacrent plus de 10 % de leurs revenus à l'énergie. Une situation sans doute sous-estimée, selon *60 millions de consommateurs*, qui évoque une précarité énergétique ponctuelle bien plus répandue. Or, la rénovation thermique peut faire baisser la facture d'environ 200 euros par mois. Le traitement "curatif" de la précarité impose donc de vastes plans de rénovation thermique soutenus par les pouvoirs publics, comme "Habiter mieux".

## Le dispositif "J'éco-rénove, j'économise"

Le dernier en date, "J'éco-rénove, j'économise" est opérationnel depuis fin septembre. Il se décline en aides publiques à la rénovation et services de conseils aux particuliers. Le dispositif s'appuie sur des partenariats avec les acteurs du logement et de l'énergie (Ademe, Anah, Adil, commissariat général à l'investissement), mais aussi les actions locales initiées par les collectivités, dans le cadre, par exemple, d'un plan climat énergie territorial (PCET).

Le programme renforce les aides existantes, atteignant 3000 euros pour les ménages modestes, avec un relèvement du plafond de ressources pour accéder aux aides de

l'Anah, et créant une nouvelle aide pour les ménages disposant de revenus moyens (1350 euros et plus). Au total, deux ménages sur trois sont désormais éligibles à ces aides. En outre, le crédit d'impôt développement durable (CIDD, qui vise les travaux de rénovation énergétique) et l'éco-prêt à taux zéro (pour les bailleurs et propriétaires occupants) sont simplifiés et recentrés vers les rénovations lourdes. Pouvant aller jusqu'à 30000 euros, l'éco-prêt à taux zéro sera ouvert aux copropriétaires en 2014. À ces aides s'ajoute un taux de TVA réduit (5,5%) pour les travaux

de rénovation thermique des logements de plus de deux ans. Cette mesure s'appliquera le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

## Un fonds de garantie thermique ?

Dans le seul secteur privé, "J'éco-rénove, j'économise" table sur 180000 rénovations lourdes mises en œuvre en 2014, dont 40000 concerneront des ménages modestes. En vitesse de croisière, il faudra opérer 380000 rénovations énergétiques par an dans le logement privé, pour un coût d'environ 7,5 milliards d'euros !

Un "fonds national de la garantie thermique" a été annoncé. Géré par la Caisse des dépôts, il devrait éviter aux ménages d'avoir à avancer les frais des travaux en alignant les prêts "rénovation thermique" sur les prêts immobiliers, l'écart entre les deux étant actuellement de l'ordre de 1 à 1,5 point.

## La rénovation chez les particuliers : du sur-mesure

Mais l'attractivité de ces aides suffira-t-elle ? Rien n'est moins sûr, expliquent les acteurs comme la fondation Abbé-Pierre ou l'Anah. Car, si 500000 logements représentent à peine 1,7% du parc, ce sont autant de cas particuliers à gérer. Et faire franchir le pas

aux personnes concernées suppose bien souvent de faire du sur-mesure. Traiter la précarité énergétique demande du temps pour vaincre les obstacles financiers, mais aussi prendre en considération les attentes et, parfois, les réticences des personnes concernées.

Les résultats mitigés de l'opération "Habiter mieux" sont une illustration des difficultés que rencontrent des plans aussi ambitieux. Lancé en 2010 et doté de 1,35 milliard d'euros (État, Anah et, par le mécanisme des certificats d'économie d'énergie, EDF, GDF Suez et Total), il vise à sortir 300000 petits propriétaires de la précarité énergétique d'ici 2017, par le financement de travaux lourds (isolation, remplacement de chaudière...).

## "Habiter mieux" accumule les retards

En pratique, le programme accuse un lourd retard. Selon la Cour des comptes, seules 27900 rénovations de logements ont été engagées à l'automne 2013, pour un objectif initial de 130000... En outre, le rythme ne s'accélère guère. À cela plusieurs raisons : difficultés de repérage des bénéficiaires potentiels, formation des personnels et des réseaux travaillant sur le programme, identification des travaux à réaliser, montage du plan de financement, sans oublier l'identification des publics.

