

Le verre à moitié plein le verre à moitié vide.

Nous sommes optimistes de nature nous optons pour la première solution.

Pourtant les problèmes économiques mondiaux persistent : l'immobilier américain déclencheur de la crise n'est pas rétabli, les prix continuent de chuter et les stocks disponibles représentent une année de ventes.

Le secteur financier n'est pas « purgé » mais depuis l'annonce des 28 Milliards de pertes par Fortis on peut estimer que le fond du gouffre a été atteint. La liquidité sur le marché monétaire n'est pas encore ce qu'elle était mais les taux et les spreads, baromètres du risque, se détendent. Alors !

Et bien le commerce mondial bégaye, le baril de pétrole ce mois ci a fortement progressé, de 42.59\$ à 51.88 \$ pour retomber en fin de mois juste en dessous de 50\$. Les prix du freight (Baltic), excellent indicateur des échanges est également à la hausse.

Le Tsunami a anesthésié les opérateurs qui commencent avec le printemps à sortir de leur attentisme.

C'est d'ailleurs la bonne période, les prix de l'essence pour la « Driving Season » qui s'annonce, seront abordables, le gaz en été est toujours meilleur marché qu'en hiver et les quotas d'émission qui reflètent indirectement l'activité économique plafonnent pour le spot sous 12€/t alors que les cours à terme sont supérieur à 14€/t.

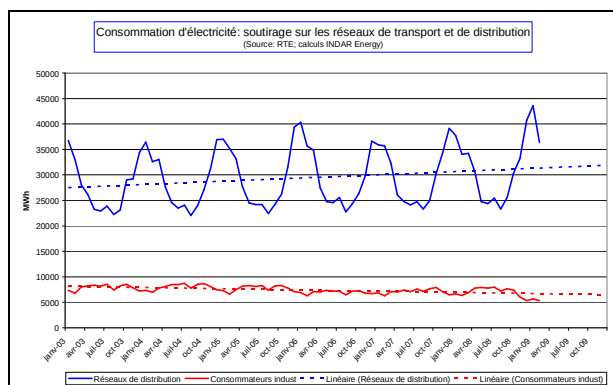
La « positive attitude » finira par payer !

1 - Marché de l'électricité	2
2 - Charbon, pétrole et produits pétroliers	5
3 - Marché du gaz naturel	8
4 - Quotas de CO2 Phase II (2008 - 2012)	10
5 - Climat	11
6 - Les énergies renouvelables	13
7 - Actualités	14

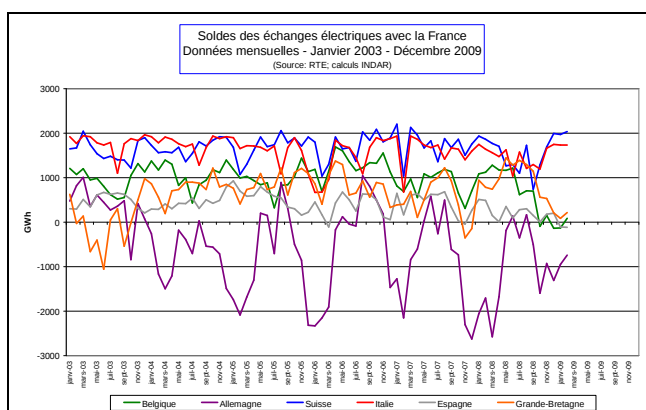
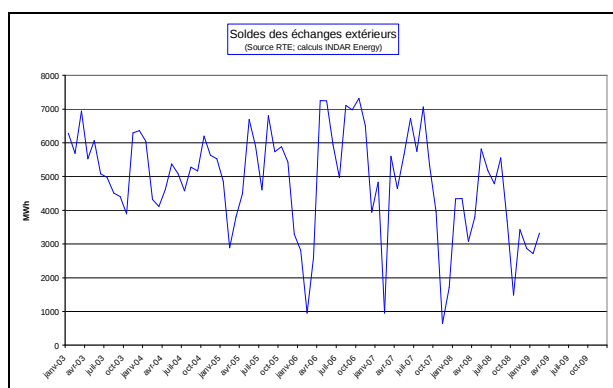
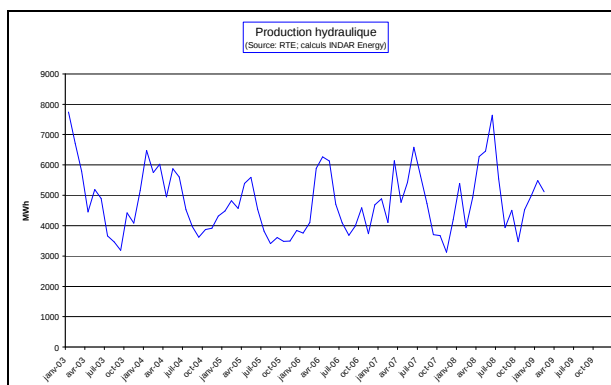
Fin de rédiger le 3 avril 2009

1 - Marché de l'électricité

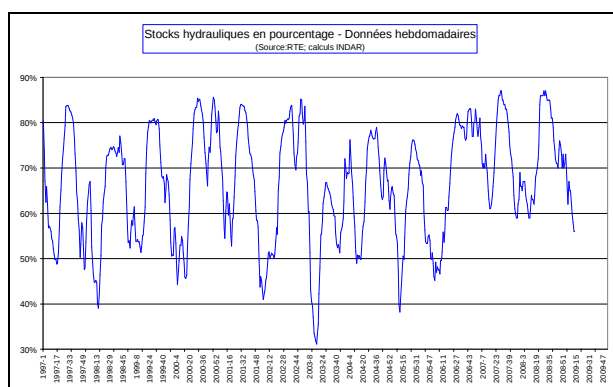
1.1- Moyens de production et consommation



(source : RTE)



En février 2009 par rapport à février 2008, avec une température moyenne inférieure de 2,2°C, la consommation a augmenté de 2,6%. Corrigée des aléas climatiques et du 29 février 2008, la consommation mensuelle diminue de 1,3%. Le taux de croissance de la consommation corrigée sur 12 mois glissants passe de 0,7 % fin janvier 2009 à 0,5% fin février 2009.



