



# Les Petits Cahiers

## Sommaire

### Actualité

Fièvre de gaz de schistes : une maladie contagieuse? Mariya FILATOVA

### Recherche

How CO2 capture and storage can mitigate carbon leakage. Philippe QUIRION, Julie ROZENBERG, Olivier SASSI and Adrien VOGT-SCHLIB.

Eléments de réflexion sur l'évolution du secteur électrique. Mathilde DROUINEAU

### Technologie

Supraconductivité des réseaux : la fin de l'âge de cuivre. Paul HUGUES



# Fièvre de gaz de schistes : une maladie contagieuse ?

Mariya FILATOVA

Mastère OSE, MINES ParisTech, Promo 2010

Le Grisou, le gaz de charbon, et les autres gaz non conventionnels deviennent un vrai « *game changer* » pour des investisseurs et des énergéticiens. Devant le fort potentiel de ces ressources, le marché mondial du gaz se redessine. Jusqu'à présent on estimait la durée de vie des réserves de gaz naturel à une soixantaine d'années. Depuis ces dernières années, les compagnies gazières américaines produisent à grande échelle un nouveau type de gaz naturel – le gaz non conventionnel. Mais qu'est-ce qui se cache sous ce nom mystérieux ? Quelles sont les raisons de la fameuse révolution des schistes aux Etats- Unis ? Et est-ce que d'autres pays sont touchés par cette révolution, mais sur leur territoire ? Dans cet article, nous essayerons de trouver les réponses à toutes ces questions.

## Qu'est ce que c'est, le gaz non conventionnel ?

Le gaz non conventionnel représente des ressources de gaz qui ne peuvent pas être extraites par des techniques de forage classiques et qui requièrent des approches d'extraction innovantes. Chimiquement, rien ne distingue ces molécules de celles qui viennent de Russie, de Norvège ou du Qatar. C'est leur localisation en sous-sol, dans des gisements très peu perméables, qui les distinguent physiquement. On différencie 4 types de gaz non conventionnel :

- Le gaz de charbon (coalbed methane) ou grisou en français : correspond à des vapeurs de méthane piégées dans le minerai de charbon et est donc présent dans les mines de charbon. Après sa formation, une partie de ce gaz peut rester incluse dans le charbon, soit sous forme de poches (le grisou), soit sous forme adsorbée.
- Le gaz de réservoirs compacts (tight gas) : est présent dans des structures rocheuses peu perméables qu'il faut désagréger pour pouvoir exploiter. L'extraction de ce type de gaz non conventionnel est donc aujourd'hui trop coûteuse pour qu'il soit exploité à grande échelle.
- Le gaz de schiste (shale gas) : représente du gaz piégé au sein des roches mères plus ou moins argileuses, en partie sous forme adsorbée par la matière organique contenue dans les particules d'argile et en partie capturé au sein des pores qui sont de très faible perméabilité. Le gaz ne migre donc pas dans un réservoir classique mais reste piégé dans la roche mère. En général, ces schistes s'étendent sur de grandes superficies.
- Les hydrates de gaz ou clathrates : correspondent à une forme de gaz non conventionnel se trouvant au fond des océans et étant constitué de méthane et d'eau. On trouve également ce type de gaz dans les régions très froides comme le nord Canadien. Ils sont pour le moment inexploités du fait de leur contexte géologique difficile.

## Comment extrait-on du gaz non conventionnel ?

Le gaz non conventionnel lui-même n'est pas une nouveauté – le premier puits commercial dans les formations des schistes a été foré aux Etats-Unis, à Fredonia (État de New York), en 1821 par *William Hart*. Le vrai succès de production de gaz non conventionnel est venu avec la



maîtrise de deux technologies essentielles : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Le *forage horizontal* permet de maximiser la surface de forage et d'augmenter les rendements. Les « *poches* » de gaz étant souvent de petites tailles, il est nécessaire d'avoir la plus grande superficie de contact avec les zones riches en gaz.

La *fracturation hydraulique* (création de fractures dans la roche imperméable par propulsion d'eau, de sable et de composants chimiques sous haute pression) permet de toucher des surfaces profondes et peu perméables.

### Les ressources

L'estimation des ressources en gaz non conventionnels reste encore assez incertaine à cause du manque d'expérience sur l'exploitation du gaz non conventionnel et surtout du nombre très limité de puits d'exploration. Ainsi, il est difficile de prédire les taux de récupération possible et les volumes de ressources disponibles. Il existe quand même des estimations approximatives de ressources et de réserves mondiales, la plupart d'entre elles est basée sur les études de Rogner faites en 1996.

Si on ne trouve du gaz conventionnel que dans certains pays, les ressources de gaz non conventionnels semblent mieux réparties dans le monde.

Il existe en Europe des couches de schistes argileux susceptibles de contenir du gaz naturel. De telles couches sont présentes en Suède, Allemagne, France, Angleterre, Pologne, Turquie, Ukraine et Roumanie. Mais les réserves de gaz non conventionnel sont mal connues et les estimations restent encore très approximatives. L'Agence Internationale de l'Energie estime à environ 10 Tm<sup>3</sup> les réserves ultimes récupérables de gaz non conventionnels en Europe de l'Ouest.

La France, quant à elle, bénéficierait de réserves probables de gaz de schistes dans le Sud du pays, en témoignent les obtentions récentes de licences d'exploration en Ardèche, par Total et GDF Suez.

En ce qui concerne les projets actuels et futurs de production de gaz non conventionnels les pays asiatiques tels que la Chine et l'Inde sont intéressés pour réaliser des projets de production de gaz de charbon. Ainsi, la Chine s'est fixée comme objectif d'en produire 30 Gm<sup>3</sup> par an d'ici à 2020, avec 10 Gm<sup>3</sup> pour la compagnie PetroChina dans le Nord Ouest du pays. L'autre pays riche en gaz de charbon est l'Australie ; les grands bassins charbonniers et en particulier ceux situés dans l'est au Queensland et en Nouvelles Galles du Sud pourraient conduire le pays à exporter jusqu'à 148 Gm<sup>3</sup>/an en 2030. Au Canada on trouve plutôt du gaz de schistes, les ressources étant estimées à environ 30 Tm<sup>3</sup>.

