

Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie

Période 2007 et hiver 2007/08

Dixième édition, Novembre 2008

en collaboration avec



C/M/S/ Bureau Francis Lefebvre

vaasa **ett**



Table des Matières

Une vision stratégique des marchés du gaz et de l'électricité en Europe	2
---	---

Concurrence dans le secteur de l'électricité	11
La production d'électricité	11
Les marchés de gros de l'électricité	22
Les marchés de détail de l'électricité	28

Concurrence dans le secteur du gaz	36
L'amont gazier	36
Le GNL	42
Les marchés de gros du gaz	46
Les marchés de détail du gaz	50

Infrastructures et activités régulées	56
Le transport de l'électricité	56
La distribution de l'électricité	61
Le transport du gaz	68
Le stockage du gaz	71
La distribution du gaz	74

Energies durables et changement climatique	77
--	----

Performance financière et stratégie des acteurs	85
---	----

Glossaire	91
-----------	----

Codification des pays et autorités du secteur de l'énergie	94
--	----

Equipe et Contributeurs	95
-------------------------	----

Graphiques		Encarts pays	
1.1 Pointe de demande, capacité installée et mix énergétique (2007)	11	Royaume-Uni	12
1.2 Marge réelle de production en période de pointe vs. marge théorique (2007)	13	Europe de l'Est	37
1.3 Panorama européen des projets de nouvelles capacités de production, en MW (2007)	14	Italie	39
1.4 Parts de marché des producteurs d'électricité (2007)	17	France	45
1.5 Projets de capacités nucléaires dans le monde (à septembre 2008)	18	Espagne	48
1.6 Coûts comparés de production de l'électricité (US\$/kWh), projection à 2010	21	Danemark	62
2.1 Prix des commodités (2007 et s1 2008)	22	Allemagne	68
2.2 Evolution des prix spot moyens	23	Suisse	69
2.3 Prix spot de l'électricité	23	Belgique	73
2.4 Panorama européen des bourses d'échange d'électricité (2007)	24	Pays Bas	75
2.5 Maturité des bourses et évaluation de leur développement à l'étranger	25	Suède	81
2.6 Prix spot de l'électricité sur les marchés continentaux	27		
3.1 Taille des marchés de l'électricité – I&C et particuliers (2007)	28	Encarts thématiques	
3.2 Prix de l'électricité – segment I&C (s2 2007)	29	Quel avenir pour le charbon ?	15
3.3 Prix de l'électricité – segment des particuliers (s2 2007)	30	Amélioration continue des processus : une approche flexible pour l'excellence opérationnelle	19
3.4 Contrôle des prix de détail de l'électricité (à fin 2007)	30	Comment les industriels sécurisent-ils leur approvisionnement en électricité à des prix compétitifs ?	20
3.5 Taux annuel de changement de fournisseur d'électricité (2007)	31	Marchés de l'énergie et réglementation des marchés financiers	26
3.6 Parts de marché des commercialisateurs d'électricité (2007)	33	Augmentation de la mobilité des clients sur les marchés de l'électricité en Europe	32
4.1 Production intérieure de gaz vs. importations (2007)	36	Le coût du service à la clientèle	34
4.2 Réserves prouvées de gaz (2007)	37	Maîtrise de la demande d'électricité : comment l'Europe pourrait économiser des gigawatts, des milliards d'euros et des millions de tonnes de CO ₂	35
4.3 Panorama européen des importations de gaz naturel par gazoducs et principaux projets d'infrastructures (2007)	38	Nouveaux entrants sur les marchés de détail : comment relever le défi de l'intégration amont-aval ?	51
4.4 Panorama des gazoducs et oléoducs dans la région du Caucase (2007)	40	Surmonter la crise du crédit au Royaume-Uni	53
4.5 Production de gaz naturel d'une sélection de compagnies et part de leurs réserves située en Europe (2007)	41	La séparation patrimoniale dans l'électricité	56
5.1 Panorama européen des terminaux de GNL et sources d'importations (2007)	42	EMIX	63
5.2 Importations de GNL en Europe (2007)	43	Les tendances en matière de réseau intelligent	65
6.1 Prix spot du gaz	46	Le comptage intelligent	66
6.2 Panorama européen des bourses d'échange de gaz (2007)	47	La séparation patrimoniale dans le gaz	70
6.3 Modalités de passage des ordres de trading, Juillet 2007 vs. Août 2006 (entre parenthèses, l'année précédente)	49	La mise en oeuvre du paquet "énergie-climat"	79
7.1 Taille des marchés du gaz – I&C et particuliers (2007)	50	Intérêt des politiques pour le stockage du CO ₂	83
7.2 Parts de marché des commercialisateurs de gaz (2007)	52	Boitiers de contrôle de la consommation d'énergie : « Energy box »	84
7.3 Prix du gaz naturel – segment I&C (s2 2007)	54	Profits inespérés pour les Utilities issus des allocations gratuites de quotas de CO ₂	85
7.4 Prix du gaz naturel – segment des particuliers (s2 2007)	55		
7.5 Contrôle des prix de détail du gaz naturel (à fin 2007)	55		
8.1 Les GRT électriques en Europe (2007)	57		
8.2 Investissements annuels des 14 principaux GRT d'Europe continentale dans les infrastructures nationales et transfrontalières	57		
8.3 Niveaux et composition des tarifs de transport de l'électricité (2007)	58		
8.4 Panorama européen des niveaux d'interconnexion, goulets d'étranglement et projets prioritaires européens d'infrastructure (2007)	58		
8.5 Panorama européen des GRT et gestion des congestions (2007)	59		
9.1 Panorama européen des GRD électriques (2007)	61		
9.2 Unbundling des GRD électriques (à Janvier 2008)	62		
9.3 Cadre de régulation économique pour les GRD dans une sélection de pays européens (2007)	63		
9.4 Coûts de distribution par client (2007)	64		
10.1 Panorama européen du stockage de gaz naturel (2007)	71		
10.2 Capacités de stockage de gaz naturel (2007)	72		
10.3 Projets de capacités de stockage de gaz naturel	72		
11.1 Panorama européen des GRD gaziers (2007)	74		
11.2 Taux de pénétration du gaz auprès des consommateurs d'électricité (2007)	75		
11.3 Evaluation du tarif de distribution moyen pour les petits commerces et les particuliers (2007)	76		
11.4 Régime de régulation économique de la distribution de gaz naturel (2007)	76		
12.1 Objectifs 3x20 européens de lutte contre le changement climatique à horizon 2020	77		
12.2 Objectifs renouvelables et réduction des émissions de GES des Etats Membres à horizon 2020	78		
12.3 Prix des quotas de CO ₂	80		
12.4 Développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité	82		
13.1 Les sociétés du panel et leurs principales caractéristiques (2007)	86		
13.2 Evolution de la rentabilité (2007)	87		
13.3 Evolution des investissements totaux rapportés au chiffre d'affaires (1990-2007)	88		
13.4 Exemples de plans d'investissements (2007)	88		
13.5 Performance du secteur des Utilities rapporté au DJ EuroStoxx50 (base 1 au 1 ^{er} janvier 1995)	89		
13.6 Performances boursières sectorielles (2007)	89		
13.7 Comparaison des "Trésors de Guerre"	90		

Une vision stratégique des marchés du gaz et de l'électricité en Europe

Éditorial de Colette Lewiner

Avant de rédiger cet éditorial, j'ai relu celui que j'avais écrit l'année passée. Un exercice bien enrichissant. Je me suis aperçue qu'un grand nombre de prévisions que j'avais faites à l'époque se sont avérées exactes ; en effet, la plupart des tendances que nous avions décelées se sont confirmées durant l'année, mais je me suis montrée trop optimiste en ce qui concerne l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et la croissance de la concurrence sur les marchés de détail.

Nous estimons que la volatilité des prix du pétrole est l'événement le plus marquant des 12 derniers mois

Dans notre précédent rapport, nous concluons sur ces mots : « *La situation globale n'est pas brillante et il est clair que si l'économie mondiale ne connaît pas de récession, l'équilibre offre/demande pour le pétrole conventionnel sera de plus en plus difficile à réaliser.* » et, plus loin, « *des pics de prix du pétrole ne sont pas à exclure au cours des prochains mois* ». Cette analyse s'est vérifiée. Le prix du pétrole brut est passé de 70 \$ le baril en juillet 2007 à quasiment 150 \$ en juillet 2008. Il s'est maintenu dans une plage de 90 à 150 \$ durant le premier semestre 2008.

