



Les Petits Cahiers

Sommaire

Recherche

Don't count out first generation biofuels just yet.
Nicklas FORSELL

Comment concilier lutte contre le changement climatique et enjeux de développement en Inde.
Sandrine MATHY, Céline GUIVARCH et Christophe CASSEN

Analyse

Le comptage évolué dans le gaz.
Aurélien OUELLETTE

Marché de l'électricité en croissance et modélisation prospective.
Johann THOMAS

Agenda

10^{ème} évènement OSE - Colloque Eau & Energie : Quelles interactions, quelles synergies?
Conférences et débats organisés le vendredi 1er octobre 2010 par la 10^{ème} promotion du Mastère OSE à Sophia Antipolis.
Pour en savoir plus : <http://www.evenement2010.fr>



Don't count out first generation biofuels just yet

Nicklas FORSELL, Post-doc, MINES ParisTech, CMA

To mitigate climate change and increase energy security numerous countries have induced projects to promoting the use of biofuels. The public opinion is very much in favor of the use of biofuels to mitigate climate change, and the use of biofuels has increase drastically over the years in numerous European countries. During 2008, 10598 Million Tonnes of Oil Equivalent (Mtoe) of biofuels were consumed in the European Union (EU 27), which is a significant increase in comparison to the 1996 level during which 303 Mtoe of biofuels were consumed in EU27 (see Figure 1). Rapeseed for production of biodiesel is currently the main source of feedstock to biofuel production in Europe, but numerous other biomass sources can be, and are to various degrees, utilized to produce biodiesel and bioethanol (rapeseed, sunflower, soy bean, jathropha, maize, wheat, tricale, etc.).

However, current European biofuel production is dependent on food crops, inducing competition between biofuel and food production. The utilization of agricultural land and food crops for biofuel production has raised a number of social and ethical issues. Numerous environmentalist, human right, and international aid organizations have raised issues concerning aspects such as food security, deforestation, sustainable production, and soil erosion.

To mitigate these issues and to increase political and industrial support, numerous biofuel supporters are turning towards 2nd generation biofuels based on non-food crops. While the feedstocks to 1st generation biofuel production are mainly food crops, the possible feedstocks to 2nd generation biofuel conversion technologies include waste and non-utilized biomass sources, such as straw

residues (stalks of wheat, corn, maize) and forestry residues (crown, branches, stump). Specifically grown grassy and woody crops such as switch grass and eucalyptus can also be utilized as feedstocks to 2nd generation biofuel production.

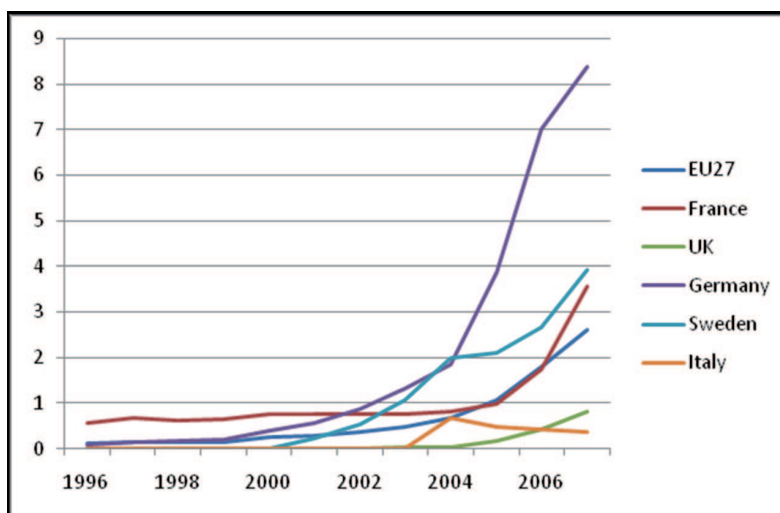


Figure 1: Percentage of biofuels, calculated on the basis of energy content, in the petrol and diesel consumption of transport (EU-ROSTAT).

While 2nd generation conversion technologies are currently only on an evaluation stage, the introduction of 2nd generation biofuel conversion technologies is highly regarded and highly anticipated. Numerous scientific and industrial pushes for their introduction are in progress. The integration of 2nd generation biofuels is near and considering the rapid technological advances seen in the last year, large scale industrial production may be near at hand.

However, the question still remains if the production of 2st generation biofuels instead of 1st generation biofuels will solve the social and ethical issues faced by biofuel production? Will the production of 1st generation biofuels simply seize and be exchanged by the production of 2nd generation biofuel, thereby mitigating the problems and issues faced by the 1st generation biofuel productions?

When analyzing prospective studies of the future production levels of 1st and 2nd generation biofuels, the future production rate of 1st generation biofuel is still high. For example, in a study made by researchers at MINES ParisTech, the future production levels of 1st generation biofuels in France is still high by 2050 (see Figure 2). While the introduction of 2nd generation conversion technologies is clear, the production levels of 2nd generation biofuels is still less than the production level of 1st generation biofuel. This can be explained by the cost of developing the 2nd generation conversion technologies as well required plant investments for production of 2nd generation biofuels production to be feasible. While 1st generation biofuel production technologies

already have been developed and production facilities have been constructed, further research, development as well as the construction of production facilities are required for the production of 2nd generation biofuel.

