

La lettre de l'I-tésé

Numéro 4 (juillet 2008)

■ ENGAGEMENTS PRIS VIS-A-VIS DU CHANGEMENT CLIMATIQUE ET MISE EN PLACE DU CO₂

page 2

- ✚ Sagesse énergétique : Les engagements de la France (M. Daval)
- ✚ 10% d'incorporation d'agrocarburants à l'horizon 2015 en France, un objectif ambitieux ! (J Imbach)
- ✚ Marché des quotas du CO₂ : en direction d'un signal - prix efficace et durable ? (F. Thais)

■ CONSTRUCTION DE L'EUROPE DE L'ELECTRICITE

page 14

- ✚ Vision du réseau électrique européen à l'horizon 2030 (J. David)
- ✚ Comment concilier énergie nucléaire et marché concurrentiel : l'exemple du Royaume-Uni (S. Dautremont)
- ✚ Production d'électricité en France : un marché attractif et prometteur mais un cadre réglementaire à construire (S. Dautremont)

■ BREVES

page 24

- ✚ Journée SFEN ST8 du 21 mai 2008 « Approche publique et approche privée de l'évaluation du coût du kWh » (J. David)
- ✚ Parution du livre rouge sur les ressources en uranium de l'OCDE/AEN (S. Gabriel)

■ EVOLUTION DES MARCHES

page 28

- ✚ Envolée du prix du baril, impact limité pour l'automobiliste français au regard de l'automobiliste américain (J. Imbach)
- ✚ Evolution des cours des marchés (uranium, UTS, électricité, gaz, charbon, pétrole) – (S. Gabriel/F. Thais)

EDITO

Face aux perspectives de changement climatique, les gouvernements commencent à réagir, mais chacun à son rythme. Comme il s'agit d'une question planétaire, une cohésion de tous est indispensable, mais toujours difficile à réaliser entre des pays qui n'ont pas tous les mêmes priorités compte tenu de leurs situations initiales différentes. Chacun ayant compris que l'on ne doit pas attendre d'avoir un accord de tous pour engager la lutte contre le réchauffement climatique, il en résulte une avalanche de déclarations et engagements nationaux, régionaux et mondiaux sur des objectifs non directement comparables. Le premier dossier de cette lettre essaye de faire un point sur les engagements de la France dans ce domaine, et de mesurer le chemin à parcourir pour les atteindre. Des ruptures seront nécessaires dans nos comportements, dans notre organisation et de nouvelles offres technologiques seront indispensables, d'où un effort important à faire dans la recherche. En instituant un signal-prix efficace et durable, la mise en œuvre du marché européen du CO₂ a pour but essentiel de nous aider à nous mettre en marche vers ces objectifs. Ce marché pourra peut-être également générer des sources importantes de financement, facilitant ainsi la mise en œuvre des politiques ambitieuses énergétiques nécessaires.

Le deuxième grand thème de cette lettre concerne la construction de l'Europe de l'électricité : unification d'un grand réseau interconnecté et cohérent, orientation des acteurs industriels vers les grands investissements qui devront être réalisés notamment dans la production, avec examen de deux cas particuliers : le Royaume-Uni et la France.

Enfin une rubrique sur les cours des marchés énergétiques (combustible et CO₂) comprend en particulier un éclairage sur les répercussions limitées des prix du pétrole sur le prix de l'essence à la pompe en France.

Jean-Paul LANGLOIS
Directeur de l'I-tésé

La Lettre de l'I-tésé

Editeur - Commissariat à l'énergie atomique – Bât 460 – 91191 Gif sur Yvette
Directeur de la publication :- Jean-Paul Langlois – **Rédacteur en chef** – Jean-Paul Langlois – **Rédacteurs** – Séverine Dautremont - Mehdi Daval – Jacques David – Sophie Gabriel – Juliette Imbach – Françoise Thais – **Diffusion** – Patricia Thibaud – **Conception et réalisation** – Spécifique- Tous droits de reproductions réservés.

- N'hésitez pas à réagir sur ce numéro en nous adressant un e-mail à l'adresse : jean-paul.langlois@cea.fr

ENGAGEMENTS PRIS VIS-A-VIS DU CHANGEMENT CLIMATIQUE ET MISE EN PLACE DU MARCHÉ DU CO₂

SAGESSE ENERGETIQUE : LES ENGAGEMENTS DE LA FRANCE

A l'heure où le changement climatique est désormais incontestable, de nombreux pays s'engagent à prendre des mesures afin d'adopter une conduite dictée par plus de sagesse. Cette dernière appelle à réduire les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) à la fois en consommant moins (efforts comportementaux), de manière plus efficace (efforts technologiques), et différemment (en favorisant les énergies propres).

Récemment, le chef de l'Etat a rappelé sa volonté de développer la capacité nucléaire française ainsi que les énergies renouvelables notamment la capacité éolienne, dans le cadre de la politique énergétique du pays ; en effet entre les engagements nationaux, communautaires et

internationaux, ceux qui sont confirmés et ceux qui sont envisagés, pour à la fois réduire nos émissions de GES, renforcer la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de notre économie, il est parfois difficile de s'y retrouver.

Voici donc un panorama de la situation actuelle de la France et une présentation de scénarios officiels qui permettent de situer un peu mieux la direction visée dans ce contexte. Ils annoncent que l'atteinte de cet ensemble d'objectifs doit passer inévitablement par la prise rapide de mesures fortes dans le cadre des suites données au Grenelle de l'Environnement, car la poursuite de la tendance actuelle nous laisserait dans une situation très lointaine de nos objectifs.

Le Bilan énergétique de la France : une situation raisonnable mais perfectible

Tableau 1 : Evolution de la consommation française d'énergie primaire et des émissions de CO₂ de 1973 à 2006

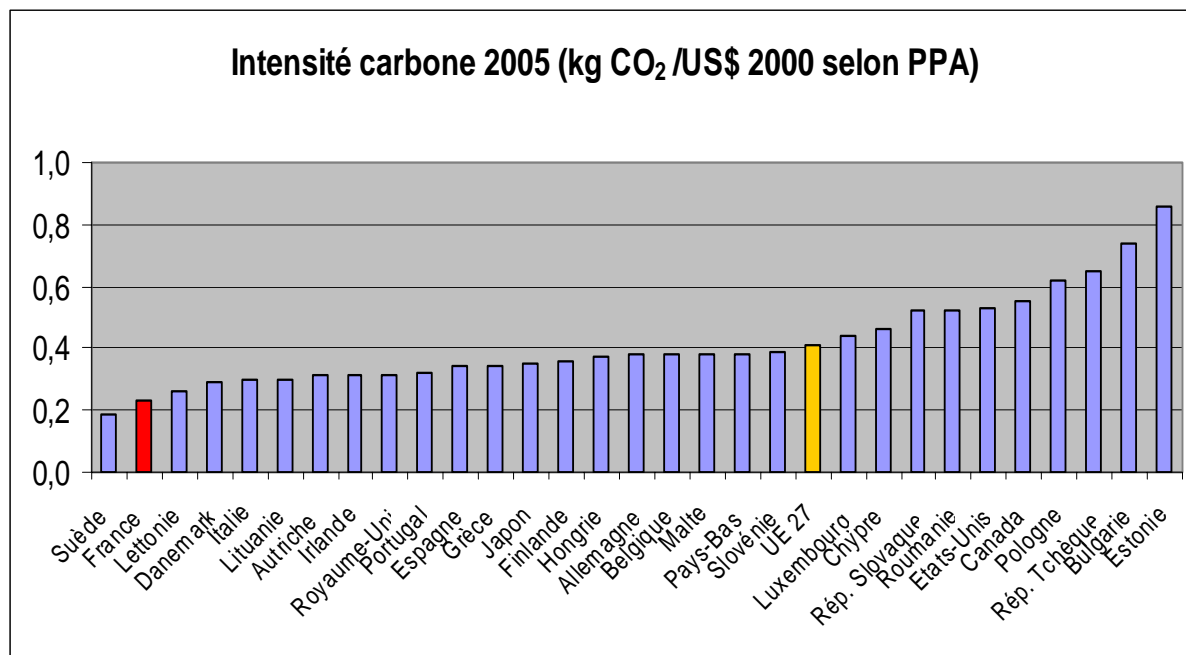
(Mtep)	1973	1980	1990	2000	2006	%/an	Part (%)	
						1973-2006	1973	2006
Charbon	28	31	19	14	12	-2,5%	16%	4%
Pétrole	121	107	89	96	92	-0,8%	67,2%	33%
Gaz	13	21	26	37	40	3,5%	7,2%	15%
Electricité primaire ⁽¹⁾	8	22	83	109	118	8,5%	4,4%	43%
Energies renouvelables thermiques	10	8	12	13	13	0,8%	5,6%	5%
Total	180	190	230	269	275	1,3%	100	100
						%/an	variation	
						1990-2006	1990-2006	
Emissions totales de Mt CO₂ ⁽²⁾	440	472	367	387	381	0,2%	3,8%	

⁽¹⁾ Nucléaire + hydraulique, éolien et photovoltaïque – Source : DGEMP.

⁽²⁾ Ici, émissions de CO₂ liées à l'énergie ; en revanche les émissions totales de 2006 et 2007 de GES (CO₂ mais aussi CH₄, N₂O, etc.) de la France ramenées en équivalent CO₂ font apparaître une baisse par rapport à 1990 grâce notamment à un meilleur traitement du CH₄.

Le tableau ci-dessus présente la consommation en énergie primaire de la France par type d'énergie ainsi que les émissions de CO₂. Sur les 275 millions de tonnes équivalent pétrole en 2006, 131, soit presque la moitié, sont très faiblement émettrices de CO₂. Cette situation est essentiellement due à notre capacité hydroélectrique et à notre parc électronucléaire.

Cet avantage nous confère ainsi une position raisonnable en termes d'émissions de CO₂ par rapport à nos partenaires européens comme le montre le graphique suivant qui indique le niveau d'émission par unité de richesse créée en Parité de Pouvoir d'Achat (PPA).



Source : AIE

Toutefois, depuis 1990, date de signature du protocole de Kyoto, et année de référence retenue pour les politiques de réduction d'émissions dans le cadre de ce traité, nos émissions liées à la combustion de fossiles ont augmenté de près de 4% d'après l'AIE alors que notre objectif est de stabiliser nos émissions totales¹. Des mesures sont donc nécessaires pour modifier cette tendance.

Rappel des objectifs français

Le tableau 2 rassemble les objectifs français annoncés dans le domaine énergétique dans les cadres national, européen et international, à différents horizons (du court terme jusqu'à 2050). Ils s'inscrivent dans l'objectif plus global des pays développés de réduire les émissions de GES d'un facteur 4 d'ici 2050².

¹ Rappel : les émissions totales de 2006 et 2007 de GES (CO₂ mais aussi CH₄ N₂O etc.) de la France ramenées en équivalent CO₂ font apparaître une baisse par rapport à 1990 grâce notamment à un meilleur traitement du CH₄.

² Cohérent avec une division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre par rapport aux émissions de 1990 pour limiter à 2°C la variation de température moyenne de la surface terrestre à l'horizon 2100.

Certains objectifs ont déjà fait l'objet de lois ou de directives adoptées, d'autres sont encore en cours de négociation comme le paquet énergie-climat proposé par l'Union Européenne. On peut citer les principaux textes :

- au niveau français, la loi POPE du 13 juillet 2005, modifiée par la loi du 05/01/2006, fixant les orientations de la politique énergétique française,
- au niveau communautaire :
 - le Livre Vert (mars 2006), portant sur « *une stratégie sûre, compétitive et durable* »,
 - le paquet énergie-climat, avec une présentation générale en mars 2007 d'un ensemble de mesures, et une proposition de leur mise en œuvre le 21 janvier 2008 (toujours en négociation).
- au niveau mondial :
 - le Protocole de Kyoto (1997) dont les objectifs contraignants devront être satisfaits en 2012 (objectif pour l'Europe des 15, partagé différemment par chaque Etat Membre dans l'Europe des 27).

Tableau 2 : récapitulatif des engagements de la France

Niveau d'engagement Domaine	National		Européen		Mondial
		2015 ^a	2010 ^b		
Electricité		disposer de l'EPR	produire en moyenne 21% de la consommation intérieure d'électricité totale à partir d'ENR (21% pour la France)		
Intensité énergétique finale (quantité d'énergie consommée par € de richesse créée)	2015 ^a	2030 ^a			
	baisser de 2%/an depuis aujourd'hui	baisser de 2,5%/an depuis 2015			
Efficacité énergétique (énergie consommée pour un usage donné)				2020 ^c	
				augmentation de 20% en moyenne européenne ^f	
ENR (énergies renouvelables)	2010 ^a		2010 ^b	2020 ^{c,e}	
	produire 10% des besoins énergétiques		produire en moyenne 12% de la consommation intérieure énergétique de l'UE (objectif indicatif)	atteindre 20% de la consommation d'énergie primaire (23% pour la France)	
Biocarburants	2008 ^a	2010 ^a		2020 ^c	
	incorporer 5,75% dans les carburants routiers (en valeur énergétique)	incorporer 7% dans les carburants routiers en 2010; 10% en 2015 (en valeur énergétique)		atteindre 10 % des carburants routiers pour chaque Etat Membre	
GES (Gaz à Effet de Serre)	2050 ^a			2020 ^c	2012 ^d
	division par 4 ^g			diminuer les émissions de 20% par rapport au niveau de 1990 et de 30% si accord multilatéral conclu	réduire de 5,2% les émissions de l'UE par rapport au niveau de 1990 (0% pour la France)

Source : CEA/ITSESE

a : Loi POPE de juillet 2005 modifiée par la loi du 05/01/2006.

b : Directive européenne 77 (2001); qui faisait suite au Livre Blanc de 1997 sur les sources d'énergie renouvelables.