Tout n'est pas négatif, loin de là. Si le coût des travaux s'est avéré plus élevé que prévu, avec un montant moyen de 14200 euros, il s'accompagne fort heureusement d'un gain de performance énergétique, lui aussi au-dessus de l'objectif visé (39% contre 25%). De quoi sortir durablement les foyers de la précarité énergétique.

Aides renforcées pour les ménages modestes.



# Le Sigeif, acteur historique du paysage énergétique

Le Sigeif fut créé à l'aube du XX<sup>e</sup> siècle afin de mettre en place le premier grand service public local, la distribution du gaz. Il relève aujourd'hui les défis d'un paysage énergétique en pleine évolution.

Informier et échanger régulièrement avec les élus : les journées du Sigeif.



Organisant la distribution publique du gaz pour le compte de 184 communes franciliennes, contre 55 à l'époque de sa création, le Sigeif est la première autorité concédante française, avec un réseau long de plus de 9 000 km couvrant un territoire de 5,4 millions d'habitants et acheminant 10% du gaz naturel français. Il est la troisième autorité concédante pour l'électricité, avec 63 communes adhérant également à cette compétence.

Au nom de ces collectivités franciliennes, toutes représentées au sein de son instance délibérante, le Sigeif exerce ainsi une mission historique, inscrite au cœur du système français de la concession d'énergie et qui n'a d'ailleurs pas été remise en cause par la libéralisation : veiller au bon accomplissement des missions de service public dévolues par la collectivité publique aux concessionnaires, GrDF et ERDF. Le Sigeif est à ce titre le garant de la qualité de l'énergie distribuée par ses réseaux, et ses agents assermentés contrôlent la valeur physique et comptable du patrimoine concédé.

Le Syndicat procède par ailleurs à une enquête annuelle de satisfaction afin de mesurer auprès des usagers la qualité du service rendu par les concessionnaires.

## Acteur de premier ordre de la régulation publique locale

Parallèlement à ce métier "historique" de contrôle du service public local délégué, le Sigeif intervient également en vue d'enfouir les lignes électriques, avec un double objectif en matière d'amélioration du service public, l'enfouissement des lignes répondant tout aussi bien à un impératif d'ordre esthétique que de sécurisation du réseau, notamment en cas de tempêtes, par exemple.

À la demande des collectivités, il procède, à cette occasion, à des opérations d'enfouissement coordonné des autres réseaux, d'éclairage public et de communications électroniques, dans la mesure où ces derniers utilisent tout ou partie des supports du réseau électrique.

À la faveur de l'évolution du paysage énergétique, l'action du Sigeif s'étend sur un nouveau registre, en accompagnant ses communes dans la mise en œuvre de leur politique énergétique locale. Cette dynamique, portée par le Sigeif en Île-de-France, fait de ce syndicat un acteur de premier ordre de la régulation publique locale en matière d'énergie.

## Le conseil en énergie partagé

Le paysage français est fortement marqué par le morcellement communal : les 35 000 communes de moins de 10 000 habitants consomment autant que les 1 000 communes de plus de 10 000 habitants. Les petites collectivités constituent ainsi un enjeu important en termes de maîtrise de l'énergie. Fort de ce constat, le Sigeif, qui fut dès 2001 l'un des tout premiers syndicats à mettre en place un conseil en énergie, a répondu en 2011 à un appel à projets lancé par l'Ademe.

Défini en concertation avec l'Ademe, le territoire d'action du CEP Sigeif s'étend à vingt-deux communes du Val-d'Oise. L'objectif est de leur proposer un conseil en énergie personnalisé afin de les aider à faire des choix pertinents concernant leur patrimoine (bâtiments, éclairage public et véhicules). Cette reconnaissance de l'action du Sigeif en Île-de-France lui permet ainsi d'enrichir son accompagnement en matière d'efficacité énergétique, en développant une nouvelle mission, définie en concertation avec l'Ademe et en partie financée par elle, spécifiquement tournée vers les petites communes de la périphérie de son territoire.