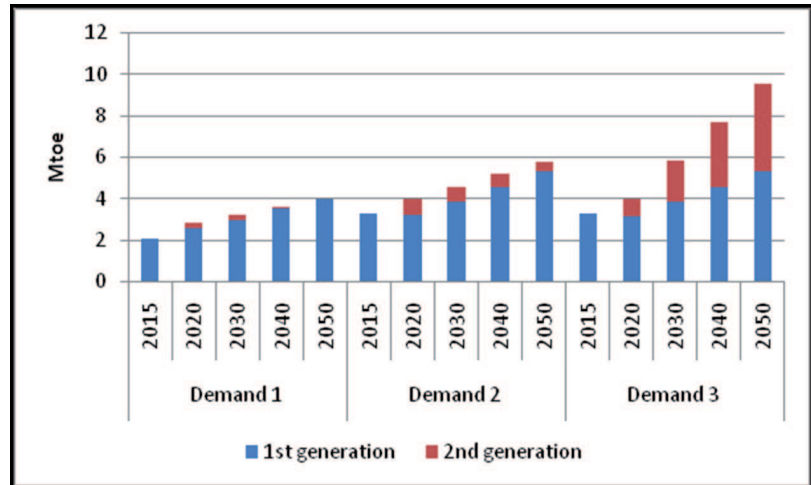


Figure 2: Production levels of 1st and 2nd generation biofuels for three demand levels of bioenergy in France

While numerous 2nd generation feedstock are non-food based, the production of 2nd generation biofuels are also likely to cause sectorial competition, environmental issues, and land use issues. Care has to be taken as feedstocks for 2nd generation biofuel production are grown on agricultural land, thus competing with food and feed production. Forestry and agricultural residues are currently left in the fields and forest as they provide vital nutrients to the soil, and may therefore not be utilized for biofuel production to a full extent. Furthermore, forestry and agricultural residues are also demanded for heating and electricity production in combined heating and electricity plants (CHP-plants), there



Recherche

utilization as biofuel feedstock will thus increase sectorial competition. While the promises and advantages of 2nd generation biofuel production are numerous, their feedstocks may come at a price and may also induce environmental, land use, and conflicting marketing issues. Care thus will have to be taken when selecting feedstock to 2nd generation biofuel production, and regulatory issues have to be addressed such that environmental issues are not overlooked. Furthermore, as the production of 1st generation biofuel may last for a long time, the social and ethical issues faced by 1st generation biofuel production should not be overlooked and needs to be continuously addressed. The production of 1st generation biofuels may be here to stay for a long time, and care has to be taken to solve the social and ethical issues they induce.

Comment concilier lutte contre le changement climatique et enjeux de développement en Inde?

Sandrine MATHY, chercheur, CIRED
Céline GUIVARCH, chercheur, CIRED
Christophe CASSEN, CIRED

Dans le IV^e rapport du GIEC, les coûts d'une stabilisation des émissions de GES sont estimés inférieurs à 5% du PIB (IPCC, 2007)¹. Pour aboutir à ce résultat, la plupart des modèles supposent un environnement optimal, dans lequel les agents sont dotés d'anticipations parfaites, les marchés s'équilibrent à chaque instant du temps et les facteurs de production sont entièrement utilisés. Une politique climatique est considérée comme optimale lorsque les coûts marginaux de réduction entre les pays sont égaux par une taxe ou un système d'échange de permis et de quotas. Pourtant, cet optimisme à l'égard des coûts de réduction résiste mal à l'existence de nombreux freins à la mise en œuvre des politiques climatiques. En dissociant partiellement la lutte contre le changement climatique des enjeux de développement, ce cadre de modélisation délaisse également partiellement des problèmes spécifiques aux PED (rattrapage des niveaux de vie, lutte contre la pollution et la pauvreté...). Ainsi, la prise en compte des imperfections du monde réel dans les modèles pourrait, d'une part, conduire à réévaluer à la hausse les coûts de réduction des émissions, et d'autre part, envisager des synergies entre politiques climatiques et enjeux de développement, afin de limiter le

coût de la transition vers une société bas carbone. Dans cet article, nous analysons le potentiel de mise en œuvre de ces synergies au travers d'une étude de cas sur les sous-optimalités du secteur électrique indien. Pour cela, nous avons recours au modèle Imacim R, dont l'architecture permet de représenter les sous-optimalités, les déséquilibres et les inerties des systèmes techniques.

Les carences de la gestion et du parc du réseau électrique indien

Le secteur électrique indien souffre de nombreuses déficiences dans sa gestion et dans l'entretien de son réseau, en général vétuste, qui découlent de l'échec des politiques d'encadrement institutionnel et de marché. L'accès restreint aux services énergétiques, à la fois pour les ménages et les industries, en constitue la manifestation la plus symptomatique. Seulement 60% des ménages indiens sont raccordés au réseau électrique (les 40% restant utilisent principalement de la biomasse ou des générateurs diesel). Les pénuries d'alimentation (délestages et coupures intempestives d'électricité) en 2007 atteignent 9,6% de la demande totale du réseau, avec comme conséquence un usage croissant des générateurs diesel fortement émetteurs.