Ce niveau de prix est indicatif des tensions que nous avons examinées en détail lors de nos précédentes éditions de l'Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie (OEME) entre, d'une part, la forte et rapide poussée de la demande mondiale, particulièrement de la part des pays émergents, et, de l'autre, les craintes que la production ne soit pas en mesure de la satisfaire. Ces goulets d'étranglement en matière de croissance de la production sont dus à divers problèmes techniques et économiques :

- L'inflation des coûts des matières premières et le manque de personnels qualifiés ont entraîné une hausse des coûts de production sur les champs existants,

- Les champs matures sont en voie d'épuisement,
- Le coût des nouveaux projets d'exploration ne cesse d'augmenter,
- Les champs récemment découverts¹ sont très difficiles à exploiter ; il faudra des années avant qu'ils ne puissent produire du pétrole.

Au-delà de ces questions de « sous-sol », les problèmes de « surface » aggravent les tensions : la politique nationaliste de certains pays producteurs s'est accentuée, induisant des tensions géopolitiques, le dollar US a continué à se déprécier par rapport à la plupart des principales devises – réduisant d'autant le pouvoir d'achat réel du baril de pétrole – et la spéculation sur les prix du pétrole a été forte. Tous ces facteurs ont contribué à cette hausse.

Récemment, les prix du pétrole sont repartis à la baisse. En premier lieu, la pression de la demande s'est réduite. Au mois de juin 2008, afin de freiner, certains pays émergents ont décidé de réduire leurs subventions internes en matière d'essence. Les prix ont augmenté de 29 % en Indonésie, de 16 % en Chine et de 10 % en Inde. Face à la hausse des prix de l'énergie et inquiets de l'éventualité d'une récession économique, les consommateurs aux États-Unis et dans d'autres pays occidentaux ont réagi en réduisant leur consommation. Ainsi, aux États-Unis, la consommation de pétrole a-t-elle diminué de 3,8 % durant le premier semestre 2008. Cette situation a conduit l'AIE à revoir à la baisse ses prévisions en matière de croissance mondiale de la demande².

Du côté de l'offre, l'Arabie Saoudite a accru sa production de 500 000 barils par jour aux mois de mai et juin 2008. De plus, le dollar US s'est renforcé et la spéculation a reculé. Les prix du pétrole ont baissé, passant sous les 70 \$ en octobre, soit en dessous de leur niveau de janvier 2008.

Les banques centrales ont bien accueilli cette baisse car elle réduisait les risques d'inflation. Dans le contexte d'une aggravation du resserrement du crédit, elles doivent rapidement prendre des décisions avec deux objectifs différents. D'une part, procéder à des injections massives de liquidités au sein des marchés afin d'éviter un effondrement du système financier et d'autre part, maîtriser l'inflation, dommageable pour l'économie à plus long terme. La baisse des prix du pétrole leur laisse une marge de manœuvre, pour prendre des décisions audacieuses. Les institutions financières vont donc essayer de pousser les prix du pétrole à la baisse.

Cependant, les prévisions de croissance de la production des pays hors OPEP ont été revues à la baisse par l'AIE qui les a fixées à 270 000 barils par jour, soit moins d'un tiers du million de barils envisagé au début de l'année. Lors de sa conférence de septembre, l'OPEP a décidé de réduire sa production globale de pétrole de 520 000 barils jour. Dans son rapport mensuel d'octobre 2008, l'OPEP prévoit en 2007, une baisse de la demande des pays de l'OCDE de 890 000 barils jour et une croissance globale de la demande en 2009 de 760 000 barils jour contre 600 000 barils jour en 2008.

Il est donc actuellement difficile de prévoir où se situeront les prix du pétrole au cours des prochains mois.

Quelles conclusions tirer quant à l'avenir ?

- Les investissements à long terme dans les projets d'exploration exigent une stabilité des prix du pétrole et la volatilité des prix accroît les risques liés à ces investissements,
- Une baisse importante des prix du pétrole ferait que les projets coûteux ne seraient plus financièrement viables. Selon l'une des Majors pétrolières, le prix de 90 \$ le baril constituerait un seuil en dessous duquel la production de pétrole extra lourd issu des sables pétrolifères

1 : Le champ de Tupi dans la baie de Rio (Brésil) a été la découverte la plus importante au cours de l'année écoulée ; on estime qu'il contient de 5 à 8 milliards de barils de pétrole. Il est situé à 250 km de la côte. Le gisement se trouve à 7 000 mètres sous le niveau de la mer ; sous une nappe d'eau de 2 000 mètres d'épaisseur et une même hauteur de sel sous haute pression et température.

2 : Prévision de l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) : en 2008, la demande devrait atteindre 86,8 mb/j, en augmentation de 0,8 % (0,7 mb/j) par rapport à 2007 ; elle reste cependant inférieure de 0,1 mb/j à celle précédemment estimée. Les prévisions pour 2009 s'établissent à 87,6 mb/j, soit une croissance de 1,0 % sur 12 mois, inférieure de 0,14 mb/j aux précédentes estimations.

canadiens ne générerait pas un retour sur investissement satisfaisant. En même temps, l'extraction de ce pétrole lourd est nécessaire pour le futur et les investissements doivent être engagés dès à présent,

- Même si les économies des pays occidentaux venaient à ralentir, voire à entrer en récession, réduisant ainsi leur consommation de pétrole, cela ne permettrait pas de compenser la croissance forte de la consommation des pays en développement,
- Les difficultés techniques pour remplacer la production pétrolière actuelle par celle issue de nouveaux gisements devraient perdurer,
- Il y a malheureusement peu d'espoir de voir diminuer les tensions géopolitiques entre certains pays producteurs de gaz et de pétrole, notamment la Russie et l'Iran, et les pays occidentaux importateurs.

Avec un dollar en hausse et la récession économique qui se profile, les prix du pétrole devraient baisser à court terme. A long terme, les tensions évoquées ci-dessus demeureront et pousseront les prix à la hausse.

Peu de progrès quant à la question cruciale : « Comment répondre à la demande énergétique européenne tout en réduisant les émissions de CO₂ ? »

D'importants investissements dans les infrastructures énergétiques sont nécessaires

Afin de satisfaire la croissance prévue de la demande énergétique et de remplacer les infrastructures vieillissantes, d'importants investissements sont nécessaires. Avec un taux de croissance économique mondial de 2 %, il faudrait investir mondialement environ 22 000 milliards dans les infrastructures énergétiques (pétrole, gaz et électricité) entre 2006 et 2030³, dont la moitié pour les pays en développement.

Dans les précédentes éditions de notre Observatoire, nous avons estimé qu'en Europe des investissements de l'ordre de 1 000 milliards d'€ étaient nécessaires dans

les infrastructures gazières et électriques. Nous avons tiré la sonnette d'alarme et prévenu que, faute d'un programme de construction ambitieux, la sécurité d'approvisionnement énergétique se trouverait menacée. Depuis, la hausse des prix des matières premières et la difficulté à trouver des ressources humaines qualifiées ont tiré vers le haut le montant des investissements, tout en retardant la date d'entrée en service de certaines centrales, réseaux électriques et gazoducs pourtant nécessaires. Nous reviendrons sur cette question plus loin.

Parvenir à construire ces infrastructures dans les temps constitue déjà un défi considérable. L'obligation de réduction des émissions de CO₂ pour lutter contre le changement climatique rend ce défi beaucoup plus complexe. Ainsi, il ne suffit pas de réaliser ces investissements dans les temps, encore faut-il qu'ils correspondent au « bon » mix énergétique.

Sommes-nous sur la bonne voie ?