■ c : Objectifs inclus dans le paquet énergie-climat encore en discussion parmi les partenaires européens, les valeurs de 20% correspondent aux « **trois vingt** ».

d : Objectifs contraignants du Protocole de Kyoto.

e : Concerne l'électricité, chauffage, refroidissement et transport.

f : Encore à préciser.

g : par 4 ou 5, la loi POPE dit : "la France soutient la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés". Enoncé publiquement pour la première fois en 2002, par le Premier ministre à l'occasion du bilan d'application du Programme national de Lutte contre le Changement Climatique, cet objectif a été confirmé dans le Plan Climat validé par le gouvernement en juillet 2004 et par le Président de la République en février 2005 à l'occasion de l'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto.

Un rapport du "groupe Facteur 4" présidé par Christian de Boissieu, validé en octobre 2006, présente les conclusions et recommandations nécessaires pour les politiques publiques pour atteindre cet objectif de division par 4.

En avril dernier, la DGEMP a présenté la mise à jour quadriennale de son *Scénario énergétique de référence* à l'horizon 2030. Celui-ci dessine l'évolution probable de la situation énergétique de la France métropolitaine qui se produirait aux horizons 2020-2030 de façon tendancielle, c'est-à-dire si aucune mesure nouvelle et aucune rupture n'intervenait par rapport à la situation connue en 2007 avant le

Grenelle de l'Environnement. Il sert ainsi d'étalon vis-à-vis de tout scénario alternatif, afin de mesurer l'efficacité des mesures qui seront prises dans le but de satisfaire nos engagements, en particulier de réduction de nos émissions de GES. Les principales hypothèses de croissance retenues sur la période 2008-2030 sont : PIB : +2%/an, population : +0,4%/an ; prix moyen du baril de pétrole 70\$.

Les résultats sont donnés dans le tableau suivant.

Tableau 3 : scénario DGEMP 2008

(Mtep)	Réalisé			Scénario tendanciel 2008 DGEMP		%an 2006-2030
	1990	2000	2006	2020	2030	
Charbon	19,2	14,2	12,4	10	10,3	-0,8%
Pétrole	88,8	95,5	91,8	90	91,2	0,0%
Gaz naturel	26,4	37,3	40,3	59,4	70,3	2,3%
Electricité *	83,4	109,2	117,6	129,4	133,5	0,5%
dont d'origine renouvelable			5,5	9,4	10	2,5%
Renouvelables et déchets	12,1	13,3	13,1	18,4	20,7	1,9%
Total énergie primaire	230	269	275	307	326	0,7%
Emissions totales de MtCO₂	367 **	387	381	405	435	0,6%

source: DGEMP-OE, Minefi

* : solde des échanges

** : la France doit maintenir ce niveau d'émission de 367 Mt CO₂ en 2012 dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Nota : les émissions ont été calculées avec une méthode de l'Observatoire de l'énergie et non celle de l'UNFCC d'où des différences possibles de résultats. Des différences dans le périmètre de comptabilisation (puits de carbone, autres gaz etc..) peuvent également conduire à des résultats différents selon d'autres sources.

Il en ressort que, malgré le développement des énergies renouvelables, une baisse de la consommation de charbon et une stabilisation de celle de pétrole, les émissions globales augmenteraient à un rythme soutenu, notamment en raison de la progression du gaz, essentiellement dans la production électrique. On constate donc qu'un scénario tendanciel n'intégrant pas de mesures additionnelles après le 1^{er} janvier 2008, montre que des mesures doivent être prises pour respecter nos engagements ; c'est tout le sens des projets de loi du post-Grenelle de l'Environnement qui vise justement à atteindre nos objectifs.

En septembre dernier, le Centre d'Analyse Stratégique a réalisé une étude prospective connue sous le nom de "rapport Syrota"³ exposant un

éventail de perspectives énergétiques pour la France à l'horizon 2050. Celles-ci sont fondées sur les modèles de l'Ecole des Mines (Markal-Time) et de la société Enerdata (MedPro-Poles).

Les résultats des scénarios tendanciels étudiés conduisent à une stabilisation des émissions. Ceux des scénarios volontaristes (c'est à dire qui visent le facteur 4 et analysent sa mise en œuvre par MedPro, ou qui analysent les

³ Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050, janvier 2008.

Rapport de la commission Énergie présidée par Jean Syrota (en deux volumes).

résultats de différentes évolutions fortes retenues pour Markal) indiquent qu'il est nécessaire de se diriger rapidement vers des *changements majeurs*.

En effet, le facteur 4 attendu à l'horizon 2050 ne pourra être obtenu qu'au prix de changements de comportement forts et d'un recours à des technologies non maîtrisées à ce jour et donc sans aucune certitude de déploiement à cet horizon (comme la séquestration géologique du CO₂). Sans ces hypothèses, les émissions de CO₂ ne pourraient être réduites que d'un facteur 2 à 2,5 en 2050, et avec, de surcroît, une satisfaction partielle seulement des objectifs planifiés pour 2020.

Même si l'on tient compte des incertitudes de données et de modélisation, cela signifie que parvenir à nos objectifs pour l'horizon 2020 et être en état d'atteindre ceux de 2050 nécessitera une mobilisation très forte de tous les acteurs et décideurs à commencer par un effort important de recherche.

La situation actuelle est due en grande partie au manque d'actions fortes ces dernières années. Depuis la Conférence de Rio en 1992, de nombreux économistes n'ont cessé d'affirmer que reculer les échéances alourdirait très probablement les efforts à venir. A titre d'exemple, les maisons passives *Passivhaus* en Allemagne se sont montrées satisfaisantes dès le début de la décennie 90 mais ne sont pas devenues une norme de construction très répandue.

Conclusion

Définir des objectifs ambitieux à l'horizon 2050 dans le domaine énergétique sous-entend de proposer dès à présent des efforts supplémentaires importants et soutenus.

Quelles que soient les causes actuelles de l'envolée du prix des énergies et même en tenant compte de certains abus que l'on peut relever (manipulations de marché), l'énergie durablement chère est désormais une tendance à laquelle la plupart des experts croient. Cette période actuelle devrait être ainsi propice aux *changements de comportement et aux investissements*, favorables au challenge du « Facteur 4 ». Ces changements devraient être adoptés en développant différentes aides pour les catégories de personnes les plus exposées, tout en veillant à donner de la visibilité aux investisseurs pour qu'ils puissent développer des projets cohérents avec nos objectifs. A défaut, la situation n'en sera que plus douloureuse dans quelques années. La fixation de moyens appropriés dans le cadre du Grenelle de l'Environnement est *plus que jamais nécessaire*.

Ainsi :

- L'inaction conduirait à une hausse ou à une simple stabilisation de nos émissions, selon les modèles.
- Seules les actions volontaristes les plus ambitieuses permettront de tendre vers nos objectifs de réduction des émissions.

Mehdi. Daval

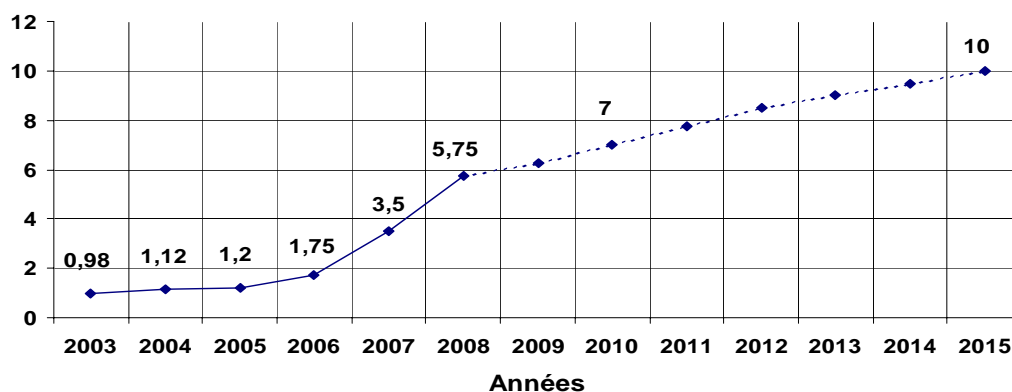
10% D'INCORPORATION D'AGROCARBURANTS A L'HORIZON 2015 EN FRANCE, UN OBJECTIF AMBITIEUX !

Concernant le déploiement des agrocarburants, nous connaissons aujourd'hui une période charnière. Dans un contexte social mondial où les besoins en ressources alimentaires sont croissants, le développement des agrocarburants est de plus en plus contesté. Or, dans certaines zones géographiques, les objectifs en termes d'augmentation du taux d'incorporation d'agrocarburants sont particulièrement ambitieux : USA, Brésil, ou encore en Europe. Dans le cadre du Paquet Energie-Climat, la Commission Européenne a proposé un objectif de 10% pour le

taux d'incorporation d'agrocarburants dans les carburants pour les véhicules terrestres.

La France a souhaité montrer la voie en devançant ces objectifs de cinq ans : 10% dès 2015, avec un passage à 7 % pour 2010 (cf graphique ci-dessous). Ainsi, le délai imparti pour atteindre ces taux d'incorporation élevés est très court ! Cette année 2008 par exemple, le taux d'incorporation triple par rapport à 2006. En 10 ans environ, nous devons passer de 1% à 10% de taux d'incorporation d'agrocarburants.

Objectifs (en %)



Graphique : Objectifs de taux d'incorporation d'agrocarburants fixés dans la loi d'orientation agricole 2006 repris dans la loi de finances 2006 (source : Ministère de l'Agriculture et de la Pêche)

En se focalisant sur le carburant le plus consommé en Europe, le diesel, un taux d'incorporation en biodiesel de 3,5% en 2007 représente une surface de colza énergétique d'un million d'hectares, soit environ 90% de la surface totale dédiée aux cultures pour les agrocarburants (voir figure ci-dessous).

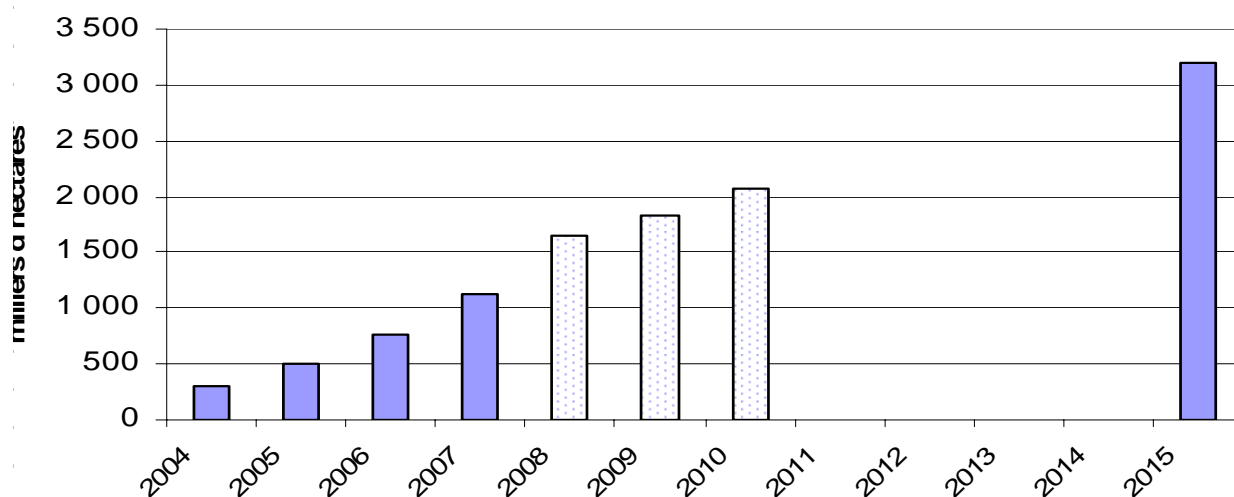
En faisant l'hypothèse que les taux d'incorporation s'appliquent de façon homogène quel que soit le carburant, 10% d'incorporation de biodiesel dans le gazole représente en France environ 3,3 Mtep¹. Si seuls les procédés de première génération étaient impliqués, et que la ressource primaire était constituée de colza, 2,8 MHa de colza énergétique seraient nécessaires, soit pas loin de deux fois la surface de colza totale actuelle, qui est de 1,6 MHa!

¹ Estimation basée sur les prévisions de consommation de gazole en 2020 du scénario énergétique de référence publié par la DGEMP en avril 2008 : 33,6 Mtep, légèrement similaire à celle de 2006 qui est de 31,4 Mtep.

Sachant que les terres arables en France représentent 18,4 MHa, une incorporation de 10% de biodiesel issu des seuls procédés de production de première génération représenterait 15% de la surface agricole! A cela il faut rajouter les cultures de betteraves et blés énergétiques permettant de produire du bioéthanol. Nous pourrions nous retrouver dans une situation proche de celle que connaissent actuellement les Etats-Unis.

En 2006/2007, 20% du maïs produit dans ce pays sont utilisés pour la fabrication de bioéthanol. L'USDA² prévoit qu'en 2017/2018 ce ratio passerait à 33%! Les conséquences actuelles (*i.e.* flambée des cours du maïs et des autres céréales, réaffectation des terres au profit de cultures intensives de maïs, appauvrissement des sols, utilisation d'engrais supplémentaires, diminution des surfaces dédiées au soja,) ne feront que s'amplifier.

Surfaces dédiées aux agrocarburants



Graphique : Surfaces agricoles dédiées aux agrocarburants en France (Source : Ministère de l'Agriculture); la donnée 2015 est une projection I-tésé.

² "Ethanol Expansion in the United States : How Will the Agricultural Sector Adjust?", FDS-07D-01, Economic research service USDA, 2007 ; USDA agricultural projections to 2017.

