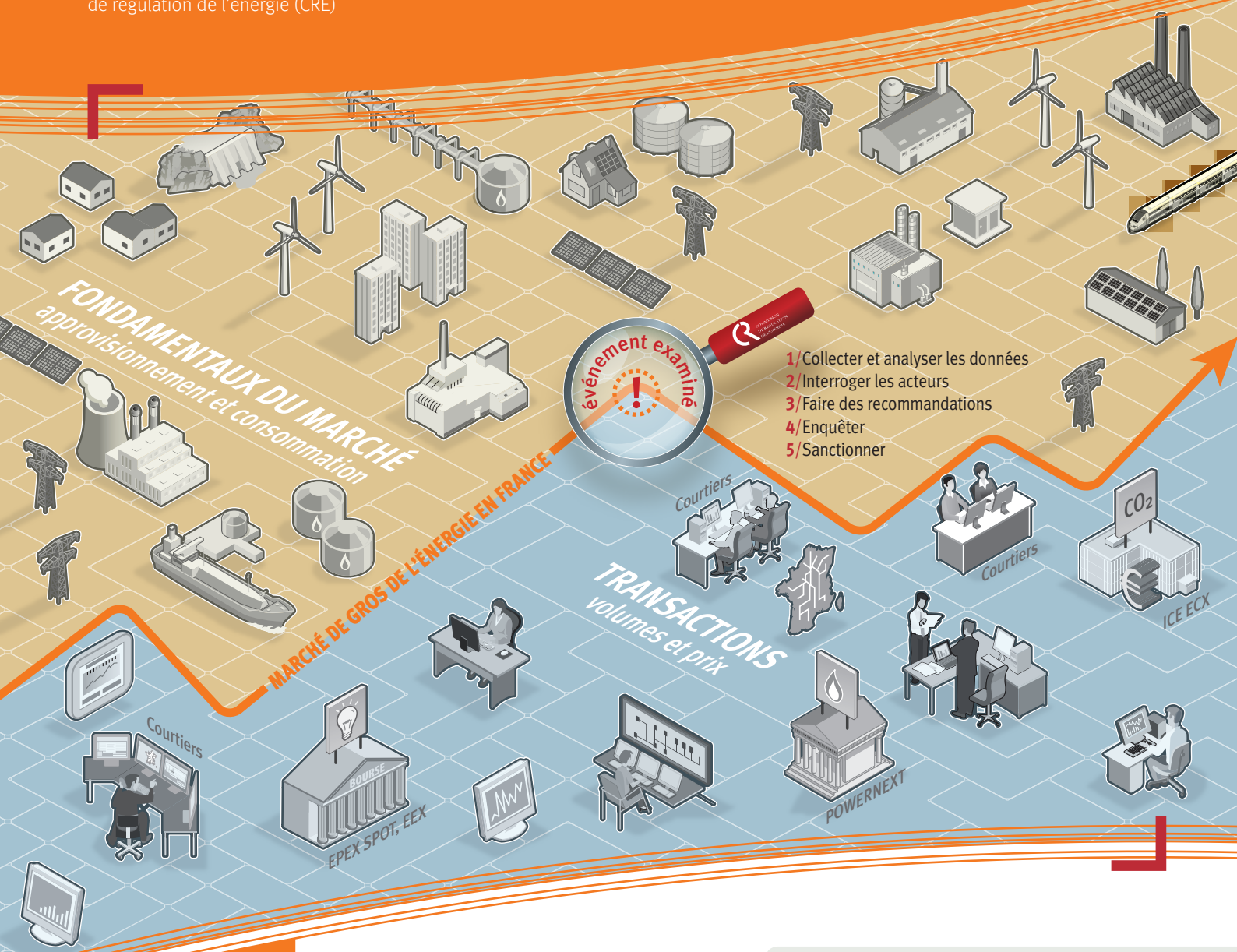


DéRyptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)



Dossier p. 6

Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en 2012-2013

Actualités

- p. 2** « NEBEF », un nouveau mécanisme qui organise la valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité
- p. 3** Des règles dérogatoires d'équilibrage du réseau pendant l'hiver 2013-2014
- p. 4** Tarifs du gaz : une mise en conformité à mener au plus vite

Parole à...

- p. 10** Philippe Vasseur, président de la Chambre de commerce et d'industrie de la région Nord de France, sur la 3^e révolution industrielle

Vue d'Europe

- p. 12** 248 projets d'infrastructures énergétiques labellisés « projets d'intérêt commun »

MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

« NEBEF », un nouveau mécanisme qui organise la valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité

Le 28 novembre 2013, la CRE a approuvé le lancement d'une expérimentation qui permet de vendre des effacements réalisés chez des consommateurs directement sur les marchés de gros de l'électricité, aux côtés des autres sources d'approvisionnement.

L'effacement de consommation permet, en coupant certains appareils électriques, de diminuer temporairement la consommation de clients (industriels, tertiaires, résidentiels) par rapport au niveau prévu initialement.

La loi du 15 avril 2013, dite loi « Brottes », a donné un cadre à la valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité. Un décret en Conseil d'Etat, pris sur proposition de la CRE, fixe la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant cette valorisation. Dans l'attente de ce dispositif pérenne, la loi prévoit qu'une expérimentation soit lancée

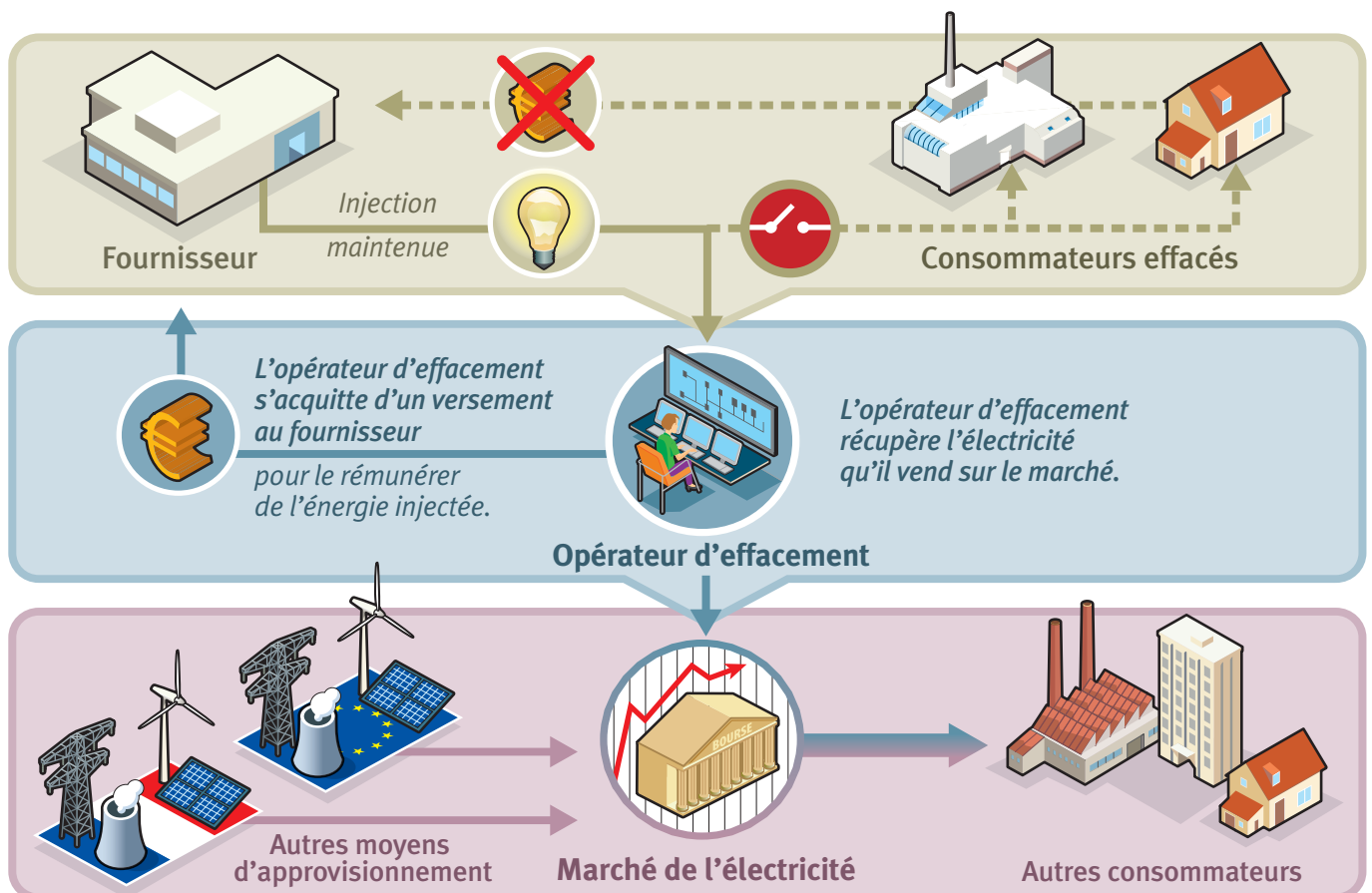
pour permettre la vente des effacements sur les marchés. Les règles NEBEF (« Notification d'Echange de Blocs d'Effacement ») proposées par RTE et approuvées par la CRE le 28 novembre 2013 s'inscrivent dans ce cadre expérimental.