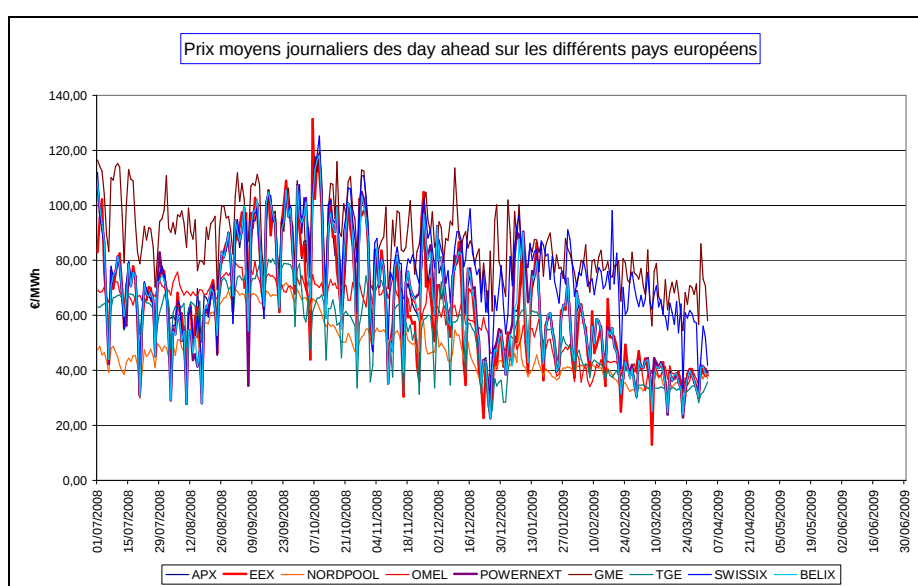
En février 2009 par rapport à février 2008, les soutirages des distributeurs augmentent de 2,25 TWh, les soutirages des clients industriels diminuent de 1,0 TWh; le pompage diminue de 0,05 TWh. Le solde exportateur baisse de 1,0 TWh. La production injectée sur le réseau de RTE augmente de 0,25 TWh. Les injections d'origine nucléaire diminuent de 1,85 TWh. Les injections d'origine hydraulique ont augmenté de 1,2 TWh, celles de la production thermique à combustible fossile de 0,85 TWh, celle des sources d'énergie renouvelables de 0,05 TWh. Le bilan physique des échanges a été exportateur sur tout le mois. (source : RTE)

1.2 - Marché du jour pour le lendemain (Day-Ahead)¹

Moyenne mensuelle des day ahead (base) européens janvier, février et mars 2009									
	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT	GME	TGE	SWISSIX	BELIX
janv-09	57,53	57,12	41,41	49,93	63,21	83,45	52,31	78,98	59,52
févr-09	48,63	47,79	38,21	40,72	49,31	76,95	40,50	71,94	48,98
mars-09	36,96	37,19	35,06	38,31	37,30	69,08	32,62	59,99	36,86
Variation Mars / Février (%)	-24,00	-22,17	-8,25	-5,92	-24,35	-10,23	-19,45	-16,60	-24,75

Sur Powernext, la moyenne du Day-ahead s'établit à 37.30€/MWh, en baisse de 24.35 % par rapport au mois précédent. La baisse des prix est générale. Seuls les day ahead italien et suisse affichent encore des moyennes élevées.

Au mois de mars, on a assisté à un resserrement des moyennes des pays européens. De l'eau, du vent, une disponibilité nucléaire correcte ont été autant de supports à la baisse des prix day ahead.

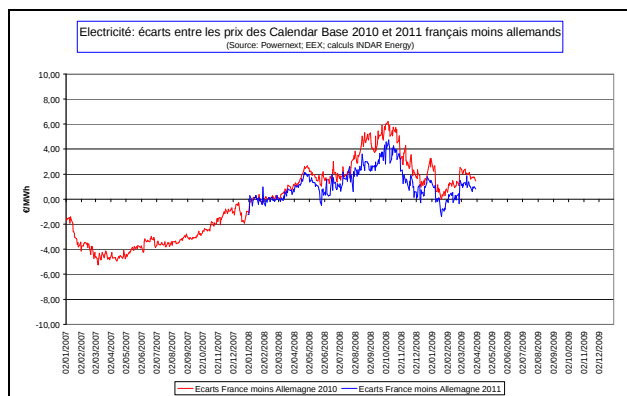
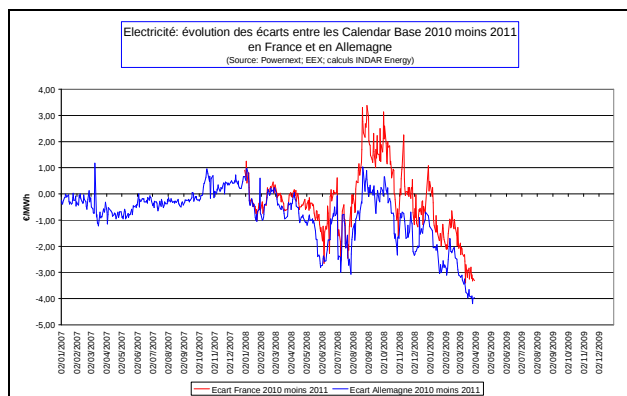
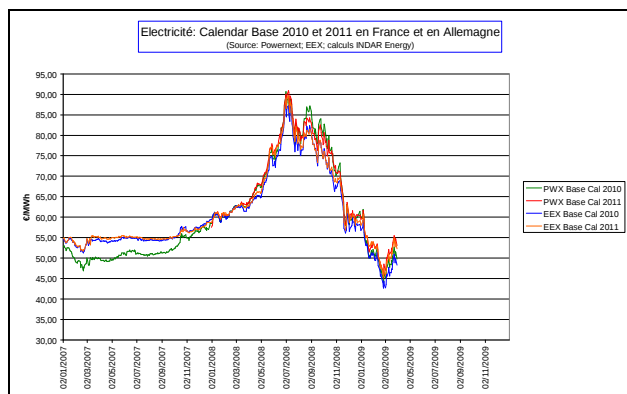


D'une année sur l'autre, tous les pays, sauf la Scandinavie, affichent une forte baisse des day ahead moyens sur mars. La Scandinavie a souffert d'un manque d'eau et, comme nous le verrons plus loin, a puisé dans ses réservoirs hydrauliques. La moyenne reste faible mais la variation sur un an est positive.

Moyenne des day ahead européens Mars									
	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT	GME	TGE	SWISSIX	BELIX
2008	61,90	53,34	29,60	59,00	63,08	74,55	48,24	70,50	64,49
2009	36,96	37,19	35,06	38,31	37,30	69,08	32,62	59,99	36,86
Var en €	-24,94	-16,14	5,46	-20,69	-25,77	-5,47	-15,62	-10,51	-27,64
Var en %	-40,30	-30,27	18,45	-35,07	-40,86	-7,34	-32,38	-14,90	-42,85

¹ PWX : Powernext (France); APX : Amsterdam power Exchange (Pays Bas); EEX : European Electricity Exchange (Allemagne); OMEL : Operator del Mercado Iberico de Energia (Espagne); NP : Nordpool (Scandinavie); GME : Gestore Mercato Elettrico (Italie) ; TGE : Towarowa Gielda Energi (Pologne) ; Swissix : EEX pour la Suisse ; Belix : Belgique.