Le sous-investissement chronique, à la fois dans la maintenance du réseau et dans la construction de nouvelles capacités de production est la cause principale de l'état de délabrement du secteur électrique indien. La libéralisation du secteur, en 1991, n'a permis ni de résorber le déficit de production, ni de relâcher la contrainte que fait peser le secteur électrique sur les finances publiques. Ainsi, moins de la moitié des capacités additionnelles électriques programmées dans le 10e plan ont été construites. La très faible rentabilité des investissements dans ce secteur engendrée par un système de tarification administré ne couvrant pas la totalité des coûts et un système de subventions croisées entre les différents types de consommateurs expliquent ces sous-investissements.

En 2006, le niveau moyen des prix administrés couvrait à peine 77% du coût moyen de la production. Alors que les tarifs destinés aux ménages et aux agriculteurs représentaient respectivement 56% et 12% des coûts de production, les tarifs des secteurs de l'industrie et des services s'élèvent respectivement à 108% et 112% des coûts de production. Par ailleurs, entre 1993 et 2000, les subventions aux ménages et à l'agriculture ont plus que triplé pour atteindre respectivement 0.4 et 1.1% du PIB². Considérées comme des externalités positives en matière de développement économique et social, ces subventions permettent un accès à une énergie peu coûteuse pour l'irrigation qui bénéficie à la production agricole et contribue à la sécu-

rité alimentaire du pays. Elles présentent néanmoins des effets pervers significatifs :
- la combinaison entre des prix de l'électricité très bas et des coupures de courant fréquentes et imprévisibles incite fortement les agriculteurs à laisser leurs pompes électriques pour l'irrigation continuellement allumées. Au final, la surconsommation d'électricité estimée à 30% au moins de la consommation du secteur aggrave les situations de pénurie.
- les faibles revenus tirés des ventes d'électricité sont insuffisantes pour entretenir le réseau. Les pertes au cours transmission et distribution représentaient au moins 30% de la production en 2005 !

La croissance économique est d'autant plus pénalisée par les déficiences du secteur électrique indien pénalisent la croissance économique que ces pénuries d'électricité freinent la productivité et la compétitivité des secteurs de production. Moins d'activité économique diminue d'autant les rentrées fiscales de l'Etat et, de là, la disponibilité en capital pour investir dans des nouvelles capacités de production électrique.

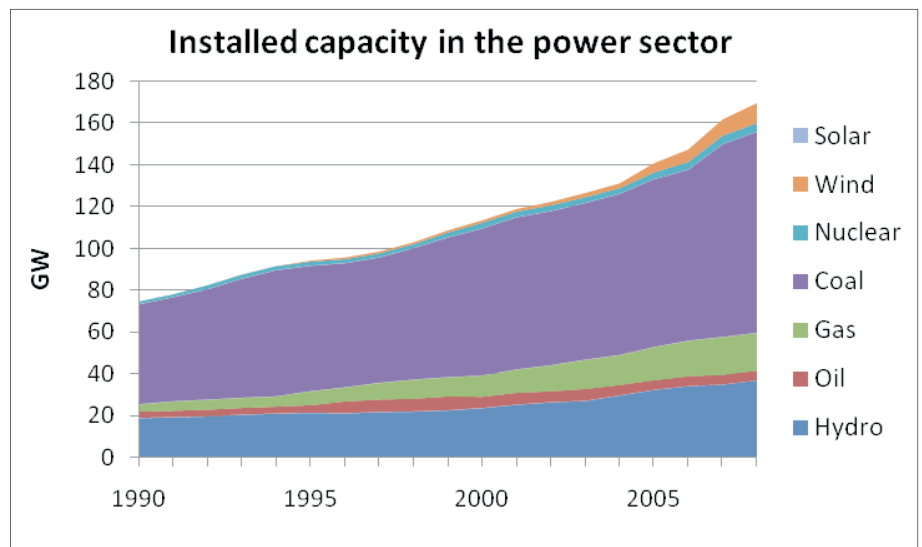


Figure 1 : Evolution du parc électrique indien depuis 1990

Ces sous-optimalités (capacité de produc-

tion électrique insuffisante, sous-investissement, tarifs déconnectés des véritables coûts de production et pertes importantes en transmissions et distribution³) sont intégrées dans le modèle hybride récursif Imaclim-R⁴. Imaclim-R a en effet été spécifiquement développé pour prendre en compte les sous-optimalités et les inerties dans les systèmes techniques. Dans le modèle, le sous-investissement dans le secteur électrique est représenté par l'écart entre la demande d'investissement destinée aux besoins croissants d'électricité et les investissements effectivement réalisés. La pénurie de production induite se traduit par une sur-utilisation des capacités de production installées. En effet, l'architecture de modélisation Imaclim-R autorise des déséquilibres endogènes dus aux caractéristiques non flexibles des équipements existants disponibles à chaque période (technologies «*putty-clay*»). En cas de sous-investissement, à court terme, la principale flexibilité réside dans le taux d'utilisation des capacités. Une sur-utilisation conduit alors à des coûts supplémentaires de production, et in fine à un coût de l'électricité accru⁵. Que ces sous-optimalités persistent ou non influera beaucoup sur les stratégies de mitigation et les différents outils et politiques de réductions des émissions.