Les consommateurs peuvent désormais valoriser leurs effacements directement sur les marchés de l'électricité. Ils peuvent le faire directement ou par l'intermédiaire d'opérateurs avec lesquels ils ont conclu un accord par lequel ils renoncent temporairement à tout ou partie de leur consommation. Le dispositif expérimental NEBEF permet ainsi aux

effacements d'être mobilisés sur le marché, au même titre que les autres sources d'approvisionnement (production et importations). Les règles expérimentales organisent l'ensemble des modalités opérationnelles, notamment le contrôle de la réalisation de l'effacement.

Durant la phase expérimentale, la CRE continue de travailler avec l'ensemble des acteurs pour faire évoluer progressivement le dispositif, et inscrire de manière pérenne la valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité. ■

La valorisation de l'effacement de consommation sur les marchés



CSPE

Pour couvrir les charges de service public de l'électricité, une augmentation de 9 €/MWh serait nécessaire

Les charges prévisionnelles de service public de l'électricité pour 2014 s'élèvent à 6,2 Md€, auxquelles s'ajoutent 2,2 Md€ correspondant à la régularisation des charges des années antérieures et au défaut de compensation d'EDF. La contribution unitaire pour financer ces 8,4 Md€ de charges serait de 22,5 €/MWh.

La CRE évalue tous les ans le montant des charges de service public de l'électricité supportées par les fournisseurs, EDF, EDM et les entreprises locales de distribution au titre des missions de service public qu'elles remplissent. Ces charges sont la somme des surcoûts dus au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, à la péréquation tarifaire nationale et au tarif social de première nécessité (TPN). La CRE calcule également le niveau de la CSPE, la contribution qui finance les charges de service public de l'électricité et que tous les consommateurs d'électricité paient en fonction de leur consommation.

Dans sa délibération du 9 octobre 2013, la CRE a estimé le montant prévisionnel des charges pour 2014 à hauteur de 6,2 Md€, contre 4,8 Md€ en 2012 (+28 %). À ces charges viennent s'ajouter la régularisation des charges 2012, ainsi que le défaut de recouvrement d'EDF (2,2 Md€), soit un total de 8,4 Md€. Cette forte augmentation s'explique par le développement de la filière photovoltaïque (2,4 Md€ contre 1,9 Md€ en 2012), par la baisse des prix de marché de l'électricité (environ 17 % de l'écart), par la rémunération de nouveaux moyens de

production dans les ZNI et par l'extension des tarifs sociaux à un plus grand nombre de bénéficiaires (3 542 000 prévus en 2014 pour 1 205 000 en 2012).

+2,6 % sur la facture TTC

La CSPE 2014 nécessaire pour financer les 8,4 Md€ de charges s'élève par conséquent à 22,5 €/MWh. Si d'ici le 31 décembre 2013 le ministre en charge de l'énergie ne prend pas d'arrêt, la CSPE augmentera mécaniquement de 3 €/MWh au 1^{er} janvier 2014 (article L. 121-13 du code de l'énergie) et s'élèvera alors à 16,5 €/MWh. Cela se traduira par une augmentation globale de la facture d'électricité de 2,6 % au 1^{er} janvier 2014. Ainsi, un client résidentiel se chauffant à l'électricité paiera en moyenne 168 € TTC en 2014. Ce montant représente environ 14 % de sa facture totale (évaluée à 1 218 €TTC/an).

En outre, la CRE a constaté que malgré les modifications introduites par le décret du 15 novembre 2013 sur les réductions auxquelles ont droit les clients les plus fragiles, le tarif de première nécessité (TPN) ne couvre pas la contribution de ces clients aux charges de service public (cf. graphique). ■

TRANSPORT DE GAZ

Des règles dérogatoires d'équilibrage du réseau pendant l'hiver 2013-2014

La CRE a approuvé le 28 novembre 2013 la mise en place de règles dérogatoires d'équilibrage sur le réseau de GRTgaz entre décembre 2013 et avril 2014. Ces règles s'appliqueraient en cas de tension exceptionnelle sur le réseau.

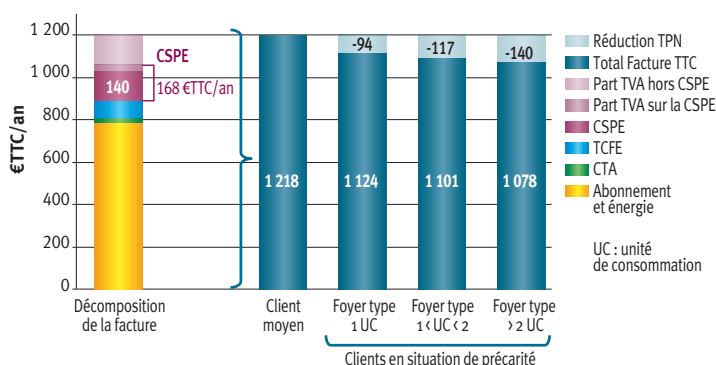
GRTgaz a alerté les acteurs de marché à plusieurs reprises au cours de l'année 2013 sur le risque d'un déficit d'approvisionnement de la France pour couvrir la demande de gaz à la pointe de froid pendant l'hiver 2013-2014. Un manque de gaz pour approvisionner les consommateurs pourrait notamment survenir en cas de conditions climatiques extrêmes au risque 2 %, c'est-à-dire correspondant à un hiver froid rencontré en moyenne tous les 50 ans. Cette situation est plus particulièrement liée à la baisse des souscriptions de capacités de stockage de gaz naturel par les fournisseurs (les stocks sont historiquement bas) ainsi qu'à ses conséquences sur les outils dont dispose GRTgaz pour équilibrer son réseau.