### La révolution des gaz de schistes aux Etats-Unis

En 2009 et en l'espace d'une année, les Etats-Unis sont devenus le premier producteur de gaz dans le monde, déclassant la Russie qui se retrouve en 2ème position. Selon les estimations de l'Agence Internationale d'Energie, en 2009 les Etats-Unis ont produit 624 milliards de mètres cubes sur un an et la Russie 582 milliards de mètres cubes.

La réalisation du premier projet commercial a été commencée en 1981; vers 1990 le bassin de Barnett produisait 13 milliards de mètres cubes. En 2002 le premier puits horizontal a été foré dans cette formation et en 2009 on produisait déjà 76 milliards de mètres cubes, ou 11% de la production totale de gaz aux États-Unis. La technologie a été rapidement développée, dans le bassin de Barnett il fallait 20 ans pour obtenir un taux de production égal à 5 milliards de mètres cube, tandis que dans le bassin de Fayetteville ce niveau a été obtenu en 4 ans. Actuellement de



nombreux champs sont en exploitation, notamment le Haynesville (à la frontière entre le Texas et la Louisiane), le Fayetteville en Arkansas, le Marcellus (au Nord Est du pays).

Aujourd'hui, aux Etats-Unis, le coût moyen de production de gaz de schistes est environ de 150 à 250 dollars par 1000 mètres cubes. Cependant le coût de production de nouveaux puits avec les technologies éprouvées est plus bas : 80 à 90 dollars. Ce coût est principalement constitué par le coût de puits gazier.

Les acteurs de l'exploitation des gaz non conventionnels aux Etats-Unis sont des sociétés de relativement petite taille, inconnues du grand public. Ce sont notamment XTO Energy et Chesapeake Energy aux Etats-Unis, qui sont récemment sortie de l'ombre grâce à leur activité d'extraction de gaz non conventionnels. D'autres compagnies pétrolières ont été inspirées par le succès de ces sociétés émergentes ; elles ont décidé d'appliquer leur expérience sur d'autres gisements gaziers. Ainsi ExxonMobil, par exemple, a lancé une opération d'OPA sur XTO Energy pour une transaction chiffrée à 41 milliards de dollars. Total a également racheté à Chesapeake une participation de 25% dans le gisement non conventionnel des Barnett Shales aux Etats-Unis pour 2,25 milliards de dollars.

### Quelles conséquences ?

Le développement du gaz non conventionnel par les Etats-Unis est en train de bouleverser le marché mondial du gaz. Cette évolution, qui est due à des technologies innovantes dans le domaine, commence d'ores et déjà à se faire sentir sur le marché classique du gaz. C'est le phénomène de la bulle gazière.

La première conséquence de l'apparition du gaz non conventionnel est la réduction des importations américaines de gaz naturel liquéfié (GNL). Ainsi les méthaniers commencent à orienter leurs routes vers l'Asie et vers l'Europe où on trouve une bonne infrastructure de regazéification de GNL. Ces approvisionnements font perdre à certains des projets GNL leur pertinence en Amérique du Nord et surtout en Europe puisque les prix du marché spot ont tendance à baisser. Par conséquent, Gazprom a décidé de retarder de 3 ans son grand projet GNL de Chokman dans la mer de Barents à cause de doutes dans la rentabilité des investissements.

En outre, les contrats d'approvisionnement sur le continent européen se distinguent des contrats américains par l'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole. Le prix du baril ne cesse d'augmenter tandis que le marché du gaz va être sur-approvisionné. Face à ce phénomène, les énergéticiens adaptent leur stratégie ; ainsi l'Allemand E.ON Ruhrgas, par exemple, a conclu avec Gazprom une révision de ses contrats et a obtenu qu'une partie des prix du gaz approvisionné soit indexé sur le cours du gaz spot et non plus sur le prix du baril.

### La fièvre américaine du GNC peut-elle contaminer le reste du monde?

Tout d'abord, il est nécessaire de préciser que le développement des gaz non conventionnels aux Etats-Unis a été favorisé par un contexte particulièrement adéquat. Cependant, l'exploitation de ce type de gaz en dehors du pays risque de rencontrer de sérieuses barrières.

Un des obstacles est la géologie qui est moins favorable puisque les bassins observés sont plus petits et plus profonds. Par exemple, en France, le gaz de charbon devra être foré à plus de 1300 m de profondeur. De plus, les ressources restent incertaines à cause du manque d'expérience dans l'exploration.

On peut également regarder le développement de gaz non conventionnel d'un point de vue écologique. Les nouvelles techniques d'extraction nécessitent de réaliser de nombreux puits



de forages fortement rapprochés les uns des autres. Les quantités non négligeables d'énergie et d'eau consommées (15000 à 20000 m<sup>3</sup> d'eau seraient nécessaires pour un puits) pendant la phase de forage détériorent le bilan environnemental du gaz non conventionnel en comparaison avec celui de son frère jumeau, le gaz classique. Enfin, lors des forages, de nombreux produits chimiques sont utilisés et ils existeraient des risques de contamination des nappes phréatiques non encore déterminés. En Europe, la densité de population est telle que ces nouvelles installations gazières proches de zones peuplées ne seront pas acceptées socialement pour des raisons de préservation des paysages. Malgré tout on peut affirmer que les nouvelles façons d'utiliser l'eau pour la fracturation pourraient augmenter le taux de réutilisation et permettraient de supporter des niveaux de salinité plus élevés. Des compositions chimiques différentes ainsi que des techniques de traitement des eaux pourraient améliorer l'impact sur l'environnement.

D'autre part, contrairement au cas des Etats-Unis, l'Europe manque d'une industrie de service dynamique et compétitive qui permettrait de maîtriser les nouvelles technologies et donc les coûts de production. Hormis cela, à cause de l'absence de capacité de transport suffisante, de nombreux projets risquent de ne pas voir le jour et de ralentir davantage les investissements.