L'impasse d'une politique fondée sur le seul prix du carbone

La mise en place d'une taxe carbone⁶ unique pour une stabilisation des émissions de CO₂ apporte une solution partielle aux sous-optimalités du secteur électrique. D'un côté, la demande d'électricité décroît en raison de la répercussion de la taxe sur les prix de l'électricité. Une partie des pénuries de production d'électricité est ainsi absorbée, en-

traînant un relâchement de la contrainte de sur-utilisation des capacités de production. Néanmoins, si des investissements ont lieu dans de nouvelles capacités de production, sans amélioration de l'efficacité énergétique du processus de transmission et de la distribution d'électricité, conjugués à la persistance des habitudes de surconsommation des agriculteurs, le rythme de décarbonisation du système électrique ralentit fortement⁷. Or tant que le secteur électrique restera fortement carboné, le prix du carbone impactera à la hausse les coûts d'usage de l'électricité, au détriment du pouvoir d'achat des ménages et de la compétitivité de l'industrie.

Par conséquent, un scénario de politique climatique fondé uniquement sur un prix du carbone se traduit par des coûts macroéconomiques très importants pour l'Inde (à hauteur de -20% de perte par rapport au PIB du scénario de référence sans politique climatique en 2030 cf figure 2)⁸. La répercussion du coût croissant de l'électricité sur le budget des ménages induit ainsi un effet d'éviction important sur la consommation d'autres biens. La part croissante de l'énergie dans les coûts de production industriels affecte également la compétitivité des entreprises indiennes par rapport à d'autres régions.

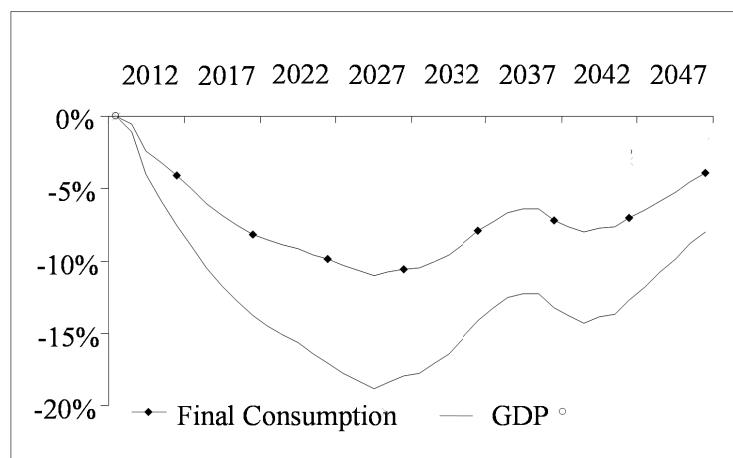


Figure 2: Pertes de PIB et en consommation finale dans le scénario avec taxe carbone uniforme par rapport au scénario de référence



Un système d'échange de permis pourrait réduire ces coûts induits par le prix du carbone en instaurant des transferts financiers entre les pays. En considérant une allocation des quotas nationaux suivant une règle de contraction et convergence, les transferts financiers vers l'Inde représenteraient 1,5% du PIB indien en 2020 et plus de 2% du PIB entre 2030 et 2040. A long terme, le PIB augmenterait de 15% par rapport au scénario de référence, en raison de l'effet revenu des transferts financiers et du changement technique induit. Mais à court terme, des coûts de transition importants persistent et les pertes de l'Inde sont encore de l'ordre de 6% du PIB en 2015 par rapport à la trajectoire de référence sans politique climatique (Figure 3). Pour compenser ces coûts de transition, la proposition d'organiser des transferts financiers plus importants a peu de chance de faire l'unanimité parmi les pays industrialisés.

Vers des synergies entre les politiques climatiques et les questions de développement

Une approche alternative est envisagée pour élargir le spectre des politiques climatiques aux politiques et mesures domestiques avec comme objectif de cibler les sous-optimalités dans le secteur électrique via la mise en place :

- d'une réduction progressive des subventions à la consommation d'électricité pour le secteur agricole, accompagnée d'efforts destinés à mieux encadrer la demande (amélioration de l'efficacité des pompes d'irrigation, sensibilisation des populations afin de modifier les habitudes de consommation d'électricité⁹) ;
- de la mise en place d'un programme destiné à réduire les pertes en transmission et distribution à 15% sur 20 ans.

Ces mesures sont financées par les revenus tirés de la baisse des subventions destinées à la consommation d'électricité. Les revenus additionnels résiduels sont entièrement reversés aux ménages sous forme de transferts. Avec la même règle d'allocation de quota que précédemment, ces mesures limitent significativement les coûts de transition (Figure 3) : la baisse du PIB n'est que de 2% (par rapport à la trajectoire de référence), au cours des trois années suivant leur mise en œuvre. En effet, une baisse significative du coût d'usage de l'électricité intervient en raison de l'effet combiné de la diminution des pertes en transmission et distribution et des efforts de maîtrise de la demande. Partant, la facture énergétique des ménages décroît ainsi que l'effet d'éviction sur la consommation d'autres biens. Le secteur industriel, quant à lui, substitue progressivement de l'électricité, devenue moins coûteuse, aux énergies fossiles et voit son « budget énergie » décroître. Ainsi, les pertes de compétitivité de la production indienne sont moins importantes que dans les autres simulations et la pression à la baisse sur les salaires nécessaire pour équilibrer la balance commerciale est moindre : le niveau des salaires est 9% plus élevé en 2020 et en 2030. Des salaires plus élevés en raison d'une activité économique plus forte augmentent le pouvoir d'achat des ménages qui dépendent moins des transferts par le biais de subventions.