## Valorisation des certificats d'économies d'énergie

Le patrimoine bâti des collectivités recèle des gisements diffus d'économies d'énergie qui peuvent être valorisés au travers des certificats d'économies d'énergie (CEE).

Ce dispositif, qui est un des outils permettant d'alléger le coût des travaux, est néanmoins difficile d'accès pour une collectivité isolée : la réglementation exige un volume minimal d'économies d'énergie très élevé pour faire naître un CEE.

Le Sigeif a donc proposé aux collectivités de se regrouper afin de valoriser dans les meilleures conditions leurs actions de maîtrise de la demande en énergie. Après avoir publié un appel à projet de partenariat, le Sigeif a signé en 2011 un protocole tripartite, commune-Sigeif-EDF, permettant ainsi aux collectivités de bénéficier d'un accompagnement privilégié de leurs opérations d'économies d'énergie engagées sur leur propre patrimoine, intégrant la prise en charge administrative des dossiers de CEE et la valorisation attractive et sécurisée de ces derniers.

Fin 2013, le volume de CEE dégagé devrait s'élever à 100 GWh cumac, contre 48 en 2012 et 6 en 2011.

# Dynamique concurrentielle sur le marché gazier

Le Sigeif accompagne les acheteurs d'énergie dans le processus d'ouverture des marchés. Le groupement qu'il a mis en place rassemble une communauté de plus en plus importante, en suscitant, à chaque appel d'offres, la concurrence au profit de ses membres. Une formule gagnante... et donc imitée.

Dès 2004, le Sigeif a proposé aux acheteurs franciliens de prendre en charge leur procédure d'achat de gaz naturel, en sorte qu'ils puissent tirer parti des meilleures conditions de prix et de services associés grâce à un dispositif sécurisé tant juridiquement que techniquement. Un groupement de commandes fut ainsi mis en place, concomitamment à celui du Sipperec pour l'électricité. Par cet outil, le Sigeif offre, par ailleurs, aux collectivités la possibilité de recourir, à leur libre initiative, à des prestations d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour le patrimoine bâti existant ou leurs projets neufs : audit, aide à la passation de marchés, étude de faisabilité, diagnostic thermique, etc.

## Obtention des offres les plus avantageuses

Deux enseignements peuvent être tirés de ces mises en concurrence régulièrement menées par le Sigeif.

Le premier est que ce dispositif répond manifestement à une demande des acheteurs : 143 avaient décidé de se regrouper lors de la première consultation de 2006, principalement des communes et quelques CCAS, ainsi que des offices publics de l'habitat et des structures intercommunales.

À la faveur de l'appel d'offres couvrant la période de fourniture 2014-2016, le péri-

mètre de ce groupement s'est considérablement étendu et rassemble aujourd'hui plus de 350 membres, pour un volume de 2 TWh. Aux communes et bailleurs sociaux, y compris privés, sont venus s'ajouter la région Île-de-France, avec l'ensemble de ses lycées chauffés au gaz, des départements pour leurs besoins propres, mais également ceux de leurs collègues, des hôpitaux, etc. Le bénéfice escompté par ces membres est à chaque fois au rendez-vous : prise en charge par le Sigeif de l'ensemble de la procédure de consultation, obtention des offres les plus avantageuses (jusqu'à 25% de gain sur les factures 2012-2014), appui du Sigeif durant l'exécution des marchés en tant qu'intermédiaire auprès des fournisseurs et du distributeur, etc.

