



L'énergie plus chère

Y a-t-il une issue ?

L'Islande projette de construire le plus long câble électrique sous-marin au monde pour vendre son électricité d'origine volcanique à l'Europe. Se pourrait-il qu'un jour cette électricité contribue à l'alimentation des consommateurs belges ? Ce n'est pas à exclure au vu des conclusions du récent rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie sur la situation énergétique de notre pays. Ce rapport pointe le risque accru de devoir importer en forte quantité du courant électrique si la sortie du nucléaire était définitivement entérinée et si les investissements dans de nouvelles capacités de production n'augmentaient pas dans les années à venir. Une hausse des importations qui entraînerait, inexorablement, une hausse de la facture finale au consommateur.

Or, même s'ils s'approchent de la moyenne des prix des pays voisins, les prix belges de l'électricité ne sont déjà pas bas. Avec l'impact que l'on connaît sur l'index et sur la productivité des entreprises. Le prix de l'énergie, les tarifs de transport (haute tension), les tarifs de distribution (moyenne et basse tension), et les taxes sont les principales variantes qui influencent le prix de l'électricité. Selon une étude de la Creg, la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz naturel, publiée fin 2010, ce sont les facteurs 'prix de l'énergie' et 'tarifs de distribution' qui pèsent le plus sur la facture des consommateurs résidentiels et professionnels. Ce deuxième facteur ne jouant cependant pas sur la facture des industriels directement raccordés au réseau de transport Elia.

Le prix de l'énergie est notamment fonction de l'évolution des prix du pétrole et du gaz naturel, du fonctionnement des bourses de l'électricité pour les industriels, du mécanisme d'indexation utilisé par les fournisseurs (pour lequel le gouvernement vient d'introduire un système de contrôle), mais aussi du niveau de concurrence sur le marché.

Force est de constater qu'il reste ici encore beaucoup de chemin à parcourir pour rejoindre la philosophie de la libéralisation élaborée par la Commission européenne.

Cette situation découle notamment d'un manque de vision qu'a le secteur sur les technologies auxquelles il peut faire appel. La sortie du nucléaire et le développement de la production d'énergie renouvelable sont deux enjeux au cœur de cette question. Les objectifs européens établis à l'horizon 2050 en faveur d'une économie 'décarbonée' joueront ici un rôle. Tout comme pourrait le faire la catastrophe du Japon. Quelles que soient les décisions prises, la voie vers le renouvelable ne fera que s'ouvrir davantage, et les questions relatives à un système de financement durable des politiques de soutien à la production d'énergie verte se feront de plus en plus cruciales. En tenant compte des évolutions technologiques du secteur et des plans d'investissements existants, il reviendra aux autorités fédérale et régionales de veiller à la cohérence de leurs politiques de soutien pour un coût qui soit acceptable pour la société.

Face à ces constats, sur quels leviers une entreprise peut-elle jouer pour faire baisser sa facture d'électricité, tout en ayant des garanties sur son approvisionnement ? Sur ses quantités consommées d'une part, en prenant des mesures d'efficacité énergétique. Sur les prix d'autre part, en développant différentes formes de partenariats avec les producteurs. La mise en place d'installations de cogénération constitue l'un des partenariats les plus intéressants pour les industriels. Les groupements d'achats ou l'autoproduction, principalement d'énergie renouvelable, sont deux autres pistes intéressantes à explorer.

Ces aspects font l'objet d'un débat entre les acteurs du secteur de l'énergie dans les pages qui suivent. Nous avons choisi de nous limiter au facteur électricité de la facture énergétique. La question du gaz naturel est traitée à la fin de ce dossier sous un angle international, celui de la dépendance énergétique européenne vis-à-vis du gaz naturel russe.

•
FD

DANS CE DOSSIER

26 Partenariat, efficacité énergétique et stabilité régulateur

Le secteur de l'énergie et le ministre de l'Énergie débattent de la tendance à la production décentralisée, du sens de la libéralisation et du financement des énergies renouvelables

38 Le coût du renouvelable

Les Régions réexaminent leurs mécanismes de soutien

40 Gazprom et l'Union européenne...

... jouent au chat et à la souris



Le secteur de l'énergie débat

Partenariat, efficacité énergétique producteurs et consommateurs

Le 3 mars dernier, FORWARD réunissait autour de la table des représentants des différents maillons du secteur de l'énergie : producteurs/fournisseurs, transporteur et distributeurs, et gros consommateurs. Dans les pages qui suivent, nous vous présentons ce débat au travers de trois thèmes : "La production décentralisée et l'autoproduction, l'avenir pour des coûts moindres ?", "La libéralisation a-t-elle encore un sens ?", et "L'énergie renouvelable : quel financement durable ?". Sur ces deux derniers thèmes, vous pourrez également lire l'opinion du ministre du Climat et de l'Énergie, Paul Magnette.

La production décentralisée et l'autoproduction, l'avenir pour des coûts énergétiques moindres ?

Les chiffres de l'évolution de la consommation raccordée au réseau Elia (le réseau de transport de l'électricité à haute tension) montrent que, depuis la crise économique, la consommation des grandes industries baisse. Mais, dans le même temps, les installations d'autoproduction se multiplient. L'autoproduction est-elle devenue une tendance significative chez les industriels ?

P. Claes : "Depuis la libéralisation, beaucoup d'entreprises ont réexaminé leur décision 'make or buy' et ont investi dans leur propre capacité de production. Cette tendance à la production décentralisée est notamment induite par la sortie



“Depuis la libéralisation, beaucoup d'entreprises ont réexaminé leur décision 'make or buy'” Peter Claes (Febeliec)

annoncée du nucléaire – le catalyseur par excellence de la production centralisée –, et par la stimulation de la cogénération et des énergies renouvelables.”

S. Dutordoir : "Sans oublier l'aspiration à des coûts de réseau de transport et de distribution plus bas. En fait, la tendance est surtout aux partenariats entre producteurs et consommateurs. Afin de répartir les risques d'investissement et d'opérer dans un cadre plus stable. Cela peut prendre la forme d'un consortium de co-investissement, d'un échange de technologie ou encore d'une cogénération. Une formule particulièrement intéressante car elle peut s'intégrer au processus industriel du client.”

C. Degrez : "Le partenariat est aussi au cœur de notre stratégie. Nous l'envisageons sur la base d'un modèle de production durable et décentralisée. Au plus proche du client, sur le site même de l'entreprise, à partir des sources d'énergie renouvelable. Cela permet d'optimiser la facture énergétique tout en étant plus éco-efficace. Il y a effectivement une double tendance à plus d'efficacité énergétique et plus d'autoproduction.”