Les politiques climatiques organisées autour de la résorption des sous-optimalités permettent par conséquent au secteur électrique de sortir d'un cercle vicieux fortement émetteur en émission et d'entrer dans un cercle plus vertueux pour l'économie indienne dans son ensemble et la lutte contre le changement climatique.

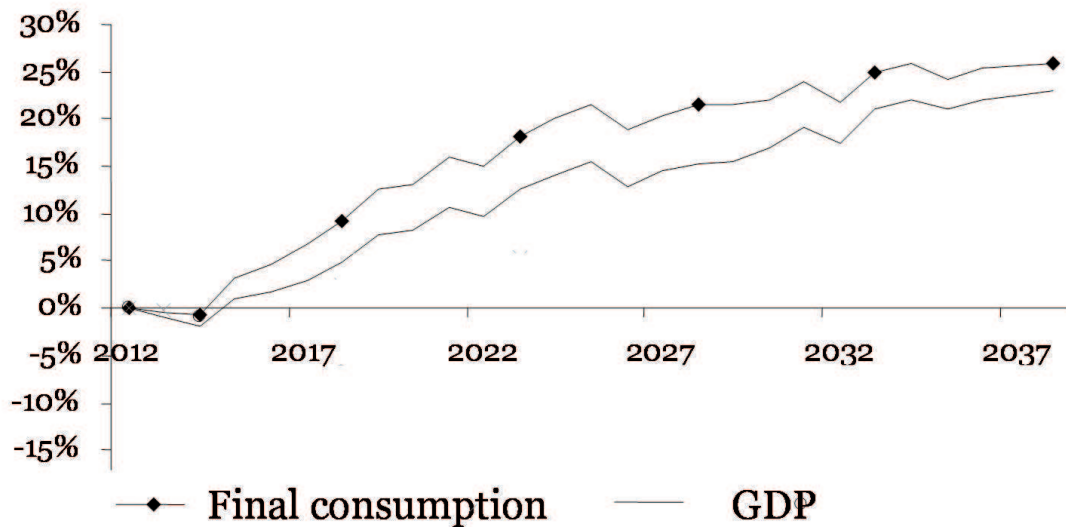


Figure 3 : Evolution du PIB et de la consommation finale des ménages dans le scénario Cap and Trade + politiques domestiques par rapport au scénario de référence

Conclusion

Cette étude révèle, à travers l'analyse de secteur électrique indien, combien, en ce concentrant sur les sous-optimalités des secteurs de production, les politiques climatiques constituent une solution « gagnant-gagnant », à la fois pour la lutte contre le changement climatique mais également pour traiter des problèmes cruciaux en termes de développement (co-bénéfices des politiques climatiques). Ceci rend l'articulation entre les politiques internationales et les politiques « domestiques » déterminante pour assurer une transition vers une société bas carbone la moins coûteuse possible pour les grands pays émergents et en élargir l'acceptabilité.

Notes:

1 - Ils rassemblent également les coûts liés aux cibles les plus contraignantes c'est-à-dire en 2050 450ppm CO₂eq.
2 - En 2000, la consommation d'électricité du secteur agricole représentait 1/3 des ventes d'électricité en volume, mais moins de 5% des revenus globaux provenant des ventes d'électricité.

3 - Par défaut, la non coïncidence entre les tarifs et les coûts de production et de perte du réseau est supposée persister d'ici 2050.
4 - Pour une description détaillée du modèle Imaclim-R et de l'intégration des sous optimalités dans le modèle, voir Sassi et al (2010) et Mathy and Guivarch (2010).
5 - Les coûts moyens de production augmentent lorsque les capacités de production sont sur-utilisées en raison à la fois de coûts du travail plus importants et parce que moins d'unités performantes sont mises en œuvre. Par défaut, dans le modèle Imaclim le coût croissant des facteurs est lié aux salaires.
6 - Nous faisons l'hypothèse ici que l'ensemble de la communauté internationale adopte un objectif ambitieux de réduction des émissions afin de limiter la hausse des températures à +2°C par rapport à 1990 d'ici 2100 par le biais de l'instauration d'un prix du carbone à l'échelle mondiale
7 - 69% de l'électricité en Inde est produite à partir de charbon.
8 - Même si les pertes de PIB diminuent au-delà de 2030, en raison d'une accélération du changement technique induite par un prix du carbone élevé et d'une moins grande vulnérabilité de l'économie indienne à la montée des prix du pétrole
9 - L'amélioration du service de distribution de l'électricité diminuera le nombre de coupures de courant imprévues et les agriculteurs ne seront plus contraints de laisser leur pompe allumées toute la journée.

Références:

- Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007. Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Mathy, S., Guivarch, C. 2010. 'Climate policies in a second-best world - A case study on India', Energy Policy 38:3, 1519-1528.
- Sassi O., Crassous R., Hourcade J.-C., Gitz V., Waisman H., Guivarch C., 2010. 'Imaclim-R : a modelling framework to simulate sustainable development pathways', International Journal of Global Environmental Issues, Special Issue on Models for Sustainable Development for Resolving Global Environmental Issues : Part 2.