Dans ce contexte, GRTgaz a présenté en Concertation Gaz le 18 septembre 2013 un projet de règles dérogatoires d'équilibrage en cas de situation exceptionnelle sur son réseau pour la période de décembre 2013 à avril 2014. Ainsi :

- un expéditeur qui manque de gaz pour alimenter les consommateurs (bilan journalier de gaz déficitaire) ne peut plus reporter son déficit sur la journée suivante sans être soumis à des pénalités. Les quantités de gaz déficitaires lui sont systématiquement facturées au prix d'équilibrage journalier majoré ;
- un expéditeur qui a davantage de gaz que nécessaire à l'alimentation des consommateurs (bilan journalier excédentaire) conserve la possibilité de reporter gratuitement une partie de son excédent sur la journée suivante.

La CRE a approuvé les conditions de mise en œuvre de ces règles dérogatoires le 28 novembre 2013. ■

Impact de la CSPE sur la facture en vigueur d'un client moyen au chauffage électrique (9 kVA – HP/HC, 8,5 MWh/an)



OUVERTURE DES MARCHÉS DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Les consommateurs, de mieux en mieux informés, font jouer la concurrence

D'après le dernier observatoire des marchés de l'énergie de la CRE et le 7^e baromètre annuel Énergie-Info sur la connaissance des Français de l'ouverture des marchés, les consommateurs font progressivement jouer la concurrence.

Électricité

Le marché de l'électricité résidentiel a connu un progrès relatif du rythme de l'ouverture à la concurrence, en particulier depuis le mois d'août, avec +67 000 clients dans le portefeuille des fournisseurs alternatifs au cours du troisième trimestre 2013.

Au 30 septembre 2013, 2,3 millions sites résidentiels sur un total de 31 millions sont chez un concurrent d'EDF et ont ainsi quitté les tarifs réglementés. Cette progression s'explique en partie par la hausse des tarifs réglementés de vente d'électricité au 1^{er} août 2013.

Gaz naturel

Sur le marché du gaz naturel, l'ouverture à la concurrence s'accélère sur le segment des clients résidentiels avec 240 000 sites supplémentaires en offre de marché ce trimestre (soit +11,9 % représentant +2,6 TWh) contre 181 000 le trimestre précédent. Le dynamisme des offres de marché s'est accru tout au long de l'année 2013 sur ce segment, en particulier depuis juin.

Sur le segment des clients non résidentiels, le rythme de l'ouverture du marché ralentit légèrement par rapport au deuxième trimestre 2013, avec 5 000 sites supplémentaires (soit +1,5 % représentant environ 0,5 TWh) contre 6 300 le trimestre précédent. ■

53 % des Français savent qu'il est possible de changer de fournisseur d'énergie (+5 pts vs 2012).

65 % des Français savent qu'après avoir quitté les tarifs réglementés, il est possible d'y revenir (+4 pts vs 2012).

78 % des Français savent qu'il existe des tarifs sociaux de l'énergie (+30 pts vs 2010).

Source : 7^e baromètre annuel Énergie-Info sur l'ouverture des marchés, novembre 2013

CONSTRUCTION TARIFAIRE

Tarifs du gaz : une mise en conformité à mener au plus vite

Plusieurs arrêtés relatifs aux tarifs réglementés de vente de gaz, annulés par le Conseil d'État, sont progressivement remplacés par des arrêtés rétroactifs. Les tarifs en vigueur n'ont cependant pas été modifiés pour tenir compte des motifs de la décision. L'incertitude qui en découle pour les consommateurs nuit à la transparence et au bon fonctionnement du marché.

Par décision du 2 octobre 2013, le Conseil d'État a annulé :

- l'article 3 de l'arrêté du 22 décembre 2011 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz de GDF SUEZ, qui maintenait une différenciation tarifaire entre consommateurs résidentiels et professionnels, pour non-respect du principe d'égalité ;
- l'article 4 de l'arrêté précité car il gelait les tarifs pour une période de six mois.

Antérieurement à cette décision, la CRE avait rappelé à plusieurs reprises dans ses délibérations qu'aucune différence des coûts intrinsèques de fourniture ne justifiait des barèmes différents selon l'usage des locaux.

La CRE a été saisie le 26 novembre 2013 par les ministres chargés de l'économie et

de l'énergie d'un arrêté rétroactif portant sur la période du 1^{er} janvier au 19 juillet 2012, remplaçant l'arrêté annulé par le Conseil d'État. L'uniformisation des barèmes prévue par l'arrêté rétroactif entraîne un surcoût de l'ordre de 30 € TTC en moyenne pour un foyer chauffé collectivement au gaz (tarif B2S) et une baisse de prix pour certains consommateurs professionnels. La CRE a rendu son avis le 20 décembre 2013.

La convergence des tarifs a commencé

Afin de rétablir un traitement homogène des deux types de clients, l'arrêté du 27 juin 2013, actuellement en vigueur, prévoit une convergence progressive des tarifs applicables aux consommateurs résidentiels et professionnels. Cette convergence, entamée lors du

mouvement du 1^{er} juillet 2013, a pour objet de permettre l'uniformisation des tarifs résidentiels et professionnels d'ici juillet 2014 au plus tard.

L'arrêté maintient néanmoins transitoirement une différenciation tarifaire entre consommateurs résidentiels et professionnels et méconnaît donc le principe d'égalité rappelé par le Conseil d'État. La CRE a souligné dans ses délibérations du 30 octobre et du 28 novembre 2013 qu'il était nécessaire de « *procéder dans les meilleurs délais à l'abrogation des dispositions de l'arrêté du 27 juin 2013 qui maintiennent une différenciation tarifaire entre locaux à usage d'habitation et locaux hors usage d'habitation* ». ■

LE CHIFFRE

28 janvier 2014

Table ronde smart grids à Dunkerque

La CRE poursuit son « tour de France » des régions les plus dynamiques en matière de réseaux intelligents. Elle a choisi de s'arrêter à Dunkerque le 28 janvier 2014 pour la 5^e édition de ses tables rondes « Énergies et territoires : quelle régulation ? ». La région Nord-Pas-de-Calais a en effet lancé en octobre dernier sa « 3^e révolution industrielle », plaçant les smart grids au cœur de sa transition énergétique. Organisée en lien avec la Communauté urbaine de Dunkerque, cette table ronde se tiendra dans le cadre des Assises de l'énergie du 28 au 30 janvier 2014. Consacrée à la gouvernance des réseaux d'électricité et de gaz intelligents, elle donnera la parole aux élus et aux acteurs locaux de la région afin d'ouvrir le dialogue et la concertation, de partager les initiatives menées par les collectivités territoriales et d'identifier leurs attentes en matière d'évolution de la régulation.

En savoir plus : Site smartgrids-cre, rubrique « Territoires et projets »

Le saviez-vous ?