De nombreux acteurs, par exemple l'Office National Interprofessionnel des Grandes Cultures (ONIGC) ou la Commission Européenne³, estiment que jusqu'à 7% d'incorporation, l'impact en termes de perturbation des prix ou de répartition des terres arables sur l'alimentaire sera faible. En effet, il est possible de produire la matière première au niveau national et non pas de l'importer. Par contre, **aller jusqu'à 10% nécessite de faire appel aux procédés de production d'agrocarburants de deuxième génération**. Les objectifs réglementaires ont implicitement été fixés en faisant cette hypothèse. D'ailleurs, pour faire face à d'éventuels imprévus, une clause de révision a été introduite. Tous les 2 ans, une analyse sur le changement d'utilisation des terres, le prix de l'alimentation, l'impact sur l'environnement doit permettre, si besoin est, d'apporter une action correctrice.

Mais que représentent 3% supplémentaires de biodiesel issu d'un procédé de conversion thermochimique, basé sur une gazéification suivie d'une synthèse Fischer-Tropsch ? En faisant l'hypothèse d'un modèle de développement basé sur des installations de capacité de 1 Mt de biomasse humide à 30% avec un rendement de transformation de la biomasse en agrocarburants de 20%, il serait nécessaire de construire 8 sites en France pour produire 1,1 million de tonnes de biodiesel.

Aujourd'hui, comme l'ont montré les discussions issues du Grenelle, la France a une forte volonté de structuration de la filière de production d'agrocarburants de deuxième génération, qu'il s'agisse de la voie thermochimique pour le biodiesel mais aussi de la voie enzymatique pour l'éthanol. Aujourd'hui, un projet de construction d'une installation pilote de production de biodiesel de deuxième génération, mené par le CEA, est en cours d'élaboration en France. Mais, dans ce délai restreint, le challenge reste grand pour passer d'une installation pilote, dont la capacité est environ dix fois inférieure à celle visée au niveau industriel, à la construction d'une filière avec les barrières à surmonter que cela recouvre, notamment au niveau technologique et d'organisation et structuration de la filière d'approvisionnement.

En conclusion, il apparaît que l'objectif visé est ambitieux et le niveau de cette ambition montre bien le volontarisme du gouvernement pour engager la filière des agrocarburants de deuxième génération. Cette filière est indispensable pour progresser vers la réduction des produits pétroliers dans les transports. Elle viendra en complément d'autres filières telles que les véhicules électriques et les hybrides rechargeables mais aussi d'un changement de comportement à l'égard du transport.

Juliette Imbach

³ The impact of a minimum 10% obligation for biofuel use in the EU-27 in 2020 on agricultural markets, Commission européenne, Avril 2007.

MARCHE DES QUOTAS DE CO₂ : EN DIRECTION D'UN SIGNAL - PRIX EFFICACE ET DURABLE ?

Alors que le rythme des émissions de gaz à effet de serre ne cesse de s'accélérer dans un monde pourtant désormais conscient et éclairé sur les probables changements climatiques à venir, le protocole de Kyoto vient d'entrer en application pour la période 2008-2012, dix ans après son adoption. L'atteinte de l'objectif visé d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre¹ de la part des pays impliqués, dépendra des efforts planifiés par le biais de leurs politiques nationales ou supranationales², efforts qui pourront être, comme le prévoit le protocole, supportés en complément par l'utilisation de mécanismes de flexibilité³.

En 2003, l'Union Européenne, soucieuse du respect de son engagement, a programmé la mise en place d'un système de permis transférables (EU-ETS)⁴, d'abord pendant une phase probatoire qui vient de s'achever (2005-2007), puis une phase réellement opérationnelle concomitante avec la période d'application du protocole de Kyoto. Forte de son volontarisme face au challenge du « facteur 4 »⁵ qu'elle ambitionne pour l'horizon 2050, l'Europe a prévu de poursuivre sa route avec de nouveaux engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ainsi, la proposition d'un paquet énergie-climat⁶, récemment dévoilée par la Commission Européenne, fournit des orientations pour l'horizon 2020.

¹ Réduction de 5,2% par rapport aux émissions de 1990 pour l'ensemble des pays impliqués.

² L'Europe des 15, au même titre qu'un pays, est soumise à un objectif contraignant (-8%).

³ Mouvement de Développement Propre, Mise en Œuvre Conjointe.

⁴ Directive du 13 octobre 2003 du Parlement et du Conseil Européens établissant un système d'échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté.

⁵ Objectif énoncé à l'horizon 2050 (mais sans aucun caractère officiel) : diminution par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre par rapport aux émissions de 1990, par 4 pour les pays industrialisés (seule la France s'est engagée officiellement en février 2003, puis avec la loi POPE du 13/07/2005).

⁶ Annonce en mars 2007, proposition de mise en œuvre le 23 janvier 2008.

Dans ce cadre, il est prévu que le système européen de permis négociables soit prolongé lors d'une 3^{ème} période (2013-2020) avec l'utilisation de nouvelles règles visant à maintenir son cap vers les résultats escomptés pour 2050.

Le marché de permis d'émissions négociables de CO₂ : une mécanique complexe

Si l'instrument économique de permis négociables présente a priori des avantages liés à sa souplesse (caractère incitatif) et à son intérêt économique (réductions à un coût minimisé grâce à des échanges de quotas), il est cependant difficile à mettre en œuvre. L'efficacité d'un tel instrument dans le cas environnemental est liée à la résultante d'un arbitrage, pour les différents acteurs du système, entre une maîtrise des émissions et un achat de droits à émettre. Cet arbitrage doit faire émerger un prix de marché de la tonne de CO₂, visible et reconnu à l'international, mais surtout représentant un véritable signal pour les investisseurs.

Pour se mettre en route, la mécanique nécessite de nombreux réglages ; les plus importants sont la détermination du volume des droits alloués sur le marché, fixant ainsi la contrainte environnementale, et leur mode d'allocation (gratuit ou mis aux enchères). Ces deux points sont délicats car ils soulèvent des problèmes d'équité pour la méthode d'attribution des quotas (plus ou moins favorable suivant les industriels) et des risques de « profit d'aubaine »⁷, en cas de gratuité de ceux-ci.

Le cadrage du système, quant à lui, demande de statuer sur un certain nombre de points, comme par exemple :

- le choix de la taille et du nombre d'acteurs impliqués (permettant des transactions suffisantes pour créer un marché fluide sans pour autant être pléthorique, ce qui surchargerait les coûts annexes),

⁷ Recettes nettes obtenues grâce à l'augmentation des prix intégrant le prix du CO₂

- la gestion temporelle des quotas (mise en réserve, possibilité d'emprunt d'une année sur l'autre ou d'une période sur l'autre⁸),
- le statut des quotas (gratuité ou mise aux enchères) pour les nouveaux entrants dans le marché et le devenir de ceux des installations qui ferment,
- le traitement spécifique des secteurs fragilisés par une exposition à la concurrence des industriels étrangers non soumis à ce régime,
- l'assurance d'une transparence des informations et de la simplicité de leur accès (via des registres d'informations,...),
- un système de sanction pénalité en cas de non-conformité (comparaison quotas alloués et émissions réelles),
- le lien avec des mécanismes extérieurs (comme ceux du protocole de Kyoto ou d'autres marchés de quotas).

C'est la fixation d'un ensemble de contraintes ou de règles de fonctionnement qui doit permettre de créer les conditions favorables à la création d'un marché dont la capacité sera de fournir un prix adéquat du quota de CO₂, ni trop élevé pour ne pas nuire aux industriels, mais suffisant pour inciter à réduire les émissions de CO₂ ou à investir dans des technologies moins émettrices de carbone. Enfin, l'optimisation de ce système complexe doit tenir compte également des trois niveaux opérants, celui de la Commission Européenne, des Etats Membres et des industriels concernés, chacun ayant son rôle spécifique à remplir.

Premier démarrage

L'expérience de la première période a montré que le système, malgré quelques soubresauts du prix spot de la tonne de CO₂, n'a pas pour autant calé. L'allocation gratuite et généreuse des quotas aux industriels par les Etats Membres, qui explique pour partie un effondrement du prix à quasiment zéro, a permis de ne pas les pénaliser et d'adhérer sans trop de difficultés au marché ; la montée progressive en puissance du marché jusqu'à 1,5 milliard de quotas d'échanges pour l'année 2007 (soit environ 30 milliards d'euros échangés), lui a permis d'être considéré à la fin de cette période comme un marché de référence.

⁸ Banking ou borrowing

Les industriels ont maintenant conscience que les émissions de carbone ont un coût et que celui-ci sera durable.

Changement de vitesse

Après les premiers essais et une adaptation des acteurs à leurs nouvelles contraintes, le marché vient d'aborder une phase réellement opérationnelle au cours de la deuxième période. Le système est monté en puissance avec l'élargissement de sa couverture d'émissions :

- ajout d'installations supplémentaires,
- adhésion récente de nouveaux états membres,
- raccordement possible à d'autres marchés de permis d'émissions.

L'obtention d'un signal-prix significatif devrait dès lors être possible avec un ajustement des règles de fonctionnement, en particulier une allocation plus restrictive des quotas attribués, une possibilité de leur mise aux enchères à hauteur de 10%⁹, un report des quotas pour la 3^{ème} période, une gestion différente des entrants et fermants en cours de période. De plus, les crédits Kyoto issus des mécanismes de flexibilité sont utilisables dans une certaine limite. Même si les acteurs manqueront encore de visibilité (durée de la période limitée à 5 ans), le système ainsi révisé après son rodage devrait aboutir à une incitation plus forte à des actions concourant à une diminution d'émissions de CO₂.

Vers une vitesse de croisière.....

Les propositions¹⁰ de l'Union Européenne pour la troisième période prévoient des changements du système plus marqués :

- la simplification du système avec un volume communautaire de quotas ; celui-ci sera diminué chaque année, son allocation reposera sur des règles harmonisées et devrait donc favoriser l'équité entre acteurs,
- une mise aux enchères des quotas, intégrale pour le secteur électrique, progressive pour les autres secteurs. (une partie des recettes sera destinée aux Etats Membres les moins prospères),

⁹ 5% lors de la première période.

¹⁰ Elles devraient faire l'objet, après accord par le Conseil de l'Union Européenne et le Parlement Européen, d'un texte législatif au plus tôt.

- l'ajout de nouveaux secteurs (aluminium, ammoniac, aviation),
- l'utilisation de crédits Kyoto acquis pendant la seconde période (hors activités nucléaires et LULUCF¹¹) dans une limite qui dépendra de l'objectif global visé,
- la prise en compte des 6 gaz à effet de serre du Protocole de Kyoto.

Dès lors, le système, de plus en plus perfectionné, devrait disposer des éléments nécessaires pour pointer en direction d'un signal-prix du CO₂ plus efficace et plus durable.

A quel régime ?

Une fois que la mécanique aura atteint sa vitesse de croisière, encore faudra-t-il que celle-ci soit adaptée à la route à suivre. En effet, le niveau du signal-prix de la tonne de CO₂ ne sera incitatif pour les investissements que si le coût de ceux-ci est plus favorable, les industriels devant intégrer le prix de la tonne de CO₂ dans leurs coûts de production.

Un des investissements majeurs qui compteront dans la lutte contre les changements climatiques est celui de la capture et séquestration du CO₂. Le coût complet de ce procédé varie aujourd'hui entre 50 et 100€ la tonne de CO₂ évité. Mais un signal-prix souhaitable pour favoriser ce type d'investissement, devant donc surpasser ces valeurs, serait inopérant aujourd'hui car la technologie n'est pas encore disponible. A moyen terme, à l'horizon 2030, les perspectives de déploiement de cette technologie devraient être meilleures, ainsi que son coût de production (prise en compte des marges de progrès).

Le rapport du Conseil d'Analyse Stratégique sur la valeur tutélaire du carbone, récemment édité en juin, vient de fixer à 100€ la tonne du CO₂ en 2030 (après une valeur à 32€ en 2010) et prévoit une augmentation de 4% par an de sa valeur après 2030. La valeur à cet horizon devrait se situer dans la fourchette [150-350]€ la tonne, compte tenu des incertitudes relatives aux accords internationaux sur le climat ou aux technologies disponibles.

¹¹ Utilisation des terres, de changement d'affectation des terres et de foresterie

Ces valeurs sont seulement indicatives du signal-prix dont l'économie aura besoin pour satisfaire les objectifs de réduction des émissions. Si le procédé de capture et séquestration du CO₂ s'avère mature dans les deux ou trois décennies à venir, son coût comparé au signal-prix du CO₂ devrait donc permettre son industrialisation.

Encore de la route...

Le système européen d'échange de droits d'émissions de CO₂ est le premier système international créé dans le monde. Il concerne plus de 10 000 installations des secteurs énergétiques et industriels, implantées dans les 27 Etats Membres de l'Union Européenne. Il couvre ainsi 40% des émissions de gaz à effet de serre de l'Union Européenne¹², les secteurs des émissions diffuses (transport, habitat, agriculture,...) relevant d'un autre objectif fixé par la Commission.

En dehors de l'efficacité recherchée sur le plan de la réduction des gaz à effet de serre, il a le potentiel pour jouer également un rôle de starter aux yeux du reste du monde. Déjà raccordé au système équivalent de permis de la Norvège, déjà rejoint par des pays non européens comme le Liechtenstein, l'Islande et Monaco, il donne l'espoir d'un passage à une dimension encore plus élargie.

L'annonce toute fraîche du rejet, par le sénat américain, d'un nouveau projet de loi proposé par Boxer, Lieberman et Warner, visant à la création d'un marché de droits à polluer sur le modèle européen, montre la route encore à parcourir. Si l'administration Bush reste encore sur ses positions, elle salue néanmoins l'initiative et le premier bilan de la mise en place de ce système de quotas de CO₂ à un niveau international.