1.3 - Marché à Terme



Les prix de l'électricité à terme ont suivi la tendance haussière des prix du pétrole pendant le mois de mars.

Cette hausse est aussi due à une remontée des prix du charbon et du gaz naturel.

Les discussions actuelles concernant les prix de l'électricité pour les consommateurs français, et dont le rapport Champsaur se fera la synthèse, laissent entrevoir une séparation entre un prix en base lié à la production nucléaire d'EDF et des prix en pointe qui seront fonction des différents moyens de production mis en œuvre au cours du temps. L'autre élément majeur serait la facturation en séparant vraiment les aspects transport de ceux de la fourniture. Cela pourrait ne pas être du goût de tout le monde.

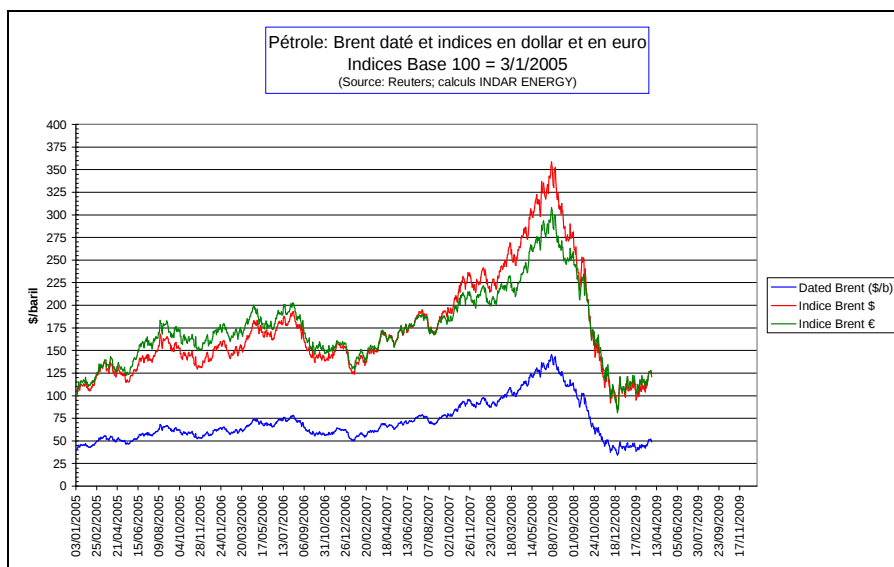
Enfin, le TARTAM fait l'objet de toute l'attention de la Commission Européenne. La définition d'aide d'Etat étant précise, la Commission cherche à dégager de ce type de tarif ce qui pourrait faire l'objet réel d'une sanction.

Par ailleurs, la pente de la courbe des prix à terme, tant en France qu'en Allemagne, a encore augmenté. L'écart entre les calendar 2010 et 2011 est passé de 1.88 à 3.31€/MWh en France, et de 3.16 à 3.96€/MWh en Allemagne.

Enfin, l'écart France - Allemagne est resté relativement stable au cours du mois, et inférieur à 2€/MWh.

2 - Charbon, pétrole et produits pétroliers

2.1 – Pétrole et produits pétroliers



Le marché du pétrole est aujourd'hui bordé à la hausse par le risque consommateur, à la baisse par le risque producteurs - fournisseurs.

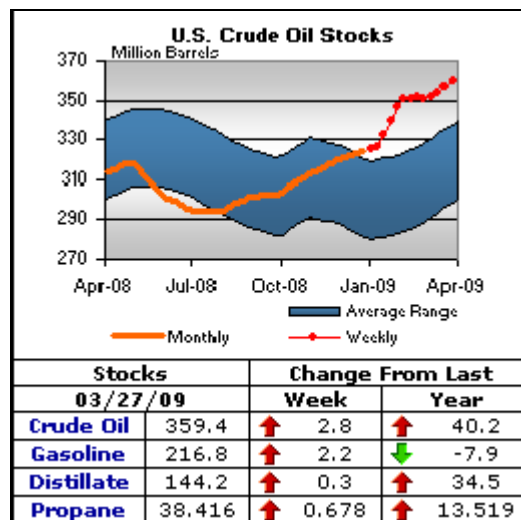
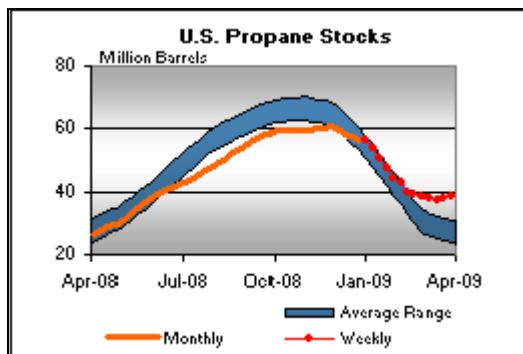
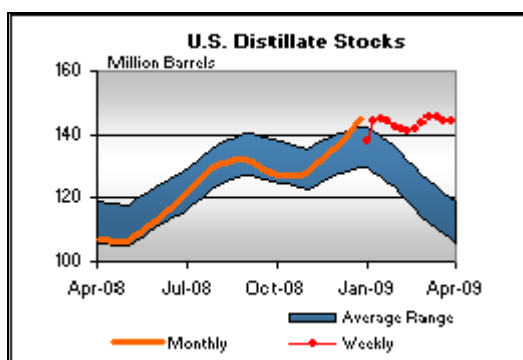
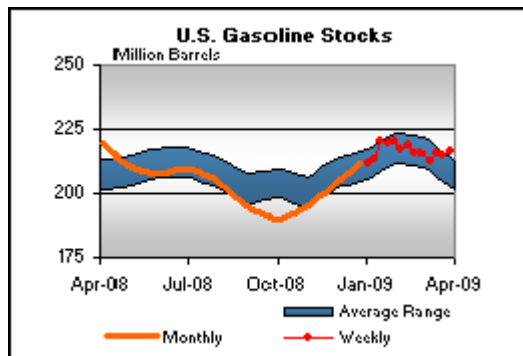
L'économie mondiale se porte mal et ce n'est pas un scoop. Un bien ne vaut que ce que les consommateurs sont prêts à payer pour l'obtenir ; or aujourd'hui ils ne veulent pas payer cher. De l'autre côté, les pays producteurs revoient à la baisse leurs budgets nationaux pour s'ajuster au niveau actuel des prix du pétrole.

