

# Panorama 2011

Olivier Appert,  
*Président*

© 2010 - IFP Energies nouvelles, Rueil-Malmaison, France

DEV - Panorama 2011- IFP Energies nouvelles

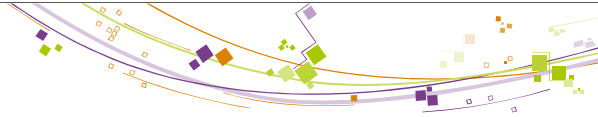


Bonjour,

C'est avec plaisir que je vous accueille aujourd'hui pour cette quinzième édition de Panorama. Comme les années précédentes je vous présenterai les faits marquants de l'année passée dans notre domaine d'activité. Nous aborderons ensuite la problématique de l'eau et de l'énergie, deux enjeux sociétaux majeurs qui sont indissociablement liés.

L'an dernier j'avais souligné que l'année 2010 serait marquée par turbulences et volatilité. C'est bien ce que l'on a constaté.

2011 démarre de façon euphorique pour les marchés boursiers et pour les marchés de l'énergie et des matières premières. Pourtant rien ne semble réglé en matière de dette. Une phase de consolidation, voire de retournement reste possible.



## Présentation

---

- **Pétrole : retour vers les 100 \$/b**
- **Marchés gaziers : entre surplus et tensions à venir**
- **Énergie : la transition énergétique en marche**

## Prévisions de Panorama 2010 : Equilibre 70 / 90 \$/b envisageable...

**Déterminant : vision de la croissance économique, d'où une forte corrélation avec les mouvements boursiers**



### Temps forts 2010

- **Mai** : inquiétude liée à l'Espagne
- Fonds européen de stabilité financière (FESF)**
- **Août** : inquiétude sur la croissance américaine
- Politique restrictive chinoise**
- **Nov.** : Plan de la Fed
- UE** : Aide à l'Irlande; Soutien de la BCE.
- + *Effet \$ / Micro économie*

Revenons sur 2010 et le marché pétrolier.

Notre prévision présentée au dernier panorama d'un équilibre entre 70 et 90 \$/b s'est révélée en ligne avec le marché.

La volatilité annoncée a reflété les inquiétudes économiques et financières de la zone Euro et des Etats-Unis. Elle a été néanmoins sans commune mesure avec celle du second semestre 2008 année de la crise.

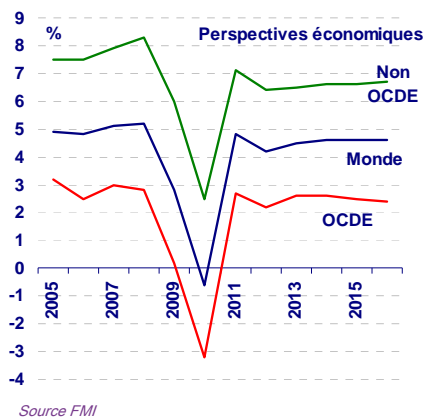
Le prix du pétrole a fluctué au gré de ces anticipations suivant assez fidèlement les mouvements boursiers.

Le mois de mai a été particulièrement affecté par la dégradation de l'Espagne par les agences de notation. Il faut rappeler qu'à cette période l'éclatement de la zone Euro était même envisagé. Même correction baissière en août liée à l'incertitude sur la croissance économique et sur la politique monétaire chinoise.

La perception change en fin d'année avec l'annonce du plan de la FED et du plan européen de soutien à l'Irlande et les prix remontent.

Quel bilan en tirer ? D'abord une forte hausse du prix moyen à 80 \$/b soit près de 30 % de plus qu'en 2009. Ensuite un seuil des 100 \$/b qui se rapproche.

## Scénario central : Croissance économique soutenue, mais...



### Vision optimiste...

Cohésion Européenne & soutien de la Chine

Croissance américaine solide

... Mais risques nombreux

Immobilier (US, Espagne...);

Viabilité de la dette / Confiance;

Inflation / Hausse des taux;

Situation bancaire / Crédits;

"Bulles" dans les émergents;

Surchauffe Chine....

L'élément décisif de cette évolution du marché reste la croissance économique mondiale. En 2010, le FMI a réajusté régulièrement à la hausse ses prévisions de croissance. A 4,5 % anticipé désormais pour les prochaines années, on n'est pas éloigné des niveaux records atteints entre 2004 et 2008.

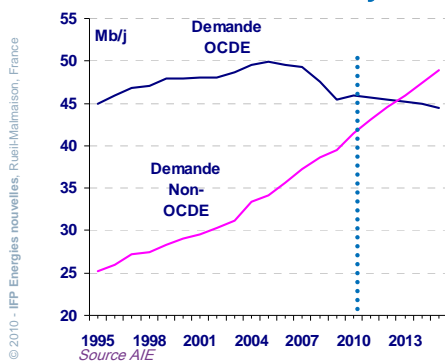
Ce scénario central est privilégié par les marchés depuis novembre dernier ce qui explique les mouvements haussiers sur les marchés financiers et sur le prix du pétrole. La forte corrélation entre prix du pétrole et Dow Jones joue d'ailleurs actuellement un rôle majeur sur l'évolution du prix.

Reste de nombreuses incertitudes qui, l'année passée, ont fortement impacté les marchés : la viabilité de la situation d'endettement des pays occidentaux restera en particulier au cœur des préoccupations. Le taux d'emprunt obligataire sera le marqueur de référence pour estimer cette viabilité.

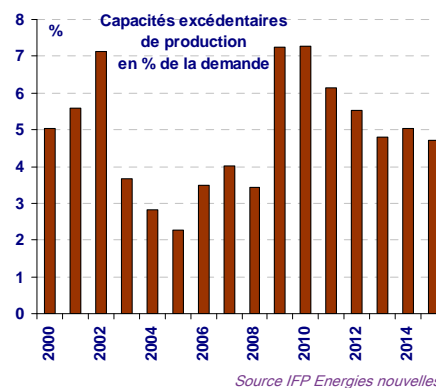
La confiance des marchés sur la cohésion européenne et sur la crédibilité des politiques budgétaires sera également décisive. Le moindre faux pas sera sanctionné par les marchés. Le nouveau test des banques européennes sera sans aucun doute aussi un rendez-vous majeur de l'année.