En parallèle, de nombreux acteurs, et ce, à tous les niveaux dans le pays, qui ont pris la mesure de l'enjeu environnemental, se mobilisent très activement, essayant de gagner du terrain et de poursuivre la route à petits pas.

¹² soit, presque 50% des émissions de CO₂

Au cours du temps, le marché européen de quotas devrait permettre l'émergence d'un signal-prix de plus en plus incitatif à l'investissement dans des technologies respectueuses de l'environnement. Celui-ci devrait être favorisé particulièrement au cours de la 3^{ème} période avec la mise aux enchères des quotas. Il est prévu aujourd'hui que les recettes supporteront en partie le financement des politiques énergétiques nationales et européennes.

Les premières estimations de cette mise aux enchères indiqueraient des volumes financiers compris en moyenne entre 50 et 60 milliards d'euros/an. Mais ces chiffres restent purement indicatifs dans la mesure où le paquet énergie-climat (incluant la 3^{ème} phase du marché) est encore au stade de la négociation et n'est donc pas acté. La route est juste tracée, il reste maintenant à la suivre.

Françoise Thais

CONSTRUCTION DE L'EUROPE DE L'ELECTRICITE

VISION DU RESEAU ELECTRIQUE EUROPEEN A L'HORIZON 2030

Si l'on parle souvent de « sécurité énergétique », « sécurité d'approvisionnement », et qu'on souhaite parler de l'électricité, en se remémorant les pannes fameuses des systèmes électriques en Europe (par ex. celle du 04 novembre 2006) et dans d'autres régions du monde, une question vient alors à l'esprit, « aurons-nous un réseau européen de transport d'électricité en mesure de satisfaire les besoins à l'horizon 2030, de façon sûre, fiable, et compétitive ? ». C'est l'objet d'une étude que vient de mener l'I-tésé en ce début d'année 2008, avec l'appui de deux consultants juniors du Collège des Ingénieurs, Emmanuelle CHEMLA et Galileo BARBIERI, et dont nous allons examiner quelques aspects dans cet article.

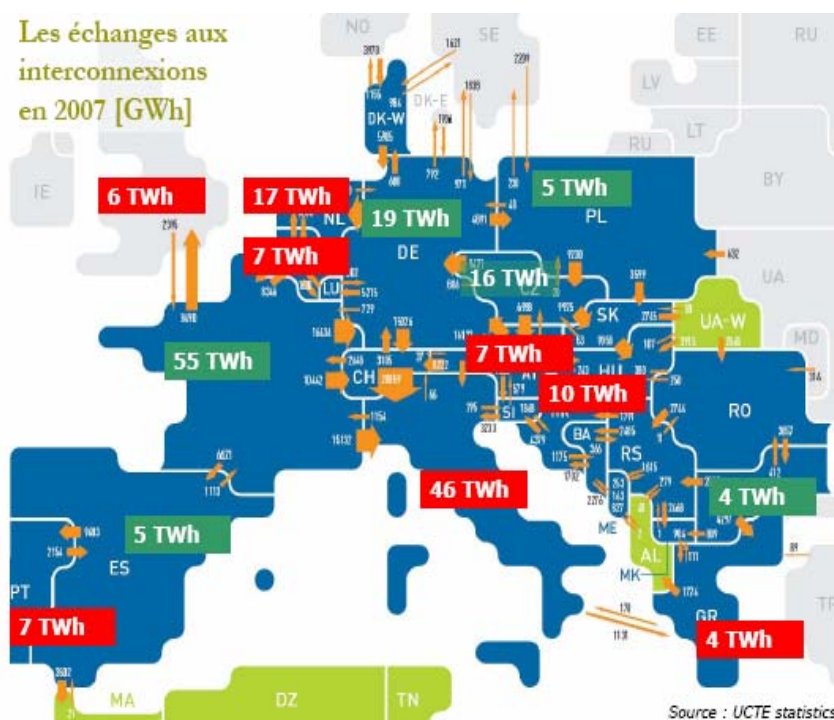
La construction d'une Europe communautaire s'accompagne de nombreux et profonds changements, liés notamment depuis 1995 à une libéralisation progressive des marchés de l'énergie (et donc de l'électricité). Plus récemment sont apparus de nouveaux enjeux et contraintes comme l'environnement et la sécurité énergétique.

C'est ainsi que la structure de fonctionnement et le positionnement des différents acteurs dans l'énergie et l'électricité a radicalement changé en quelques années, et changera encore sans doute très fortement dans les années à venir, tant la recomposition du secteur actuelle est grande.

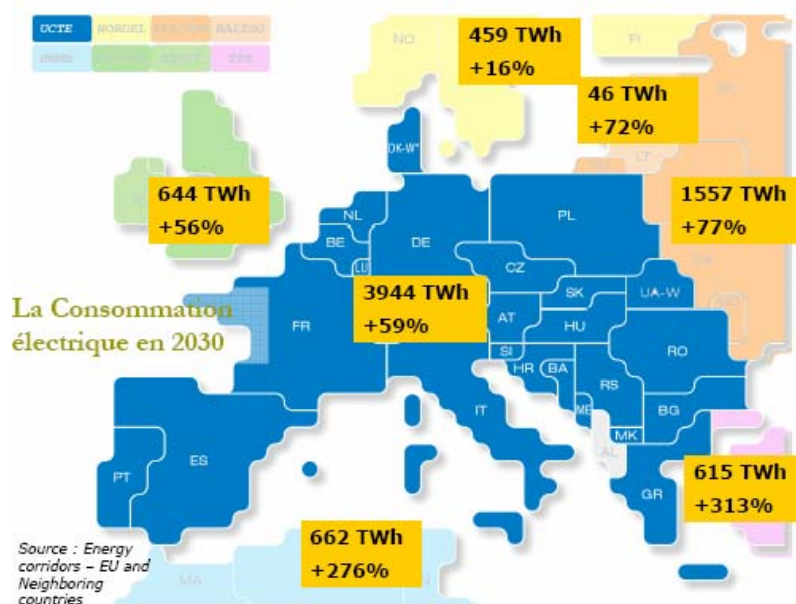
Situation actuelle et tendance du réseau européen

Le réseau de grand transport d'électricité sur l'Europe continentale est découpé en plaques synchrones où la solidarité et le secours mutuel en cas de défaillance peuvent être assurés.

Il se décompose ensuite en maillage dans chaque zone (pays) et interconnexions entre ces zones. La carte ci-contre montre les différentes zones et les échanges d'électricité au travers des interconnexions (en vert pour les pays exportateurs, en rouge pour les importateurs).

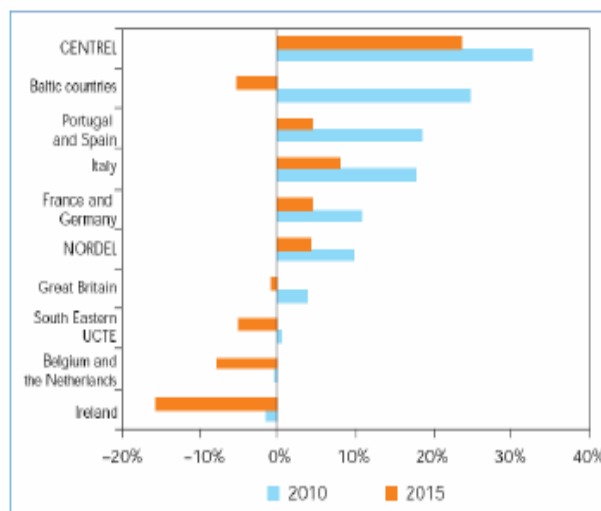


Quelles sera l'évolution de l'offre et de la demande en électricité à l'horizon 2030 ? Le schéma ci-contre, si tout continue comme aujourd'hui, montre qu'on devrait avoir une forte progression de la consommation¹, de près de 60% sur l'Europe classique, et beaucoup plus forte encore sur les nouveaux entrants et voisins. Une meilleure efficacité énergétique pourrait dans certains pays faire varier ces chiffres à la baisse², et par exemple l'Allemagne y compte beaucoup qui en a fait une part très importante de sa politique énergétique. Du côté de l'offre on peut voir malgré de nombreuses incertitudes, une croissance forte des différentes énergies avec renouvellement de près de 50% du parc de centrales, et développement concomitant des énergies intermittentes avec le problème associé de renforcement de réseau³.



Au total, sur le plan équilibre offre - demande, on se situerait entre « satisfaisant » et « inquiétant » pour le global, mais dans une situation très hétérogène avec de sérieuses alertes selon les pays. Alors que le critère de marge au global en Europe est prévu négatif (-20GWe) en 2020, si seuls les projets approuvés aujourd'hui sont construits, on pourrait revenir au positif (+80GWe) en prenant en compte tous les projets connus aujourd'hui, quelque soit leur probabilité réelle de réalisation. Mais même dans ce cas là, le graphique ci-contre montre que pour certains Etats la situation pourrait être critique dès 2015⁴.

Marges du réseau (offre - demande) par zones



Sources: ETSO (2006) and UCTE (2005).

¹ Les prévisions de l'AIE (WEO 2006) donnent une consommation électrique en progression de 1,3%/an jusqu'en 2030, contrastée entre industrie (0,9%/a) et résidentiel tertiaire (1,5%/a).

² A périmètre constant, et sauf effet rebond ! Si au contraire on électrifie de nouveaux modes de consommation et que d'autre part il y a effet rebond, cette efficacité énergétique, certes indispensable, ne sera qu'une atténuation d'augmentation. NB. l'effet rebond se produit quand les consommateurs gardent leur budget « dépenses » constant en compensant une diminution de prix par des achats plus importants rendus possibles par le budget dégagé par la baisse de prix.

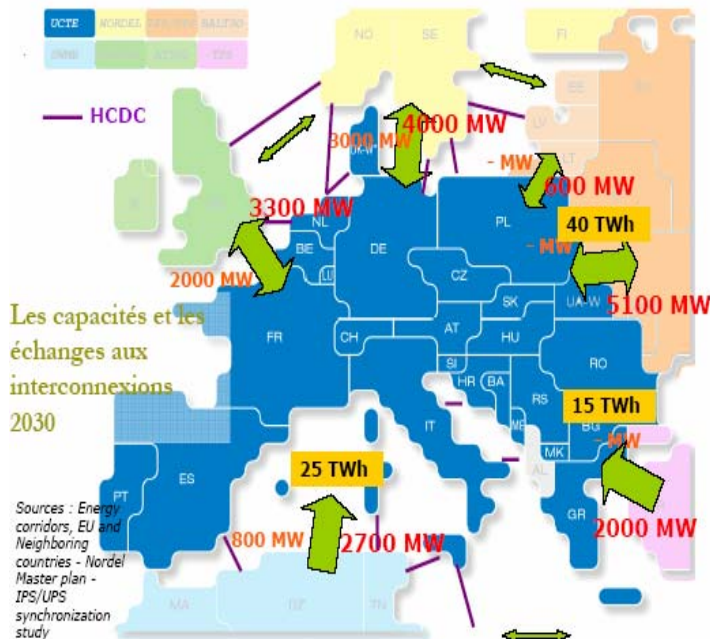
³ Ainsi, les 140 GW éoliens installés envisageables à l'horizon 2030 coûteraient 12 à 24 milliards d'euros en frais de raccordement, le renforcement du réseau nécessaire coûterait 2 à 3 milliards d'euros et pour les marges de réserves il faudrait 6 milliards d'euros (GreenNet-Europe, 2004).

⁴ Le graphique ci-contre n'inclut pas l'hypothèse d'une sortie du nucléaire de l'Allemagne, pour lequel une étude

récente de l'agence nationale de l'énergie allemande DENA montre que quel que soit le scénario de consommation la marge du réseau allemand devient négative (-3 à -9 MWe) dès 2015 et empire en 2020. (-12 à -21 GWe). Même dans l'hypothèse d'une prolongation du nucléaire, le seul cas où la marge allemande reste positive en 2020 est celui d'une diminution importante de la consommation - une consommation constante correspondant à une marge quasi nulle et une augmentation à une marge négative (-4,5 GWe).

Au final, les investissements futurs sur le réseau Européen sont estimés devoir être de l'ordre de 86 à 96 milliards d'euros sur la période aujourd'hui à 2030 (voir répartition par catégorie ci-contre), et en ajoutant les 12 milliards du raccordement de l'éolien au réseau, l'investissement total est donc de 100 à 120 milliards d'euros. Ce montant n'inclut pas les surcoûts⁵ qui seraient à prévoir en cas d'enfouissement généralisé des lignes⁶ ⁷. Ce chiffre est recoupé par l'estimation de l'OCDE d'un montant de 125 milliards d'euros à l'intérieur d'un investissement « électrique » global de 1400 milliards d'euros d'ici 2030 pour l'ensemble production, distribution, transport.

Avec ces investissements, quelle est l'image de fonctionnement du réseau en 2030 ? La prévision en tendance nous montre une forte progression des échanges vers les plaques voisines, ainsi par exemple l'Union importerait près de 40TWh en provenance d'Ukraine - Russie, c'est-à-dire près de 80% des exportations françaises actuelles, et presque autant des pays du sud de la Méditerranée et de la Turquie combinés (25+15TWh). Cette progression prévisible des importations d'électricité ne serait pas sans conséquence sur les notions de dépendance et sécurité du réseau.