Finalement, on peut rencontrer des problèmes dans les licences d'exploitation qui sont accordées sur de relativement petites surfaces. L'exploration des gaz non conventionnels, généralement étendue sur de vastes zones, va nécessiter de nombreuses autorisations plus difficilement accessibles dans des régions densément peuplées ou urbanisées. De plus, à la différence des Etats-Unis, ce n'est pas le particulier qui est le propriétaire du sous sol et donc il ne bénéficie pas directement de l'exploitation des ressources. Ainsi, l'acceptation par les populations dans des milieux peuplés risque d'être plus difficile.

Alors, la fièvre américaine du GNC peut-elle contaminer le reste du monde ? Cela reste encore une question ouverte. Pour l'instant il est assez difficile de prédire l'avenir du marché mondial du gaz et plus particulièrement la durée de la production de gaz non conventionnel. Tout va dépendre de la maîtrise de nouvelles technologies ainsi que de nouvelles réglementations concernant la pollution de l'environnement. Quoi qu'il en soit, il semble nécessaire pour chaque acteur de la chaîne de valeur de production du gaz de revoir sa stratégie, cependant l'incertitude sur la réalisation des projets de gaz non conventionnels ne nous permet pas d'abandonner définitivement les contrats long terme.

### Sources

1. *Chatham House. (2010). The Shale Gas Revolution: Hype and reality.*
2. *International Energy Agency. (2010). Key World Energy Statistics.*
3. *World Energy Council. (2010). Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas.*
4. *U.S. Department of energy (2009) Modern Shale Gas. Development in the United States: A primer*
5. *International Energy Agency. (2010). World Energy Outlook.*



## How CO<sub>2</sub> capture and storage can mitigate carbon leakage

Philippe QUIRION, Julie ROSENBERG, Olivier SASSI and Adrien VOGT-SCHILB  
CIRED

*This paper is a summary of Quirion P., Rozenberg J., Sassi O., Vogt-Schilb A., How CO<sub>2</sub> capture and storage can mitigate carbon leakage, FEEM working paper, 2011 <http://www.feem.it/userfiles/attach/20112101158254NDL2011-015.pdf>*

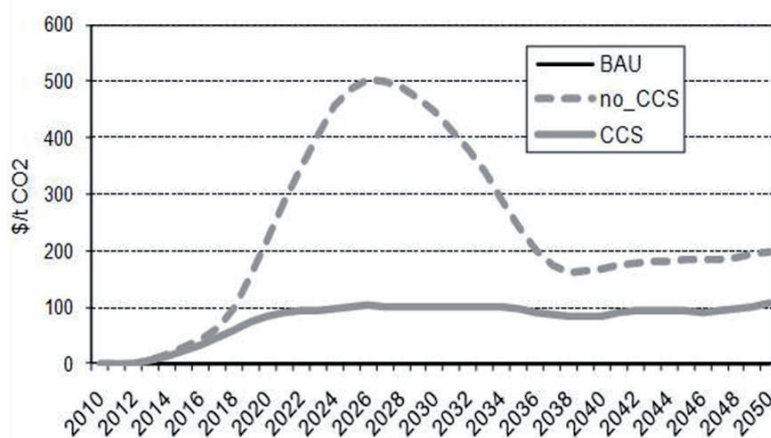
### Overview and methods

Most CO<sub>2</sub> abatement policies reduce the demand for fossil fuels and therefore their price in international markets. If these policies are not taken at a global scale, this price decrease raises emissions in countries without CO<sub>2</sub> abatement policies, generating “carbon leakage”. On the other hand, if the countries which abate CO<sub>2</sub> emissions are net fossil fuel importers, they benefit from this price decrease, which reduces the abatement cost. In contrast, CO<sub>2</sub> capture and storage (CCS) does not reduce fossil fuel demand, therefore it generates neither this type of leakage nor this negative feedback on abatement costs. In the present paper, we assess the influence of CCS on carbon leakage in a macroeconomic framework, using the global hybrid general equilibrium model *Imaclim-R*<sup>(1)</sup>. To do so, we compare a scenario encompassing the CCS technology to another which does not<sup>(2)</sup>. Our scenarios are intentionally very stylised, in order to highlight the economic mechanisms at stake. In both climate policy scenarios, many abatement options can be mobilised (energy savings, renewable and nuclear energies), and the only difference between them comes from CCS availability. In the CCS scenario, over 2013-2050, 17% of OECD CO<sub>2</sub> emissions are captured and stored, and CCS accounts for 43% of OECD abatement.

### Results

First, the availability of CCS moderates the CO<sub>2</sub> price in the short term. When CCS is available, the CO<sub>2</sub> price increases progressively to reach \$100 around 2025 and stays at this level thereafter<sup>(3)</sup> (Figure 1).

Figure 1: CO<sub>2</sub> price





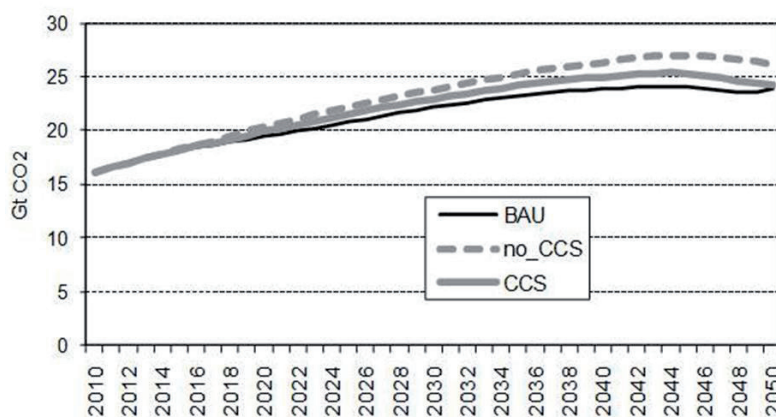
At this CO<sub>2</sub> price, CCS becomes profitable enough to be applied at a large scale, which explains the price stability. Conversely, when CCS is prohibited, more costly options have to be applied and the CO<sub>2</sub> price reaches \$500/t CO<sub>2</sub> around 2025. From 2025 to 2035, the CO<sub>2</sub> price goes down because the old CO<sub>2</sub>-intensive capital is progressively replaced by new, less CO<sub>2</sub>-intensive capital so a lower CO<sub>2</sub> price (around \$200) is enough to fulfil the emission target.