Le comptage évolué dans le gaz

Aurélien OUELETTE, Elève MASTERE OSE, promo 2009

Lorsqu'on parle de compteurs intelligents, on pense en premier lieu au comptage de l'électricité et à la première étape que ces compteurs constituent dans le concept de réseau intelligent (ou smart grid). Néanmoins, il ne faut pas oublier que le comptage évolué du gaz, même s'il ne fait pas partie de ce concept (dans sa première version), est également un enjeu pour notre consommation énergétique et l'amélioration de notre marché. Les différentes institutions européennes et nationales l'ont bien compris. En effet, l'article 2 de l'annexe I de la directive 2009/73/CE du parlement européen fixe les principes devant guider la mise en place de systèmes de comptage évolué en soulignant la nécessité de fournir aux clients finaux des informations sur leur consommation d'énergie de façon suffisamment régulière. La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) est également très impliquée.

Si les choses sont plus ou moins connues pour l'électricité, le gaz possède quelques spécificités. Il y a environ 11,5 millions de compteurs de gaz en France dont près de 99% sont installés chez des particuliers (ou petits professionnels) et font l'objet d'une relève semestrielle. Contrairement à l'électricité où nos compteurs actuels mesurent une énergie, les compteurs de gaz mesurent le volume (en m³) consommé par les clients. Afin de le convertir en énergie pour la facturation, on utilise son Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS). Le problème provient du fait que ce coefficient n'est pas strictement fixe ; il est transmis, pour un jour donné, par les gestionnaires de réseau de transport aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) dans un délai moyen de 48 heures. La

connaissance de la consommation en temps réel ne peut être qu'à titre indicatif. De plus, les principes actuels de sécurité spécifiques au gaz interdisent l'alimentation en énergie électrique des compteurs et les coupures/remises en service ne sont pas autorisées à distance. Pour ces différentes raisons, le niveau de sophistication des systèmes de comptage évolué du gaz est limité par nature.

Ainsi, la CRE dans sa délibération du 3 septembre 2009 ([CR109]) donne sa préférence au système « AMR » (1), préférence en accord avec la consultation publique ([CR209]) réalisée au cours de l'année 2009. En effet, au vu des éléments de sécurité et des attentes exprimées, la CRE estime qu'il s'agit de la solution technique la plus adaptée. Ce type de compteur permet la relève de l'index réel à distance par un moyen de communication unidirectionnel. Cette relève s'effectue par le biais d'un module de transmission d'information, branché sur le compteur et alimenté en énergie par une batterie. C'est cette batterie qui constitue la plus grosse interrogation pour les GRD. En effet, l'objectif est de profiter de la Vérification Périodique d'Etalonnage (VPE) qui a lieu tous les 20 ans, pour remplacer ces batteries. Hors les fournisseurs sont prêts à garantir leurs batteries sur 10 ou 15 ans.

Tout comme c'est le cas dans l'électricité, l'importance des investissements mis en jeu devra permettre une amélioration significative du fonctionnement du marché du gaz, le développement de nouveaux services et l'amélioration de la performance des gestionnaires de réseaux. Le déploiement de systèmes de comptage évolué devra



permettre la mise à disposition par les GRD de la consommation réelle des clients tous les mois. Cela améliorera le fonctionnement du marché du gaz : les consommateurs auront une meilleure connaissance de leur consommation ce qui réduira le nombre de contestations et modifiera leurs habitudes. Cette connaissance des index réels servira également lors des modifications contractuelles où les GRD pourront transmettre aux fournisseurs les index mesurés correspondant aux dates de modifications des contrats choisies par les fournisseurs. Concernant la mise à disposition de la consommation réelle d'énergie, la CRE recommande le cas échéant, la mise à disposition hors du compteur de la valeur définitive exprimée en kWh. Par ailleurs, la mise en place sur le compteur d'une interface de connexion permettant le branchement d'un boîtier énergie est également étudié.

Ces compteurs seront aussi pour les GRD un outil participant aux dispositifs de détection des anomalies et d'auto diagnostic, destinés à donner l'alerte en permettant d'identifier les zones où les pertes techniques sont excessives. GrDF est en pleine phase expérimentale : 20 000 compteurs communicants vont être déployés au cours du premier semestre 2010. Cela permettra de tester et valider les différentes composantes du projet de remplacement du parc complet de compteurs (coût d' 1 milliard d'euros). Etant à l'interface entre le réseau de distribution (électricité ou gaz) et le client final, les capacités de communication et d'action (cas de l'électricité) des compteurs communicants sont cruciales. Mais il ne faut pas se tromper. Si le terme anglais fait état de « smart meter » ou compteur intelligent en français, il convient de se demander où réside leur intelligence. Le terme de « compteur communicant » semble être plus logique.

Notes

(1) AMR, « Automated Meter Reading », par opposition à AMM, « Advanced Meter Management », qui permet une communication bi-directionnelle

Sources

[CR109]

« Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 septembre 2009 portant orientations relatives aux systèmes de comptage évolué pour le marché de détail du gaz naturel », disponible sur le site Internet de la CRE

[CR209]

« Synthèse de la consultation publique sur les systèmes de comptage évolué en gaz pour le marché de détail » du 3 septembre 2009, disponible sur le site Internet de la CRE

[EN710]

http://www.energie2007.fr/actualites/fiche/2546/compteur_intelligent_gaz_smart_grid_grdf_cgt_310310.html

[USN10]

<http://www.usinenouvelle.com/article/compteurs-intelligents-erdf-grdfle-match.N129559>