L'ACER publiera son avis sur le code FCA d'ici le 31 décembre 2013

L'ACER rédige actuellement son avis motivé sur le code de réseau traitant de l'allocation de long terme des capacités d'échanges transfrontaliers d'électricité (FCA). Il lui avait été soumis par l'association européenne des transporteurs d'électricité, ENTSO-E, début octobre. Si des avancées significatives ont pu être observées lors de la phase de développement, l'ACER s'intéresse encore particulièrement à certains points d'achoppement, tels la fermeté des capacités allouées en long-terme ou les délais de mise en œuvre du modèle cible à cette échéance (plateforme d'allocation, règles harmonisées). La CRE a piloté les travaux des régulateurs sur cet avis et coordonné les échanges avec ENTSO-E.

Injection de biométhane : une consultation publique sur la gestion des files d'attente

La CRE consulte les acteurs du marché jusqu'au 20 décembre 2013 sur la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. L'initiative appartient au groupe de travail « Injection Biométhane » (copiloté par GrDF et l'ADEME et regroupant l'ensemble des acteurs de la filière biogaz ou leurs représentants) qui est l'auteur d'une procédure définissant des règles transparentes pour la gestion des files d'attente pour l'injection de biométhane sur les réseaux de gaz. Cette procédure a été transmise à la CRE en vue d'une délibération, prévue en février 2014.

En image

COOPÉRATION EURO-MÉDITERRANÉENNE

Les deux associations des régulateurs européens (CEER) et méditerranéens (MEDREG) se sont réunies le 19 novembre dernier à Grasse (06). Cette rencontre marque un nouveau pas vers une coopération renforcée entre l'Europe et le pourtour méditerranéen en matière d'énergie. En effet, au-delà des interdépendances et des complémentarités fortes entre ces deux espaces, ceux-ci partagent le même objectif : créer un marché commun d'ici 2014 en Europe et d'ici 2020 en Méditerranée. Cela passe non seulement par le développement d'infrastructures communes, mais également par l'ouverture des marchés de l'énergie et la mise en place de règles harmonisant leur fonctionnement. Pour ce faire, la régulation joue un rôle essentiel et la CRE, en assurant la vice-présidence du CEER et la présidence de MEDREG, est un trait d'union entre les travaux des deux côtés de la Méditerranée.



L'ACTIVITÉ DE SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS DE LA CRE

LA CRE VIENT DE PUBLIER SON SIXIÈME RAPPORT SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ, DU CO₂ ET DU GAZ NATUREL. IL PRÉSENTE L'ÉVOLUTION DE CES MARCHÉS EN 2012 ET AU PREMIER SEMESTRE 2013 ET REND COMPTE DES ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE DE LA CRE. IL FAIT ÉGALEMENT ÉTAT DES INVESTIGATIONS CLOSES OU EN COURS SUR LES COMPORTEMENTS DE CERTAINS ACTEURS OU À L'OCCASION D'ÉVÉNEMENTS DE MARCHÉ, COMME LE PIC DE PRIX EN ÉLECTRICITÉ DE FÉVRIER 2012. ENFIN, LE RAPPORT CONSACRE UN NOUVEAU CHAPITRE À LA MISE EN ŒUVRE DU RÈGLEMENT EUROPÉEN REMIT DU 25 OCTOBRE 2011, RELATIF À L'INTÉGRITÉ ET À LA TRANSPARENCE DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉNERGIE, QUI TRAITE EN PARTICULIER LA PHASE D'ENREGISTREMENT DES ACTEURS, LA COLLECTE DES DONNÉES ET LES COMPÉTENCES D'ENQUÊTE ET DE SANCTION AU NIVEAU NATIONAL.

Rapport sur le **fonctionnement** des **marchés de gros de l'énergie** en **2012-2013**

Comme le prévoit le code de l'énergie, la CRE surveille le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz en France. Elle s'assure de la cohérence technico-économique des offres émises et des transactions effectuées par les acteurs de marché. L'objectif est de vérifier l'absence de manipulation de marché ou d'exercice d'un pouvoir de marché par un acteur qui abuserait de sa situation (détenion d'une information privilégiée par exemple) pour obtenir des prix anormaux. La CRE surveille également les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel sur le marché des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

En outre, la CRE dispose d'une compétence d'enquête, dans le cas d'une suspicion d'abus de marché ou de non publication d'une information privilégiée. Elle est tenue de sanctionner le ou les acteurs concernés de façon efficace, proportionnée et dissuasive.

Cette compétence s'inscrit dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (dit règlement REMIT). Elle a été renforcée par la loi du 15 avril 2013, dite loi « Brottes », qui a confié à la CRE la mission de garantir l'application de REMIT et au CoRDiS la compétence de sanctionner les manquements à ce règlement.

Le prix de gros de l'électricité sur le marché français est en baisse

En 2012, on observe que les prix de l'électricité sur les marchés de gros ont diminué : le prix spot moyen s'est établi à 46,9 €/MWh en base et 59,5 €/MWh en pointe sur le marché français, soit une baisse de respectivement 4 % et 2 % par rapport à 2011 en moyenne. La demande est restée stable dans un contexte de ralentissement de l'activité économique, même si celle-ci reste très thermosensible, pouvant entraîner des tensions sur le système comme observé lors des pics de prix de février 2012. En outre, les coûts de production de la filière charbon ont diminué dans un contexte de forte baisse des cours du CO₂ et du charbon. Cette diminution, conjuguée à une production d'origine renouvelable en forte croissance (notamment en Allemagne), explique la baisse des prix sur le marché spot en 2012, alors même que la disponibilité du parc nucléaire a été plus faible qu'en 2011.

« La CRE s'attache à vérifier l'absence de manipulation de marché ou d'exercice d'un pouvoir de marché par lequel un acteur abuserait de sa situation pour obtenir des prix anormaux. »

Glossaire

De même, ces facteurs expliquent essentiellement la baisse des prix sur le marché à terme. Le cours du produit calendaire Y+1 français est passé de 56 €/MWh en 2011 à 50,6 €/MWh en 2012, et a poursuivi sa chute au premier semestre 2013, avec un plus bas à 41,7 €/MWh le 21 juin 2013. Le prix allemand a connu une baisse encore plus importante, le marché allemand étant directement concerné par l'émergence des énergies renouvelables et la baisse des coûts de production des centrales à charbon. Ceci a conduit à un écart plus important entre le prix français et le prix allemand (cf. graphique).

Le prix du CO₂ a chuté sous l'effet d'un surplus accumulé de quotas d'émission en circulation

L'activité économique en Europe étant faible, elle entraîne une baisse significative des émissions de gaz à effet de serre. Le surplus accumulé de quotas de CO₂ dans le cadre du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE), calculé comme la différence entre les quotas distribués (allocation gratuite plus enchères) et les émissions réelles, est ainsi passé de 410 Mt en 2011 à 814 Mt en 2012. Dans ce contexte, le prix du quota EUA a chuté de 43 % en 2012 pour atteindre en moyenne 7,34 €/t. Au premier semestre 2013, le cours a de nouveau baissé pour atteindre en moyenne 4,24 €/t. Le prix du quota de CO₂ a aussi connu de fortes variations journalières, pouvant s'expliquer par l'incertitude quant à l'adoption de la proposition de *backloading*, consistant à reporter la mise aux enchères de 900 M de quotas à la fin de la Phase III du SCEQE.

CER : les CER (*Certified Emission Réduction*) sont des certificats provenant des projets issus du Mécanisme de développement propre, c'est-à-dire des projets qui consistent à réduire les émissions de CO₂, par exemple en transformant une centrale à charbon par une centrale biomasse. Un certain nombre de pays et d'entreprises font usage de ces CER pour être en conformité avec leurs objectifs de Kyoto. Un CER correspond à une tonne de CO₂.