L. Sterckx : "L'essentiel, dans ces formes de partenariat, c'est de faire preuve de confiance et de respect mutuel. Notre secteur est sous le feu des projecteurs. La méfiance ne s'effacera que si nous travaillons ensemble, de façon transparente. Il ne faut par ailleurs pas oublier que, dans le cas d'une production décentralisée, il faut toujours prévoir un système de back-up (ndlr. : via des unités de production centralisées) au cas où l'installation ferait défaut. En ce sens également, il est nécessaire de construire une bonne et étroite collaboration entre producteurs et industriels.”

En autoproduction, interviennent les coûts d'investissement, les coûts opérationnels, les coûts pour garantir la sécurité d'approvisionnement, etc. Au niveau de l'analyse coûts/bénéfices, cette option est-elle au final plus intéressante que de s'approvisionner sur le marché ?

P. Claes : "Parle-t-on ici du coût de l'électricité produite par une centrale gaz vapeur ou par une centrale nucléaire amortie ? ... Une entreprise qui décide d'investir dans une installation d'autoproduction y voit certainement un avantage économique. Dans quelle technologie une entreprise peut-elle investir ? Le nucléaire est exclu vu le moratoire, les centrales



et stabilité régulatoire : les maîtres mots des

à charbon sont autorisées, mais essayez d'obtenir les permis pour en construire une ... Il nous reste le renouvelable et le gaz. Mais, construire une centrale gaz vapeur aujourd'hui entraîne des coûts d'amortissement très lourds les premières années et vous rend dépendant de votre contrat de gaz. Il est peu probable que cela soit financièrement plus intéressant que de s'approvisionner sur le marché."

Quelle autre motivation y a-t-il à produire soi-même ?

C. Degrez : "La question de l'image peut jouer un rôle dans la décision de se lancer dans la production verte décentralisée. Pour les plus petites entreprises, l'avantage financier direct pèse beaucoup dans la balance. Dans les plus grosses entreprises, des raisons marketing jouent aussi un rôle décisif."

P. Claes : "Pour certains investissements, vous recevez des aides des autorités. Comme les certificats verts pour la cogénération ou pour d'autres sources d'énergie renouvelable. Des raisons politiques propres à l'entreprise peuvent aussi intervenir : être indépendant, vouloir vendre son propre courant au marché,



© D. Rys

“ Il y a une double tendance à plus d'efficacité énergétique et plus d'auto-production ” Christophe Degrez (Eneco Belgique)

etc. Cela peut parfois revenir beaucoup plus cher à court terme, au vu notamment des investissements nécessaires, mais être plus intéressant à long terme. Tout dépend de la stratégie et des objectifs de l'entreprise."

L. Sterckx : "Des considérations liées à la thermodynamique et au bilan énergétique des investissements dans ses propres centrales électriques, par rapport à une centrale classique, jouent aussi un rôle. Plus que les seules évolutions des prix dans le marché. Quand on sait que les combustibles seront toujours plus chers, ces investissements doivent surtout être vus sur le long terme."

Nombre d'entreprises essaient, diminution des émissions de CO₂ oblige, d'investir dans leurs propres unités de production

Qui se trouve autour de la table?

Sophie Dutordoir, administrateur directeur général d'Electrabel et CEO de la division Benelux-Allemagne du groupe GDF-Suez ; **Luc Sterckx**, CEO de SPE-Luminus jusqu'à ce 1^{er} avril (le n°2 de la production en Belgique) ; **Christophe Degrez**, directeur général d'Eneco Belgique (spécialisé dans la production renouvelable et la fourniture d'électricité, de gaz naturel et de projets d'énergie durable aux entreprises) ; **Guy Peeters**, directeur général d'Eandis et membre du bureau exécutif de Synergrid (la fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique) ; et **Peter Claes**, administrateur de Febeliec (la fédération des consommateurs industriels d'énergie en Belgique) ont débattu, sous la houlette du modérateur **Luc Dufresne**, conseiller de la direction de la Banque nationale de Belgique et ancien président de la Commission Gemix, chargée en 2008 d'élaborer des scénarios de mix énergétique idéal pour le gouvernement.

d'énergie verte ou dans la cogénération. La biomasse est la seule source non intermittente d'énergie renouvelable, mais son potentiel en Belgique est limité...

S. Dutordoir : "Il n'y a pas de remèdes miracles pour atteindre les objectifs 2020. Outre l'éolien et, dans une moindre mesure, le soleil, les installations biomasse constituent la meilleure solution. Nous savons tous que 7 à 8 très grosses installations seront nécessaires pour remplir les objectifs de 20% de renouvelable à des conditions économiques acceptables pour la société. Mais il reste des questions en suspens. L'origine du bois par exemple. Il ne peut être question de couper les ailes à l'industrie du bois et du papier en la privant de ses sources d'approvisionnement primaires. La réglementation joue aussi un rôle. Le gouvernement flamand vient

de revoir le système des certificats verts pour les installations de bio- ▶



- ▶ masse. Or, la rentabilité de telles installations dépend de ces certificats. C'est pourquoi je plaide pour un cadre réglementaire stable, qui permette aux investisseurs de savoir ce qu'ils font quand ils décident d'investir dans l'énergie renouvelable."



© D. Rys

C. Degrez : "Je rejoins totalement Sophie Dutordoir en ce qui concerne le cadre réglementaire. Et je voudrais ajouter que nous ne sommes pas convaincus que les tentatives du gouvernement flamand de changer le système, de manière non segmentée, soit la façon la plus judicieuse de procéder."

L. Sterckx : "La biomasse sera certainement une partie de la solution. Mais n'en sous-estimez pas la logistique, en comparaison

“Je plaide pour un cadre réglementaire stable, qui permette aux investisseurs de savoir ce qu'ils font quand ils décident d'investir dans l'énergie renouvelable” Sophie Dutordoir (Electrabel)

avec une centrale nucléaire ou une centrale classique. Quant aux questions éthiques sur l'origine des matières premières, il ne peut être question de toucher à la chaîne alimentaire de base pour produire de l'énergie."

P. Claes : "Tous les États européens affirment qu'ils atteindront les objectifs de 2020 en grande partie via la biomasse. Tous disent qu'ils l'importeront massivement. Personne n'exportera. Cela promet une belle bataille... Cela étant, je rejoins ce qui a été dit auparavant : nous avons besoin d'un cadre clair en ce qui concerne la stimulation du renouvelable."

Pour un gros industriel, adhérer à un consortium de type Bluesky est-il plus intéressant que de produire lui-même ?

S. Dutordoir : "Bluesky est un groupe de sept entreprises qui, avec Electrabel, vont co-investir dans un parc de production mixte associant nucléaire, gaz et charbon. Si, après cinq ans de négociations, nous sommes parvenus à un accord, c'est parce que chacune des parties y a un intérêt. Les industriels voient dans ce consortium un accès à des capacités de production à des coûts et à des prix qui leur offrent de nouvelles perspectives. L'accord doit encore être soumis aux autorités de la concurrence. Nous espérons pouvoir conclure d'ici la fin mai, début juin 2011."