Nonetheless, although lower than in the no\_CCS scenario, leakage is positive in the CCS scenario for two reasons<sup>(4)</sup>. Firstly, as mentioned above, even in the CCS scenario CCS accounts for only 43% of OECD abatement. The rest of abatement is due to options that reduce fossil fuel consumption, mainly energy savings and renewable energies. These abatement options generate leakage through the international energy price channel. Secondly, a part of leakage comes from other leakage channels, including the competitiveness channel.

Figure 2 displays the CO<sub>2</sub> emissions in non-OECD countries. In both climate policy scenarios, these emissions are higher than in the BAU one, the difference being the absolute level of carbon leakage.

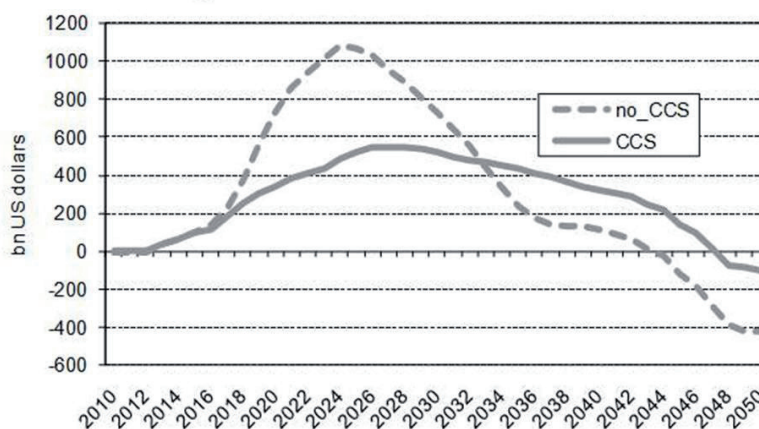
Secondly, the impact of CCS on the cost of emission reductions in OECD countries is not straightforward (Figure 3).

**Figure 2: CO<sub>2</sub> emissions in non OECD countries**



Obviously, CCS reduces the abatement cost, as is apparent from the significantly lower CO<sub>2</sub> price in the CCS scenario than in the no\_CCS one (Figure 2).

**Figure 3: OECD cost of emission reduction**





This explains why the aggregate cost for OECD countries, expressed in GDP loss, is significantly higher in the first decades in no\_CCS scenario. Yet, from 2033 onwards, the cost becomes lower with no\_CCS. Yet, in the last decades, OECD countries benefit from the decrease in fossil fuel prices, decrease which is stronger in no\_CCS. The climate policy (especially without CCS) generates a rent transfer from fossil fuel exporters to fossil fuel importers, which reduces the cost of climate policies in the latter countries. Moreover, in Imacim-R, firms and households do not forecast the increases in the oil and coal prices that take place in the 2040s in the BAU scenario, increase which, for oil, is sharp around the date of the production peak, at the beginning of the 2040s.

The paper finally assesses the setting of an exogenous fossil fuel prices in order to explain the difference in leakage between the scenarios. Higher leakage is observed in the no\_CCS scenario because CCS weakens the international energy price leakage channel, and the higher CO<sub>2</sub> price in no\_CCS scenario reinforces the other leakage channels. In particular, with a higher CO<sub>2</sub> price, OECD CO<sub>2</sub>-intensive industries lose more market shares, reinforcing the competitiveness leakage channels. In order to disentangle these effects, we have simulated the same scenarios with a version of the model modified in order to switch off the international energy price leakage channel. In this version, the BAU scenario is ran with the same model as in the previous section, but in the other two scenarios, the fossil fuels (coal, oil and gas) price trajectories are exogenously set at the same level as in the BAU scenario. We label these scenarios no\_CCS\_exo and CCS\_exo. As displayed in Figure 4, the CO<sub>2</sub> price is slightly lower with exogenous prices than with endogenous prices. When prices are exogenous, the decrease in fossil fuel prices increases fossil fuel demand, hence emissions, requiring a higher CO<sub>2</sub> price to reach a given emission target.

Emissions in non-OECD countries are now very close to the BAU level, meaning that leakage is significantly reduced. Over 2013-2050, the leakage-to-reduction ratio reaches 7% in CCS\_exo and 10% in no\_CCS\_exo (cf. Table 1, last line). In other words, leakage is divided by more than 2 in the CCS\_exo scenario and by nearly 4 in no\_CCS\_exo. The international energy price channel is thus the dominant leakage channel in our model, especially without CCS.

## Conclusion

The development of CCS more than halves carbon leakage to non-OECD countries. The main mechanism behind this result is that CCS does not reduce the OECD demand for fossil fuels, hence does not reduce international fossil fuel prices (the so-called “international energy price leakage channel”). Another, quantitatively less important, mechanism, is that the availability of CCS allows reaching a given emission target for a lower CO<sub>2</sub> price, which also reduces leakage. However, this ability of CCS to reduce carbon leakage comes at a cost: OECD countries are less able to benefit from the decrease in fossil fuel prices, which mitigates the abatement cost in fossil fuel importing countries. Obviously, many other factors have to be taken into account when deciding the role CCS should play in CO<sub>2</sub> abatement. Among these, not least is the other kind of leakage, i.e. the risk of CO<sub>2</sub> leaching from underground reservoirs. However these other factors have already been identified and discussed: cf. the IPCC special report on CCS (Metz et al., 2005) or, most recently, Ha-Duong and Chaabane (2010) and Wuppertal Institute (2010). Since a global CO<sub>2</sub> price is unlikely to emerge at least in the next decade, carbon leakage will remain an important issue in the policy debate so we believe that fully informed public decisions about CCS should also take into account the mechanisms we have quantified in the present paper.