L'évolution constatée en mars est due aussi au retour des traders.

En terme économique, une remontée du pétrole pourrait s'avérer suicidaire pour les plans de relance des différents pays. En effet, la ponction qui serait alors effectuée dans la poche des consommateurs des pays, dit forts, empêcherait la reprise de la consommation d'autres produits et en particulier ceux de première nécessité. Cet arbitrage serait donc instantanément retranscrit dans les faits : moins de consommation, des entreprises qui resteraient en difficulté, voire une augmentation du chômage et en fin de compte des risques d'explosion sociale.

Tant que le pétrole reste bas, et tant que les taux d'intérêt seront bas, il y aura un espoir de reprise des économies au niveau mondial.

Il est clair que les projets de recherche de nouveaux champs de pétrole sont ajournés voire abandonnés. Autant d'emplois qui partent en fumée. Ce scénario vaut également pour les abandons d'investissements dans de nouveaux sites de production électriques.



Données américaines du 27 mars 2009,
publiées le 1 avril 2009
(Source : EIA)

Peut-on attendre des tensions sur le pétrole au niveau mondial lorsque le principal consommateur de la planète baisse sa consommation (- 1.4% en essence entre 2008 et 2009) et entretient des stocks de produits au plus haut depuis 27 ans.

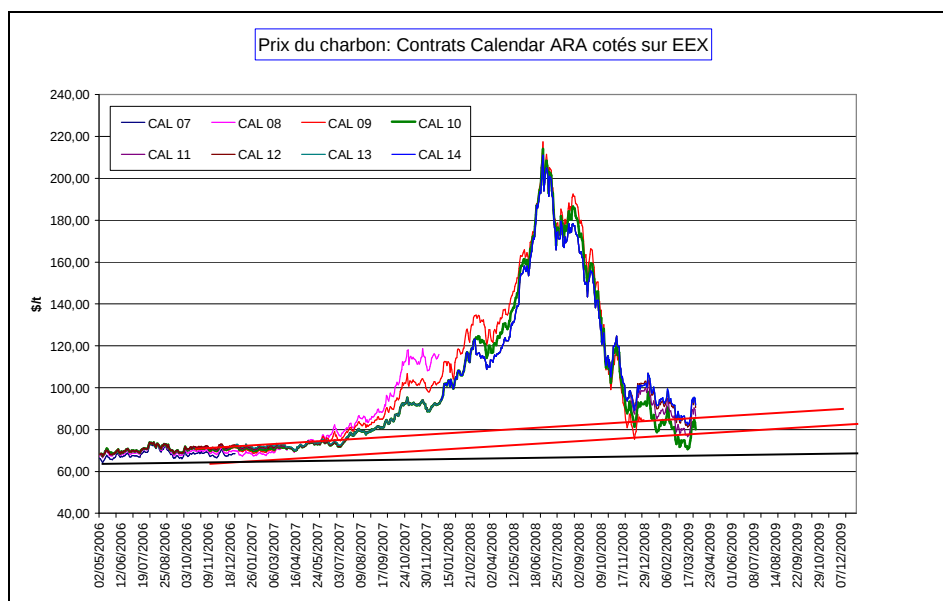
Les opérateurs de marché résonnent certes en terme d'anticipations, mais qu'en sera-t-il lorsque les détenteurs de stocks ne supporteront plus le poids du financement de ceux-ci et seront amenés à vendre leurs excédents ? On peut donc s'attendre à quelques mouvements erratiques, peut-être violents, à la baisse.

La question qui va se poser à court terme est : la « Driving Season » sera-t-elle de nouveau l'occasion de grandes migrations aux Etats-Unis, ou, le pli étant pris, allons nous assister à un phénomène identique à 2008 ?

Dans le premier cas, la pression sur les prix de l'essence ne devrait pas être trop forte, les stocks étant pléthoriques. L'EIA s'interroge tout de même sur le niveau de prix maximum que pourrait supporter la population : 1, 2 ou 3\$/galon.

Dans le second cas, l'abstention des conducteurs américains pourrait s'interpréter comme un signal du prolongement de la crise et entraîner un repli marqué des prix du pétrole. Les traders pourraient considérer alors que le pétrole n'est pas la valeur refuge sur laquelle ils s'ingénient à investir quitte à déstabiliser les économies.

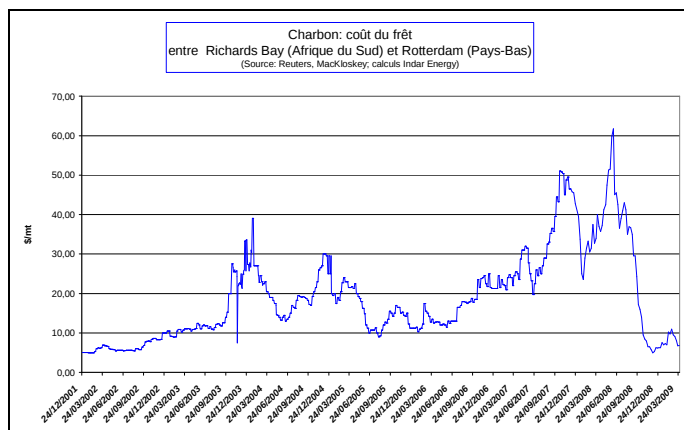
2.2 - Le marché du charbon².



Les prix du charbon ont effectivement monté en mars. Ceci est dû plus à un différentiel de prix en faveur de la production d'électricité à partir du charbon qu'à celui du gaz naturel.

Cependant, de l'autre côté de l'Atlantique, le mois de mars se termine sur des niveaux de stockage élevés pour les producteurs d'électricité (58 jours de stocks représentant 160.6 millions de tonnes). Le prix du gaz est si bas aux Etats-Unis qu'il est préférable de produire avec celui-ci qu'avec du charbon. L'inverse donc de l'Europe.

L'Afrique du Sud subit toujours de grandes difficultés dans sa production d'électricité ; plus par manque de centrales efficaces que par manque de combustible.



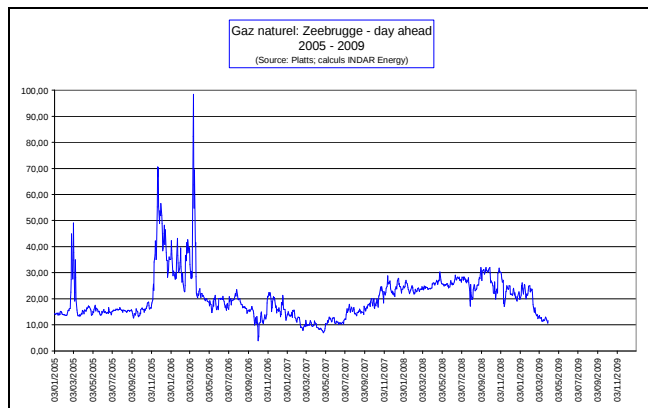
Enfin, les coûts de fret sont restés stables pendant tout le mois de mars.