Les PME misent sur l'efficacité énergétique

Changer de fournisseur n'étant pas une solution pour faire baisser leur facture énergétique, c'est sur la diminution de leur consommation que les PME doivent jouer.

"Le kilowatt non utilisé est le kilowatt le moins cher. Ces dernières années, nous avons beaucoup investi dans la sensibilisation des chefs d'entreprise à l'utilisation rationnelle de l'énergie et/ou à la consommation d'énergie renouvelable", déclare **Michel Van Gorp**, conseiller Énergie chez UNIZO. "L'accent y est mis sur une série de petites initiatives, pas forcément très coûteuses, mais qui peuvent avoir des effets rapides sur la facture." Tout ce qui concerne le système d'éclairage par exemple. "Constater les gains obtenus grâce à ces initiatives est un premier pas vers des investissements plus consé-

quents." Toute proportion gardée cependant. Car s'il est vrai que de plus en plus d'entreprises s'intéressent aux possibilités de produire elles-mêmes leur électricité via les panneaux photovoltaïques surtout, "on ne doit pas surestimer ce type d'initiatives. Cela continuera à représenter une partie très limitée de la consommation totale des PME en énergie."

Qu'en est-il des achats groupés ?

"Ce n'est certainement pas une tendance significative et UNIZO ne prend pas d'initiatives sur ce plan. Il arrive que des chefs d'entreprise se mettent ensemble autour de la table ou s'inscrivent dans un système qui a été développé par une instance extérieure – comme dans le cas de l'action lancée par la POM (Provinciale Ontwikkelingsmaatschappij) en Flandre occidentale –, mais ce sont des initiatives plutôt exceptionnelles." FD

P. Claes : "Consortium ou autoproduction ? Chaque entreprise doit faire ce choix en fonction de ses propres besoins et en tenant notamment compte des facteurs prix et sécurité d'approvisionnement."

Vu le niveau des prix, ce modèle d'association pourrait-il aussi se développer parmi les entreprises plus petites ?

C. Degrez : "Il y a de nombreux parcs industriels européens organisés sur la base de ce modèle, beaucoup mieux que ce que nous connaissons en Belgique. Oui, on observe une demande croissante de plus petites entreprises et industries pour s'associer dans une entité de production qui puisse fonctionner en jouant sur la combinaison de leurs processus industriels."

L. Sterckx : "C'est une question d'optimisation. La création d'un consortium d'achats génère aussi des coûts. Le tout est de trouver le juste équilibre entre avantages et inconvénients. En tant que producteur, vu notre taille critique, j'ose affirmer que nous pouvons offrir un très bon équilibre."

Qu'en est-il de la part de l'énergie que vous produisez, mais ne consommez pas vous-même ? Les smart grids* rendent plus flexibles l'approvisionnement et la consommation en énergie. Est-ce pour une entreprise – ou un groupe d'entreprises – une solution technique rentable ?

G. Peeters : "Nous nous préparons aux smart grids. Il y a deux ans, des investissements en ce sens ont été réalisés sur le réseau de moyenne tension. Nous nous posons cependant la question du poids de ces investissements sur les tarifs de distribution ▶



La biomasse ? Un beau potentiel pour atteindre les objectifs européens sur le renouvelable, mais qui pose des questions éthiques

► dans les années à venir. En Flandre, le soutien à la production décentralisée est financé via des obligations de service public reprises dans les tarifs de distribution. Dans un débat sur les tarifs et leur tenabilité financière pour les clients, nous ris-

quons que les investissements nécessaires à la réalisation de la production décentralisée soient remis en question. Sans ces investissements, les objectifs en matière de climat ne peuvent cependant être atteints.

Or, l'investissement dans une production décentralisée est tout aussi essentiel que d'atteindre les objectifs de 2020. L'un ne va pas sans l'autre."

L. Sterckx : "C'est tout le modèle qui est en train de changer. Dans le passé, c'était assez simple. Vous aviez une demande déterminée en électricité, qui fluctuait mais de manière assez



© D. Rys

“La production décentralisée et la réalisation des objectifs 2020 sont étroitement liés”

Guy Peeters (Eandis et Synergrid)

prévisible. Le travail des producteurs était de gérer l'approvisionnement. Aujourd'hui, les consommateurs se mettent à produire de l'électricité et la gestion de la demande entre donc en ligne de

compte dans le travail des producteurs. La demande se fait de plus en plus spécifique et nous devons donc l'intégrer via les compteurs intelligents (enclencher la machine à laver ou non, charger la voiture ou non, etc.). Nous devons développer un nouveau modèle économique intégrant ces deux aspects. Tout en continuant à veiller à ce que la lumière ne s'éteigne jamais. Sur papier, tout est possible, mais dans les faits, cela doit être tenable techniquement et économiquement."

P. Claes : "J'ai le sentiment que nos autorités financent à tout va chaque idée lancée en faveur du climat. Je n'ai rien contre une politique du climat, mais je

“Nous devons développer un nouveau modèle économique intégrant gestion de l'approvisionnement et gestion de la demande” Luc Sterckx (SPE-Luminus)



© D. Rys

pense que l'on peut opérer une certaine rationalisation. Les smart grids peuvent contribuer à diminuer nos émissions de CO₂. Mais est-ce que ces investissements gigantesques sont l'option la plus intéressante pour atteindre cet objectif ? Rationaliser s'impose si nous voulons éviter de nous retrouver dans des situations très coûteuses."

C. Degrez : "Oui, mais alors rationalisons tous les maillons de la chaîne. Nous devons envisager la répartition des coûts de manière plus large. La tendance à la production décentralisée pousse par ailleurs les fournisseurs à endosser le rôle de régisseur d'énergie plutôt que de fournisseur d'énergie. Les smart grids sont un des moyens qui permettront d'accomplir cette tâche." •

Propos recueillis par Florence Delhove et Johan Van Praet

* Réseaux de distribution intelligents permettant de mieux mettre en relation l'offre et la demande entre producteurs et consommateurs.

La libéralisation a-t-elle encore un sens ?

A la suite de la libéralisation, les acteurs challengers peuvent-ils aujourd'hui offrir un prix intéressant aux entreprises, tout en leur garantissant une sécurité d'approvisionnement optimale ?