## Scénario central source de tensions

**La progression de la demande...**  
**Monde : + 1,2 Mb/j par an 2010/2015**  
**Non OCDE : + 1,5 Mb/j**  
**OCDE : - 0,3 Mb/j**



**... pèse sur les marges disponibles de production**  
**2010 : 7 % de la demande**  
**2013 + : < à 5 %**



5

DEV - Panorama 2011 - IFP Energies nouvelles

Si l'on exclut, un scénario de crise ou d'incertitude comme le font actuellement les marchés, le scénario central est porteur de tensions à terme.

Il devrait en effet aboutir à une croissance soutenue de la demande pétrolière. Rappelons que sa progression annuelle a atteint un niveau très élevé en 2010 de 2,5 Mb/j et sera supérieure à 1 Mb/j sur les 4 prochaines années. Les non OCDE vont ainsi compenser le déclin progressif de la demande des pays occidentaux. Avant 2015, la demande des pays non OCDE sera supérieure à celle de l'OCDE. Soulignons au passage que ce mouvement explique pour une large part les contraintes pesant sur le raffinage européen en particulier.

Côté offre, on devrait assister à un déclin progressif des marges de production disponible au sein de l'OPEP. De 6 Mb/j, elles passeraient progressivement à 4 Mb/j soit 5 % de la demande mondiale. Ce facteur est sans aucun doute l'un des éléments qui pèse aujourd'hui sur les prix.

Les marchés financiers en tiennent compte : le paysage pétrolier futur est ainsi intégré dans les prix spots.

## Rôle croissant des substituts au pétrole conventionnel

### Poids des substituts

2008 : 3 Mb/j

2020 : 7 Mb/j

### Le coût des huiles lourdes définit les prix minimum tenables

70 à 80 \$/b

70 à 80 \$/b

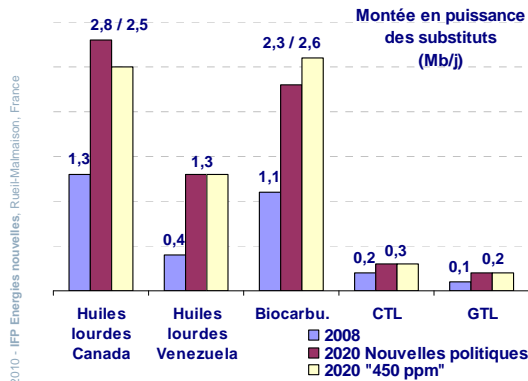
### Biocarburants

80 à 150 \$/b

GTL / CTL

60 à 100 \$/b

déjà intégrés par les marchés ?



© 2010 - IFP Energies nouvelles, Rueil-Malmaison, France

6

DEV - Panorama 2011 - IFP Energies nouvelles

Le second élément haussier est lié aux perspectives d'évolution de l'offre. La production de bruts conventionnels stagne et le poids des pétroles non conventionnels et alternatifs est appelé à se renforcer : ils pourraient représenter 7 Mb/j dès 2020.

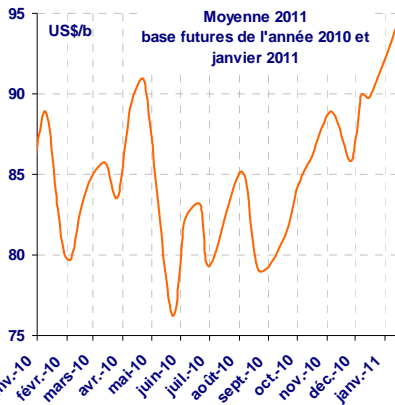
Les huiles lourdes du Venezuela et du Canada sont incontournables. Les biocarburants durables joueront également un rôle croissant dans l'équilibre du marché. Or ces ressources nécessitent des prix relativement élevés pour couvrir les investissements. Un seuil de 70 à 80 \$/b est couramment retenu. Ce coût fixe un prix plancher pour le pétrole.

La montée en puissance envisagée des carburants de synthèse à partir de gaz ou de charbon est également envisagée. Ces options n'ont pas connu le développement attendu au début des années 2000 : investissements nettement plus élevés que prévu, bilan CO<sub>2</sub> sans avantage pour le gaz et très défavorable pour le charbon expliquent ce décalage. Ils sont néanmoins envisagés à l'avenir pour des quantités modestes certes mais suffisantes pour peser sur les prix. Leurs coûts de production, fortement dépendants du prix du gaz ou du charbon, peuvent nécessiter un prix du baril à 100 \$/b. Ainsi, le coût de production des ressources non conventionnelles est un des éléments susceptibles d'expliquer les niveaux actuels du prix.

## Vision IFP Energies nouvelles 2011

Vision du marché en 2010 :

75 / 94 \$/b pour 2011



Sources Platts / IFP Energies nouvelles

■ Scénario central : 80 / 95 \$/b

Effet coûts minimum

&

Tensions attendues sur les marges de production

■ Scénario alternatif : 70 / 80 \$/b

croissance affectée

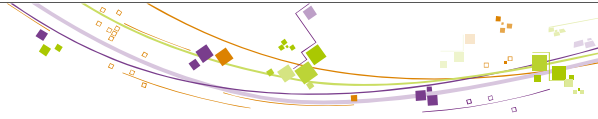
Notre prévision pour 2011, basée sur le scénario économique de référence, est donc haussière pour 2011. Cette vision s'appuie sur les 2 facteurs évoqués précédemment : croissance de la demande, réduction des capacités excédentaires et effets coûts minimum des productions marginales.

Des soubresauts sont probables ce qui nous fait retenir un prix fluctuant principalement entre 80 et 95 \$/b cette année.

La prudence nous impose d'envisager aussi un scénario alternatif baissier compte tenu des incertitudes économiques avec un retour vers le prix plancher de 70 à 80 \$/b. Il n'est cependant pas le plus probable actuellement.

Alors que les prix flirtent avec les 100 \$ d'aucuns craignent une flambée comparable à celle que nous avons connue au premier semestre 2008. La situation aujourd'hui est très différente en ce qui concerne les fondamentaux. L'OPEP dispose actuellement d'une capacité de 5 à 6 Mb/j contre 1,5 Mb/j en 2008. Les stocks de brut et de produits se situent à un niveau historiquement élevé. Enfin le dollar se maintient face à l'Euro contrairement à 2008 où l'effondrement du dollar avait contribué à l'envolée des prix.

On ne peut exclure que la spéculation ne pousse les prix au delà de 100 \$. Mais elle ne pourra pas aller durablement contre les fondamentaux du marché.