TYPE	PROBLEME	RISQUE
Réseau Transport Société	Opposition locale à la construction des lignes, construction trop longue	Congestions Délestages Pannes Blackouts Electricité plus chère
Réseau Transport Organisation	Nécessité de règles communes et contraignantes concernant la sécurité	
Production Réseau Distribution	Développement de l'éolien et intégration sur le réseau	
Production Demande	Diminution des marges de réserve	

Face à ce schéma tendanciel, quelles peuvent être les contraintes et ruptures pouvant venir modifier la donne, ainsi que les réactions des uns et des autres ? Le schéma ci-contre veut recenser la problématique au niveau de chacun des acteurs, avec les différents risques possibles. Pour ceux-ci, leur positionnement, s'il découle en principe d'une analyse rationnelle de la situation, provient aussi (et souvent surtout) du contexte qui est le leur et de leurs préoccupations courantes (qui servent dès lors de « filtre » à leur vision du futur).

⁵ Une ligne enterrée (appelée « câble » en jargon « transport ») coûte dix fois plus cher qu'une ligne aérienne, tout en immobilisant la même place au sol.

⁶ A titre d'exemple, les investissements nécessaires pour enterrer le réseau français se monteraient à 107 milliards d'euros, et à 465 milliards pour l'ensemble du réseau européen.

⁷ Source pour le paragraphe : CESI et al., Energy Infrastructure Costs and Investments – GRT Européens – ICF – Potential for Ungrounding of the Electricity Networks in Europe.

Aperçu européen des situations des pays

Pour les producteurs, dans un contexte réglementaire et industriel très incertain actuellement, leurs objectifs peuvent être de diversifier et équilibrer leur parc de production au niveau européen, de gagner des parts de marché sur cette zone élargie, et ce pourquoi pas par croissance externe dans un contexte de concentration croissante du secteur.

Pour les états, chacun reste centré sur sa problématique et veut exporter sa vision et son modèle, face à des tendances protectionnistes et des freins multiples à la libéralisation en cours (voir tableau ci-contre). En contrepoint de ces tendances diverses, la cohérence vient de la partie technique du secteur, notamment les associations de gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et bientôt de régulateurs.

Que peut-il en résulter ? Trois scénarios pourraient alors se dégager :

- le scénario du « black-out rampant », qui pourrait découler du « business as usual »,
- le scénario du « Chacun pour soi »,
- enfin, avec un peu d'optimisme, un « bon scénario ».

Dans le premier scénario, les choses se dégradent lentement avec de menus incidents répétés. Les instances politiques ne réagissant pas, par suite d'investissements insuffisants toutes les marges sont progressivement exploitées, le réseau atteint dès lors ses limites, et le risque de black-out devient très important selon l'efficacité des délestages. Les réactions des consommateurs pourraient aggraver la situation (p.ex. en investissant en moyens locaux de production, aggravant ainsi l'imprévisibilité du réseau). In fine, soit une panne particulièrement grave conduit les acteurs à changer de comportement et sortir de ce scénario, soit ils s'habituent à supporter un « black-out rampant » permanent.

Dans le scénario du « chacun pour soi », l'équilibre offre – demande étant rompu par une offre insuffisante, les pays importateurs poussent alors à l'importation en provenance de pays tiers (Russie, Afrique du Nord, ...) pendant que certains

France	Nucléaire et hydraulique Coûts bas de production d'EDF et concurrence Bilan Prévisionnel et PPI
UK	Problèmes de dépendance énergétique
Italie	Amorçage d'un développement nucléaire
Allemagne	Marges de production en diminution Politiques de maîtrise de la demande Développement de l'éolien et réseau aux limites Élections en 2009
Péninsule Ibérique	Isolement très important Volonté de développer les interconnexions avec la France (Sécurité, éolien)
Pays de l'Est	Difficultés de libéralisation Croissance de la demande importante Situation peu encourageante pour investir en moyens de production
Nordel	Hydraulique, nucléaire, gaz, fort développement de l'éolien Interconnexions importantes internes / externes Marché très efficace, mais des tensions sous-jacentes
Pays Baltes	Veulent changer de plaque et se synchroniser avec l'UCTE Libéralisation difficile (petits pays, interconnexions faibles avec l'Europe)

pays exportateurs pourraient renoncer à la solidarité en arrêtant d'exporter pour satisfaire en priorité leurs propres besoins. Dans ce scénario apparaissent dès lors de fortes tensions géopolitiques, manifestant ainsi que la politique énergétique et la libéralisation européennes actuelles sont fragiles. L'Union serait alors confrontée à la problématique de reconstituer une confiance perdue entre membres sur la question de la sécurité électrique, avec sans doute comme conditions préalables à remplir de préserver les marges de production, et aussi une certaine indépendance énergétique.

Le « bon scénario » quant à lui voit se réaliser la construction efficace des lignes indispensables, avec l'aide d'une très bonne coordination des GRT. Dès lors l'environnement est plus serein pour les producteurs qui peuvent mobiliser leur production, et le réseau est efficace.

Que faudrait-il pour arriver à cette « bonne » situation à partir de la situation actuelle ? Sans doute, des conditions fortes :

- une politique européenne du mix énergétique, rééquilibrée selon le marché⁸ et acceptant la variété⁹,
- une répartition efficace des investissements¹⁰,
- une grande exigence dans le respect des règles, qui soient partagées et appliquées, avec une confiance partagée et une circulation des informations.

A ces conditions, et en faisant l'effort correspondant dès maintenant et pendant ces dix prochaines années, le réseau électrique européen de 2030 sera, comme celui d'aujourd'hui, fiable, sûr, efficace et économique.

Jacques David

Nous remercions tout particulièrement nos deux consultants pour leur aide et leur efficacité, pour cet article qui s'appuie sur les résultats de leur étude et les bibliographies et sources rassemblées à cette occasion. La démarche suivie a (classiquement) procédé par enquête bibliographique et recueil d'information par entrevue, notamment auprès de RTE, la CRE, Powernext, EDF, EDF distribution, l'UCTE et Eurelectric, la DGEMP, la DGREN, les ministères allemands de l'industrie et de l'environnement (BMW, BMU), le VTT (centre de recherche finlandais), etc.

Certains contacts ont été établis grâce à l'entremise du Service des Etudes Economiques de l'ambassade de France à Berlin, de l'attaché nucléaire de cette même ambassade, ainsi que de l'attaché nucléaire à l'ambassade de France en Finlande et de la délégation « Energie » de la représentation française auprès de l'Union Européenne à Bruxelles, que nous remercions pour leur aide.

⁸ C'est-à-dire sans exclusive à priori sur les énergies, permettant à chacune d'entre elle de faire valoir ses atouts économiques, environnementaux et sociétaux.

⁹ La solution idéale n'étant pas forcément unique et a fortiori la même partout.

¹⁰ Evitant le « dilemme du prisonnier » : chacun se demandant : « que puis-je faire pour l'amélioration de la situation générale » et non « qu'est-ce que l'autre peut me donner en échange de ce que je fais qui améliore sa situation », mais sans encourager pour autant les comportements de « passager clandestin » !

COMMENT CONCILIER ENERGIE NUCLEAIRE ET MARCHE CONCURRENTIEL : L'EXEMPLE DU ROYAUME-UNI

Le gouvernement britannique a publié en janvier 2008 un livre blanc pour la relance des constructions de centrales nucléaires. Les capacités de production électrique britannique vieillissant, le gouvernement est conscient de la nécessité de renouveler les installations, qui, de plus, deviennent fortement dépendantes du marché gazier.

A la fois dans l'objectif de sécuriser son approvisionnement et d'atteindre ses engagements de réduction d'émissions de CO₂, le gouvernement fait appel à l'industrie privée pour investir dans des projets de centrales nucléaires¹. Aucun réacteur n'ayant été construit depuis les années 1990, il s'agit d'un véritable challenge pour le gouvernement. Quel est le potentiel d'une telle démarche ?

Réglementation et incitations

Le Royaume-Uni a libéralisé le marché de l'électricité en 1989, l'a privatisé par la suite, et ne peut donc plus mener seul la politique énergétique.

Afin de garantir des conditions suffisantes à l'investissement nucléaire privé, le gouvernement met en place un cadre réglementaire qui doit offrir les incitations nécessaires tout en refusant quelque forme de subventions. Pour le moment, le gouvernement est en cours de certification de réacteurs et d'évaluation des sites susceptibles d'accueillir une nouvelle centrale nucléaire. En cas de retournement de politique énergétique, les investisseurs seront remboursés des coûts irrécupérables dus à un tel événement.

Enfin, un autre champ de mesures prises par le gouvernement est celui de la gestion des déchets. Il examine la part des coûts qui incombent aux exploitants. Les autorités modélisent l'impact financier d'ajouter les déchets de hautes activités des nouvelles centrales dans un dépôt initialement conçu pour accueillir les déchets existants. Les opérateurs devront par ailleurs financer le traitement et stockage des déchets de faible activité.

Les autorités évaluent actuellement les autres coûts, directs comme indirects, pour que les exploitants assument leur pleine part du coût de gestion des déchets².

Ainsi, le gouvernement veut faciliter l'investissement nucléaire privé pour atteindre ses objectifs relatifs à la protection de l'environnement et à la sécurité d'approvisionnement, tout en respectant les principes économiques de libre concurrence.

Stratégie industrielle des acteurs de la filière

Dans ce contexte de marché concurrentiel et essentiellement privé, les mesures prises par le gouvernement sont-elles une incitation suffisante à l'investissement compte tenu du financement nécessaire ?

En effet, les événements vécus en Angleterre par l'industrie nucléaire (l'absence de nouvelles constructions ou la faillite financière du principal producteur nucléaire en 2002 en sont des exemples) amènent à s'interroger sur le fait de savoir si le secteur représente une réelle opportunité pour les industriels.

Bien entendu, il est encore aujourd'hui trop tôt pour dire si les objectifs du gouvernement vont être atteints, ou si de nouvelles mesures sont nécessaires, mais un regard sur l'actualité récente permet de mettre en évidence un fait : le secteur est attractif, en témoigne l'intérêt manifesté par de nombreuses entreprises. Les mouvements des acteurs sont riches d'information et montrent que les industriels prennent position dans le nouveau programme nucléaire.

Quelques exemples à titre d'illustration. EDF, le leader mondial de l'exploitation nucléaire a très tôt fait savoir son ambition de développer jusqu'à 5 EPR et, conjointement avec AREVA, a soumis une demande de certification de l'EPR. L'entreprise a déclaré avoir acquis des terrains bordant deux sites jugés, selon lui, les plus intéressants (Hinkley Point et Wylfa). Au total, sur la vingtaine de sites potentiels, EDF en a retenu cinq dont Sizewell pour lequel British Energy l'a

¹ Meeting the energy challenge : a white paper on nuclear energy, Department for Business, Enterprises & Regulatory Reform 2008,

<http://www.berr.gov.uk/files/file43006.pdf>

² Livre blanc p. 152.

devancé en formulant la demande de raccordement, s'assurant ainsi la priorité sur ce site. Mais il n'est pas seul, British Energy, unique exploitant des réacteurs de seconde génération du territoire, a annoncé l'étude de partenariats³ avec Centrica (UK) notamment potentiel acquéreur de sites dont British Energy serait contraint de céder après la cession de la participation publique. A pris part également à ce programme l'énergéticien allemand E.on sans pour autant afficher des orientations contractuelles avec ses fournisseurs.

D'autres producteurs, comme RWE et Suez se sont également manifestés. Citons encore Iberdrola (Espagne) ou Scottish & Southern Energy (Ecosse) comme entreprises s'interrogeant sur l'opportunité de participer à la réalisation de projets d'énergie nucléaire.

Ces faits confirment les résultats d'une étude du cabinet de conseil Ernst and Young, réalisée à la demande du ministère anglais. L'objectif de cette étude était d'évaluer les potentialités d'un nouvel investissement nucléaire dans les conditions actuelles données par le gouvernement. Un résultat marquant est que, après sondage auprès des intéressés, le Royaume-Uni apparaît en deuxième position comme zone géographique la plus intéressante pour construire de nouvelles centrales nucléaires.

Sur le plan technologique, trois réacteurs sont en court de certification : EPR présenté par AREVA ; AP1000 de Westinghouse ; et ESBWR de GE-HITACHI. Ces réacteurs de puissances et stratégies commerciales différentes reçoivent des avis variés selon les potentiels investisseurs. Ainsi l'EPR délivrant 1600 MW, le plus puissant, est le choix d'EDF, E.on et Suez. L'AP1000 de plus 1100 MW met en avant sa performance en termes de coûts d'investissements réduits. Quant à l'ESBWR, sa puissance de 1550 MW et ses coûts minimisés n'ont pas convaincu d'industriels à ce jour.

Enfin l'ensemble de ces industriels trouveront un intérêt dans l'établissement d'un accord avec le NDA. Le National Decommissioning Authority est un organisme public en charge du démantèlement des centrales

nucléaires ainsi que de la gestion des déchets radioactifs. Etant propriétaire des sites en réhabilitation, il est également à même de proposer ses sites pour de prochaines centrales et prévoit de valoriser ses actifs à ce titre. A la vue de l'intérêt des énergéticiens, ces sites montreront leur pleine valeur.

Cas de British Energy

Seul acteur appartenant aux sphères privée et publique, British Energy est un levier pour le gouvernement dans son double objectif de créer un marché concurrentiel et de relancer un programme nucléaire. En effet la position de British Energy est particulière puisque la compagnie possède huit sites pressentis pour héberger de nouvelles centrales. C'est donc là que réside l'aspect stratégique de la cession de la participation publique. Cette cession doit permettre dans les conditions déterminées par le gouvernement de redistribuer les cartes pour le programme d'investissements, mais aussi pour le marché de l'électricité.

Le gouvernement a fait savoir que la vente des actifs qu'il détient ne serait pas attribuée à un seul enchérisseur. Il se peut que le futur acquéreur de la participation publique se voit contraint de céder des actifs, des concurrents y trouveront alors une opportunité d'accès à des centrales ou sites potentiels.