C. Degrez : "Quelle libéralisation ? Tant que la production sera entre les mains d'un duopole, vous n'aurez pas une réelle libéralisation du marché de l'énergie. La sécurité d'approvisionnement, cela signifie concrètement qu'il faudra toujours avoir une certaine production centralisée pour garantir cette continuité. Il faudrait une politique conséquente, cohérente et transparente qui fasse en sorte que chacun puisse se battre avec les mêmes armes. Car aujourd'hui, c'est loin d'être simple pour un petit acteur qui souhaite aborder le marché selon un modèle intégré verticalement, comme le fait Eneco. Nous demandons au

“Les centrales au charbon polluantes peuvent être démantelées pour une fraction du coût normal d'un investissement dans l'énergie renouvelable” Christophe Degrez (Eneco Belgique)

politique de faire en sorte que tout le monde puisse se battre à armes égales. Les centrales au charbon polluantes peuvent, par exemple, être démantelées pour une fraction du coût normal d'un investissement dans l'énergie renouvelable. On peut parler ici de concurrence indirectement déloyale.”

S. Dutordoir : "La libéralisation ? S'il en a les moyens, quiconque a envie de construire, et dispose des autorisations nécessaires, peut construire où il l'entend. Tout dépend du cadre légal. Electrabel a toujours été en faveur de la libéralisation des activités de production et de vente aux clients industriels. C'était une condition indispensable à notre développement en dehors de la Belgique et cela permettait à certains clients d'avoir accès au marché à des coûts acceptables. En ce qui concerne les clients particuliers, il faut être honnête et reconnaître que la libéralisation a entraîné dans son sillage de la complexité et une multiplication des coûts. Alors que les pouvoirs publics avaient justifié la libéralisation en retail par la baisse des prix, celle-ci n'a pas été au rendez-vous.



L'opinion du ministre Magnette

“Croiser les doigts et attendre que la concurrence produise ses effets, ce n'est pas ce que l'on attend d'un gouvernement”

Le ministre du Climat et de l'Énergie, **Paul Magnette**, regrette que la Commission européenne ait laissé le poids de la responsabilité de la libéralisation sur le dos des gouvernements nationaux. "La Commission n'a pas donné aux autorités publiques les moyens d'arriver au schéma idéologique d'ouverture des marchés très marqué qu'elle a défini, et de répartir autrement les parts de marché." Les imperfections actuelles du marché – concurrence insuffisante, effets de rente, niveau de prix insuffisamment contrôlé, etc. – le conduisent à proposer de mettre en œuvre une série de mécanismes correctifs tels que taxer la rente nucléaire, établir un système de filet de

Je tiens par ailleurs à souligner que le marché de référence dans lequel nous sommes tous actifs n'est plus la Belgique, mais bien l'Europe du Nord-Ouest. Le Benelux, la France et l'Allemagne sont interconnectés. Les prix convergent dans ces cinq pays. C'est à la lumière de ce marché qu'il faut envisager la libéralisation. 10 à 15 grands acteurs y sont actifs. La part de marché d'Electrabel y est de 8%, celle de SPE de 35% via EDF, et les Allemands RWE/E.ON en détiennent 10%.”

P. Claes : "J'admire l'enthousiasme avec lequel vous défendez votre position. Le marché de référence pour un gros consommateur n'est pas aujourd'hui l'Europe du Nord-Ouest, mais la Belgique. Regardez les rapports annuels de la Creg, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz naturel. Ces quatre dernières années, aucun des 70 sites raccordés au réseau de transport à haute tension Elia n'a changé de fournisseur. Parce qu'ils n'ont pas le choix. Parce que le numéro 2 en Belgique n'est pas capable de prendre, dans son portefeuille, des entreprises ayant une demande de 150 mégawatts.”

S. Dutordoir : "En cinq ans, Electrabel a ramené sa part des capacités de production en Belgique de 90 à 60%. Celles-ci ont en partie été vendues à SPE, et en partie cédées à E.ON. Pourquoi ne font-ils pas d'offres à ces gros industriels ?”

sécurité sur la base du modèle hollandais, ou faire des appels d'offres pour des capacités de production. "Il faut un marché libre quand il fonctionnera. En attendant, il faut le réguler. On ne peut se permettre d'attendre sans prendre des initiatives car l'autorité publique est prise entre l'enclume des consommateurs et le marteau des producteurs." Paul Magnette insiste cependant sur le caractère provisoire de ces mécanismes. Le filet de sécurité, adopté par le gouvernement le 18 mars dernier, sera d'application pour cinq ans. Durant cette période, il y aurait une obligation de notification et de motivation, par les producteurs, des augmentations de leurs prix. Une vérification par la Creg et le cas échéant, une sanction.



L. Sterckx : "Nous le faisons."

P. Claes : "Pourquoi est-ce que personne ne change alors ? Pourquoi est-ce qu'ils demandent à créer un système Bluesky (ndlr. : consortium via lequel 7 industriels et Electrabel co-investissent dans des capacités de production), s'ils sont tous si contents ?"

L. Sterckx : "C'est le marché. Il faut poser la question aux clients."

S. Dutordoir : "Les gros clients, ce sont de gros volumes. Peut-être que nos concurrents préfèrent vendre les importants volumes qui leur ont été cédés à d'autres segments de clients, avec des marges d'un autre ordre."

P. Claes : "Et pourquoi est-ce qu'EDF offre des prix différents à ses clients belges et français ? Pourquoi offrez-vous un prix différent à un client français ou allemand qu'à un client belge ?"

S. Dutordoir : "Nous offrons à tous nos clients des prix basés sur les prix du marché."

P. Claes : "Quel prix du marché ? Les prix forward de ce pays ? (ndlr. : les prix forward sont les prix établis, notamment sur les



bourses de l'énergie, pour un contrat de fourniture à long terme conclu à l'avance.) Ils ne convergent pas tout à fait entre ces pays."

S. Dutordoir : "Si l'on prend les prix forward 2012, les prix convergent autour des 54 EUR du mégawatt/heure. Les clients demandent offre à qui ils veulent. C'est à celui qui offre de décider s'il a de l'intérêt ou non pour certains segments de clientèle. Et si vous préférez des prix indexés sur le forward allemand, demandez-en."

P. Claes : "On peut en discuter des heures, mais il n'y a toujours pas de conver-

gence totale. Et ces petites différences continuent à avoir de l'importance. Les marchés ne sont pas unifiés.

Nous avons un couplage des marchés, mais pas d'intégration des marchés. Et c'est la première des raisons pour laquelle nous sommes insatisfaits. Nous voulons pouvoir demander une offre de prix sans devoir dire où cette électricité est destinée. Par ailleurs, en tant que nouvel acteur, vous pouvez peut-être construire une nouvelle centrale nucléaire, mais vous ne pou-

Le mix énergétique : quelle visibilité à long terme ?