## Notes

- (1) This model has been used in several peer-reviewed articles in recent years: cf. Crassous et al. (2006), Guivarch et al. (2009, 2010), Hamdi-Cherif et al. (2010), Mathy and Guivarch (2010), Rozenberg et al. (2010) and Sassi et al. (2010).
- (2) In the last two scenarios, a climate policy is implemented only in OECD countries: the EU, the other Western European countries, Turkey, the USA, Canada, Japan, South Korea, Australia and New Zealand. The climate policy takes the form of a uniform tax (or a cap-and-trade system with auctioned emission allowances) on all CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion, from 2013 onwards.
- (3) All costs are expressed in US dollars from year 2001, the calibration year of the model.
- (4) The leakage-to-reduction ratio, or leakage rate, i.e. the increase in emissions in non-OECD countries (compared to the BAU scenario) divided by the emission decrease in OECD countries, averaged over 2013-2050, reaches 37% in the no-CCS scenario vs. 16% in the CCS scenario. In other words, leakage in the CCS scenario reaches only 44% (16/37) of its value in the no-CCS scenario.

## Selected References

- Crassous, R., J.-C.Hourcade, and O. Sassi, 2006. Endogenous structural change and climate targets: modeling experiments with Imacim-R, *Energy Journal*, Special Issue #1, Endogenous Technological Change
- Guivarch C., S. Hallegatte and R. Crassous, 2009. The Resilience of the Indian Economy to Rising Oil prices as a validation test for a Global Energy-Environment-Economy CGE model, 2009, *Energy Policy* 37, November
- Hamdi-Cherif, M., C. Guivarch and P. Quirion, 2010. Sectoral targets for developing countries: Combining «Common but differentiated responsibilities» with «Meaningful participation», *Climate Policy*, forthcoming
- Ha-Duong, M. and N. Chaabane, 2010. Captage et stockage du CO<sub>2</sub>. Enjeux techniques et sociaux en France. Quae editions, Paris, ISBN 978-2-7592-0369-7, 164 pp
- Quirion, P., 2010a. Carbon leakage: beyond competitiveness. Berlin Seminar on Energy and Climate, 1st July, [http://www.climatepolicyinitiative.org/news\\_berlin\\_bsec.html](http://www.climatepolicyinitiative.org/news_berlin_bsec.html)
- Quirion, P., 2010b. Climate Change Policies, Competitiveness and Leakage. in Cerdá, E. and Labandeira, X. (eds.). *Climate Change Policies: Global Challenges and Future Prospects*. Edward Elgar Publishing, Cheltenham
- Quirion P., Rozenberg J., Sassi O., Vogt-Schilb A., How CO<sub>2</sub> capture and storage can mitigate carbon leakage, FEEM working paper, 2011 <http://www.feem.it/userfiles/attach/20112101158254NDL2011-015.pdf>
- Metz, B., O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos and L. Meyer (Eds.) , 2005. *Carbon Dioxide Capture and Storage – IPCC Special Report*. Cambridge University Press, UK. pp 431. [http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs\\_wholereport.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf)
- Sassi O., R. Crassous, J.-C.Hourcade, V. Gitz, H. Waisman and C. Guivarch, 2010. Imacim-R: a modelling framework to simulate sustainable development pathways, *International Journal of Global Environmental Issues* 10(1): 5-24.
- Waisman, H., J. Rozenberg, O. Sassi and J.-C.Hourcade, 2010. The Peak Oil through the lens of a general equilibrium assessment. CIRED Working Paper
- Wuppertal Institute, 2010. Comparison of Renewable Energy Technologies with Carbon Dioxide Capture and Storage (CSS). Report for the German Federal Ministry of the Environment. [http://www.wupperinst.org/uploads/tx\\_wiprojekt/RECCSplus\\_final\\_report.pdf](http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/RECCSplus_final_report.pdf)



## Eléments de réflexion sur l'évolution du secteur électrique

Mathilde DROUINEAU

Doctorante, Centre de Mathématiques Appliquées, MINES ParisTech  
Chaire Modélisation prospective au service du développement durable

### Caractéristiques actuelles de la production d'électricité

L'électricité occupe une place centrale dans le système énergétique, car, en tant qu'énergie secondaire, elle est un excellent intermédiaire entre les producteurs d'énergies primaires extractibles, équivalent à 81.3 % de la production d'énergie primaire en 2008, et les consommateurs. Elle représente surtout une part importante et croissante de la consommation d'énergie finale (17.2 %).

Actuellement, la production d'électricité présente les caractéristiques suivantes, elle :

- repose principalement sur les énergies fossiles qui représentent 67.8 % en 2008 : 41 % charbon, 21.3 % gaz naturel et 5.5 % produits pétroliers [1].
- est responsable d'environ un tiers de la consommation d'énergie fossile et est le premier secteur émetteur de gaz à effet de serre (environ 40 %), loin devant le secteur des transports (10 %) [2].
- s'accompagne d'une perte de valeur de 65 % entre l'énergie primaire et l'énergie finale [3]. Ce niveau de pertes du vecteur électrique est dû aux rendements des cycles de Carnot qui limitent fortement l'efficacité des conversions des centrales thermiques.

Compte tenu de ces caractéristiques, la production d'électricité semble inadaptée pour répondre efficacement aux enjeux énergétiques et climatiques qui pèsent sur l'ensemble des systèmes énergétiques. En effet, la raréfaction des ressources fossiles et les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre appellent à trouver des gisements d'efficacité énergétique et à limiter le recours aux énergies fossiles et épuisables en faveur de sources alternatives moins polluantes et renouvelables. La production d'électricité est donc une variable d'ajustement forte pour réduire la dépendance du mix énergétique mondial aux énergies fossiles, permettant de lutter contre le changement climatique et d'améliorer également la sécurité d'approvisionnement des pays fortement importateurs d'énergie fossile.

Compte tenu de ces enjeux et de la réorganisation engagée avec la libéralisation, le futur du secteur électrique semble incertain et multiforme. Il est légitime de se demander si le secteur électrique saura trouver sa place dans une perspective de développement durable, et si oui, au prix de quelles mutations.

### Nouvelles options de développements

Depuis une dizaine d'années, de nouveaux modèles de production d'électricité émergent pour améliorer l'efficacité énergétique et intégrer les énergies renouvelables dans la production.

#### La décentralisation de la production

La production décentralisée désigne la production injectée sur les réseaux de distribution par l'ensemble des installations de relativement petite puissance qui y sont raccordées (de quelques



kW à une dizaine de MW).