Dès lors, les producteurs auront une occasion propice d'accéder à la technologie nucléaire et ainsi diversifier leur portefeuille de capacité de production. Il peut y avoir un intérêt à développer un marché où les acteurs ont des portefeuilles similaires pour y augmenter l'intensité concurrentielle.

Cependant l'appel d'offre concernant la cession de la participation de l'Etat (35,2%) n'a pas reçu, à ce jour, autant de propositions qu'escomptées. L'annonce, avant enchères, de l'acquisition de terrains par EDF formulait un signal pouvant limiter l'intérêt porté par des concurrents.

A l'heure actuelle, des questions restent encore ouvertes sur les accords gouvernement/entreprises pour le nouveau programme nucléaire britannique.

³ Les accords correspondants pourraient porter sur la construction et l'exploitation en commun de centrales ou la participation de gros consommateurs à l'investissement, assurant ainsi leur fourniture en électricité.

Toutefois, la position de l'industrie est favorable puisqu'elle a montré son intérêt de différentes manières. Mais sur ce dernier point une question primordiale doit être résolue. Si les entreprises considèrent l'énergie nucléaire comme une opportunité réelle d'investir et une source de profit, il reste à déterminer comment les risques peuvent le mieux être partagés entre les acteurs, qu'ils soient publics ou privés.

Par exemple, Areva (ou tout autre concurrent) acceptera-t-il de supporter les risques de construction et d'opération comme en Finlande? Toutes les incertitudes sur les alliances et leurs conditions s'éclairciront sous peu puisque les certifications sont annoncées pour 2009.

Séverine Dautremont

NB : un stage, réalisé par Jean-Charles Violleau est en cours à l'I-tésé sur ce sujet.

PRODUCTION D'ELECTRICITE EN FRANCE : UN MARCHÉ ATTRACTIF ET PROMETTEUR MAIS UN CADRE REGLEMENTAIRE A CONSTRUIRE

La production de l'électricité est un marché prometteur. Si l'on regarde ce qu'il pourrait être en Europe, on peut se référer aux deux scénarios « 2030 » de l'AIE, le scénario de référence 2030RS (nucléaire : 14%, ENR : 29%) et le scénario « politique alternative » 2030APS (nucléaire : 23%, ENR : 38%). Le charbon et le gaz dominant actuellement, mais dans les deux cas la part du nucléaire et des renouvelables sera importante¹.

Pour les opérateurs, cela signifie que la demande sera de l'ordre de plus de 1000 GWe d'ici 2030 en Europe, si l'on se réfère à ces deux scénarios. La prise de conscience forte des enjeux environnementaux réoriente l'industrie et offre de nouvelles opportunités industrielles, le développement de l'éolien mais aussi d'autres technologies. De manière générale, d'importants investissements sont nécessaires, et on peut également ajouter que beaucoup de centrales ont besoin d'être renouvelées.

Le marché de l'électricité donne-t-il de bonnes incitations pour réaliser les investissements nécessaires? Afin de détecter les éventuelles difficultés rencontrées sur ce secteur, cet article examine dans le cas de la France les stratégies mises en œuvre par les entreprises pour investir dans de nouvelles capacités de production.

Développement du marché de la production de l'électricité en France : trois exemples de stratégie industrielle en France

En France, un premier examen du marché de la production met en évidence une relance effective des programmes d'investissement. EDF, toujours bien sûr dominant sur le secteur, et d'autres entreprises, étrangères notamment, s'appêtent à investir sur le territoire français. Parmi d'autres, deux compagnies, représentatives du marché européen, ont mis en avant leur intention de mettre en place de nouvelles capacités électriques² et sont analysées pour leur spécificité : ENEL, entreprise italienne, et Atel Energie, entreprise suisse, toutes deux, opérateur historique dans leur pays. Si l'opérateur national poursuit sa stratégie en France, mais également en Europe, inversement, ces deux opérateurs étrangers viennent s'implanter sur le marché national.

Examinons ces projets plus en détails. L'opérateur historique EDF investit en France dans tous les segments du marché. Ceci comprend la base, la semi-base et la pointe, et les nouvelles technologies sont également incluses. Voici ci-dessous quelques chiffres :

- Les investissements en pointe (2005-2010) : remise en service depuis 2006 de 2600 MW de centrales au fioul mises en réserve dans les années 1990 et investissement de 1000 MW de turbine à combustion au fioul pour une mise en service entre 2007 et 2010.

¹ et en croissance très importante pour le scénario 2030APS, lequel est le plus souhaitable compte tenu des contraintes « climat ».

² Présentations EDF, Enel et Atel, Conférences Enerpresse, 18/03/08 et 15/04/08.

- Les investissements en semi base, d'ici 2015, sont quant à eux confrontés aux problèmes environnementaux³. La mise en service de trois centrales à cycle combiné au gaz (CCG), soit 3x450 MW, est prévue sur la période 2010-2012.

Le programme d'EDF comporte également des investissements visant à l'amélioration de l'efficacité énergétique et au renouvellement du parc nucléaire.

La construction du marché unique offre aux entreprises l'opportunité de s'implanter au delà des frontières. Toujours pour EDF, deux pays lui paraissent particulièrement profitables pour l'installation de nouvelles capacités :

- La Pologne où les centrales sont vieilles et polluantes. Sur 30 GW, dont 70% charbon et 30% lignite, 10 GW devraient être déclassés en 2015.
- La Grande-Bretagne où les objectifs climatiques sont ambitieux et où le risque d'être massivement importateur de gaz s'accroît : l'entreprise prévoit le développement du nucléaire et le développement massif des ENR (éolien offshore).

Le dynamisme du marché électrique peut également se constater par l'implantation en France d'opérateurs étrangers. **ENEL**, par exemple, **l'opérateur historique italien**, est présent en France via la participation à l'EPR, la construction de 500 MW de projets éoliens qui ont été confirmés, et autant à l'étude. Présent sur la production, l'entreprise l'est également sur la fourniture et vend aux clients finaux 1 TWh/an, chiffre qu'elle souhaite accroître grâce à ses nouveaux investissements. En tant qu'opérateur historique, l'entreprise souhaite poursuivre sa stratégie d'opérateur intégré afin de diversifier les risques (par exemple production-commercialisation en Slovaquie, distribution, production, commercialisation en Roumanie,...). ENEL se veut acteur nucléaire en Europe.

Autre exemple, **ATEL, l'équivalent d'EDF en Suisse**, est essentiellement présent en France sur la commercialisation. Bien que peu connue du grand public, l'entreprise se développe également sur le marché de la production. L'entreprise investit dans une centrale CCG (430 MW avec une mise en service en 2010) et en énergies renouvelables (200 MW éoliens). L'investissement en semi base et en pointe ne lui pose pas de difficulté mais la question de la base reste ouverte.

Quelle réglementation des marchés ?

On peut percevoir le développement du marché de la production à travers les stratégies de grandes compagnies européennes. Toutefois, il ne faut pas oublier que les **acteurs doivent prendre des décisions lourdes et souvent de long terme dans un marché où les règles du jeu sont en train de se construire et donc en constante évolution**.

Or, les incertitudes sur la réglementation du marché ont un impact important sur l'implantation en France de nouvelles capacités électriques. L'absence de visibilité sur la législation a pour conséquence de rendre la rentabilité des projets trop incertaine, certains opérateurs considèrent même que la visibilité est nulle sur la période 2009-2015⁴. Sans remettre en cause les directives européennes, les industriels s'interrogent plus particulièrement sur la façon dont elles vont être appliquées en France.

Mentionnons tout d'abord, comme l'a souligné P.-F Chevet⁵, actuel directeur général de l'énergie et du climat (DGEC) au MEEDDAT, lors de différents débats, que la politique énergétique française reste un succès car elle a su répondre aux trois objectifs difficilement conciliables : sécurité d'approvisionnement, compétitivité par les prix et prise en compte de la contrainte environnementale.

Mais, l'enjeu aujourd'hui est de pouvoir s'adapter aux évolutions de contexte. Les investissements nationaux et la mise en adéquation de l'offre et la demande doivent dorénavant être faits avec la prise en compte des mix énergétiques des autres pays européens.

³ Il est en effet prévu la fermeture de 9 centrales à charbon sur 12 existantes (2 800 MW).

⁴ Conférence Enerpresse, voir note de bas de page n°2.

⁵ Conférence SFEN, 12-13 mars 2008, Enerpresse, voir note de bas de page n°2.

Or, la politique énergétique européenne est à construire, ce qui signifie que le cadre réglementaire qui permettra d'orienter les investissements vers le parc souhaitable⁶ est à définir.

Dans ce contexte, afin de pouvoir mener une politique d'investissement, les entreprises s'interrogent sur différents sujets. Par exemple, quel est l'impact des économies d'énergies dans les besoins en moyens de production ? En d'autres termes, comment évoluera la demande ?

Autre incertitude : l'environnement. L'Europe veut jouer un rôle moteur dans la lutte contre le réchauffement climatique et les objectifs sont ambitieux. Si pour certaines entreprises, les questions du Grenelle ne sont que dans la droite ligne de ce qu'elles avaient déjà engagé, d'autres entreprises sont en attente des lois et des décrets qui feront suite au Grenelle de l'environnement.

Citons enfin, la coexistence des deux systèmes, le marché régulé (via les tarifs) et le marché dérégulé, comme autre source importante d'incertitude réglementaire. En particulier, la présence du TaRTAM⁷, offrant aux clients industriels la possibilité de revenir à un tarif fixé par les pouvoirs publics, limite la fluidité du marché français. L'avenir de ce tarif n'est pas fixé à ce jour et en conséquence, les entreprises s'interrogent sur sa durée comme sur son devenir.

Séverine Dautremont

⁶ Le parc souhaitable est celui qui apporte la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité par les prix et la protection de l'environnement.

⁷ Le TaRTAM (tarif mis en place dans la loi 2006), n'est pas interdit par les Directives de l'UE et certains autres pays ont, eux aussi, poursuivi les tarifs régulés pour gérer le problème de la hausse des prix.

BREVES

JOURNEE SFEN ST8 DU 21 MAI 2008 « APPROCHE PUBLIQUE ET APPROCHE PRIVEE DE L'EVALUATION DU COUT DU KWH »

Organisée dans les spacieux locaux de l'Union Nationale des Chemin de Fer à Paris, cette première manifestation 2008 du renouveau de la Section Technique 8, a rassemblé plus d'une centaine de personnes sur un sujet ô combien passionnant et d'actualité, mais aussi sujet « chaud » s'il en fut.



Ouverte par Philippe Pradel, Directeur de l'Energie Nucléaire, la journée était découpée fort logiquement en deux parties : la matinée était consacrée à la présentation des éléments du problème, l'après-midi quant à elle permettant de confronter les points de vue lors du débat passionné et passionnant, avant une conclusion très attendue par Pierre-Franck Chevet, Directeur de la DGEMP au MEDAD.

Philippe Pradel a introduit la journée en rappelant qu'il s'agissait de la première session d'une section « Economie et stratégie énergétique » renouvelée, désormais animée par un nouveau président Jean-Paul Langlois¹, notant au passage que le prix du baril de pétrole (à 136\$, multiplié par dix par rapport à la dernière réunion de l'ancienne section) était le signe d'un panorama énergétique renouvelé où la problématique des coûts publics, tel que ceux qui avait conduit la commission PEON en son temps à déterminer le programme énergétique

que l'on sait, et des coûts privés dans le contexte actuel redeviennent d'une actualité brûlante.

Le **premier exposé**, de **Philippe Lermusieau, PDG d'Electrabel France**, présentait le **point de vue d'un industriel**. Rappelant les notions de base du revenu d'une installation électrique (marchés interconnectés, enchères de capacités d'interconnexions, coût marginal, oscillation des prix entre les coûts de long terme (pour un nouvel entrant) et de court terme), et de structure de coûts (CO₂, combustible, opération, investissement). Il a détaillé ensuite la problématique de la gestion des risques auxquels doit faire face un investisseur (risques de cash flow (retard, responsabilité civile, démantèlement, ...) et ses critères (retour sur investissement). Notant les avantages et inconvénients du coût complet du nucléaire, pour qui la sécurité doit être un impératif absolu, il a également détaillé la problématique du combustible, à analyser comme un investissement, et l'intérêt des partenariats industriels.

En conclusion, l'investissement nucléaire est adapté à la conclusion de partenariats de long terme avec des industriels électro – intensifs, dans des structures à définir.

Ensuite, **Raymond Leban**, Professeur au Conservatoire National des Arts et Métiers, nous a introduit à la problématique des **politiques publiques et coûts de production** sur les marchés de **l'électricité**. Il a d'abord noté que l'électricité est un bien marchand, sujet majeur de politiques publiques. Les politiques qui se sont ajoutées les unes aux autres au cours de l'histoire du secteur visent à assurer une sécurité d'alimentation forte à des prix économiques et stables, et à limiter les effets externes environnementaux de la production. Si l'on veut que le marché produise des résultats allant dans le sens de l'intérêt général, il est important que des informations substantielles sur les équilibres offre – demande futurs et notamment des estimations des coûts complets des différentes fournitures avec les meilleures technologies émergent régulièrement pour faciliter la convergence des anticipations des acteurs.

¹ SFEN ST8 : Président : Jean-Paul Langlois (CEA) ; Vice-président : Didier Beutier (AREVA) ; Secrétaire : Jacques David (CEA) ; membres EDF, SUEZ/ELECTRABEL, ENDESA, ALSTOM...

Après une pause bien méritée et animée de nombreuses discussions, ce fut le tour de **Jacques Percebois**, professeur à l'Université de Montpellier et Directeur du CREDEN, de nous dresser un panorama des **marchés de l'électricité en Europe**. Il a présenté l'organisation d'ensemble du marché, les disparités de prix entre pays mais aussi l'influence des interconnexions sur l'évolution des prix spots (convergence et volatilité des prix, cas particulier France - Allemagne). Il s'est ensuite posé la question « pourquoi les prix spots montent en France alors que l'essentiel de la production d'électricité est d'origine nucléaire ? », et a montré les disparités de parcs selon les opérateurs. Enfin, il a conclu par quelques mots sur les coûts prévisionnels des principales filières de production d'électricités) (estimations, notamment via la littérature).