Pourquoi avoir décidé de prolonger la durée de vie des trois premiers réacteurs nucléaires jusque 2025, mais ne pas avoir pris de décision sur l'après et sur les autres réacteurs ? "C'était trop tôt pour prendre ce type de décision. Je préférerais attendre que l'on ait une vision globale du mix énergétique européen à long terme. Les discussions sur cette Roadmap européenne 2050 commencent actuellement sous la Présidence hongroise. En fonction de ce plan, la Belgique se dotera de sa propre Roadmap 2050." Le ministre relève en outre les problèmes de concurrence que ces décisions entraînent. "Prolonger trois réacteurs équivalents à 2.000 MW en maintenant les droits des propriétaires de ces réacteurs ne changeait pas fondamentalement les conditions de la concurrence. Par contre, prolonger de 20 ans l'ensemble des réacteurs au bénéfice des propriétaires actuels, revenait d'une certaine manière à fermer le marché et à le fermer pour longtemps. Le cas échéant, si les autres réacteurs devaient être prolongés, il faudrait débattre des conditions dans lesquelles cela devrait s'opérer pour stimuler la concurrence."

En attendant des prises de position fermes quant au nucléaire, Paul Magnette entend assurer une certaine visibilité de long terme pour le secteur en établissant une évaluation annuelle du mix énergétique, en plus des études prospectives qui ont lieu à ce sujet tous les cinq ans.

"Tous les ans, on examinerait où on en est au niveau de la courbe de la demande, de l'efficacité énergétique, de la situation de notre parc de production, de la part de l'énergie renouvelable dans ce parc et des investissements qui y seraient faits l'année suivante. Cela nous permettrait d'établir clairement le gap de production à combler et de lancer des appels d'offres pour ces mégawatts, en choisissant de préciser ou non la source de cette production." Le ministre tient à préciser que le "relatif manque de visibilité" n'est pas seulement le fait de "décisions endogènes belges". Il cite par exemple le cas du consortium Bluesky. "Un des facteurs qui a ralenti la construction de ce consortium entre sept gros consommateurs et Electrabel était l'incertitude que laisse planer la Commission européenne sur son acceptation."

Des capacités de réserve centralisées ?

Paul Magnette estime que les capacités de

pointe intervenant en capacités de réserve peuvent être considérées comme un service public. "Elles sont en effet nécessaires à l'équilibre du réseau et tous les opérateurs en ont

“ Il faut un marché libre quand il fonctionnera. En attendant, il faut le réguler ”

besoin. Que ce soit un des opérateurs qui détienne cette capacité de pointe fausse les conditions de concurrence." C'est pourquoi, dans l'avant-projet de loi qui contient également la décision de prolonger les trois premiers réacteurs nucléaires jusque 2025, il propose de créer des opérateurs publics qui gèreraient ces capacités de réserve, ou de les nationaliser, ou au minimum d'en réguler les tarifs. "C'est dans l'intérêt du marché belge, de la concurrence et du consommateur."

- ▶ vez pas construire une centrale nucléaire amortie. Cet avantage reste toujours entre les mains d'Electrabel. Ce n'est pas un reproche. Je veux seulement dire que c'est au politique de décider si oui ou non nous consolidons cet avantage auprès des producteurs historiques. Les coûts ont été répartis, pas les bénéfices. Si nous avons pu, en tant que consommateur, contribuer à accélérer l'amortissement de ces centrales, il est logique que nous voulions aussi récupérer l'avantage accordé à Electrabel."

S. Dutordoir : "Cela a été complètement ristourné au client. Les chiffres ne mentent pas."

C. Degrez : "Je suis content de voir que Peter Claes me rejoint quand je dis que nous ne pouvons pas nous battre avec les mêmes armes. Je parle des centrales nucléaires dont nous avons tous contribué à accélérer l'amortissement, et dont Electrabel récolte encore les fruits aujourd'hui."

S. Dutordoir : "Et dans lesquelles nous avons pris le risque d'investir il y a 40 ans."

P. Claes : "Mais avec des garanties sur le rendement !"

“Où va-t-on? Les investisseurs ne prennent pas un train dont ils ignorent la direction” Luc Sterckx (SPE-Luminus)

Nous n'allons pas ici faire le débat de la rente nucléaire...

L. Sterckx : "L'objectif initial de la libéralisation était de laisser jouer la concurrence, ce qui devait conduire à plus d'efficacité et donc à des prix plus bas pour tout le monde en bout de course. C'était le crédo. Mais, lors de l'exécution, on a buté sur une série de problèmes. Il reste de grandes interrogations. Où va-t-on ? Quel sera le modèle du futur ? Allons-nous vers des prix limités ou non ? Ce sont des questions cruciales à trancher, si l'on souhaite créer un climat où les investissements peuvent prospérer. Nous avons besoin d'un cadre stable, qui rend possibles les investissements. Les investisseurs ne prennent pas un train dont ils ignorent la direction."

À l'époque où les marchés étaient régulés, on insistait beaucoup sur la nécessité de constituer de grands groupes pour faire des économies d'échelle. La libéralisation est ensuite venue. On constate que l'on a évolué d'un duopole au niveau belge à un oligopole au niveau européen. Cela dépasse clairement le niveau de décision de notre pays. Était-ce bien là l'objectif des autorités européennes quand elles ont entamé le processus de libéralisation ?

S. Dutordoir : "Ce n'est pas le nombre de joueurs qui détermine les prix. Tout le monde sait qu'il y a d'autres facteurs qui interviennent dans la fixation des prix de l'électricité, en premier lieu les prix des combustibles, avec un effet retard."

P. Claes : "Malgré les spécificités de la commodity électricité, je continue à croire que libéraliser est un meilleur modèle que ré-

guler. Mais il faut mener la libéralisation à son terme, en prenant des mesures transitoires. Les questions de balancing et de back-up continuent à constituer un obstacle aux investissements en Belgique. C'est pour des raisons historiques que les capacités de balancing et de back-up sont chez qui elles sont. (Ndlr. : les capacités supplémentaires nécessaires pour rééquilibrer l'offre et la demande sur le réseau et les capacités supplémentaires

“Alors que les pouvoirs publics avaient justifié la libéralisation en retail par la baisse des prix, celle-ci n'a pas été au rendez-vous” Sophie Dutordoir (Electrabel)

nécessaires en cas de panne d'une partie du système ou d'augmentation soudaine de la demande en énergie). J'invite maintenant le politique à laisser le marché fonctionner et à prendre les mesures nécessaires pour obtenir des marchés intégrés et donner à tous les mêmes chances. Un oligopole peut très bien fonctionner, si tout est fait pour qu'il y ait une réelle concurrence."

Il y a aussi une forte concentration dans le secteur bancaire. Pourrait-on imaginer de transposer le principe d'une banque centrale au secteur de l'énergie ? On créerait par exemple un organe indépendant où chaque acteur du marché pourrait réserver des capacités de réserve à un tarif fixe...

P. Claes : "La concurrence est toujours la meilleure des garanties pour la sécurité d'approvisionnement. S'il y a de la concurrence, le fournisseur mettra tout en œuvre pour que son client reçoive son produit. C'est seulement dans les marchés qui ne sont pas concurrentiels ou dans les marchés repris en main par les autorités que la sécurité d'approvisionnement est compromise. Nous ne nous inquiétons pas d'avoir suffisamment de nourriture ou de vêtements. Mais bien de manquer d'énergie, car la concurrence ne fonctionne pas suffisamment dans ce secteur."