Marché de l'électricité en croissance et modélisation prospective

Johann THOMAS, Attaché de recherche, MINES ParisTech, CMA

Les marchés de l'électricité se développent de plus en plus depuis les mouvements de libéralisation que l'industrie électrique a connus à travers le monde. Pour rappel, c'est le Chili et le Royaume-Uni qui, dès les années 1980, ont dérégulé et ouvert à la concurrence leur marché généralement détenu par des monopoles d'Etat. Le mouvement actuel, généralisé à travers les pays développés, date de la fin des années 1990 et il commence à prendre un véritable essor depuis peu. Dans la majorité des pays, ce sont encore les échanges de gré-à-gré, bilatéraux entre un acheteur et un vendeur (ou encore OTC, pour *Over The Counter*), qui portent la majorité des échanges d'électricité, mais de plus en plus de transactions s'effectuent via des marchés ouverts. En Europe, la proportion est encore de 70 % de transactions OTC contre 30 % effectuées sur les marchés *spot*. Pourtant, l'influence de ces marchés est de plus en plus grande, car leur prix est généralement choisi par les utilisateurs des transactions bilatérales comme un prix de référence pour l'établissement de leurs contrats à court comme à moyen terme. Cette évolution organisationnelle est *a priori* inéluctable, elle n'est pas exactement technique mais elle intéresse pourtant le prospectiviste pour plusieurs raisons.

Prix

Le prix est le résultat d'une confrontation entre l'offre et la demande, mais il est aussi le résultat de comportements qui peuvent diverger des fondamentaux réels liés aux capacités de production ou aux besoins physiques, ceux-ci – spéculation, couverture – ne sont pas contrôlables et peuvent parfois déstabiliser tout un système productif. L'énergie en général et l'électricité en particulier en tant que bien

essentiel, ne sont pas complètement laissées sans contrôle, les instances politiques conscientes de l'importance économique et sociale de cette ressource ont mis en place des commissions de contrôle, comme la Commission de Régulation de l'énergie, en France. Mais si ces entités s'assurent de la bonne concurrence du secteur, elles n'influencent heureusement pas les prix. Ainsi, si la déconnection entre prix de marché et coût de production n'est pas obligatoire, cette « intermédiation financière » en ouvre la possibilité.

Il faut également noter que les « résolutions » des marchés actuels ne font plus appel à un « commissaire priseur » ou à la fameuse « corbeille », mais plutôt à l'utilisation d'algorithmes complexes que l'on pourrait considérer comme technologique au sens des modèles *bottom-up*. Cependant, le choix de techniques de résolution ne pourrait pas intervenir dans une minimisation du coût total d'un système, car pour différentes qu'elles soient, les solutions choisies sont toujours optimales et leurs différences sont parfois trop à la marge pour être appréciées dans une perspective d'ensemble.

On reste, cependant, loin des problématiques technologiques des modèles de type MARKAL/TIMES car les technologies de production de l'électricité évolueront quels que soient les modes d'échanges de l'énergie produite, les modèles ne choisiront peut-être jamais entre un type de résolution de marché contre un autre. Pourtant, ces modes d'échanges vont conditionner l'apparition et le développement de certaines techniques de production. On pense naturellement aux productions intermittentes, de nombreuses recherches sont menées actuellement

pour connaître l'impact de l'introduction de ces productions moins fiables sur l'offre électrique, comment le prendre en charge, le minimiser si nécessaire, le prévoir.

Enfin, vis-à-vis du prix, il faut noter que sa détermination « libre » sur un marché généralisé, et c'est l'objet de cette longue réforme, devrait empêcher toutes les interventions sur les prix, les subventions directes, comme indirectes, les promotions et soutiens divers. Cette indépendance devrait permettre d'atteindre, si les conditions de marché idéales sont réunies, un « vrai » prix reflétant la rencontre entre l'offre et la demande qui maximise le bien-être social. Une allocation de marché qui pourrait s'intégrer parfaitement avec les calculs des modèles de prospective qui fonctionnent souvent sous les conditions d'équilibre général.

Prévision

Les sources intermittentes que sont l'éolien et le solaire sont déjà bien implantées à travers l'Europe. L'Espagne, l'Allemagne et le Danemark en possèdent des parcs suffisamment larges pour apprécier les conséquences d'une pénétration importante de ces technologies dans le mix de production électrique européen. Les inquiétudes que stigmatise la multiplication des études concernant cette évolution du mix sont de différentes natures selon les acteurs du marché ; les responsables du réseau se demandent si l'équilibre offre-demande pourra être maintenu quels que soient les aléas de production, les promoteurs de ces énergies espèrent que leurs technologies resteront compétitives au-delà des tarifs et soutien actuels, les défenseurs de technologies moins émissives en gaz à effet de serres espèrent que l'augmentation de ces productions propres n'entraînera pas trop d'augmentation des réserves plus maniables que sont les centrales fossiles traditionnelles, etc....

Dans ces circonstances, les marchés ouverts de l'électricité doivent apporter des réponses à moyen et long terme aux questions ci-dessus.