## Une démarche inédite en France, et qui, depuis, a fait des émules

Le second enseignement est que ce groupement d'acheteurs s'inscrit à l'évidence dans la stratégie des fournisseurs autorisés à vendre du gaz aux acheteurs revêtus d'une mission d'intérêt général : la quasi-totalité d'entre eux participe à ces consultations, avec, à chaque fois, un complet renouvellement sur tous les lots. Ces consultations publiques, qui mobilisent d'énormes volumes de gaz, constituent ainsi une démarche inédite en France, entreprise sur un territoire emblématique. En quelques années, il s'est ainsi créé en Île-de-France une réelle dynamique concurrentielle qui profite au cercle des acheteurs rassemblés dans le groupement du Sigeif, et même au-delà tant cette expérience fait aujourd'hui des émules. Deux démarches analogues devraient se concrétiser incessamment : celle de l'UniHA rassemblant, notamment, au niveau national, des sites hospitaliers et celle portée par le service des achats de l'État, qui répond principalement aux besoins des administrations centrales. Sur un autre segment de clientèle, mais toujours dans le même esprit de mutualisation, l'association de consommateurs UFC-Que choisir a également lancé un appel d'offres avec pour objectif affiché de faire bénéficier les particuliers d'une remise de 13 à 15% sur leurs factures de gaz.

## Appel d'offres gazier 2014 : un contexte bien particulier

Jusqu'à ce jour, seules les mises en service de nouveaux sites gaziers obligeaient juridiquement l'acheteur à mettre ses fournisseurs en concurrence.

De ce point de vue, les raisons de rejoindre le groupement de commandes relevaient essentiellement de considérations financières : faire baisser la facture de gaz pour le patrimoine existant.

Or, durant la période 2014-2016 que le nouvel appel d'offres du Sigeif s'apprête à couvrir, les collectivités doivent s'attendre à connaître un véritable bouleversement de leur cadre d'achat de gaz.

Compte tenu de la nécessité pour les autorités françaises de trouver un compromis avec la Commission européenne afin d'éviter un recours devant la Cour de justice, le Gouvernement a fait adopter par le Parlement un amendement programmant la disparition des tarifs réglementés du gaz en deux étapes.

## La fin des tarifs réglementés du gaz

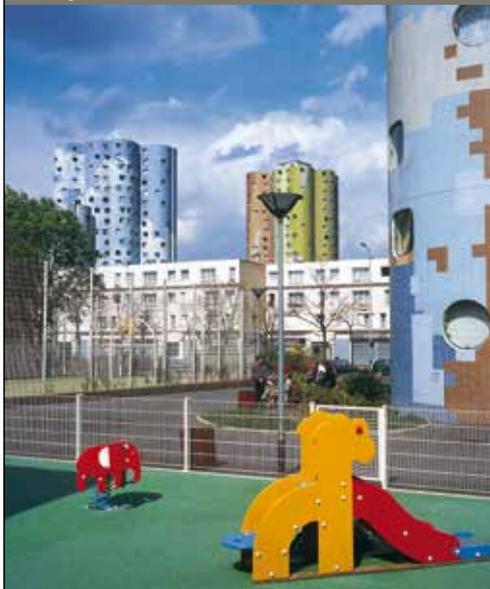
Ainsi, et alors que, jusqu'à présent, aucune date butoir n'était prévue, les acheteurs devront mettre les fournisseurs en concurrence, au plus tard le 31 décembre 2014, pour les sites consommant plus de 200 MWh par an. Et, au 31 décembre 2015, ce ne seront plus que les plus petits sites (dont la consommation annuelle est inférieure à 30 MWh) qui pourront demeurer alimentés par le fournisseur historique.

Cette disparition annoncée de la tarification publique a ainsi provoqué une augmentation des adhésions au groupement du Sigeif, grâce auquel les collectivités peuvent non seulement accéder à des conditions de prix attractives, mais encore se conformer à leurs obligations légales.

## Le groupement de commandes 2014-2016 en chiffres

- > 100 millions d'euros annuels d'achat de gaz.
- > Plus de 350 acheteurs franciliens concernés.
- > 2 TWh de consommation annuelle.
- > Plus de 5 000 points de livraison.

Logements collectifs à Nanterre (Hauts-de-Seine).



