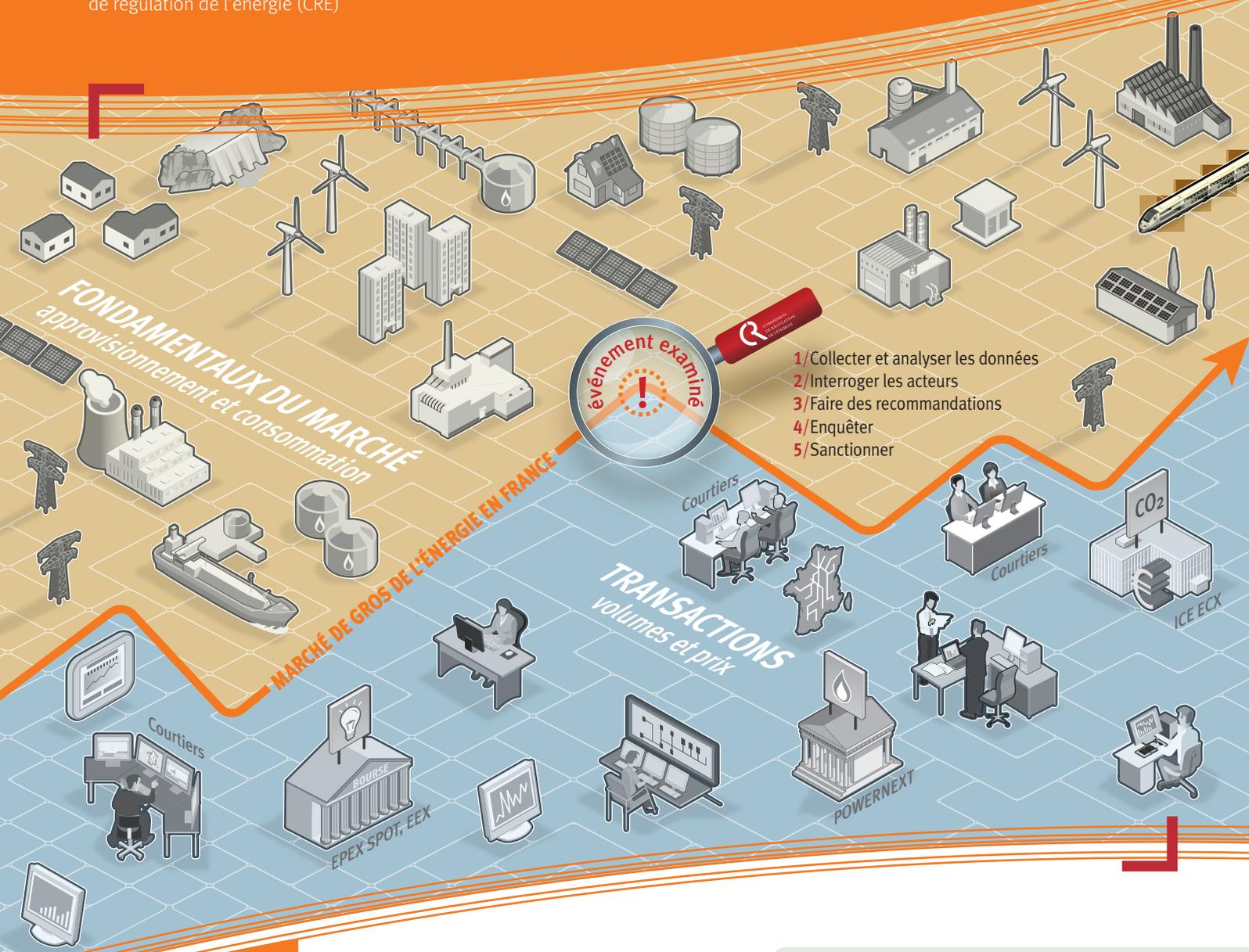


DéRyptages

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 »

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.