C. Degrez : "Je suis également convaincu que la libéralisation peut conduire à la concurrence et à un bon fonctionnement du marché. La formation d'oligopoles à l'échelle européenne permet aussi à d'autres acteurs de saisir leur chance. Des acteurs actifs dans la production décentralisée. Ces derniers peuvent être des challengers opérant en marge des groupes de production à grande échelle." •

Propos recueillis par FD et JVP



L'énergie renouvelable : quel financement durable ?

Au vu de l'exonération sur la cotisation fédérale* dont bénéficient les entreprises qui ont des contrats verts et au vu de l'augmentation du nombre de ces contrats verts, le système de prélèvements fédéraux arrive à bout de souffle. Les entreprises doivent-elles craindre que l'exonération tombe, avec les conséquences que cela pourrait avoir sur leur compétitivité ?

P. Claes : "Le système est effectivement en train de s'enliser. Mais il faut envisager cette question dans un cadre plus large. Il faut débattre de ce que l'on veut exactement financer avec les contributions des consommateurs d'électricité. Doit-on par exemple continuer à financer une partie de la politique sociale et environnementale via ce vecteur ? Quand ces questions auront été tranchées, il faudra réfléchir à un système de financement stable, qui n'entraîne pas de surcoûts insupportables pour certains. Je pense ici à l'anomalie du plafond en vertu duquel certaines entreprises doivent s'acquitter d'une cotisation fédérale de 750.000 EUR alors que si elles consommaient 1.000 MWh de plus par an, elles bénéficieraient du plafond de 250.000 EUR fixé par la loi."



L'opinion du ministre Magnette

Les certificats verts doivent être réévalués, sans mettre en péril les plans d'investissements

Le ministre du Climat et de l'Énergie, **Paul Magnette**, reconnaît que le système actuel régissant la cotisation fédérale n'a plus de raison d'être et propose de supprimer progressivement le principe d'exonération à la cotisation prévu pour les entreprises ayant des contrats d'approvisionnement 'verts'. Avec quel impact pour les entreprises ? "C'est une mesure neutre. Celles qui auront profité du système peuvent se poser la question. Mais, il y a toutes les autres, qui n'en ont pas profité et qui, jusqu'ici, payaient le surcoût."

“ Dans certains pays, une partie des coûts de réseau sont répercutés sur les producteurs plutôt que sur les consommateurs ” Peter Claes (Febeliec)

C. Degrez : "Tout comme Peter Claes, j'estime que nous devons d'abord définir ce que nous voulons financer, et ensuite élaborer un système durable. Un nouveau mécanisme est nécessaire. Des technologies arrivées en phase de maturité doivent 'prendre le relais' des subsides. Pour l'énergie solaire, par exemple, nous sommes d'accord avec le gouvernement flamand qu'il fallait modifier le régime de subsides de cette filière. Mais il est important de ne pas se précipiter et de bien réfléchir à la manière dont ce régime doit être adapté."

Vous touchez ici à la question suivante. Jusqu'à présent, le marché du renouvelable s'est développé grâce à une politique de subsides soutenue. Ce marché est-il aujourd'hui assez mature que pour pouvoir fonctionner sur la base d'un modèle industriel traditionnel ?

C. Degrez : "Il faut ici adopter une approche segmentée. Certaines technologies ont encore besoin de soutien. D'un autre côté, la fin des subsides aux technologies matures doit s'opérer de telle manière que les business case imaginés par l'industrie puissent tenir debout. On a ainsi heureusement davantage échelonné que prévu la fin des subsides pour le solaire."

L. Sterckx : "Les autorités comme l'industrie ont ici intérêt à disposer d'une bonne politique qui soit stable. Trois éléments doivent entrer en ligne de compte. La sécurité d'approvisionnement – en d'autres mots, veiller à ce qu'il y ait toujours assez de production –, l'optimum économique – atteindre les objectifs écologiques est une bonne chose, mais l'argent doit être dépensé de manière optimale –, et le respect des obligations environnementales. Ces trois aspects doivent être combinés dans une politique à long terme. Ce qu'aujourd'hui, nous n'avons pas tout à fait."

Pour atteindre les objectifs européens de production d'énergie renouvelable, les coûts seront répercutés sur la collectivité. Sur quelles épaules en particulier ?

S. Dutordoir : "Tout le monde doit être conscient que les objectifs 2020 entraînent un coût que la société devra prendre en charge. Des coûts notamment liés aux coûts des subsides 'verts', qui sont répercutés dans les tarifs de réseaux de distribution. Il serait intéressant de savoir comment ces tarifs et ceux du réseau de transport Elia évolueront dans les prochaines années étant donné ces mécanismes de subsides."

À ce sujet, une récente étude du bureau Van Dijck mettait en cause le poste 'distribution' dans la formation des prix énergétiques belges. Pourquoi ce poste est-il plus élevé que chez nos voisins ?

G. Peeters : "Il faut voir ce qui est compris dans ces prix chez nous et chez nos voisins. Par ailleurs, si l'on veut mener une politique via les tarifs de distribution, il faudra l'assumer. À propos de la fin des subsides au solaire, je voudrais faire remarquer que, même si l'on adapte la politique de subside aujourd'hui, il y a des engagements sur des montants qui ont été pris jusqu'à un horizon de 20 ans. Une adaptation aujourd'hui n'aura pas d'impact sur le coût total actuel qui devra être imputé via les tarifs de distribution."

Avez-vous des chiffres pour illustrer l'impact de ces politiques sur les tarifs de distribution ?



Afin de réduire le coût global du mécanisme des certificats verts, Paul Magnette propose notamment de soumettre ce mécanisme à une évaluation régulière par la Creg, en fonction des conditions d'exploitation propres à chaque parc éolien, et notamment offshore. "Afin d'éviter que ne se forment des windfall profits autour de ces parcs. Ceci, j'insiste, sans mettre en péril la capacité à s'alimenter financièrement de ces projets dont les plans d'investissements ont été établis sur la base d'un niveau connu de certificats verts. Les parcs éoliens en mer du Nord constituent le

second projet industriel le plus important du pays, après l'extension du port d'Anvers."