La réduction des émissions de CO₂ :

Grâce à son système d'échange de quotas (ETS – un système d'échange et de plafonnement en matière de droits d'émission de CO₂) mis en œuvre dès 2006, l'Union Européenne est une région pionnière. De nombreuses mesures basées sur ce système ont ainsi été mises en œuvre. Au mois de mars 2007, les États membres se sont accordés sur un objectif de réduction des émissions de CO₂ de 20 % d'ici à 2020, associé à une réduction de la consommation d'énergie de 20 %, tout en s'engageant à atteindre 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. Au début 2008, l'ETS a été réformé ; il autorise désormais le report des certificats d'émission non utilisés de la Phase II (2008-2012) à la Phase III (2013-2020). Cette modification est dans la droite ligne des propositions de notre précédente édition. En outre, au cours du premier semestre 2008, tous les États membres de l'UE ont finalisé leurs négociations avec la Commission européenne (CE) sur les Plans Nationaux d'Allocation des Quotas (PNAQ) d'émission de CO₂ pour la Phase II (2008-

2012), plus restrictifs que pour la Phase I. Ils représenteront un total de 2 082 millions de tonnes de CO₂ par an, alors que durant la Phase I (2005-2007) ils s'établissaient à 2 298 Mt/an. Les effets combinés de l'ensemble de ces mesures ont entraîné une augmentation de la valeur des certificats d'émission de CO₂, de 0,05 € la tonne à la fin 2007 à environ 23 € la tonne en septembre 2008. Il convient cependant de signaler que même si les prix du CO₂ ont fait un bond, l'on n'a pas encore observé de report de la production d'électricité au charbon vers celle au gaz.

Ces mesures vont dans le bon sens mais ne seront sans doute pas suffisantes pour atteindre les objectifs 2020.

C'est d'ailleurs pour cela que la CE a proposé un « paquet énergie-climat » en janvier 2008. Celui-ci est considéré comme une des priorités de la Présidence française de l'Union européenne durant le second semestre 2008. Il propose d'étendre les quotas d'émission aux autres gaz à effet de serre que le CO₂ durant la Phase III (2013-2020), il imposera une très forte réduction des émissions globales, y compris dans des secteurs qui échappent actuellement au système de l'ETS, et imposera une augmentation considérable de la part des énergies renouvelables (EnR) dans l'offre énergétique totale. Il prévoit aussi les changements suivants de l'ETS :

- Une réduction progressive du plafond des droits d'émission de l'ETS, passant de 2 082 millions de tonnes par an durant la Phase II (2008 à 2012) à 1 720 millions d'ici à la fin de la Phase III (2013-2020),
- À partir de 2013, 100 % des droits d'émission seront vendus aux enchères au secteur de la production électrique qui, pour le moment, les obtient en grande partie gratuitement. Ce changement entraînera pour les opérateurs un surcoût de plusieurs milliards d'€, qui se verra certainement répercuté sur les tarifs de l'électricité. Les recettes générées par ces enchères ne seront que partiellement réaffectées aux projets de Recherche & Développement en matière de changement climatique,

3 : Rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), novembre 2007

- Durant la Phase III, les certificats acquis par le biais du « Mécanisme pour un développement propre »⁴ ou par celui de la « Mise en œuvre conjointe »⁵ seront soumis à des contrôles beaucoup plus stricts.

Ces propositions du paquet « énergie-climat » ont soulevé un certain nombre d'inquiétudes et de protestations au sein des milieux industriels ainsi que chez les politiques. Ils craignent que l'industrie soit contrainte à délocaliser sa production européenne vers des pays offrant des conditions plus souples, ce qui entraînerait la perte de nombreux emplois (« la fuite de carbone »). De plus, certains pays d'Europe de l'Est, en particulier la Pologne, s'opposent à ce plan, considérant qu'il compromettrait leur développement économique.

De toute façon, les délais seront bien courts pour que ce paquet « énergie-climat » puisse être adopté avant les prochaines élections au Parlement européen de juin 2009.

« **Windfall profits** » (profits inespérés) : En 2007, les prix de gros de l'électricité sur plusieurs bourses d'échange ont reflété le coût total des certificats d'émission de CO₂ alors que ceux-ci ont été majoritairement attribués gratuitement. Ceci a constitué un « profit inespéré » pour les producteurs ayant bénéficié d'allocations gratuites car ils les ont fait payer aux consommateurs à travers l'augmentation des prix de gros.

Le calcul de tels profits dépend des méthodes d'évaluation et des hypothèses sous-jacentes (par exemple le pourcentage de certificats alloués gratuitement, le prix des certificats d'émission, etc.). Nous estimons que, pour la seule année 2007, les deux principaux opérateurs allemands, E.ON et RWE, ont pu accroître leurs bénéfices de 5 milliards d'€. De nombreux pays européens, notamment le Royaume-Uni et la Belgique s'en sont émus et ont proposé de taxer ces profits. Ils s'inquiètent également de leur effet sur l'augmentation des prix de détail de l'électricité, les

budgets des ménages étant déjà lourdement grevés par celle de l'alimentation, de l'essence et du chauffage domestique au moment où un ralentissement économique, voire une récession, pointe à l'horizon.

En Allemagne, VIK, la puissante organisation des utilisateurs d'électricité, s'est plainte car en 2005 les consommateurs allemands avaient déboursé 5 milliards d'€ pour une réduction réelle de 9 millions de tonnes de CO₂, soit 550 € par tonne d'émissions en moins, « l'équivalent de 10 €/MWh [de plus] de bénéfices que les opérateurs récupèrent au détriment de leurs clients sans leur fournir le moindre service en retour. »

Le débat est loin d'être clos. Il ne s'achèvera que si le paquet « énergie-climat » est adopté, car il prévoit la vente aux enchères de droits d'émission de CO₂ pour la Phase III (2013-2020).

Où en sommes-nous actuellement ?

En dépit des réglementations, présentes comme futures, il est décevant de voir que l'Europe n'est pas en bonne voie pour atteindre ses objectifs en 2020. Par exemple, les émissions de CO₂ sont restées stables en 2007, et n'ont pas diminué comme espéré !

La situation est pire au niveau mondial⁶ : on s'attend en effet à voir les émissions augmenter de 46 % d'ici à 2030.

Cette tendance inquiétante doit être inversée. Des mesures énergiques doivent être prises pour :

- Favoriser les mesures d'économies d'énergie,
- Développer de façon durable les énergies renouvelables,
- Mettre au point les technologies de Capture et Séquestration du CO₂ (CSC) et,
- Soutenir l'actuelle renaissance du nucléaire.

Économies d'énergie : En 2007, les pays de l'UE ont bénéficié d'une météo estivale

et hivernale clémente. La consommation d'électricité y a pourtant continué de croître de 0,9 % sur douze mois, bien que ce rythme soit inférieur à celui des précédentes années. La consommation de gaz a légèrement fléchi (-1,6 %). La consommation primaire d'énergie de tous types s'est réduite d'un infime 0,15 % dans les 25 pays de l'UE.

Ces chiffres démontrent que, pour la première fois depuis bien longtemps, la tendance commence à s'inverser ou du moins que la croissance de la demande d'énergie a marqué une pause. Hors le scénario d'un hiver anormalement froid, cette tendance se confirmera sans doute en 2008, la demande d'énergie allant en décroissant du fait des prix élevés et du ralentissement économique.

Bien que nous avançons dans la bonne direction en ce domaine, l'objectif d'une réduction de la demande de 20 % semble très ambitieux.

Nous nous trouvons dans une situation critique, mais nous avons des raisons d'espérer :

- Au cours de l'année dernière, certains responsables politiques européens ont décidé de mesures intéressantes. Par exemple :
 - Au mois d'août 2007, les ministres allemands se sont entendus sur un programme en 30 points visant à réduire de 35 % les émissions de CO₂ d'ici à 2020 par rapport au niveau de 1990. La réduction de la demande énergétique et des émissions de CO₂ devrait provenir des secteurs automobile et industriel, des bâtiments publics et des résidences privées,
 - En France, un vaste débat s'est déroulé lors du « Grenelle de l'environnement » du mois d'octobre 2007. Suite à cette large consultation, le Parlement français a adopté différentes mesures en matière d'isolation des bâtiments et diverses autres visant à encourager l'utilisation de moyens de transports émettant moins de CO₂,

4 : Le Mécanisme pour un Développement Propre (MDP) est un dispositif prévu dans le protocole de Kyoto autorisant les pays industrialisés ayant pris un engagement en matière de réduction des gaz à effet de serre (nommés les pays de l'annexe 1) à investir dans des projets de réduction des émissions dans les pays en développement pour acquérir des droits d'émission.

5 : Le mécanisme de Mise en Œuvre Conjointe (MOC) est un dispositif en vertu du protocole de Kyoto permettant aux pays de l'annexe 1 de gagner des unités de réduction d'émission en participant à des projets de réduction des émissions au sein d'autres pays de l'annexe 1.