Avec la libéralisation du secteur électrique, la production d'électricité n'est plus réservée aux très grands opérateurs capables de maîtriser des techniques de production massives et complexes. De cette façon, dès la fin des années 1990, les turbines à gaz à cycle combiné, de moyenne puissance, peu coûteuses en investissements, produites en grande série, purement électrogènes ou intervenant dans des installations de cogénération, ont été installées, favorisant le développement de l'électricité à partir de gaz, et ont retardé ou remis en cause le renouvellement des unités de production de bases dans de nombreux pays [4].

Plus récemment, les moyens de production décentralisée comprennent l'éolien, le photovoltaïque, l'hydroélectricité, et les unités de cogénération (gaz naturel, biomasse, biogaz ou déchets). Ces filières connaissent ou vont connaître un essor important avec le développement de petites unités d'énergies renouvelables, ce qui est susceptible de modifier l'organisation centralisée et hiérarchique des systèmes électriques.

### Les super réseaux

Le potentiel des sources d'énergies renouvelables éloignées des centres de consommation – typiquement l'éolien en mer du Nord et l'énergie solaire thermodynamique à concentration (STC) provenant des pays méditerranéens – est très important, et pourrait s'intégrer dans la production d'électricité européenne et contribuer à satisfaire aux objectifs de long terme. En plus des problèmes liés à l'intermittence de ces ressources, se pose la question de l'acheminement de fortes puissances sur de grandes distances. De ce fait, des projets ambitieux d'intégration d'énergies renouvelables sont susceptibles de modifier l'organisation des systèmes électriques[5].

### Le stockage

Les besoins de stockage vont prendre de l'importance pour favoriser l'intégration massive d'énergies intermittentes sur les systèmes électriques. Actuellement, pour les systèmes des pays industrialisés, la production étant centralisée, l'équilibre entre consommation et production est d'abord assuré par une gestion prédictive journalière et saisonnière des besoins, et quand la production programmée est insuffisante ou qu'un incident survient, par l'utilisation de moyens à démarrage rapide comme les centrales hydrauliques et thermiques.

Mais, de plus en plus de sources délocalisées, souvent intermittentes, sont raccordées aux systèmes électriques et sont sources de déséquilibre. Pour pallier cet inconvénient, le stockage, ainsi que la gestion intelligente des sources intermittentes qu'elle permet, sont les meilleures solutions. Il existe différentes technologies de stockage que l'on peut classer selon leur application [6] :

- application de faible puissance en sites isolés ;
- application de moyenne puissance en sites isolés (électrification individuelle, village) ;
- application pour la connexion au réseau avec lissage de pointes ; et
- contrôle de la qualité de la puissance. Pour ce besoin, nécessitant peu d'autonomie mais une bonne capacité de restitution de l'énergie, les volants d'inertie, les super-condensateurs et les batteries lithium-ion sont les plus adaptés.

### Le concept de smartgrids

Depuis quelques années, le concept de réseaux intelligents dits smartgrids a fait son apparition dans le monde de l'électricité. Il semble que, grâce aux nouvelles technologies de l'information et de la communication qui peuvent s'intégrer sur l'ensemble de la chaîne électrique, les réseaux électriques puissent devenir intelligents, et tendre vers une gestion concertée et plus efficace de la demande et des moyens de production. Bien qu'il n'existe pas encore de définition unifiée de la notion de smartgrids, l'European Technology Platform SmartGrids définit les smartgrids comme étant des réseaux électriques qui peuvent coordonner intelligemment le comportement



et les actions de tous les utilisateurs y étant raccordés – producteurs, consommateurs, ou ceux combinant les deux aspects – de façon à ce que l’approvisionnement en électricité soit durable, économique et sûr [7].

Les smartgrids devraient favoriser l’intégration d’énergies renouvelables décentralisées et limiter la puissance de pointe en pilotant la demande pour aplanir la courbe de charge. Ils sont en rupture avec l’organisation centralisée que nous connaissons des systèmes électriques.

### Intégrer ces options dans les réflexions long terme

Ces nouveaux schémas de développement du secteur électrique vont dans le bon sens, puisque les solutions proposées permettront d’intégrer plus d’énergies renouvelables sur les systèmes électriques, de limiter la croissance de la demande, en s’associant aux mesures de maîtrise de la demande et d’efficacité énergétique, et in fine de décarboner la production d’électricité. Cependant, avant de miser complètement sur ces solutions pour le futur, il faut s’assurer qu’elles n’altèrent pas la fourniture d’électricité, en particulier la fiabilité de la fourniture.

Apporter des éléments quantitatifs pour répondre à cette problématique est l’objet d’un travail de thèse mené au sein du CMA et de la Chaire modélisation prospective depuis novembre 2007. L’objectif de ces travaux est d’améliorer la description des systèmes électriques dans le modèle de prospective TIMES. Ils s’appuient sur une description multi-échelles des systèmes électriques pour proposer une étude du niveau de fiabilité d’un système électrique à partir de propriétés agrégées des moyens de production. L’approche est validée par un exercice prospectif de l’île de la Réunion, qui a un objectif de production électrique 100% renouvelable en 2030, et où les contraintes de fiabilité de fourniture sont exacerbées par le caractère insulaire (petit réseau, peu maillé, pas d’interconnexion pour secourir le système électrique) [8].