EUA : ce sont des quotas d'émission européens (*European Union Allowance*) de CO₂ qui s'inscrivent dans le cadre du Système communautaire d'échange de quota d'émission. Un quota autorise son détenteur à émettre en gaz à effet de serre l'équivalent d'une tonne de CO₂.

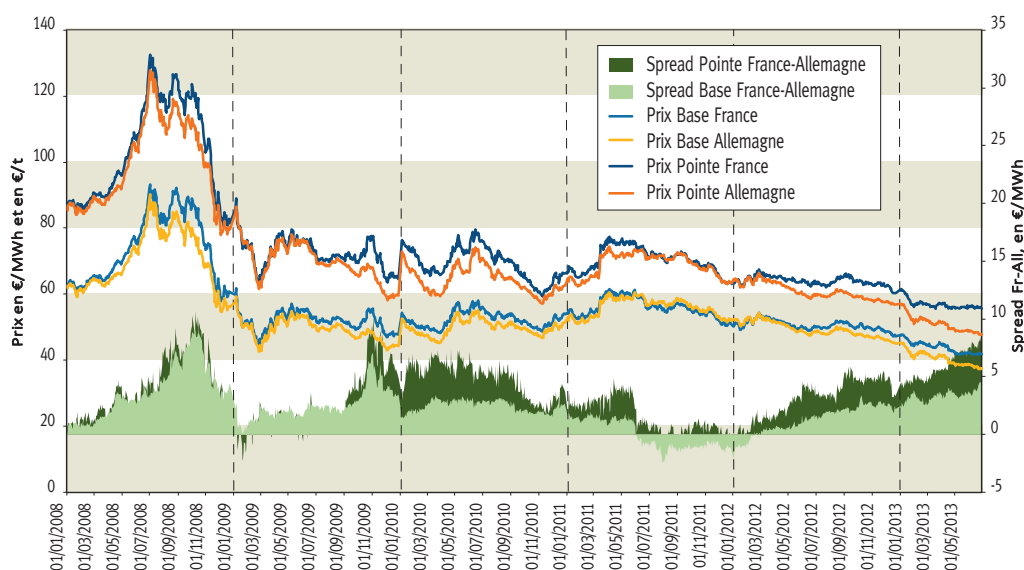
Marché de gros : il désigne le marché où l'électricité, le gaz et le CO₂ sont négociés (achetés et vendus) par des producteurs, négociants ou fournisseurs d'énergie avant d'être livrés sur le réseau à destination des consommateurs.

PEG : les échanges sur le marché de gros du gaz naturel ont lieu à des points virtuels du réseau de transport de gaz français appelés points d'échange de gaz (PEG). Le PEG Nord et le PEG Sud sont situés sur le réseau de transport de GRTgaz et le PEG TIGF est situé sur le réseau de transport de TIGF.

Prix spot : sur le marché au comptant, prix fixé pour une livraison immédiate (*intra-day*), le jour suivant (*day-ahead*) ou deux jours après. Dans ce dossier, le prix de l'électricité de référence qui est utilisé est celui publié par EPEX SPOT quotidiennement.

Prix Y+1 : prix fixé pour une livraison l'année calendaire suivant l'année en cours. Dans ce dossier, le prix de l'électricité de référence qui est utilisé est celui publié par EEX Power Derivatives.

Prix de l'électricité Y+1 France et Allemagne



Les prix de l'électricité à terme en France sont largement influencés par le marché allemand. Après une hausse sensible des prix au printemps 2011, à l'annonce du moratoire sur le nucléaire allemand, le cours du produit Y+1 est passé en moyenne de 56,0 €/MWh en 2011 à 50,6 €/MWh en 2012 et a poursuivi sa baisse, avec un niveau moyen de 43,7 €/MWh au premier semestre 2013 (contre 51,2 €/MWh à la même période en 2012) pour atteindre son plus bas niveau à 41,70 €/MWh le 21 juin 2013.

Source : EEX Power Derivatives – Analyse CRE

Prix du CO₂ et rentabilité des centrales à charbon et à gaz

Le niveau très bas du prix du CO₂, conjugué à une baisse des cours mondiaux du charbon, a entraîné une baisse des coûts de production des centrales à charbon.

La marge variable des centrales à charbon (*Clean Dark Spread*), qui peut être mesurée comme la différence entre les revenus (prix de l'électricité produite) et les coûts de production (calculés à partir du prix du charbon et du CO₂), s'est améliorée entre début 2011 et mi-2013. En effet, le *Clean Dark Spread* est passé de 3 €/MWh en 2011 à plus de 12 €/MWh en 2013, traduisant un intérêt croissant à produire de l'électricité à partir de centrales à charbon.

Concernant les centrales à gaz, leur rentabilité n'a cessé de se détériorer sur la même période. Le *Clean Spark Spread*, mesuré comme la différence entre le prix de l'électricité d'une part, et les coûts de production d'autre part (calculés à partir du prix du gaz et du CO₂), est passé d'une valeur proche de 0 €/MWh début 2011 à -15 €/MWh mi-2013. Cette filière de production connaît ainsi une période de difficultés économiques importantes, incitant certains producteurs à mettre sous cocon leurs centrales à cycle combiné gaz. Ainsi, GDF SUEZ a annoncé le 23 avril 2013 avoir mis sous cocon trois centrales à gaz, celle de Cycofos à Fos-sur-Mer pour une durée de trois ans, et celles de Combigo à Fos-sur-Mer et Spem à Montoir-de-Bretagne à minima pour l'été 2013.

Le prix quasi nul des quotas CER fin 2012 et début 2013 peut également être attribué au grand volume de CER en circulation sur le marché, ainsi qu'à l'exclusion de certains produits CER du SCEQE à la fin de la période de conformité de la Phase II.

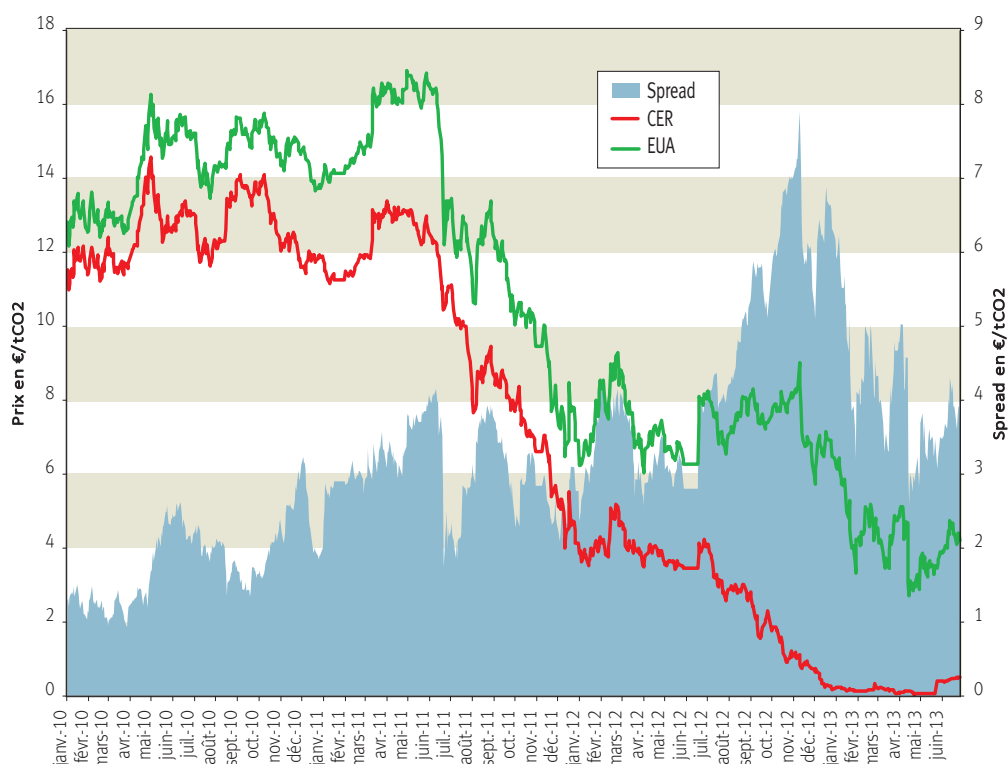
Le développement du négoce de gaz en France se poursuit à un rythme plus faible