6 : Rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), novembre 2007

- Le gouvernement danois a obtenu un vaste consensus parlementaire au mois de février 2008 portant sur une réduction de la consommation d'énergie brute de 20 % d'ici à 2011, par rapport à 2006. D'ici à 2010, le gouvernement prévoit également un financement de 1 milliard de couronnes danoises (soit 135 millions d'€) en faveur de la Recherche & Développement en matière d'énergies renouvelables,
- En septembre 2008, le premier ministre du Royaume-Uni a dévoilé un paquet énergie de 1 milliard de £ (1,26 milliard d'€) financé par les « big 6 » (les six principales sociétés énergétiques) actives dans le pays. Il est conçu pour aider les familles à faible revenu à effectuer les travaux de rénovation, apportant ainsi des bénéfices de long terme sur la réduction de la consommation, et donc la facture énergétique. Les subventions à l'isolation constituent l'une des mesures phares de ce paquet.
- Le public se montre de plus en plus sensible à l'idée du développement durable. Il commence à modifier ses comportements. Par exemple, les petites voitures hybrides et les voitures électriques sont de plus en plus populaires,
- Tel est également le cas des dirigeants d'entreprise qui accordent désormais la priorité au développement durable. Ils devraient commencer à prendre des dispositions en ce sens⁷,
- Des équipements innovants visant à limiter la consommation d'énergie, et donc les émissions de CO₂, sont en cours de développement ou de commercialisation. Par exemple, les LED (Light Emitting Diodes) ne consomment qu'une infime partie de l'électricité qu'utilisent des ampoules incandescentes équivalentes,
- Certains opérateurs sont en train de lancer des programmes de maîtrise de la demande afin d'inciter leurs clients à réduire leur consommation. Ces programmes, rendus possibles grâce à des

dispositifs innovants tels que les compteurs intelligents, permettent d'économiser des quantités appréciables d'énergie et de réduire les émissions de CO₂.

Quoi qu'il en soit, à eux seuls, ces signes positifs ne sont pas suffisants. Les pays développés doivent prendre des mesures d'économies d'énergie plus draconiennes. Des financements plus importants devraient être affectés à la recherche fondamentale et appliquée, dans des domaines tels que l'énergie solaire, la séquestration et le stockage de CO₂, la production de biocarburants de 2nde génération, les centrales nucléaires de 4^e génération, etc.

Des mesures adaptées, y compris celles renforçant l'efficacité énergétique, doivent être définies pour les pays en développement, tout en gardant bien à l'esprit le fait que leur consommation d'énergie et leurs émissions de CO₂ par personne demeurent très faibles et qu'ils souhaitent, à juste titre, améliorer leur niveau de vie. Il faudrait qu'ils utilisent les différentes innovations technologiques disponibles sur le marché pour limiter la hausse de leurs émissions de CO₂.⁸

La lutte contre le changement climatique constitue un défi à l'échelle planétaire. Si les pays gros émetteurs de CO₂ (États-Unis, Russie, Japon, Inde et Chine) ne limitent pas leurs émissions, les efforts menés par l'UE ne sont qu'une goutte d'eau dans la mer, tout en portant atteinte à sa compétitivité globale.

Développement des énergies renouvelables (EnR) : Les investissements dans les énergies renouvelables croissent à un rythme soutenu.

Au niveau mondial, les investissements ont été de 112 milliards de \$⁹ en 2007, soit une augmentation de 41 % par rapport à 2006. Le secteur continue à privilégier l'énergie éolienne, avec 20 GW de nouvelle capacité installée en 2007. Le solaire poursuit sa croissance rapide, certes à partir d'un niveau relativement faible. On estime que les investissements mondiaux en ce

domaine ont atteint environ 20 milliards de \$ en 2007.

En Europe, les EnR, l'éolien en particulier, ont contribué en 2007 à l'augmentation de la capacité de production à hauteur de 8,3 GW. Elles représentent maintenant 9 % de la capacité de production en Europe.

Aujourd'hui, le coût de l'électricité générée par les parcs d'éoliennes est bien plus élevé que celui de nombreuses autres sources d'énergie existantes. En France, elle coûterait environ deux fois plus que celle d'origine nucléaire. Le coût de l'énergie solaire est encore supérieur. C'est pour cela que le développement de ces deux nouveaux types d'énergie dépend en grande partie des mesures d'incitation financière. Des pays comme l'Espagne, le Danemark et l'Allemagne, qui ont une part significative d'EnR dans leur capacité de production, ont établi des réglementations de long terme, accompagnées de mesures d'incitation, contraignant par exemple les opérateurs électriques à acheter de l'électricité EnR à un prix élevé. Ces opérateurs répercutent en général ce coût supplémentaire sur le consommateur final.

Affecter des fonds d'amorçage à des équipements innovants est parfaitement compréhensible, en revanche subventionner des énergies coûteuses sur le long terme l'est moins. Ce modèle de développement n'est pas durable car les politiques des gouvernements concernés peuvent changer dans le temps. Ainsi, et même si l'énergie éolienne continue de se développer au cours des prochaines années, il est évident que ce mouvement ne pourra être durable à long terme. Le cas de l'énergie solaire n'est pas le même. Bien que cette EnR soit plus coûteuse que l'éolien, elle dispose d'un potentiel d'évolution technologique bien supérieur, tant en termes de rendement énergétique (nouvelles matrices pour les cellules photovoltaïques) qu'en termes de processus et de techniques de fabrication. Ces deux formes d'énergie ne sont pas programmables et posent de nombreux problèmes aux opérateurs de réseaux pour le raccordement de ces centrales au réseau

7 : <http://www.us.cappgemini.com/PlattsStudy/>

8 : L'étude de Capgemini sur la « Maîtrise de la Demande Énergétique », réalisée avec VaasaETT et Enerdata, démontre que si ces programmes étaient mis en œuvre activement, ils pourraient permettre de réaliser 25 à 50 % des cibles 2020 de l'UE en matière d'économies d'énergie et de réduction des émissions de CO₂.

9 : Source : Rapport 'EFI' et 'New Energy finance'

et pour l'équilibre instantané entre l'offre et la demande d'électricité. De plus, les opérateurs ne peuvent compter sur ces capacités installées pour fournir l'électricité requise lors des périodes de pointes car en cas d'absence de vent, il n'y a pas de production d'électricité !

Mise au point des technologies de charbon « propre » : La Capture et Séquestration du CO₂ (CSC) permet de séparer le dioxyde de carbone dans la centrale puis de le transporter et le stocker. Depuis longtemps, les producteurs misent sur ces technologies pour faire du charbon une source d'énergie ne contribuant pas au changement climatique.

De nombreux opérateurs ont lancé des programmes de construction de centrales à charbon recourant à cette technologie. En septembre 2008, Vattenfall a inauguré en Allemagne orientale une centrale de ce type, d'une puissance de 30 MW. Selon cette société, ce projet de 70 millions d'€ constitue un important jalon vers une utilisation élargie de la technologie CSC. D'autres opérateurs, tels que E.ON et l'Enel, envisagent également d'investir des millions d'€ dans des prototypes industriels.

Cependant, l'expérience de British Petroleum a mis en relief la complexité de tels projets. Au mois de mai, BP a en effet dû abandonner son projet de construction d'une centrale de ce type en Australie, ayant décelé certains problèmes géologiques interdisant le stockage de CO₂ à long terme.

Aujourd'hui, les installations de capture de CO₂ des centrales à charbon réduisent fortement leur rendement, doublant quasiment le coût de l'électricité produite, et ce, sans compter les coûts de transport et de stockage.

Davantage de travaux de recherche sont nécessaires afin de mettre au point ces techniques. Il est évident que seul un prix très élevé et stable des certificats d'émission pourrait faire que ces projets soient économiquement viables.

En attendant, les opérateurs rénovent leurs centrales à charbon pour augmenter leur rendement à 50 %.

Renaissance du nucléaire : Après des dizaines d'années de « traversée du désert », l'énergie nucléaire qui est une source énergétique importante, connaît actuellement un regain d'intérêt.

On compte quelque 439 réacteurs en fonctionnement dans le monde, 34 sont en cours de construction alors qu'environ 320 nouveaux projets sont prévus à travers le monde. L'AIEA¹⁰ considère qu'en 2030 la capacité des centrales nucléaires devrait s'établir entre 473 GW (soit 27 % de plus que les 372 GW actuels) et 748 GW.

On assiste à un nouvel « appétit » pour ce type d'énergie dans les « anciens » pays nucléaires comme dans les nouveaux, tant dans les pays développés que ceux en développement, dans ceux ayant des autorités nucléaires expérimentées comme dans ceux où elles n'existent pas encore et dans les pays possédant des opérateurs expérimentés comme dans ceux qui n'en n'ont pas.