### Bibliographie

- [1] : Key World Energy Statistics from the IEA, International Energy Agency, 2010.
- [2] : Energy Technology Perspectives : scenarios and strategies to 2050, International Energy Agency, 2008.
- [3] : V. Mazauric et N. Maïzi : Réussir l’efficacité énergétique du vecteur électrique : Enjeux, méthodologie, éco-conception, solutions, prospective. REE. Revue de l’électricité et de l’électronique, 5:111-119, 2008.
- [4] : A. Kagiannas, D. Askounis et J. Psarras : Power generation planning : a survey from monopoly to competition. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 26(6):413-421, 2004.
- [5] : V. Krakowski: Exploiter le potentiel renouvelable pour la production d’électricité : apports des nouveaux réseaux et problématiques associées. Mastère OSE, rapport de stage MINES ParisTech/EDF, 2010.
- [6] : P. Couffin et M. Perrin : Le stockage des énergies intermittentes. Clefs CEA, (50-10) :136-138, 2004.
- [7] : SmartGrids European Technology Platform : <http://www.smartgrids.eu>.
- [8] : N. Maïzi, M. Drouineau, E. Assoumou and V. Mazauric, Flexibility and reliability in long-term planning exercices dedicated to the electricity sector, XXIe World Energy Congress, Montreal, Canada, September 12-16, 2010



## Supraconductivité des réseaux : la fin de l'âge de cuivre

Paul HUGUES

Mastère OSE, MINES ParisTech, Promo 2010

*100 ans après la découverte de la supraconductivité, phase de la matière de résistivité électrique quasi-nulle, on aurait pu s'attendre à ce qu'elle soit omniprésente dans notre vie quotidienne tant l'idée de conduire le courant sans résistance est remarquable. Cependant, l'Homme est encore loin d'avoir trouvé un matériau supraconducteur dans les conditions standard de pression et de température, ce qui rend son utilisation limitée à des applications très précises, généralement la génération de champ magnétique en faisant passer un courant dans un solénoïde supraconducteur. On la trouve donc dans les IRM, les accélérateurs de particules, les tokamaks et les trains à sustentation magnétique. Son apparition dans les réseaux de transport et distribution d'électricité a longtemps été rendue impossible par de nombreuses difficultés économiques et techniques. Cependant, les solutions qu'elle apporte pour gérer des réseaux de plus en plus contraints pourraient accélérer son déploiement en tirant profit de la manne allouée au développement des smart-grids.*

### Des câbles supraconducteurs pour accroître l'efficacité énergétique...

Sur le papier, les conducteurs supraconducteurs présentent des caractéristiques très intéressantes pour le transport de l'électricité. La première, la plus intéressante, est évidemment leur résistivité quasi-nulle qui permet de limiter considérablement les pertes résistives en ligne en s'affranchissant de l'effet Joule. Les pertes capacitives dues au transport à haute tension de courant alternatif ne sont diminuées qu'au dessus qu'une intensité-seuil, valant entre le tiers et la moitié du courant nominal. L'ensemble des pertes est loin d'être négligeable et en constante augmentation : l'US Department Of Energy estimait à 1630 TWh les pertes en ligne (transport + distribution) dans le monde en 2006 contre 1170 TWh en 1996. En 2009, les pertes du réseau de transport représentaient 7% de l'énergie électrique produite en France, soit 11,3 TWh (RTE, Site Web). À l'heure des efforts pour une meilleure efficacité énergétique, la réduction des pertes en ligne pourrait représenter un poste d'économies important.

Deuxièmement, à taille comparable, les câbles en matériaux supraconducteurs peuvent transporter, sans perte d'efficacité, 5 fois plus d'électricité que leurs homologues en cuivre et pourraient donc être utilisés pour alimenter des zones à très haute densité de demande électrique. Du fait de l'absence d'effet Joule et d'impact électromagnétique, les câbles ne s'échauffent plus et peuvent donc être enterrés une fois blindés par une gaine en acier. De plus, ils peuvent être déployés très proches les uns des autres et consomment peu de puissance réactive.

### ...dont le déploiement est soumis à des contraintes techniques

Cependant, deux verrous technologiques, dus aux propriétés des matériaux supraconducteurs, empêchent le déploiement à grande échelle de la technologie. Le premier est lié à la température critique, température en dessous de laquelle le matériau devient supraconducteur. Celle-ci est généralement extrêmement faible pour les métaux usuels,  $-269^{\circ}\text{C}$  pour le mercure et  $-266,2^{\circ}\text{C}$  pour le plomb et nécessite alors un système onéreux de refroidissement à l'hélium liquide ( $-269,2^{\circ}\text{C}$ ). Il existe une autre classe de matériaux, de la famille des céramiques, qui possèdent des températures critiques supérieures à la température de liquéfaction de l'azote ( $-195^{\circ}\text{C}$ ). Le coût du refroidissement est alors de 250 \$/W à  $-203^{\circ}\text{C}$ . Cependant, les céramiques ne sont pas



ductiles et sont donc beaucoup plus difficiles à mettre en forme pour réaliser de longs câbles. Le second est la réalisation de l'interface avec le reste du réseau, le câble ne doit pas perturber l'exploitation du réseau et doit supporter les défaillances, de court-circuit notamment. Leur fiabilité et leur maintenance doit donc être étudiée en amont.

Techniquement, il existe deux types d'architecture de câbles, selon que le diélectrique est « chaud » ou « froid ». Le second, avec du PPPL (Paper with PolyProPylène) et de l'azote liquide présente de meilleurs performances.

En Europe, longtemps leader dans le secteur, un câble supraconducteur de l'allemand NKT de 30 kV a été déployé sur le réseau de Copenhague durant 2 ans, délivrant 226 GWh au total. Plus récemment, le français Nexans a fourni le câble le plus puissant opérant sur un réseau à la LIPA (Long Island Power Authority) qui fonctionne depuis avril 2008. En Europe, le projet Super 3C (Superconducting Conducto Coated Cable) a abouti à la fabrication et la validation d'un câble de 30 mètres transportant 10 kV. Trois projets de déploiement de câbles moyenne tension sont en cours à Amsterdam, Barcelone et Moscou.