Les volumes échangés sur le marché spot du gaz ont connu une légère augmentation en 2012 par rapport à 2011 (+2 %). Le premier semestre 2013 a connu une accélération des échanges (+28 % par rapport au premier semestre 2012) dans un contexte de tension sur l'approvisionnement européen. Depuis l'apparition de tensions durant l'été 2012 au PEG Sud (approvisionnement à la baisse de la zone Sud, cf. encadré page 9 sur le gaz), les volumes négociés sur cette place de marché ont augmenté de 49 % entre 2011 et 2012 et de 44 % entre le 1^{er} semestre 2012 et le premier semestre 2013. Les volumes échangés sur le marché à terme français ont quant à eux connu une baisse de -26 % entre 2012 et 2011, le marché du PEG Nord étant fortement concurrencé par le marché hollandais (TTF) prédominant en Europe continentale et par l'émergence du marché allemand (NCG). ■

Évolution des prix spot EUA et CER

Les projets CER permettent de réduire les émissions de CO₂ dans le cadre des objectifs internationaux du protocole de Kyoto, tandis que les quotas d'émission EUA sont utilisés dans le cadre du système d'échange européen. En règle générale, le prix des CER est largement en lien avec les prix des EUA puisque CER et EUA sont interchangeables dans le cadre de la restitution de quotas pour conformité. Mais depuis fin 2012, on observe un décrochage entre les prix des CER et des EUA. Cette situation s'explique en raison notamment d'un très grand volume de CER en circulation.

Source : BlueNext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX



Analyses approfondies de la CRE en 2012-2013

ARENH et prix de l'électricité à 42 €/MWh en 2014

La CRE mène des analyses approfondies sur le prix de l'électricité qui sera livrée en 2014 (prix Y+1). En effet, après avoir débuté l'année 2012 à un niveau proche de 55 €/MWh, ce prix a baissé de manière continue pour se stabiliser à un niveau de 42 €/MWh entre mai 2013 et fin juin 2013. Soit le niveau de prix défini depuis le 1^{er} janvier 2012 par le dispositif ARENH, dans le cadre duquel les fournisseurs alternatifs bénéficient d'un accès à un approvisionnement en électricité à prix fixe auprès du fournisseur historique EDF. Cette polarisation autour de 42 €/MWh reflète les arbitrages faits par les acteurs de marché : lorsque le prix de marché Y+1 est supérieur à 42 €/MWh, l'approvisionnement ARENH se substitue, pour les fournisseurs alternatifs, à des achats sur le marché de gros. En revanche, dès lors que le prix de gros évolue au niveau de 42 €/MWh ou en-dessous, l'intérêt de souscrire à l'ARENH est remis en question par des conditions de marché plus favorables. Ainsi, pour l'approvisionnement sur l'année 2014, ce dispositif offre à ces fournisseurs des opportunités d'arbitrage jusqu'au

15 novembre 2013, date à laquelle les fournisseurs alternatifs devront définir les quantités fermes qu'ils souhaitent souscrire au titre de l'ARENH. En parallèle, EDF doit anticiper et intervenir sur les marchés pour assurer la couverture des volumes ARENH qui seront commandés.

Par ailleurs, la CRE a comparé le 42 €/MWh français avec le prix Y+1 allemand. S'il est vrai que le prix allemand est plus bas que le prix français, la CRE a pu toutefois constater que le différentiel de prix avec l'Allemagne reste cohérent avec le différentiel de prix constaté sur les prix spots en 2012 (4,3 €/MWh) et sur le premier trimestre 2013 (6,4 €/MWh).

Actuellement, la CRE analyse le comportement des acteurs sur le marché de gros de l'électricité et s'assure que les interventions de ces derniers n'aient pas été biaisées par le dispositif ARENH. Des analyses fines sont en particulier menées sur les transactions et les ordres postés par les différents acteurs pour s'assurer de l'absence de manipulation du prix de marché.

Gaz cher dans le sud de la France

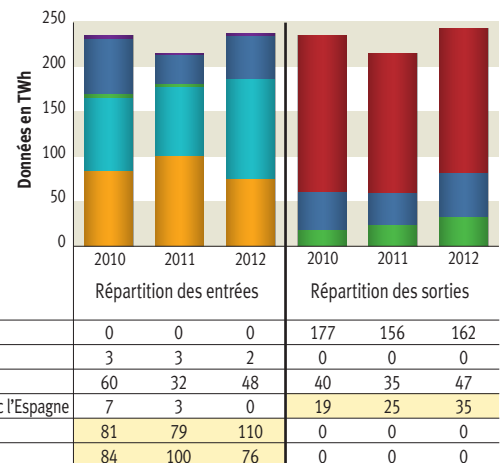
La forte hausse des prix du gaz en zone Sud à l'été 2012 a conduit la CRE à vérifier l'existence ou non de dysfonctionnements sur les marchés et à délibérer le 29 mai 2013. En effet, alors que les prix au sud évoluaient à un niveau très proche de ceux du nord en 2010 et 2011, ils se sont différenciés en moyenne de 1,65 €/MWh en 2012 et de 2,26 €/MWh au premier semestre 2013. Cet écart des prix a dépassé les 6 €/MWh à plusieurs reprises et s'est manifesté par un pic à 7,62 €/MWh le 24 juillet 2012.

Pour comprendre la formation des prix dans le sud de la France, la CRE a collecté, pour la période de mars à août 2012, l'intégralité des transactions conclues par les principaux acteurs du marché aux PEG Sud et TIGF ainsi que les données relatives à l'utilisation des infrastructures gazières auprès des différents opérateurs.

Ces analyses poussées montrent que les prix élevés du gaz dans le sud et leur volatilité s'expliquent par :

- des tensions structurelles dans l'approvisionnement de la zone Sud, en raison des faibles arrivées de GNL en France et des exportations en hausse vers l'Espagne ;
- l'insuffisance de transparence sur l'utilisation et la disponibilité de certaines infrastructures ;
- le manque de liquidité du PEG Sud ;
- des comportements atypiques du mécanisme de couplage de marché de Powernext.

La CRE n'a pour l'instant pas relevé de comportement inhabituel de la part des acteurs de marché puisqu'elle doit terminer ses analyses sur ce point.



Bilan entrée/sortie au sud de la France (2010-2012).