Des conditions préalables à cette « renaissance » devront être satisfaites pour que son succès soit assuré sur le long terme.

Comme dans le cas de tout autre projet industriel de vaste échelle, la construction de centrales nucléaires comporte des risques multidimensionnels liés à des difficultés d'ordre technique, à des préoccupations contractuelles et environnementales, à la complexité de la réglementation, à la rareté des ressources humaines qualifiées et à l'opposition des communautés locales. Tous ces facteurs peuvent entraîner des retards de construction et des surcoûts qui devront être assumés par les différentes parties prenantes y compris les consommateurs finals.

De plus, le secteur nucléaire doit satisfaire à certaines exigences extrêmement strictes. Parmi celles-ci, les plus importantes sont¹¹ :

- Maîtrise de la prolifération nucléaire,
- Gestion de la sûreté durant toute la durée de vie des centrales, depuis leur conception, leur construction, leur conduite, le traitement des déchets radioactifs jusqu'à leur mise à l'arrêt et leur démantèlement,
- Maîtrise de projet d'une durée particulièrement longue et aux investissements très importants. Combinés, les délais de construction et la durée de vie des centrales dépassent largement le demi-siècle. Le coût d'une centrale de 1 600 MW s'établit entre 4 et 5 milliards d'€,
- Maintien d'une compétitivité financière de long terme fondée sur un cadre réglementaire stable et des modèles de gestion robustes,
- La réussite de la montée en puissance de l'outil industriel face à un renouveau aussi important que rapide, y compris la remise à niveau de l'ensemble de la chaîne des sous-traitants et le recrutement de ressources humaines compétentes,
- L'acceptation du public qui constitue un point sensible et complexe.

Dans les pays nucléaires existants, tout comme dans les « nouveaux », les gouvernements, les autorités locales, les institutions financières et surtout l'ensemble de la chaîne des acteurs industriels doivent s'organiser rapidement pour que cette « renaissance » du nucléaire soit un succès durable.

La sécurité d'approvisionnement

Nous avons déjà souligné qu'il fallait investir rapidement et de façon importante dans les infrastructures énergétiques européennes. De ce point de vue, il est encourageant de constater que, depuis le point bas de 2005, les Utilities ont repris leurs investissements.

Cependant, leur choix de mix énergétique pose problème. La majorité (58 %) des centrales prévues en Europe seront alimentées en combustibles fossiles, essentiellement par du gaz, et de ce fait émettront des quantités supplémentaires de CO₂. En outre, les investissements dans les

10 : AIEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique

11 : Point de Vue « How to sustain the nuclear renaissance » par Colette Lewiner et Alva Qian, Capgemini

EnR dont la production n'est pas prévisible ne permettent pas de garantir une production adéquate lors des périodes de pointes.

Ce choix en matière de mix énergétique, associé à la durée de construction de nouvelles centrales, aux retards apportés à leur mise en service et à la moindre disponibilité des centrales nucléaires françaises dues aux opérations de maintenance, explique pourquoi, en dépit de la hausse des investissements, la sécurité globale d'approvisionnement en électricité s'est dégradée en 2007.

Dégradation de la sécurité d'approvisionnement électrique

En dépit de conditions climatiques favorables, les marges réelles de capacité de production au sein de l'UCTE¹² qui prennent en compte les capacités de production non utilisables ou non disponibles, ont diminué de 7,6 % en 2006 à 5,3 % en 2007. Certaines situations inquiétantes sont à noter :

- En France, la marge réelle s'établit à - 5,7 %. Au Royaume-Uni, elle a chuté de 7,9 % en 2006 à 2,2 % en 2007. Même chose en Allemagne, avec une baisse de 4,4 à 2,0 %,
- Les pays de l'Europe centrale et de l'Est ont également de faibles marges : Hongrie (-8,3 %), Slovaquie (-11,2 %), Slovénie (-21,5 %) et Lettonie (-25,9 %). Ces pays ont dû faire face à de sérieux problèmes d'approvisionnement liés à d'importants travaux de maintenance (Bulgarie et Slovaquie) ainsi qu'à une baisse de la capacité de production.

Certains pays ont cependant pu maintenir leur marge réelle de production à un niveau élevé. C'est le cas pour l'Autriche (+26,3 %), la Norvège (+11,8 %) et la Lituanie (+17,1 %).

On peut remarquer que si les marges théoriques de capacité de production ont augmenté, les marges réelles n'ont pas suivi. Comme nous l'avons vu ci-dessus, ceci s'explique en partie du fait de l'augmentation de la part croissante de l'énergie éolienne dans la capacité installée.

Cette nouvelle dégradation de la sécurité d'approvisionnement électrique, malgré les améliorations constatées en 2006, ne fait que renforcer notre message sur la nécessité d'accroître les investissements dans les infrastructures énergétiques et de faire le bon choix en matière de mix énergétique !

Sécurité d'approvisionnement en gaz : les tendances de l'année dernière se confirment

Dans l'éditorial de l'année dernière, nous écrivions : « On peut aisément prévoir que la bataille UE/Russie pour le contrôle de l'approvisionnement en gaz et de sa chaîne de valeur ne fait que débiter. » C'est là une question essentielle car, en 2030, la part du gaz en provenance de Russie pourrait représenter jusqu'à 50 % de l'approvisionnement total de l'Europe, avec une dépendance très variable d'un pays à l'autre. Ainsi pour la Finlande et de nombreux pays d'Europe de l'Est, elle dépasserait 80 %.

Cette « bataille » s'est poursuivie au cours des 12 derniers mois à travers notamment le contrôle des gazoducs :

- La Russie est parvenue à finaliser de nouveaux engagements pour le projet de gazoduc « Southstream » lancé en 2006 par Gazprom et l'Eni (Italie),
- Gazprom s'est récemment entendue avec le Kazakhstan et le Turkménistan sur la construction d'un nouveau gazoduc le long de la côte de la Mer noire,

Tous ces accords viennent affaiblir le projet Nabucco financé par l'Europe, qui pourrait bien ne plus avoir assez de gaz à transporter.

- Gazprom a pris le contrôle conjoint de diverses sociétés de gazoducs locales en Serbie et en Biélorussie,
- Gazprom a aussi consolidé sa présence sur l'ensemble de la chaîne de valeur en se renforçant sur les marchés de détail dans de nombreux pays européens, comme l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie et la France.

Tandis que Gazprom intensifie sa mainmise sur les gazoducs transfrontaliers, sa domination du secteur gazier russe semble

se réduire. Les régulateurs de la Russie ont annoncé qu'ils allaient sanctionner financièrement Gazprom pour avoir limité l'accès d'un producteur de gaz indépendant à son réseau de gazoducs. L'unbundling – la séparation de propriété – des réseaux aura-t-elle lieu en Russie avant l'Europe ?

La récente guerre en Géorgie compromettant la stabilité de la région du Caucase où vivent d'importantes minorités russes (en Géorgie, Kazakhstan, Ukraine et Moldavie) est également inquiétante. Cette instabilité politique menace la sécurité d'approvisionnement en gaz car de nombreux pipelines et gazoducs traversent cette région sensible.

L'ensemble de ces faits vient renforcer notre message de l'année dernière : « L'Europe doit réduire sa dépendance vis-à-vis des approvisionnements en gaz russe. »

Pour mieux maîtriser la situation en matière d'approvisionnement en gaz, l'Europe devrait prendre les mesures suivantes :

- Accroître ses capacités de stockage : en 2007 la capacité de stockage de gaz en Europe s'est accrue d'environ 7 % pour atteindre quasiment les 80 milliards de m³. Plus de 59 milliards de m³ de capacité supplémentaire est prévue d'ici à 2015,
- Augmenter la fluidité des échanges au sein du marché européen afin de favoriser une plus grande mise en commun des ressources en cas de crise d'approvisionnement,
- Diversifier les sources d'approvisionnement en important davantage de gaz naturel liquéfié (GNL) qui ne représente actuellement que 7 % de la consommation totale de gaz en Europe. On estime que le GNL pourrait représenter de 15 à 18 % de ces approvisionnements d'ici à 2020.

Les mêmes tendances existent aux États-Unis et en Asie, où la demande en GNL ne cesse de croître pour combler l'écart croissant entre l'offre et la demande de gaz. Cela conduira à des tensions sur le marché du GNL d'ici à 2015¹³.