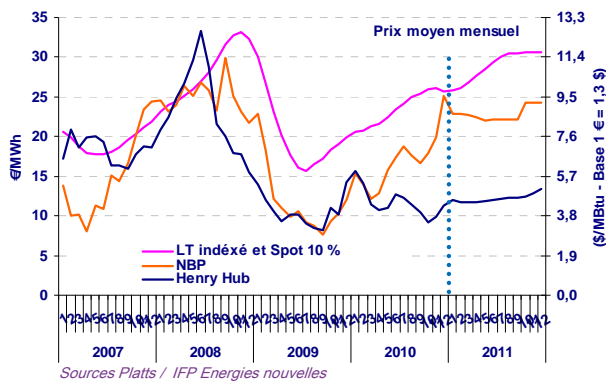


## Présentation

---

- **Pétrole : retour vers les 100 \$/b**
- **Marchés gaziers : entre surplus et tensions à venir**
- **Énergie : la transition énergétique en marche**

## Déconnexion des marchés gaziers depuis mi 2008



### 4 facteurs :

1. Crise économique
2. Gaz non conventionnel aux USA
3. Moindre dépendance aux importations indexées au RU
4. Prix du pétrole élevé

**Les marchés anticipent toujours un écart significatif en 2011 en particulier entre le NBP anglais et le prix long terme indexé**

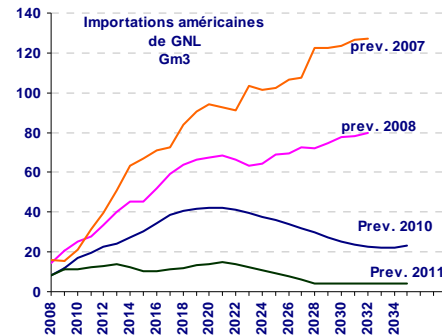
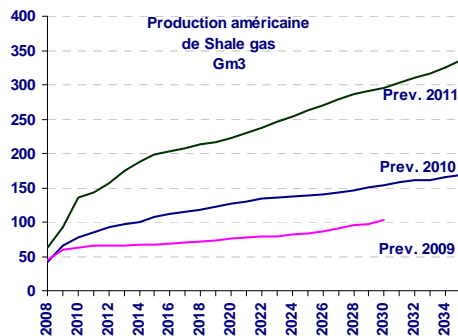
La bulle gazière de 2009 s'est accompagnée d'un déconnexion entre les prix spots et les prix des contrats long terme. Le prix spot reflète l'excès actuel de l'offre alors que les prix des contrats long terme sont indexés sur les prix du pétrole.

Côté américain, la montée en puissance des gaz non conventionnels a bouleversé le marché. Le surplus a poussé les prix vers les 4 \$/MBtu, un niveau proche des coûts minimum de production. Le marché américain est ainsi déconnecté des échanges GNL spots.

Côté anglais, le prix est moins sensible aux achats de gaz long terme du continent avec la montée en puissance des importations de Norvège et des Pays Bas et des achats de GNL spot. Le prix indexés est désormais le prix plafond en période de fortes demandes. Ce fut la situation de fin 2010 en raison de la rudesse de l'hiver.

Si l'on examine l'écart prix long terme / NBP en 2011, sur la base des anticipations actuelles, un écart substantiel de 24 % est envisagé, en baisse par rapport aux 35 % en 2010. Ce scénario explique la pression actuelle des acheteurs pour renforcer la part spot dans les contrats au-delà des 10 à 15 % déjà acquise. L'enjeu financier et en terme de part de marché est majeur. Pour les vendeurs il s'agit de tenir en espérant une convergence rapide des prix.

## Un marché US autonome Effet "Shale gas"



Sources DOE

**Forte hausse attendue de la production de "shale gas"**

➔ Impact sur marché national en terme de prix (6 à 7 \$/MBtu anticipé)

➔ Moindre pression sur le marché international du GNL

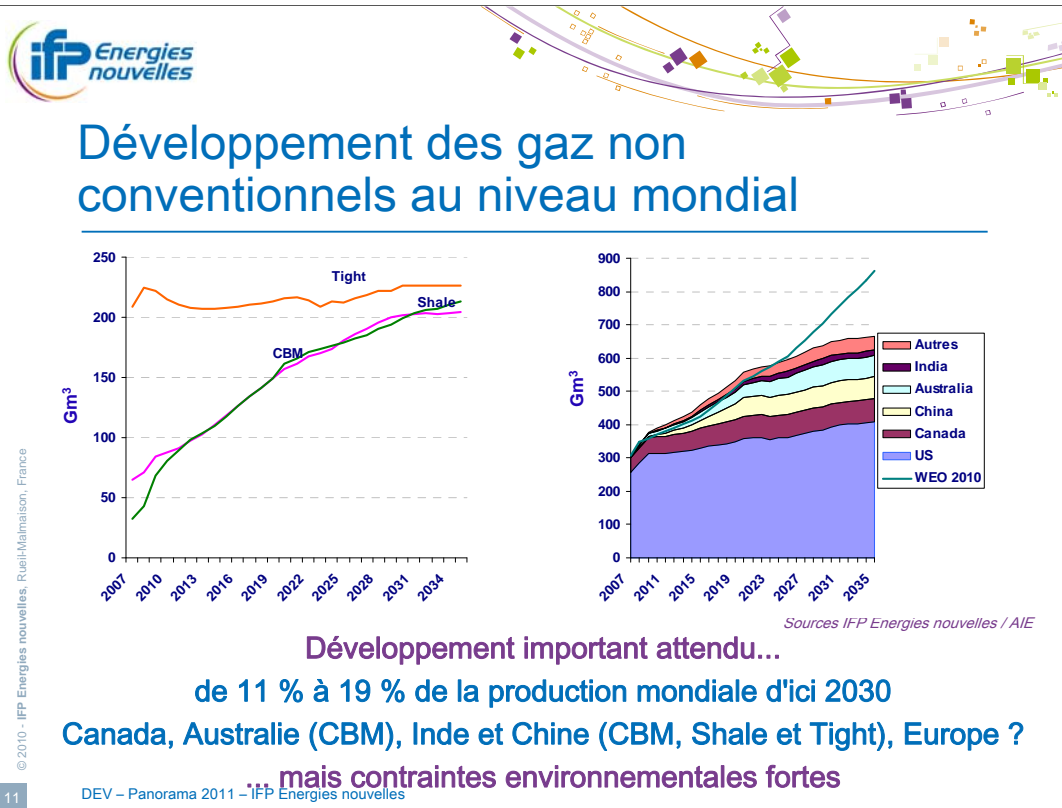
Cette convergence ne viendra pas du marché américain. La révolution des gaz de schiste a en effet radicalement changé la donne.