**Gazpar au service de la transition énergétique**

Gazpar est le futur compteur de gaz communicant. Il permettra une facturation sur index réel, facilitera les opérations à distance (changement de fournisseur ou de tarif) et l'émergence de nouveaux services par une meilleure connaissance des données de consommation. Données auxquelles le consommateur aura accès, via une interface Internet dédiée. D'autres fonctionnalités complémentaires pourront être développées à la demande : choix dans la date de relève, service de regroupement multisites des données... Cet outil a vocation à améliorer le service pour les clients et leurs fournisseurs, l'index réel

devant logiquement réduire le nombre de litiges, mais aussi servir de base à des politiques d'efficacité et de transition énergétiques locales, estime la Commission de régulation de l'énergie. Exemple : les acteurs publics pourront mesurer l'impact d'actions en faveur de la rénovation thermique, et évaluer l'intérêt des outils (écoprêt à taux zéro, certificats d'économies d'énergie, crédits d'impôts...). Gazpar est également la première brique des *smart gas grids* (réseaux de gaz intelligents), qui doivent accélérer l'injection de biométhane et la gestion avancée des moyens de production et de stockage.

**Gaz : UFC-Que choisir s'allie avec Lampiris**

C'est inédit en France : le fournisseur belge Lampiris a été retenu par l'UFC-Que choisir pour proposer aux consommateurs particuliers une offre groupée d'achat de gaz à bas prix. Ce type de groupement d'achats ne concernait jusqu'à présent que des grandes entreprises ou des organismes publics, comme c'est le cas pour celui organisé par le Sigeif. En revanche, en Belgique, l'association de consommateurs Test-Achats en a déjà conduits plusieurs.

**7,4 millions de foyers devant la cheminée**

C'est ce que révèle une étude de l'Ademe, qui montre une forte progression du bois dans le mode de chauffage des Français, puisque moins de 6 millions de ménages l'utilisaient en 1999. L'amélioration des performances énergétiques des appareils (de moins en moins de foyers ouverts) explique largement cette progression et se traduit par une consommation moyenne en baisse, de 8,6 à 7,5 stères par ménage.

**CO<sub>2</sub> : des objectifs trop ambitieux ?**

Que va devenir l'engagement européen de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (de 40% d'ici 2030, de 60% d'ici 2050) ? Les discussions commencent à peine et, déjà, des points de friction apparaissent. Ainsi, pour les taux d'émission maximaux des véhicules, l'Allemagne souhaite protéger ses berlines... D'importantes disparités se font jour, entre la Lettonie, qui a déjà atteint l'objectif 2020 (-20%), tandis que l'Angleterre, la France ou Malte se situent désormais en dehors des clous... Quant au marché des émissions de quotas carbone, avec un prix de l'ordre de 5 euros la tonne, contre 30 prévus, il ne sert quasiment à rien, alors qu'il devait financer des investissements sobres en CO<sub>2</sub>. Pour retablisser une installation de capture et de stockage de CO<sub>2</sub>, il faudrait un prix de 40 à 55 euros la tonne dans une centrale au charbon, et 80 à 110 pour une centrale au gaz. On est loin du compte.

**Financement de l'énergie : du nouveau**

La Commission européenne prépare de nouvelles règles pour encadrer les aides de l'État au secteur de l'énergie. À la satisfaction des écologistes, le nucléaire ne sera pas inclus dans ce texte. L'examen des aides de l'État se fera donc toujours au cas par cas, avec, sans doute, une première décision pour le projet de centrale d'EDF dans le sud de l'Angleterre, décision qui pourrait faire "jurisprudence". Pour les renouvelables, Bruxelles entend mettre fin aux effets d'aubaine et distorsions de concurrence, mais de manière progressive et prudente, en tenant compte du degré de maturité des technologies. Le nouveau cadre doit entrer en vigueur en 2014.

**Des éoliennes furtives**

Environ 20% des projets d'éoliennes sont bloqués en raison des perturbations qu'ils entraîneraient sur les radars (météo, défense ou aviation). En tournant, l'éolienne envoie en effet un écho, capté par les radars. La solution pourrait venir du... Centre français de recherche spatiale, qui travaille en effet à rendre "furtives" ces éoliennes. Trois pistes : l'analyse des perturbations permet d'opter pour une meilleure implantation, le choix de matériaux "absorbants" réduit les ondes, modifie les radars eux-mêmes et les rend moins sensibles aux éoliennes.