12 : UCTE : Union pour la coordination des transmissions électriques

13 : En 2015 devraient être mis en service un grand nombre de projets d'infrastructures de regazéification de GNL.

Le marché du GNL est de plus en plus dominé par les producteurs car les obstacles techniques ou contractuels aux arbitrages de destination ont considérablement diminué. Selon l'étude « Les terminaux de regazéification de GNL » commanditée par la Commission française de Régulation de l'Energie (CRE), le principal défi pour l'Europe est de mettre en place des conditions attractives pour ses terminaux afin d'attirer les cargaisons de GNL sur son territoire, en concurrence avec les États-Unis et l'Asie.¹⁴

Au cours de ces derniers mois, des progrès ont été réalisés vers la constitution d'un marché commun de l'électricité en Europe

Dans l'éditorial de l'année dernière, nous avons succinctement analysé le « 3^e paquet » proposé par la Commission européenne et particulièrement la proposition de séparation de propriété (« unbundling ») des réseaux. Nous avions conclu qu' : « À elle seule la séparation de propriété n'est pas suffisante (pour créer un marché véritablement libéralisé de l'énergie) ; d'autres mesures devraient être prises pour réaliser cet objectif. »

En fait, ce « 3^e paquet » n'a pas été adopté. Le Parlement européen a voté des textes différant de celui du compromis proposé par la Commission européenne (le 17 juin pour l'électricité et le 8 juillet pour le gaz). Le 10 octobre 2008, le Conseil des ministres de l'énergie est parvenu à un accord politique sur l'ensemble des mesures législatives concernant ce troisième paquet. Sur la base de cet accord politique, les positions communes du Conseil seront préparées.

Le rapprochement des textes de la Commission et du Parlement doit ensuite avoir lieu avec pour objectif d'arriver à un accord final avant la fin du mandat de la Commission à Pâques 2009.

Cet embrouillamini politique sur la séparation de propriété n'a pas empêché les acteurs du marché énergétique (les GRT¹⁵ et les Bourses d'échange) de conclure des accords permettant au projet de marché commun d'avancer. On constate ainsi une plus grande convergence des prix de gros de l'électricité entre les divers marchés européens.

- Le rythme de la consolidation des activités des Bourses d'échange s'accélère :
 - En décembre 2007, Powernext (France) et EEX (Allemagne) ont signé un accord de coopération portant sur leurs opérations spot et de contrats à terme (« futures »),
 - En mars 2007, l'OMEL (Espagne) et l'OMIP (Portugal) ont décidé de mettre en œuvre un marché ibérique unique de l'électricité (l'OMI) avant la fin 2007,
 - Belpex, le premier projet européen de couplage de marché a été lancé voici 2 ans. En juin 2007, un protocole d'entente a été signé pour l'élargir dès 2009 au Luxembourg et à l'Allemagne.
- Certaines grandes infrastructures sont entrées en service en 2007/2008 :
 - NorNed, le câble électrique sous-marin de 700 MW reliant la Norvège aux Pays-Bas est pleinement opérationnel depuis mai 2008,
 - Estlink HVDC, le câble électrique sous-marin de 350 MW reliant l'Estonie à la Finlande constitue la 1^e interconnexion entre les marchés baltes de l'électricité et ceux des pays nordiques,
 - La construction de la nouvelle ligne entre la Roumanie et la Hongrie devrait bientôt être achevée.
- Quelques autres projets ont également été approuvés ou proposés en 2008 :
 - Le renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Espagne, attendu depuis très longtemps,
 - TenneT (Pays-Bas) et National Grid (Royaume-Uni) ont décidé de construire l'interconnecteur BritNed,
 - L'Italie et l'Albanie ont également décidé de la construction d'un nouvel interconnecteur,

- Un projet de câble 50 MW reliant la Finlande et la Suède (Fenno skan 2) et un autre de 600 MW entre le Danemark et la Norvège (Skagerrak IIe) ont été soumis à l'approbation des différents gouvernements,
- En Irlande, le second interconnecteur vers le Royaume-Uni a été approuvé,
- RTE (France) et National Grid (Royaume-Uni) ont entamé des consultations sur une seconde interconnexion entre les deux pays.
- Trois des quatre opérateurs allemands (E.ON, RWE et Vattenfall) ont entamé récemment des négociations pour créer un réseau allemand unique de transport d'électricité qui serait séparé des opérateurs historiques,
- Les plans d'investissement des GRT sont ambitieux : Selon une étude récente de l'UCTE¹⁶, ils prévoient d'investir quelque 17 milliards d'€ dans leurs réseaux nationaux et leurs diverses interconnexions au cours des 5 prochaines années.

Tout ceci démontre que, même en l'absence du « 3^e paquet », les acteurs œuvrent volontairement à la création d'un marché de l'électricité fluide et libéralisé et qu'ils comptent procéder à des investissements !

Le paysage des Utilities évolue

Consolidation des marchés : Des fusions et acquisitions se sont concrétisées durant la période. Les fusions Gaz de France/Suez et Enel/Endesa, longtemps différées, se sont enfin réalisées. Dans les deux cas, leur finalisation a nécessité presque deux années, durant lesquelles les électriciens ont dû lutter contre les attitudes nationalistes de leurs gouvernements, convaincre leurs propres personnels et se soumettre aux exigences de l'UE en matière de cessions. Les actifs cédés ont été acquis par d'autres opérateurs : Distrigas par l'Eni et SPE par Centrica (tous deux en Belgique). Pour se conformer à la législation anti-trust de l'UE, l'Enel a dû revendre à E.ON ses actifs français, italien et polonais.

14 : <http://gttm.cre.fr/>

15 : GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport.

16 : Plan de développement des réseaux de transmission de l'UCTE (UCTE Transmission Development Plan), édition 2008.

Après cette longue et délicate période de gestation, GDF Suez s'est imposé comme l'un des acteurs « convergent » (gaz et électricité), avec des projets ambitieux. La Société a annoncé un plan d'investissement de 30 milliards d'€ sur les 3 prochaines années et rachète activement des actifs dans le gaz et l'électricité partout dans le monde.

Tout récemment, EDF a pris le contrôle de British Energy pour 12,4 milliards de £. EDF deviendra ainsi propriétaire de la quasi-totalité des centrales nucléaires britanniques et contrôlera la plupart des meilleurs sites pour en construire de nouvelles, ce qui lui permettra d'avoir une position dominante lors de la renaissance du nucléaire au Royaume-Uni.

Nous pouvons nous attendre à d'autres fusions et acquisitions pour l'année à venir, particulièrement celle entre Gas Natural et Union Fenosa qui devrait se concrétiser au second semestre 2009.

Comment le marché de l'électricité et du gaz va-t-il évoluer au cours des prochaines années ?

L'impact de la crise financière et économique actuelle : Il est probablement trop tôt pour évaluer pleinement l'impact de la crise financière et économique actuelle. Nous pensons que la résilience du secteur de l'énergie sera certainement supérieure à celle de nombreux autres secteurs mais cela ne signifie pas qu'il restera à l'abri des turbulences.

Durant cette crise, les recettes fiscales des gouvernements seront moindres et ils devront donc limiter leurs dépenses, par exemple en réduisant leurs subventions aux EnR. Ainsi, le gouvernement espagnol a-t-il déjà décidé de réduire ses mesures d'incitation en faveur du solaire. Les EnR ayant besoin d'être subventionnées pour être financièrement compétitives, de telles décisions pourraient compromettre leur croissance, particulièrement celle de l'éolien et du solaire.

Les Sociétés cotées pourraient voir la valeur de leurs actions chuter brutalement suite à des évaluations négatives des analystes ou à

des abaissements de leur notation. Dans la situation actuelle de crise financière, une baisse soudaine et forte du cours de leurs actions pourrait menacer leur survie. C'est ce qui s'est passé avec Constellation Energy qui, après avoir subi une chute de 70 % des ses actions en une seule journée, a conclu rapidement un accord de rachat par MidAmerican Energy, une société appartenant à Warren Buffet. Son prix a été fixé à 4,7 milliards de \$, soit moins de la moitié de ce que Florida Power and Light avait offert il y a tout juste 2 ans. EDF, qui possède 9,5 % de Constellation, prépare avec des fonds d'investissement une contre-offre.