Cela pourrait signifier que les opérateurs ne sont pas sollicités de manière active et, par conséquent, que la demande de produit n'est pas forte. On a d'ailleurs vu que les marchés bougeaient dans des volumes plus réduits.

² ARA : Amsterdam Rotterdam Antwerp
CIF : Cost Insurance Freight
FOB : Free On Board
RB : Richards Bay

3 - Marché du gaz naturel

3.1 - Le marché spot



Le marché du gaz naturel au comptant a subi un fort mouvement de baisse en mars. Ce phénomène s'est produit sur toutes les places européennes.

Les prix de day ahead représentent l'ajustement du marché au jour le jour et ne sont donc pas sensibles aux évolutions des matières premières fossiles.

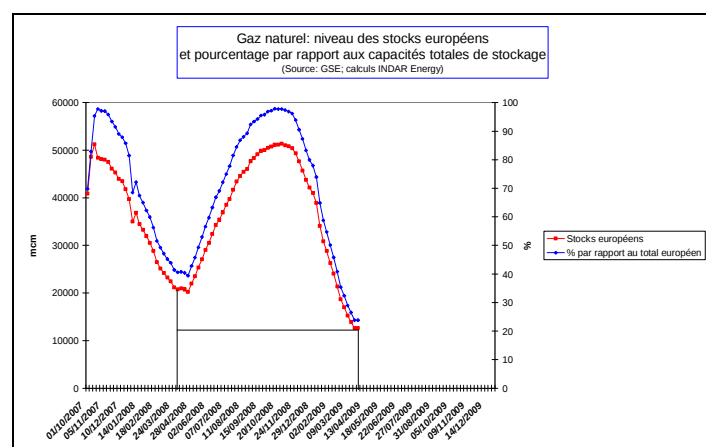
On constate donc que la bonne adéquation entre l'offre et la demande de gaz au niveau européens, faisant face à une évolution décroissante de la consommation des

industriels et à un hiver froid, a entraîné une baisse des prix.

La moyenne des day ahead en mars s'inscrit donc à un niveau bas, et proche des niveaux du printemps 2007.

Nous rentrons maintenant dans la période de l'année la plus clémente et les besoins de chauffage disparaissant nous risquons de voir les prix osciller entre 10 et 15€/MWh.

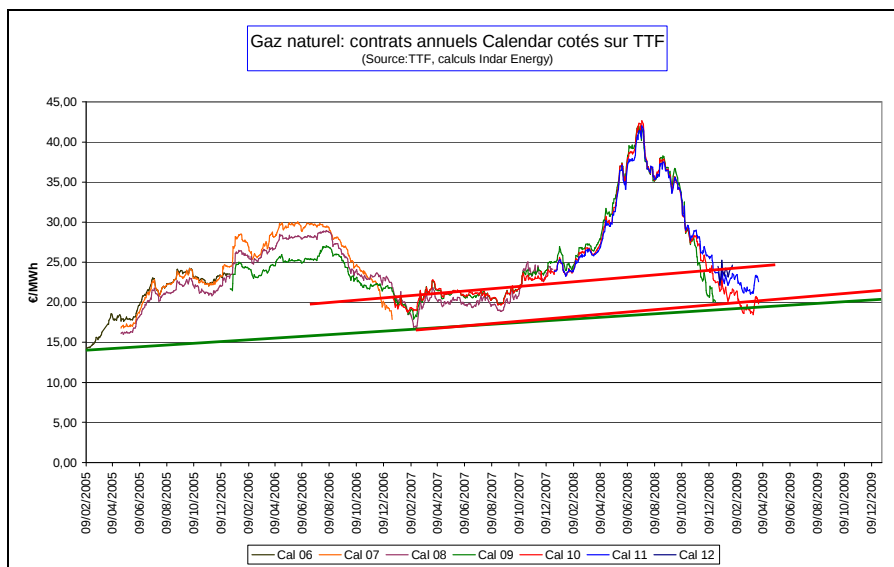
	Moyenne des Day-Ahead sur Zeebrugge				
	2005	2006	2007	2008	2009
Janvier	14,23	32,93	13,80	24,47	22,87
Février	17,93	32,17	10,18	23,21	18,12
Mars	20,46	39,18	10,21	24,05	12,15
Avril	15,71	20,62	8,45	26,56	
Mai	15,2	17,8	11,56	25,39	
Juin	14,84	18,67	10,79	27,16	
Juillet	15,76	19,89	15,10	26,20	
Août	15,36	17,56	14,73	24,11	
Septembre	14,24	14,19	17,48	30,63	
Octobre	16,55	11,43	20,43	25,65	
Novembre	38,96	19,46	23,92	24,08	
Décembre	40,7	15,82	24,24	21,61	
Moyenne	19,95	21,49	15,08	25,19	



Le seul élément qui pourrait tenir les prix dans la partie haute de la fourchette est le stockage qui a atteint un niveau particulièrement bas.

En France, avec les mouvements sociaux, nous risquons de prendre du retard et ne pas bénéficier des prix actuels pour reconstituer les stocks.