Exploité depuis 20 ans, leur production a connu une envolée exceptionnelle en 2006. De 10 Gm<sup>3</sup> produits au milieu des années 2000, on a atteint plus de 100 Gm<sup>3</sup> en 2010. Le DOE américain envisage désormais 300 Gm<sup>3</sup> en 2030, c'est à dire le double de ce qu'il prévoyait il y a juste un an. Cette nouvelle donne a bouleversée le marché nord américain, mais aussi le marché mondial du GNL.

Le prix US devrait désormais être directement impacté par les coûts de production estimés entre 4 et 8 \$/Mbtu. Le prix actuel qui se situe dans la zone basse depuis 2009 n'est probablement pas soutenable. Les perspectives tablent sur une progression vers les 5 à 6 \$/MBtu dans les prochaines années. On sera donc loin des 10 \$/MBtu actuels du marché européen.

Au niveau international, l'impact est majeur en raison de la baisse des achats de GNL de ce pays. Il y a 4 ans, on estimait qu'en 2015 les Etats-Unis importeraient 80 Gm<sup>3</sup>. En fait, ce sera probablement moins de 30 Gm<sup>3</sup>. Les négociations en cours du Qatar qui misait sur le marché américain illustrent ce changement radical. Ce pays chercherait à réexporter, vers la Chine et l'Inde, environ 15 Gm<sup>3</sup> à des conditions plus favorables. Les acheteurs semblent en position de force pour obtenir des concessions.

L'impact des gaz de schiste américains est donc considérable.



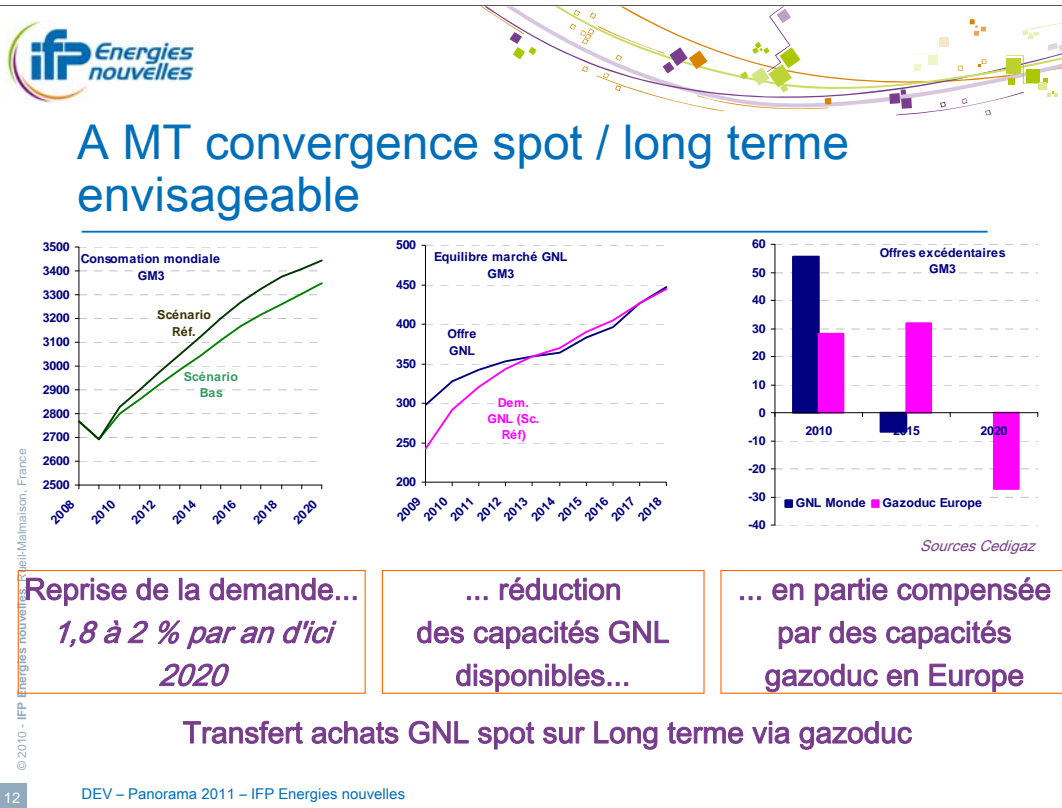
Qu'en sera-t-il au niveau mondial ?

Soulignons tout d'abord que les gaz de schiste ne sont pas les seuls gaz non conventionnels. Les gaz compacts ou tight gas ainsi que le gaz de houille ou Coal bed Methane sont également exploités actuellement. De quoi s'agit-il ?

Les gaz de schiste sont issues directement de la roche mère, c'est à dire qu'ils n'ont pas été expulsés vers un gisement traditionnel. Les tight gas sont piégés dans des grès. Ils présentent une même caractéristique, une très faible perméabilité ce qui nécessite l'usage des forages horizontaux et la fracturation de la roche, techniques à l'origine de la révolution pour les shale gas. Enfin, le CBM est le gaz piégé dans les mines de charbon : c'est ce qu'on appelle communément le grisou.

Les perspectives de développement de ces gaz au niveau mondial semblent prometteuses. Le CBM représente un potentiel important en Australie, qui développe des unités GNL avec ce gaz mais aussi en Inde ou en Chine. Pour des raisons stratégiques de réduction du niveau de dépendance, de nombreux pays ont lancé des programmes visant à estimer le potentiel exploitable. Ces ressources pourraient représenter près de 20 % de la production mondiale en 2030 contre 10 % actuellement.

Reste une incertitude de taille en particulier en Europe : les volumes réellement récupérables et surtout l'acceptation sociétale en raison des risques environnementaux évoqués liées à la fracturation. Un dialogue sera indispensable pour valider l'absence d'impact dès lors que les opérations se réalisent dans les règles de l'art.



En dehors des Etats-Unis ou de l'Australie, l'impact des gaz non conventionnels restera modeste à court terme au niveau mondial.