Mesures curatives

La CRE a encouragé des mesures à court terme, telles que la commercialisation de capacités fermes quotidiennes supplémentaires sur la liaison Nord-Sud de GRTgaz, l'amélioration du fonctionnement du couplage de marché avec un nouveau service permettant aux expéditeurs d'acquiescer de la capacité quotidienne supplémentaire en *day-ahead* ou au cours de la journée gazière (*Use it and buy it*) ou encore l'amélioration de la transparence sur l'utilisation des terminaux méthaniens.

Des investissements (Projets Arc Lyonnais et Val de Saône) visant à décongestionner le réseau de transport apporteront également une solution de long terme, de même que la mise en place d'une zone de marché unique avec un seul prix du gaz en 2018.

« À L'HORIZON 2050 [...] LE NORD-PAS DE CALAIS SERA DEVENU UNE DES RÉGIONS LES PLUS EFFICACES DU MONDE, PRODUCTIVES ET DURABLES EN MATIÈRE D'UTILISATION DES RESSOURCES » DÉCLARAIT RÉCEMMENT L'ÉCONOMISTE AMÉRICAIN JEREMY RIFKIN QUI S'EST VU CONFIER EN JANVIER 2013 LA MISSION D'ÉLABORER UN PLAN POUR LA « 3^E RÉVOLUTION INDUSTRIELLE DE LA RÉGION NORD-PAS DE CALAIS ». MAIS DE QUOI S'AGIT-IL EXACTEMENT ? **PHILIPPE VASSEUR**, PRÉSIDENT DE LA CHAMBRE DE COMMERCE ET D'INDUSTRIE DE RÉGION NORD DE FRANCE REVIENT SUR CETTE DÉMARCHE DE FOND QUI FERA CERTAINEMENT DES ÉMULES.

« Nous attendons [de la loi sur la transition énergétique] qu'elle nous donne un droit à l'expérimentation, quitte à permettre de sortir un peu de la réglementation. »

Décryptages : Qu'est-ce que la « troisième révolution industrielle » ? Comment la définiriez-vous ?

Philippe Vasseur : Le point de départ de notre démarche, dans le Nord-Pas de Calais, est la théorie de l'économiste américain Jeremy Rifkin, selon laquelle une révolution industrielle a lieu quand l'émergence d'un nouveau système énergétique coïncide avec celle d'un nouveau système de communication. Nous pensons que, dans le futur, chacun sera producteur d'énergie et la répartition de cette énergie selon les besoins se fera via des réseaux équipés de moyens de communication, les « smart grids ».

En 2012, nous avons invité Jeremy Rifkin au « World Forum Lille », un forum sur l'économie responsable. À la suite de son intervention, nous avons décidé, en accord avec le président du Conseil régional, de réfléchir à un schéma pour faire de la région un laboratoire du futur. Un travail a été lancé avec l'équipe de Jeremy Rifkin, des experts, des enseignants-chercheurs, des chefs d'entreprises. En tout 120 personnes ont été impliquées.

Le travail s'est articulé au sein de huit groupes de travail, reprenant les cinq piliers de la 3^e révolution industrielle définis par Jeremy Rifkin : les énergies renouvelables, les bâtiments à énergie positive, les stockages d'énergie, les réseaux intelligents et la mobilité douce. Nous y avons ajouté trois autres champs, à savoir l'efficacité énergétique, l'économie de

fonctionnalité et l'économie circulaire. Un plan stratégique a été présenté au World Forum Lille le 25 octobre 2013. Nous entrons maintenant dans la phase opérationnelle.

Comment se décline le plan stratégique dans la région Nord-Pas de Calais ? Quels objectifs vous êtes-vous fixés ?

Ph. V. : Nous nous appuyons sur ce qui existe pour aller vers un nouveau modèle économique à l'horizon 2030-2040. Les premières opérations concrètes commenceront en 2014. Nous avons déjà reçu de nombreux projets et nous discutons avec des entreprises qui veulent se lancer. L'année prochaine, nous mettrons en place un dispositif financier qui permettra aux habitants de la région de participer aux projets. Du 17 au 21 mars, la CCI du Nord-Pas de Calais missionnera ses collaborateurs et ses élus pour rencontrer les entrepreneurs et leur expliquer ce qu'est la 3^e révolution industrielle, comment leur entreprise peut s'y inscrire, comment la CCI peut les accompagner et, enfin, pour présenter la palette des outils financiers mis à leur disposition.

Comment s'articulent les actions des différents acteurs locaux, notamment la CCI et les autorités locales ?

Ph. V. : Cette opération est conduite et décidée à la fois par la CCI, le Conseil régional, les Conseils généraux et les Communautés urbaines de Dunkerque, Lille et Arras. Un forum d'orientation a



© CCI de région Nord de France

BIOGRAPHIE EXPRESS PHILIPPE VASSEUR

Diplômé de l'École supérieure de journalisme de Lille (ESJ)

Carrière dans le journalisme :

1978 et 2008 :
président de l'École Supérieure de journalisme de Lille (ESJ)

1967-1986 :
spécialiste de l'économie,
notamment à TF1,
aux *Échos* et au *Figaro*

Carrière politique :

1995-2000 :
maire de Saint-Pol-sur-Ternoise
(Pas-de-Calais)

1995-1997 :
ministre de l'Agriculture,
de la Pêche et de l'Alimentation

1986-1995 et 1997-1999 :
député du Pas-de-Calais

1986-1998 :
conseiller régional
du Nord-Pas de Calais

Autres fonctions :

Depuis 2011 :
président de la CCI
de région Nord de France

Depuis 2007 :
président-fondateur
du World Forum Lille
(Forum mondial de l'économie
responsable)

Depuis 2005 :
président du réseau Alliances

Depuis 2000 :
président du Groupe
Crédit Mutuel Nord Europe

« Nous abordons la 3^e révolution industrielle avec nos spécificités. Nous servons de défricheurs, mais nous sommes ouverts pour échanger sur cette expérience. » Philippe Vasseur

été mis en place, qui regroupe 40 personnes et comporte quatre collèges : 1) un collège économique avec la CCI, la chambre d'agriculture, la chambre des métiers, le Medef et la CGPME ; 2) un collège politique avec les élus des différentes autorités locales ; 3) un collège représentant le monde universitaire, des écoles et de la recherche et 4) un collège sociétal avec le conseil économique et social de la région, des syndicats et des représentants du monde associatif. Je crois qu'une des grandes forces de notre démarche réside dans la cohésion entre le monde politique et économique qui s'est créée pour faire évoluer le modèle économique dans le Nord-Pas de Calais.

Pouvez-vous nous parler de quelques projets emblématiques ?

Ph. V. : Beaucoup de projets seront lancés en 2014 et je laisserai leurs initiateurs les présenter. Je pense que ce sera un vrai foisonnement. Néanmoins, je peux parler ici de trois projets smart grids qui vont se mettre en place. Deux projets seront développés dans des cités déjà existantes, le premier dans la métropole lilloise, à Mouvaux-Eschalette, et le second à Lens, dans la Cité du Neuf. Dans les deux cas, les bailleurs sociaux sont impliqués. Une rénovation de l'habitat va être effectuée, des compteurs vont permettre aux habitants de suivre leur consommation, des solutions de stockage vont être expérimentées. Le troisième projet sera mené sur le site universitaire de Lille 1, qui va installer un réseau intelligent sur son campus. Ce projet, baptisé Sunrise, prévoit une gestion optimale de l'eau, de l'électricité et du chauffage.