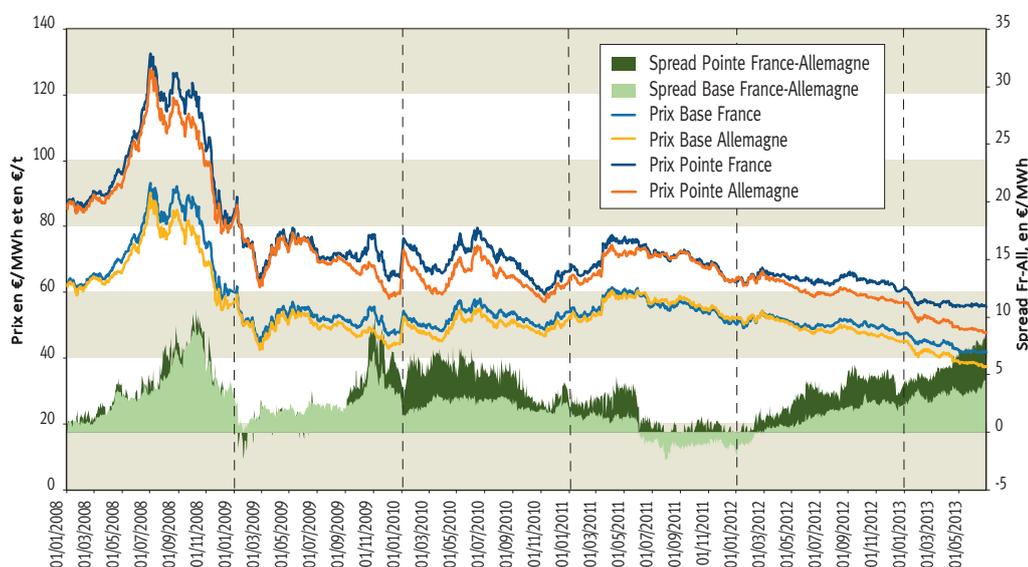
Marché de gros : il désigne le marché où l'électricité, le gaz et le CO₂ sont négociés (achetés et vendus) par des producteurs, négociants ou fournisseurs d'énergie avant d'être livrés sur le réseau à destination des consommateurs.

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.

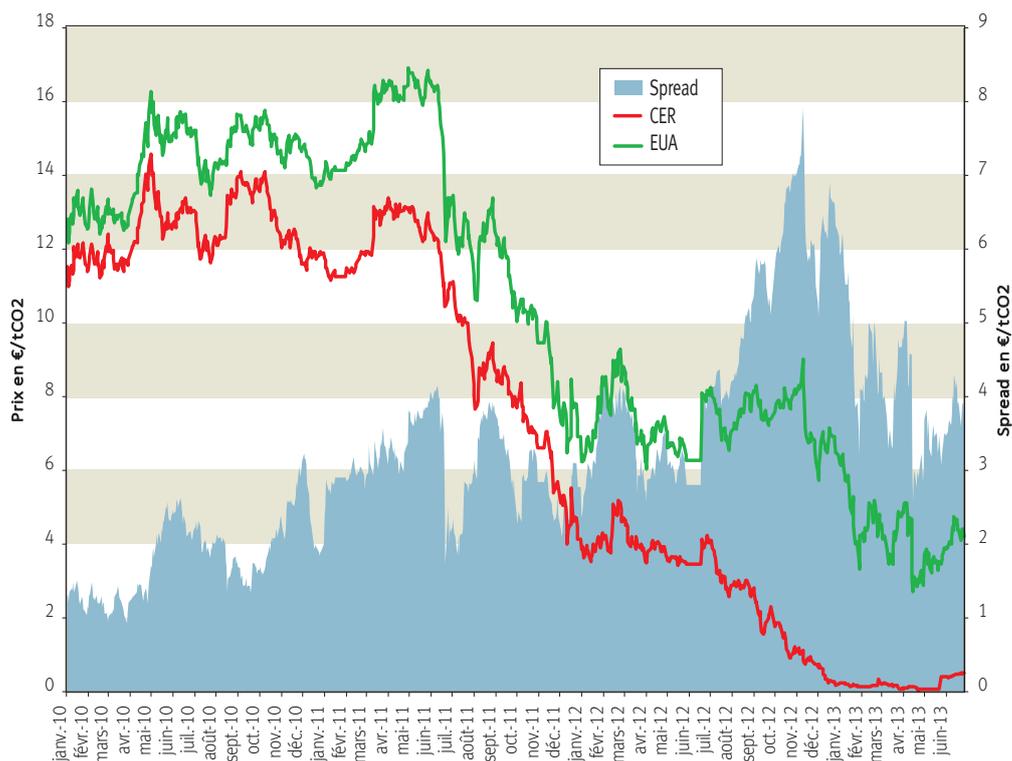
Le développement du négoce de gaz en France se poursuit à un rythme plus faible

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

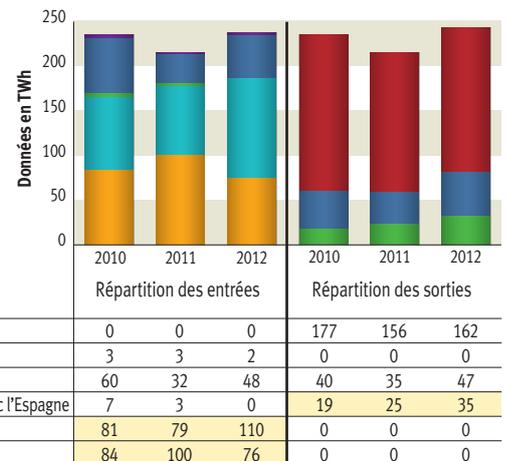
La forte hausse des prix du gaz en zone Sud à l'été 2012 a conduit la CRE à vérifier l'existence ou non de dysfonctionnements sur les marchés et à délibérer le 29 mai 2013. En effet, alors que les prix au sud évoluaient à un niveau très proche de ceux du nord en 2010 et 2011, ils se sont différenciés 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.