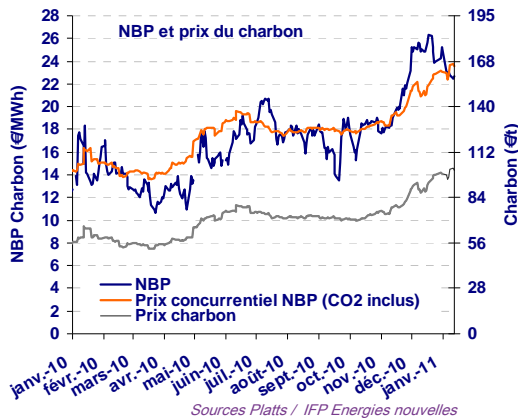
Le contexte gazier de moyen terme devrait être surtout marqué par une progression de la demande mondiale si la croissance économique est effectivement au rendez-vous : un taux de croissance annuel de la demande gazière de près de 2 % est envisagé par Cedigaz sur les 10 prochaines années.

Dans cette hypothèse, l'excédent d'offre sur le marché du GNL lié à la crise de 2009 et au nouveau contexte américain pourrait se résorber dès 2013/2014.

Cela implique une probable convergence des prix spots GNL et des prix indexés. Ce serait un changement radical par rapport à ce que l'on connaît depuis 2009 : les acheteurs se sont tournés vers le marché spot plus attractif par rapport aux achats long terme. En Europe par exemple, les achats spots ont atteint 24 % en 2010 contre 18 % en 2009. Il y a eu clairement transfert des achats vers le GNL.

Cet effet d'aubaine pourrait ainsi disparaître dans les 2 à 3 ans à venir. C'est l'espoir des vendeurs qui poussent au maintien de l'indexation avec le pétrole pour les contrats long terme.

## NBP anglais et prix long terme divergent en 2011 sauf si...



**NBP / Charbon :**  
Hors tension, forte corrélation liée à la concurrence dans le secteur de l'électricité

**Convergence NBP / LT possible si**

1. Charbon > 170 \$/t (130 \$/t fin 2010)
2. Pétrole < 90 \$/b

**Hausse Charbon en 2010**  
**+ 54 % en \$/t ; + 67 % en €/t**

© 2010 - IFP Energies nouvelles, Rueil-Malmaison, France

Sources Platts / IFP Energies nouvelles

13

DEV - Panorama 2011 - IFP Energies nouvelles

Pour l'année 2011, en revanche la divergence spot/Long terme persistera. Ce scénario s'appuie sur les prix actuels de plus de 90 \$/b pour le pétrole et de l'ordre de 130 \$/t pour le charbon.

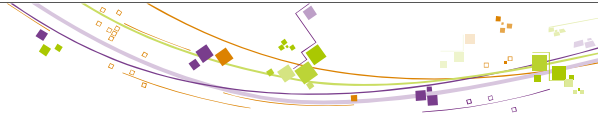
Rappelons que le prix NBP anglais, prix de référence du marché spot européen, est fortement impacté par le prix du charbon qui a progressé de près de 70 % en 2010, exprimé en Euro.

La convergence des marchés implique deux conditions :

d'une part, bien sûr, une moindre pression sur le pétrole et d'autre part, une hausse significative du prix du charbon. Ce n'est pas à exclure et des tensions sont envisagées cette année liées aux achats chinois et à l'effet des inondations en Australie.

A moins de 90 \$/b pour le pétrole et à environ 170 \$/t pour le charbon européen la convergence NBP / long terme devient une réalité.

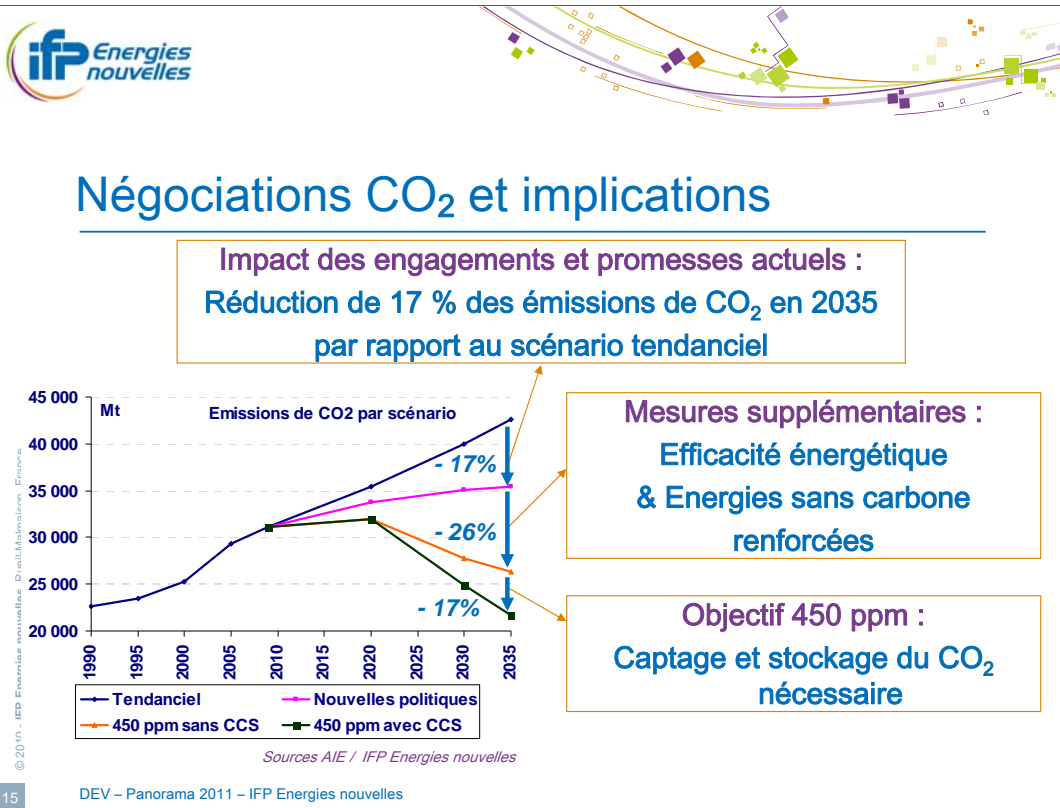
Est-ce tenable ? Tout dépendra de la convergence plus ou moins rapide des prix. L'année 2011 sera de ce point de vue une année déterminante en Europe.