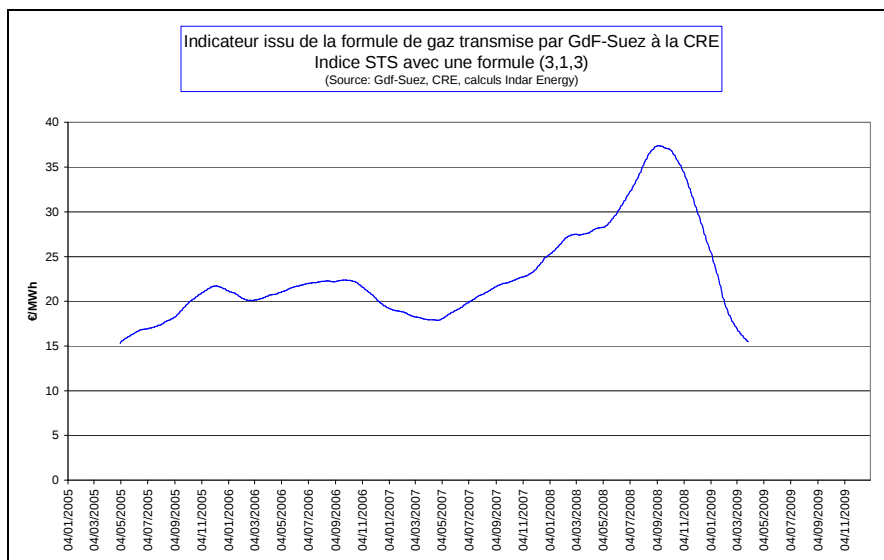
3.2 - Le marché à terme



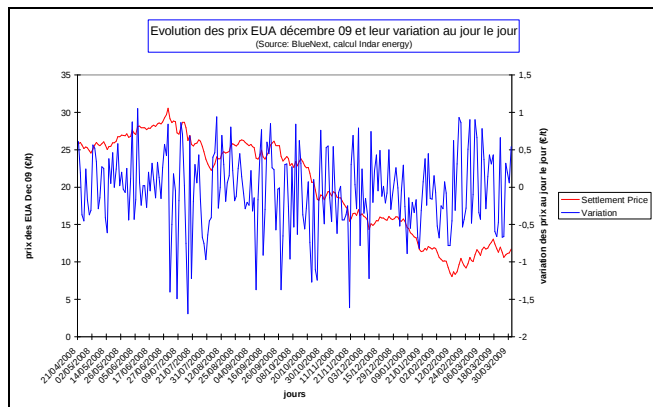
Après avoir touché un plus bas au mois de février, les prix à terme du gaz ont lentement repris le sens de la hausse. La hausse des prix du pétrole est la cause première de ce mouvement.

On pourra cependant s'interroger sur la validité de ce changement de tendance lorsque l'on sait par ailleurs que des méthanières cherchent preneur pour leur cargaison et n'en trouvent pas pour l'instant. Cela signifie que la crise économique provoque les mêmes effets en Asie qu'en Europe ou aux Etats-Unis et qu'anticiper une hausse du gaz aujourd'hui est peut-être hâtif.

Enfin, en France, la CRE a demandé à GdF - Suez la formule de gaz qui sert à la détermination des tarifs régulés et l'a publié. Le graphique ci-dessous montre une évaluation du prix « GdF-Suez ». Il s'agit d'un calcul glissant. On constate que les derniers niveaux atteints sont revenus sur ceux de 2005.



4 - Quotas de CO2 phase II (2008-2012)



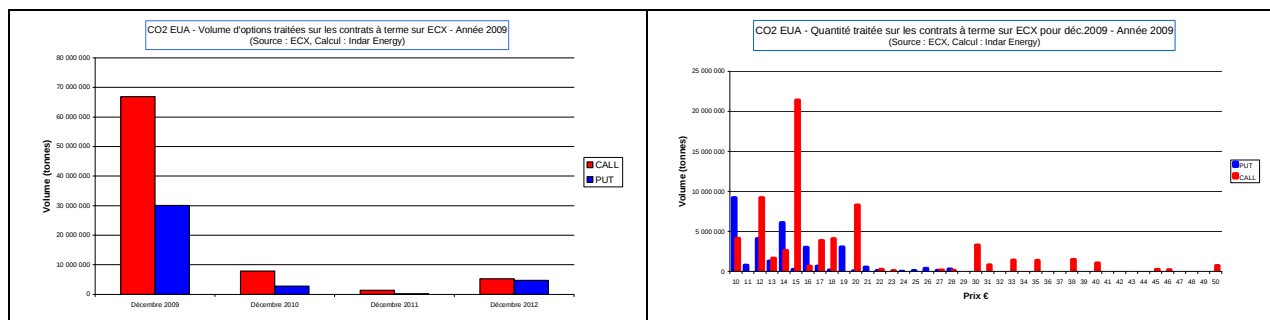
On observe depuis 2008, une forte tendance baissière des prix des contrats EUA Dec 09, accompagnée de fortes fluctuations.

Les liaisons avec le pétrole et l'électricité en font un produit hautement volatil, et donc une cible de choix pour les traders.

Sur le mois écoulé, les prix des quotas d'émission de CO2 décembre 09 ont fortement augmenté du 2 mars 2009 au 17 mars 2009 de 10,06€/t à 13,02€/t. Au début du mois,

cette hausse se justifiait par une augmentation des prix du gaz et une diminution des prix du charbon : il était donc plus avantageux de produire de l'électricité à partir du charbon. Par conséquent, la demande d'EUA a augmenté.

De plus, après une tendance haussière du prix du Brent au cours du mois de mars, les opérateurs ont anticipé une hausse des prix des EUA. Un phénomène de ventes et d'achats simultanés de quotas ont entraîné une hausse artificielle des prix jusqu'au 17 mars. Le marché étant suracheté, une vente massive de ces contrats accentuée par une mise aux enchères par le gouvernement britannique de 4 millions de tonnes EUA à un prix de 10,93€/t a finalement fait chuter les prix à 10,63€/t le 25 mars. A la fin du mois, un prix toujours faible du charbon stimulant l'achat de quotas a finalement amené une hausse des prix à 11,75€/t le 31 mars.