Glissement vers les Régions

Interpellé par les participants au débat sur la nécessité d'un cadre réglementaire stable pour le secteur du renouvelable, le ministre renvoie la balle aux Régions. "Le Plan d'action national sur les énergies renouvelables offre une vision claire sur les objectifs à atteindre, dans quels délais et via quelles filières. Les seules questions qui restent ouvertes pour les producteurs, ce sont les révisions éventuelles

des mécanismes d'aide par les Régions." Des Régions dont il souhaiterait, pour plus de cohérence, qu'elles reçoivent la masse fiscale équivalente aux mesures existantes de soutien aux économies d'énergie et aux énergies renouvelables. Ce pan de la fiscalité dépend en effet à 100% des orientations prises par les Régions. Dans le même ordre d'idée, les tarifs de distribution seraient eux aussi régionalisés. "Ces tarifs dépendent de décisions qui sont prises par les Régions. Cela aurait plus de sens qu'ils soient fixés par les régulateurs régionaux plutôt que par la Creg." FD

G. Peeters : "J'ai des chiffres détaillés uniquement pour ce qui concerne le réseau géré par Eandis, soit environ 80% du réseau de distribution en Flandre. Pour l'année 2010, les installations photovoltaïques ont coûté 115 millions EUR en subsides. Ces subsides devront être payés chaque année pendant 20 ans. Si l'on extrapole à 2013, on obtient une estimation de 232 millions EUR et 237 millions EUR en 2017. En ce qui concerne l'éolien offshore, on estime que les mesures de soutien qui seront comptabilisées via les tarifs Elia seront de 124 millions EUR en 2013 et de 213 millions EUR en 2017. Si l'on additionne ces deux mesures de soutien au solaire (sur le territoire Eandis en Flandre) et à l'éolien offshore, on obtient la somme de 350 millions EUR par an en 2013 et de 450 millions EUR en 2017. La part de ces subsides dans notre coût total de distribution est de 8%. En 2013, ce sera 20%. On le voit, il est temps de prendre une décision sur l'avenir de ces politiques de soutien. (Ndlr : vous pouvez lire à ce sujet la réaction des Régions responsables de ces politiques p. 38)"



Les intercommunales de distribution sont souvent pointées du doigt comme étant un levier pour les communes pour récupérer les revenus perdus du fait de la libéralisation ...

G. Peeters : "Ce débat est derrière nous. La question n'est plus aujourd'hui la compensation en tant que telle, mais le souhait des communes d'être dédommagées de manière conforme au marché pour les investissements réalisés dans le réseau. Selon les règles qui ont été décrétées par la Creg."

P. Claes : "D'accord, mais qui détermine ce qui est conforme au marché et qui détermine l'indemnisation. Le politique est ici juge et partie."

G. Peeters : "Je plaide personnellement fortement pour que nous devenions une entreprise publique mixte, avec la participation de capitaux privés. Cela permettrait par exemple de trancher la question de l'indemnisation conforme au marché. Nous verrons bien, qui, suivant les conditions imposées par le régulateur, aura envie d'investir. Je suis également convaincu qu'une participation du privé conduirait à une gestion de meilleure qualité. Mais je trouve inacceptable que l'on laisse constamment entendre que le secteur de la distribution serait mal géré. Selon les normes de la Creg, nous scorons mieux que ce que le législateur a prévu. Ce reproche nous est souvent adressé lorsqu'il s'agit de prendre ses responsabilités quant aux coûts. Mais soyons cohérents, quand on exécute via les tarifs une politique, en l'occurrence atteindre les objectifs environnementaux de 2020, on doit coupler la responsabilité des tarifs à l'autorité en charge de cette politique. Actuellement, le fédéral est responsable pour les tarifs (ndlr. : les tarifs de transport et de distribution sont approuvés pour une période de 4 ans par la Creg, l'autorité fédérale de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique), le régional pour la politique de distribution et les autorités locales pour l'exécution..."

P. Claes : "Une dernière question à ce sujet : pourquoi est-ce qu'en Belgique, ce sont seulement les consommateurs qui paient les tarifs ? Pourquoi est-ce que ceux qui sont à l'autre bout de la chaîne, les producteurs, ne sont pas aussi mis à contribution ? Il existe des pays où une partie des coûts de réseau sont répercutés sur les producteurs plutôt que sur les consommateurs." ●

Propos recueillis par FD et JVP

*Une cotisation fédérale est prélevée chez les clients finals pour financer certaines obligations de service public et les coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité.

Le coût du renouvelable

Les Régions réexaminent leurs mécanismes de soutien

Les mécanismes régionaux de soutien à la production d'énergie verte ont un coût, inévitablement répercuté sur la collectivité. Étant donné l'augmentation graduelle de cette filière dans le parc total de production, ce coût est-il amené à croître à l'avenir ? Nous avons interpellé à ce sujet les cabinets des ministres régionaux en charge de l'Énergie, Freya Van den Bossche pour la Région flamande, Jean-Marc Nollet pour la Région wallonne et Evelyne Huytebroeck pour la Région bruxelloise.

Quel sera l'impact du coût des politiques de soutien à l'énergie renouvelable – notamment des certificats verts – sur les consommateurs et en particulier sur les entreprises ?

Région flamande : "Selon la VREG (le régulateur flamand des marchés de l'électricité et du gaz), en 2010, les certificats verts ont eu un impact de 148 millions EUR sur les tarifs de distribution. Ce qui représente environ 12,5% du coût total de distribution. Il est difficile d'évaluer comment ce coût va évoluer, car les règles relatives à ce système viennent d'être adaptées."

Région bruxelloise : "Contrairement à la Région flamande, le coût du soutien à la production d'électricité verte n'est pas repris dans les tarifs de distribution. Ce sont les fournisseurs qui répercutent ce coût, appelé 'cotisation énergie verte', dans le tarif de fourniture. Cette différence est cruciale, car ce coût peut dès lors faire l'objet d'une négociation entre fournisseurs et clients industriels ; ce qui n'est pas possible si c'est intégré dans le tarif de distribution. Ce coût est directement proportionnel au quota de certificats verts imposés aux fournisseurs (3% en 2011; 3,25% en 2012) et au coût d'un certificat vert."

Région wallonne : "En Wallonie non plus, les certificats verts n'ont pas d'impact sur les coûts de distribution de l'électricité. Ce sont les fournisseurs d'électricité qui imputent leurs achats de certificats verts sur les consommateurs industriels et résidentiels. Nous considérons le développement des énergies renouvelables comme un investissement, et non comme un coût, pour les consommateurs. Il en va de notre indépendance énergétique et de notre approvisionnement énergétique à prix relativement stable. Ce développement permet par ailleurs l'émergence de nouveaux acteurs sur le marché de l'énergie, ce qui peut influencer le prix à la baisse."

Quelle est l'approche adoptée par la Région pour endiguer ces coûts ?