## Présentation

---

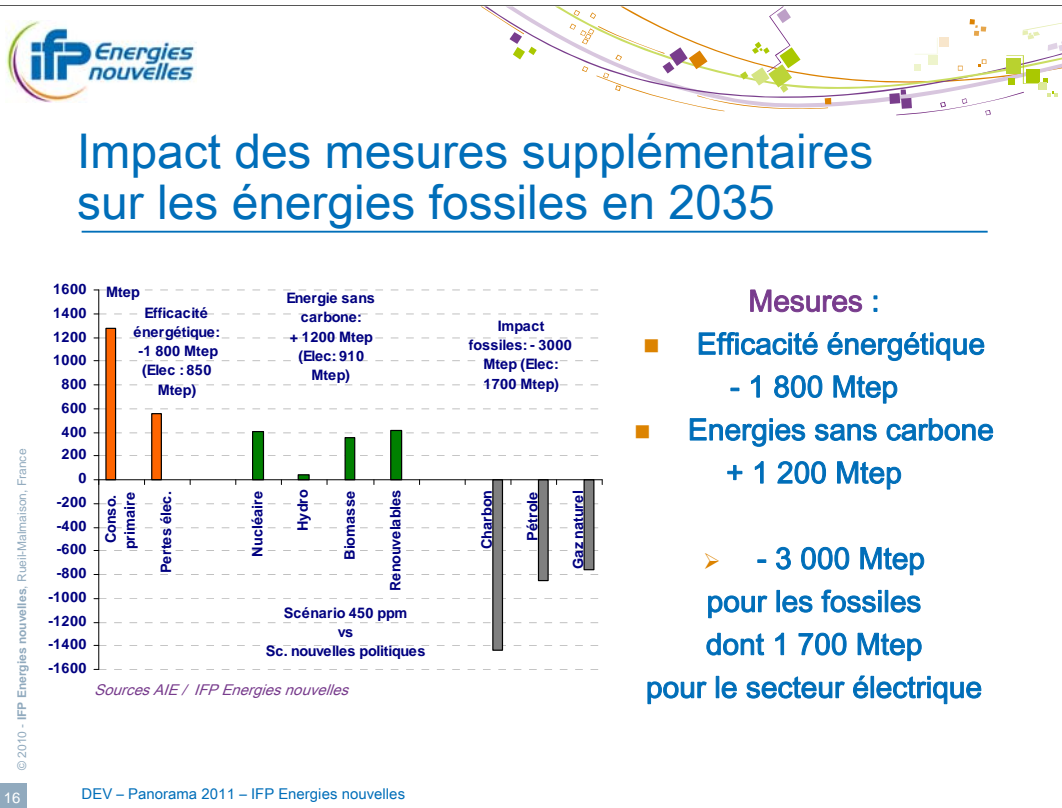
- **Pétrole : retour vers les 100 \$/b**
- **Marchés gaziers : entre surplus et tensions à venir**
- **Énergie : la transition énergétique en marche**



La Conférence de Cancún sur le climat s'est terminée fin décembre sur ce qui est généralement considéré comme un succès. L'accord de Copenhague est en particulier intégré à la Convention sur le climat. Cela inclut l'objectif de limiter le réchauffement global des températures à moins de 2°C et l'affirmation d'aboutir à un pic mondial des émissions le plus tôt possible. Il convient également de souligner la création à destination des pays en développement d'un Fonds vert pour le climat et la mise en place d'un centre de technologie. En revanche la suite à donner au protocole de Kyoto dont la première période d'engagement s'achève fin 2012 a été renvoyée à la conférence de Durban de cette année.

Le scénario d'une hausse limitée à 2°C signifie la stabilisation à long terme de la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> au niveau de 450 ppm. On est bien entendu loin du compte puisque les engagements actuels des pays occidentaux ainsi que les promesses des pays en développement n'aboutissent qu'à une réduction de 17 % des émissions en 2035 par rapport au scénario tendanciel. 40 % de réductions supplémentaires serait encore nécessaire. Des politiques plus ambitieuses en matière d'efficacité énergétique, de développement d'énergies renouvelables ainsi que la capture du CO<sub>2</sub> deviennent nécessaire.

Les Non OCDE devraient dans ce scénario réduire fortement leur émissions. Le dilemme a été résumé par le ministre indien de l'environnement Jairam Ramesh en position de pointe à Cancun pour avancer. De retour dans son pays il a rappelé que sa position restait en ligne avec un objectif général visant à ne pas remettre en cause la croissance économique indienne.



La "croissance verte" est donc la seule option envisageable pour concilier croissance et objectif climatique rappelé à Cancun. Cela a été souligné récemment par le secrétaire général des Nations unies, Ban Ki-moon évoquant "le besoin d'une révolution globale dans le domaine des énergies propres".

Ce scénario de stabilisation des émissions à 450 ppm a été testé dans le dernier rapport de l'AIE. Il implique un double engagement en matière d'efficacité énergétique et de développement des énergies sans carbone. Cela se traduirait par un recul de 3000 Mtep de la consommation d'énergies fossiles, soit une baisse de 25 %.

L'efficacité énergétique représente 60 % du gain total envisageable, en grande partie dans le secteur électrique.

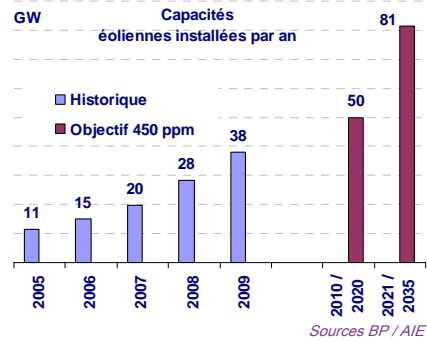
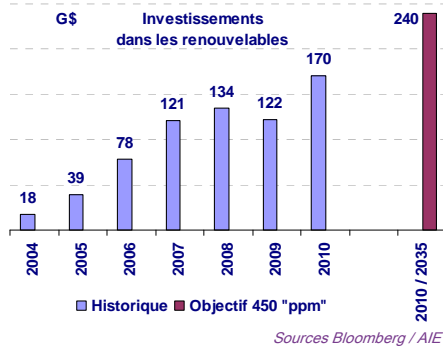
Développement du nucléaire, de la biomasse et des autres énergies renouvelables constituent le deuxième axe de cette croissance verte.

Dans un tel scénario, la part des énergies fossiles dans le bilan énergétique représenterait toujours un peu plus de 60 % contre 75 % dans le scénario de base C'est aujourd'hui plus de 80 % du bilan mondial.

C'est cependant un changement radical qui affecterait fortement le charbon avec une baisse de 38 % de sa consommation et de l'ordre de 20 % pour le pétrole et le gaz.

Sa mise en œuvre reste un vrai défi en terme d'investissement et nécessitera une réelle coopération internationale.