Les ressources renouvelables qui permettent de produire de l'électricité sans carbone sont actuellement le vent et le soleil, deux éléments incontrôlables par l'homme mais insuffisamment prévisibles. Les outils de prévision sont de plus

en plus performants. Notamment soutenus et développés par les gestionnaires de réseaux, comme la plateforme IPES (Insertion de la Production Eolienne et Photovoltaïque sur le Système) pour RTE, ces outils peuvent aider à la gestion des réserves. Dans une logique marchande, ils seront bientôt essentiels pour les producteurs d'énergie intermittente eux-mêmes, qui seront encore plus responsables de la qualité de leur proposition d'injection sur le réseau. Cette incitation passera par une modification des mécanismes de subvention qui poussent ces producteurs à produire autant qu'ils peuvent sans toujours prendre en compte la qualité de leur offre. Bien entendu, actuellement le cahier des charges pour pouvoir injecter son électricité sur le réseau est très strict, mais l'incitation marchande, via la concurrence avec des acteurs de production traditionnelle, pourra motiver encore plus cette démarche d'amélioration de la prévision.

Foisonnement

Si la prévision et la qualité du signal des producteurs isolés devraient s'améliorer grâce à l'ouverture des marchés, on peut considérer que celle-ci apportera également des solutions physiques collectives à l'intermittence grâce au foisonnement.

L'incertitude liée aux conditions météorologiques empêche une bonne gestion du parc de production et oblige les gestionnaires de réseaux à prévoir des réserves supplémentaires... pourtant l'aléa météo diminue quand la taille et la distribution spatiale du parc de production augmentent. L'idée est simple, si le vent ou l'ensoleillement sont défaillants à un endroit de l'Europe, par exemple la Champagne, il y a peu de chance que cette déconvenue se produise simultanément sur des sites éloignés, qui subissent des climats différents, par exemple dans les plaines d'Espagne. En d'autres termes, plus le foisonnement est important, plus l'impact négatif de l'intermittence est limité. Ce foisonnement européen n'est par contre possible que dans un marché ouvert et fluide à travers toute l'Europe.

Partage

Enfin, cette notion de partage entre les producteurs « intermittents » peut s'étendre dans une moindre mesure à l'ensemble des utilisateurs du réseau électrique européen. En



effet, un marché important, sûr et fluide permettra également aux consommateurs de partager les conséquences d'une modification du produit électricité. Celui-ci est aujourd'hui d'une fréquence donnée, d'une fiabilité exemplaire, d'une utilité équivalente, mais, avec une ouverture généralisée, pourquoi garder une telle homogénéité du produit ? Sans avoir recours à une imagination débordante où les utilisateurs pourraient signer des contrats avec des niveaux de fréquence ou accepter des délestages intempestifs pour des coûts moins élevés, il semble que l'effacement diffus trouverait naturellement sa place dans un marché ouvert de l'électricité, un *pool* de client s'engagerait à acheter des demandes de soutirage sans les effectuer. Encore un élément à prendre en compte par l'analyse prospective.

En conclusion, l'ouverture d'un grand marché de l'électricité en Europe est une bonne nouvelle pour l'analyse prospective, d'abord car les prix devraient se rapprocher des prix obtenus dans de bonnes conditions de concurrence, si les autorités compétentes arrivent à éviter les pouvoirs de marché.

Concernant les énergies intermittentes, elles devraient aussi se rapprocher de conditions économiques de rentabilité et de fiabilité imposées par la mise en concurrence. De plus, des conditions techniques rendues possibles par le marché limiteraient les impacts négatifs que l'intermittence fait peser actuellement.

Ces conclusions optimistes doivent être cependant modérées par l'incertitude autour du développement et du déploiement d'un marché européen de l'électricité. Le marché n'est pas toujours le meilleur allocateur de ressources comme la crise financière actuelle peut encore le démontrer et certains défauts d'investissement dans les capacités de production, de transport, d'interconnexions dus à une trop petite taille des acteurs ou un manque de coordination, pourraient à terme conduire à un changement de l'offre d'électricité que nous connaissons actuellement. Le marché européen de l'électricité proposera-t-il un jour différents niveaux de qualité, de service au réseau, de fiabilité ?

10ème événement OSE

Colloque Eau & Energie

Quelles interactions, quelles synergies?

Vendredi 1er octobre 2010
Sophia Antipolis

Les membres de l'Association Evénement OSE (Mastère OSE) organisent un colloque «Eau & Energie: Quelles interactions, quelles synergies?», le vendredi 1er octobre 2010 à l'Agora Einstein sur le site de Sophia Antipolis.

De nombreux intervenants, parmi lesquels M. Daniel Vilessot, Directeur technique de la Lyonnaise des eaux, M. Pierre Victoria, Directeur de la délégation aux enjeux environnementaux de l'eau de Veoli Eau et M. Jacques Percebois, Directeur du CREDEN, viendront débattre des grands thèmes articulant cette journée.

- *Les interactions entre l'Eau et l'Energie* (facture énergétique du traitement de l'eau, gestion de la consommation d'eau dans les systèmes de production d'électricité, évolution des demandes des deux ressources).
- *L'exemple de la région PACA, les synergies et solutions existantes et leur intégration* (nouvelles techniques de la gestion de l'eau, réduction de la dépense énergétique de la gestion de l'eau, production d'électricité respectueuse de l'eau et nouveaux moyens de production hydroélectrique)
- *Emergence d'une politique commune au sein de l'entreprise et de la collectivité*

Pour vous inscrire, rendez-vous sur le site www.evenement2010.fr et remplissez le formulaire d'inscription dans la rubrique info pratique.
L'entrée est gratuite mais l'inscription au colloque est indispensable.



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

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

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

Contact de la Chaire: contact@mail.modelisation-prospective.org