### Des dispositifs pour lutter contre les défaillances

En fonctionnement normal, l'impédance du réseau doit idéalement être nulle mais lors de défaillances type court-circuit, elle permet de limiter le courant de défaut qui peut prendre des valeurs 20 à 30 fois supérieures au courant nominal. Ainsi, l'opérateur doit faire un compromis en installant des disjoncteurs et des transformateurs pour gérer les épisodes de défaut. Or les matériaux supraconducteurs présentent une caractéristique idéale pour régler ce problème : une impédance quasi-nulle en phase supraconductrice - pour le fonctionnement normal - et une impédance élevée en « phase normale » (les céramiques sont des isolants en conditions standard) – pour l'épisode de court-circuit. De plus, le matériau peut reprendre son état normal lorsqu'il est soumis à un champ supérieur à un champ seuil  $H_c$ , et donc lorsqu'un courant supérieur à un courant critique le traverse. C'est donc un excellent candidat pour réaliser un limiteur de courant de défaut (FCL – Fault Current Limiter – en anglais dans le texte) puisque la transition de phase (ou quenching) se fait en quelques  $\mu s$ . Il permet donc la détection du courant de court-circuit, se déclenche « automatiquement » et, une fois isolé par un commutateur, retourne à l'état supraconducteur après quelques dizaines de secondes selon le système de refroidissement. Le FCL permet alors d'améliorer la qualité de l'onde fournie mais aussi de réduire le coût d'équipement puisque les transformateurs à impédance de court-circuit faible sont moins onéreux. Le premier FCL, utilisant un supraconducteur haute température, a été mis en place fin 2009 par Nexans pour protéger l'alimentation électrique interne de la centrale au lignite de Boxberg, en Allemagne.

### Vers des « supermachines ? »

Alors que leurs limites technologiques sont pratiquement atteintes si l'on se cantonne au fonctionnement conventionnel, les machines électriques pourraient tirer profit de l'absence de pertes continues et des grandes densités de courant offertes par les supraconducteurs. En effet, leur taille et leur poids, particulièrement critiques pour les moteurs embarqués, pourraient être réduits significativement. Par exemple, la limite actuelle de 5 MW pour les turbines des éoliennes pourrait être doublée, et l'efficacité pourrait être améliorée en profitant des bons rendements de ces turbines à très basse vitesse permettant de s'affranchir de la boîte de vitesses. Le problème majeur est toujours le système de refroidissement, onéreux et lourd pour atteindre de très basses températures. Cependant, d'importants efforts de R&D sont faits dans le cadre du Japanese Super GM programme, le Siemens program et par Converteam (anciennement



filiale d'Alstom).

## De nouvelles voies de stockage

Pour finir ce tour d'horizon des applications potentielles de la supraconductivité dans les réseaux électriques, intéressons-nous aux systèmes de stockage. Deux systèmes sont développés à l'heure actuelle, les volants d'inertie et les SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage). Les premiers, développés par ATZ, pourraient voir leur capacité de stockage multipliée par 5 à 10 (de 5 kWh à 25/50 kWh) car les forces axiales et radiales sont directement liées à la densité de courant transmise au volant d'inertie. Les seconds ont pour but d'« emprisonner » le courant qui se propage sans atténuation dans le court-circuit. Cependant, les deux technologies ne peuvent rivaliser avec le stockage électrochimique que pour fournir très rapidement une quantité modérée d'énergie, et sont donc plus comparables à des condensateurs qu'à de véritables batteries. Un projet de SMES de 800kJ est actuellement conduit en France par la DGA (Direction Générale de l'Armement), le CNRS et Nexans.

## Sa compétitivité pourrait tirer parti des investissements actuels sur les réseaux

Finalement, la question la plus pertinente pour évaluer le potentiel de déploiement de ces technologies concerne leur coût. À l'heure actuelle, le câble supraconducteur ne peut en aucune mesure être compétitif pour les aspects économiques. Ainsi, le projet Hydra, un câble de 300 mètres qui doit relier deux transformateurs new-yorkais devrait coûter 40 M\$. Les matériaux supraconducteurs à haute température critique pourraient être compétitifs pour des capacités de transport de 500 MVA. Cependant, profiter des synergies de toutes les solutions décrites ci-dessus, implantées à proximité sur le réseau, permettrait de faire baisser les coûts. Néanmoins, les nombreux verrous technologiques ne permettent pas de donner de date à partir de laquelle les technologies supraconductrices auraient une place économiquement viable sur le réseau électrique. Les plus optimistes l'évaluent à 2025. Le marché des supraconducteurs, actuellement estimé à 4,5 milliards de dollars, est encore porté par les applications de génération de champ magnétique de forte intensité. Mais les importants efforts d'optimisation et de modernisation des réseaux pourraient permettre l'utilisation de câbles, de limiteurs de courant de défaut et de moyens de stockage supraconducteurs. En effet, dans le monde, près de 200 milliards de dollars devraient être déboursés pour les réseaux électriques d'ici 2015 (Pike Research).

## Sources

1. Energy losses of superconducting power transmission cable in the grid, J. Oestergaard
2. Development of superconducting power device in Europe, P. Tixador
3. Electric Power Applications of Superconductivity, W. Hassenzhal
4. Superconductivity news Update 2008, DOE
5. [www.debatpublic-thtcotentin-maine.org/docs/pdf/expertise-technique/expertise+cesi.pdf](http://www.debatpublic-thtcotentin-maine.org/docs/pdf/expertise-technique/expertise+cesi.pdf) (pages 103 - 108)
6. [www.conectus.org/flyer](http://www.conectus.org/flyer) (Consortium of European Companies determined to use Superconductivity)



# **Chaire Modélisation prospective au service du développement durable**

**Les Petits Cahiers**

## **Contact**

**Nadia MAÏZI**

**Directrice du Centre de Mathématiques Appliquées (CMA)**

MINES ParisTech / CMA  
Rue Claude Daunesse  
BP 207  
06904 Sophia Antipolis

Tel: +33(0)4 97 15 70 79 / Fax: +33(0)4 97 15 70 66  
Courriel: [nadia.maizi@mines-paristech.fr](mailto:nadia.maizi@mines-paristech.fr)

**Jean-Charles HOURCADE**

**Directeur du Centre International de Recherche sur l'Environnement  
et le Développement (CIRED)**

CIRED  
Campus du Jardin Tropical  
45 avenue de la Belle Gabrielle  
94736 Nogent sur Marne Cedex

Tel: +33(0)1 43 94 73 63 / Fax: +33(0)1 43 94 73 70  
Courriel: [hourcade@centre-cired.fr](mailto:hourcade@centre-cired.fr)

Site Web: <http://www.modelisation-prospective.org>

Contact de la Chaire: [contact@mail.modelisation-prospective.org](mailto:contact@mail.modelisation-prospective.org)