La démarche initiée dans le Nord-Pas de Calais pourrait-elle être déclinée dans d'autres régions ?

Ph. V. : Bien sûr que d'autres régions pourraient suivre la même démarche ! Lors de la présentation du plan stratégique, des représentants de beaucoup de régions étaient présents dans la salle. Mais je pense que chaque région doit faire à sa façon, à partir de son histoire et de ses atouts. La région Nord-Pas de Calais présente des atouts démographiques et géographiques. Elle est densément peuplée et proche de quatre capitales

européennes. L'histoire de ce bassin minier nous a appris que les sources d'énergie ne sont pas inépuisables. Les difficultés économiques et le taux de chômage élevé nous poussent à être encore plus volontaires. Les territoires sont divers. Aujourd'hui, élaborer une politique nationale pour la décliner régionalement est dépassé. Nous abordons la 3^e révolution industrielle avec nos spécificités. Nous servons de défricheurs, mais nous sommes ouverts pour échanger sur cette expérience.

Qu'attendez-vous de la loi sur la transition énergétique et que pensez-vous de la loi sur la décentralisation ?

Ph. V. : Nous espérons que la loi sur la transition énergétique mettra à notre disposition des outils, financiers, mais pas seulement. Nous attendons qu'elle nous donne un droit à l'expérimentation, quitte à permettre de sortir un peu de la réglementation. La loi sur la décentralisation est une grande déception. Pourtant le rôle des acteurs locaux est fondamental.

Vous avez une longue et impressionnante carrière politique et professionnelle. Quel regard portez-vous sur cette 3^e révolution ? Qu'espérez-vous qu'elle puisse apporter à votre région et plus largement à la France et à l'Europe ?

Ph. V. : J'ai connu un monde sans satellites artificiels. J'ai vu la naissance du portable, d'Internet... Cela m'a montré qu'il y a des choses qu'on ne prévoit pas qui peuvent advenir. Les progrès technologiques sont très rapides. On doit donc se mettre en marche, en mouvement. Je crois aussi qu'on ne prend pas suffisamment en compte la dimension européenne. Nous sommes dans un espace plus ouvert qu'hier. La région Nord-Pas de Calais, limitrophe de la Belgique, vit davantage cette réalité. Nous pouvons étendre notre révolution industrielle au-delà des frontières. Je suis intimement convaincu que la réussite dépendra des premières opérations. Nous ne devons pas attendre, nous devons mettre en œuvre des choses concrètes dès à présent. ■

MARCHÉ INTÉRIEUR

248 projets d'infrastructures énergétiques labellisés « projets d'intérêt commun »

La Commission européenne a adopté la première liste de projets d'intérêt commun qui compte 248 projets d'infrastructures énergétiques, en majorité dans les secteurs de l'électricité et du gaz. Un cadre réglementaire spécifique est mis en place afin de faciliter le développement de ces projets.

L'Europe est confrontée à un défi majeur, celui d'étendre ses réseaux énergétiques pour achever la construction du marché intérieur, renforcer la sécurité de ses approvisionnements et soutenir la transition vers une économie à bas carbone. Ces développements supposent des investissements considérables, évalués par la Commission européenne à 200 Md€ d'ici 2020, alors que le contexte économique est défavorable. Le manque de visibilité sur le rôle du gaz en Europe est un obstacle supplémentaire au déclenchement des investissements dans ce secteur. À cela s'ajoute la complexité des procédures administratives et les problèmes d'acceptabilité publique qui freinent le déploiement des grands projets d'infrastructures tant en électricité qu'en gaz.

Pour répondre à ce défi, douze corridors et domaines prioritaires pour les réseaux énergétiques trans-européens ont été identifiés. Des groupes régionaux, réunissant les États membres, les régulateurs nationaux, les porteurs de projet et la Commission ont sélectionné les projets d'infrastructures les plus pertinents. Enfin, la Commission a adopté, le 14 octobre dernier, la première liste européenne de projets d'intérêt commun (PCI) qui compte 248 projets d'infrastructures dont 132 en électricité et 107 en gaz. Cette liste sera mise à jour tous les deux ans.

Accélérer la réalisation des projets

Les projets sélectionnés bénéficieront d'avantages prévus par le règlement européen sur les infrastructures énergétiques trans-européennes, adopté au printemps 2013. Celui-ci prévoit pour les PCI une procédure

simplifiée d'attribution des autorisations administratives qui devra être menée à bien dans un délai maximum de trois ans et demi. Un cadre de financement attractif est également mis en place. Des mesures incitatives pourront notamment être introduites par les régulateurs pour les projets PCI qui présentent des risques supérieurs à des projets comparables. De plus, tout porteur de projet pourra soumettre une demande de répartition transfrontalière des coûts entre les États membres qui bénéficient de la réalisation du projet. Enfin, lorsque la viabilité financière

d'un projet n'est pas assurée en dépit de son incidence positive à l'échelle régionale, il sera éligible à des subventions européennes.

Projets d'intérêt commun

132

en électricité

107

en gaz

Afin de clarifier les procédures, des groupes de travail ont été constitués au sein de l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). La CRE participe activement à ces discussions qui ont déjà conduit à la publication d'une recommandation sur le contenu des demandes de répartition trans-

frontalière des coûts et leur traitement coordonné par les régulateurs concernés.

Toutefois, le succès des procédures de répartition transfrontalière des coûts dépendra de la fiabilité de l'évaluation des bénéfices d'un projet. Les associations des gestionnaires européens de transport d'électricité et de gaz (ENTSO-E et ENTSO-G) ont déjà travaillé sur des méthodologies d'analyse coûts-bénéfices, mais c'est désormais à l'ACER de définir si, malgré la difficulté de l'exercice, les méthodologies proposées sont bien à la hauteur des ambitions du règlement. ■

Zoom sur les projets d'intérêt commun français

En France, neuf projets en gaz et neuf en électricité ont reçu le statut de projet d'intérêt commun (PCI).

Les neuf projets gaziers français ayant reçu le statut PCI ont vocation à faciliter la circulation du gaz sur un axe nord-sud en Europe de l'ouest. Ils doivent notamment permettre de créer des flux rebours physiques vers la Belgique et l'Allemagne, et depuis l'Italie par la Suisse, de renforcer les interconnexions avec l'Espagne mais aussi de lever les congestions entre le nord et le sud du réseau français de transport de gaz. Actuellement, le projet « Val de Saône », qui est nécessaire à la fusion des zones nord et sud de GRTgaz, fait l'objet d'une demande de répartition des coûts entre la France et l'Espagne. La CRE et son homologue espagnol disposent de six mois pour traiter la demande de GRTgaz. Une fois la décision prise, le projet pourra être éligible aux subventions européennes pour travaux.

En électricité, huit projets d'infrastructures transfrontalières et un projet smart grid ont reçu le statut PCI. Les projets d'interconnexions concernent les frontières avec l'Espagne, l'Italie, la Grande-Bretagne, l'Irlande et la Belgique. Le projet GREEN-ME est un projet de déploiement à grande échelle de technologies smart grids ayant pour objectif d'améliorer l'intégration des énergies renouvelables dans les régions du Sud de la France et du Nord-Est de l'Italie.

Décryptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie



CRE, 15 rue Pasquier,
75379 Paris Cedex 08
01 44 50 41 00