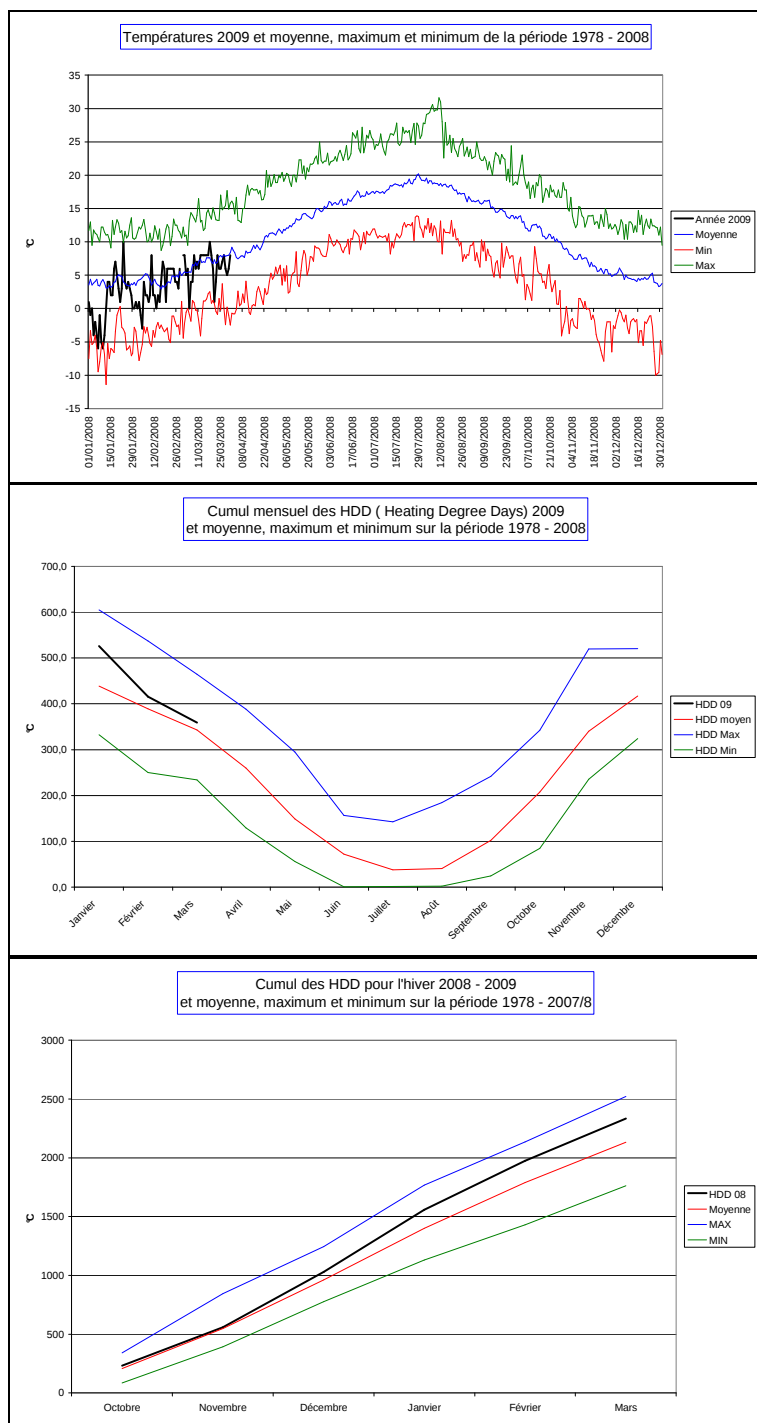


La plupart des contrats d'option conclus en 2009 sur le marché du CO2 ECX se concentrent sur l'échéance décembre 2009. On constate que toutes les échéances ont été traitées, ce qui est nouveau. Certains industriels ont été vus vendant des contrats au comptant et achetant des options longues.

Les options d'achat (Call) ont été majoritairement traitées à 15€/t EUA. On constate cependant, que la zone 30 - 40€/t a attiré des opérateurs. Concernant les options de vente (Put), deux niveaux dominant : 14 et 10€/t EUA. La position de Call à 12€/t oblige les vendeurs à couvrir leur risque de hausse des prix et donc de se porter acheteur, rajoutant à la volatilité des marchés. Ils ne font cependant que leur métier de gestionnaires de risque.

5 - Climat

5.1 - Le point sur la France.



En France métropolitaine la majorité des modèles ne prévoit aucun signal significatif, et Météo-France ne privilégie aucun scénario qu'il s'agisse de température ou de précipitations.

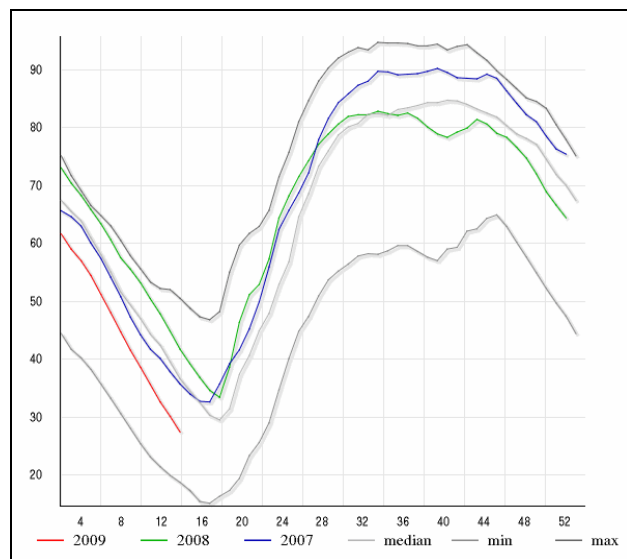
On se rappellera cependant qu'avec la fin de la séquence de la « Nina » modéré, nous devrions peut-être vivre avec des températures plus clémentes que les normales de saison et mais avec des précipitations plus nombreuses, en tous cas au début de la période.

Le mois de mars a été caractérisé par un nombre de degrés HDD ou DJU supérieur à la normale saisonnière. Les précipitations et la baisse des températures ont surtout affectées le début du mois.

Le mois de mars clôture l'hiver. Le cumul des degrés HDD, qui était attendu en septembre égal ou peu différent du cumul moyen saisonnier, a commencé à dériver dès le mois de décembre pour aller en s'amplifiant.

Doit-on croire les vieux dictons dont nous parlions le mois dernier ? Si la réponse est affirmative alors l'été pourrait être plus chaud et donc le cumul des CDD (Cooling Degree Day) devraient être supérieur à la moyenne historique.

5.2 - Le point sur les réserves d'hydroélectricité



Pourcentage des disponibilités dans les barrages scandinaves

Source : Nordpool
100% = 12/4/2004 : 12 1176 GWh.
Valeurs minimales, maximales et moyennes sur la période 1990 - 2006.

Le niveau des réservoirs hydrauliques scandinaves continuent de baisser, suite à des besoins de production non compensés par les précipitations actuelles.

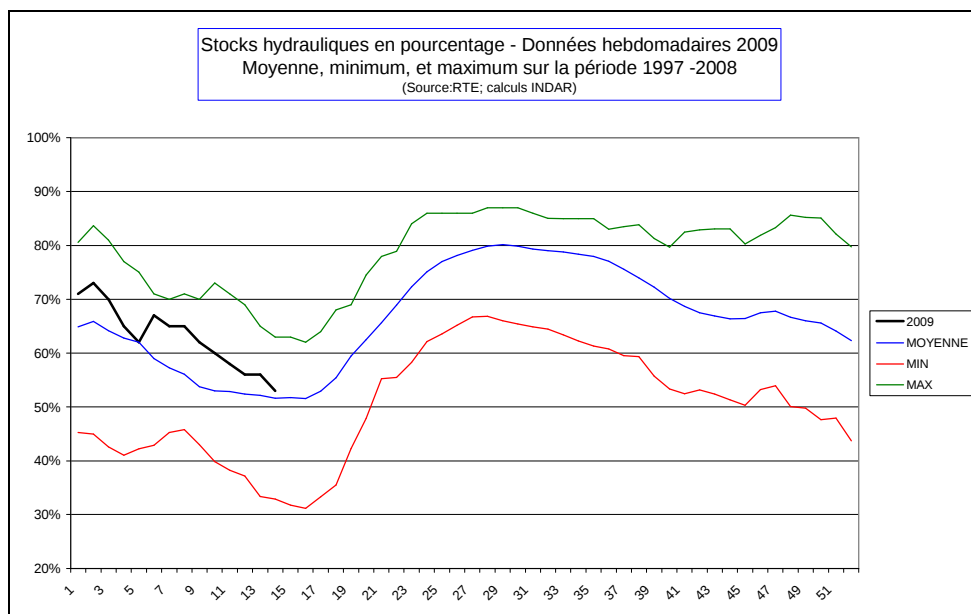
La tendance actuelle, si elle se prolongeait pourrait poser de véritables problèmes pour le marché de l'électricité.