De façon plus générale, cette crise devrait déclencher de nouvelles fusions et acquisitions (par exemple, la fusion annoncée d'Exelon/NRG Energy aux Etats-Unis). Les Sociétés n'ayant pas un bilan solide (en particulier les nouveaux entrants) seront particulièrement vulnérables.

À long terme : Dans une récente déclaration, le président de GDF Suez a considéré qu'actuellement le secteur des Utilities européen pouvait être scindé en trois catégories :

- La première est celle des très gros acteurs, les « consolidateurs » de dernier recours, dont EDF, GDF Suez et E.ON,
- La seconde comprend Iberdrola, RWE et l'Enel, toutes trois de taille suffisante pour jouer également ce rôle de consolidateurs,
- La troisième est constituée d'une vaste gamme de plus petites Utilities qui seront contraintes à former des partenariats avec de plus gros acteurs ou qui seront absorbées.

Les Utilities devront accélérer le rythme du changement de leurs business models

Durant la précédente période, les Utilities ont profité de prix de l'électricité élevés et ont parfois pu bénéficier de « profits inespérés » liés au système d'échange de quotas de CO₂ (ETS). Elles ont aussi commencé à investir leur trésor de guerre sur des projets de croissance interne ou externe.

Dans la perspective d'un ralentissement économique, elles se verront de plus en plus contraintes à réduire leurs prix. Les associations de consommateurs se plaindront de plus en plus de la hausse du prix de détail de l'électricité, érodant le pouvoir d'achat des ménages. Les politiques pourraient également réagir en plafonnant les prix ou en instaurant de nouvelles taxes. La concurrence entre les sociétés existantes et avec de nouveaux entrants devrait aussi s'intensifier.

Les Utilities devront s'adapter à ce nouveau paysage en s'efforçant d'atteindre l'excellence opérationnelle. Elles devront donc rationaliser leurs processus internes, simplifier leur organisation et accroître leur réactivité, tout en comparant sans cesse leurs résultats avec ceux des meilleures d'entre elles.

Elles doivent agir vite sur certaines parties de la chaîne de valeur. Par exemple :

- Sur la commercialisation : En effet, la vente au détail une fois séparée de la distribution, est généralement peu rentable, voire déficitaire car le coût du service aux clients est élevé du fait de processus inefficaces et de la nécessité de contacts répétés avec la clientèle. Notre expérience montre que, pour être compétitifs, les commercialisateurs historiques doivent diminuer leur coût de service à la clientèle de 30 à 50 %,
 - Notre récente étude comparative des opérateurs de réseaux de distribution¹⁷, a relevé d'importants écarts entre ceux-ci en matière d'indicateurs de performance tels que :
 - Coût par client,
 - Temps moyen de connexion de nouveaux clients,
 - Délai d'intervention en cas de panne,
 - Temps moyen pour la relève des compteurs.

L'étude indique qu'il existe de nombreuses raisons pour ces différences de performance. Quoi qu'il en soit, les Utilities disposent de marges de progrès importantes pour atteindre l'excellence opérationnelle.

17 : Étude comparative de Capgemini sur les réseaux de distribution, 2008.

Et les clients dans tout cela ?

Les clients finaux ont vu leur situation se dégrader :

Les prix ont continué d'augmenter :

Depuis l'hiver dernier, les prix de détail de l'électricité ont explosé dans la plupart des pays d'Europe, en moyenne de 5 à 40 % sur 12 mois. Par rapport aux niveaux de 2006, les prix de détail du gaz pour l'ensemble des segments de clientèle sont restés stables en 2007 mais ont augmenté de façon spectaculaire depuis le début 2008, un effet retard¹⁸ de la hausse du prix du pétrole. La baisse du prix du pétrole au cours du second semestre 2008 devrait également se répercuter sur ceux du gaz en 2009.

Dans les pays récemment déréglementés, la concurrence ne s'est que peu renforcée, alors que le poids des opérateurs historiques a augmenté dans toute l'Europe.

Au sein du marché de détail, l'innovation ne progresse que lentement, se concentrant essentiellement sur l'efficacité énergétique et des systèmes de facturation.

Et enfin, comme nous l'avons indiqué ci-dessus, la sécurité d'approvisionnement s'est détériorée.

À l'avenir, les clients devraient devenir des acteurs plus actifs, sensibilisés au thème des économies d'énergie, voire devenir eux-mêmes des producteurs d'électricité grâce à l'énergie solaire photovoltaïque.

Les relations entre les Utilities et leurs clients changeraient alors significativement. Les premières pourraient ainsi se transformer en conseillères de leurs clients sur l'utilisation de l'énergie et la réduction des émissions de CO₂. Leurs objectifs ne seraient donc plus uniquement basés sur une augmentation de leurs ventes. Les commercialisateurs évolueraient fondamentalement avec de nouvelles missions et objectifs, des organisations adaptées et des systèmes d'information renouvelés.

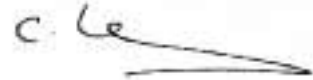
À présent, j'ai le plaisir de vous présenter la 10^e édition de l'Observatoire Européen des Marchés de l'Energie (OEME) dans laquelle nous poursuivons notre analyse des principaux indicateurs des marchés européens de l'électricité et du gaz. Nos partenaires ont à nouveau enrichi cette édition en nous faisant profiter de leur expertise sur les questions réglementaires et juridiques relatives aux marchés européens de l'énergie (CMS Bureau Francis Lefebvre), sur les comportements des clients au sein des marchés de détail de l'électricité (VaasaETT) ainsi que sur la performance et la stratégie financières des principales Utilities (Société Générale Equity Research).

Une fois encore, des encarts spéciaux sur les questions énergétiques dans les principaux marchés européens (Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, Europe de l'Est, France, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni, Slovaquie, Suède et Suisse) viennent enrichir les différents chapitres.

J'espère que vous lirez avec plaisir cette nouvelle édition de l'Observatoire Européen des Marchés de l'Energie et que les informations et analyses qu'elle vous fournira vous seront utiles.

Paris, le 20 octobre 2008

Colette Lewiner



*Directeur International du secteur Énergie,
« Utilities » et Chimie chez Capgemini*

¹⁸ : Généralement, il faut de 6 à 9 mois pour que les fluctuations des prix du pétrole se répercutent sur les prix de détail du gaz, du fait essentiellement de contrats d'approvisionnement à long terme.

Equipe et Contributeurs

Directeur du programme

Philippe David
+33 1 49 00 22 11
philippe.david@capgemini.com

Equipe de gestion du programme

Sopha Ang
+33 1 49 00 22 30
sopha.ang@capgemini.com

Philippe Coquet
+33 1 49 00 22 09
philippe.coquet@capgemini.com

Expertise sur la mobilité des clients VaasaETT

Dr Philip Lewis
+358 40 529 5852
philip.lewis@vaasaett.com

Expertise sur la politique européenne de l'énergie CMS Bureau Francis Lefebvre

Mr Christophe Barthélémy
+33 1 47 38 55 00
christophe.barthelemy@cms-bfl.com

Concurrence dans le secteur de l'électricité

La production d'électricité
Ana-Maria Popa
ana-maria.popa@capgemini.com

Arnault Prêtet
arnault.pretet@capgemini.com

Marc Sauthoff
marc.sauthoff@capgemini.com

Les marchés de gros de l'électricité
Jérôme Natali
jerome.natali@capgemini.com

Les marchés de détail de l'électricité
Philippe Coquet
philippe.coquet@capgemini.com