## Renouvelables : investissements croissants et massifs... à renforcer



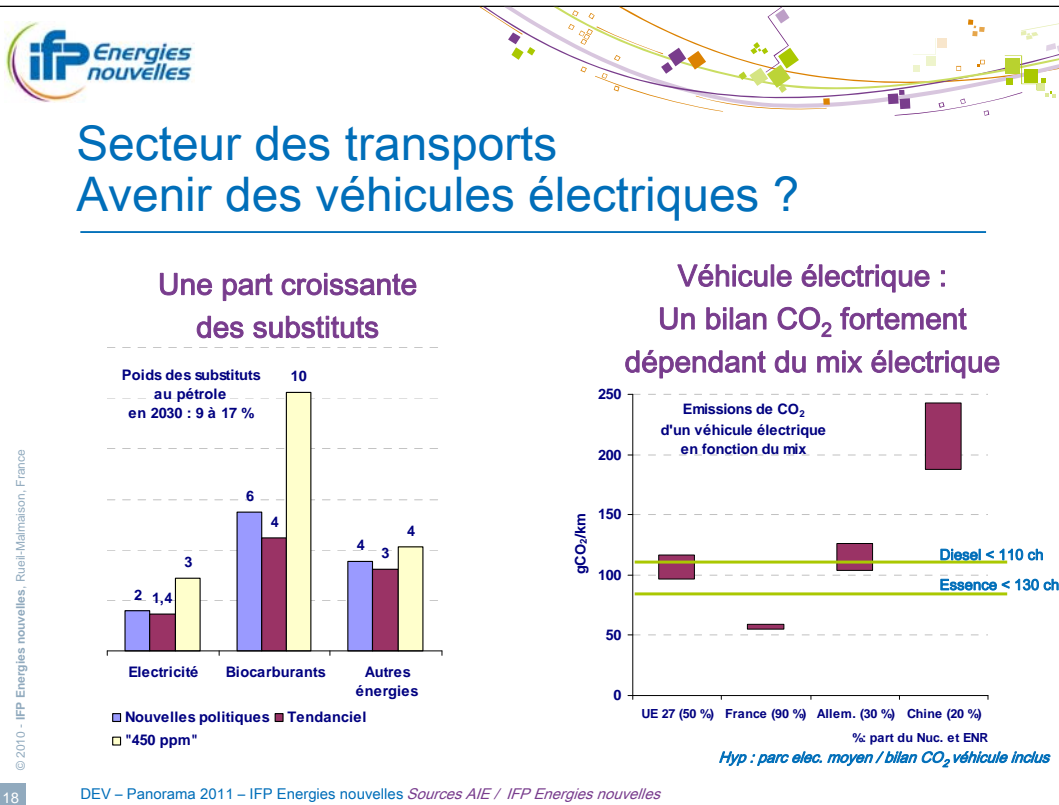
**Renouvelables : naissance d'une véritable industrie  
mais investissements inférieurs aux besoins du scénario "450" ppm  
Le secteur des éoliennes en pointe : plus de 50 % du total**

Afin d'illustrer la dynamique mondiale qui se met en place je souhaite faire un focus sur les énergies renouvelables. IFP énergies nouvelles a une réelle légitimité dans ce secteur avec des recherches bien sûr sur les biocarburants de demain mais aussi une implication dans le secteur de l'éolien offshore.

Ce sont des secteurs en mutation très rapides marqués par l'éclosion d'une véritable industrie. Pour s'en convaincre il suffit d'examiner l'évolution des investissements dans ce secteur : ils ont été multipliés par un facteur 10 depuis 2004.

A 170 milliards de \$ en 2010, on se rapproche des montants nécessaires pour les 25 prochaines années estimés à 6000 milliards de \$ par l'AIE soit 240 G\$ par an. Ce montant représente environ la moitié des investissements du secteur pétrolier.

Le secteur éolien est en pointe représentant à lui seul plus de 50 % des investissements. 38 Gw sont d'ores et déjà installés chaque année dans le monde. Là encore, les objectifs définis par l'AIE pour les prochaines années ne sont désormais plus très éloignés.

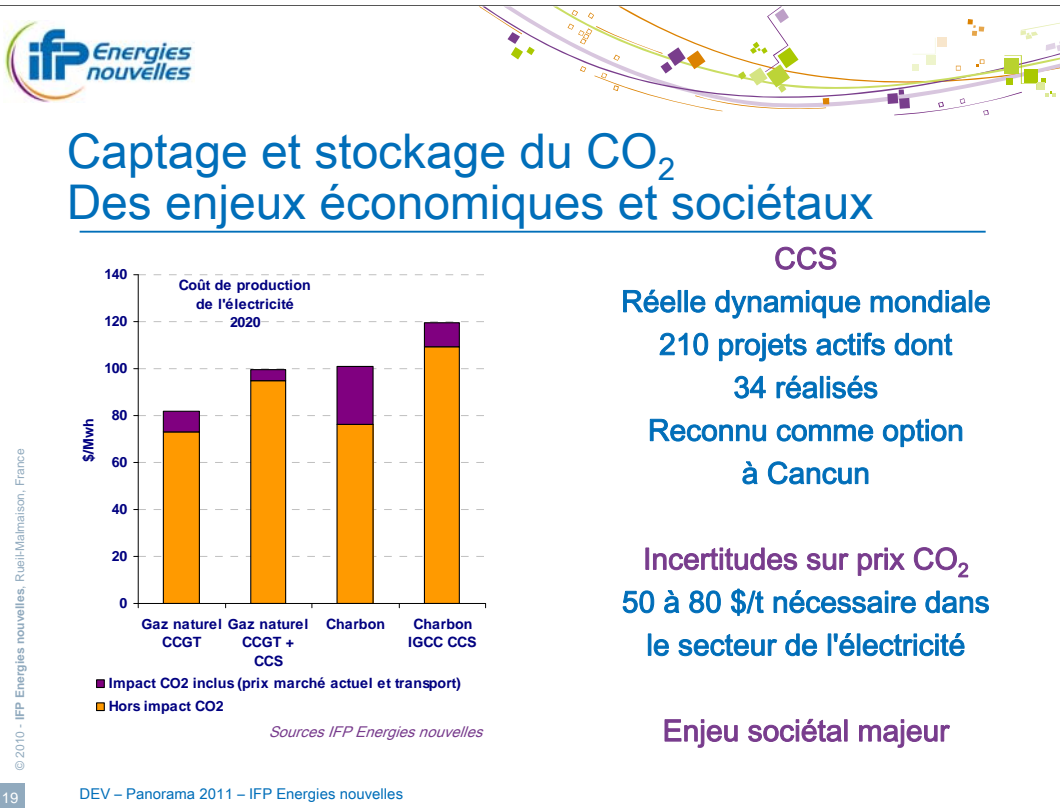


Même constat dans le secteur des transports qui contribue pour environ 20 % aux émissions mondiales de CO<sub>2</sub>. La montée en puissance des substituts au pétrole et des nouvelles motorisations est un mouvement irréversible. Suivant les scénarios, les substituts pourraient représenter entre 10 et 17 % de la consommation de ce secteur à l'horizon 2030. Cela signifie aussi que les liquides de type pétrolier joueront encore un rôle majeur, assurant au minimum 83 % du total.