L'après-midi, **Alain Régent**, Conseiller nucléaire à l'Ambassade de France au Royaume-Uni nous a dressé un panorama de la **relance du nucléaire au Royaume-Uni**, illustrant combien les problèmes d'investissements et de coûts sont actuels dans la politique énergétique outre Manche. Débutant par un bilan de l'approvisionnement électrique du Royaume-Uni, avec un zoom sur le parc nucléaire vieillissant mais encore indispensable (17% de la production).

Il a ensuite détaillé la démarche suivie par le gouvernement britannique avec son Livre Blanc sur l'énergie (mai 2007) puis le Livre Blanc sur l'Énergie Nucléaire (janvier 2008). Analysant la démarche suivie (étapes, consultations/acceptations, sûreté, « generic design acceptance »,...), il a ensuite détaillé les sites potentiels et s'est penché sur le cas de British Energy en cours de vente. Recensant plusieurs autres points (ambiance populaire favorable, contexte R&D et renaissance d'un Laboratoire Nucléaire National, participation aux programmes internationaux, problème de l'assainissement du parc ancien), il a conclu sur la forte volonté gouvernementale d'aboutir et la mobilisation des acteurs privés potentiels.

Ensuite a eu lieu le **débat** tant attendu sur l'abord renouvelé de la problématique des coûts tant en France qu'au niveau européen dans un paysage en profonde transformation. Animé par **Anne Ged** (consultante experte en énergie et développement durable) avec une maestria remarquable, elle rassemblait outre les orateurs du matin François-Michel Gonnot, Député de l'Oise et président de l'ANDRA, Philippe Boulanger Directeur du Développement d'ENDESA-France,

Geoffroy Dallemagne, directeur du secteur « Utilities » à la Société Générale, et Jean-Pierre Favennec, Président de l'association des économistes de l'énergie. Ph. Boulanger s'est inquiété du TarTAM, notant qu'il faussait les relations clients-industriels et était un frein à l'investissement du point de vue de ces derniers. G. Dallemagne a quant à lui noté l'importance des investissements à venir dans l'énergie et notamment dans le nucléaire : 150GW à remplacer et 150 GW nouveaux d'ici 2030. Sur le prix du pétrole, J-P. Favennec a lui noté que les déterminants du pétrole poussaient à un prix durable élevé suite à une consommation contrainte, la limite de production étant estimée par TOTAL à 85 Mbbl/j.

J.Percebois a noté que si le monde pétrolier avait basculé du paradigme de l'époque de la 1ere crise « un état – une compagnie nationale » à des acteurs ouverts, aujourd'hui on voit le retour où l'importance des aspects sécurité stratégique, notamment pour le nucléaire. Il a aussi souligné l'importance des acteurs techniques (gestionnaires de réseau) et de régulation pour le monde de l'énergie (gaz et électricité). F-M Gonnot a fait le contrepoint entre 1970 « Chassez le Gaspi » et aujourd'hui « Grenelle » où les priorités sont le logement ancien, l'accès à l'électricité pour les plus défavorisés, et la possible électrification des transports (voiture électrique). En conclusion, en Europe, les 27 sont globalement dépendants des pays les plus dangereux du monde, cette dépendance a un prix.



Enfin, **Pierre-Franck Chevet** a **conclu** cette journée en prolongeant d'abord les remarques des orateurs et débatteurs qui l'avaient précédé, remarquant que la France dispose effectivement d'opérateurs de tout premier plan dans le domaine énergétique (EDF, AREVA, TOTAL, SUEZ, GDF), ce qui peut effectivement susciter des jalousies en Europe. Notant que tant le prix des ressources que le réchauffement climatique sont de vrais sujets, il ne croit pas qu'on est dans le cadre

d'un retour à la problématique des années 1970, car cette fois-ci la contrainte ne se desserrera pas, pour des raisons structurelles (croissance - Chine et Inde tirent sur les ressources, réchauffement climatique).

Pour ces raisons la création d'un espace politique européen sur l'énergie est importante, et le « paquet énergie - climat » (les 3x20 + CCS+ bâtiment + transport +...) seront un enjeu important de la présidence française de l'UE. Regrettant que le rapport sur les coûts de référence n'ait pu être finalisé pour ce jour, il a voulu présenter les grandes nouveautés à attendre de celui-ci, notamment la prise en compte de deux optiques pour les taux d'actualisation (3%, 4%, 5% pour des

coûts publics, 5%, 8%, 11% pour des coûts d'investisseur privé), ainsi que la prise en compte des externalités pour toutes les énergies (cf. ExternE) et le coût du CO₂ (hypothèses 10, 20, 50 €/t pour les investisseurs privés et 20 et 100 €/t pour la collectivité). Le rapport prend également en compte les énergies décentralisées et renouvelables. Dès qu'il sera finalisé, il sera soumis au groupe de travail plénier, puis ensuite publié. Alors sera enclenchée une remise à jour des PPI, et notamment avec l'introduction de PPI au niveau européen, pour discussions avec les pays fournisseurs.

Jacques David

PARUTION DU LIVRE ROUGE SUR LES RESSOURCES EN URANIUM DE L'OCDE/AEN

(Src : Communiqué de presse de l'OCDE/AEN du 3 Juin 2008)

Selon l'AEN, la planète dispose de réserves d'uranium suffisantes pour alimenter encore un siècle au moins le parc mondial de réacteurs, au rythme actuel de la consommation.

« **Uranium 2007 : Ressources, production et demande** » connu également sous le nom de Livre rouge, cet ouvrage évalue à environ 5,5 millions de tonnes, contre 4,7 millions de tonnes en 2005, les ressources classiques connues, récupérables à un coût inférieur à 130 USD/kg¹. Les ressources non découvertes, c'est-à-dire les gisements d'uranium que l'on peut espérer trouver si l'on se fonde sur les caractéristiques géologiques des ressources déjà découvertes, sont passées à 10,5 millions de tonnes, soit 0,5 million de tonnes de plus que les estimations données dans la précédente édition du rapport. Ces bons chiffres s'expliquent par la découverte de nouveaux gisements ainsi que par une réévaluation des ressources connues, les deux consécutives à la hausse des prix.

Selon l'AEN, au rythme de la production d'électricité nucléaire en 2006 et en l'état actuel de la technologie, les ressources identifiées suffiront à alimenter les réacteurs pendant un siècle. Cela étant, les réserves mondiales évoluent notamment

en fonction des prix des produits. L'industrie de l'uranium a réagi aux hausses récentes des prix en lançant d'importants projets d'investissement dans la prospection qui devraient venir grossir encore les montants des ressources en uranium. À l'échelle mondiale, les dépenses de prospection s'élevaient en 2006 à plus de 774 millions USD, ce qui correspond à une augmentation supérieure à 250 % par rapport à 2004. En 2007, année pour laquelle on ne possède pas encore de données définitives, elles devraient être aussi importantes qu'en 2006.

À la fin de l'année 2006, la production mondiale d'uranium (39 603 tonnes) a assuré près de 60 % des besoins (66 500 tonnes) des 435 réacteurs en exploitation industrielle. Le déficit entre la production et la demande a été comblé à l'aide de sources secondaires telles que les stocks privés et publics (dont ceux provenant du démantèlement de plus de 12 000 ogives nucléaires et du réenrichissement des résidus d'enrichissement de l'uranium). La plupart de ces sources secondaires s'amenuisent aujourd'hui, et le déficit devra de plus en plus être comblé par une production additionnelle. Étant donné les délais nécessaires pour mettre en production de nouveaux gisements, l'AEN estime que l'on court le risque de voir ces déficits se creuser si des installations de production ne sont pas aménagées à temps.

¹ Le 13 Juin 2008, le prix spot de l'uranium était de 59 USD/lid U₃O₈ soit 153 \$/kgU.

La puissance nucléaire installée, de 372 GWe en 2007, devrait atteindre en 2030 entre 509 GWe (+38 %) et 663 GWe (+80 %). Les besoins en uranium qu'il faudra satisfaire se situeront alors entre 94 000 tonnes et 122 000 tonnes, si l'on continue d'exploiter le même type de réacteurs qu'aujourd'hui. Selon l'AEN, les réserves identifiées à ce jour seront à même d'alimenter cette croissance. Avec le déploiement des technologies de réacteurs et des cycles du combustible avancés, ces réserves pourraient répondre à la demande pendant des milliers d'années.

Uranium 2007 : Ressources, production et demande a été préparé conjointement par l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), d'après des informations officielles transmises par 40 pays et un rapport national établi par le Secrétariat de l'AIEA. L'édition de 2007 présente des statistiques sur les ressources, la prospection, la production et la demande ainsi que des projections des besoins jusqu'en 2030.

Acronymes

RRA : Ressources raisonnablement assurées

RS : Ressources spéculatives

	Ressources identifiées (RRA + RS)	RRA	RS
< 40 \$/kgU	2 970	> 1 766	1 204
< 80 \$/kgU	> 4 456	2 598	> 1 858
< 130 \$/kgU	5 469	> 3 338	> 2 130

Tableau : Ressources mondiales d'uranium en milliers de tonnes d'U en 2007
(source OCDE/AEN)

Pays	Catégorie de ressources	2007
Australie	RRA < 130 \$/kgU	725
	RS < 130 \$/kgU	518
Canada	RRA < 40 \$/kgU	270
Kazakhstan	RRA < 130 \$/kgU	378
	RS < 130 \$/kgU	439
Niger	RRA < 130 \$/kgU	243
	RS < 130 \$/kgU	31
Afrique du Sud	RRA < 130 \$/kgU	284
	RS < 130 \$/kgU	151
Ukraine	RRA < 80 \$/kgU	126
	RS < 80 \$/kgU	58

Tableau : Ressources identifiées par pays en milliers de tonnes d'U en 2007
(source OCDE/AEN)

EVOLUTION DES MARCHES

ENVOLEE DU PRIX DU BARIL, IMPACT LIMITE POUR L'AUTOMOBILISTE FRANÇAIS AU REGARD DE L'AUTOMOBILISTE AMERICAIN

Rares sont les matins où une envolée du prix du baril n'est pas annoncée dès que l'on allume la radio. Trop souvent encore cette annonce s'accompagne d'un commentaire sur le poids des taxes associés au carburant indiquant que : "80% du prix que l'on paye est uniquement de la taxe!".

Mais est ce encore si vrai? Lorsque le particulier va faire son plein, le prix qu'il paye est composé de trois postes : le prix de l'essence hors taxe, la TIC (Taxe Intérieure de Consommation), et la TVA¹.

L'essentiel du prix du carburant hors taxe est bien sûr lié au prix du baril c'est-à-dire au prix que va payer le pétrolier au pays producteur comme les pays de l'OPEP. Mais à cela doivent s'ajouter les frais liés à la prospection du pétrole, l'extraction, le transport, le raffinage (poste qui va être de plus en plus important étant donné la sévérité croissante des contraintes environnementales), et la distribution du carburant vers les stations.

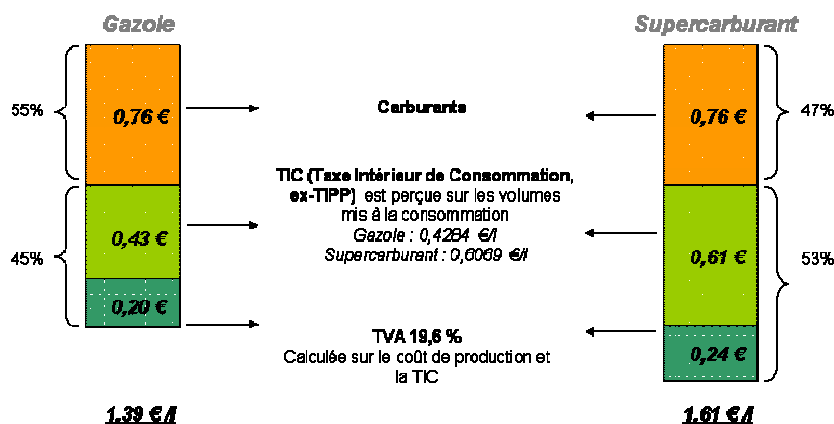
La Taxe Intérieure de Consommation (anciennement TIPP mais l'acronyme TIC est encore peu usité), à l'origine dimensionnée pour équilibrer les coûts d'infrastructure du transport routier, est perçue par l'Etat sur les volumes de carburants vendus et non sur leurs prix.

Aujourd'hui cette taxe est d'environ 0,43 c€/l pour le gazole et 0,61 c€/l pour l'essence. L'augmentation du prix du baril brut n'impacte donc pas ce poste.

La TVA, que l'on retrouve sur l'ensemble des biens de consommation avec un taux de 19,6%, s'applique sur le prix de base augmenté de la TIC.

Ainsi, comme le dit M. Jancovici dans son livre "*Le plein SVP*", ce que paye le consommateur lorsqu'il fait son plein se partage entre trois bénéficiaires : l'Etat qui récupère les taxes, la compagnie pétrolière, et le pays producteur. La part qui revient à l'Etat est effectivement liée au prix du baril mais uniquement par l'intermédiaire de la TVA. En effet, la TVA augmente avec le prix du baril puisque cette taxe est proportionnelle au prix de l'essence additionné de la TIC, contrairement à la TIC.