**La contribution climat énergie adoptée**

L'Assemblée nationale a adopté la proposition de "contribution climat énergie" du projet de loi de finances 2014. Cette CCE entend fixer un prix en fonction des émissions de CO<sub>2</sub>, par l'augmentation progressive des taxes intérieures sur la consommation des produits énergétiques polluants (TIC). La composante carbone intégrée aux TIC est fixée à 7 euros la tonne, puis progressera à 14,5 euros en 2015 et 22 en 2016. En 2014, la TIC touchera le fioul lourd, le gaz naturel et le charbon, épargnant les carburants et le fioul domestique. Soit un surcoût annuel de 28 euros pour un célibataire se chauffant au gaz. En 2015, la CCE devrait représenter une augmentation d'environ 2,9 centimes par litre pour le gazole.

**Nabucco : version courte ?**

Le projet de gazoduc Nabucco n'est peut-être pas mort. L'Union européenne envisagerait, en effet, un tracé raccourci, le long du Danube. Il s'agit, notamment, selon Günther Oettinger, commissaire européen à l'Énergie, de répondre à l'émergence du marché de la Roumanie, qualifié de "majeur" en raison de ses capacités d'exportation de gaz en offshore, mais aussi de gaz de schiste. La Commission européenne soutient également le projet Trans Adriatic Pipeline (TAP), pourtant un rival de Nabucco, qui transporterait le gaz azerbaïdjanais de la Turquie en Europe, via la Grèce et l'Albanie.

**Gazprom et les collectivités locales**

Iouri Virobian, président de Gazprom Marketing Trading France, a indiqué que son groupe entendait être présent sur le segment des collectivités locales. "Nous avons déjà quelques communes en portefeuille. Nous organiserons des réunions en région pour mieux nous faire connaître auprès de ces clients", a-t-il affirmé. Évoquant des offres visibles dans la durée, avec des prix fixes à moyen terme (de deux à quatre ans), offres plébiscitées par les PME, inquiètes de la perspective de la fin des tarifs réglementés de vente de gaz.

**Une hybride GNV**

C'est peut-être le déclic qui permettra au gaz naturel véhicule de s'installer définitivement. General Motors vendra une berline bi-carburant fonctionnant à l'essence et au GNV à partir de l'été 2014. La Chevrolet Impala modèle 2015 aura un rayon d'action de 750 km, répondant ainsi aux interrogations des conducteurs qui redoutent de faire des parcours sans pouvoir recharger leur véhicule dans une station adaptée au GNV.

Sigeif

Réseaux Énergie

est édité par le Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Électricité en Île-de-France

64 bis, rue de Monceau, 75008 Paris  
Tél. 01 44 13 92 44 - Fax 01 44 13 92 49

Directeur de la publication : Serge Carbonnelle  
Réalisation : Sigeif  
Dépôt légal : 4<sup>e</sup> trimestre 2013

Credits photographiques :  
p. 1 : DR/Sigeif  
p. 4 : Xie Zhengyi / dpa Picture-Alliance/AFP  
p. 5 : Charly Triballeau/AFP • p. 6 : Bernd Wustneck/AFP  
p. 8 : C. Marchais / Club Bio gaz • p. 9 : Iveco Bus  
p. 9 : Jacques Loïc / Photonostop/AFP  
p. 10 : B. Barbier, R. Harding World Imagery/Corbis  
p. 12 : Horst Ossinger / dpa Picture-Alliance/AFP  
p. 13 : Juice Images/Corbis • p. 14 : Patrice Diaz/Sigeif  
p. 15 : Jean-Philippe Mesguen/Sigeif

www.sigeif.fr

Imprimé en France sur papier provenant de forêts gérées selon des principes conformes aux normes environnementales.