Région flamande : "Nous sommes conscients de l'impact des certificats verts sur les tarifs, mais souhaitons continuer à soutenir l'électricité verte. Cet équilibre à trouver a d'ailleurs été au cœur des discussions lors de l'adaptation de ce système en décembre dernier. Les panneaux solaires par exemple seront dorénavant moins soutenus. Cette technologie a en effet mûri et est devenue moins onéreuse. D'autres technologies par contre verront leur aide augmenter un peu. Dans le même temps, une évaluation dé-

taillée du système de soutien commence en ce mois de mars. Le système de certificats doit-il subsister ou devons-nous, à l'image d'autres pays, nous diriger vers un feed-in tariff (tarif de rachat) ? Comment faire concorder au mieux les subsides aux besoins réels du marché, sans affecter la sécurité des investissements ? Ce sont des questions qui seront examinées à la lumière de notre volonté de soutenir au mieux le renouvelable, à un coût qui soit acceptable pour la société."

Région bruxelloise : "Des changements législatifs sont actuellement en cours, afin de permettre aux entreprises de transformer le coût lié à la consommation d'énergie – intégrant le surcoût lié à la 'cotisation énergie verte' – en un gain lié à la production d'électricité verte via l'obtention des certificats verts. Il faut également souligner que les coûts liés au soutien de la production d'énergie renouvelable ne sont pas destinés à croître de façon exponentielle. Le soutien qui leur est accordé constitue une mesure transitoire visant à favoriser le développement de technologies présentant un intérêt évident d'un point de vue économique (réduction de la dépendance énergétique, en particulier vis-à-vis des sources d'énergie fossiles) et environnemental. Ce soutien est appelé à diminuer avec la maturation des technologies."

Région wallonne : "Nous disposons principalement de deux mécanismes pour limiter le coût des certificats verts pour les entreprises. Les entreprises qui sont engagées dans une démarche d'accord de branche – visant à améliorer leur efficacité énergétique et leurs émissions spécifiques de CO₂ – bénéficient d'une réduction de quotas de certificats verts en fonction de leur niveau de consommation. En outre, les entreprises qui assurent elles-mêmes leur fourniture (autoproduction) ne sont pas soumises à l'obligation de quotas de certificats verts pour la majeure partie de leur consommation d'électricité. Seule l'électricité consommée ayant transité par le réseau est en effet soumise à des quotas. Par ailleurs, plusieurs pistes sont aujourd'hui envisagées pour revoir le mécanisme des certificats verts afin d'en améliorer l'efficacité." • FD



Gazprom et l'Union européenne ...

... jouent au chat et à la souris

Près de 40% des importations de gaz naturel de l'Union européenne proviennent de la Russie. La question de la dépendance énergétique européenne vis-à-vis du gaz naturel russe n'est pas neuve et a conduit l'Europe à soutenir le projet de gazoduc Nabucco. Mais du côté russe également, cette relation a un impact sur la stratégie gazière du pays.

“L'Union européenne et la Russie sont dans des relations d'interdépendance, et non de dépendance”, déclare d'emblée **Catherine Locatelli**, chargée de recherche CNRS à l'Institut d'économie et de politique de l'énergie à Grenoble. “Certes, l'Union dépend de la Russie pour son approvisionnement gazier, mais elle représente dans le même temps 70% des exportations gazières russes.” Le marché interne russe ayant des prix régulés relativement bas, c'est donc à l'exportation, sur le marché européen, que Gazprom, le géant gazier russe, peut assurer sa rentabilité.

Le développement de la Chine et d'autres pays asiatiques pourrait-il changer la donne ? La chercheuse se montre réservée. “La diversification de Gazprom vers l'Asie ne peut être qu'une diversification de moyen, voire de long terme. Car actuellement, les infrastructures – les gazoducs – sont inexistantes. Les gisements gazières sont très peu développés sur la Sibirie orientale, qui constituerait la zone d'exportation vers l'Asie. Et enfin, il y a un désaccord entre la Chine et la Russie sur les formules d'indexation des contrats de gaz à long terme.” Et de préciser que, même si le gazoduc prévu vers la Chine d'ici à 2015 voyait le jour, ces exportations représenteraient 30 milliards de m³ par an, alors que les exportations vers l'UE sont de l'ordre de 140 milliards de m³ par an.

L'impact de la feuille de route 'climat'

Fin des années 2000, l'Union européenne a fait face à des périodes d'interruption de l'approvisionnement en gaz russe dues notamment aux relations entre la Russie et deux pays de transit : l'Ukraine et le Bélarus. Outre des facteurs liés aux contrats de long terme russes, ces enjeux de transit sont à l'origine de l'émergence des questions de risques quant à la sécurité d'approvisionnement du côté européen.

Mais du côté russe aussi, on s'inquiète de ces questions. La Russie estime en effet que la politique énergétique et climatique de l'Union européenne entraîne pour elle une incertitude quant à la sécurité de la demande gazière européenne. “Cette politique donne lieu à différents scénarios de la demande ga-

zière. Des scénarios qui prévoient à l'horizon 2030, 100 milliards de m³ de différence pour la demande gazière de l'Union européenne.” Un élément qui explique la politique attentiste aujourd'hui adoptée par la Russie en ce qui concerne sa stratégie d'investissements dans le développement de ses gisements gazières et sa volonté de voir signés des contrats d'approvisionnement à long terme avec l'Europe, avant de se lancer dans des investissements. Pour Catherine Locatelli, cela montre bien que Gazprom commence à se comporter comme une entreprise 'classique', qui fait des calculs de rentabilité. “Ce qui a changé dans la relation gazière entre l'Union européenne et la Russie, par rapport à l'époque de l'Union Soviétique, c'est l'émergence d'acteurs industriels russes. Gazprom est un acteur certes détenu à 51% par l'État, mais qui a une stratégie industrielle.”



Face à cette situation, voyant la Russie freiner ses investissements dans ses gisements gazières, l'Union européenne se pose légitimement la question de la production future gazière de la Russie. “Cette question s'est cependant un peu amoindrie ces deux dernières années, car nous sommes dans une situation de surplus gazier important sur le marché européen.” Mais, poursuit-elle, “on peut imaginer que les événements du Japon et une révision des politiques nucléaires dans les pays européens pourraient quelque peu faire évoluer la situation. Car, dans un premier temps, l'alternative au nucléaire, c'est le gaz.”

FD

South Stream, Nabucco ?

Les dernières crises gazières entre la Russie et l'Ukraine et le Bélarus ont menacé l'approvisionnement gazier européen. Afin de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique de l'Europe, les projets Nabucco et South Stream ont vu le jour. Tous deux évitent l'Ukraine. En concurrence directe, leur avancement piétine. Nabucco est un projet de gazoduc, soutenu par l'Union européenne, visant à relier la Caspienne à l'Europe centrale en passant par la Turquie. Il aurait une capacité de 31 milliards de m³ de gaz. Un approvisionnement depuis l'Azerbaïdjan est en cours de discussion.

South Stream est un projet de gazoduc devant relier la Russie à l'Europe occidentale, en passant sous la mer Noire. Ce projet porté par Gazprom et l'italien ENI aurait une capacité de 63 milliards de m³ de gaz par an.