Ainsi, si auparavant, le consommateur payait 80% de taxes lorsqu'il achetait du carburant, aujourd'hui ce n'est plus le cas! Plus celui-ci augmente, plus la part des taxes en valeur relative diminue puisque la TIC est constante !! Et donc on s'éloigne du 80% tant cité pour s'approcher de 50%! D'après le graphique ci-dessous, pour un prix du baril de 120 dollars et une parité euro-dollar de 1,5 (1 € = 1,5 \$), la somme des taxes que récupère l'Etat, TIC et TVA, représente 45 et 53 % pour, respectivement, un litre de gazole et de super.

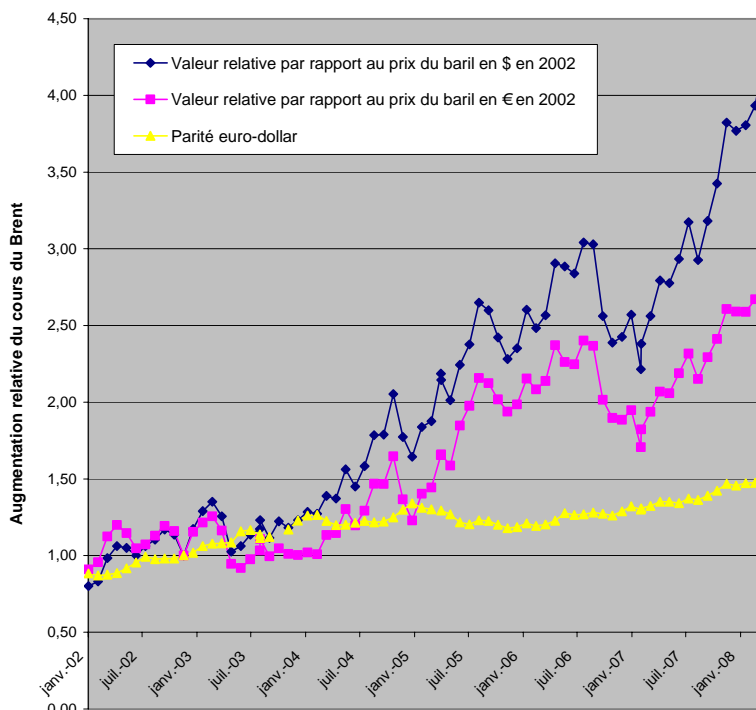


Décomposition du prix du carburant à la station pour un prix du baril de 120\$ et une parité euro-dollar de 1,5.

¹ Des exonérations existent pour certains véhicules autres que particuliers.

Par ailleurs, en Europe la hausse a été atténuée par rapport à d'autres zones... En effet, la force de l'euro et le poids des taxes amortissent le choc de la hausse des prix du baril en dollars. Ainsi, comme le montre le graphique ci-dessous, si le prix du brut en dollars a quadruplé depuis 2003

aux US, et donc il a été multiplié par 2,5 en euros et la hausse n'a été que de 50% à la pompe! A cela s'ajoute le fait que la consommation en carburant des véhicules neufs tend à diminuer.



Comparaison relative de l'évolution du prix du baril en dollar et en euro

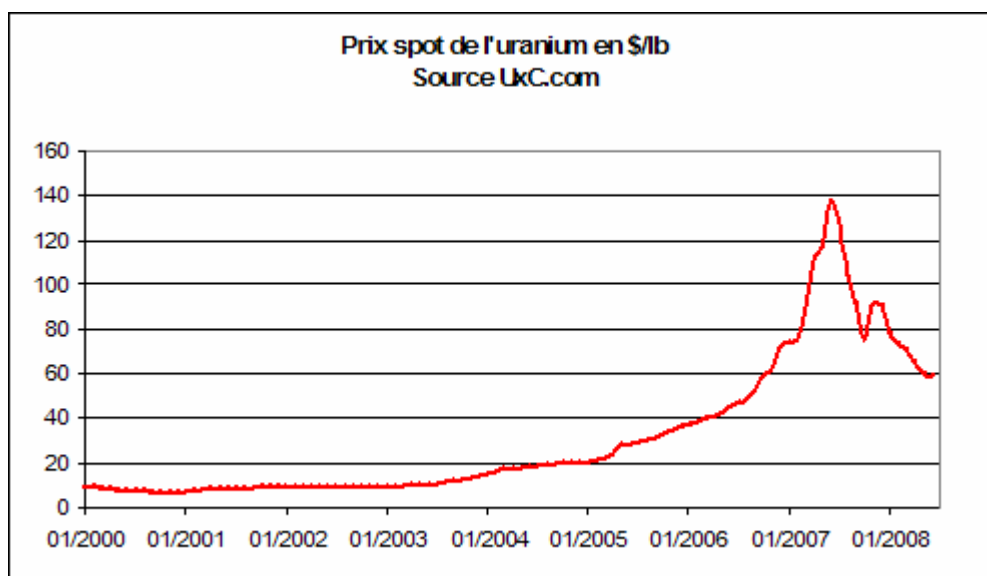
En France, le prix de l'essence est pour beaucoup le symbole de ce qu'on appelle en marketing industriel le produit "vache à lait" c'est-à-dire un produit de faible valeur ajoutée mais étant une manne sûre de rentrée d'argent. Sauf que dans le cas présent, pour le grand public, celui qui aujourd'hui récupère l'argent n'est pas un industriel, mais l'Etat (dont une partie va aux régions).

Ainsi, plus le prix de l'essence à la pompe augmente, et plus on pointe du doigt l'Etat qui en profiterait en rappelant cette fausse valeur de 80%! Implicitement, il est attendu un effort de sa part pour diminuer la contrainte financière qui pèse aujourd'hui sur le particulier. A une époque où l'ensemble des experts s'accordent à dire qu'un des leviers majeurs de limitation des gaz à effet de serre est la diminution de la demande, mais où finalement les pouvoirs publics sont restés timides à ce sujet, est-ce que l'occasion va être saisie pour initier une prise de conscience générale ?

Juliette Imbach

EVOLUTION DES COURS DES MARCHES (URANIUM, UTS, ELECTRICITE, GAZ, CHARBON, PETROLE)

Prix spot de l'uranium (U3O8)



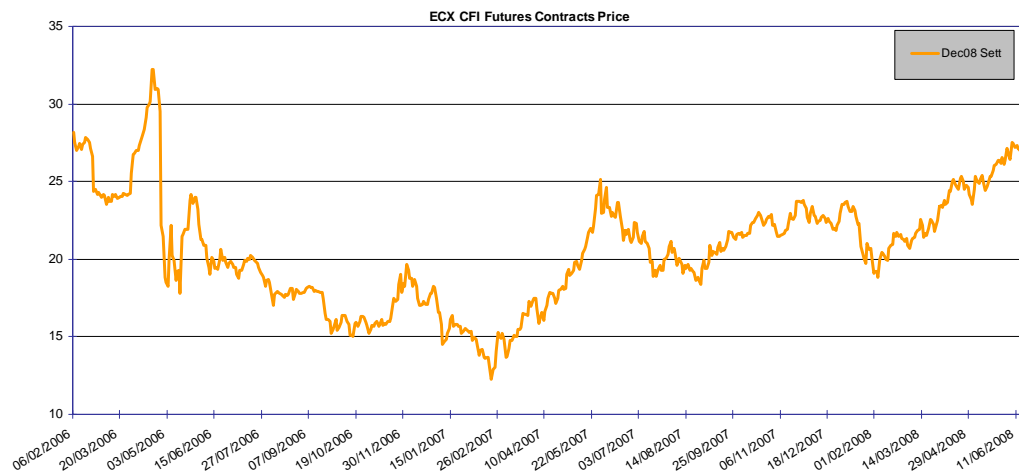
Le prix de l'uranium des contrats à long terme baisse de même que le prix spot (respectivement 85 et 60 US\$/lb)

Prix de l'enrichissement pour les contrats à long terme



Prix des énergies

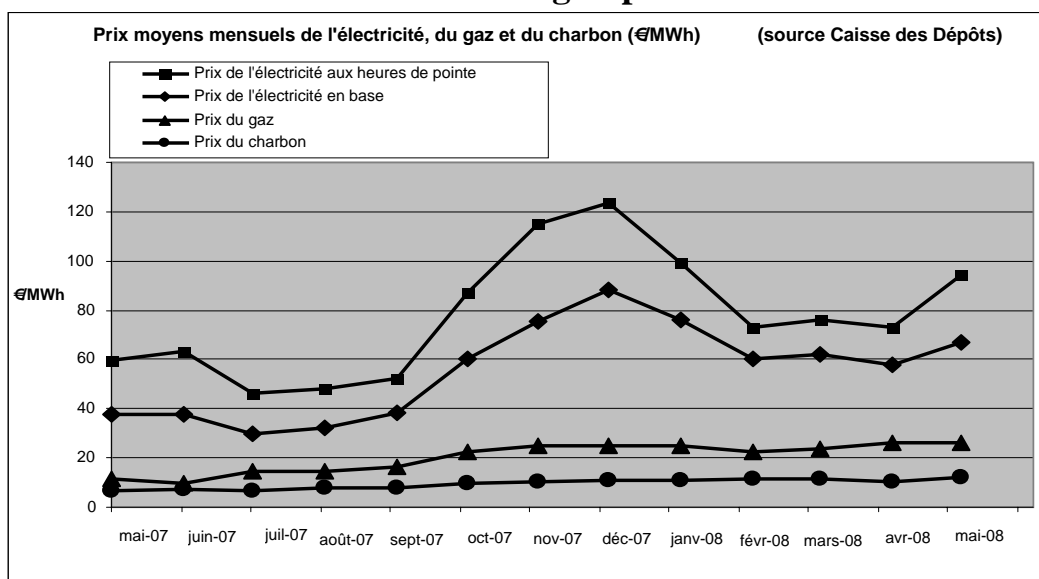
Quotas de CO₂ sur le marché européen (en €/tCO₂)



Marché à terme, pour une livraison de quotas en décembre 2008

Le prix de contrat à moyen terme du quota de CO₂ n'a pas subi de perturbation lors du passage de la première phase à la seconde phase, en mars 2008, du marché de quotas, amorçant même une légère tendance à la hausse (passage d'une valeur moyenne en mars de 21,3 € par tonne à 24,1 € en avril).

Energies primaires



Les graphiques ci-dessus donnent l'évolution sur un an, en €/MWh :

- des prix moyens mensuels (moyennés à partir du prix spot) du gaz de Zeebrugge et du charbon européen (Amsterdam),
- du prix moyen mensuel de l'électricité pour la pointe¹ et pour la base².

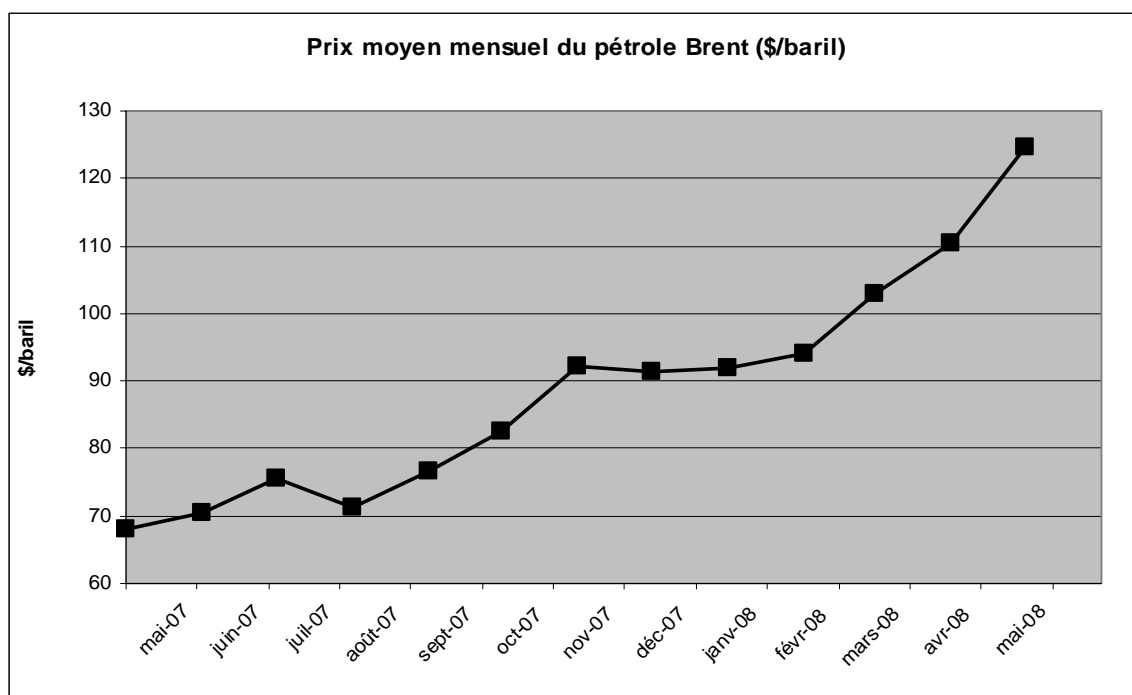
¹ Pointe : électricité livrée pendant les heures de pointe (8h00 à 20h00 du lundi au vendredi, jours fériés inclus) sur le réseau de transport français pour une livraison le mois suivant.

² Base : électricité livrée 24h/24 sur le réseau de transport français pour une livraison le mois suivant.

Le prix du CO₂ incitant à basculer du charbon au gaz (35,6 €/t en mai 2008 contre 43,0 €/t en avril 2008) se rapproche du prix du CO₂ sur le marché (25,4 €/t, prix de clôture moyen du marché à terme en mai 2008), ce qui pourrait contribuer à favoriser des changements de combustible, avec un passage à une production d'électricité à partir de gaz naturel.

Pétrole

Le prix du pétrole poursuit son ascension, atteignant en valeur moyenne pour le mois de mai une valeur supérieure à 120 \$ par baril.



Sophie Gabriel/F. Thais