Concurrence dans le secteur du gaz

L'amont gazier
Florent Andrillon
florent.andrillon@capgemini.com

Le GNL
Christian Sgard
christian.sgard@capgemini.com

Florent Andrillon
florent.andrillon@capgemini.com

Les marchés de gros du gaz
Antonio Michelin
antonio.michelon@capgemini.com

Les marchés de détail du gaz
Antonio Michelin
antonio.michelon@capgemini.com

Infrastructures et Activités Régulées

Le transport et la distribution d'électricité

Jagtar Basi
jagtar.basi@capgemini.com

Philippe Chanel
philippe.chanel@capgemini.com

Le transport du gaz
Antonio Michelin
antonio.michelon@capgemini.com

Le stockage du gaz
Christian Sgard
christian.sgard@capgemini.com

Florent Andrillon
florent.andrillon@capgemini.com

La distribution de gaz
Philippe Chanel
philippe.chanel@capgemini.com

Energies Durables et Changement Climatique

Alain Chardon
alain.chardon@capgemini.com

Oskar Almen
oskar.almen@capgemini.com

Performance Financière et Stratégie des Acteurs

Vincent Escoffier
vincent.escoffier@capgemini.com

John Honoré
+33 1 42 13 51 55
john.honore@sgcib.com

Thierry Bros
+33 1 58 98 11 70
thierry.bros@sgcib.com

Encarts pays

Allemagne/Suisse
Marc Sauthoff
marc.sauthoff@capgemini.com

Bernd Woellner
bernd.woellner@capgemini.com

Belgique
Pierre Lorquet
pierre.lorquet@capgemini.com

Danemark
Marius Ostmoe
marius.ostmoe@capgemini.com

Espagne
Oscar Barrero Gil
oscar.barrero-gil@capgemini.com

Europe de l'Est
Michael Trampert
michael.trampert@capgemini.com

France
Vincent Escoffier
vincent.escoffier@capgemini.com

Italie
Antonio Michelin
antonio.michelon@capgemini.com

Pays-Bas
Peter Meulmeester
peter.meulmeester@capgemini.com

Royaume-Uni
Alistair Green
alistair.green@capgemini.com

Suède
Lars Molde
lars.molde@capgemini.com

Remerciements à **Céline Alléaume, Alain Désandré, Gerard Egan, Pierre-Louis Leblond, Alva Qian, Trygve Skjotskift, Martin Wells, Jessica Strömbäck, João Torres**

À propos de la Société Générale

Société Générale est l'un des tout premiers groupes de services financiers de la zone euro. Avec 151 000 personnes dans le monde, son activité se concentre autour de trois grands métiers :

- Réseaux de détail & Services financiers qui comptent plus de 30 millions de clients particuliers en France et à l'international.
- Gestions d'actifs & Services aux investisseurs, où le Groupe compte parmi les principales banques de la zone euro avec 2 733 milliards d'euros en conservation et 381,4 milliards d'euros sous gestion à fin juin 2008.
- Banque de financement & d'investissement, Société Générale Corporate & Investment Banking se classe durablement parmi les leaders européens et mondiaux en marché de capitaux en euro, produits dérivés, et financements structurés.

Société Générale figure dans 3 indices internationaux de développement durable : **FTSE, ASPI et Ethibel.** www.socgen.com

Société Générale Corporate & Investment Banking

Société Générale Corporate & Investment Banking est un acteur de tout premier plan, présent dans plus de 45 pays en Europe, Asie-Pacifique et sur le continent américain. C'est la banque de financement et d'investissement de référence en :

- Marchés de capitaux en euros. Présente dans le top 5 des marchés de capitaux de dette en euros (obligations, titrisation, prêts), et leader dans les marchés de capitaux actions en France, avec une portée européenne.
- Produits dérivés. Leader mondial en dérivés actions, avec une position dominante dans de nombreux dérivés de taux, crédit, devises et matières premières.
- Financements structurés. Leader mondial en financements structurés de matières premières, d'exports et de projets avec une expertise globale dans le financement de l'énergie, des infrastructures, de l'immobilier, des médias et des télécommunications.

En associant expertise, principes innovants, services de conseil et haute qualité d'exécution, Société Générale Corporate & Investment Banking offre des solutions sur mesure en termes de levée de capitaux, financement, gestion de risque et de placements à ses clients émetteurs et investisseurs sur les marchés de dette et actions. www.sgcib.com

À propos de CMS Bureau Francis Lefebvre

CMS Bureau Francis Lefebvre est l'un des tout premiers cabinets d'avocats de droit des affaires en France. Son organisation fondée sur la collaboration active d'avocats spécialistes de chacun des domaines du droit, et son savoir-faire reconnu depuis plus de 80 ans, assurent aux entreprises un accompagnement fiable et rigoureux dans leurs choix stratégiques et tactiques tant sur le plan national qu'international.

CMS Bureau Francis Lefebvre est membre de CMS, regroupement de 9 grands cabinets d'avocats européens indépendants offrant aux entreprises un éventail complet de services juridiques et fiscaux en Europe et dans le reste du monde. Fort de plus de 4 600 collaborateurs, dont plus de 2 200 avocats et 595 associés, CMS s'appuie sur 48 implantations dans le monde.

Cabinets membres de CMS : CMS Adonnino Ascoli & Cavasola Scamoni, CMS Albiñana & Suárez de Lezo, CMS Bureau Francis Lefebvre, CMS Cameron McKenna LLP, CMS DeBacker, CMS Derks Star Busmann, CMS von Erlach Henrici, CMS Hasche Sigle, CMS Reich-Rohrwig Hainz.

Implantations mondiales principales et secondaires des cabinets membres de CMS : Amsterdam, Berlin, Bruxelles, Londres, Madrid, Paris, Rome, Vienne, Zurich, Aberdeen, Alger, Anvers, Arnhem, Belgrade, Bratislava, Bristol, Bucarest, Budapest, Buenos Aires, Casablanca, Cologne, Dresde, Düsseldorf, Edimbourg, Francfort, Hambourg, Kiev, Leipzig, Ljubljana, Lyon, Marbella, Milan, Montevideo, Moscou, Munich, New York, Pékin, Prague, Sao Paulo, Sarajevo, Séville, Shanghai, Sofia, Strasbourg, Stuttgart, Utrecht, Varsovie et Zagreb.

Les cabinets membres de CMS, en association avec The Levant Lawyers, sont présents à Beyrouth, Abu Dhabi, Dubaï et Koweït.

Plus d'informations sur info@cms-bfl.com et www.cms-bfl.com

À propos de VaasaETT

VaasaETT Global Energy Think Tank est un coordinateur d'expertise pour les secteurs de l'énergie et des Utilities, incluant la recherche d'experts, le partage de connaissances et la participation à des conférences et congrès, sous la supervision d'un haut comité indépendant. Le "Think Tank" a la capacité de répondre à toutes les questions clés en mobilisant son réseau international. Grâce aux centaines de dirigeants, officiels, chercheurs, consultants et autres experts que nous connaissons et en qui nous avons confiance, le Global Energy Think Tank a monté des partenariats et des consortiums de recherche, conseil stratégique, solutions, de même que d'accompagnement dans des actions de lobbying. Quoi que vous cherchiez, nous connaissons probablement quelqu'un quelque part qui connaît la réponse.

Présent dans plus de 50 pays sur les quatre continents, notre réseau couvre une large palette de problématiques, tels que la Maîtrise de la Demande Énergétique (MDE), le comptage intelligent, la mobilité des clients, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, la régulation et les stratégies de prix dans un environnement concurrentiel.

VaasaETT est une agence innovante de recherche et de conseil, constituant la meilleure source mondiale d'information en ce qui concerne l'analyse de la psychologie des clients et les stratégies associées à travers un programme de recherche et de collaboration avec le Global Energy Think Tank®. Les trois principaux domaines d'expertise de VaasaETT sont le développement de la valeur client, l'efficacité des marchés et la MDE dans les marchés concurrentiels dotés de comptage intelligent. VaasaETT est également le leader mondial dans la collecte et l'analyse de données sur la mobilité et la fidélité des clients sur les marchés concurrentiels de l'électricité et du gaz.

Plus d'informations sur www.vaasaett.com



A propos de Capgemini et le Collaborative Business Experience

Capgemini, un des leaders mondiaux du conseil, des services informatiques et de l'infogérance, aide ses clients à se transformer et à améliorer leurs performances en leur conseillant les technologies les plus adaptées. Capgemini s'engage ainsi à favoriser la liberté d'action de ses clients et à accroître leurs résultats, en s'appuyant sur une méthode de travail unique - la "Collaborative Business Experience™" - et sur un modèle de production mondial baptisé Rightshore®, qui vise à offrir les meilleures ressources au meilleur endroit et au meilleur prix. Présent dans 36 pays, Capgemini a

réalisé en 2007 un chiffre d'affaires de 8,7 milliards d'euros et emploie plus de 86 000 personnes dans le monde.

Avec plus de 1,15 milliard d'euros de chiffre d'affaires en 2007 et plus de 10 000 consultants engagés dans des projets tant en Europe, qu'en Amérique du Nord ou dans la zone Asie Pacifique, le secteur mondial Energy, Utilities & Chemicals de Capgemini répond aux besoins en conseil de gestion et technologie de l'information de la plupart des grands acteurs mondiaux de ces industries.

Pour plus d'informations :

www.fr.capgemini.com/secteurs/energie