Cette situation pourrait entraîner une hausse des prix des day ahead dès le mois d'avril.

Espérons que le rebond va s'effectuer rapidement.

En France, la tendance baissière s'est prolongée au mois de mars, rapprochant le niveau atteint de la moyenne saisonnière. Avec les températures attendues pour les premiers jours d'avril et la faible pluviométrie prévue, les stocks devraient encore diminuer, avant un potentiel rebond.

Si ce rebond n'a pas lieu, nous pourrions assister à des tensions possibles sur les prix de day ahead en France. Nous sortons de l'hiver et les cogénérations ne seront plus opérationnelles.



6- Les énergies renouvelables

No.	Project Title	Project Participants		GHG Reduction PDD (tCO ₂ e/ year)	Project Lifetime (years)
		Host Parties	Other Parties		
47	Wastewater Treatment with Biogas System in Palm Oil Mill at Sikao, Trang, Thailand	OTACO Co.,Ltd.	Denmark (Nordjysk Elhandel A/S)	15,431	20
48	Wastewater Treatment with Biogas System in Palm Oil Mill at Saikhueng, Surat Thani, Thailand	Thai Tallow and Oil Co., Ltd.	Denmark (Nordjysk Elhandel A/S)	18,739	20
49	Wastewater Treatment with Biogas System in Palm Oil Mill at Sirpun, Surat Thani, Thailand	S.P.O. Agro-Industries Co., Ltd.	Denmark (Nordjysk Elhandel A/S)	18,155	20
50	Wastewater Treatment with Biogas System in Palm Oil Mill at Bangsawan, Surat Thani, Thailand	Thai Tallow and Oil Co., Ltd (Bangsawan Plant)	Denmark (Nordjysk Elhandel A/S)	18,396	20
51	Wastewater Treatment with Biogas System in Palm Oil Mill at Kenjanadij, Surat Thani, Thailand	Saengsiri Agro-Industries Co., Ltd.	Denmark (Nordjysk Elhandel A/S)	18,359	20
52	Elamheng Tapioca Starch Industry Co.,Ltd. Tapioca starch wastewater biogas extraction and utilization project, Nakhonratchasima Province, Kingdom of Thailand	Elamheng Tapioca Starch Industry Co., Ltd., EH Renewable Co.,Ltd., EH and P Renewable Co.,Ltd	Japan (SUMITOMO Corporation)	394,125	21
53	Bionersis Project Thailand 1	Bionersis (Thailand) Ltd.	France (Bionersis S.A.) (GF Global Carbon) Trading Co Ltd	71,474	10
54	Green Glory Wastewater Treatment and Electricity Generation in Suratthani, Thailand	Green Glory Co.,Ltd.	Japan (Marubeni Corporation)	17,132	12
55	Southern Palm Wastewater Treatment and Electricity Generation in Suratthani, Thailand	The Southern Palm (1978) Co.,Ltd.	Japan (Marubeni Corporation)	18,343	12
56	Biomass gasification for electricity generation in Lop Buri Province by A+Power Co.,Ltd.	A+Power Co.,Ltd	-	6,240	30
57	Pitak Palm Wastewater Treatment and Biogas Utilization Project	Pitak Palm Oil Co.,Ltd.	Switzerland (South Pole Carbon Asset Management Ltd)	12,116	15

(Source :Thailand Greenhouse gas Management Organization
(Public organization) n°2 - 26/2/2009)

Avec la mise en place du Protocole de Kyoto, un certain nombre de pays sont aujourd'hui actifs dans le développement de projets de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Nous présentons ici le tableau des premiers projets qui ont été validés en Thaïlande.

On constate que les Européens sont majoritaires, et en particulier le Danemark domine avec 5 participations sur 11 projets.

Les projets concernant le traitement des eaux usées avec captage du gaz par méthanisation sont les plus nombreux, mais de petite taille.

Au mois de mars, la Thaïlande a validé 3 projets supplémentaires.

Pour toutes informations complémentaires,

contacter Miss WARD

natalie.ward@tgo.or.th

7 - Actualités

Electricité

La Grande-Bretagne a prévu de diminuer de 6 GW sa production d'électricité à partir du charbon afin de réduire ses émissions de CO2 dans les trois prochaines années.

La Banque d'Investissement Européenne a décidé d'investir à hauteur de 9,5 milliards d'euros dans les projets d'énergies renouvelables.

La production hydroélectrique en Espagne a augmenté de 127% par rapport à l'an dernier.

Bien que les revenus d'EON ont augmenté de 5,6 milliards d'euro, révision à la baisse des investissements de 2009 à 2011 de 6 milliards d'euros.

Scottish Power a prévu de construire une centrale thermique au gaz d'une capacité d'1 GW pour un coût de 500 millions de livres sterling.

Poweo affiche une perte de 20,5 millions d'euro en 2008

Gaz naturel

Gazprom et Gas Natural on signé un accord permettant à Gazprom d'entrer sur le marché espagnol et de prévoir ainsi la construction de gazoduc en 2013.

Gazprom et la Banque de Développement Hongroise ont créé une joint - venture afin de construire la section hongroise du gazoduc South Stream en Hongrie. Cette section permettra des livraisons supplémentaires de 10 millions m3/an fin 2010. Des unités de stockage seront également construites en Hongrie d'ici 2012-2013.

A partir de 2012 ; 27,5 milliards m3/ an de gaz seront livrés en Europe du Nord par la Russie via le gazoduc Nord Stream. La construction de ce gazoduc coûtera environ 7 milliards d'euros.

La Turquie prévoit d'établir un hub d'échange à Ankara pour le gazoduc Nabucco.

La demande en gaz naturel en Espagne a diminué de 22,7%.

Gazprom a prévu une baisse de ses exportations à 140 milliards m3, entraînée par une baisse des prix de 409\$/100 m3 en 2008 à 220\$/m3 actuellement.