Le potentiel d'amélioration du moteur à combustion interne reste considérable. La voie de l'électrification partielle, c'est-à-dire l'hybridation permet d'améliorer encore plus l'efficacité globale du système transport. La mobilisation de ces technologies offre un potentiel considérable de gains en terme de consommation. Les gains se situent entre 20 et 40 % en moyenne et jusqu'à 50 % en usage urbain.

L'électrification totale va se développer mais elle correspond à un marché de niche. La part de marché de ces véhicules reste encore incertaine ; les prévisions tablent sur 5 à 15 % au niveau mondial dans les 20 prochaines années.

Pour mesurer l'efficacité en terme d'émission de CO<sub>2</sub> de ces technologies, il est indispensable d'avoir une approche intégrée sur l'ensemble de la chaîne. C'est ce qu'on appelle les analyses du cycle de vie. Il faut intégrer en particulier les conditions de production d'électricité. Ainsi, en France, le bilan CO<sub>2</sub> est favorable compte tenu du poids du nucléaire. Par contre, il est fortement défavorable en Chine. C'est un point important à rappeler pour ce pays qui est devenu en 2010 le premier marché au monde devant les Etats Unis : 13 millions de véhicules vendues contre 11. En 2005 c'était 4 millions d'un côté contre près de 17 millions. C'est une illustration supplémentaire des mutations mondiales en cours...



**CCS**  
 Réelle dynamique mondiale  
 210 projets actifs dont  
 34 réalisés  
 Reconnu comme option  
 à Cancun  
 Incertitudes sur prix CO<sub>2</sub>  
 50 à 80 \$/t nécessaire dans  
 le secteur de l'électricité  
 Enjeu sociétal majeur

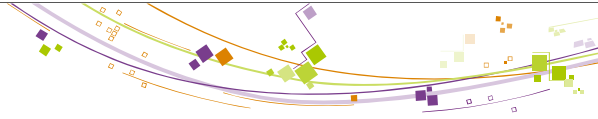
On ne peut pas parler de la transition énergétique sans évoquer la technologie du captage et stockage du CO<sub>2</sub> reconnue comme indispensable pour atteindre le seuil de 450 ppm.

La contribution du CCS est potentiellement majeure : d'après l'AIE, elle se situerait à l'horizon 2035 entre 19 et 26 % de la baisse attendue des CO<sub>2</sub>. C'est une contribution supérieure à l'impact des renouvelables.

La conférence de Cancun sur le climat l'a d'ailleurs intégré dans le mécanisme de développement propre, ce qui permettra à terme un déploiement dans les pays en développement. Les projets actifs actuellement, estimés à 210 dont une centaine au stade commerciale, se situent pour l'essentiel en Europe et aux Etats-Unis.

Le déploiement de cette technologie nécessite d'apporter des solutions à deux défis majeurs. Défi économique d'abord. Le CCS représente un coût supplémentaire et n'est pas rentable dans le contexte actuel. Dans le secteur de la production d'électricité, le prix du CO<sub>2</sub> devrait se situer entre 50 et 80 \$/t pour que le CCS soit compétitif. Il convient donc de réduire les coûts grâce à un effort de R&D.


Le deuxième enjeu majeur est sociétal. Les Pays-Bas ont par exemple renoncé à un projet situé près de Rotterdam en raison d'une opposition de la population locale. Un dialogue ouvert, comme pour les gaz non conventionnels, sera là aussi indispensable.



## Conclusion

---


- Optimisme économique retrouvé
- Pression sur les ressources
- Dilemme CO<sub>2</sub> / croissance : enjeu de Durban
- Economie mondiale encore convalescente



# Energie et eau


---

**Eau et énergie sont liées**



**de l'énergie pour l'eau  
&  
De l'eau pour l'énergie!**

**PANORAMA  
2011**



- **Quelle gestion de l'eau dans le domaine de l'énergie?**
- **Quelles pistes pour améliorer le fonctionnement actuel?**
  - **Quelles limites au traitement de l'eau?**
- **Quelles implications économiques et environnementales?**

...?

© 2010 - IFP Energies nouvelles, Rueil-Malmaison, France

21      DEV – Panorama 2011 – IFP Energies nouvelles

L'eau et l'énergie sont, avec l'alimentation, les 3 priorités pour l'humanité arrêtées par le Sommet du Développement durable à Johannesburg en 2002.

L'eau et l'énergie sont indissociablement liées: si l'énergie est indispensable pour produire une eau de qualité accessible au plus grand nombre, l'eau est également présente à de nombreux stades de la production d'énergie. C'est ce dernier aspect que nous proposons de traiter lors de ce colloque.

Nous verrons que fabriquer des carburants ou de l'électricité à partir d'énergies fossiles, d'uranium, de biomasse, ou d'énergie solaire et géothermique, fait intervenir l'eau à différentes étapes des processus, depuis l'extraction des matières premières jusqu'à leur transformation ultime.

Cette eau peut être consommée dans les procédés, jouer le rôle d'une utilité plus ou moins recyclée et qu'il faut optimiser ou encore être générée comme sous-produit des opérations.

De nombreuses questions se posent sur la gestion de l'eau dans la production d'énergie :

Comment les industriels de l'énergie gèrent-ils les eaux issues de leurs opérations ?

Quelles sont les pistes envisagées pour améliorer le fonctionnement actuel ?

Quelles sont les limites techniques au traitement de l'eau ?

Quelles sont les implications économiques et environnementales ?

Autant de questions auxquelles *Panorama* 2011 tentera d'apporter des réponses.



*Innovater les énergies*

[www.ifpenergiesnouvelles.fr](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr)