

Marchés

Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel

Rapport 2013-2014

Novembre 2014

SOMMAIRE

INTRODUCTION	6
CHIFFRES CLES	19
1.1 Marché de l'électricité	19
1.2 Marché du gaz	23
1.3 Marché du CO2	25
SECTION I : La mise en œuvre de REMIT	26
1 Récents développements de la réglementation	26
1.1 Cadre de la déclinaison de REMIT au niveau européen	26
1.2 Articulation avec la réglementation financière	27
2 Mise en œuvre de REMIT	28
2.1 Planning de mise en œuvre de REMIT	28
2.1.1 Début de la phase d'enregistrement au niveau national	29
2.1.2 Collecte des données avec mise en œuvre par phase	30
2.2 Compétences de surveillance, d'enquête et de sanction de la CRE	31
2.3 Les analyses et enquêtes menées par la CRE	32
SECTION II – Contexte économique et géopolitique des marchés de l'énergie	33
1 Des marchés et des commodités interdépendants	33
1.1 Le marché du GNL joue un rôle grandissant au sein des marchés gaziers mondiaux	33
1.2 Déconnexion persistante entre les prix du gaz et du pétrole	36
1.3 Le prix du CO2 se redresse progressivement	38
1.4 Le charbon et le gaz en concurrence pour la production d'électricité	39
2 Evolution des marchés européens	41
2.1 Le marché de l'électricité	41
2.1.1 Les réflexions actuelles sur les énergies renouvelables en Allemagne	41
2.2 Le marché du CO2	41
2.2.1 Evolution de l'offre de quotas sur le marché et évolution du cadre institutionnel	41
2.3 Le marché du gaz	46
2.3.1 Baisse de la production de gaz en Europe	46
2.3.2 La crise ukrainienne	47
SECTION III : Les marchés de gros de l'électricité	50
1 Les fondamentaux de la production d'électricité	50
1.1 Hausse des injections et soutirages sur le réseau électrique en 2013	50
1.2 Une forte consommation au premier semestre 2013 dans un contexte d'hiver froid et prolongé	51

1.3	Un parc de production français en transition	52
1.4	Une bonne disponibilité des moyens de production (parc de référence)	54
1.5	Un solde exportateur fortement lié à la météorologie	57
1.6	Des filières thermiques à énergies fossiles moins sollicitées	58
1.7	Taux d'utilisation du parc de référence français	60
1.8	Monotone de charge du parc électrique de référence en France	61
1.9	La marginalité des différentes filières	63
1.10	Le dispositif de transparence améliore la fréquence et la qualité des informations transmises	64
2	L'évolution des prix de l'électricité	66
2.1	Prix de marché spot	66
2.1.1	Les prix de marchés spot sont en léger recul en 2013 malgré un hiver long. Ils se réduisent très fortement au premier semestre 2014 du fait de la douceur des températures.	66
2.1.2	Corrélation des prix day-ahead et de la marge de capacité en J-1	68
2.1.3	Les volumes échangés aux interconnexions	69
2.1.4	Prix France-Allemagne, Spread et Convergence	71
2.1.5	Prix France-Belgique, Spread et Convergence	73
2.1.6	La volatilité des prix day-ahead augmente fortement en France et dans les pays voisins	74
2.1.7	La valorisation des offres d'EDF sur le marché spot fait l'objet d'un examen particulier	75
2.2	Prix de marchés à terme	76
2.2.1	Les prix à terme se réduisent et se stabilisent à des niveaux historiquement bas, tandis que l'écart de prix France-Allemagne atteint des niveaux records	76
2.2.2	Evolution du prix à terme et dispositif ARENH	79
2.2.3	A l'inverse du marché day-ahead, les prix à terme connaissent des niveaux de volatilité historiquement bas	82
2.3	Mécanisme d'ajustement	83
2.3.1	Sur le mécanisme d'ajustement, la concurrence sur les volumes d'ajustement à la baisse reste très limitée. Le parc hydraulique demeure un contributeur essentiel à l'ajustement de l'offre à la demande	83
2.3.2	La valorisation des offres d'EDF sur le mécanisme d'ajustement fait l'objet d'un examen particulier	85
3	Le développement des principaux segments du marché de gros	85
3.1	Le marché spot	87
3.1.1	Le marché infra-journalier en croissance grâce au développement des échanges transfrontaliers	87
3.1.2	La résilience des prix français et allemand témoigne du manque de profondeur du marché français et du rôle des interconnexions dans la sécurité d'approvisionnement	87
3.2	Le marché à terme	90
3.2.1	Hausse des volumes sur les produits annuels au second et troisième trimestre 2013 suite à un arbitrage avec l'ARENH	90
3.3	Indices de concentration de différents segments de marché	92

4	Perspectives d'évolutions du marché de l'électricité	93
4.1	Intégration du marché européen	93
4.1.1	Mécanisme de couplage de marché Flow-Based et effets sur les prix	93
4.1.2	Couplage des marchés NWE et SWE	95
4.2	Mécanisme de capacité	96
SECTION IV : Les marchés de gros du gaz		98
1	Bilan du système gazier	98
2	Les prix du gaz	100
2.1	Les prix de gros spot en France	100
2.1.1	Les prix du gaz au PEG Nord ont progressé en 2013 mais diminuent fortement au S1 2014 sous l'effet d'un hiver très doux	100
2.1.2	Une tension plus importante sur le différentiel Nord / Sud	104
2.2	Les prix à terme en France	108
2.2.1	Une tendance baissière de la courbe à terme en 2013	108
2.2.2	Baisse des prix à terme au premier semestre 2014	109
2.2.3	Un différentiel été / hiver en augmentation en 2014	109
3	Le développement du négoce de gaz	112
3.1	Des livraisons aux PEG en hausse en 2013-2014	112
3.2	L'activité du négoce est en augmentation sur les marchés intermédiés en France, malgré un repli constaté depuis le 2^{ème} trimestre 2014	113
3.3	La bourse continue à se développer sur le marché spot et développe son offre	117
3.4	Développement de la concurrence aux PEG et au niveau des infrastructures gazières	118
4	Les perspectives d'évolution du marché de gros du gaz en France	121
4.1	Vers une place de marché unique en 2018	121
4.2	Le schéma d'investissement Val de Saône et Gascogne-Midi	122
4.3	La commercialisation des capacités Nord vers Sud	122
4.4	Les mesures transitoires avant fusion des places de marchés à l'horizon 2018	123
4.5	Des travaux européens structurants pour le développement du marché français	123
ANNEXES		125
1	Glossaire	125
1.1	REMIT	125
1.2	Electricité	125
1.3	CO₂	126
1.4	Gaz	128
Table des graphiques		130
Table des tableaux		133
Table des encadrés		134

INTRODUCTION

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) surveille depuis fin 2006 les transactions effectuées par les acteurs actifs sur les marchés de gros français de l'électricité et du gaz et, depuis fin 2010, en coopération avec l'AMF, les transactions sur les quotas de CO₂ effectuées par ces acteurs. Ses missions à cet égard sont définies par les articles L. 131-2 et L. 131-3 du code de l'énergie, qui disposent que :

- « *La Commission de régulation de l'énergie surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques* » (article L. 131-2) et,
- « *La Commission de régulation de l'énergie surveille les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel sur des quotas d'émission de gaz à effet de serre [...], ainsi que sur les contrats et instruments financiers à terme dont ils constituent le sous-jacent, afin d'analyser la cohérence de ces transactions avec les contraintes économiques, techniques et réglementaires de l'activité de ces fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel* » (article L. 131-3).

La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE a ainsi pour objectif de s'assurer que les prix sur les marchés de gros de l'énergie sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques de ces marchés. En particulier, 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 notamment au regard de ses coûts.

Cette mission s'inscrit aussi dans le cadre du règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie dit REMIT (« *Regulation on wholesale energy markets integrity and transparency* »). REMIT organise la surveillance des marchés de gros de l'énergie, interdit les abus de marché (opérations d'initié et manipulations de marché) et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent. Il confie la supervision des marchés au niveau européen à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER), en coopération avec les régulateurs nationaux qui sont en charge au plan national des enquêtes et des sanctions. La loi du 15 avril 2013 relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venue expressément confier à la CRE la mission de garantir l'application de REMIT et au CoRDIS la compétence de sanctionner les manquements à ce règlement.

Le présent rapport dresse un bilan sur l'évolution des marchés de gros au cours de l'année 2013 et du premier semestre 2014. Il rend également compte des analyses approfondies closes ou en cours sur les comportements de certains acteurs ou à l'occasion d'événements de marché.

Les difficultés rencontrées par les énergéticiens se sont confirmées au cours de l'année 2013 et du premier semestre 2014, en particulier pour les producteurs d'électricité. Les coûts de production des centrales à charbon restent à un niveau particulièrement bas, du fait notamment d'une poursuite de la baisse du prix du charbon et malgré une légère remontée des prix du CO₂. La production issue des énergies renouvelables continue à augmenter, au point de dépasser la production thermique fossile lors du premier semestre 2014 en France. Dans ce contexte, les prix de l'électricité ont poursuivi leur baisse, ce qui a conduit à la « mise sous cocon » d'un certain nombre de nouvelles centrales à cycle combiné gaz.

Le marché du GNL reste très concurrentiel dans un contexte marqué par des différentiels de prix importants entre les différents marchés mondiaux. L'Asie et l'Amérique du Sud sont les marchés les plus rémunérateurs pour les producteurs de GNL, au détriment du marché européen. Cette situation conduit à des difficultés dans l'approvisionnement des régions dépendantes de GNL pour leur bon fonctionnement, notamment en Espagne et dans le sud de la France. Toutefois, le premier semestre 2014 est marqué par un rapprochement des prix entre les différentes régions, du fait cependant de facteurs plutôt conjoncturels que structurels.

Enfin, la fin de l'année 2013 et le premier semestre 2014 ont été marqués par la crise ukrainienne et les incertitudes quant à l'approvisionnement en gaz de l'Europe depuis la Russie. Les approvisionnements sont toutefois restés relativement stables au premier semestre 2014 et aucun pays n'a déclaré de risques potentiels sur son approvisionnement à court terme. Cependant, le spectre de la crise russe de janvier 2009 reste dans les esprits et contribue à maintenir les prix du gaz à un niveau relativement élevé pour l'hiver 2014/2015 alors même que les prix à court terme ont fortement baissé.

Ce septième rapport de surveillance de la CRE contient des éléments d'information quant à la mise en œuvre du règlement REMIT au niveau européen, rappelle le contexte économique et géopolitique des marchés de l'énergie et présente en détail les évolutions des marchés de gros en France en 2013 et au premier semestre 2014 pour l'électricité et le gaz.

SYNTHESE

REMIT

- Récents développements de la réglementation

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) N°1227/2011 du 25 octobre 2011), dit REMIT.

En 2013 et 2014, plusieurs textes sont venus préciser les rôles respectifs de l'ACER (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) et des autorités de régulation nationales (ARN) dans la surveillance des marchés et la détection des abus de marché en Europe ainsi que les principes de coopération entre ces autorités, dont le protocole d'accord entre l'ACER et chacune des ARN. Les actes d'exécution de la Commission européenne ont par ailleurs été votés par les Etats-membres de l'Union européenne le 3 octobre 2014. Ceux-ci détaillent les informations qui doivent être collectées par l'ACER (voir [Section I, 1.1](#)).

La surveillance des marchés de l'énergie s'inscrit également dans le cadre de la révision de la réglementation financière, notamment au regard des nouveaux textes européens concernant les marchés d'instruments financiers (MIF II) et les abus de marché (MAD/MAR) (voir [Section I, 1.2](#)).

- Mise en œuvre de REMIT

Les interdictions des délits d'initiés et des manipulations de marché, ainsi que l'obligation de publier les informations privilégiées sont applicables dans le cadre du règlement REMIT depuis décembre 2011.

L'adoption puis l'entrée en vigueur des actes d'exécution par la Commission européenne doivent marquer le début de la mise en œuvre opérationnelle de REMIT. Pour pouvoir effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie, les acteurs de marché devront d'abord s'enregistrer auprès de l'ARN de l'Etat membre où ils sont établis, ou s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, auprès de l'ARN de l'Etat membre où ils sont les plus actifs. L'enregistrement des acteurs de marché s'effectue dans un registre national mis en place par chacune des ARN dans les trois mois suivant l'adoption des actes d'exécution. Les acteurs de marché doivent s'enregistrer avant le début de la collecte des données par l'ACER (voir [Section I, 2.1.1](#)).

La collecte des données des acteurs de marché par l'ACER débutera neuf mois après l'entrée en vigueur des actes d'exécution. Les actes d'exécution détaillent la nature, l'échéance et la fréquence des données à reporter. Les champs des données à remplir sont listés dans les tables de l'annexe des actes ainsi que dans les manuels techniques développés par l'ACER. La collecte par l'ACER des données des acteurs de marché peut être réalisée par les acteurs de marché eux-mêmes, par des entités de reporting et aussi par les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité ou de gaz nationaux et européens (voir [Section I, 2.1.2](#)).

La CRE a mis en place sur son site internet des rubriques dédiées à la présentation de la mise œuvre de REMIT ainsi qu'à l'enregistrement national des acteurs de marché¹.

- Les analyses et enquêtes menées par la CRE

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE peut mener des analyses approfondies à la suite de la détection d'événements de marché inhabituels ou suspects par ses services, par l'ACER, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel ou tout autre

¹ Voir les liens <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/remit-presentation> et <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/remit-enregistrement>

acteur. Dans le cas où l'analyse conduite par la CRE fait apparaître un soupçon d'infraction à REMIT elle peut être amenée à ouvrir une enquête. Au niveau national, la loi Brottes du 15 avril 2013 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié le code de l'énergie et a confié à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et, en son sein, au CoRDIS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT (voir [Section I, 2.2](#)).

Au cours de l'année 2013, la CRE a effectué 40 demandes d'informations dans le cadre d'analyses approfondies. Au cours du premier semestre 2014, la CRE a effectué 22 demandes d'informations auprès des acteurs de marché.

Deux enquêtes formelles ont été ouvertes, une concernant le marché de l'électricité et une autre concernant le marché du gaz (voir [Section I, 2.3](#)).

CONTEXTE ECONOMIQUE ET GEOPOLITIQUE DES MARCHES DE L'ENERGIE

- [Des marchés et des commodités interdépendants](#)

Du fait de leur forte croissance, les économies émergentes consomment de plus en plus de gaz naturel, notamment au titre de la production électrique. Eloignés des régions productrices, les continents asiatiques et sud-américains dépendent pour le moment en majeure partie des importations de GNL. Ce phénomène a été accentué, pour le continent asiatique, par la hausse de la demande gazière japonaise, à la suite de l'arrêt des centrales nucléaires de ce pays en 2011.

Le GNL joue un rôle grandissant dans le mix énergétique mondial et permet de connecter les grandes places de marché du gaz en offrant des possibilités d'arbitrages. Ces arbitrages se font, pour le moment, au détriment des terminaux méthaniers européens (voir [Section II, 1.1](#)).

En 2013 et au premier semestre 2014, les prix du pétrole sont restés relativement stables en oscillant autour des 110\$/b. Néanmoins, les mouvements des prix pétroliers jouent un rôle de moins en moins important dans la détermination du prix du gaz. En effet, la renégociation des contrats de long terme se poursuit. La tendance est vers une augmentation de la part marché dans les formules d'indexation et une réduction de l'indexation sur des produits pétroliers. En France, ces renégociations se sont traduites par le passage au 1^{er} juillet 2014 à une indexation marché du gaz de 59,8% dans la formule régissant les coûts d'approvisionnement de GDF Suez au titre des tarifs réglementés de vente de gaz naturel (voir [Section II, 1.2](#)).

Le prix spot du quota EUA a baissé de 2012 à 2013, passant en moyenne de 7,34 €/t à 4,46 €/t en raison de l'incertitude concernant la proposition de « *backloading* » faite par la Commission européenne fin 2012 et qui consiste à reporter la mise aux enchères de 400 M de quotas pour les réintroduire sur le marché en 2019 et 2020. Le prix du quota est ensuite remonté à 5,57 €/t au premier semestre 2014 avec l'annonce d'une mise en œuvre accélérée de cette mesure à partir du mois de mars 2014 (voir [Section II, 1.3](#)).

En 2013, l'écart entre *clean dark spread* et *clean spark spread*, représentant la marge variable théorique réalisée par les détenteurs respectifs d'une centrale à charbon et d'une centrale au gaz, a continué de s'accroître en faveur du *clean dark spread* par rapport à 2012 en raison de la forte baisse du cours du charbon en 2013 tandis que le prix du gaz est resté stable. Cet écart s'est réduit au premier semestre 2014, du fait du relèvement des cours du carbone et de la baisse des prix du gaz (voir [Section II, 1.4](#)).

- [Evolution des marchés européens](#)

Concernant le marché de l'électricité, le parlement allemand a adopté au début du mois de juillet 2014 une réforme de la loi sur les énergies renouvelables (« EEG »), qui différenciera les subventions accordées aux énergies renouvelables pour les nouvelles installations et les limitera en 2015 à 120 €/MWh en moyenne. Le nouveau dispositif met l'accent sur le développement des technologies moins coûteuses telles que l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque et prévoit, d'ici 2017, une rémunération sur la base d'une prime fixe déterminée par appel d'offre. Les investisseurs supporteront ensuite les aléas des prix de marché (voir [Section II, 2.1](#)).

Concernant le marché du CO₂, le champ d'application du SCEQE s'est élargi en 2013 et couvre désormais quatorze nouveaux secteurs d'activités (vingt-cinq secteurs au total). Le secteur des « installations à combustion » est de nouveau déficitaire de quotas et a vu son volume d'allocations gratuites diminuer sensiblement dans le cadre de la Phase III.

En 2014, le surplus de quotas s'est stabilisé à des niveaux équivalents à ceux de 2013 (environ 800 Mt), sous l'effet d'un excédent de quotas qui n'a pas été trop élevé pour l'année de conformité 2013 (environ 50 Mt d'excédent). Le surplus actuel de quotas EUA comprenant les unités Kyoto reste cependant bien supérieur à ce chiffre, étant estimé à plus de 2 Mds de quotas en 2014. Dans ce contexte, des mesures ont été élaborées par la Commission européenne pour essayer de réduire le surplus de quotas cumulés. Les mesures principales sont le « *backloading* », et la réserve de stabilité de marché. Cette dernière proposition permettrait de constituer une réserve de quotas d'émission à partir de 2021 qui s'alimenterait en fonction du surplus de quotas en circulation selon des critères prédéterminés. Cette mesure est actuellement discutée entre les parties prenantes et un vote institutionnel serait envisagé début 2015 (voir [Section II, 2.2](#)).

Concernant le marché du gaz, la production dans l'Union Européenne continue de décroître en 2013. Selon la Commission Européenne, ce mouvement va se poursuivre dans les trente prochaines années, ce qui, à demande constante, augmentera la dépendance de l'Union Européenne aux importations et notamment à celles venant de Russie, à défaut de trouver d'autres sources d'approvisionnement.

Les marchés ont évolué dans un contexte de crise russo-ukrainienne à partir de février 2014. Compte tenu du bon approvisionnement de l'Europe au premier semestre 2014, les marchés spot n'ont pas été affectés par ces événements. En revanche, les prix à terme pour l'hiver 2014/2015 ont été soutenus du fait des incertitudes concernant le niveau des approvisionnements en gaz russe pendant cette période.

Si l'Europe a réduit sa dépendance vis-à-vis de la route ukrainienne à la suite des précédentes crises, la part du gaz russe dans ses approvisionnements continue à s'accroître du fait notamment de la baisse de production. Ces nouveaux risques autour du gaz russe démontrent l'importance d'une meilleure intégration des marchés et des politiques de sécurité d'approvisionnement au sein de l'Union Européenne (voir [Section II, 2.3](#)).

MARCHE DE L'ELECTRICITE

- [Les fondamentaux de la production d'électricité](#)

La consommation en France en 2013 s'est stabilisée à 462 TWh hors consommation de pompage et pertes des gestionnaires de réseau, soit une hausse de 1% par rapport à 2012. Le premier semestre 2013 a notamment été marqué par un hiver froid et prolongé, période qui n'a cependant pas fait l'objet de pics de consommation extrêmes. Au premier semestre 2014, la consommation a baissé de 9%, dans un contexte d'hiver 2013/2014 très doux (voir [Section III, 1.1 et 1.2](#)).

La production électrique en France a atteint 551 TWh en 2013, soit une hausse de 2% par rapport à 2012. La capacité installée des filières à énergie fossile a baissé de 8% (-2,2 GW) au cours de l'année 2013, tandis que la capacité installée des filières renouvelables s'est appréciée de 13% (+1,6 GW). Par ailleurs, la production de la filière à énergie fossile a baissé de 7% malgré une forte sollicitation du charbon et du gaz au creux de l'hiver 2012/2013, alors que la production des énergies renouvelables a augmenté de 8%. Au premier semestre 2014, la production thermique fossile (13 TWh) a été plus faible que la production renouvelable (15,7 TWh) (voir [Section III, 1.3](#)).

Dans un contexte de fortes précipitations, le taux de production de la filière hydraulique a augmenté de 19% en 2013. Le taux de production nucléaire s'est, quant à lui, stabilisé à 72% avec toutefois une meilleure disponibilité nucléaire pendant l'été qu'en 2012. Au premier semestre 2014, la disponibilité nucléaire a été particulièrement élevée pendant l'hiver ainsi qu'au début de l'été (voir [Section III, 1.4](#)).

Le solde exportateur a été très élevé au cours de l'été 2013. Finalement, en 2013, le solde exportateur a baissé de moins de 1% mais n'a jamais été négatif, contrairement à l'année 2012. Au premier semestre 2014, le contexte météorologique a entraîné une hausse de 62% du solde exportateur par rapport au premier semestre 2013 (voir [Section III, 1.5](#)).

Les filières charbon et gaz ont été très sollicitées pendant l'hiver froid et prolongé de 2013, ainsi qu'à la fin de l'année 2013. La filière fioul reste très peu utilisée en 2013. Au premier semestre 2014, le taux de production des filières à énergie fossile a chuté sensiblement en l'absence de pic de consommation (voir [Section III, 1.6](#)).

On note que le taux d'utilisation de la filière charbon et gaz au premier semestre 2014 a été inférieur, pour la première fois, au taux d'utilisation de la filière hydraulique des lacs, ce qui met en évidence un net recul des filières thermiques dans le mix énergétique français (voir [Section III, 1.7](#)).

L'analyse du parc électrique de référence français montre que pendant les périodes de consommation de base la marge du système de production a permis de réaliser des exportations, notamment du fait de la bonne disponibilité nucléaire. Les périodes de consommation d'extrême-pointe ont été moins prononcées en 2013 qu'en 2012. Des importations ont, par ailleurs, été nécessaires pour couvrir la demande des consommateurs pendant les périodes de pointe et de semi-base (voir [Section III, 1.8](#)).

L'analyse de la marginalité des différentes filières en 2013 a mis en évidence une faible durée de marginalité de la filière gaz en lien avec un faible temps de fonctionnement des centrales fonctionnant au gaz. A l'inverse la filière hydraulique a été souvent marginale, grâce à une bonne production hydraulique en 2013. La durée de marginalité des frontières est toujours importante avec un niveau de prix moyen proche de celui du charbon : les prix français continuent à être déterminés par les centrales à charbon situées dans les pays frontaliers (voir [Section III, 1.9](#)).

L'augmentation de la fréquence d'actualisation de la disponibilité prévisionnelle à moyen terme du parc de production, mise en place en mars 2013, a permis une nette diminution de l'écart entre prévisions et réalisations de la disponibilité. Cette mesure a notamment eu un impact significatif sur les filières charbon et fioul, réduisant respectivement l'écart entre les prévisions à douze semaines et les réalisations de 60% et 76% (voir [Section III, 1.10](#)).

- [Les prix sur les marchés de gros](#)

En 2013, le prix *day-ahead* moyen s'est établi à 43,2 €/MWh en base et à 55,1 €/MWh en pointe, en baisse respectivement de 3,7 €/MWh et 4,4 €/MWh par rapport à 2012. L'année 2013 a été particulièrement marquée par le pic de prix négatif du 16 juin 2013, où les prix ont atteint jusqu'à -200 €/MWh pour certaines heures de la journée. Cette tendance à la baisse s'est fortement accentuée au premier semestre 2014, au cours duquel les prix moyens *day-ahead* base et pointe se sont respectivement établis à 34,6 €/MWh et 44,0 €/MWh, ce qui correspond dans les deux cas à une baisse de 21% vis-à-vis du premier semestre 2013. Parallèlement à cette tendance baissière des prix *day-ahead*, on observe une hausse de leur volatilité, en France comme dans les autres pays européens. Les évolutions des prix spots français restent en cohérence avec les fondamentaux de marché, et notamment avec les indicateurs de marge du système électrique. Enfin, du fait de ces niveaux de prix bas, le solde exportateur français s'est amélioré, notamment vis-à-vis du Royaume-Uni.

Le différentiel de prix *day-ahead* entre la France et l'Allemagne s'est apprécié en 2013, à 5,5 €/MWh, s'accompagnant d'une forte réduction du taux de convergence des prix horaires français et allemand à 48% (contre 63% en 2012). Ce taux de convergence s'est rétabli au premier semestre 2014 à 58% (contre 42% au premier semestre 2013), en lien avec une réduction de l'écart de prix France-Allemagne à 2,2 €/MWh.

La CRE conduit un suivi spécifique des écarts existants entre les prix sur le marché spot et les coûts marginaux du parc EDF. Cette étude porte sur les heures pour lesquelles les offres d'EDF sont supposées déterminer le prix de l'enchère. En moyenne, l'écart prix-coûts a été de 4,5% sur l'année 2012 contre 2,2% en 2011 (voir [Section III, 2.1](#)).

Les prix à terme de l'électricité ont continué à baisser en 2013 et au premier semestre 2014, le cours du produit Calendaire baseload Y+1 atteignant 43,3 €/MWh et 42,4 €/MWh respectivement sur ces périodes. La baisse des cours du charbon et du CO2 expliquent en partie cette évolution. La volatilité des cours tend à se réduire, tant en France qu'en Allemagne. Le différentiel de prix à terme France-Allemagne a continué à augmenter en 2013 et au premier semestre 2014, suivant une tendance

amorcée depuis février 2012 et amplifiée par le maintien du prix français au niveau du prix de l'ARENH. Si les écarts constatés en 2013 paraissent cohérents au regard des fondamentaux, cette question se pose avec plus d'acuité depuis le début de 2014².

Enfin, un bond à la hausse des prix à terme belges a eu lieu au cours du premier semestre 2014, en lien avec l'arrêt de deux réacteurs nucléaires en Belgique. Cette hausse traduit l'anticipation de tensions sur le marché belge, et plus particulièrement au cours des périodes hivernales (voir [Section III, 2.2](#)).

Les volumes liés au mécanisme d'ajustement sont en baisse en 2013 et au premier semestre 2014, les filières hydrauliques et nucléaire étant les plus concernées. Dans le cadre de sa participation au mécanisme d'ajustement, EDF a procédé en 2013 à une différenciation de ses offres par filière de production (voir [Section III, 2.3](#)).

- **Le développement des principaux segments du marché de gros**

Le marché infra-journalier d'EPEX SPOT a vu ses volumes augmenter de 30% entre 2012 et 2013, grâce notamment au développement des transactions transfrontalières avec l'Allemagne et, à partir du mois de juin 2013, avec la Suisse. Les volumes échangés sur les marchés à terme sont stables en 2013 par rapport à 2012. Cependant, alors qu'ils étaient en baisse au début et à la fin de l'année 2013 par rapport à l'année précédente, ils ont sensiblement augmenté aux second et troisième trimestres, du fait notamment de la hausse du négoce du produit calendaire Y+1 lorsque le prix évoluait en dessous du prix de l'ARENH (42 €/MWh) (voir [Section III, 3.2](#)).

- **Perspectives d'évolutions du marché de l'électricité**

Le démarrage du mécanisme de couplage de marché en « Flow-Based » (FB)³, prévu pour le 31 mars 2015, a pour but d'optimiser le couplage de marché et de permettre de solliciter les moyens de production disponibles les moins chers à l'échelle de l'ensemble de la zone couplée.

Le 4 février 2014 a été mis en place le couplage des marchés journaliers de la région Nord-Ouest⁴. Depuis cette date, le couplage par les prix (Price Coupling of Regions - PCR) permet la mise en commun des offres d'électricité de la région Nord-Ouest. Les offres les moins chères de la zone sont ainsi sélectionnées dans la limite des capacités d'interconnexion. De plus, le mécanisme de couplage permet de s'assurer que les flux transfrontaliers sont cohérents avec le différentiel de prix. Le 13 mai 2014 la zone Sud-Ouest⁵ a été couplée à la zone Nord-Ouest pour l'échéance journalière suivant le même mécanisme, intégrant ainsi les marchés espagnol et portugais au couplage (voir [Section III, 4.1](#)).

Le mécanisme d'obligation de capacité vise à garantir la sécurité d'approvisionnement future du système électrique français. Son démarrage est prévu à compter de l'hiver 2016-2017. Tout fournisseur devra justifier, en fonction de la consommation de son portefeuille de clients à la pointe nationale, d'un montant défini de garanties de capacité. Ces dernières pourront être obtenues par la propriété ou le développement de capacités de production ou d'effacement, ou bien par leur achat à des tiers. Les garanties de capacité, produits fongibles, feront ainsi l'objet d'un marché où les offres des acheteurs et des vendeurs se rencontreront, permettant de révéler un prix de marché de la capacité (voir [Section III, 4.2](#)).

² Voir la partie « Evolution du prix à terme et dispositif ARENH » dans la synthèse des analyses approfondies ou la Section III, 2.2

³ Pour plus d'informations, voir le rapport annuel de la CRE [Echanges d'électricité aux frontières : utilisation et gestion des interconnexions en 2012](#) sur son site internet

⁴ Région Nord-Ouest : Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, France, Grande-Bretagne, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Suède

⁵ Région Sud-Ouest : Espagne, France, Portugal

MARCHE DU GAZ

- Bilan du système gazier

Le marché français du gaz a été marqué en 2013 par une baisse des approvisionnements en GNL, en ligne avec les faibles niveaux d'utilisation des capacités de regazéification observés partout en Europe. Face à une consommation en légère augmentation en 2013, la décroissance des émissions depuis les terminaux français a été compensée par une baisse des exportations terrestres depuis le PEG Nord. Les exportations de la France vers l'Espagne ont quant à elles augmenté à la suite de la création de nouvelles capacités à Larrau (voir [Section IV, 1](#)).

- Les prix du gaz

Les prix spot du gaz au PEG Nord se sont appréciés en 2013. Le marché a connu plusieurs épisodes de pic de prix à la sortie d'un hiver 2012/2013 relativement froid, qui a conduit à des niveaux de stock très faibles partout en Europe, et à un contexte de tension dans les approvisionnements européens.

En revanche, les prix spot ont fortement diminué au cours du premier semestre 2014, atteignant les niveaux observés en 2010, du fait d'un hiver 2013/2014 doux qui a conduit à de faibles consommations. Dans ce contexte, les stockages ont été peu sollicités et les marchés nord-ouest européens ont été approvisionnés confortablement.

Les prix au PEG Sud évoluent quant à eux au gré des fondamentaux propres à la zone : consommation, capacité disponible à la liaison Nord-Sud, émissions des terminaux méthaniers de Fos, exportations vers l'Espagne. Ce marché a connu un épisode de tension particulier en novembre et décembre 2013 qui s'est traduit par des niveaux historiquement élevés du différentiel entre le PEG Nord et le PEG Sud (voir [Section IV, 2.1](#)).

Depuis la fin de l'hiver 2013/2014, les prix à terme sont influencés par le cours des événements liés à la crise géopolitique russo-ukrainienne. Si les conditions climatiques favorables ont permis d'absorber les craintes pendant l'été 2014, les inquiétudes quant à une potentielle dégradation des conditions d'approvisionnement des marchés nord-ouest européens pour l'hiver 2014/2015 ont soutenu les prix à terme. L'écart grandissant entre les prix spot et les prix à terme pour l'hiver à venir ont par ailleurs incité les acteurs à remplir au maximum leurs stockages (voir [Section IV, 2.2](#)).

- Le développement du négoce de gaz

Les livraisons physiques aux PEG ont augmenté en 2013 mais sont marquées par un repli des volumes livrés au premier semestre 2014. Cette baisse s'explique par le caractère saisonnier des livraisons, d'autant plus marqué par la douceur du climat au 1^{er} semestre 2014, mais également par la baisse des volumes échangés sur les marchés intermédiés depuis avril 2014 (voir [Section IV, 3.1](#)).

Les volumes négociés sur les marchés du gaz intermédiés en France sont en augmentation, malgré un repli constaté depuis le 2^{ème} trimestre 2014. L'activité sur les marchés à terme continue de stagner et subit toujours la concurrence des autres places de marché européennes. Ce phénomène s'accroît avec l'absence de congestion structurelle entre les différents marchés qui facilite les stratégies de couverture sur les places où la liquidité est la plus importante.

En France, le PEG Nord reste la place de marché la plus développée. Les PEG Sud et TIGF quant à eux maintiennent des niveaux de liquidité relativement faibles du fait du nombre limité de sources d'approvisionnement et de la faible taille des zones (voir [Section IV, 3.2](#)).

- Les perspectives d'évolution du marché de gros du gaz en France

Depuis 2009, la CRE a entrepris de réduire le nombre de places de marché en France. Ces travaux, menés en concertation avec le marché français, ont conduit aux décisions sur la création d'une place de marché unique en France à horizon 2018. Cette dernière s'appuiera sur le schéma d'investissement « Val de Saône » et « Gascogne-Midi » permettant de lever l'essentiel des congestions entre le Nord et le Sud de la France (voir [Section IV, 4.1 et 4.2](#)).

La CRE a décidé de commercialiser une partie des capacités sur la liaison Nord vers Sud aux enchères et de redistribuer la rente de congestion aux utilisateurs du réseau en zone sud. Par ailleurs, une partie des capacités a été réservée pour les consommateurs gazo-intensifs à prix régulé entre octobre 2014 et septembre 2018 (voir [Section IV, 4.3](#)).

Au vu des fortes tensions sur le marché au sud de la France, la CRE a souhaité mettre en œuvre pour l'hiver 2014/2015 des mesures transitoires d'optimisation de l'utilisation de la liaison Nord-Sud jusqu'à la création d'une place de marché unique en France prévue en 2018. Les études menées par les opérateurs de réseaux de transport, en concertation avec les gestionnaires de stockage et des terminaux méthaniers, ont conduit à la définition de trois mécanismes permettant d'augmenter les capacités fermes Nord vers Sud et d'améliorer la disponibilité des capacités interruptibles (voir [Section IV, 4.4](#)).

L'évolution des marchés du gaz en Europe vers une meilleure intégration transfrontalière se poursuit avec l'adoption successive des codes de réseau du troisième paquet énergie sur les allocations de capacités de transport aux interconnexions (en octobre 2013) et sur l'équilibrage (en mars 2014). Ces codes modifieront en profondeur l'organisation des échanges de gaz entre Etats membres et donneront une plus grande importance aux marchés de gros pour l'équilibre physique du système. Un troisième code sur l'interopérabilité des réseaux et les échanges de donnée est également en phase d'approbation par les Etats membres (voir [Section IV, 4.5](#)).

ANALYSES APPROFONDIES

En 2013 et au premier semestre 2014, la CRE a mené un certain nombre d'analyses approfondies à l'occasion d'événements de marché ou de comportements d'acteurs particuliers. Certaines de ces analyses sont encore en cours.

MARCHE DE L'ELECTRICITE

- Pic de prix négatif du 16 juin 2013

La France a connu des niveaux de prix négatifs très importants sur certaines heures lors de l'enchère EPEX SPOT pour livraison le dimanche 16 juin 2013, le prix en base s'établissant à -40,99 €/MWh. Les prix horaires ont été très négatifs pour les heures du matin et de l'après-midi, atteignant -200 €/MWh de 5h à 8h et -100 €/MWh de 14 à 16h.

La CRE a, dans ce cadre, analysé les données fondamentales propres à cette journée⁶ et interrogé certains acteurs. Les analyses de la CRE ont permis d'établir :

- un surplus d'offre d'électricité sur la journée, en particulier sur les heures où les prix ont été très négatifs ;
- une utilisation globalement rationnelle des interconnexions à l'exception de celle avec la Suisse du fait de l'existence de contrats long-terme ;
- un bon déroulement de l'enchère menée par EPEX SPOT, les prix négatifs ayant donné lieu à une procédure de RFQ⁷ (seconde enchère en vue d'améliorer l'équilibre) ;
- une amplification des prix négatifs en raison de la vente à tous prix, par un acteur de marché, de volumes achetés involontairement (erreur technique) sur l'enchère suisse une heure plus tôt.

La CRE considère que ces prix négatifs ont été cohérents avec les fondamentaux d'offre et de demande, le déséquilibre entre production et consommation (également constaté en Belgique) trouvant son origine dans la production d'énergie peu ou non flexible.

Enfin, la CRE a pu constater lors de cet épisode de prix négatifs les limites du règlement transparence. Si ce dernier permet dans le cadre du dispositif de transparence UFE de publier l'ensemble des capacités de production disponibles sur le marché français de l'électricité, c'est-à-dire les flexibilités de production à la hausse, il n'en est pas de même pour les flexibilités de production à la baisse. Toutefois, ce type d'information ne serait utile que pour un nombre très limité d'heures dans l'année (0,15% d'heures à prix négatif en 2013 et au premier semestre 2014). Enfin, si ce phénomène venait à se produire plus fréquemment, la CRE serait amenée à formuler des recommandations dans le cadre du dispositif de transparence UFE afin d'apporter les informations pertinentes aux acteurs de marché.

- Evolution du prix à terme et dispositif ARENH

La CRE a engagé des analyses approfondies sur le comportement des acteurs après avoir observé une stabilisation du prix aux alentours de 42 €/MWh au cours de l'année 2013 alors que dans le même temps, le prix de l'électricité en Allemagne continuait à baisser. Ces travaux ont consisté à analyser les transactions effectuées par les acteurs de marché et à analyser les ordres postés sur les plateformes de négociation au cours de l'année 2013. Par ailleurs la CRE a interrogé les acteurs de marché pour connaître leurs analyses sur ce constat, et dans certains cas pour obtenir des explications sur des comportements constatés.

⁶ Voir Rapport de fonctionnement des marchés de gros, 2012 – S1 2013

⁷ « Request for Quotes »

De nombreuses transactions à l'achat proviennent du choix des fournisseurs alternatifs, des industriels ou des gestionnaires de réseau d'acheter de l'électricité sur les marchés de gros en lieu et place du mécanisme ARENH dès lors que le prix était inférieur à 42 €/MWh⁸.

La CRE n'a pas observé de hausse des ventes de la part d'EDF liée à des hypothèses de souscription sur l'ARENH. L'opérateur historique EDF, qui délivre l'électricité dans le cadre du mécanisme ARENH, a indiqué à la CRE qu'il n'avait aucun moyen « *d'anticiper les souscriptions par les fournisseurs avant la notification par la CRE des volumes à livrer* ». EDF souligne que « *le dispositif ARENH lui impose de faire des hypothèses sur les volumes à livrer avec le risque, du fait de l'optionnalité, d'erreur sur les quantités* ».

Le comportement d'EDF, conjugué à celui des acteurs alternatifs, a très probablement contribué au maintien des prix autour de 42 €/MWh. La faible liquidité des marchés a pu favoriser ce phénomène. La CRE n'a pas identifié à ce stade d'éléments susceptibles de caractériser une manipulation de marché sur les transactions effectuées en 2013 sur le produit calendaire 2014.

La question de la cohérence de ce prix par rapport aux fondamentaux de marché se pose avec plus d'acuité depuis le début de 2014. Si un différentiel de prix de 4,2 €/MWh entre la France et l'Allemagne paraît cohérent en 2013 pour le produit calendaire 2014, ce différentiel s'est accru pour atteindre en moyenne 7,1 €/MWh au 1^{er} semestre 2014. Dans ce contexte, le comportement des acteurs de marché et, en particulier, leurs transactions depuis le début de l'année 2014, continuent à faire l'objet d'une surveillance renforcée.

Enfin, le bilan d'étape prévu en 2015 par la loi NOME permettra également d'examiner les effets du mécanisme ARENH sur le marché de gros de l'électricité en France. A cette occasion, la pertinence d'un dispositif reposant sur un règlement financier des achats ARENH plutôt que sur une livraison physique devra être examinée.

MARCHE DU GAZ

- [Pic de prix du 9 avril 2013](#)

Le PEG Nord a connu un pic de prix le 9 avril 2013 avec des transactions au-delà de 42 €/MWh, soit un différentiel de plus de 10 €/MWh avec les marchés adjacents. Ce pic de prix est apparu dans un contexte de maintenances affectant plusieurs points d'entrée de la zone Nord (Dunkerque, Taisnières H et Obergailbach). Ces maintenances ont empêché un certain nombre d'acteurs de marché d'approvisionner le marché français depuis les pays voisins.

Pour compenser ses propres réductions de capacité, un expéditeur a choisi de réaliser des achats sur le marché spot (*day-ahead*) et de tenter de réserver de la capacité de type « UBI » (*Use-it-or-Buy-It*) pour des quantités importantes le 8 avril pour livraison le 9 afin d'équilibrer son portefeuille. Cet expéditeur, n'ayant pas obtenu les capacités demandées, a dû acheter des quantités très importantes sur le marché *within-day* peu liquide, en particulier sur la plateforme Powernext.

En période de forte maintenance des réseaux de transport, et compte tenu des caractéristiques du produit « UBI », la probabilité pour cet expéditeur d'obtenir la capacité demandée était très faible. Cette action présentait par conséquent des risques physiques et financiers importants, préjudiciables à la fois pour cet acteur mais également pour le marché français en contribuant à la formation du pic de prix au PEG Nord.

La CRE a donc recommandé à cet expéditeur de faire preuve de plus de prudence dans la gestion de ses approvisionnements et de mettre en œuvre ses meilleurs efforts pour anticiper ses besoins d'équilibrage, au regard notamment du poids que peuvent avoir ses interventions sur le marché *within-day* par rapport à la liquidité et à la profondeur disponible.

⁸ Cette valeur a été ajustée par certains acteurs par le caractère profilé d'une partie des volumes de l'ARENH et par les frais de transactions et les frais liés au mécanisme ARENH.

Par ailleurs, à l'occasion de cette analyse approfondie, l'utilisation de l'interconnexion France-Belgique par les expéditeurs a été étudiée en détail.

Cette étude a mis en évidence que les capacités d'import à Taisnières H n'ont pas été totalement optimisées en *day-ahead* car certains expéditeurs utilisent cette interconnexion pour effectuer de la modulation horaire en Belgique. En effet, les expéditeurs sont tenus d'équilibrer leur portefeuille au pas horaire en Belgique alors que la contrainte d'équilibrage sur le réseau GRTgaz est journalière.

Les règles opérationnelles à l'interface entre les deux réseaux permettent d'offrir la flexibilité nécessaire à la modulation horaire des flux depuis la France. Cette utilisation de l'interconnexion limite ensuite la possibilité pour les expéditeurs d'effectuer des transits d'arbitrage entre les hubs belge et français au maximum de leurs capacités réservées.

Ce sujet relève principalement d'une problématique de modèle de marché. L'évolution des règles d'équilibrage ne permettront pas à court terme d'obtenir une homogénéisation complète entre les différents marchés européens. Ainsi, le comportement des acteurs dans ce contexte continue de faire l'objet d'une surveillance approfondie.

- **Prix en zone Sud et écart avec le PEG Nord**

L'écart de prix *day-ahead* entre les PEG Nord et Sud s'est fortement creusé au cours des mois de novembre et décembre 2013, dépassant largement le précédent record historique datant de 2012 (7,6 €/MWh) et atteignant près de 17 €/MWh vers la fin de l'année. Ces écarts très élevés sont apparus dans un contexte particulièrement tendu d'approvisionnement au sud de la France, caractérisé par une arrivée très faible de GNL, une consommation relativement élevée et des exportations importantes vers l'Espagne.

Bien que les niveaux de consommation constatés durant cette période ne soient pas exceptionnels, la situation à Fos a créé des congestions physiques au sein du réseau de GRTgaz et des difficultés pour alimenter le sud-est de la France. Ces congestions ont conduit GRTgaz à prendre des mesures exceptionnelles⁹, notamment à réduire la capacité interruptible disponible sur la liaison Nord-Sud (qui a été complètement saturée pendant la période) afin d'inciter des soutirages des stockages salins, au sud-est du pays. Par ailleurs, les faibles niveaux de remplissage des stockages salins ont empêché GRTgaz de commercialiser son service de JTS-hiver sur 31 journées gazières entre novembre et décembre¹⁰.

Les flux en sortie vers l'Espagne à Larrau ont atteint des niveaux historiques au cours des derniers mois de 2013¹¹. Alors que depuis le 1^{er} avril 2013, les flux journaliers sortants s'élevaient à 116 GWh/j en moyenne, ils sont passés à 143 GWh/j entre novembre et décembre, avec onze journées à environ 160 GWh/j en décembre.

Dans ce contexte de tension au PEG Sud, et compte tenu de l'impact des émissions de Fos sur les prix de marché et de l'incertitude sur les programmes de déchargement et de chargement de ces terminaux, la CRE a rappelé aux acteurs de marché leurs obligations au titre du règlement REMIT, en particulier en ce qui concerne le devoir de divulguer publiquement des informations privilégiées qu'ils pourraient posséder et qui seraient susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros¹².

La CRE a interrogé les acteurs présents aux terminaux de Fos-Sur-Mer ainsi que les opérateurs de ces terminaux méthaniers et poursuit ses analyses pour s'assurer de la conformité du comportement de ces acteurs aux articles 3 (interdiction des opérations d'initiés) et 4 (obligation de publier les informations privilégiées) du règlement REMIT.

⁹ ShipOnline du 29 novembre 2013 :

http://www.grtgaz.com/fileadmin/newsletter/shiponline/shiponline_76_site.html

¹⁰ Ce service permettait de commercialiser chaque jour aux enchères jusqu'à 20 GWh/j supplémentaires de la zone Nord vers la zone Sud.

¹¹ Les capacités en sortie de l'interconnexion Larrau ont été utilisées à hauteur de 80% en novembre et de 90% en décembre, soit les niveaux les plus élevés depuis avril 2013 quand les capacités ont augmenté de 100 GWh/j à 165 GWh/j.

¹² Communiqué de presse de la CRE du 5 décembre 2013 : <http://www.cre.fr/documents/presse/communiques-de-presse/tensions-sur-le-marche-du-gaz-la-cre-rappelle-leurs-obligations-aux-acteurs-de-marche/tensions-sur-le-marche-du-gaz-la-cre-rappelle-leurs-obligations-aux-acteurs-de-marche>

Une analyse plus étendue a été effectuée par la CRE sur cette période particulière. A ce stade, la CRE considère que les écarts très importants de prix entre les PEG Nord et Sud apparus fin 2013 s'expliquent par le contexte de tension particulier observé durant cette période.

Compte tenu de la persistance des tensions au-delà de la fin de l'année 2013, les transactions et les conditions de formation des prix continuent de faire l'objet d'une surveillance renforcée.

CHIFFRES CLES

1 Marché de l'électricité

Tableau 1 : Bilan Injections-Soutirages du système électrique français

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2013 / 2012		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013	
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En valeur
<i>Source: RTE</i>									
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	471	453	478	6%	25,17	251	238	-5%	-13,38
ARENH, en TWh	31	61	64	6%	3,55	33	37	12%	3,89
VPP, en TWh	40	28	8	-69%	-19,16	5	2	-69%	-3,51
Imports, en TWh	19	29	32	10%	2,77	18	13	-25%	-4,45
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	446	455	462	1%	6,44	245	225	-8%	-19,79
Pompage, en TWh	6,8	6,7	7,1	6%	0,42	3	4	13%	0,47
Exports, en TWh	74	73	79	8%	5,87	40	43	10%	3,83
Pertes, en TWh	32	34	33	-3%	-0,97	18	16	-13%	-2,37

Tableau 2 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2013 / 2012		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013	
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En valeur
<i>Sources: EPEX SPOT, EEX</i>									
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	48,8	47,0	44,3	-6%	-2,7	45,7	35,3	-23%	-10,4
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	48,9	46,9	43,2	-8%	-3,8	43,8	34,6	-21%	-9,2
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	60,8	59,5	55,1	-7%	-4,3	55,4	44,0	-21%	-11,4
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	-2,26	4,35	5,48	26%	1,14	6,45	2,26	-65%	-4,19
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	-0,53	6,03	6,40	6%	0,38	7,61	3,70	-51%	-3,90
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	67%	63%	48%	-	-15%	42%	58%	-	16%
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	54,3	47,1	43,2	-8%	-3,92	39,8	37,6	-6%	-2,3
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	-0,41	2,42	5,41	124%	2,99	2,99	4,76	59%	1,77
Prix Q+1 France, en €/MWh	57,5	48,7	43,9	-10%	-4,79	36,2	33,0	-9%	-3,3
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	0,80	2,41	5,57	131%	3,15	-0,20	0,66	-434%	0,86
Prix Y+1 France, en €/MWh	56,0	50,6	43,3	-14%	-7,23	43,9	42,4	-4%	-1,5
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	-0,04	1,31	4,24	224%	2,93	3,37	7,09	110%	3,72
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,26	1,26	1,31	3%	0,04	1,30	1,28	-2%	-0,02
Allemagne	1,23	1,23	1,27	3%	0,02	1,26	1,28	2%	0,02

Tableau 3 : Volumes spot et à terme échangés sur le marché français de l'électricité

Sources: RTE, EPEX SPOT, EEX, Courtiers	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2013 / 2012		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013	
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	333	340	307	-10%	-32,8	158	165	4%	6,5
Ratio NEB/Consommation française	74%	73%	65%	-	-8,1%	64%	72%	-	8,2%
Marché Spot, en TWh	85,3	84,8	83,6	-3%	-1,24	42,9	49,1	14%	6,21
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	2,7	3,3	4,3	29%	0,97	1,9	2,7	45%	0,85
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	73%	70%	61%	-12%	-0,09	49%	75%	52%	0,26
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	59,7	59,3	58,5	-1%	-0,80	29,3	31,5	7%	2,17
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	22,96	22,19	20,79	-6%	-1,41	11,69	14,87	27%	3,18
Marché à terme									
Volumes, en TWh	609,6	493,4	488,8	-1%	-4,6	264,5	373,2	41%	108,70
Part de marché Brokers	93,2%	97,0%	96,4%	-	-0,7%	96,7%	94,7%	-	-2,0%
Part de marché EEX	6,8%	3,0%	3,6%	-	0,7%	3,3%	5,3%	-	2,0%
Nombre de Transactions	55 505	53 893	51 157	-5%	-2736	28 068	39 893	42%	11 825
Part de marché Brokers	96,0%	97,3%	96,7%	-	-0,6%	97,1%	136,7%	-	39,6%
Part de marché EEX	4,0%	2,7%	3,3%	-	0,6%	2,9%	5,4%	-	2,6%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	161,9	96,5	110,6	15%	14,17	57,7	82,6	43%	24,90
Nombre de Transactions	3315	1955	2256	15%	301	1163	1613	39%	450
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	73,9	71,4	47,8	-33%	-23,62	20,1	27,4	36%	7,23
Nombre de Transactions	3315	1955	2256	15%	301	1163	1613	39%	450
Produit M+1									
Volumes, en TWh	72,3	91,0	82,7	-9%	-8,22	49,6	64,3	30%	14,76
Nombre de Transactions	6843	9141	8665	-5%	-476	4671	7728	65%	3057

Tableau 4 : Capacités installées des moyens de production électriques en France

Source : RTE	Variation Annuelle 2013/2012				
	fin 2011	fin 2012	fin 2013	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	126,5	128,7	128,1	0%	-0,6
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	0%	0,0
Hydraulique	25,4	25,4	25,4	0%	0,0
Thermique à combustible fossile	27,8	27,8	25,6	-8%	-2,2
Charbon	7,94	7,9	6,3	-20%	-1,6
Fioul	10,36	9,4	8,8	-6%	-0,6
Gaz	9,49	10,5	10,5	-0,6%	-0,1
Renouvelables (hors hydraulique)	10,14	12,4	14,0	13%	1,6
Eolien	6,64	7,4	8,1	9%	0,7
Photovoltaïque	2,23	3,5	4,3	23%	0,8
ENR thermique	1,27	1,4	1,5	6%	0,1
Parc de référence (GW)	99,5	98,7	97,3	-1%	-1,3
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	0%	0,0
Hydraulique des lacs	13,9	13,9	13,9	0%	0,0
Hydraulique au fil de l'eau	10,3	10,3	10,3	0%	0,0
Charbon	6,9	6,0	5,0	-17%	-1,0
Gaz	5,4	5,5	5,1	-7%	-0,4
Fioul	7,2	6,9	6,8	-2%	-0,2

Tableau 5 : Production électrique réalisée en France

Source : RTE	Variation Annuelle 2013/2012					Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013			
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En Valeur
Production (TWh)	541,9	541,4	550,9	2%	9,5	287,7	275,3	-4%	-12,5
Nucléaire	421,1	404,9	403,7	0%	-1,2	207,1	208,7	1%	1,5
Hydraulique	50,3	63,8	75,7	19%	11,9	42,9	37,9	-12%	-5,0
Thermique à combustible fossile	51,2	47,9	44,7	-7%	-3,2	24,6	13,0	-47%	-11,7
Charbon	13,4	18,1	19,8	9%	1,7	10,5	4,1	-61%	-6,4
Gaz	29,7	23,2	19,5	-16%	-3,7	11,9	6,9	-42%	-5,0
Fioul	8,1	6,6	5,4	-18%	-1,2	2,2	1,9	-13%	-0,3
Renouvelables (hors hydraulique)	19,3	24,8	26,8	8%	2,0	13,1	15,7	20%	2,6
Eolien	11,9	14,9	15,9	7%	1,0	7,9	9,5	19%	1,5
Photovoltaïque	1,8	4,0	4,6	15%	0,6	2,2	3,0	38%	0,8
ENR thermique	5,6	5,9	6,3	7%	0,4	3,0	3,2	7%	0,2

Tableau 6 : Taux de production et disponibilités des moyens de production en France

Source : RTE (parc de référence)	Variation Annuelle 2013/2012				Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013		
	2011	2012	2013	En points	S1 2013	S1 2014	En points
Taux de production (%)							
Nucléaire	76%	72%	72%	0,0	76%	77%	1,0
Hydraulique	21%	27%	32%	5,0	36%	34%	-2,0
Charbon	23%	29%	38%	9,0	41%	20%	-21,0
Gaz	40%	19%	17%	-2,0	19%	9%	-10,0
Fioul	1,0%	1,1%	0,6%	-0,5	1%	0%	-0,7
Taux de disponibilité (%)							
Nucléaire	80%	77%	77%	0,0	80%	81%	1,1
Stocks hydrauliques (%)							
Taux de remplissage moyen	60,1%	64,7%	66,2%	1,5	60%	61%	0,8

Tableau 7 : Taux d'utilisation théorique des filières de production en France

Source : RTE (parc de référence)	Variation Annuelle 2013/2012				Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013		
	2011	2012	2013	En points	S1 2013	S1 2014	En points
Taux d'utilisation (%)							
Nucléaire	75%	72%	72%	0	75%	75%	0
Hydraulique fil de l'eau	28%	41%	52%	11	63%	56%	-7
Charbon	21%	29%	38%	9	40%	19%	-21
Gaz	38%	18%	16%	-2	19%	8%	-11
Hydraulique lacs	15%	16%	16%	0	17%	17%	0
Fioul	0,0%	1,0%	0,0%	-1	1,0%	0,0%	-1

Tableau 8 : Echanges aux frontières en France

Source : RTE	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2013 / 2012		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013	
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières, en TWh									
Allemagne	2,5	-8,7	-9,8	13%	-1,10	-5,9	-3,2	-46%	2,70
Espagne	1,5	1,9	1,7	-11%	-0,20	-0,3	0,1	-133%	0,40
Royaume-Uni	4,8	6,5	10,5	62%	4,00	4,3	7,5	74%	3,20
Belgique	5,7	11,9	12,9	8%	1,00	7,8	7,6	-3%	-0,20
Italie	16,1	15,1	15,3	1%	0,20	7,7	9,2	19%	1,50
Suisse	25,3	17,6	16,7	-5%	-0,90	8,3	9,1	10%	0,80
Total	55,8	44,2	47,3	7%	3,1	21,9	30,2	38%	8,3
Source : RTE									
Importations	18,7	29,1	31,8	9%	2,7	17,7	13,1	-26%	-4,6
Importations pointe (TWh)	8,9	12,6	13,7	9%	1,1	7,4	5,8	-22%	-1,6
Importations hors-pointe (TWh)	9,8	16,5	18,1	10%	1,6	10,3	7,3	-29%	-3,0
Exportations	74,5	73,3	79,1	8%	5,8	39,6	43,3	9%	3,7
Exportations pointe (TWh)	25,9	25,6	28,1	10%	2,5	14,3	15,6	9%	1,3
Exportations hors-pointe (TWh)	48,6	47,7	51,0	7%	3,3	25,3	27,7	9%	2,4
Solde exportateur	55,8	44,2	47,3	7%	3,1	21,9	30,2	38%	8,3

Tableau 9 : Nombre d'acteurs de marché sur les différents segments d'activité liés au marché de l'électricité en France

	Variation Annuelle 2013/2012					Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013			
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En Valeur
<i>Source : RTE, EPEX Spot, Brokers</i>									
Responsables d'équilibre	179	195	193	-1%	-2	193	190	-2%	-3
Producteurs d'électricité actifs	22	29	25	-14%	-4	25	21	-16%	-4
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	39	31	24	-23%	-7	23	9	-61%	-14
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	16	17	18	6%	1	17	19	12%	2
Fournisseurs de clients finals	31	29	28	-3%	-1	28	26	-7%	-2
Actifs à l'import/export	80	86	94	9%	8	94	93	-1%	-1
Actifs à l'échange de blocs	104	110	107	-3%	-3	107	103	-4%	-4
Actifs sur la bourse	92	93	96	3%	3	96	96	0%	0

Tableau 10 : Indices de concentration (HHI) des différents segments du marché de l'électricité en France

	HHI - Concentration du marché					
	2011		2012		2013	
<i>Source : RTE, EPEX Spot, Brokers</i>						
Livraisons		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>
OTC - achats de blocs	304	650	306	511	326	581
OTC - ventes de blocs	346	682	387	519	417	620
Bourse - achats	430	777	525	593	381	423
Bourse - ventes	508	593	437	533	506	650
Injections						
Production	4285	8771	4372	8702	4128	8613
VPP	644		727		1223	
ARENH	1631		1656		1712	
Importations	1266	1106	2110	1760	2258	1835
Soutirages						
Consommation clients finals	1407	6922	1382	6866	1451	6805
Pertes	1383	1250	1252	1177	1254	1220
Exportations	1139	1850	1019	1273	771	1036

2 Marché du gaz

Tableau 11 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Valeurs annuelles			Variation annuelle		Variation trimestrielle			
	2 011	2 012	2 013	2013 / 2012		S1 2013		S1 2014 / S1 2013	
				En pourcentage	En Valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	698	699	687	-2%	-12	375	318	-15%	-57
Déstockage	85	120	124	3%	4	79	55	-30%	-24
Importations	607	573	559	-2%	-14	293	263	-10%	-31
Importations terrestres	448	466	473	1%	7	246	230	-7%	-16
Importations GNL	159	107	86	-19%	-20	47	33	-30%	-14
Production	7	6	4	-35%	-2	3	0	-96%	-3
Débouchés (TWh)	698	699	687	-2%	-12	375	318	-15%	-57
Stockage	107	109	116	6%	7	46	54	18%	8
Consommation clients finals	473	490	497	1%	7	294	228	-22%	-65
Clients distribution	291	324	335	3%	11	208	157	-24%	-51
Clients directement reliés au réseau de transport	182	166	162	-2%	-4	85	71	-17%	-14
Exportations	109	92	67	-27%	-24	33	33	-1%	0
Autres	9	8	6	-21%	-2	3	3	10%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	435	502	581	16%	78	279	297	6%	18
PEG Nord	348	381	442	16%	60	213	232	9%	19
PEG Sud	68	93	114	23%	22	53	57	9%	5
PEG TIGF	19	28	24	-13%	-4	14	8	-44%	-6
Suivi des infrastructures						0	0		
Utilisation de la liaison Nord-Sud (N>S)	68%	89%	94%	5%	5%	90%	100%	10%	9%
Disponibilité liaison Nord Sud (N>S)	72%	78%	77%	-1%	-1%	77%	88%	14%	11%
Utilisation de la liaison GRTgaz-TIGF (sens direct)	44%	47%	52%	11%	5%	40%	61%	51%	20%
Utilisation de Taisnières H (sens direct)	64%	51%	69%	36%	18%	65%	69%	6%	4%
Utilisation de Obergailbach (sens direct)	39%	51%	65%	27%	14%	67%	45%	-32%	-22%
Niveau de stock (TWh au 1er janvier)	74	96	83	-13%	-13	83	78	-7%	-6
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	22	-11	-8	-28%	3	-33	-1	-97%	32
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	435	291	236	-19%	-55	260	181	-30%	-79
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	69	96	115	20%	19	104	124	19%	20

Tableau 12 : Prix du gaz en France

Prix	Valeurs annuelles			Variation annuelle		Variation trimestrielle			
	2 011	2 012	2 013	2013 / 2012		S1 2013		S1 2014 / S1 2013	
				En pourcentage	En Valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En valeur
Prix Spot (€/MWh)						0	0		
PEG Nord day-ahead (moyenne)	22,9	25,5	27,6	8%	2,1	28,3	22,1	-22%	-6,3
PEG Sud day-ahead (moyenne)	23,0	27,2	30,4	12%	3,3	30,5	26,3	-14%	-4,3
PEG TIGF day-ahead (moyenne)	23,6	27,3	30,6	12%	3,4	30,6	26,7	-13%	-3,9
Spread Nord/Sud	0,1	1,7	2,8	67%	1,1	2,2	4,2	92%	2,0
Spread PEG Nord/TTF	0,3	0,5	0,6	22%	0,1	0,7	0,4	-36%	-0,2
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	23,6	25,3	27,2	7%	1,9	27,0	22,4	-17%	-4,6
PEG Nord Y+1 (moyenne)			32,5		32,5		27,0		27,0
Spread Nord/Sud (M+1)		27,3	27,1	-1%	-0,3	27,1	25,3	-7%	-1,8
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)			4,4		4,4		4,6		4,6
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	2,6	2,8	1,6	-43%	-1,2	1,7	2,1	24%	0,4

Tableau 13 : Négoce du gaz en France

Négoce	Valeurs trimestrielles			Variation annuelle 2013 / 2012		Variation trimestrielle S1 2014 / S1 2013			
	2 011	2 012	2 013	En pourcentage	En Valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En valeur
Activité sur le marché de gros français						0	0		
Echanges aux PEG* (TWh)	365	362	422	16%	60	199	223	12%	24
En % de la consommation nationale	77%	74%	85%	15%	0,1	0,7	1,0	44%	0,3
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français						0	0		0
Marché spot (TWh)	118	121	153	27%	32	77	71	-8%	-7
Intraday	7	8	16	100%	8,1	7,8	8,2	5%	0,4
Day Ahead	60	69	83	21%	14,5	42,0	41,6	-1%	-0,4
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	29	43	70	63%	27,3	31,3	44,5	42%	13,2
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	89	78	83	6%	5,0	45,8	26,1	-43%	-19,7
Marché à terme (TWh)	301	223	292	31%	69	152	140	-8%	-12
M+1	93	67	85	26%	17,3	35,7	39,6	11%	3,9
Q+1	21	29	25	-13%	-3,8	5,4	12,8		7,4
S+1	79	64	83	31%	19,5	53,1	44,6	-16%	-8,5
Y+1	18	5	14	196%	9,5	6,9	4,4	-36%	-2,5
Bourse (toutes échéances)	54	37	29	-21%	-7,8	14,0	19,6	40%	5,6
Brokers (toutes échéances)	247	186	263	41%	76,8	138,1	120,4	-13%	-17,7
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	47 577	64 021	98 356	54%	34335	46091	58258	26%	12167
Intraday	6 374	9 192	18 462	101%	9270	8746	10870	24%	2124
Day Ahead	33 239	44 727	64 758	45%	20031	29928	39013	30%	9085
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	19 606	33 351	64 843	94%	31492	27651	43518	57%	15867
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	27 971	30 670	33 513	9%	2843	18440	14740	-20%	-3700
Marché à terme	47 577	64 021	98 356	54%	34335	46091	58258	26%	12167
M+1	2 673	1 846	2 475	34%	629	1140	1293	13%	153
Q+1	280	226	227	0%	1	50	103	106%	53
Y+1	47	26	75	188%	49	28	25	-11%	-3
Bourse (toutes échéances)	19 606	33 351	64 843	94%	31492	27651	43518	57%	15867
Brokers (toutes échéances)	27 971	30 670	33 513	9%	2843	18440	14740	-20%	-3700
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	85	88	96	9%	8	90	100	11%	10
<i>dont actifs chez Powernext Gas Spot</i>	40	46	43	-7%	-3	42	48	14%	6
<i>dont actifs chez Powernext Gas Futures</i>	28	28	33	18%	5	30	35	17%	5

Tableau 14 : Statistiques des échanges sur le marché intermédiaire français

	2011	2012	2013	S1 2013	S1 2014	2013 / 2012	S1 2014 / S1 2013
Volume négocié (TWh)							
Spot	118	121	153	77	71	27%	-8%
dont produits day-ahead	60	69	83	42	42	21%	-1%
Terme	301	223	292	152	140	31%	-8%
dont produits mensuels	115	80	101	41	46	26%	12%
dont produits saisonniers	130	93	139	91	70	50%	-23%
Total marché intermédiaire	725	586	769	404	368	31%	-9%
Nombre de transactions							
Spot	47653	64112	98407	46106	58268	53%	26%
dont produits day-ahead	33239	44727	64758	29928	39013	45%	30%
Terme	4587	3122	3911	1828	2117	25%	16%
dont produits mensuels	3395	2232	2866	1302	1489	28%	14%
dont produits saisonniers	711	507	611	381	429	21%	13%
Total marché intermédiaire	89585	114700	170553	79545	101316	49%	27%
Volume par transaction le plus couramment utilisé (MWh/j)							
Spot	1500 (19%)	1000 (15%)	1000 (31%)	1000 (25%)	1000 (43%)		
dont produits day-ahead	1500 (21%)	1000 (15%)	1000 (33%)	1000 (25%)	1000 (46%)		
Terme	750 (52%)	720 (28%)	720 (45%)	720 (44%)	720 (39%)		
dont produits mensuels	750 (52%)	720 (27%)	720 (46%)	720 (45%)	720 (40%)		
dont produits saisonniers	750 (55%)	720 (32%)	720 (44%)	720 (45%)	720 (39%)		
Total marché intermédiaire	1500 (10%)	1000 (8%)	1000 (18%)	1000 (14%)	1000 (25%)		

Sources : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

3 Marché du CO2

Tableau 15 : Prix spot et à terme du marché du carbone

	Valeurs annuelles			Variation Annuelle 2013/2012		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013	
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En Valeur
<i>Source : EEX, ICE EEX, Analyse: CRE</i>									
Prix spot (€/tCO2)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	3,07	4,44	4,10	-8%	-0,34	4,06	5,34	32%	1,28
Prix moyen spot EUA	12,95	7,34	4,46	-39%	-2,88	4,24	5,57	31%	1,33
Prix moyen spot CER	9,88	2,90	0,36	-88%	-2,54	0,18	0,23	23%	0,04
Prix futur (€/tCO2)									
EUA									
Prix moyen Déc'13 EUA	14,79	7,93	4,50	-43%	-3,43	4,33	N/A	N/A	N/A
Prix moyen Déc'14 EUA	15,61	8,45	4,68	-45%	-3,77	4,53	5,64	25%	1,12
CER									
Prix moyen Déc'13 CER	10,69	3,28	0,45	-86%	-2,84	0,36	N/A	N/A	N/A
Prix moyen Déc'14 CER	10,95	3,46	0,46	-87%	-3,00	0,40	0,22	-45%	-0,18
	Valeurs annuelles			Variation Annuelle 2013/2012		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013	
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En Valeur
Charbon Y+1 (€/MWh)	88,88	80,45	67,10	60,74	60,60	71,92	59,85	11,32	-0,11
Clean Dark spread (terme) (€/MWh)	7,49	11,03	11,96	17,20	15,69	10,81	12,89	-4,88	-0,02
Clean Spark spread (terme) (€/MWh)	-2,48	-6,92	-12,66	-13,66	-11,99	-12,00	-10,65	-0,01	0,73

Tableau 16 : Quotas distribués sur le marché du carbone

	Valeurs annuelles			Variation Annuelle 2013/2012		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2014 / S1 2013	
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur	S1 2013	S1 2014	En pourcentage	En Valeur
<i>Source : EEX, ICE EEX, Analyse: CRE</i>									
Quotas distribués (Mt)	2 078	2 265	1 955	14%	-310				
Enchères (Phase II)	77	53							
Europe	6	9							
Allemagne	41	16							
Royaume-Uni	31	27							
Pologne									
Enchères (Phase III)		90	808	8	718	398	327	0	-71
Europe		54	479	8	425	252	196	0	-55
Allemagne		24	183	7	159	96	79	0	-18
Royaume-Uni		12	95	7	83	50	39	0	-11
Pologne		0	51		51	0	13	0	-5
Allocations gratuites	2 001	2 212	1 057	-1	-1 155				
Emissions vérifiées (Mt)	1 854	1 951	1 904	-2%	-47				
Surplus (Mt)									
Surplus annuel	224	314	51	-84%	-263				
Surplus cumulé depuis 2008	185	409	722	77%	314				
	Valeurs annuelles			Variation Annuelle 2013/2012					
	2011	2012	2013	En pourcentage	En valeur				
<i>Source : CITL, Analyse : CRE</i>									
Emissions vérifiées (Mt)									
Installations à combustion	1 398	1 389	1 356	-2%	-34				
Pétrochimie	158	150	157	5%	7				
Sidérurgie	106	103	114	11%	11				
Métaux non ferreux	0	0	13	2902%	13				
Minéraux non métalliques	181	169	173	2%	4				
Imprimerie, pâtes et papiers	30	29	28	-3%	-1				
Chimie	7	7	38	456%	31				
Autres	25	20	25	26%	5				
Allocations gratuites (Mt)									
Installations à combustion	1 332	1 363	279	-80%	-1 084				
Pétrochimie	175	178	127	-29%	-51				
Sidérurgie	179	179	152	-15%	-27				
Métaux non ferreux	1	1	13	1887%	13				
Minéraux non métalliques	257	258	200	-23%	-58				
Imprimerie, pâtes et papiers	41	42	32	-23%	-10				
Chimie	8	8	46	478%	38				
Autres	24	26	16	-40%	-10				

SECTION I : LA MISE EN ŒUVRE DE REMIT

1 Récents développements de la réglementation

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) N°1227/2011 du 25 octobre 2011)¹³, dit REMIT. Il s'agit d'un règlement européen adapté au secteur de l'énergie et directement applicable à l'ensemble des Etats membres.

Une présentation générale de REMIT figure dans le rapport de fonctionnement des marchés de l'énergie de l'année 2012-2013 (notamment le contexte général de la régulation et les rôles respectifs de l'ACER et des autorités de régulation nationales).

1.1 Cadre de la déclinaison de REMIT au niveau européen

Plusieurs textes sont venus préciser le rôle de l'ACER (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) et des régulateurs dans la surveillance des marchés et la détection des abus de marché en Europe ainsi que les principes de coopération.

En 2013, un protocole d'accord a été mis en place entre l'ACER et chacune des autorités de régulation nationales (ARN), qui détaille les modalités de la coopération entre l'ACER et les régulateurs nationaux (notifications des ARN à l'ACER en cas d'infraction à REMIT, requêtes de l'ACER vers les ARN en cas de demande d'information ou d'ouverture d'une enquête, et coordination des enquêtes lors de cas transfrontaliers).

En 2014, un deuxième protocole d'accord a été signé concernant le partage des données entre l'ACER et chacune des ARN. Celui-ci détaille l'accès aux informations que les ARN reçoivent de l'ACER en vertu des articles 7 et 8 de REMIT, concernant les contrats de fourniture, de transport, les ordres de négociation, les contrats dérivés, les données dites fondamentales (capacité et utilisation des installations de production, stockage etc.) et les données publiques. Par ailleurs, les ARN ont accès aux informations nécessaires à la coopération avec l'ACER en cas d'événement de marché inhabituel ou suspect.

Les informations de l'ACER sont recueillies auprès des acteurs de marché en application des Actes d'exécution de la Commission européenne. Le partage des données est conditionné à la fiabilité opérationnelle des ARN et au respect du secret professionnel.

Les troisièmes orientations de l'ACER ont été publiées en octobre 2013¹⁴. Celles-ci contiennent notamment des informations quant à l'enregistrement des acteurs de marché et aux cas d'exemptions prévus dans REMIT.

Début 2014, un questionnaire a été lancé au niveau européen pour établir un état des lieux de la mise en œuvre de REMIT au niveau national, en particulier concernant les compétences des régulateurs en matière de surveillance, d'enquête et de sanction (articles 7, 13 et 18 de REMIT)¹⁵. Vingt-quatre régulateurs européens et deux régulateurs observateurs ont répondu au questionnaire. Les réponses ont indiqué qu'au moment de l'étude, la mise en œuvre de REMIT progressait dans la plupart des Etats membres, bien que certains pays n'aient pas encore appliqué REMIT dans leur législation nationale. Les résultats ont indiqué que la majorité des ARN entendaient mener des activités de

¹³ [Consulter le règlement \(UE\) N°1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie](#)

¹⁴ Voir le lien

http://www.acer.europa.eu/Media/Events/Public_workshop2_on_REMIT%20implementation/Document%20Library/1/REMIT%20ACER%20Guidance%203rd%20Edition_FINAL.pdf

¹⁵ Voir le lien

http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2014/C14-MIT-55-03_REMIT_CEER%20Memo_final_18092014.pdf

surveillance avec pour certaines d'entre elles la mise en place d'une équipe dédiée. Les pouvoirs d'enquête sont exercés par les ARN directement ou en collaboration avec d'autres autorités compétentes (financières, juridiques ou de la concurrence). La plupart des ARN ont vu leurs pouvoirs d'enquête s'élargir avec la mise en œuvre de REMIT (par exemple le droit de demander à un tribunal le gel ou la mise sous séquestre d'actifs). Enfin, les pouvoirs de sanction, qui sont exercés par les ARN directement ou avec d'autres autorités, sont pour la plupart des pays administratifs et pour certains d'entre eux pénaux.

En 2014, un manuel de la surveillance des marchés a été rédigé concernant la coordination pratique entre régulateurs nationaux et l'ACER. Ce manuel détaille les interactions entre l'ACER et les ARN dans la surveillance des marchés, dans les cas d'enquête et dans la coordination des enquêtes transfrontalières. Le manuel rend également compte du rôle des personnes organisant des transactions à titre professionnel dans la détection des cas de suspicion d'abus de marché et la coopération avec la surveillance de l'ACER et des ARN.

Enfin, l'ACER a rédigé des textes spécifiant les critères de collecte des données transactionnelles (Manuel de procédure de reporting des transactions, *Transaction Reporting User Manual* « TRUM ») et des données fondamentales (Manuel de procédure de reporting des données fondamentales, *Fundamental Data User Manual* « FDUM ») ainsi que les critères d'enregistrement des mécanismes de reporting répertoriés (*Registered Reporting Mechanism* « RRM »). Ces textes ont été soumis à consultation publique et seront publiés à la suite de l'entrée en vigueur des actes d'exécution de la Commission européenne. Ils viendront préciser et compléter les dispositions de REMIT et des actes d'exécution.

La CRE contribue de façon significative à ces différents travaux : elle occupe notamment la vice-présidence des groupes de travail de l'ACER et du CEER sur l'intégrité et la transparence des marchés et les co-présidences des *task-forces* de l'ACER et du CEER concernant la surveillance des marchés de gros. Elle participe par ailleurs activement aux *task-forces* concernant les principes de gouvernance des marchés et des systèmes d'information. Des rencontres ponctuelles sont aussi organisées avec différents services de l'ACER et de la Commission européenne (direction des marchés et direction de l'énergie) afin de discuter de l'évolution de la réglementation applicable aux marchés de l'énergie.

1.2 Articulation avec la réglementation financière

La mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie s'inscrit dans le cadre de la réglementation financière en cours de révision.

La nouvelle directive¹⁶ et le nouveau règlement¹⁷ concernant les marchés d'instruments financiers (dit MIF II) ont été adoptés au mois de mai 2014 et entreront en vigueur en 2017. La directive MIF II définit notamment la liste des instruments financiers. Elle qualifie le quota d'émission d'instrument financier¹⁸ et prévoit un cas d'exemption pour les produits énergétiques de gros à terme qui sont négociés sur un « système organisé de négociation » ou « OTF » (*organised trading facility*) et qui font nécessairement l'objet d'une livraison physique¹⁹.

L'interdiction des opérations d'initiés (article 3) et l'interdiction des manipulations de marché (article 5) dans le cadre de REMIT ne s'appliquent pas aux produits énergétiques de gros qui sont des instruments financiers selon la réglementation financière²⁰, à la différence de l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4) et de transmettre les données à l'ACER (article 8) pour lesquelles REMIT reste applicable. Ainsi, l'articulation de l'obligation de la publication d'informations privilégiées selon les règlements MAR (*Market Abuse Regulation*) et REMIT doit être appréciée.

¹⁶ [Consulter la directive \(UE\) 2014/65/UE du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE](#)

¹⁷ [Consulter le règlement \(UE\) 600/2014 du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant le règlement \(UE\) no 648/2012](#)

¹⁸ Voir l'annexe I, section C (11) de la directive 2014/65/UE

¹⁹ Voir l'annexe I, section C (6) de la directive 2014/65/UE

²⁰ Voir article 1(2) de REMIT ((UE) n°1227/2011)

Enfin, en mars 2013, des standards techniques sont entrés en vigueur concernant le règlement EMIR²¹ explicitant les obligations de reporting applicables aux contrats dérivés des acteurs de marché auprès de référentiels centraux. Des transactions déclarées dans le cadre d'EMIR et qui concernent des produits énergétiques de gros ne doivent pas faire l'objet d'une double obligation de déclaration selon les dispositions de REMIT²².

2 Mise en œuvre de REMIT

2.1 Planning de mise en œuvre de REMIT

Les interdictions de délit d'initié et de manipulation de marché, ainsi que l'obligation de publier les informations privilégiées²³ sont applicables depuis l'entrée en vigueur de REMIT.

Fin décembre 2011, une plateforme de notification à l'ACER a été mise à disposition des acteurs de marché²⁴, afin que ceux-ci déclarent leurs cas d'exemption aux interdictions et à l'obligation de REMIT²⁵, et afin que les personnes organisant des transactions à titre professionnel puissent signaler les cas de suspicion d'infraction sur le marché.

Le 26 juin 2012, l'ACER a publié une décision sur le format du registre²⁶ concernant l'enregistrement des acteurs de marché auprès des ARN qui comporte cinq sections (voir section 2.1.1).

Les Etats membres avaient jusqu'au 29 juin 2013 pour s'assurer que leurs ARN disposaient des compétences suffisantes pour garantir l'application des interdictions et des obligations prévues par REMIT²⁷. L'application des dispositions de REMIT s'est faite de manière variée en Europe.

L'adoption des actes d'exécution par la Commission européenne doit marquer le début de la mise en œuvre opérationnelle du dispositif prévu par REMIT. Cette mise en œuvre opérationnelle a été décalée dans le temps dû au retard de la mise en place des actes d'exécution. Le 3 octobre 2014, les Etats membres ont approuvé le texte des actes d'exécution. Ceux-ci devraient entrer en vigueur avant la fin de l'année 2014.

²¹ [Consulter le règlement \(UE\) No 153/2013 du 19 décembre 2012 complétant le règlement \(UE\) no 648/2012 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les normes techniques de réglementation régissant les exigences applicables aux contreparties centrales](#)

²² Voir l'article 8(3) de REMIT

²³ Voir articles 3, 4 et 5 de REMIT

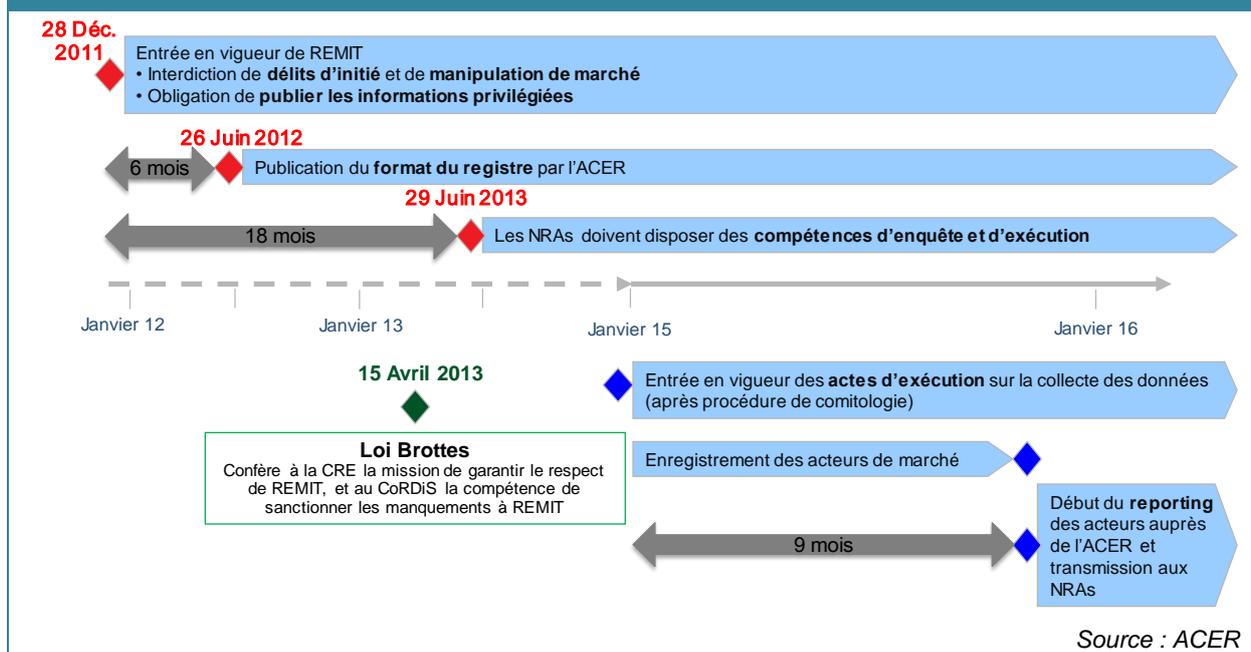
²⁴ <http://www.acer.europa.eu/remit/Pages/Important-information-for-market-participants.aspx>

²⁵ Voir articles 3.4 et 4.2 de REMIT

²⁶ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Directors%20decision/ACER%20Decision%2001-2012.pdf

²⁷ Voir l'article 13 de REMIT

Graphique 1 : Planning d'entrée en vigueur et de mise en œuvre de REMIT



2.1.1 Début de la phase d'enregistrement au niveau national

Pour pouvoir effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie, les acteurs de marché devront d'abord s'enregistrer auprès de l'ARN de l'Etat membre où ils sont établis ou, s'ils ne sont pas établis dans un pays de l'Union européenne, auprès de l'ARN de l'Etat membre où ils sont les plus actifs. L'enregistrement des acteurs de marché s'effectue dans un registre national mis en place par chacune des ARN dans les trois mois suivant l'adoption des actes d'exécution. Les acteurs de marché doivent s'enregistrer avant le début de la collecte des données par l'ACER, c'est-à-dire neuf mois après l'entrée en vigueur des actes d'exécution²⁸. Ils doivent rapidement communiquer aux ARN tout changement concernant les informations du registre²⁹. Ce sont en effet les acteurs de marché qui sont responsables des informations contenues dans le registre national.

Les ARN peuvent choisir d'utiliser le système d'enregistrement développé par l'ACER ou leur propre système d'enregistrement. Elles doivent transmettre les informations de leur registre à l'ACER, qui établit un registre européen des acteurs de marché. L'ACER rendra publique une partie du registre européen.

La décision du 26 juin 2012 de l'ACER concernant le format du registre précise le contenu des informations pour chacun des acteurs de marché :

1. les informations générales et un identifiant unique appelé code ACER ;
2. les informations individuelles concernant des personnes physiques (responsable des activités de négoce, responsable des décisions opérationnelles, contact communication) ;
3. les informations relatives au contrôleur ou au bénéficiaire final ;
4. les informations relatives à la structure d'entreprise ;
5. les informations relatives aux parties déléguées pour le reporting des données de l'acteur.

L'enregistrement initial se fera en plusieurs temps. Les acteurs rempliront d'abord les sections 1, 2, 3 du registre. Ils compléteront ensuite la section 5 une fois que l'ACER aura autorisé les parties déléguées pour le reporting des données. Enfin, ils transmettront les informations de la section 4

²⁸ Voir le lien vers le registre de comitologie de la Commission européenne concernant le texte des actes d'exécution de REMIT tels que signés par les Etats membres le 3 octobre 2014

²⁹ Voir article 9(5) de REMIT

(structure de l'entreprise et entreprises liées) une fois que l'ACER aura publié une partie du registre, dont le code ACER.

Il est important de noter que l'enregistrement des acteurs auprès du registre européen de l'ACER ne constitue en aucun cas une autorisation ou une licence pour effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie.

Dans le cadre de l'enregistrement au niveau national, la CRE a organisé une réunion d'information le 7 octobre 2014 concernant le règlement REMIT et le lancement de la phase d'enregistrement des acteurs de marché. La CRE a présenté les modalités du système d'enregistrement « CEREMP » (*Centralised European Register for Market Participants*) tel qu'il est prévu au niveau national. A ce titre, un accord de niveau de service a été conclu en 2014 entre l'ACER et la CRE pour l'utilisation de « CEREMP ». Celui-ci détaille notamment les conditions générales d'utilisation, les dispositions sur la sécurité des informations et la disponibilité du service.

Pour tout renseignement concernant REMIT et la phase d'enregistrement, une page dédiée à REMIT est disponible sur le site internet de la CRE³⁰.

2.1.2 Collecte des données avec mise en œuvre par phase

Au cours de la période 2013-2014, des actes d'exécution ont été rédigés par la Commission européenne concernant les données à reporter à l'ACER (et, le cas échéant, aux ARN) dans le cadre de la mise en œuvre opérationnelle de REMIT³¹. Ces actes détaillent la nature, l'échéance et la fréquence des données à reporter. Ils définissent entre autres les données fondamentales, par opposition aux données transactionnelles, les contrats standards et non-standards et les places de marché organisées.

La collecte des données est prévue par phases consécutives.

Seront collectés neuf mois après l'entrée en vigueur des actes d'exécution :

- les contrats et transactions standards effectués sur les places de marché organisées, ordres inclus (sauf contrats de transport) ;
- certaines données fondamentales en électricité et en gaz de nature agrégée.

Seront collectés quinze mois après l'entrée en vigueur des actes d'exécution :

- les transactions de livraison standards effectuées en bilatéral ;
- les contrats de transport, ordres inclus ;
- les contrats non-standards et transactions liées aux contrats non-standards ;
- les autres données fondamentales en électricité et en gaz, de nature individuelle.

Seront collectés de manière ad hoc après une demande justifiée de l'ACER :

- les contrats et transactions intragroupes ;
- les contrats de livraison d'électricité produit par une unité de production d'électricité avec une capacité égale ou inférieure à 10 MW ou avec des unités de production d'électricité conjointes avec une capacité égale ou inférieure à 10 MW ;
- les contrats de livraison de gaz produit par une unité de production de gaz avec une capacité inférieure ou égale à 20 MW ou avec des unités de production de gaz conjointes avec une capacité inférieure ou égale à 20 MW ;
- les contrats d'équilibrage et d'ajustement pour les marchés électricité et gaz.

³⁰ Voir les liens <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/remit-presentation> et <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/remit-enregistrement>

³¹ Voir le lien vers le registre de comitologie de la Commission européenne concernant le texte des actes d'exécution de REMIT tels qu'approuvés par les Etats membres le 3 octobre 2014

La Commission européenne présente les champs des données à remplir dans les quatre tables de l'annexe des actes d'exécution. L'ACER, quant à elle, détaille ces champs dans les documents *TRUM*, *FDUM* et *RRM* soumis à consultation publique (voir partie 1.1.1).

La collecte par l'ACER des données des acteurs de marché peut être réalisée par les acteurs de marché eux-mêmes, par des entités de reporting et aussi par les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité ou de gaz nationaux et européens. Les données doivent ensuite être retransmises par l'ACER aux ARN et éventuellement aux autres autorités compétentes (autorités financières, de la concurrence etc.), sous condition que de strictes clauses de confidentialité et de protection des données s'imposent.

Enfin, REMIT dispose que la collecte des données par l'ACER est sans préjudice du droit des ARN à collecter les données supplémentaires pour des besoins nationaux³².

2.2 Compétences de surveillance, d'enquête et de sanction de la CRE

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE peut être conduite à mener des analyses à la suite de la détection d'un événement de marché inhabituel ou suspect. Cette détection peut être réalisée par :

- le département de surveillance des marchés de gros de la CRE ;
- les personnes organisant des transactions à titre professionnel, qui doivent avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles suspectent un manquement aux articles 3 et 5. A ce titre, une plateforme de notification a été mise en place par l'ACER pour toute déclaration de suspicion de manquement à REMIT³³ ;
- l'ACER dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés. Dans le cas d'une suspicion d'abus de marché ou de non publication d'une information privilégiée, l'ACER peut demander à un régulateur national de lancer une enquête. Dans le cas où l'ACER considère qu'un manquement potentiel à REMIT a un impact transfrontalier, elle peut établir et coordonner un groupe d'enquête constitué des ARN concernées, ainsi que des représentants des régulateurs financiers ou de toute autre autorité pertinente ;
- tout autre acteur qui suspecterait une infraction à REMIT.

La CRE, dès lors qu'elle détecte ou est informée d'un événement inhabituel, mène une analyse approfondie visant à établir s'il existe un soupçon d'infraction à REMIT ou si l'événement observé est de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement des marchés de l'énergie. Elle pourra être amenée à ouvrir une enquête si l'analyse conduite fait apparaître un soupçon d'infraction.

Au niveau national, la loi Brottes du 15 avril 2013³⁴ a modifié le code de l'énergie pour conférer à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et, en son sein, au CoRDIS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT. L'article L. 131-2 du code de l'énergie dispose en effet que : « *La Commission de régulation de l'énergie garantit le respect, par toute personne qui effectue des transactions sur un ou plusieurs marchés de gros de l'énergie, des interdictions prévues aux articles 3 et 5 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, ainsi que de l'obligation prévue à l'article 4 de ce même règlement.* ». Par ailleurs, l'article L. 134-25 du code de l'énergie dispose que : « *Le comité de règlement des différends et des sanctions peut [...] sanctionner les manquements aux règles définies aux articles 3,4 et 5 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'électricité ou tout autre manquement de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement du marché de l'énergie* ».

³² Voir considérant (17) de REMIT

³³ Voir la plateforme de déclaration de suspicion

http://www.acer.europa.eu/remit/TRADING_VENUES/Suspicious_transaction_reports/Pages/default.aspx

³⁴ [Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes](#)

2.3 Les analyses et enquêtes menées par la CRE

Au cours de l'année 2013, la CRE a effectué 40 demandes d'informations dans le cadre d'analyses approfondies. Au cours du premier semestre 2014, la CRE a effectué 22 demandes d'informations auprès des acteurs de marché.

Deux enquêtes formelles ont été ouvertes, une concernant le marché de l'électricité et une autre concernant le marché du gaz.

SECTION II : CONTEXTE ECONOMIQUE ET GEOPOLITIQUE DES MARCHES DE L'ENERGIE

Ces dernières années ont été marquées par une émergence de marchés régionaux de l'énergie, notamment du fait du développement des interconnexions et des initiatives de couplage de marché. Ainsi, le marché français de l'électricité est désormais intégré à un marché de l'ouest de l'Europe et influencé par les marchés adjacents. Le marché français du gaz a la particularité d'être à cheval entre deux grands marchés régionaux en Europe : la plaque de l'Europe du Nord-Ouest, caractérisée par des congestions très limitées et des prix corrélés, et la plaque de l'Europe du Sud-Ouest, caractérisée par une dépendance importante aux approvisionnements en Gaz Naturel Liquéfié (GNL). La liaison entre le nord et le sud de la France permet de relier ces deux marchés de l'ouest de l'Europe.

Dans le secteur des commodités, certains marchés évoluent à une échelle mondiale, notamment le marché du GNL et le marché du charbon. Ces deux marchés font l'objet d'une attention particulière de la part des acteurs du fait de leur influence sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe :

- les opérateurs actifs sur le marché du GNL dirigent leurs cargaisons vers les marchés les plus rémunérateurs. Les besoins en GNL sont très faibles en Amérique du Nord du fait de l'essor des gaz de schiste, contrairement aux marchés situés en Asie et en Amérique du Sud qui en dépendent fortement. Le marché de l'Europe du Sud-Ouest se trouve ainsi en concurrence avec ces différents marchés régionaux ;
- les cours du charbon ont fortement diminué, notamment du fait de la baisse de la demande américaine en charbon pour la production d'électricité au profit de la filière gaz. Cette baisse, conjuguée avec une baisse du prix du CO₂, une demande atone et un essor des énergies renouvelables, a une influence importante sur les prix de l'électricité en Europe.

Enfin, le marché du gaz évolue dans un contexte de fortes incertitudes quant aux approvisionnements depuis la Russie, en lien avec le conflit en Ukraine.

Cette nouvelle section vise à décrire le contexte économique, énergétique et géopolitique dans lequel évoluent les marchés français de l'électricité et du gaz.

1 Des marchés et des commodités interdépendants

1.1 Le marché du GNL joue un rôle grandissant au sein des marchés gaziers mondiaux

Du fait de leur forte croissance, les économies émergentes consomment de plus en plus de gaz naturel³⁵, notamment au titre de la production électrique. N'étant pas suffisamment reliés par des infrastructures aux régions productrices, les continents asiatique et sud-américain dépendent pour le moment en grande proportion des importations de GNL. Ce phénomène a été accentué, pour le continent asiatique, par la hausse subite de la demande japonaise, à la suite de l'arrêt des centrales nucléaires au Japon en 2011.

Dans un marché du GNL où les volumes disponibles sont restés limités³⁶, les pays sud-américains et asiatiques sont en compétition et doivent enchérir pour attirer les méthaniers disponibles vers leurs terminaux de regazéification. Ainsi, les prix asiatiques et sud-américains du GNL ont connu de fortes variations en 2013 et 2014, notamment lors de la saison d'hiver.

Néanmoins, après avoir fortement augmenté en novembre et décembre 2013, le prix spot du GNL en Asie s'est particulièrement détendu en 2014, en perdant à fin juin environ 25% par rapport à sa valeur en février. Les stocks importants et un climat doux n'ont en effet pas soulevé un fort intérêt acheteur de la part des énergéticiens asiatiques.

³⁵ Selon l'Agence Internationale de l'Energie, la demande asiatique en gaz naturel va doubler d'ici à 2025.

³⁶ Les volumes d'exportation des pays producteurs n'ont pas augmenté entre 2012 et 2013 (source : *BP Statistical Review 2013*).

Graphique 2 : Prix du gaz en Europe, aux Etats-Unis, en Amérique du Sud et en Asie



Sources : Bloomberg, Heren – Analyse : CRE

Dans ce contexte, et alors que les prix du gaz sont restés stables en Europe et aux Etats-Unis en 2013, un rapprochement des prix s'est opéré au cours du premier semestre 2014 entre ces deux marchés.

Les Etats-Unis ont en effet connu une vague de froid sans précédent au premier trimestre 2014. Cette situation s'est traduite par plusieurs pics de prix au Henry-Hub au-dessus de 6 \$/MMBtu³⁷ (environ 15 €/MWh) en février et en mars, et les prix spot de certains hubs régionaux du nord-ouest des Etats-Unis ont atteint des records à plus 40\$/MMBtu (environ 100 €/MWh).

Parallèlement, le continent européen a connu un hiver particulièrement doux qui a fortement contribué à une détente des prix du gaz.

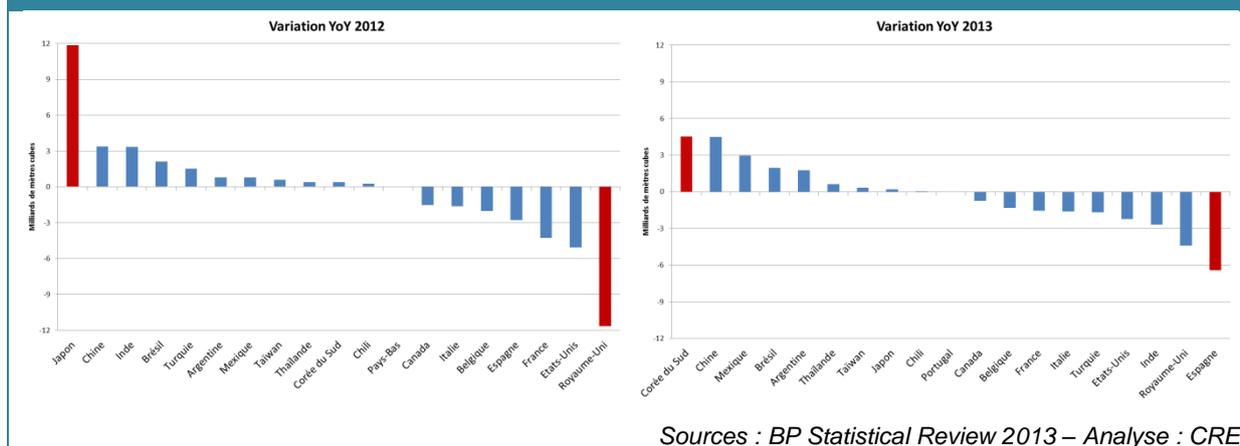
Ainsi, si l'écart entre les prix du gaz aux Etats-Unis et l'Europe s'est notablement réduit au premier semestre 2014, l'explication vient davantage de facteurs conjoncturels propres aux deux continents que d'un changement de leurs fondamentaux offre/demande. Le développement des gaz de schistes aux Etats-Unis leur assure, en effet, une offre de gaz abondante et bon marché pour plusieurs années.

Une demande en concurrence sur le marché du GNL

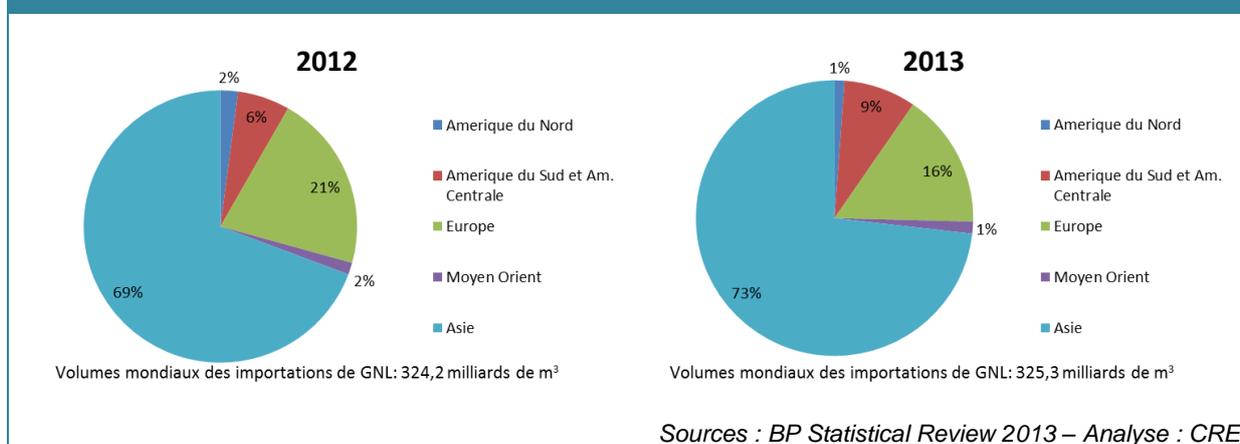
La redistribution de la demande de GNL s'est stabilisée en 2013. En effet, le Japon qui avait dû, dans l'urgence de l'arrêt de ses réacteurs nucléaires, importer massivement beaucoup de GNL en 2011 et 2012, a stabilisé ses importations en 2013. Au contraire, le classement des pays ayant augmenté le plus leurs importations laisse place à de nouveaux acteurs (Corée du Sud, Chine, Mexique, Brésil, Argentine) ce qui indique que le marché du GNL est de plus en plus mondialisé. Cette redistribution des volumes s'est faite au détriment des pays européens (Espagne, Royaume-Uni, Italie, France) qui voient, pour la troisième année consécutive, diminuer le flux de GNL arrivant dans leurs terminaux.

³⁷ De tels niveaux de prix n'avaient plus été observés depuis 2009.

Graphique 3 : Variation annuelle des importations de GNL



Graphique 4 : Répartition mondiale des importations de GNL



Une offre en GNL en augmentation dans les prochaines années

La situation tendue du marché mondial du GNL devrait être soulagée dans les prochaines années par le développement de nouvelles usines de liquéfaction partout dans le monde. La nouvelle usine PNG LNG d'ExxonMobil, en Papouasie-Nouvelle Guinée (6,9 millions de tonnes de capacité annuelle) a démarré en mai dernier de manière anticipée, permettant l'offre de nouveaux volumes dans le bassin asiatique.

Par ailleurs, les Etats-Unis comptent près d'une trentaine de projets (destinés à l'exportation du gaz de schiste américain et dont les premiers devraient être opérationnels dès 2016), et d'autres se multiplient en Australie, en Russie (avec le champ Yamal, dans l'Arctique russe) ou dans certains pays d'Afrique comme le Mozambique et la Tanzanie.

Tous ces investissements vont augmenter l'offre mondiale de GNL disponible à partir de 2015. Par ailleurs, le contrat signé le 21 mai dernier entre la Russie et la Chine, pour la fourniture, par gazoduc, de 38 milliards de mètres cubes de gaz par an pendant 30 ans, pourrait contribuer à réduire la demande chinoise en GNL et donc à libérer davantage de volumes pour les autres gros pays importateurs.

Néanmoins, les perspectives pour l'Europe restent incertaines. Si certains énergéticiens européens ont déjà annoncé la conclusion d'accords pour sécuriser, sur le long-terme, les nouveaux volumes de GNL américains disponibles à l'export, il est fort probable que ces volumes additionnels seront dirigés en priorité vers les marchés les plus rémunérateurs que sont l'Asie ou l'Amérique du Sud.

1.2 Déconnexion persistante entre les prix du gaz et du pétrole

En 2013 et au premier semestre 2014, les prix du pétrole sont restés relativement stables, en oscillant autour des 110\$/b, et ceci malgré les tensions géopolitiques en Lybie, en Irak ou en Russie.

Graphique 5 : Evolution des prix du Brent



L'écart entre les prix du gaz de marché et les prix de long terme indexés sur le pétrole peut être mesuré au travers de l'évolution entre les prix month-ahead et la formule des tarifs règlementés de vente de gaz (TRV) qui traduit les coûts d'approvisionnements de GDF Suez à travers ses contrats de long-terme. L'évolution de la part indexée « marché » dans la formule des TRV reflète les renégociations des contrats avec les pays producteurs qui ont introduit, depuis plusieurs années, davantage de référence au marché du gaz dans l'établissement de leur prix de vente. Ainsi, au 1^{er} juillet 2013, la part marché est passée de 35% à 45%, et au 1^{er} juillet 2014 c'est désormais de 59,8% de la formule qui se réfère directement aux marchés de gros du gaz. Cette augmentation de la part marché rapproche mécaniquement les prix TRV des prix de gros du marché du gaz.

Les valeurs à terme présentées dans le graphique 6b, calculées à partir des cotations des produits à terme sur les marchés au 27 juin 2014, anticipent une augmentation des prix issus des contrats de long terme avec une stabilisation au cours de l'année 2015. Il convient toutefois de préciser que ces valeurs ne présagent pas de l'évolution effective des prix du gaz ni des coûts d'approvisionnement inclus dans les TRV.

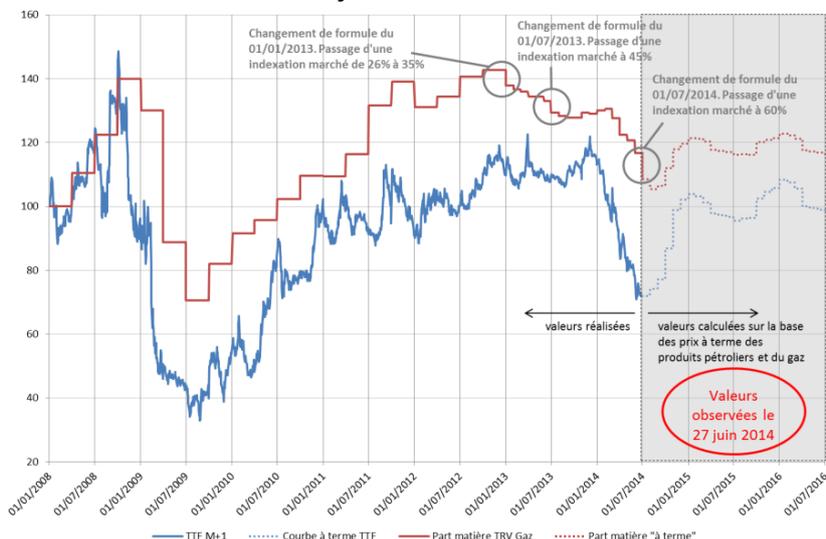
Graphique 6 : Comparaison entre prix du gaz sur les marchés de gros et prix du gaz issus de la formule des TRV (base 100 au 1^{er} janvier 2008)

a. A fin juin 2013 : courbe à terme contre évolution réalisée



Note : (1) la courbe bleue en continu représente la courbe des prix du produit month-ahead PEG Nord. (2) la courbe bleue en pointillée représente la courbe des prix à terme au PEG Nord telle qu'observée le 27/06/2013. (3) La courbe rouge en continu représente l'évolution de la part matière dans les coûts d'approvisionnement de GDF Suez et intègre les différents changements de formule. (4) la courbe rouge en pointillés représente l'évolution « à terme » de la part matière, calculée à partir des valeurs à terme des indices composant la formule actuelle et telles qu'observées le 27/06/2013.

b. A fin juin 2014 : courbe à terme



Sources : Bloomberg, Heren, Reuters – Analyse : CRE

Note : (1) la courbe bleue en continu représente la courbe des prix du produit month-ahead PEG Nord. (2) la courbe bleue en pointillée représente la courbe des prix à terme au PEG Nord telle qu'observée le 27/06/2014. (3) La courbe rouge en continu représente l'évolution de la part matière dans les coûts d'approvisionnement de GDF Suez et intègre les différents changements de formule. (4) la courbe rouge en pointillés représente l'évolution « à terme » de la part matière, calculée à partir des valeurs à terme des indices composant la formule actuelle et telles qu'observées le 27/06/2014.

1.3 Le prix du CO₂ se redresse progressivement

Les prix du CO₂ se forment sur la base de l'équilibre offre/demande du marché des quotas, tel que perçu par les acteurs de marché :

- L'offre des EUA ou allocations européennes (« European union allowances ») correspond à la quantité de quotas mise en circulation sur le marché primaire dans le cadre de l'allocation gratuite et de la mise aux enchères de quotas. Depuis 2013, environ 50% du volume total des quotas sont alloués gratuitement et 50% sont mis aux enchères.
- La demande des EUA dépend des émissions réelles vérifiées sur les sites industriels soumis à conformité du Système Communautaire d'Echange des Quotas d'Emission (SCEQE).

Des prix EUA en baisse en 2013 et en hausse au premier semestre 2014

Le prix spot du quota européen EUA a baissé de 2012 à 2013, passant en moyenne de 7,34 €/t à 4,46 €/t (-39%). Le prix du quota a ensuite augmenté, passant à 5,57 €/t au premier semestre 2014 (4,24 €/t au premier semestre 2013). Le prix du carbone a été bas pendant cette période en raison du surplus de quotas en circulation accumulé depuis 2010 (voir section 2.2.1) et du prolongement du ralentissement de la production industrielle dans un contexte de crise économique.

Début 2013, les prix des EUA ont fortement baissé en raison de l'incertitude concernant la proposition de « *backloading* » faite par la Commission européenne fin 2012 (voir Encadré 1). Ils ont affiché une moyenne de 3,86 €/tCO₂ au deuxième trimestre 2013, ce qui est un record à la baisse.

A la suite de l'approbation de la mesure de « *backloading* » par le Parlement européen le 3 juillet 2013, les prix du quota sont remontés, avec une moyenne de 4,60 €/tCO₂ au troisième trimestre 2013. Les 10 et 13 décembre 2013, le Parlement et le Conseil européens ont formellement approuvé la mesure de « *backloading* » et les prix ont atteint 4,75 €/tCO₂ au quatrième trimestre 2013. La Commission a ensuite adopté cette mesure en janvier 2014, annonçant la mise en œuvre du « *backloading* » de quotas à partir de mars 2014. Sous l'effet de cette annonce, l'EUA a nettement augmenté au premier trimestre 2014 (5,8 €/tCO₂ en moyenne) et dépasse les 7 €/tCO₂ fin février 2014. Le prix de l'EUA s'est maintenu à ce niveau pendant plusieurs semaines avant de repasser sous la barre des 5 €/tCO₂ en mai 2014. Les prix EUA ont ensuite de nouveau baissé au cours du deuxième trimestre 2014 à 5,3 €/tCO₂.

Des prix CER en baisse

En 2013, le prix spot du quota européen CER a beaucoup chuté, passant de 2,90 €/t en 2012 à 0,36 €/t en 2013 (-88%). Quant au premier semestre 2014, le prix du CER affiche des valeurs proches de zéro sur toute la période, avec un prix moyen de 0,23 €/t.

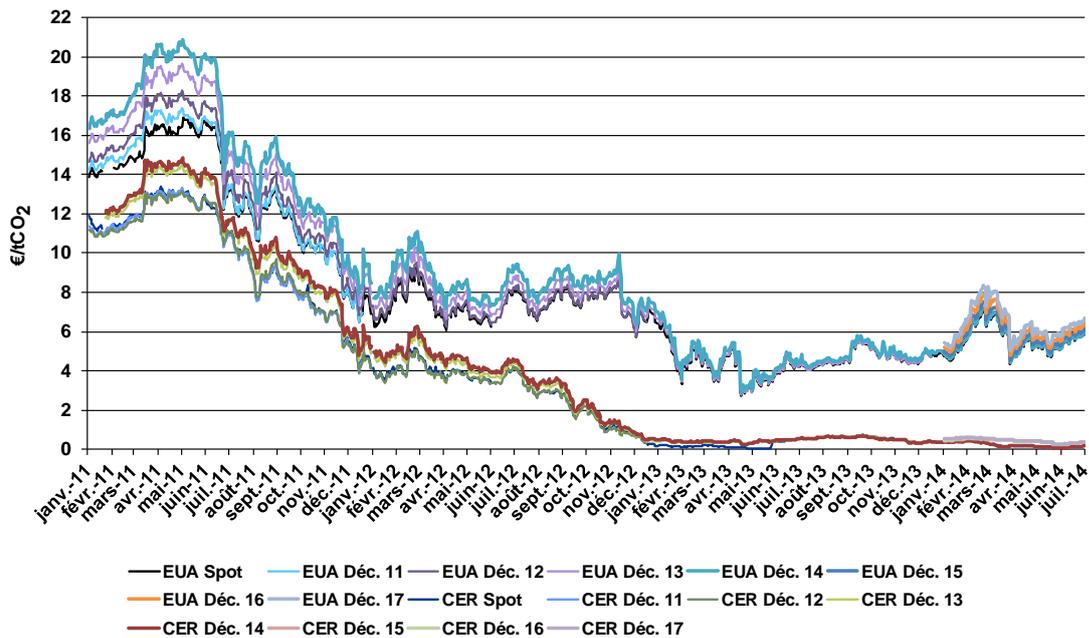
Cette situation est essentiellement attribuable au grand volume de CER en circulation sur le marché.

La déconnexion des prix CER par rapport aux prix EUA s'est poursuivie en 2013 et au premier semestre 2014, avec un écart de prix entre les deux produits passant de 4,44 €/t en 2012 à 4,11 €/t en 2013 et 5,34 €/t en 2014.

Prix des produits à terme

Au cours de l'année 2013 et du premier semestre 2014, les prix des produits à terme ont suivi une tendance très similaire à ceux des produits spot, tant pour les produits EUA que CER. Le produit EUA Y+1 est passé de à 7,50 €/t en 2012 à 4,50 €/t en 2013 en moyenne et a atteint 5,64 €/t au premier semestre 2014. Les prix des produits CER Y+1 sont quant à eux très proches de zéro en 2013 et au premier semestre 2014.

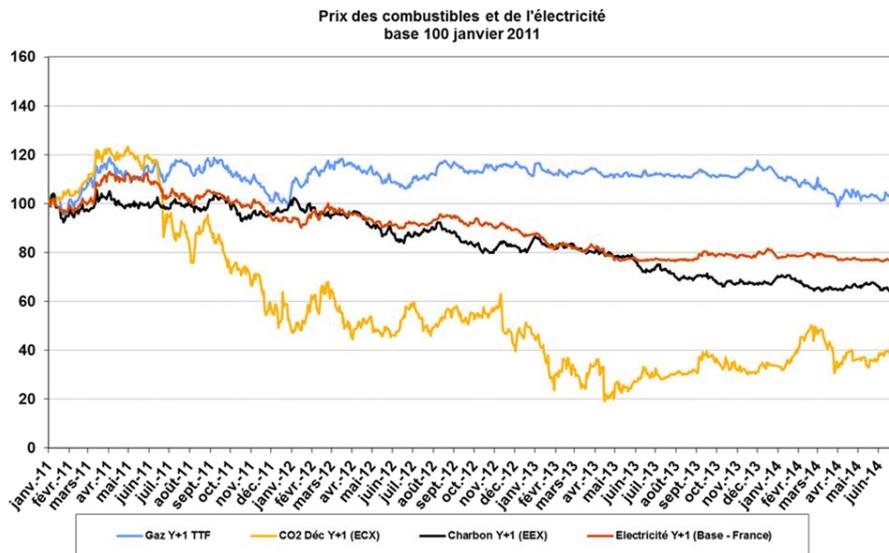
Graphique 7 : Evolution des prix EUA et CER futurs et spot depuis 2011



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

1.4 Le charbon et le gaz en concurrence pour la production d'électricité

Graphique 8 : Prix des combustibles (base 100 au 1^{er} janvier 2011)



Sources : Prix électricité : EEX Power Derivatives France Y+1 base, Prix du Gaz : Heren TTF Y+1, Prix du Charbon : EEX CIF ARA Y+1, Prix du CO2 : ECX Y+1

Les prix des combustibles sont à comparer pour déterminer le *merit order* des moyens de production entre centrales au charbon et centrales au gaz :

- Les prix du charbon ont continué de baisser au cours de l'année 2013 et au S1 2014. Depuis le premier janvier 2012, leur cours ont chuté de près de 40% du fait d'une offre mondiale abondante.

- Le cours du gaz est resté stable au cours de 2013 mais a perdu près de 15% au S1 2014.
- Enfin, les quotas carbone ont arrêté leur chute des années précédentes. En 2013, le cours de l'EUA a plus que doublé, en conséquence des progrès des réformes du Système communautaire d'échange de quotas d'émission comme le *backloading*.

Le *clean dark spread* et le *clean spark spread* représentent la marge variable à court terme théorique réalisée par les détenteurs respectifs d'une centrale à charbon et d'une centrale au gaz pour la production d'un mégawattheure d'énergie électrique (voir Graphique 9). Un décrochage durable d'une de ces valeurs par rapport à l'autre traduit la perte de compétitivité d'une des filières de production.

En 2013, l'écart entre *clean dark spread* et *clean spark spread* a continué de s'accroître en faveur du *clean dark spread* par rapport à 2012 en raison de la forte baisse du cours du charbon en 2013 tandis que le prix du gaz est resté stable. Cet écart s'est réduit au premier semestre 2014, du fait du relèvement des cours du carbone et de la baisse des prix du gaz.

Graphique 9 : *Clean dark & spark spreads*



Tableau 17 : Formule de calcul des *clean dark & spark spreads*

Clean Dark Spread (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$	Clean Spark Spread (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$
<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix Y+1 base Allemagne (€/MWh) • p_C prix Y+1 charbon (€/MWh) • p_{CO_2} prix Y+1 CO₂ (€/MWh) • α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon³⁸ • β le facteur d'émission charbon³⁹ 	<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix Y+1 base Allemagne (€/MWh) • p_G prix Y+1 gaz (€/MWh) • p_{CO_2} prix Y+1 CO₂ (€/MWh) • γ le rendement gaz⁴⁰ • δ le facteur d'émission gaz⁴¹

³⁸ Sur la base de l'hypothèse d'un pouvoir calorifique de 8,14 MWh/t pour le charbon et d'un rendement de 35% pour les centrales à charbon. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

³⁹ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon.

⁴⁰ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49% pour les centrales à gaz.

2 Evolution des marchés européens

2.1 Le marché de l'électricité

2.1.1 Les réflexions actuelles sur les énergies renouvelables en Allemagne

Le parlement allemand a adopté au début du mois de juillet 2014 une réforme de la loi sur les énergies renouvelables (« EEG »), qui est entrée en vigueur le 1^{er} août 2014. La modification de la loi a pour objectif de limiter le poids des subventions aux énergies renouvelables dans le prix final payé par le consommateur, un des plus élevés d'Europe.

La réforme vise à réduire et à différencier les subventions en fonction des technologies. Le tarif d'achat passe de 170 €/MWh pour toutes les filières confondues à 120 €/MWh en moyenne et met l'accent sur le développement des technologies les moins coûteuses, notamment l'éolien terrestre et le photovoltaïque, respectivement à 90 €/MWh et 110 €/MWh. La loi prévoit aussi la réduction graduelle des tarifs d'achat.

Une autre modification apportée par le texte est l'obligation pour les nouvelles installations de vendre leur électricité sur le marché⁴². Les producteurs bénéficient d'une prime, versée en complément de la rémunération du marché, à hauteur de la différence avec le tarif d'achat.

Ce complément est financé par un prélèvement sur la facture énergétique des ménages et des entreprises. La réforme prévoit une répartition plus équitable de la charge des subventions, en limitant son exonération aux entreprises électro-intensives exposées à la concurrence internationale et en demandant aussi une contribution pour l'électricité autoconsommée.

A partir de 2017 au plus tard, la loi allemande prévoit de procéder à des appels d'offres pour établir le niveau de la prime pour les nouvelles installations. Le projet sera attribué à l'offre la plus économique. La production sera ensuite vendue sur les marchés de gros, l'investisseur supportera donc les aléas des prix de marché.

2.2 Le marché du CO₂

2.2.1 Evolution de l'offre de quotas sur le marché et évolution du cadre institutionnel

Quotas mis aux enchères

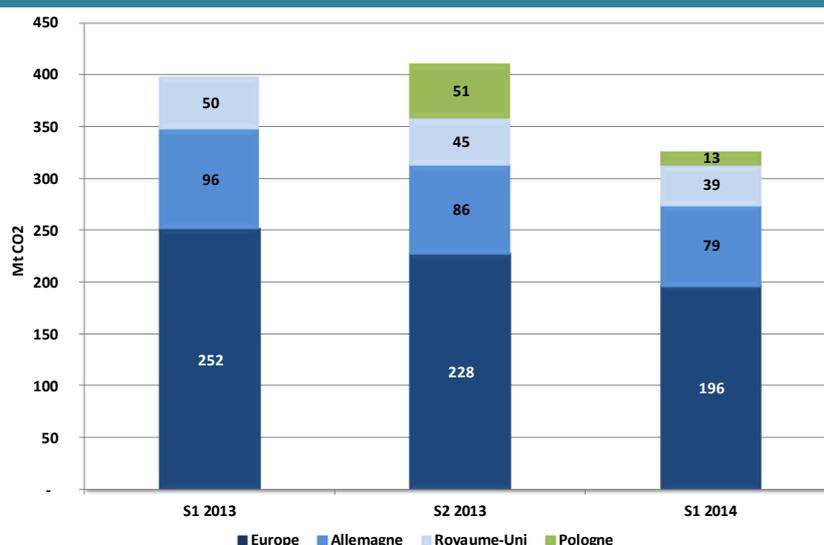
En 2013, la part des quotas mis aux enchères par rapport au montant total de quotas alloués s'est fortement appréciée dans le cadre de la Phase III. Les enchères de quotas se sont tenues sur les plateformes EEX et ECX pour la demande européenne et les demandes individuelles de l'Allemagne, la Grande-Bretagne et la Pologne. Près de 900 M de quotas ont été mis aux enchères pour l'année 2013 (environ 800M de quotas en 2013 plus 90M de quotas mis aux enchères de façon anticipée en 2012), soit 48% des quotas distribués en 2013. En comparaison, les quotas mis aux enchères représentaient moins de 3% des quotas distribués en 2012.

Au premier semestre 2014, la part des quotas mise aux enchères s'est réduite dans le cadre de la mise en œuvre du « *backloading* », mesure approuvée par la Commission européenne et le Parlement européen en 2013 (voir Encadré 1). Dans ce cadre, environ 100 M de quotas n'ont pas été mis aux enchères au deuxième trimestre 2014 par rapport au calendrier des enchères. Au total, 400 M de quotas ne seront pas proposés aux enchères en 2014 et seront réintroduits au marché en 2019 et 2020.

⁴¹ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,41 t CO₂/ MWh pour les centrales à gaz.

⁴² Pour les installations supérieures à 500 KW jusqu'au 31 décembre 2015 et 100 KW après, les plus petits producteurs pourront toujours bénéficier du tarif d'achat.

Graphique 10 : Quotas d'émission mis aux enchères dans le cadre de la Phase III



Source : Commission européenne – Analyse : CRE

Quotas alloués gratuitement

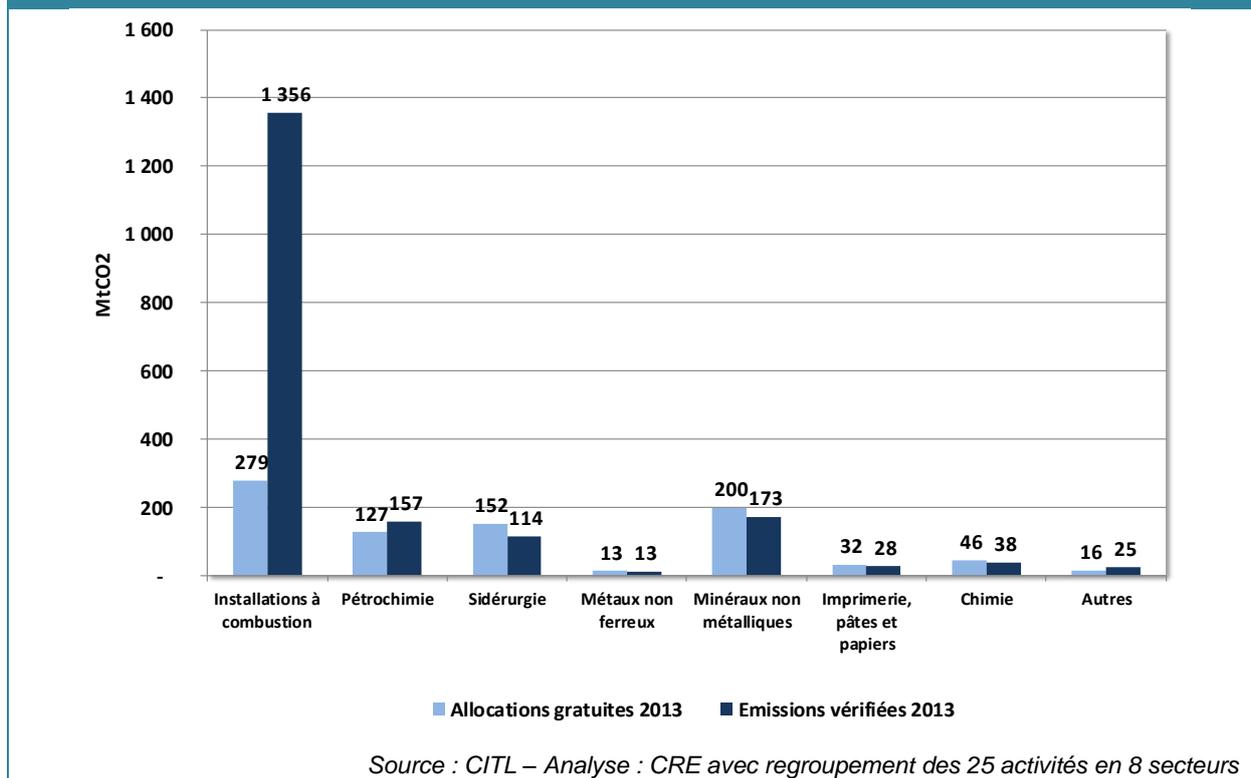
En 2013, le champ d'application du SCEQE s'est élargi et couvre de nouveaux secteurs d'activités. En plus des onze secteurs d'activité présents en 2012, quatorze secteurs se sont ajoutés à la liste des activités recevant des quotas gratuits en 2013. Ces vingt-cinq secteurs ont été regroupés en huit catégories d'industrie pour plus de lisibilité (voir Graphique 14).

Le secteur des « installations à combustion » est de nouveau déficitaire en quotas et a vu son volume d'allocations gratuites diminuer sensiblement dans le cadre de la Phase III. En effet, le secteur de la production d'électricité ne reçoit plus d'allocations gratuites depuis le début de la phase III (à l'exception des pays exemptés⁴³), ces volumes étant désormais distribués directement aux enchères. Par ailleurs, le secteur de la « pétrochimie » (activités de raffinage) est également déficitaire. Enfin, le secteur de l'aviation ne rentre plus dans le champ d'application du SCEQE en 2013 du fait de la mesure de suspension « *stop the clock* »⁴⁴ de la Commission européenne instaurée depuis 2012 et qui retarde l'obligation pour ce secteur de restituer des quotas.

⁴³ Huit pays européens bénéficient d'une exemption leur permettant de conserver un système d'allocations gratuites de quotas pour le secteur de la production d'électricité.

⁴⁴ Voir le mémo http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-12-854_fr.htm

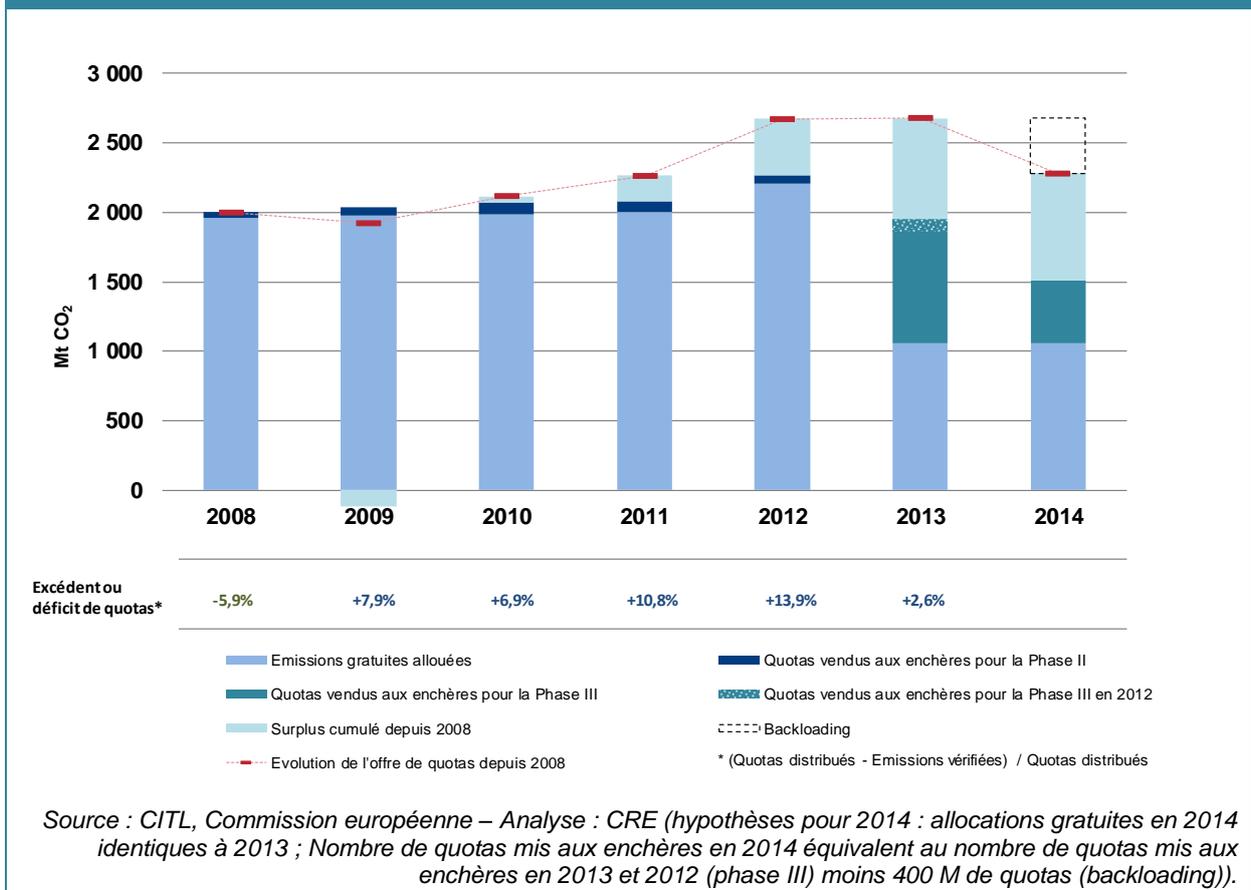
Graphique 11 : Allocations gratuites et émissions vérifiées par type de secteur en 2013



Offre globale de quotas et évolution du surplus

En 2014, le surplus de quotas s’est stabilisé à un niveau équivalent à celui de 2013 (environ 800 Mt), sous l’effet d’un excédent de quotas qui n’a pas été trop élevé pour l’année de conformité 2013 (+2,6% d’excédent, soit 50 Mt) (voir Graphique 12). Ce surplus reflète uniquement la différence cumulée entre les quotas distribués (allocation plus enchères) et les émissions réelles du SCEQE, sans prendre en compte le fait qu’une partie des droits d’émission ont été restitués sous la forme d’unités de Kyoto.

Graphique 12 : Accumulation d'un surplus de quotas et excédent



Dans ce contexte, des mesures structurelles sont actuellement discutées et mises en œuvre par la Commission européenne pour essayer de réduire le surplus de quotas cumulé depuis 2010.

Encadré 1 : Les réformes structurelles du marché du CO₂⁴⁵

Le marché SCEQE est caractérisé par un surplus de quotas en circulation estimé à plus de 2 milliards de quotas en prenant en compte les quotas restituables sous la forme d'unités Kyoto, soit l'équivalent d'une année de conformité. Ce surplus explique en partie le fait que le prix de l'EUA est bas, en plus du prolongement du ralentissement de la production industrielle dans un contexte de crise économique.

Ainsi depuis fin 2012, la Commission européenne propose des mesures pour endiguer l'accumulation du surplus de quotas. Les mesures principales sont le « *backloading* » et la réserve de stabilité de marché.

Mesure de « *backloading* » (pendant la Phase III) :

La mesure de mise en réserve (ou « *backloading* ») de quotas a été approuvée en décembre 2013 par le Parlement et le Conseil européens. Cette mesure vise à reporter la mise aux enchères de 900 M de quotas d'émission entre 2014 et 2016 pour les mettre sur le marché en 2019 et en 2020. Ainsi, 400 M de quotas doivent être retirés des enchères en 2014, 300 M en 2015 et 200 M en 2016. 300 M de quotas doivent ensuite être réintroduits en 2019 et 600 M en 2020. La mise en œuvre de la mesure de « *backloading* » a débuté au deuxième trimestre 2014 et plus de 100 M de quotas ont été mis en réserve⁴⁶, c'est-à-dire non mis aux enchères.

Proposition de création d'une réserve de stabilité (à partir de la Phase IV) :

La réserve de stabilité de marché (« *market stability reserve* ») a été proposée par la Commission européenne en janvier 2014 pour répondre à la situation de surplus de quotas et renforcer le système en cas de forte baisse de la demande. Cette mesure permet de constituer une réserve de quotas d'émission à partir de 2021 en fonction du niveau de quotas en circulation.

Selon la proposition de la Commission européenne plusieurs cas se présenteraient chaque année⁴⁷ :

- dans le cas où le volume de quotas en circulation est supérieur à 833 M de tonnes, alors 12% du volume de quotas est mis en réserve ;
- dans le cas où le volume de quotas en circulation est inférieur à 400 M de tonnes, alors 100 M de quotas sont réintroduits sur le marché ;
- entre 400 M et 833 M de tonnes sur le marché, il n'y a pas d'action de la réserve.

L'objectif est ainsi de réduire le surplus de quotas en circulation et d'assurer une plus grande stabilité du marché du carbone.

La proposition de réserve de stabilité de marché est actuellement discutée entre les parties prenantes et un vote institutionnel serait envisagé début 2015.

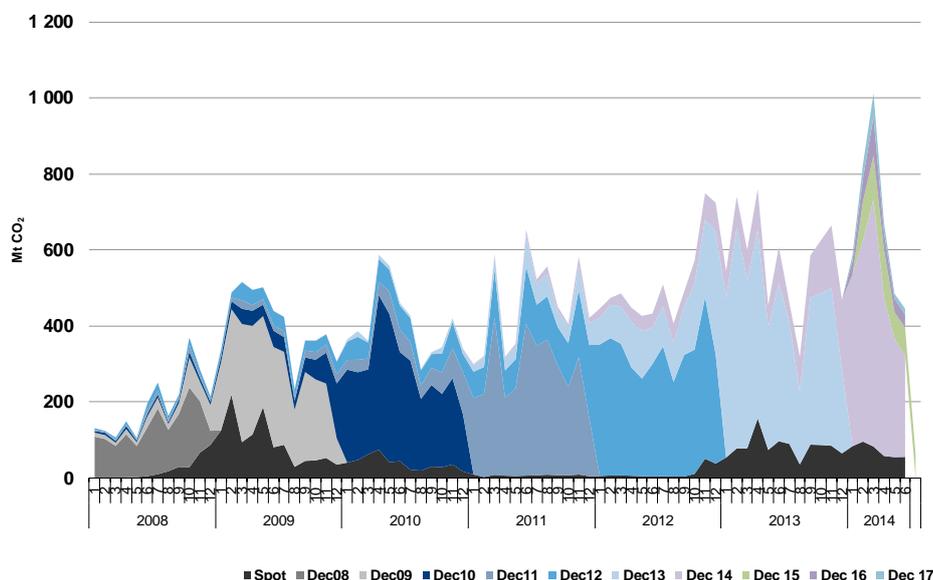
⁴⁵ Pour plus d'informations voir http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index_en.htm

⁴⁶ Voir les calendriers sur les sites d'EEX <http://www.eex.com/blob/68856/bac06c090e3659f3b066f12ce39fdbc2/2014-auction-calendar-pdf-data.pdf> et ECX <https://www.theice.com/emissionsauctions.jhtml>

⁴⁷ Voir le lien <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014PC0020&from=EN>

A partir de novembre 2012, on observe une augmentation des échanges sur le marché spot des EUA, en lien avec les annonces institutionnelles successives de la Commission européenne. Ainsi, en 2013 environ 1 Md de tonnes de CO₂ ont été échangés sur le marché spot EUA, contre 135 M de tonnes en 2012. Au premier semestre 2014, environ 400 M de tonnes ont été échangés sur le marché spot.

Graphique 13 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



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

2.3 Le marché du gaz

2.3.1 Baisse de la production de gaz en Europe

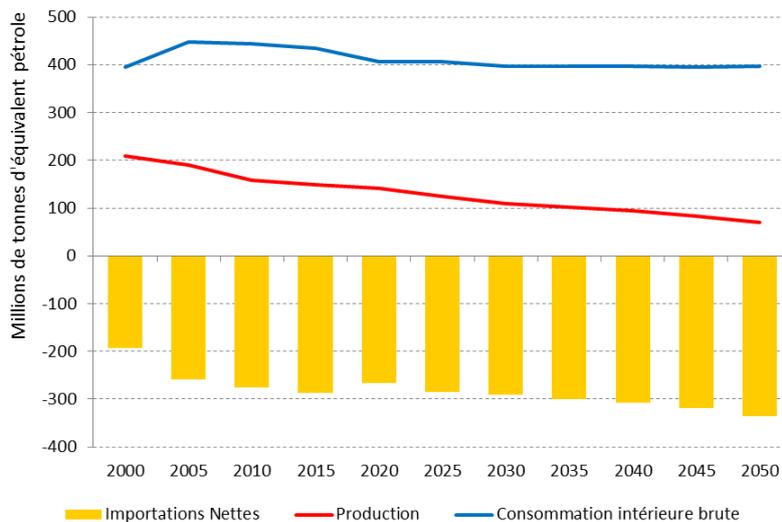
La production de gaz dans l'Union Européenne continue de décroître en 2013. Cette tendance s'explique par la maturité des champs de gaz européens (à titre illustratif, 2013 a marqué la fin d'exploitation commerciale du gisement de Lacq en France). Le gouvernement néerlandais⁴⁸ a même défini une trajectoire descendante pour la production de son champ géant onshore de Groningue, à la fois pour gérer le déclin des réserves, mais aussi pour réduire la sismicité autour du champ et favoriser l'exploitation de gisements plus petits.

Si les effets de cette baisse de production ne se sont pour l'instant pas fait ressentir, c'est que la demande baisse en Europe depuis le début de la crise économique. Les perspectives dressées par la Commission européenne⁴⁹ prévoient une trajectoire déclinante de la consommation de gaz naturel jusqu'en 2050. Néanmoins, la baisse des quantités de gaz produites en Union Européenne étant beaucoup plus forte (Graphique 14), l'Union Européenne sera, à cet horizon, de plus en plus dépendante de ses importations, notamment de celles provenant de Russie, à défaut de trouver d'autres sources d'approvisionnement.

⁴⁸ Les Pays-Bas sont les premiers producteurs de gaz naturel de l'Union Européenne et représentent environ la moitié de la production de l'Union.

⁴⁹ Source : rapport [EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050](#), Commission Européenne

Graphique 14 : Projection de l'équilibre offre/demande de gaz naturel de l'Union Européenne



Source : EU Energy, Transport, and GHG Emissions Trends to 2050 – Analyse : CRE

2.3.2 La crise ukrainienne

Les récentes tensions politiques en Ukraine suscitent des craintes quant à la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Europe.

Encadré 2 : la réaction des marchés aux événements ukrainiens

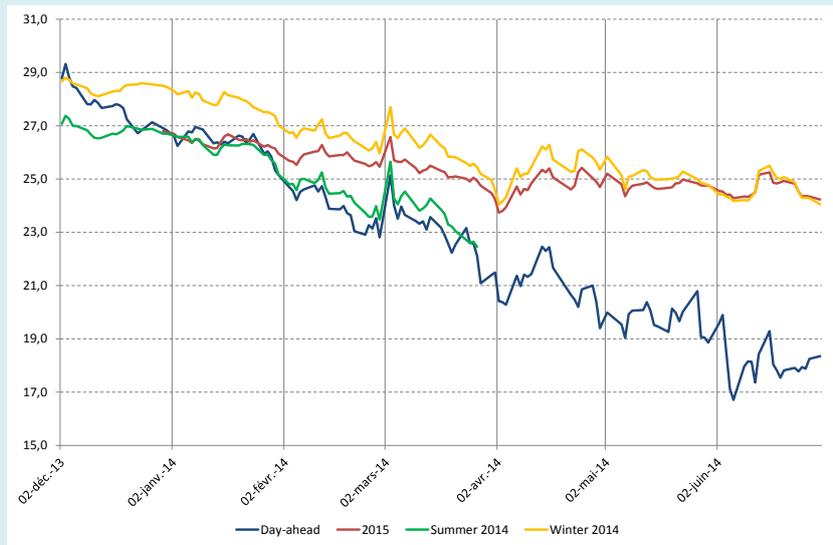
La situation politique en Ukraine soulève des craintes quant à l'apparition d'une nouvelle crise gazière affectant les flux russes vers l'Europe⁵⁰. Malgré ces tensions, aucun pays n'a déclaré de risques potentiels sur son approvisionnement à court terme, en partie grâce à la consommation faible et aux niveaux de stock élevés au premier semestre 2014⁵¹. Ainsi, sur les marchés de gros du gaz en Europe, la situation en Ukraine n'a eu que peu d'effet sur les prix spot qui ont affiché une forte tendance baissière tout au long du semestre du fait des approvisionnements confortables (voir section 2.1). Inversement, cette situation s'est fait ressentir sur le marché à terme, où les prix des contrats hiver 2014/2015 n'ont que légèrement diminué, provoquant un écartement considérable du spread été/hiver (Graphique 15), incitant les acteurs européens à remplir davantage les stockages⁵². Les prix à terme ont réagi aux événements tels que l'annonce par différentes sources de presse de l'avancée de troupes russes en Crimée début mars et les nouveaux heurts début avril à l'est de l'Ukraine.

⁵⁰ D'après l'AIE, en 2013 l'Europe était dépendante du gaz russe à hauteur de 30% de sa consommation. Près de la moitié de ce gaz a été acheminé via l'Ukraine. Lors des derniers conflits gaziers de 2006 et de 2009, Gazprom avait suspendu les flux vers l'Ukraine, affectant fortement l'approvisionnement du reste de l'Europe.

⁵¹ Selon les chiffres de *Gas Infrastructure Europe*, le niveau de remplissage des stocks européens se situait à environ 69% à la fin du mois de juin 2014.

⁵² Selon les chiffres de *Gas Infrastructure Europe*, les stocks européens étaient remplis à hauteur de 90% à la fin du mois de septembre 2014.

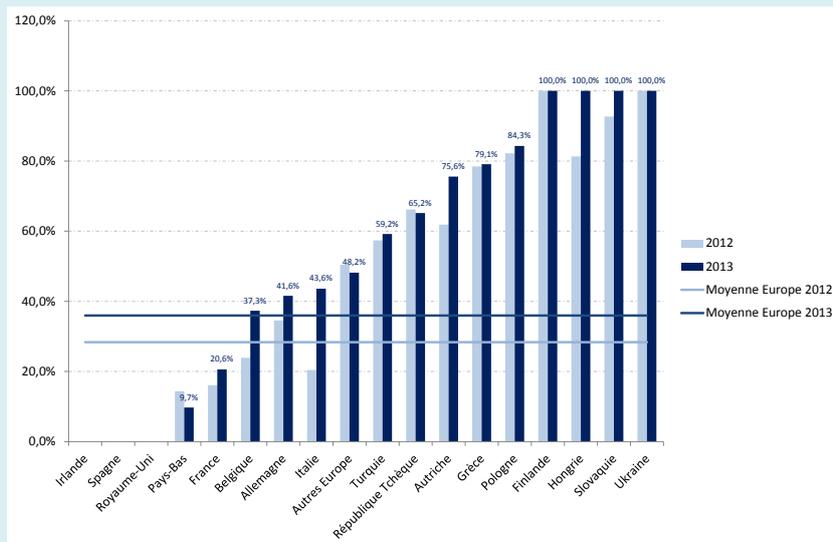
Graphique 15: Ecart entre les prix spot et les prix à terme au PEG Nord au premier semestre 2014



Source : Powernext – Analyse : CRE

Une éventuelle baisse des exportations russes via l'Ukraine aurait des effets contrastés sur l'approvisionnement des pays européens. Depuis les derniers conflits, l'Europe a réduit sa dépendance vis-à-vis de la route ukrainienne (67% du gaz russe vers l'Europe pourrait la contourner), grâce notamment au nouveau pipeline *North Stream* reliant directement la Russie et l'Allemagne via la mer Baltique. Par ailleurs, le développement de nouvelles infrastructures, notamment en GNL, a permis de renforcer la sécurité d'approvisionnement en Europe. En revanche, le gaz russe reste prédominant dans certains pays de l'UE (Graphique 16) : en 2013, sa part s'élevait à 42% des approvisionnements en Allemagne et à plus de 80% dans les pays à l'est de l'Union. En comparaison, il ne représentait que 21% des approvisionnements en France. Ainsi, la substitution en cas de coupure d'une partie importante du gaz russe dans certains pays semble difficile (notamment à l'est de l'Europe).

Graphique 16 : Dépendance des pays européens vis-à-vis du gaz russe (2012 / 2013)



Source : BP Statistical review 2013 et 204

Si l'Europe a réduit sa dépendance vis-à-vis de la route ukrainienne par rapport aux crises précédentes, la part du gaz russe dans ses approvisionnements continue à s'accroître du fait notamment de la baisse des productions britannique et néerlandaise, la stagnation des flux norvégiens et les tensions sur les marchés du GNL. Inversement, l'Europe représente le principal débouché du gaz russe. Cette interdépendance joue un rôle majeur sur le plan géopolitique, ce qui à l'avenir pourrait inciter l'Europe à poursuivre la diversification de ses approvisionnements et la Russie à trouver de nouveaux acheteurs.

Ces nouveaux risques autour du gaz russe démontrent l'importance d'une meilleure intégration des marchés et des politiques de sécurité d'approvisionnement au sein de l'Union Européenne.

SECTION III : LES MARCHES DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

L'activité sur les marchés de gros de l'électricité est principalement liée à l'optimisation, par les producteurs, de la flexibilité de leurs moyens de production, aux opérations de « trading », aux échanges transfrontaliers et à la couverture par les acteurs de marché de leur consommation prévisionnelle afin de satisfaire les besoins de leurs clients.

En 2013, la production électrique en France augmente de 2% atteignant 551 TWh dans un contexte de production nucléaire stable, de forte hausse de la production hydraulique (+19%, soit +11,9 TWh) du fait de précipitations élevées, et d'une hausse de 8% (soit +2,0 TWh) de la production renouvelable qui vient compenser la baisse de la production de la filière thermique à énergie fossile (-7%, soit -3,2 TWh). Au premier semestre 2014, pour la première fois, la filière renouvelable a plus produit que la filière fossile.

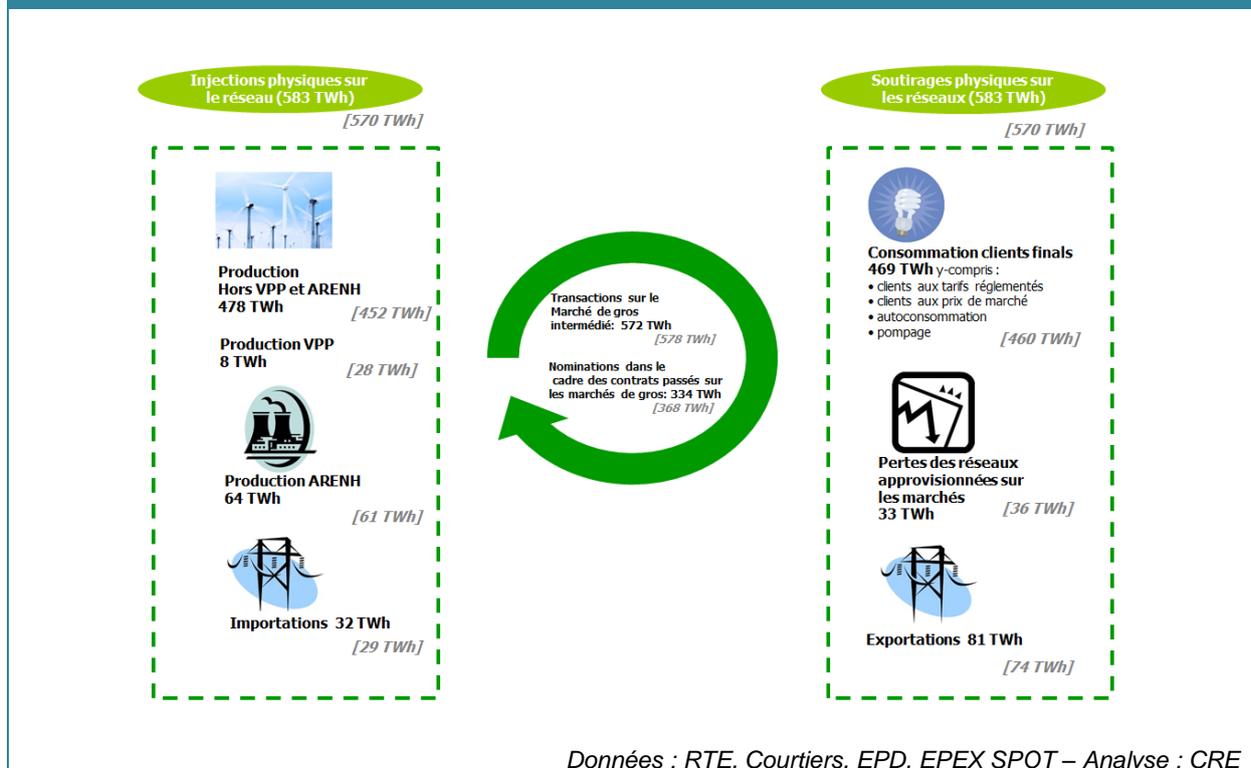
La consommation en France en 2013 se stabilise à 462 TWh (consommation des clients finals hors consommation de pompage et pertes des gestionnaires de réseau).

Le solde exportateur de la France en 2013 baisse de 1% par rapport à 2012, en lien avec un hiver froid et prolongé et une fin d'automne froide, contrebalancés par un été très fortement exportateur puisque marqué par de fort taux de production nucléaire et hydraulique.

1 Les fondamentaux de la production d'électricité

1.1 Hausse des injections et soutirages sur le réseau électrique en 2013

Graphique 17 : Bilan injections et soutirages sur le réseau électrique en 2013 [2012]



La consommation en 2013 s'est élevée à 462 TWh (hors consommation de pompage et pertes du gestionnaire de réseau), soit une augmentation de 8 TWh par rapport à 2012. Cette hausse est principalement due à une augmentation de la consommation au premier semestre 2013 du fait de l'hiver très froid. Les flux d'électricité ont connu une hausse des exportations portée par l'amélioration

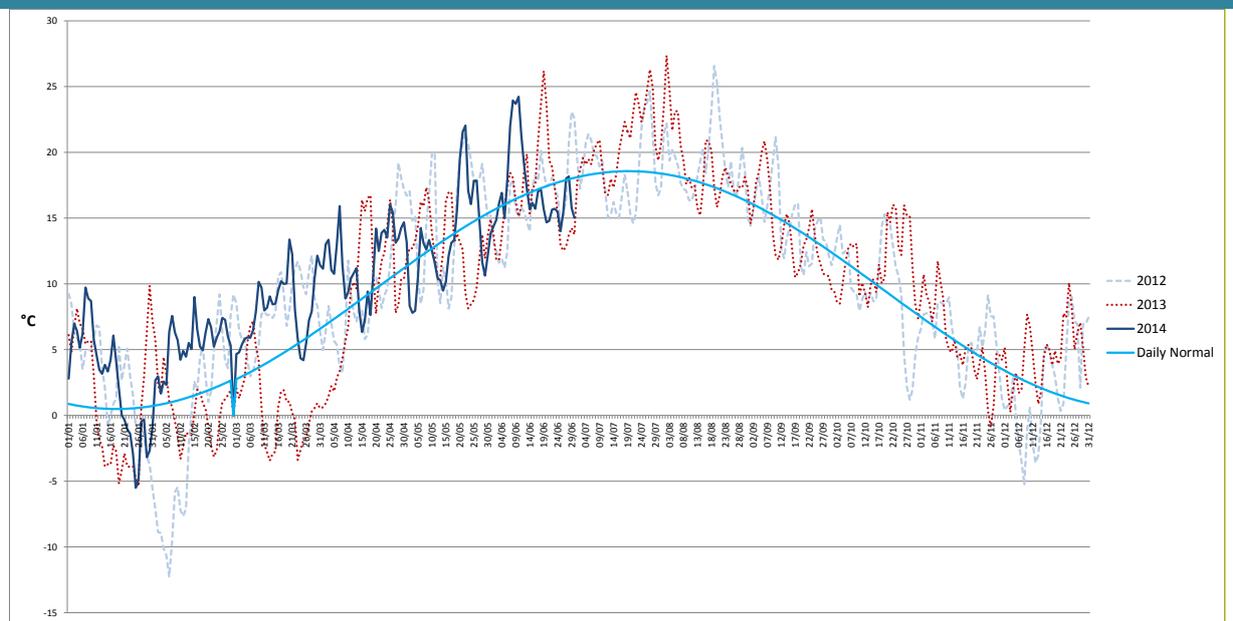
de la disponibilité du nucléaire, ainsi qu'une hausse des importations du fait des températures hivernales qui se sont prolongées sur une bonne partie du premier semestre 2013.

Les échanges sur les marchés de gros intermédiés ont, quant à eux, atteint 572 TWh, en légère diminution (-1%) par rapport à 2012. Cette baisse a surtout impacté les courtiers (-2%), alors que les volumes échangés sur les bourses étaient en augmentation (+4%).

Les livraisons physiques entre acteurs, à la suite des contrats passés de gré à gré sur les marchés de gros (intermédié et bilatéral), ont représenté 334 TWh au cours de la même année, en diminution de 9% par rapport à 2012. Cette baisse a surtout impacté les courtiers (-11%). Le Graphique 17 présente une vision simplifiée de ces différents flux pour l'année 2013 et 2012 (chiffres entre crochets). Les détenteurs de droit ARENH ont requis des volumes plus importants à EDF en 2013 tandis que la production dans le cadre du mécanisme Virtual Power Plant⁵³ (VPP), dont les enchères se sont interrompues en 2012, est en nette diminution.

1.2 Une forte consommation au premier semestre 2013 dans un contexte d'hiver froid et prolongé

Graphique 18 : Températures au cours des quatre dernières années comparées aux températures de référence



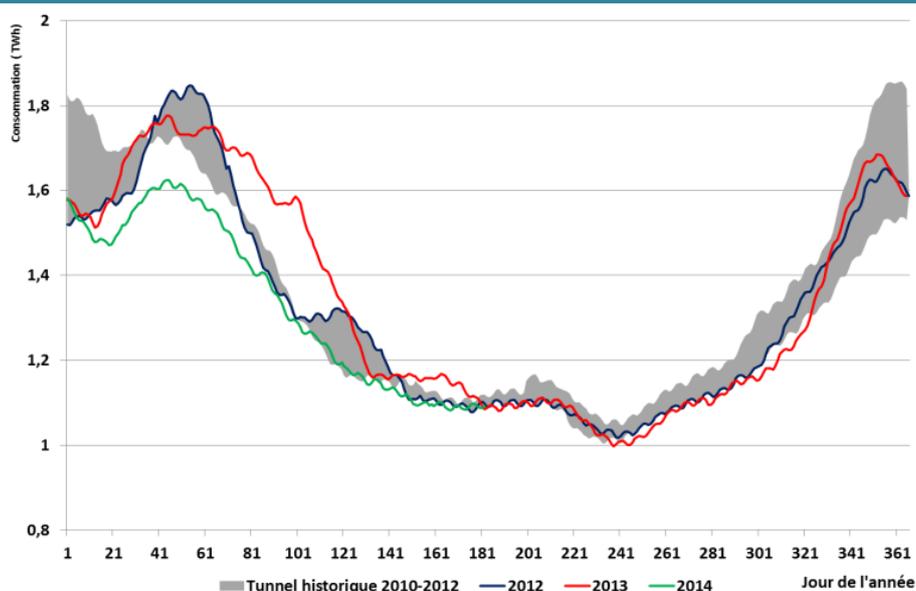
Sources : Reuters

L'année 2013 a connu un hiver particulièrement long et froid, même s'il n'a pas été marqué par une période exceptionnellement froide comme en 2012. Les températures en 2013 ont été en moyenne inférieures de 0,8 °C aux températures de référence, plus particulièrement au cours des quatre premiers mois de l'année. A l'inverse, le premier semestre 2014 a été remarquablement chaud, notamment pendant l'hiver, avec une température moyenne supérieure de 1,4 °C à la moyenne de référence.

La pluviométrie en 2013 a été supérieure de 10% à la moyenne annuelle de référence. Elle a été particulièrement élevée au printemps 2013. Au premier semestre 2014 la pluviométrie a été inférieure aux normales, avec notamment un déficit de 20% au printemps 2014.

⁵³ EDF offrait l'accès à 5 400 MW de capacité de production située en France suite à sa prise de participation dans la société allemande d'électricité EnBW en 2001. Le mécanisme s'est arrêté en 2012, suite à la vente par EDF de ses parts d'EnBW.

Graphique 19 : Consommation en France (2010-2014)

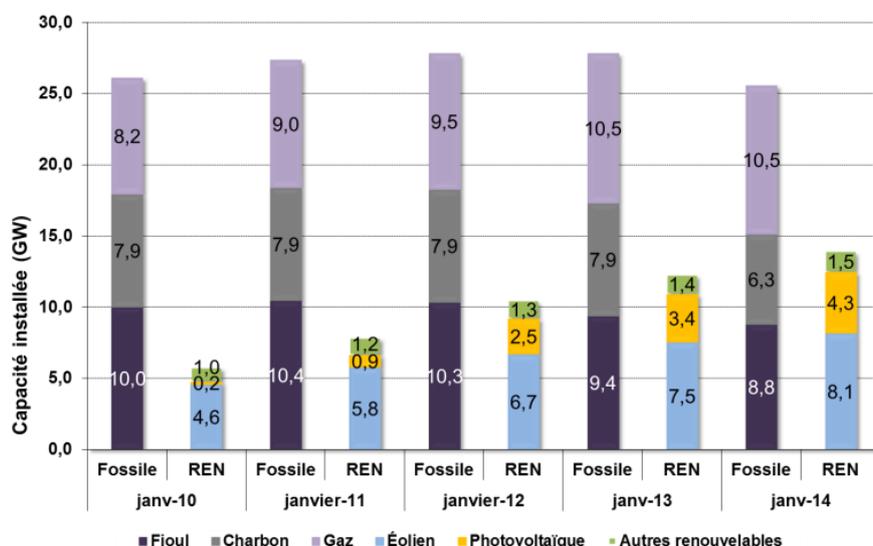


Source : RTE – Analyse : CRE

En 2013, la consommation française s'est stabilisée à 462 TWh hors pompage et hors pertes. Au premier semestre 2013, la consommation a été relativement élevée et ce pendant plus de deux mois. En 2012, la consommation avait atteint des pics plus élevés mais sur une période plus courte. Au premier semestre 2014, la consommation a atteint des niveaux historiquement bas dans un contexte d'hiver doux (voir Graphique 19).

1.3 Un parc de production français en transition

Graphique 20 : Capacités installées en France - comparaison énergies fossiles et renouvelables (2010-2014)



Source : RTE – Analyse : CRE

Au 1^{er} janvier 2014, la capacité installée en France s'élève à 128,1 GW selon RTE, soit une baisse (inférieure à 1%) de la puissance installée au cours de l'année écoulée. Mais cette baisse limitée cache en réalité deux transformations significatives du parc de production français :

- la puissance installée des filières à énergie fossile baisse de 8% au cours de l'année 2013, avec une baisse de 20% pour la seule filière charbon et de 6% pour la filière fioul. Cette baisse s'inscrit dans un contexte de fermeture de centrales au fioul et au charbon inadaptées aux nouvelles règles environnementales européennes.
- les énergies renouvelables, appuyées par les politiques environnementales et un contexte de transition énergétique, voient leur capacité installée augmenter de 13% avec, en tête, la filière photovoltaïque en croissance de 23%, suivie par l'éolien (+9%) et les ENR thermiques⁵⁴ (+6%) (voir Graphique 20).

La filière nucléaire représente 49% de ce parc installé, tandis que la filière hydraulique et la filière thermique à combustible fossile représentent chacune 20% des capacités installées. Les énergies renouvelables constituent désormais 11% du parc électrique installé en France (voir Tableau 4).

Le parc de référence⁵⁵ raccordé au réseau de transport comptabilise 104,4 GW de capacité installée au 1^{er} janvier 2014 soit une baisse de 1% par rapport au 1^{er} janvier 2013. La filière nucléaire représente 60% de ce parc avec 63,1 GW de puissance installée, et la filière hydraulique 23% du parc avec 24,2 GW de puissance installée. La filière hydraulique se partage entre deux types de production : la production de type « lac » qui dépend du niveau des stocks hydrauliques disponibles en amont des barrages français et représente 57% des capacités hydrauliques en France, et la production de type « fil de l'eau » qui dépend de l'hydraulicité des cours d'eau français exploités. La filière charbon et gaz représente 10% du parc installé de référence. Quant à la filière fioul, elle représente 7% du parc installé de référence (voir Tableau 4).

Parmi les principaux producteurs d'électricité en France⁵⁶, EDF possède plus de 96 GW de capacité installée, soit environ 91% de la puissance installée du parc de référence. Les deux autres producteurs significatifs sont :

- GDF-Suez qui, à travers la CNR, la SHEM, les actifs de production et les participations dans le parc nucléaire, exploite environ 5,4% de la puissance installée ;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient environ 2,9% de la puissance installée.

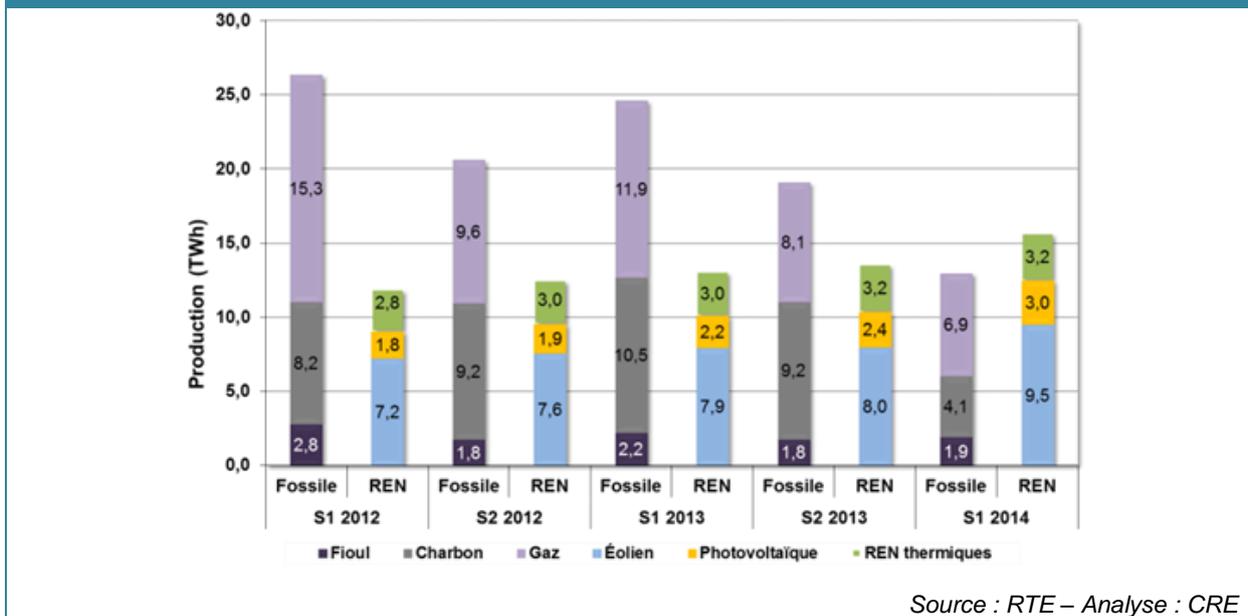
Ces trois producteurs exploitent au total près de 99% de la puissance installée du parc de référence.

⁵⁴ Centrales à combustible renouvelable (déchets ménagers, déchets de papeterie, biomasse et biogaz).

⁵⁵ Le parc de référence est constitué de l'ensemble des unités de production de puissance supérieure à 20 MW, pour lesquelles les informations de comptage horaire sont accessibles en J+1 pour J, dans des conditions économiques raisonnablement acceptables, situées sur le territoire français métropolitain et appartenant aux filières et aux producteurs précités.

⁵⁶ Données RTE au 1^{er} janvier 2013

Graphique 21 : Productions réalisées en France – comparaison énergies fossiles et renouvelables (2012-2014)



En 2013, la production en France s'est élevée à 551 TWh soit une hausse de 2% par rapport à l'année 2012. La production au premier semestre 2014, a par ailleurs été inférieure de 4% à la production du premier semestre 2013, dans un contexte d'hiver doux.

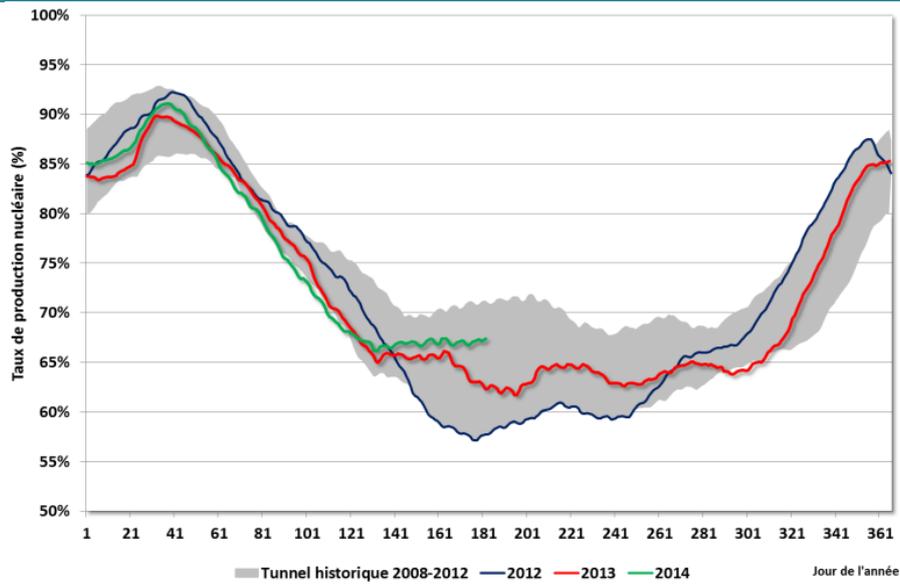
La production de la filière hydraulique a augmenté de 19% en 2013, par rapport à 2012, du fait de précipitations élevées au cours de l'année. La filière renouvelable a produit 26,8 TWh soit une augmentation de 8% par rapport à 2012, portée notamment par le photovoltaïque (+15%). La filière thermique enregistre une baisse de la production à partir de gaz (-16%) et du fioul (-18%), et une hausse de 9% de la production à partir de charbon. Ces tendances sont directement liées au prix des combustibles, avec notamment un cours du charbon en forte baisse depuis l'essor des gaz de schiste aux Etats-Unis qui a eu pour conséquence de relâcher la demande américaine sur les stocks mondiaux de charbon, libérant ainsi l'offre en Europe (voir Tableau 5).

Fait marquant au premier semestre 2014, la production thermique fossile (13 TWh) a été plus faible que la production à partir d'énergies renouvelables (15,7 TWh). Le contexte hivernal très doux a en effet bousculé les tendances saisonnières qui s'accompagnent habituellement d'une forte production des moyens de production pointe / semi-base pour couvrir les importants pics de consommation de l'hiver en France. (voir Graphique 21).

1.4 Une bonne disponibilité des moyens de production (parc de référence)

Caractérisé par une saisonnalité importante, le taux de production de la filière nucléaire se stabilise en 2013 par rapport à 2012 à un niveau de 72% (voir Graphique 22). On peut toutefois noter que le taux de production en 2013 a été inférieur au cours du premier et du dernier trimestre par rapport aux taux de 2012, en lien notamment avec une plus faible disponibilité de la filière nucléaire (voir Graphique 22). En revanche le taux de disponibilité et le taux de production nucléaire durant l'été 2013 se situent au milieu de leurs tunnels historiques, contrairement à l'été 2012 qui avait été caractérisé par une très faible disponibilité du parc nucléaire en raison de la prolongation de nombreux arrêts de tranches.

Graphique 22 : Taux de production nucléaire (2008-2014)

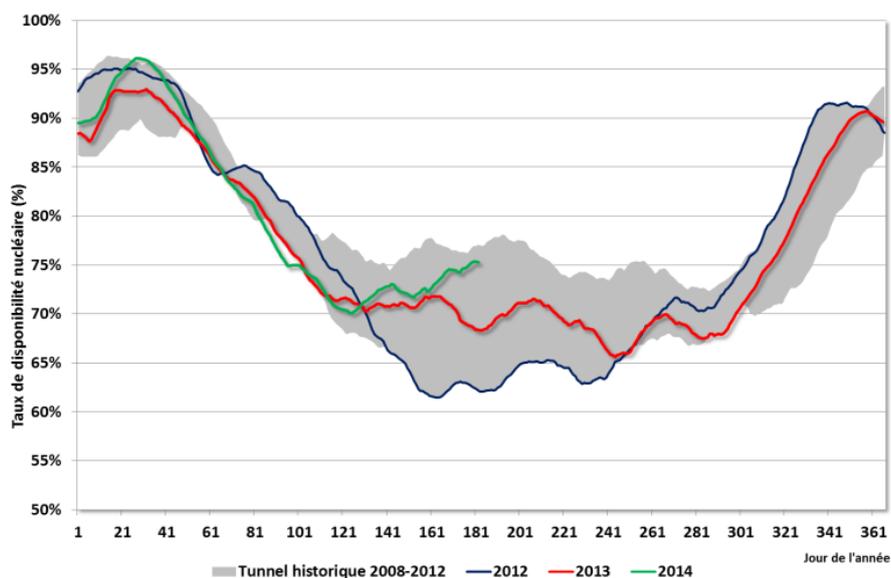


Source : RTE – Analyse : CRE (moyenne mobile sur 30 jours)

La disponibilité du parc nucléaire au premier trimestre 2014 a été élevée, assurant un bon taux de production. Elle s'est dégradée par la suite, avant de remonter sensiblement à partir du mois de mai pour atteindre le haut du tunnel historique à la fin juin 2014. Le taux de production sur cette période a donc également été meilleur.

En 2014, le groupe EDF a déclaré avoir « optimisé le volume de maintenance » et modifié son organisation du travail pour assurer une meilleure gestion des arrêts de tranches nucléaires, qui interviennent notamment pendant l'été.

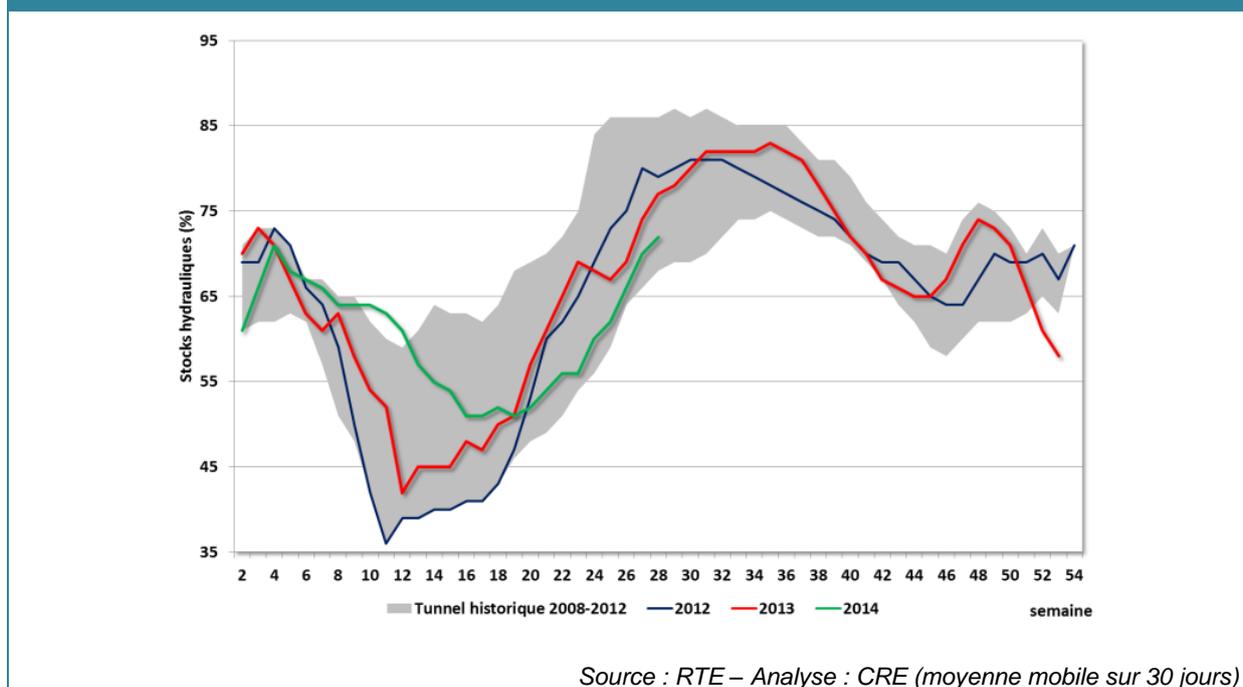
Graphique 23 : Taux de disponibilité nucléaire (2008-2014)



Source : RTE – Analyse : CRE (moyenne mobile sur 30 jours)

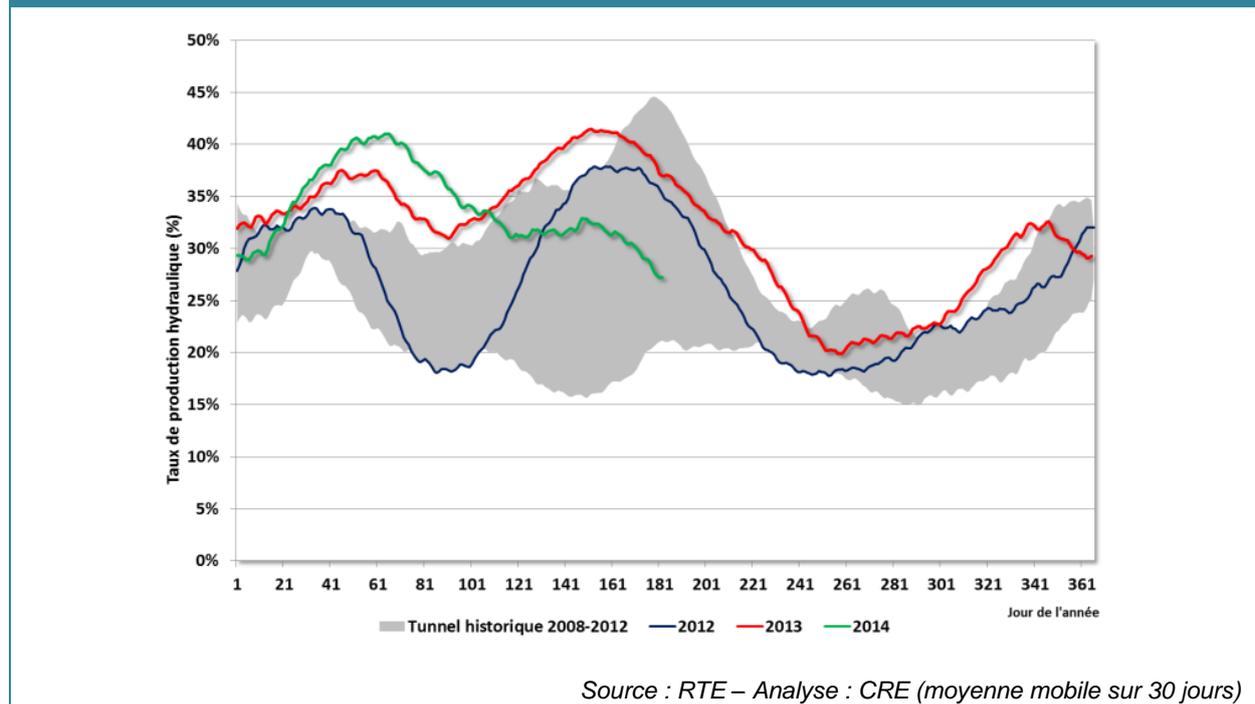
Le niveau des stocks hydrauliques du parc de référence RTE a été meilleur en 2013 qu'en 2012, avec 66,2% contre 64,7%. L'hiver 2012/2013, moins froid qu'en 2011/2012, a permis de mieux épargner les stocks hydrauliques à l'approche du printemps. Les stocks étaient particulièrement remplis à la fin de l'été 2013 après un printemps assez pluvieux. Le dernier trimestre 2013 a été marqué par des températures plus froides, qui ont beaucoup sollicité les stocks hydrauliques qui ont atteint des niveaux historiquement bas à la fin décembre. Cependant, la douceur du climat au cours du premier trimestre 2014 a permis de conserver un niveau des stocks hydrauliques confortable durant la période hivernale. A la fin juin 2014, le niveau des stocks hydrauliques se situe dans la fourchette basse du tunnel historique après un remplissage tardif des stocks au printemps (voir Graphique 24).

Graphique 24 : Niveaux des stocks hydrauliques en France (2008-2014)



Le taux de production de la filière hydraulique a été meilleur en 2013 qu'en 2012 avec 32% contre 27%. Le taux de production avait été particulièrement élevé au premier semestre 2013, dans un contexte de forte pluviométrie au printemps, tout comme au premier semestre 2014 (voir Graphique 25).

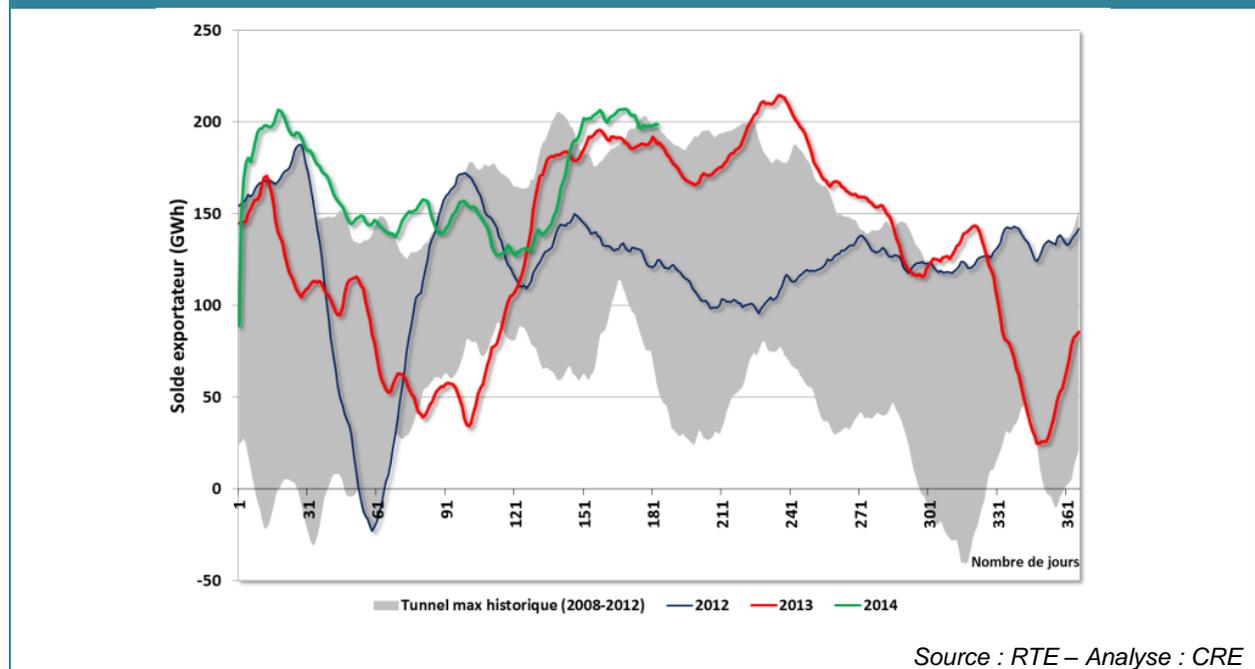
Graphique 25 : Taux de production hydraulique (2008-2014)



1.5 Un solde exportateur fortement lié à la météorologie

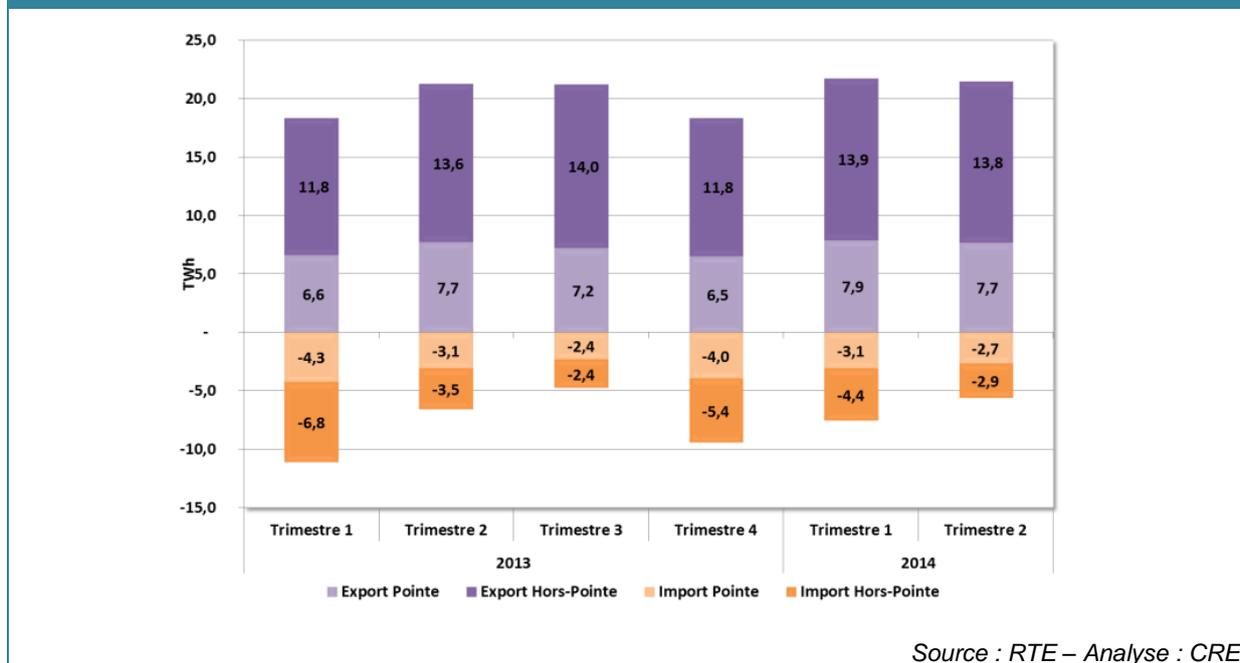
Le solde exportateur français en 2013 a baissé de moins de 1% par rapport à 2012, principalement sur les échanges hors-pointe. Le solde exportateur est de 43,9 TWh en 2013.

Graphique 26 : Solde exportateur en France (2008-2014)



Le solde exportateur en 2013 a été particulièrement élevé au cours de l'été, en lien avec de forts taux de production nucléaire et hydraulique. Au premier semestre 2014, le solde exportateur est très élevé. Il atteint à plusieurs reprises des niveaux historiquement élevés dans un contexte hivernal très doux, avec de fortes productions hydraulique, nucléaire et renouvelable (voir Graphique 26).

Graphique 27 : Imports/Exports en France (2013-2014)

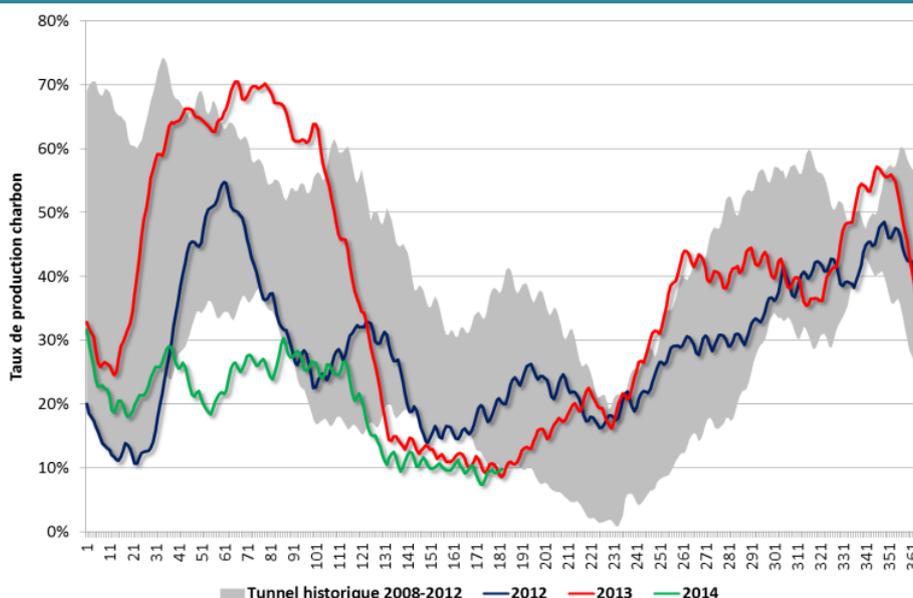


Fait marquant au premier trimestre 2014, les exportations, hors-pointe et pointe, ont été plus importantes qu'en 2013, bousculant les tendances saisonnières constatées habituellement (voir Graphique 27).

1.6 Des filières thermiques à énergies fossiles moins sollicitées

Au cours de l'année 2013, le taux de production de la filière charbon a été supérieur de 9 points au taux observé en 2012, dans un contexte d'hiver froid et de productions des filières gaz et fioul particulièrement faibles. La production de la filière charbon s'est fortement appréciée au premier trimestre 2013 pendant l'hiver froid et prolongé, ainsi qu'au quatrième trimestre 2013 à la suite de la baisse des températures. Le contexte météorologique du premier semestre 2014 n'a, pour sa part, pas permis à la filière charbon de fonctionner dans son tunnel historique, avec une baisse de 21 points par rapport au premier semestre 2013. La production s'établit pendant la majeure partie de cette période en dessous de son minimum historique (voir Graphique 28).

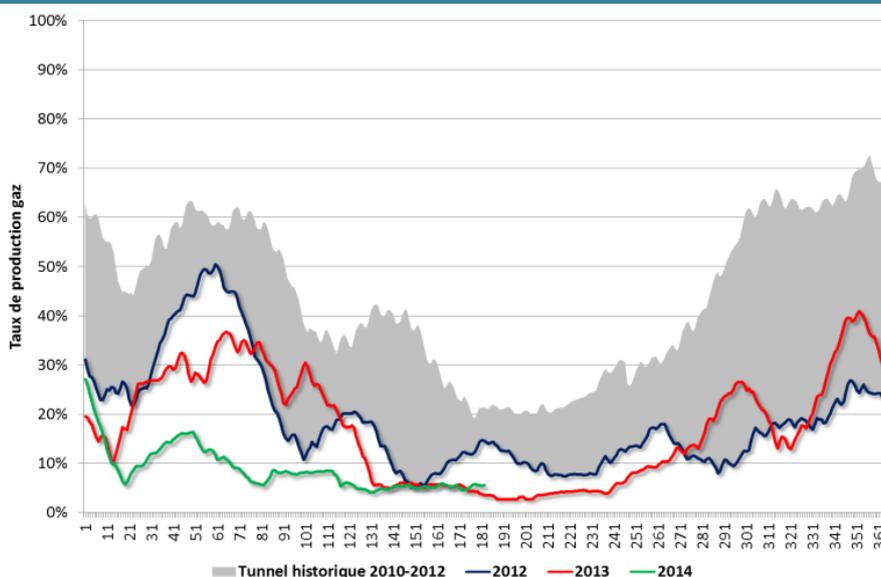
Graphique 28 : Taux de production de la filière charbon (2008-2014)



Source : RTE – Analyse : CRE (moyenne mobile sur 30 jours)

Le taux de production de la filière gaz a été plus faible qu'en 2012, avec une baisse de 2 points. L'hiver 2012/2013 n'ayant pas connu de vague de froid exceptionnelle, la filière gaz a été moins sollicitée que l'année précédente. Elle a, en revanche, été plus sollicitée au quatrième trimestre 2013 lors de la période de froid du début d'hiver 2013/2014. Tout comme pour la filière charbon, le contexte météorologique du premier semestre 2014 n'a pas permis à la filière gaz de fonctionner dans son tunnel historique (voir Graphique 29).

Graphique 29 : Taux de production de la filière gaz (2010-2014)

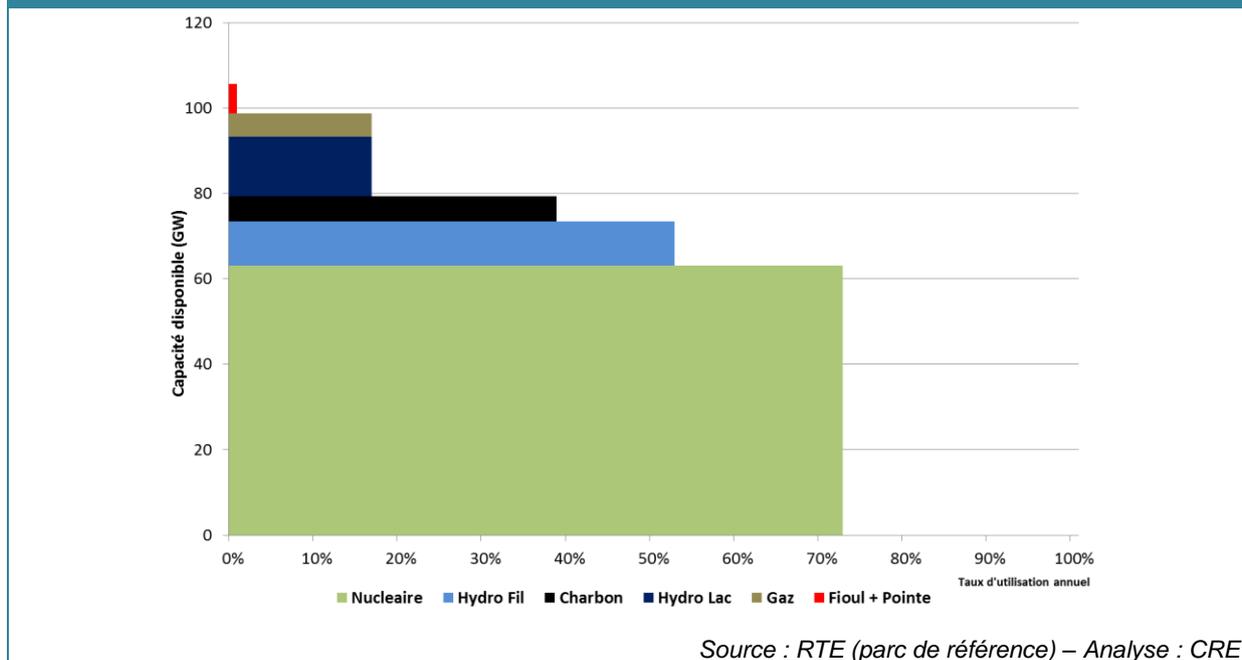


Source : RTE – Analyse : CRE (moyenne mobile sur 30 jours)

1.7 Taux d'utilisation du parc de référence français

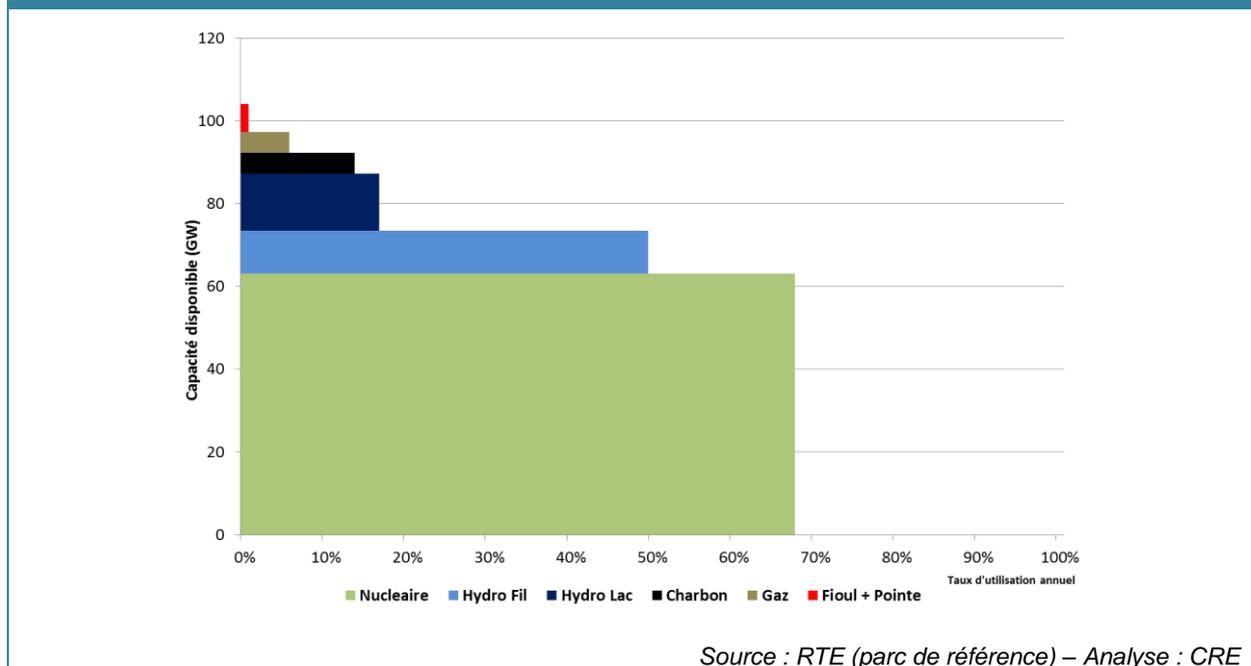
L'analyse des taux d'utilisation du parc de référence RTE, en France, permet de visualiser la sollicitation des différentes filières du parc de production au cours d'une période donnée. Le graphique représente le taux d'utilisation de chaque filière de production, c'est-à-dire le ratio entre le nombre d'heures d'utilisation et la capacité installée de chaque filière au cours de l'année. Le cumul de chacune de ces filières, par taux d'utilisation décroissants, permet de visualiser la proportion du temps de l'année pendant laquelle un certain niveau de puissance est appelé par le système électrique. Les durées d'utilisation les plus élevées correspondent ainsi aux filières de coûts marginaux les plus bas, si l'on excepte la production fatale telle que l'hydraulique fil de l'eau.

Graphique 30 : Taux d'utilisation du parc de référence en 2013



En 2013, le taux d'utilisation de la filière hydraulique au fil de l'eau a augmenté de 11 points par rapport à 2012, affichant ainsi un taux d'utilisation de 52% contre 41% en 2012. Le taux d'utilisation de la filière charbon augmente de 9 points en 2013 pour atteindre 38%. Le taux d'utilisation de la filière gaz perd, quant à lui, 2 points. Les autres filières évoluent peu (voir Graphique 30).

Graphique 31 : Taux d'utilisation du parc de référence au S1 2014

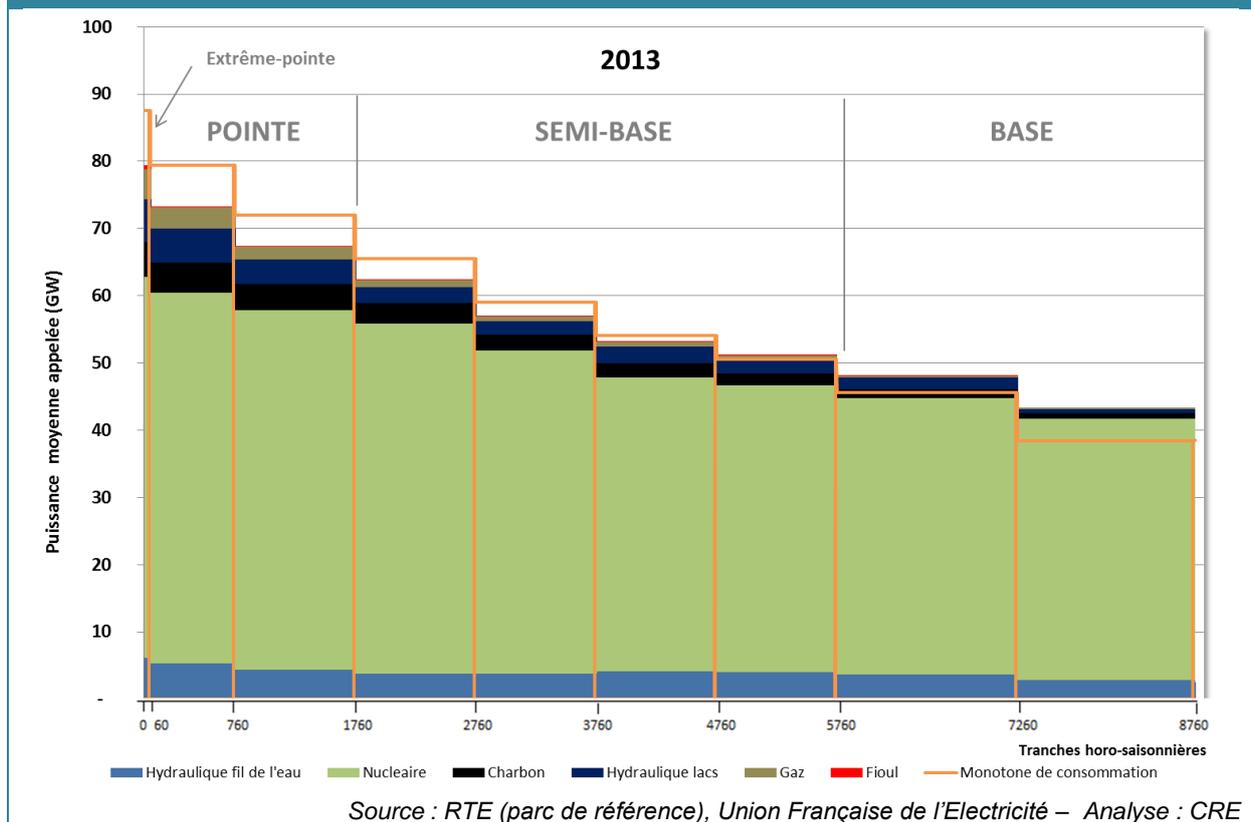


Au cours du premier semestre 2014 le taux d'utilisation des filières charbon s'est fortement réduit : le taux d'utilisation de la filière charbon baisse de 21 points et s'établit à 19%, et le taux d'utilisation de la filière gaz perd 11 points et s'établit à 8%. Ce fait marquant est lié au contexte météorologique du premier trimestre 2014, mais persiste au deuxième trimestre ce qui confirme un réel repli des filières charbon et gaz en France (voir Graphique 31).

1.8 Monotone de charge du parc électrique de référence en France

Le graphique Graphique 32 représente la monotone de charge (ou monotone de consommation) du parc de référence installé français et permet également de visualiser facilement la puissance horaire totale appelée (en MW) du parc électrique français pendant les 8760 heures d'une année.

Graphique 32 : Monotone de charge du parc de référence en France en 2013



Il se construit de la sorte :

- Neuf tranches horo-saisonniers sont définies pour simuler le fonctionnement annuel du système électrique ;
- La consommation des clients français, hors exports, pour chaque heure de l'année est classée de la plus importante à la plus faible. La moyenne de cette consommation est affichée pour chaque tranche horaire. On parle de monotone de consommation, ou de monotone de charge ;
- Se superpose à cette monotone de charge la puissance totale de production correspondante du parc français ;
- Pour chacune des tranches horo-saisonniers, sont calculées les productions moyennes de chacune des filières du parc de référence⁵⁷ empilées par coût croissant de production des filières sollicitées. Plus la puissance appelée augmente, moins elle est utilisée longtemps.

Il est donc possible d'observer sur ce graphique, à la fois la capacité du système électrique français à répondre à la demande des consommateurs, en excluant les flux aux frontières et les filières renouvelables, et à la fois la répartition des différentes filières de production appelées pour chacune des 8760 heures de l'année. Lorsque la consommation est inférieure à la puissance appelée, cela offre une marge au système électrique français, et conduit donc potentiellement à des exportations. Inversement, lorsque la consommation est supérieure à la production alors le parc électrique français doit faire appel à des imports pour répondre à l'intégralité de la demande, une fois la contribution des énergies renouvelables prise en compte toutefois.

⁵⁷ La production des filières éolienne, solaire et ENR thermique n'apparaît pas dans ce graphe, car elle ne fait pas partie du parc de référence.

Le parc de production électrique français se caractérise par une asymétrie historique, avec d'importants moyens de production pendant les 3000 heures de base (nucléaire, fil de l'eau) et de semi-base (nucléaire, hydraulique des lacs, charbon) mais un déficit de capacités de production pendant la pointe, accentué pendant les quelques heures d'extrême pointe.

En 2013, on constate que le parc nucléaire français a permis des exportations pendant les heures de bases avec une bonne disponibilité du nucléaire pendant l'été notamment. Le système électrique français s'est détaché de la monotone de consommation pendant les 2800 heures les plus sollicitées de l'année, faisant appel aux frontières. Les importations peuvent être sollicitées parce que moins chères que le démarrage d'un moyen de production national (centrale hydraulique, charbon ou gaz, voir Graphique 33) mais aussi et surtout lorsque le parc de production ne peut plus répondre physiquement aux besoins de la demande (voir Graphique 32).

1.9 La marginalité des différentes filières

Une filière de production est dite marginale lorsque son coût marginal de production détermine le prix de marché, c'est-à-dire lorsque le prix horaire issu des enchères journalières correspond au coût marginal d'une unité appartenant à cette filière.

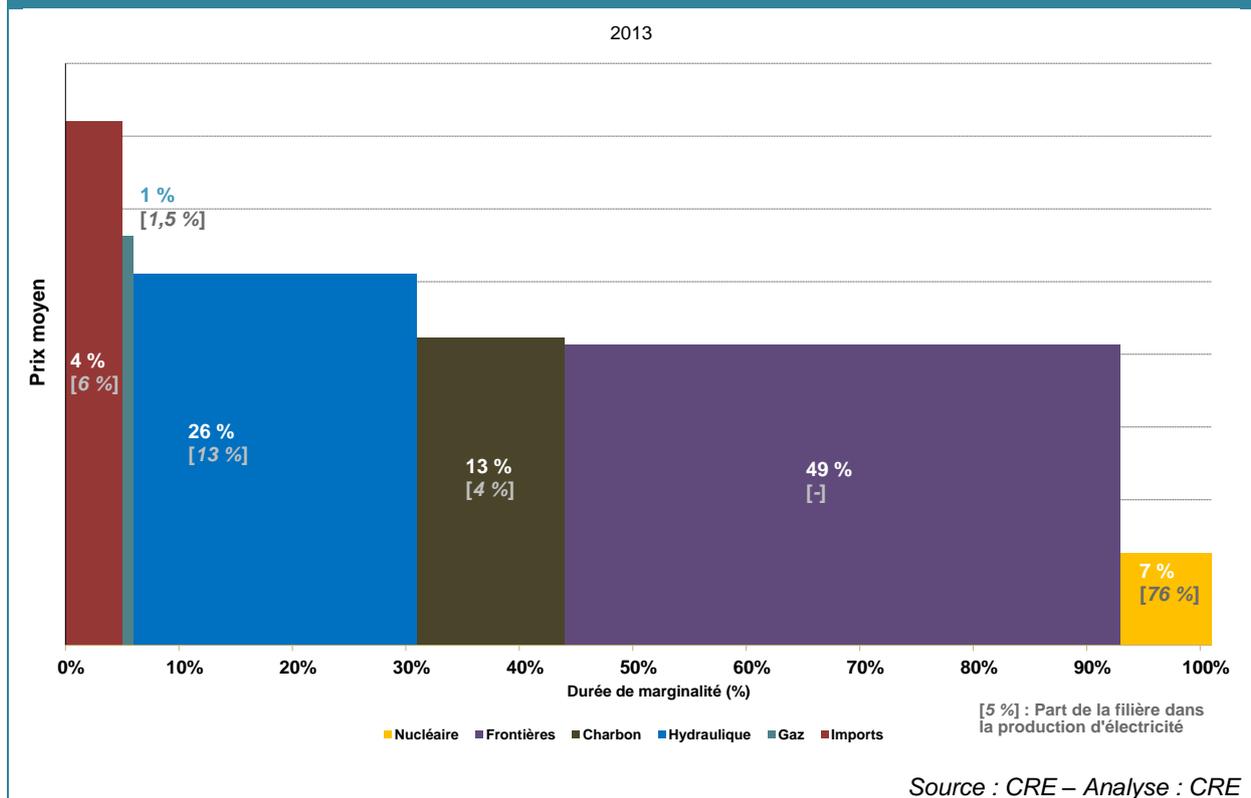
L'analyse présentée ici retient à la fois un critère de prix et un critère de puissance afin de déterminer l'unité et donc la filière marginale à un instant donné :

- le critère prix sélectionne les centrales pour lesquelles l'écart entre prix de marché et coût de production est inférieur à 1 €/MWh ;
- le critère de puissance conduit à ne considérer que les unités dont la production est comprise entre 15% et 85% de la capacité théorique maximale.

Parmi toutes les unités respectant ces deux critères, est ensuite considérée comme marginale celle dont le coût de production est le plus proche du prix de marché. Si toutefois aucune unité ne les respecte, on considère alors que les niveaux de prix sont expliqués par l'offre émanant de l'étranger. On distingue alors la situation dans laquelle la France est importatrice vis-à-vis de tous les pays adjacents, les heures correspondantes sont alors comptabilisées dans la catégorie « Imports », d'une situation où la France est à la fois importatrice et exportatrice vis-à-vis des pays adjacents, les heures correspondantes sont alors comptabilisées dans la catégorie « Frontières ».

Les résultats sont fortement dépendants de la méthode de calcul retenue ainsi que des seuils utilisés. Il convient aussi de préciser que le parc de référence considéré pour l'analyse ne tient pas compte des centrales dont la capacité installée est inférieure à 20 MW, soit 50% sur la filière gaz et 20% sur la filière fioul.

Graphique 33 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2013



L'étude des durées de marginalité des filières de production en 2013, résumée sur le Graphique 33, met en évidence :

- Une faible durée de marginalité de la filière gaz, en lien avec un faible temps d'utilisation des centrales à gaz (seulement 35% des heures de l'année contre 85% pour le charbon) ;
- Une marginalité importante de la filière hydraulique dont le prix moyen est déterminé à partir de la valeur d'usage de l'eau, correspondant à une valeur de substitution de la production thermique au cours du temps et donc liée au coût marginal de cette filière ;
- Une durée de marginalité des frontières toujours importante avec un niveau de prix moyen proche de celui du charbon : les prix français continuent à être déterminés par les centrales à charbon situées dans les pays frontaliers.

1.10 Le dispositif de transparence améliore la fréquence et la qualité des informations transmises

L'Union Française de l'Électricité (UFE) participe depuis novembre 2006 à la transparence du marché de l'électricité en publiant en partenariat avec RTE une partie des données relatives à la production d'électricité en France. Ce dispositif, basé sur une collecte de ces informations auprès des membres de l'UFE, couvre près de 90% de la production française et concerne toutes les unités de puissance nominale supérieure à 20 MW. Ces publications permettent à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer plus finement la situation de l'offre émanant des producteurs rassemblés au sein de l'UFE et contribue activement à la transparence du marché électrique français.

Une amélioration a été apportée depuis mars 2013 avec l'augmentation de la fréquence d'actualisation de la disponibilité prévisionnelle du parc de production. Les données relatives à la puissance disponible prévisionnelle des capacités de production sont désormais actualisées chaque jour (et non plus chaque semaine) pour le moyen terme (entre 2 et 13 semaines à venir), et chaque semaine (au lieu de chaque mois) pour le long terme (entre 14 semaines et 3 ans à venir). En particulier, cette amélioration dans la fréquence de publication de la disponibilité du parc à moyen

terme s'applique aux informations agrégées par filière (nucléaire, charbon, gaz, fioul, hydraulique) ainsi qu'aux unités de production d'une puissance supérieure à 100 MW. Cette augmentation de la fréquence de publication avait pour objectif d'améliorer la précision des informations transmises.

Un taux de prévision en nette amélioration

Tableau 18 : Disponibilités prévisionnelles des différentes filières

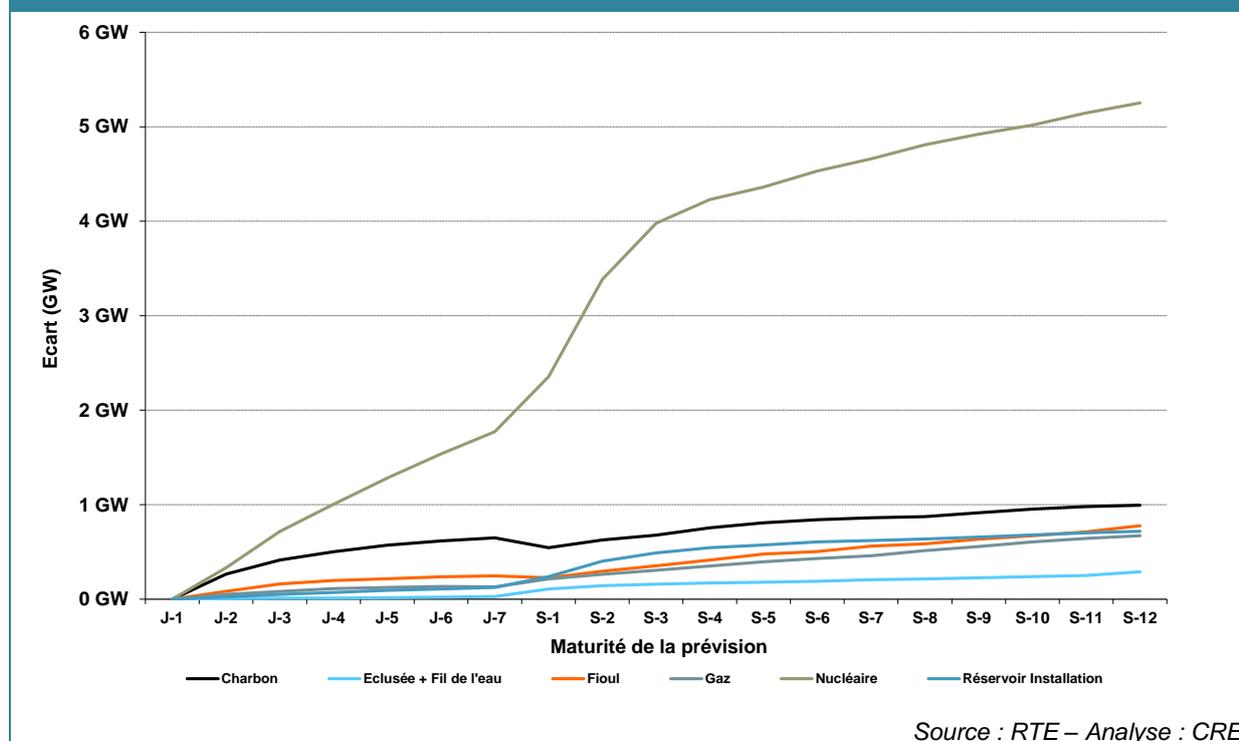
Filière Données	Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique Lac	Total
Taux de prévisions exhaustives	97,8%	93,4%	100%	90,4%	100%	93,4%	95,8%
Ecart statistique moyen à 7 jours (MW)	769	31	282	150	2 265	187	3 685
Ecart statistique moyen (J-7) en% du parc	16,0%	0,3%	4,1%	2,7%	3,6%	1,3%	3,5%
Ecart statistique moyen (J-7) en% du parc (2012)	9,9%	0,1%	2,3%	1,1%	3,4%	0,8%	2,9%

Source : RTE – Analyse : CRE

Le taux de transmission dans le cas des prévisions de disponibilité s'est nettement amélioré à 95,8% contre 81,4% en 2012, comme résumé dans le Tableau 18. Il faut revenir à 2010 pour avoir un taux approchant à 89,6%. Si l'on pondère ce taux avec la capacité installée du parc de référence, il atteint 97,9% en forte augmentation par rapport à 2012 (88%).

La qualité des prévisions s'améliore, surtout pour la filière charbon et fioul

Graphique 34 : Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1)



Le Graphique 34 représente pour les échéances inférieures à 12 semaines les écarts moyens constatés entre les prévisions de disponibilités publiées et la prévision en J-1, dernière prévision

connue. On constate toujours un écart statistique positif pour toutes les filières thermiques⁵⁸. Cependant l'écart des prévisions des maturités hebdomadaires a assez nettement diminué en 2013 comparé à 2012, plus particulièrement pour la filière charbon (-60% pour la prévision à S-12) et fioul (-76% pour la prévision à S-12). Pour la filière nucléaire, l'écart des prévisions à S-12 s'est réduit de plus d'un gigawatt (de 6,4 GW à 5,3 GW). Ces variations peuvent s'expliquer par l'augmentation de la fréquence d'actualisation des prévisions à moyen terme.

L'écart entre les prévisions en J-1 et la réalisation de la disponibilité s'accroît légèrement

Tableau 19 : Écarts moyen entre disponibilités prévisionnelles en J-1 et réalisées en 2013						
Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique Lac	Total
121 MW	3 MW	36 MW	21 MW	494 MW	62 MW	738 MW

Source : RTE

La comparaison des disponibilités prévisionnelles annoncées en J-1 à celles effectivement réalisées révèle toujours une surévaluation des disponibilités prévisionnelles annoncées dans le cadre du dispositif de transparence. Sur l'année 2013, elle est évaluée à 738 MW en moyenne sur l'ensemble des filières, en augmentation de 84 MW par rapport à 2012 (Tableau 19).

2 L'évolution des prix de l'électricité

2.1 Prix de marché spot

2.1.1 Les prix de marchés spot sont en léger recul en 2013 malgré un hiver long. Ils se réduisent très fortement au premier semestre 2014 du fait de la douceur des températures.

Tableau 20 : Prix moyens <i>day-ahead</i> et <i>intraday</i>		
En TWh	Prix <i>Day-Ahead</i> moyen	Prix <i>Intraday</i> moyen
2012	46,90 €	47,00 €
2013	43,20 €	44,30 €
S1 2013	43,80 €	45,70 €
S1 2014	34,60 €	35,30 €

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

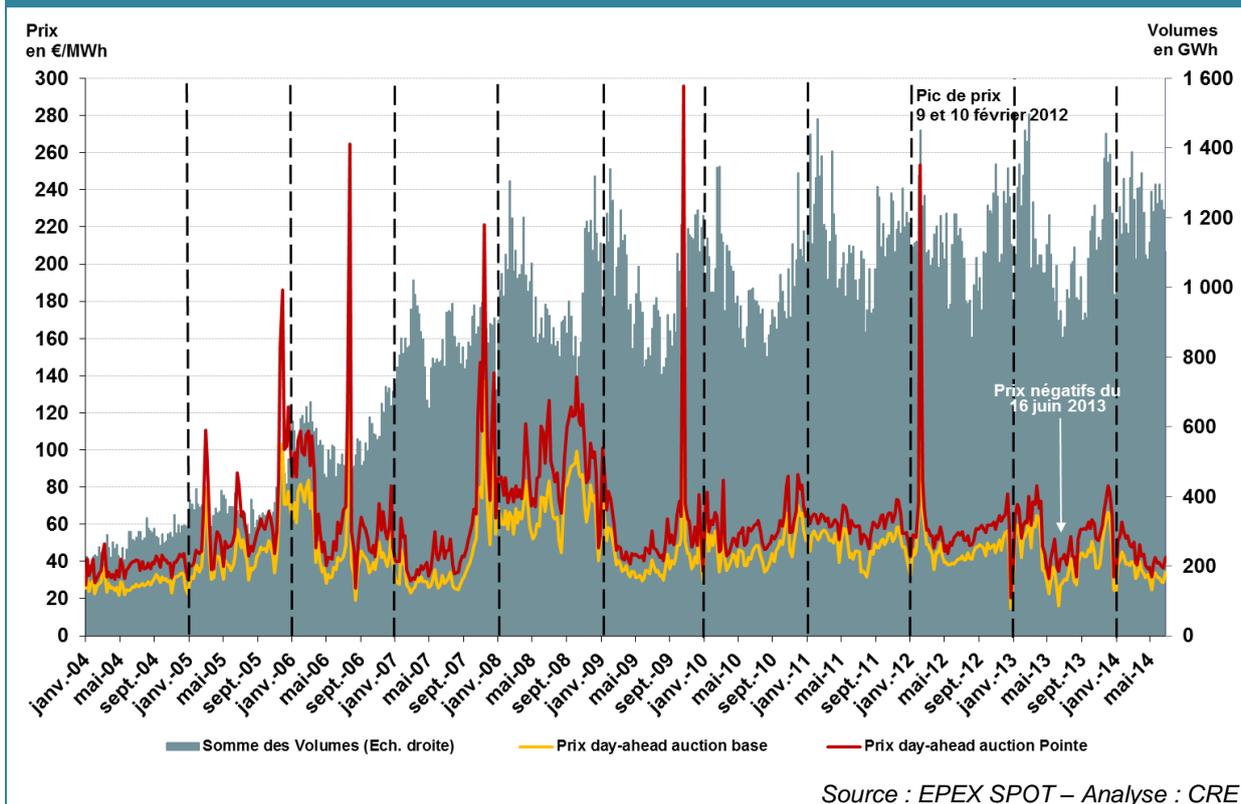
Le prix moyen de l'électricité en base s'établit à 43,2 €/MWh en 2013, soit une baisse de 3,7 €/MWh par rapport à l'année précédente. En pointe, la baisse est plus importante, le prix moyen du mégawatheure s'élevant à 55,1 € contre 59,5 € en 2012. Cette baisse des prix *day-ahead* de l'électricité est cependant amplifiée par les pics de prix de février 2012 et le pic de prix négatifs du 16 juin 2013.

⁵⁸ On peut rappeler que cet écart s'explique par la méthodologie retenue, qui conduit les producteurs à déclarer les capacités de production qu'ils estiment pouvoir être disponibles dans le futur sans tenir compte statistiquement des inévitables incidents fortuits affectant au hasard les groupes de production.

Sur le premier semestre 2014, les prix *day-ahead* ont été très faibles, principalement en raison de la douceur de l'hiver. Le prix moyen en base s'établit à 34,6 €/MWh contre 43,8 €/MWh sur le premier semestre 2013, soit une baisse de plus de 9 €/MWh.

Le prix moyen infra-journalier sur le marché EPEX SPOT sur 2013 s'est établi à 44,3 €/MWh, en baisse par rapport à 2012. Il s'établit 1,10 €/MWh au-dessus du prix *day-ahead*, un écart en forte hausse vis-à-vis de l'année précédente. Les écarts constatés avec les prix *day-ahead* proviennent principalement des aléas de disponibilité et de production renouvelable pouvant intervenir après la fixation du prix *day-ahead* en J-1.

Graphique 35 : Evolution des prix *day-ahead* en France (moyenne hebdomadaire des prix et somme des volumes)



La France a connu des niveaux de prix négatifs très importants sur certaines heures lors de l'enchère EPEX SPOT pour livraison le dimanche 16 juin 2013, le prix en base s'établissant à -40,99 €/MWh. Les prix horaires ont été très négatifs pour les heures du matin et de l'après-midi, atteignant -200 €/MWh de 5h à 8h et -100 €/MWh de 14 à 16h.

La CRE a, dans ce cadre, analysé les données fondamentales propres à cette journée⁵⁹ et interrogé certains acteurs. Les analyses de la CRE ont permis d'établir :

- un surplus d'offre d'électricité sur la journée, en particulier sur les heures où les prix ont été très négatifs ;
- une utilisation globalement rationnelle des interconnexions à l'exception de celle avec la Suisse du fait de l'existence de contrats long-terme ;
- un bon déroulement de l'enchère menée par EPEX SPOT, les prix négatifs ayant donné lieu à une procédure de RFQ⁶⁰ (seconde enchère en vue d'améliorer l'équilibre) ;

⁵⁹ Voir Rapport de fonctionnement des marchés de gros, 2012 – S1 2013

- une amplification des prix négatifs en raison de la vente à tous prix, par un acteur de marché, de volumes achetés involontairement (erreur technique) sur l'enchère suisse une heure plus tôt.

La CRE considère que ces prix négatifs ont été cohérents avec les fondamentaux d'offre et de demande, le déséquilibre entre production et consommation (également constaté en Belgique) trouvant son origine dans la production d'énergie peu ou non flexible. Les productions nucléaire et hydraulique au fil de l'eau en France ont en effet été importantes, et n'ont pas offert de flexibilité à la baisse, tandis que le récent redémarrage des réacteurs nucléaires Doel 3 et Tihange 2 en Belgique est venu accentuer le surplus d'offre sur la zone de marché CWE.

Enfin, la CRE a pu constater lors de cet épisode de prix négatif les limites du dispositif de transparence actuel. Si ce dernier permet de publier l'ensemble des capacités de production disponibles sur le marché français de l'électricité, c'est-à-dire les flexibilités de production à la hausse, il n'en est pas de même pour les flexibilités de production à la baisse. Toutefois, ce type d'information ne serait utile que pour un nombre très limité d'heures dans l'année (0,15% d'heures à prix négatif en 2013 et S1 2014). Enfin, si ce phénomène venait à se produire plus fréquemment, la CRE serait amenée à formuler des recommandations dans le cadre du dispositif de transparence UFE afin d'apporter les informations pertinentes aux acteurs de marché.

2.1.2 Corrélation des prix day-ahead et de la marge de capacité en J-1

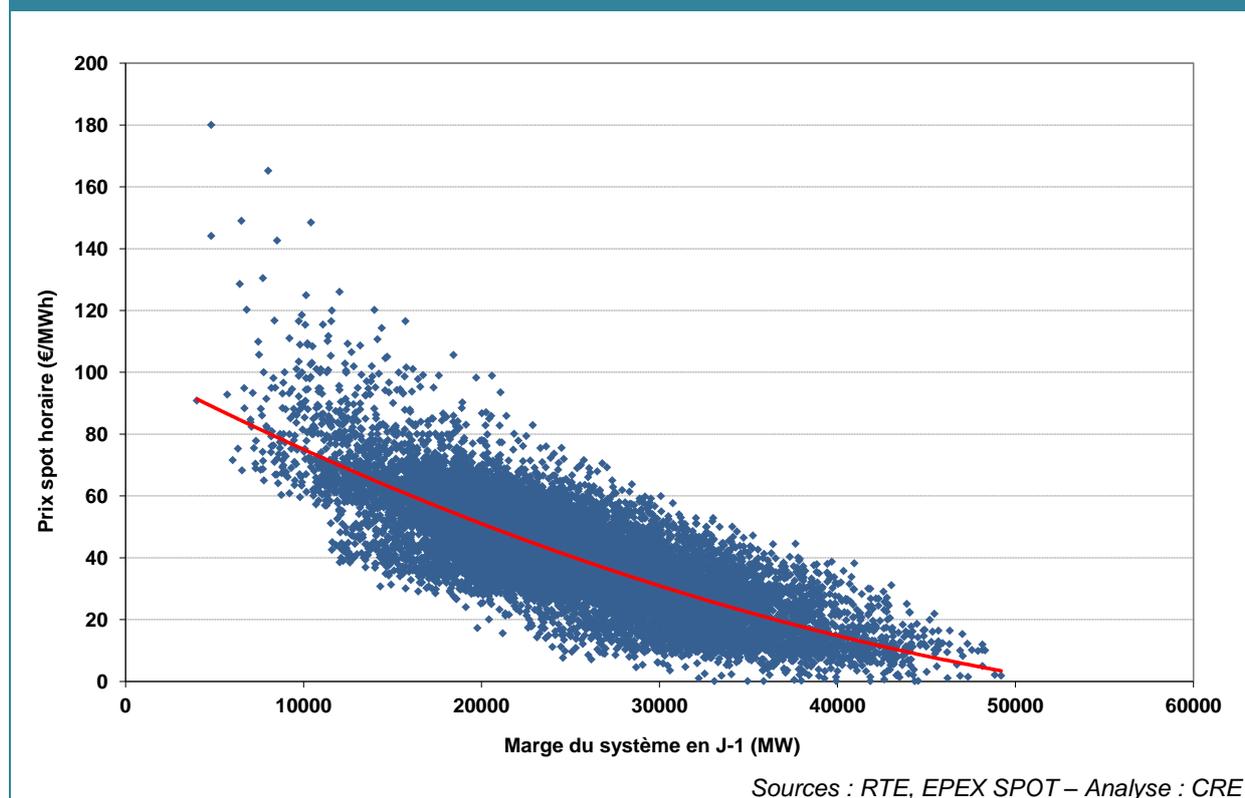
La formation des prix spot horaires dépend fortement de la marge prévisionnelle du système, c'est-à-dire du différentiel de prévisions en J-1 entre la capacité de production disponible et la consommation. On constate que les prix suivent une tendance à la hausse lorsque la marge se réduit, notamment lorsque cette dernière est inférieure à 10 000 MW : en effet, 77% des prix sont alors supérieurs ou égaux à 70 €/MWh sur la période de 2013 (la marge de production n'a jamais été inférieure à 10 000 MW en 2014).

Au cours de l'année 2013, les marges horaires disponibles sont restées stable par rapport à 2012 à un niveau moyen de 25 GW en moyenne. Sur le premier semestre 2014, les marges de production ont été plus confortables (26,5 GW en moyenne), grâce à une consommation plus modérée et une disponibilité nucléaire en hausse.

Le Graphique 36 permet de vérifier que les fluctuations des prix spot horaires suivent dans l'ensemble celles des indicateurs de marge : on constate que lorsque l'indicateur de marge horaire prévisionnelle en J-1 augmente (respectivement diminue), le prix spot correspondant diminue (respectivement augmente) dans 69% des cas en 2013 et au premier semestre 2014.

⁶⁰ « Request for Quotes »

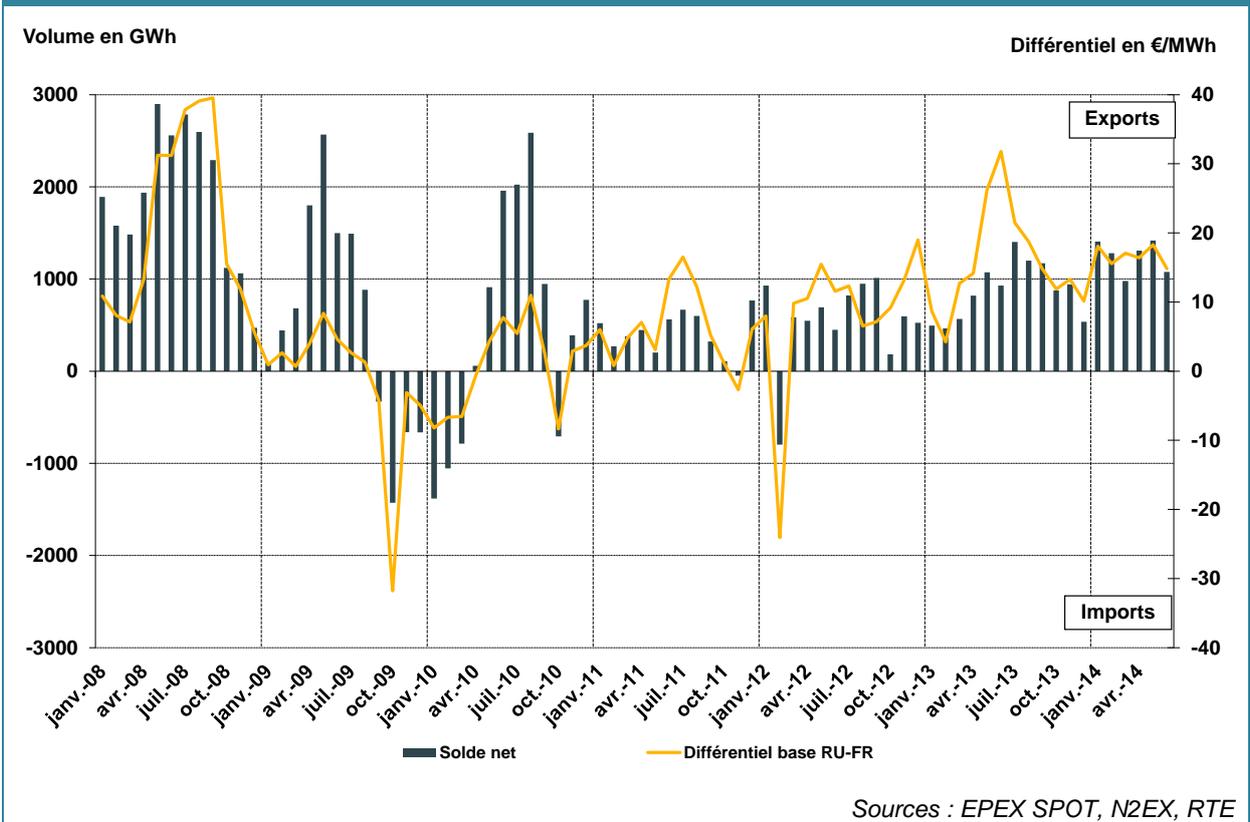
Graphique 36 : Prix spot et marge prévisionnelle en J-1 du système électrique français, sur 2013 et le premier semestre 2014



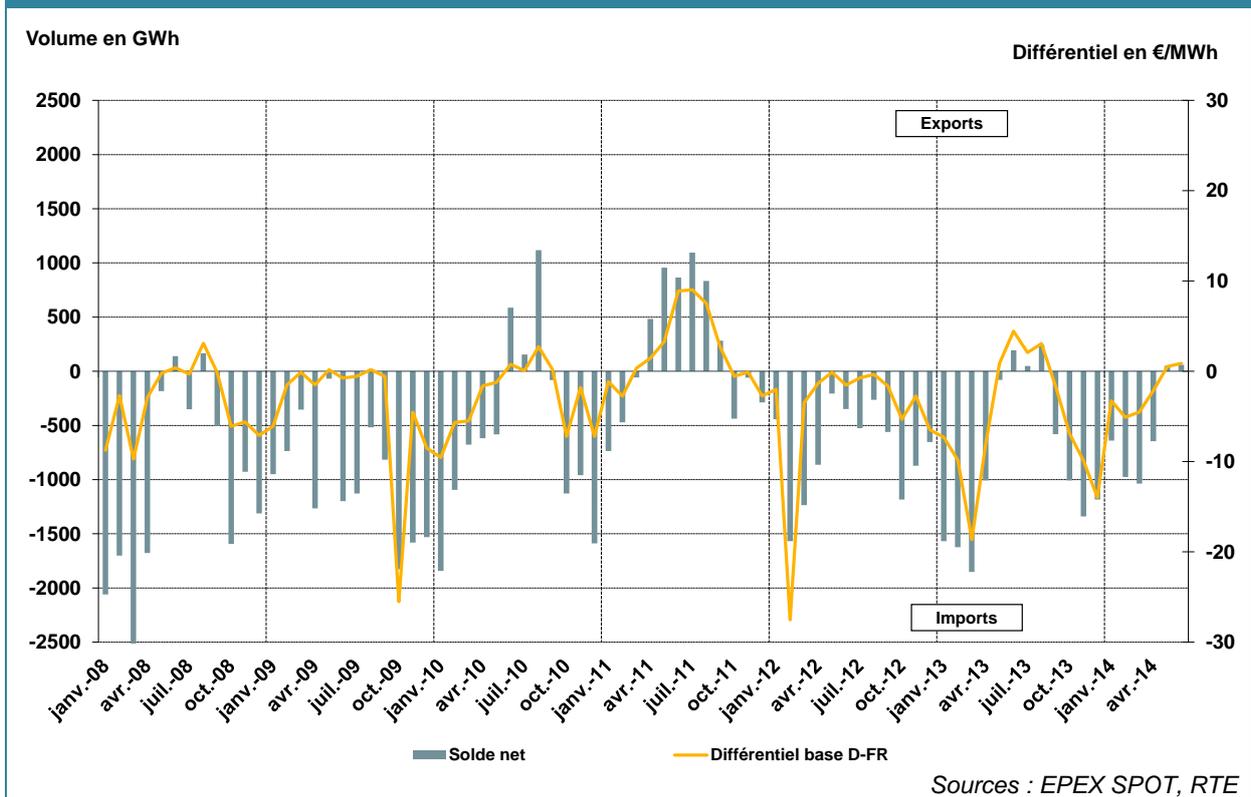
2.1.3 Les volumes échangés aux interconnexions

La baisse des prix de marché *day-ahead* en France a tiré le solde exportateur à la hausse, notamment sur le premier semestre 2014 (voir Tableau 1 et Tableau 8). Sur l'année 2013, le solde exportateur de la France s'est amélioré par rapport à 2012, particulièrement du fait de la hausse des flux nets vers le Royaume-Uni (Graphique 37), et malgré une dégradation du solde exportateur avec l'Allemagne. Au premier semestre 2014, le solde exportateur global est en net progrès, toujours du fait de flux vers le Royaume-Uni en forte hausse, mais aussi grâce à des imports beaucoup plus réduits depuis l'Allemagne (voir Graphique 37 ci-dessous).

Graphique 37 : Evolution du solde net exportateur et du différentiel de prix *day-ahead* avec le Royaume-Uni

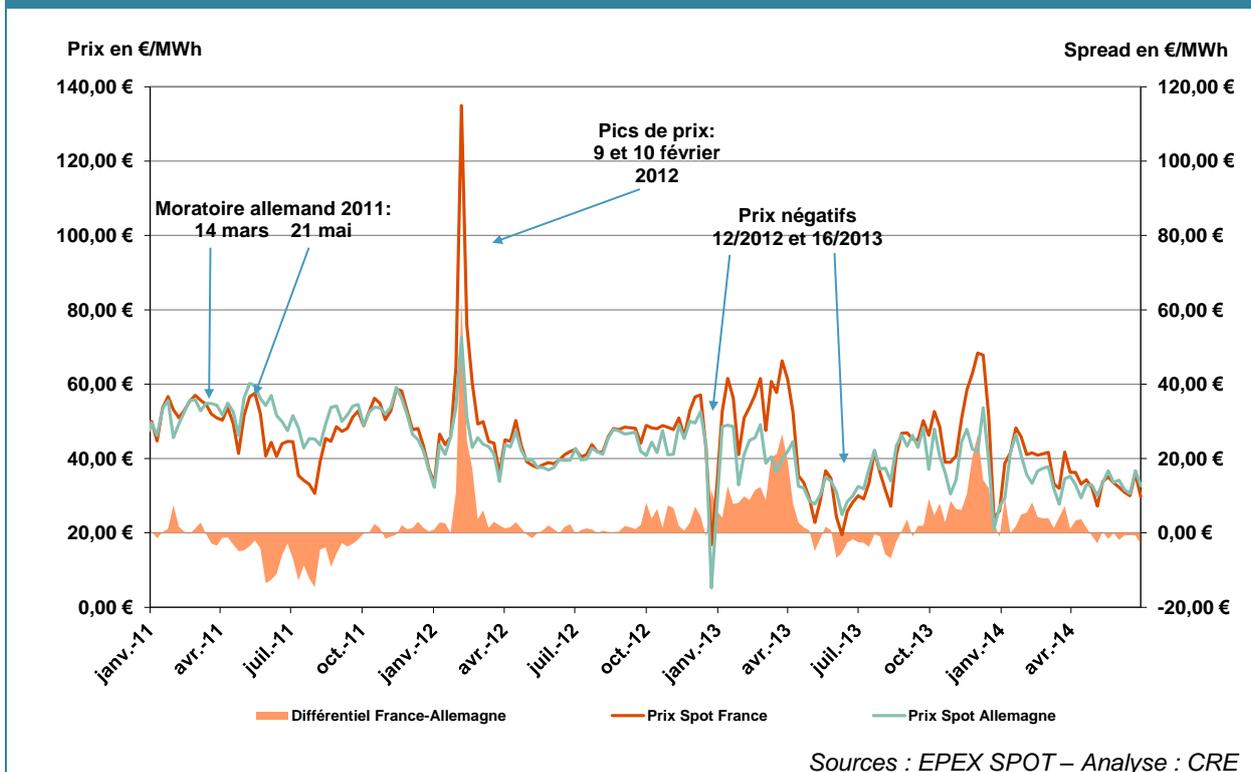


Graphique 38 : Evolution du solde net exportateur et du différentiel de prix *day-ahead* avec l'Allemagne



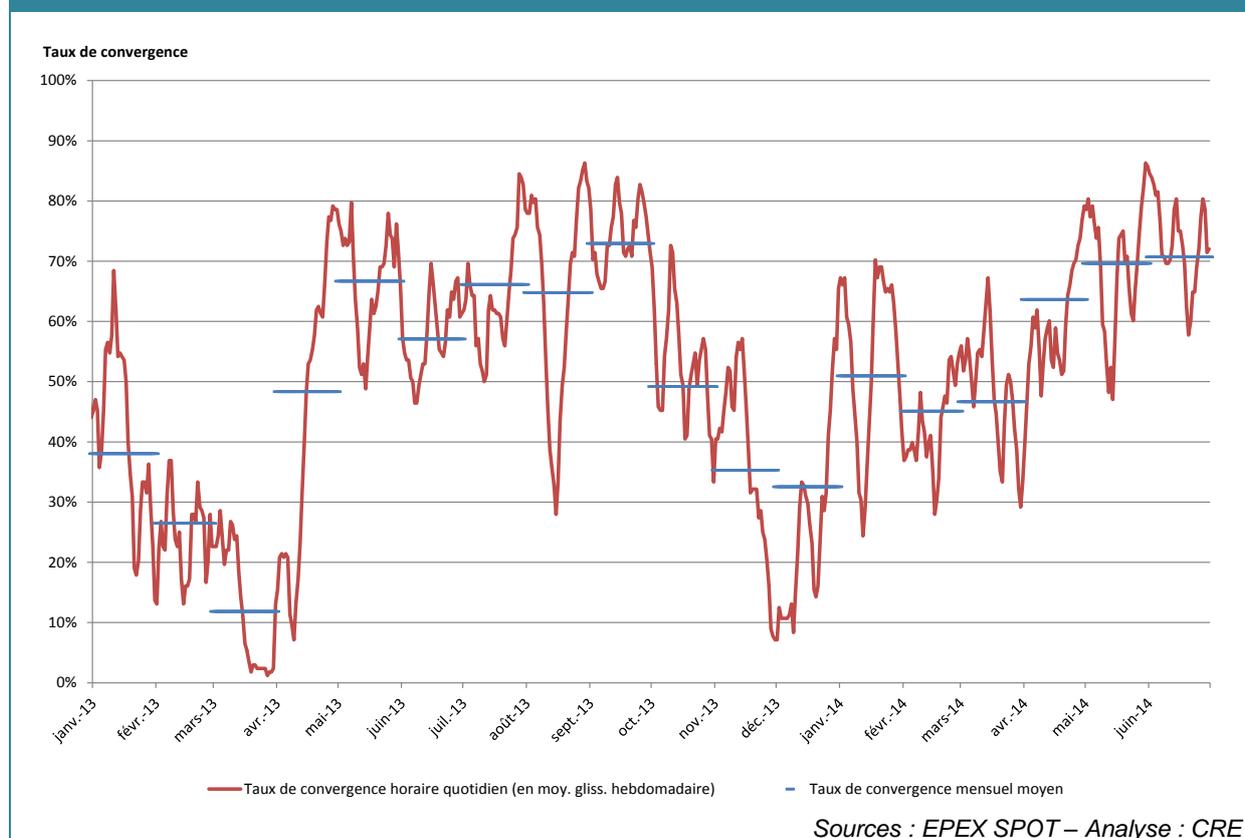
2.1.4 Prix France-Allemagne, Spread et Convergence

Graphique 39 : Prix spot et différentiel France-Allemagne (moyenne hebdomadaires)



Le différentiel de prix France-Allemagne s'est apprécié de plus d'un euro du mégawattheure en 2013, atteignant 5,4 €/MWh, principalement en raison de l'hiver 2012-2013 assez long. Cet écart est en fort retrait sur le premier semestre 2014, à 2,2 €/MWh, du fait de la douceur des températures en France.

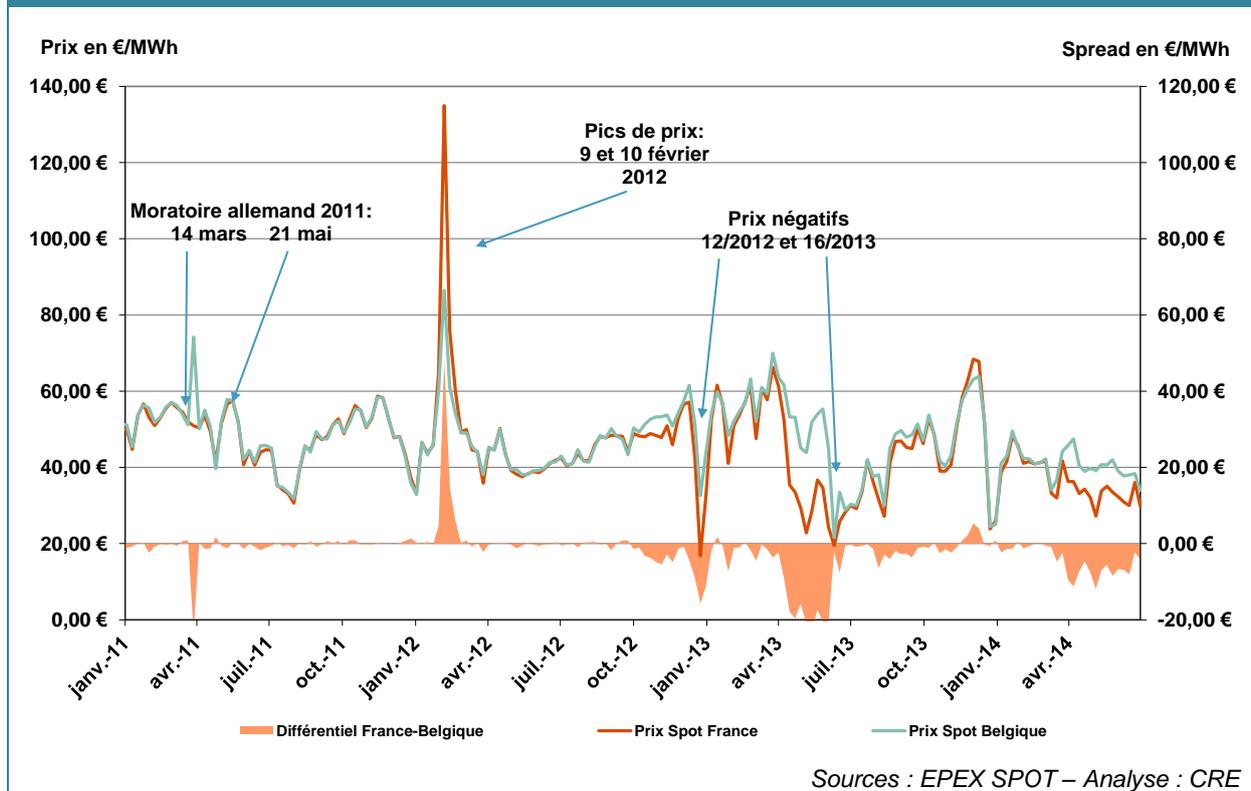
Graphique 40 : Taux de convergence journalier des prix horaires France-Allemagne



Le taux de convergence entre les prix horaires *day-ahead* français et allemand a également souffert de la longueur de l'hiver 2012-2013 : il tombe à 48% sur l'année 2013, contre un niveau de 63% pour 2012. Ce niveau marque un minimum historique depuis la mise en place du couplage de marché de novembre 2010. Sur le premier semestre 2014, celui-ci a fortement progressé, atteignant 58% (contre 42% sur le premier semestre 2013).

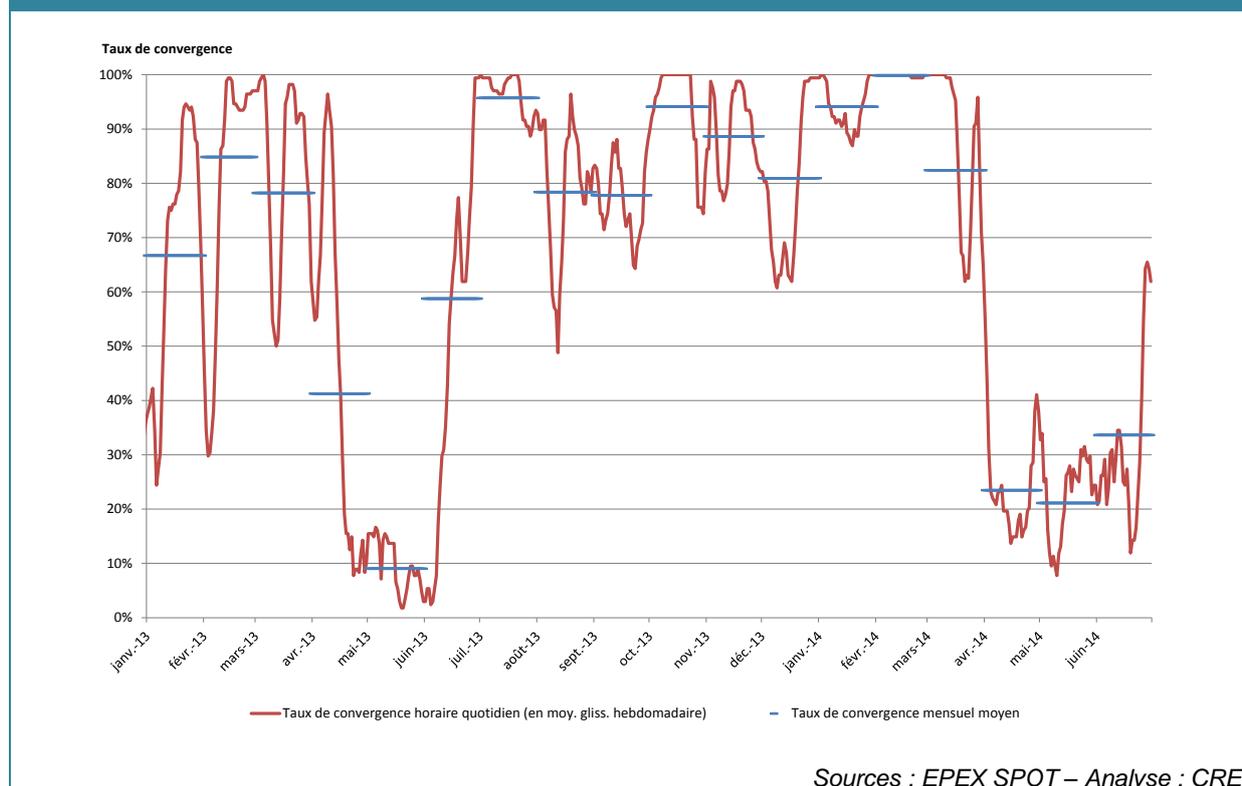
2.1.5 Prix France-Belgique, Spread et Convergence

Graphique 41 : Prix spot et différentiel France-Belgique (moyenne hebdomadaires)



Le différentiel de prix France-Belgique s'est fortement accru en faveur de la France en 2013, à -4,2 €/MWh en moyenne contre -0,04 €/MWh en 2012. Sur le premier semestre 2014, cet écart se maintient à -4,3 €/MWh. L'écart de prix France-Belgique a été très sensible à la disponibilité et la production effective des réacteurs nucléaires belges Doel 3 et Tihange 2 : au cours du premier semestre 2013, où ces deux centrales ont été déconnectées du réseau, le différentiel de prix atteint -7,95 €/MWh en moyenne.

Graphique 42 : Taux de convergence journalier des prix horaires France-Belgique



Le taux de convergence entre les prix horaires *day-ahead* français et belges a souffert de la situation rencontrée par les centrales Doel 3 et Tihange 2. Non disponibles depuis l'été 2012, les deux centrales avaient redémarré début juin 2013. Elles ont été de nouveau débranchées du réseau de transport belge à partir de la fin du mois de mars 2014. L'impact de ces deux centrales sur les prix de marché belges est clairement identifiable au travers de l'évolution du taux de convergence France-Belgique (Graphique 42).

2.1.6 La volatilité des prix *day-ahead* augmente fortement en France et dans les pays voisins

L'année 2013 et le premier semestre 2014 sont caractérisés par des indices de volatilité historique en hausses pour l'ensemble des pays européens. En France et en Allemagne, ces taux atteignent respectivement 36% et 40%.

Tableau 21 : Indices de volatilité historique des prix *day-ahead* en Europe

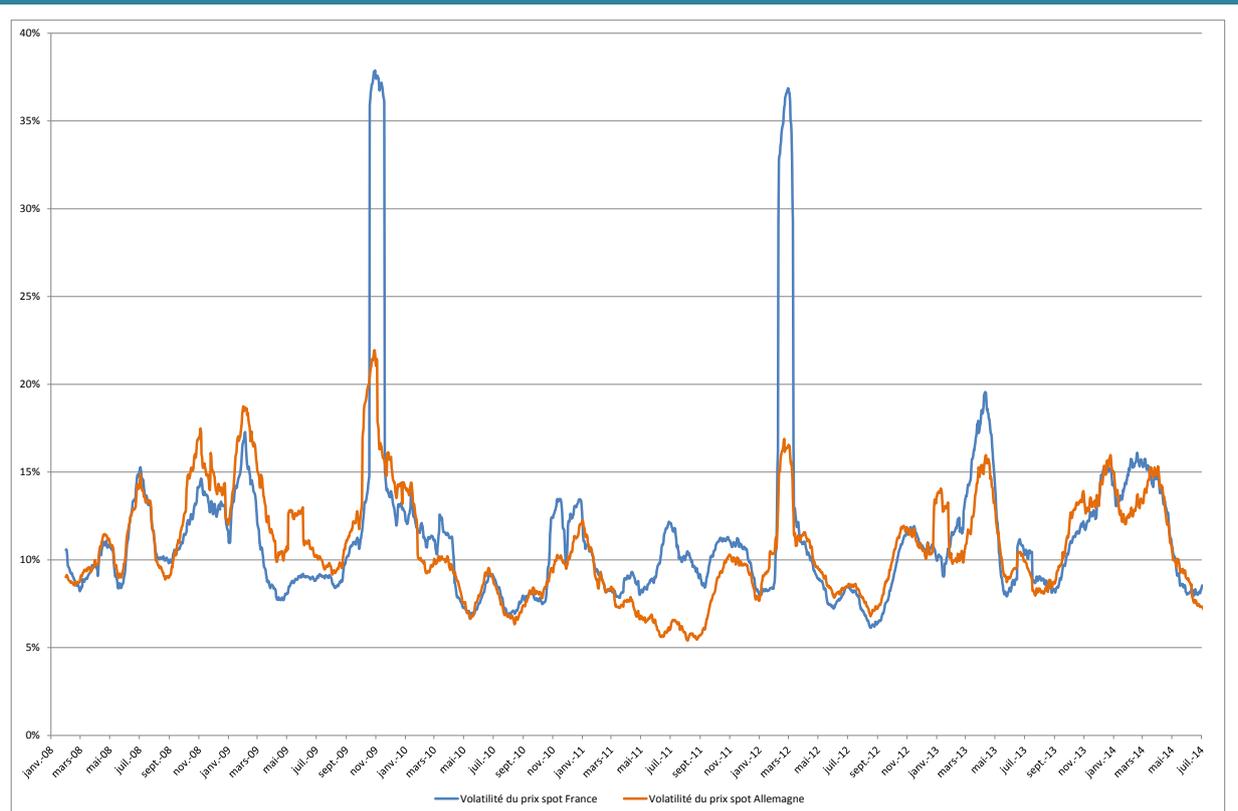
	France	Allemagne	Belgique	Suisse	Espagne	Italie
2008	26%	27%	27%	20%	6%	14%
2009	28%	25%	22%	20%	12%	17%
2010	20%	21%	20%	19%	26%	14%
2011	28%	20%	30%	17%	15%	9%
2012	26%	27%	23%	26%	24%	14%
2013	36%	40%	32%	36%	53%	16%
S1 2014	35%	29%	28%	33%	62%	20%
S1 2013	38%	43%	29%	41%	72%	19%

Sources : EPEX SPOT, Belpex, OMEL, GME – Analyse : CRE

L'indice de volatilité DVOA (Daily Velocity based on Overall Average⁶¹), représenté en moyenne mobile sur un mois dans le graphique ci-dessous, est un indice quotidien de volatilité du prix horaire *day-ahead* vis-à-vis d'une période relativement longue (1 an dans le graphique ci-dessous). Des hausses de volatilité sont mises en évidence sur les périodes hivernales, notamment lors du pic de prix de février 2012 en France.

Les volatilités des prix *day-ahead* France et Allemagne ont historiquement évolué de concert, aussi bien avant qu'après la mise en place du mécanisme de couplage de marché en novembre 2010.

Graphique 43 : Volatilité (indice Daily Velocity based on Overall Average, en moyennes mobiles sur un mois) des prix *day-ahead* en France et Allemagne



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

2.1.7 La valorisation des offres d'EDF sur le marché spot fait l'objet d'un examen particulier

S'agissant de l'utilisation des moyens de production d'EDF, la CRE conduit une surveillance spécifique des écarts existants entre les prix sur le marché spot et les coûts marginaux du parc EDF issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers.

$$^{61} \text{DVOA}_i = \frac{1}{M} \left\{ \left[\left(\sum_{j=1}^{M-1} |p_{i,j+1} - p_{i,j}| \right) + |p_{i-1,M} - p_{i,1}| \right] \sqrt{\bar{p}_{*,*}} \right\}$$

où M est le nombre de période dans un jour (ici 24 pour le nombre de prix horaires), i est l'indice du jour, j est l'indice de la période de la journée, $p_{i,j}$ le prix de l'énergie le jour i à l'heure j , et $\bar{p}_{*,*}$ est la moyenne totale des prix sur la période étudiée (l'année ici)

Cet indicateur permet d'appréhender l'exercice de pouvoir de marché. Cette analyse est effectuée sur un pas de temps quotidien, à partir de données reçues mensuellement, et porte sur les heures pour lesquelles les offres d'EDF sont supposées déterminer le prix de l'enchère. En moyenne, l'écart prix - coûts pendant ces périodes en 2013 a été de 4,5%. Pour mémoire, cet écart était de 2,2% en 2012, et de 5,0% en 2011 (cf. Rapports de Surveillance 2012-2013 et 2011-2010).

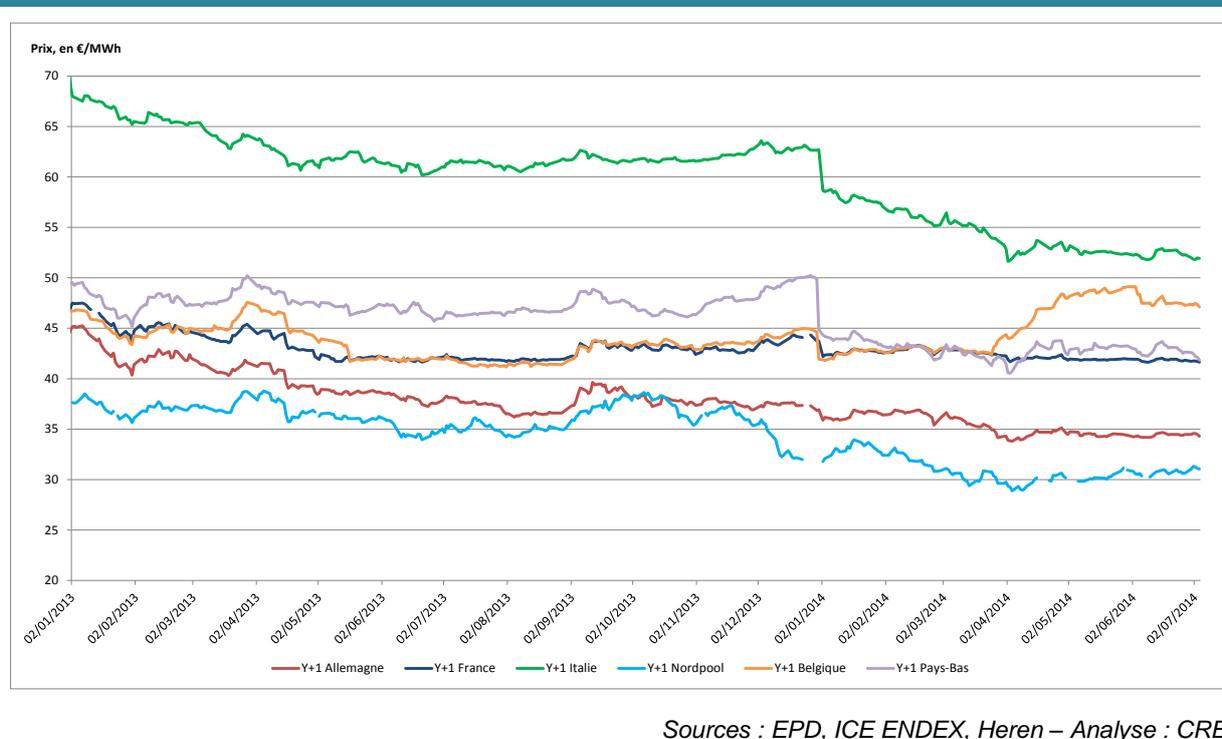
Au-delà de cette valeur moyenne, les écarts élevés constatés sur des périodes plus courtes font l'objet d'échanges particuliers. Ce fut le cas en 2011 lorsque l'écart avait augmenté pendant quelques semaines. EDF avait alors été en mesure de justifier cette augmentation. De tels niveaux n'ont pas été atteints au cours de la période 2013.

2.2 Prix de marchés à terme

2.2.1 Les prix à terme se réduisent et se stabilisent à des niveaux historiquement bas, tandis que l'écart de prix France-Allemagne atteint des niveaux records

Evolution des prix à terme en Europe (Y+1)

Graphique 44 : Cours des produits Calendaires Baseload Y+1 en Europe



Au cours de l'année 2013, les prix à terme en Europe ont suivi une tendance à la baisse amorcée depuis 2011. Le premier semestre 2014 est marqué par une stabilisation des prix à des niveaux historiquement bas. Cette tendance à la baisse des prix à terme de l'électricité reflète l'évolution des prix spot. Elle s'explique par la baisse des cours des combustibles, à savoir le charbon et le CO2 principalement, ainsi que par la montée des énergies renouvelables en France et plus particulièrement outre-Rhin.

Une hausse des prix à terme belges au premier semestre 2014

A la fin du mois de mars 2014, le prix du produit Calendaire Baseload Belgique 2015 s'est brusquement détaché du prix français, évoluant en moyenne à 47,5 €/MWh au cours des mois d'avril, mai et juin 2014. L'écart entre la France et la Belgique s'est fortement creusé, le prix français étant inférieur en moyenne de 5,55 €/MWh au cours de cette période. L'origine de ce différentiel de prix

réside dans la sortie anticipée des réacteurs nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 en Belgique. Le 25 mars 2014, Electrabel a annoncé l'anticipation des arrêts des deux réacteurs, programmés initialement pour le 26 avril 2014⁶². Des résultats de tests préliminaires ont en effet poussé l'exploitant à anticiper les arrêts programmés. Malgré des tests prévus jusqu'à l'automne 2014, les médias et les acteurs de marchés semblent sceptiques quant à une reprise de l'activité des deux réacteurs.

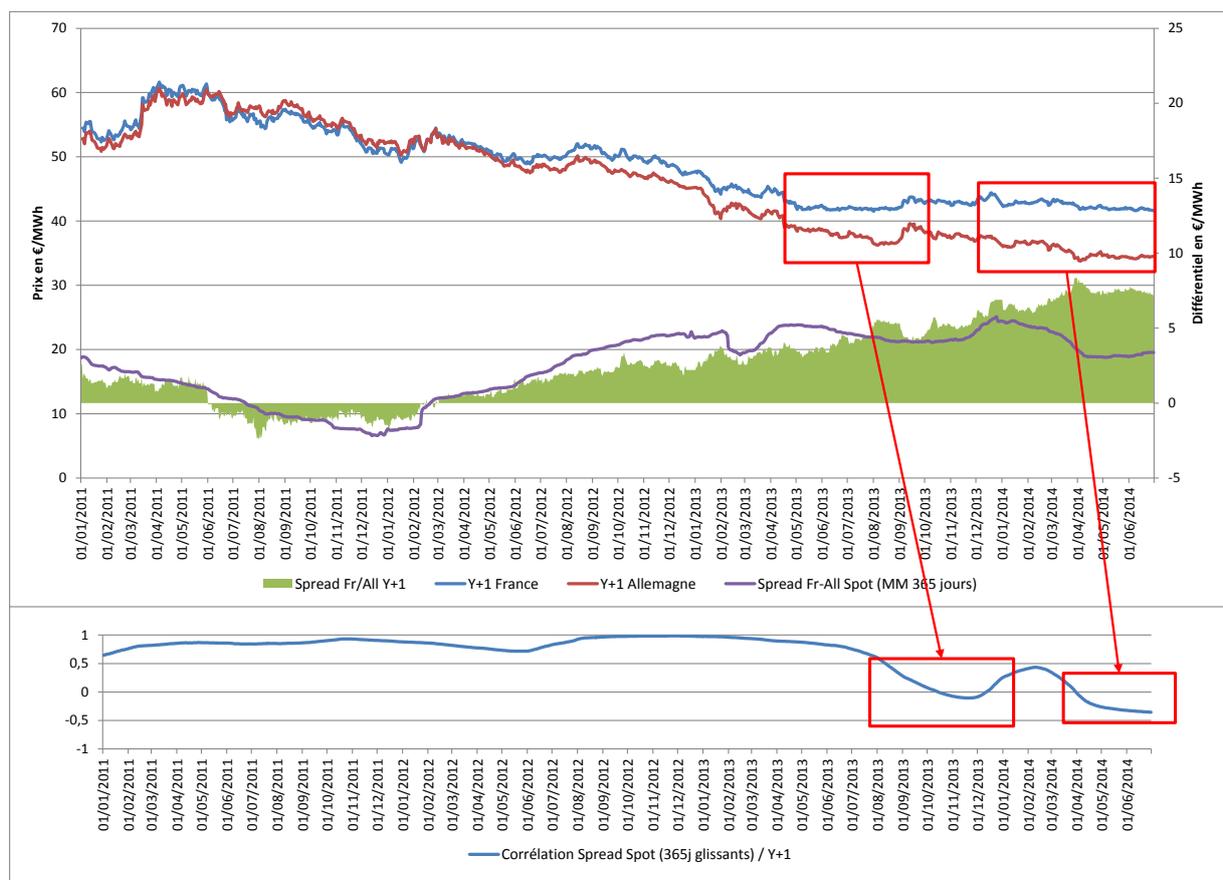
Un différentiel de prix grandissant entre la France et l'Allemagne

L'écart du prix à terme entre la France et l'Allemagne s'est très fortement accru au cours de l'année 2013 et du premier semestre 2014. L'écart de prix, qui était en faveur de la France depuis les événements liés à la catastrophe de Fukushima, s'est à nouveau inversé à la suite de la vague de froid de février 2012, qui a généré des épisodes de pics de prix très importants sur le marché *day-ahead* français. L'hiver froid vécu en 2012 a contribué à amplifier la prime de risque liée à la thermosensibilité de la consommation électrique française et valorisée par les acteurs sur le marché à terme.

A partir de 2011 et jusqu'à la fin de l'année 2013, les écarts de prix à terme Y+1 entre la France et l'Allemagne ont été cohérents au regard des niveaux relatifs des prix de marché *day-ahead*. Cette cohérence ne s'observe cependant plus depuis le premier semestre 2014, où le différentiel de prix à terme Y+1 a continué à augmenter, atteignant le niveau de 8,18 €/MWh, tandis que l'écart de prix *day-ahead* observé entre la France et l'Allemagne s'est quant à lui fortement réduit. L'analyse de la corrélation entre ces deux indicateurs permet d'identifier un fort niveau de corrélation entre 2011 et 2013, mais ce niveau baisse significativement, au point de devenir négatif en 2014 (prix inversement corrélés), notamment lorsque le prix à terme se stabilise autour de 42 €/MWh (Graphique 45). Cette analyse tend à montrer que les évolutions du différentiel France-Allemagne sur le marché à terme et sur le marché spot reposent sur des facteurs explicatifs différents.

⁶² <http://www.fanc.fgov.be/fr/news/doel-3/tihange-2-anticipation-de-l-arret-programme-des-reacteurs/668.aspx>

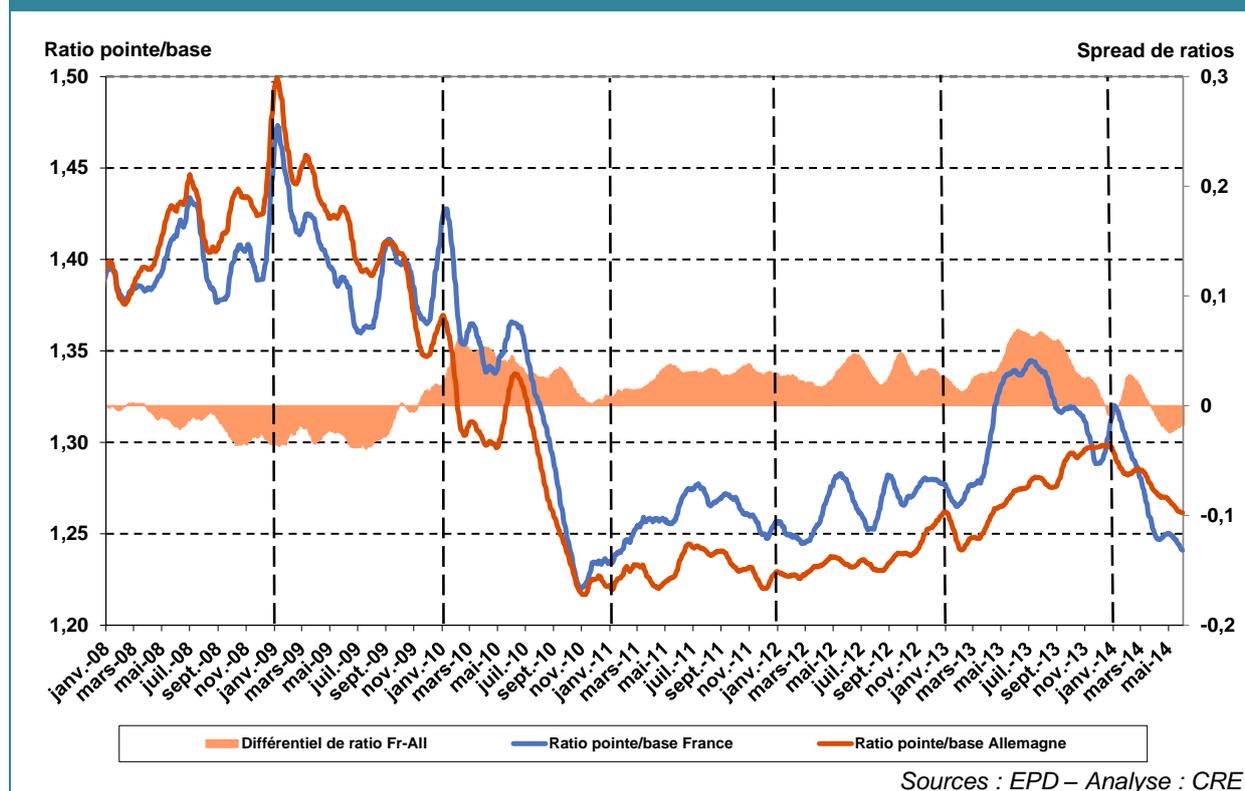
Graphique 45 : Corrélation entre les différentiels France-Allemagne Calendaires Y+1 et Day-Ahead



Sources : EPD, EPEX SPOT – Analyse : CRE

La distinction des profils de livraison fait ressortir une plus forte réduction des prix en période de pointe vis-à-vis de ceux en base en France. Ce phénomène est également observé en Allemagne, dans une moindre mesure cependant (Graphique 46). De ce fait, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne en base tend à se rapprocher de l'écart en pointe. En France, la valorisation des prix en base par rapport aux prix en pointe a été accentuée par la stagnation du prix Y+1 en base à un niveau de 42 €/MWh.

Graphique 46 : Ratios de prix Pointe/Base des produits Calendaires Y+1



Sources : EPD – Analyse : CRE

2.2.2 Evolution du prix à terme et dispositif ARENH

Dans la précédente édition de son rapport de fonctionnement des marchés de gros⁶³, la CRE avait indiqué avoir engagé des analyses approfondies sur le comportement des acteurs après avoir observé une stabilisation du prix aux alentours de 42 €/MWh alors que dans le même temps, le prix de l'électricité en Allemagne continuait à baisser. Ces travaux ont consisté à analyser les transactions effectuées par les acteurs de marché et à analyser les ordres postés sur les plateformes de négociation au cours de l'année 2013. Par ailleurs la CRE a interrogé les acteurs de marché pour connaître leurs analyses sur ce constat (Encadré 3), et dans certains cas pour obtenir des explications sur des comportements constatés.

Etat des analyses des services de la CRE dans le cadre de la surveillance des marchés de gros

- Arbitrage avec le mécanisme ARENH

De nombreuses transactions à l'achat proviennent du choix des fournisseurs alternatifs, des industriels ou des gestionnaires de réseau d'acheter de l'électricité sur les marchés de gros en lieu et place du mécanisme ARENH dès lors que le prix était inférieur à 42 €/MWh⁶⁴. Ce comportement, rationnel d'un point de vue économique, a eu pour effet d'accroître la demande en électricité en-dessous de 42 €/MWh.

Certains de ces acteurs, ayant acheté de l'électricité à terme à un prix inférieur à 42 €/MWh en anticipant de réduire leurs commandes au titre de l'ARENH, ont choisi de revendre ces volumes dès

⁶³ <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/fonctionnement-marches-de-gros-electricite-co2-gaz-naturel-2012-2013>

⁶⁴ Cette valeur a été ajustée par certains acteurs par le caractère profilé d'une partie des volumes de l'ARENH et par les frais de transactions et les frais liés au mécanisme ARENH

lors que le prix de marché évoluait au-dessus de 42 €/MWh. En effet, la remontée de prix au-dessus de ce niveau a finalement incité les acteurs à souscrire l'intégralité de leurs droits à l'ARENH.

D'autres acteurs ont décidé de vendre des options d'achat à prix fixe (de type *call option*) sur les marchés leur permettant de valoriser l'optionnalité offerte par le mécanisme ARENH. En effet le mécanisme ARENH est assimilable à une option d'achat à un prix de 42 €/MWh mise à disposition des acteurs éligibles. Les acteurs financiers ont joué un rôle actif dans ces transactions.

Ces comportements, dans un contexte de marché peu liquide où les volumes échangés sont faibles au regard des volumes théoriques concernés par le mécanisme ARENH, ont eu pour effet de maintenir les prix à un niveau proche de 42 €/MWh.

- [Du fait de son caractère optionnel, le mécanisme de l'ARENH crée une incertitude importante sur les volumes à livrer et donc un risque](#)

EDF a fait l'objet d'une attention particulière dans l'analyse des transactions et des carnets d'ordre en raison de son rôle particulier dans le cadre du mécanisme ARENH et de son poids important sur les marchés de gros.

Alors que les acteurs bénéficiant du mécanisme ARENH ont augmenté leurs achats lorsque le prix était inférieur à 42 €/MWh, la CRE n'a pas observé de hausse des ventes de la part d'EDF liée à des hypothèses de souscription sur l'ARENH.

L'opérateur historique EDF, qui délivre l'électricité dans le cadre du mécanisme ARENH, a indiqué à la CRE qu'il n'avait aucun moyen « *d'anticiper les souscriptions par les fournisseurs avant la notification par la CRE des volumes à livrer* ». EDF souligne que « *le dispositif ARENH lui impose de faire des hypothèses sur les volumes à livrer avec le risque, du fait de l'optionnalité, d'erreur sur les quantités* ». EDF estime que cela induit pour elle un risque important du fait :

- du « *délai très court entre la notification des volumes et le début des livraisons* » ;
- du « *niveau de liquidité faible du marché au regard des volumes potentiellement en jeu – et particulièrement en décembre lors de la période des fêtes de fin d'année* » ;
- « *que les premiers mois de livraisons (janvier et février) sont les mois les plus délicats en terme de gestion de l'équilibre offre/demande physique du portefeuille EDF* ».

Le comportement d'EDF, conjugué à celui des acteurs alternatifs, a très probablement contribué au maintien des prix autour de 42 €/MWh.

Encadré 3 : Analyse des acteurs sur l'évolution du prix CAL14 en France

Dans le cadre de son analyse de l'évolution des prix de marché du produit Calendaire France Baseload 2014, la CRE a interrogé 21 acteurs comprenant à la fois des acteurs concernés par le mécanisme ARENH (fournisseurs alternatifs, industriels, EDF, gestionnaires de réseaux) et des acteurs actifs sur les marchés de gros et particulièrement sur le produit calendrier 2014 (acteurs financiers, utilities etc...).

Incertitudes sur le niveau de prix de l'ARENH

Le prix de l'ARENH applicable en 2014 est resté incertain jusqu'au communiqué de presse du Gouvernement du 22 octobre 2013. Dans cette attente, les acteurs ont majoritairement anticipé un prix inchangé à 42 €/MWh. Cependant certains acteurs ont pu avoir été influencés dans leurs décisions d'approvisionnements du fait de ce manque de visibilité.

Cohérence avec les fondamentaux de marché

La plupart des acteurs de marché ont estimé que l'évolution des prix à terme était cohérente avec l'évolution des fondamentaux de marché. Selon eux, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne peut notamment s'expliquer par les tensions hivernales en France ou par l'influence des prix du charbon et du CO2 dont la baisse continue a permis une diminution des coûts de production. Les acteurs constatent que le différentiel entre la France et l'Allemagne sur le produit calendrier 2014 est comparable à celui observé sur le spot.

Arbitrage de marché en relation avec l'ARENH

Les acteurs s'accordent à dire que le mécanisme de l'ARENH a influencé le prix de marché du fait d'arbitrages :

- de la part des clients industriels,
- de la part des gestionnaires de réseau pour l'achat de leurs pertes,
- de la part des fournisseurs détenteurs de l'option ARENH dans le cadre de leur stratégie d'approvisionnement.

Si ce comportement paraît logique et rationnel pour les acteurs de marché, certains d'entre eux indiquent que ces stratégies d'arbitrage ne suffisent en théorie pas à elles seules à expliquer un palier de résistance au niveau de 42 €/MWh. En effet, le prix de marché est avant tout une anticipation des prix spots futurs et ne devrait ainsi pas s'éloigner d'un niveau de prix représentatif de l'équilibre offre / demande sur la période considérée.

EDF indique estimer que le « *phénomène d'adhérence du prix de marché à terme avec le prix ARENH est observé dans le cas où les fondamentaux sont au voisinage immédiat du prix de l'ARENH ce qui est le cas aujourd'hui* ». EDF estime que « *l'hypothèse d'un écart significatif entre le prix à terme et les fondamentaux doit être écartée car des arbitrages massifs entre les marchés à terme et le marché spot interviendraient dans ce cas et ramèneraient le prix à terme vers celui des fondamentaux* ».

Par ailleurs, d'autres acteurs déclarent que l'ARENH a pu modifier les représentations collectives des acteurs sur le « consensus du marché » en créant une valeur normative de référence. Certains acteurs parlent d' « ARENHisation » du marché de l'électricité en France.

Le faible niveau de liquidité a amplifié le phénomène

La faible liquidité du marché à terme pour livraison en France est également susceptible d'avoir perturbé la formation des prix et d'avoir contribué à la stabilisation des prix calendaires autour de 42 €/MWh. Tout d'abord, les acteurs notent que le mécanisme ARENH a grandement affecté la liquidité des marchés. Les acteurs concernés par le mécanisme ARENH s'échangent physiquement l'électricité et n'ont ainsi plus besoin d'intervenir sur les marchés de gros.

Les arbitrages ont conduit à une augmentation des volumes proposés sur le marché à l'achat lorsque le prix était proche de 42 €/MWh, ce qui a eu pour conséquences :

- un retour rapide du prix à 42 €/MWh, notamment parce que les volumes concernés par un arbitrage avec l'ARENH sont très importants au regard de la liquidité du marché,
- une réduction de la volatilité des prix, malgré un risque fort de volatilité à l'issue des guichets ARENH.

Certains acteurs indiquent qu'un mécanisme similaire en Allemagne, où le marché est beaucoup plus liquide, n'aurait pas pu influencer autant le prix de marché. D'autres acteurs ont fait part d'une demande de financiarisation du dispositif ARENH.

Conclusions

La CRE constate que les comportements conjugués des acteurs bénéficiaires de l'ARENH et du fournisseur historique expliquent pourquoi le prix s'est stabilisé autour de 42 €/MWh. La faible liquidité des marchés a pu favoriser ce phénomène (Encadré 5, page 114). Par ailleurs, la CRE n'a pas identifié à ce stade d'éléments susceptibles de caractériser une manipulation de marché sur les transactions effectuées en 2013 sur le produit calendaire 2014.

La question de la cohérence de ce prix par rapport aux fondamentaux de marché se pose avec plus d'acuité depuis le début de 2014. Si un différentiel de prix de 4,22 €/MWh entre la France et l'Allemagne paraît cohérent en 2013 pour le produit calendaire 2014, ce différentiel s'est accru pour atteindre en moyenne 7,08 €/MWh au 1^{er} semestre 2014. Dans ce contexte, le comportement des acteurs de marché et, en particulier, leurs transactions depuis le début de l'année 2014, continuent à faire l'objet d'une surveillance renforcée.

Enfin, le bilan d'étape prévu en 2015 par la loi NOME permettra également d'examiner les effets du mécanisme ARENH sur le marché de gros de l'électricité en France. A cette occasion, la pertinence

d'un dispositif reposant sur un règlement financier des achats ARENH plutôt que sur une livraison physique devra être examinée.

2.2.3 A l'inverse du marché day-ahead, les prix à terme connaissent des niveaux de volatilité historiquement bas

En 2008, les prix à terme français et allemand de l'électricité ont connu des sommets historiques, en lien avec les prix du pétrole dépassant les 140\$/b au cours du mois de juillet 2008. Ils ont depuis globalement évolué à la baisse, ainsi que leurs indices de volatilité historique associés (voir Tableau 22). Ainsi, les indices de volatilité historiques des prix Calendaires Baseload Y+1 qui étaient de 24% pour la France et l'Allemagne en 2008, ont progressivement décliné jusque 8% et 10% respectivement pour 2013. Cette tendance est toujours vraie pour le premier semestre 2014.

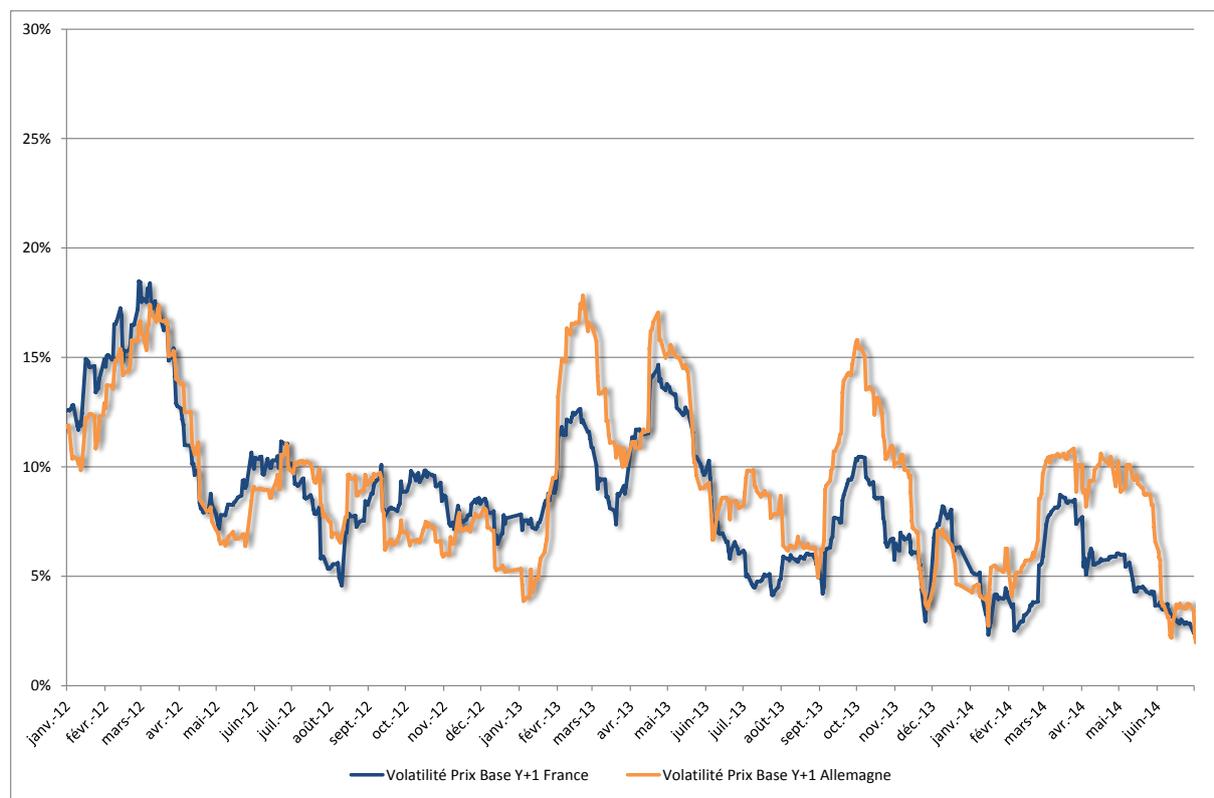
Tableau 22 : Indices annuels de volatilité historique des produits Calendaires Baseload Y+1 en France et en Allemagne

	Y+1 France	Y+1 Allemagne
2008	24%	24%
2009	25%	23%
2010	16%	16%
2011	15%	14%
2012	11%	10%
2013	8%	10%
S1 2014	5%	7%
S1 2013	10%	12%

Source : EEX European Power Derivatives – Analyse : CRE

L'apparition d'un différentiel, en mai 2012, entre les prix Calendaires Baseload France et Allemagne, a également engendré une déconnexion de leurs volatilités (Tableau 22 et Graphique 47). La volatilité des prix à terme a été légèrement plus élevée en France qu'en Allemagne de mai 2012 à février 2013, avant que la situation ne s'inverse fortement jusqu'à présent.

Graphique 47 : Volatilité (glissante sur un mois) des prix des produits Calendaires Baseload Y+1 en France et en Allemagne



Source : EEX European Power Derivatives – Analyse : CRE

2.3 Mécanisme d'ajustement

2.3.1 Sur le mécanisme d'ajustement, la concurrence sur les volumes d'ajustement à la baisse reste très limitée. Le parc hydraulique demeure un contributeur essentiel à l'ajustement de l'offre à la demande

Le mécanisme d'ajustement, en place depuis le 1^{er} avril 2003, permet à RTE de disposer à tout moment de réserves de puissance afin de les mobiliser dès qu'un déséquilibre entre l'offre et la demande se produit. L'acteur d'ajustement communique à RTE les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut modifier ses programmes de production, de consommation ou d'échanges.

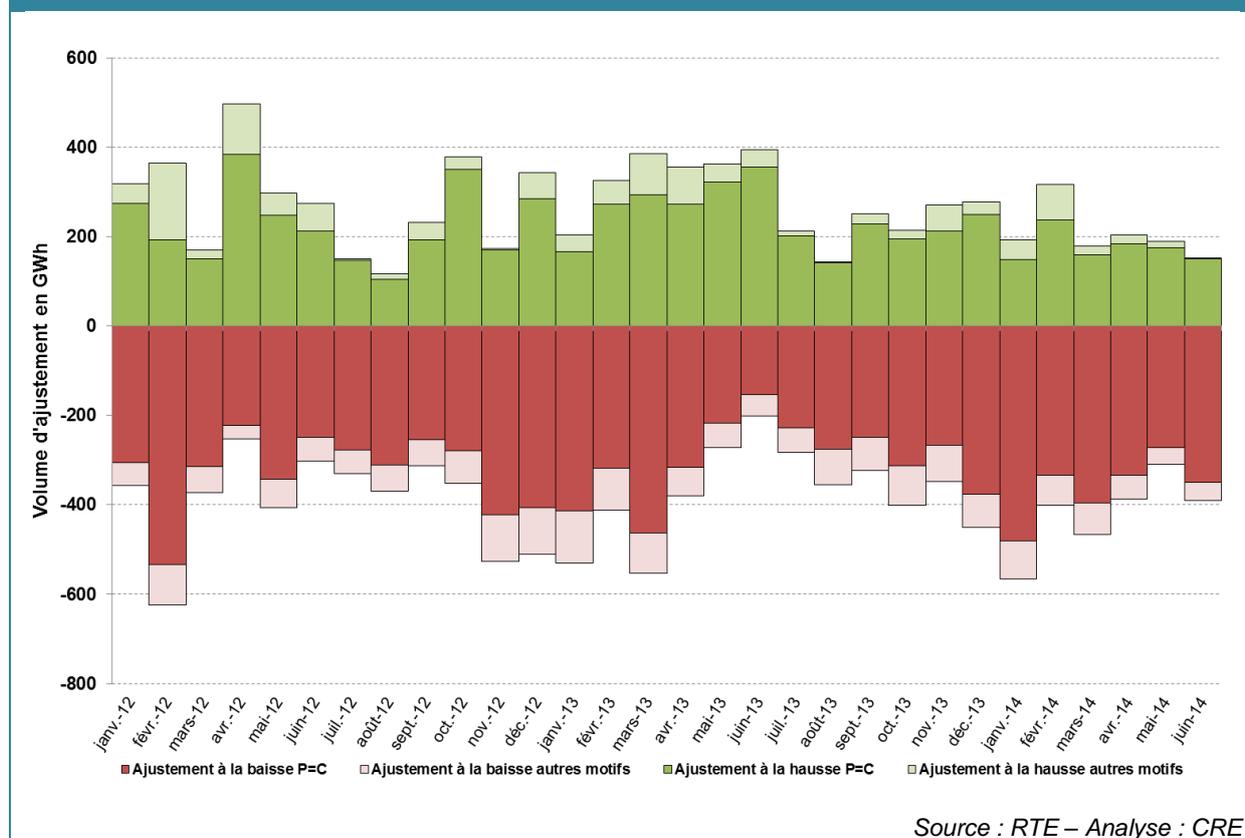
En 2013, les volumes d'ajustement ont été stables (-2%), augmentant de 2% à la hausse et en retrait de 4% à la baisse (Graphique 48). Le système a ainsi été majoritairement long, avec 59% des pas demi-horaires pour lesquels RTE anticipait un excédent d'énergie sur le système électrique. RTE a activé 7,9 TWh au total, soit 1,7% de la consommation (hors pertes des gestionnaires du réseau), contre 8,1 TWh en 2012.

Le 28 mars 2013 a été une journée particulièrement tendue. Le mécanisme d'ajustement a connu des volumes records, avec près de 87 GWh appelés par RTE⁶⁵.

⁶⁵ Voir Rapport de fonctionnement des marchés de gros 2013 – S1 2014

Sur le premier semestre 2014, les volumes d'ajustement sont en net retrait par rapport au premier semestre 2013 (-14%), en raison d'une baisse de 39% des volumes activés à la hausse, en partie contrebalancée par une hausse de 7% des volumes d'ajustement à la baisse.

Graphique 48 : Volumes d'ajustement à la hausse et à la baisse⁶⁶



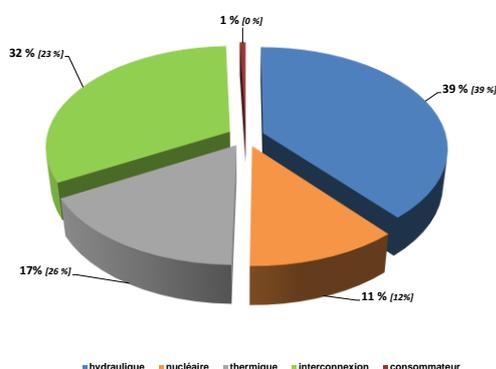
Les parts de marché des filières nucléaire et hydraulique sont restées stables sur les ajustements à la hausse par rapport à 2012 (Graphique 49), tandis que les volumes d'ajustements issus des interconnexions ont sensiblement augmenté au détriment de la filière thermique à flamme.

Sur les ajustements à la baisse, la part de marché de la filière hydraulique a fortement évolué à la hausse par rapport à 2012, au détriment de l'ensemble des autres filières, dont notamment la filière nucléaire qui avait été fortement sollicitée au mois de décembre.

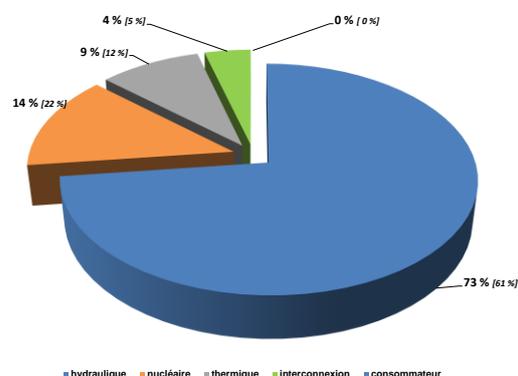
⁶⁶ Evolution des volumes d'ajustement actives (au motif P=C et tous motifs confondus). Motif P=C: équilibrage production-consumation; autres motifs: résolution des contraintes réseaux telles que les congestions; reconstitution des services systèmes et reconstitution des marges opérationnelles à échéances (8h, 2h, 15 minutes)

Graphique 49 : Parts d'ajustement par technologie en 2013

a. Parts d'ajustement à la hausse



b. Parts d'ajustement à la baisse



Source : RTE – Analyse : CRE

En 2013 la part de marché des acteurs français sur les ajustements à la hausse est en augmentation par rapport à 2012, avec 89% des volumes activés contre 80% en 2012.

2.3.2 La valorisation des offres d'EDF sur le mécanisme d'ajustement fait l'objet d'un examen particulier

Les offres d'EDF activées par RTE sur le mécanisme d'ajustement font l'objet d'un suivi régulier de la part de la CRE, notamment en lien avec les coûts marginaux du parc de production de l'opérateur historique.

La construction des offres d'EDF sur le mécanisme d'ajustement est fondée sur les coûts de production intégrant, outre le coût variable direct de la production, des frais et des risques propres au mécanisme d'ajustement :

- surcoûts liés à la baisse de la fiabilité des centrales résultant des modulations imposées par l'ajustement ;
- risque d'écarts de traçabilité entre RTE et EDF ;
- coûts liés à la gestion des offres sur le mécanisme d'ajustement.

La couverture de ces différents éléments se traduit au total par l'application d'un talon à toutes les offres proposées par EDF sur le mécanisme d'ajustement.

Ce talon était appliqué de façon uniforme, indépendamment de la filière de production sous-jacente à l'offre valorisée sur le mécanisme d'ajustement. Sur demande de la CRE, EDF a examiné la possibilité de différenciation de ce talon par filière. Une telle évolution était de nature à clarifier la contribution des coûts de production de chaque filière au coût de l'ajustement du système global, ainsi qu'à améliorer les modalités d'intervention d'EDF sur le mécanisme d'ajustement.

EDF a mis en place cette différenciation du talon par filière en octobre 2013.

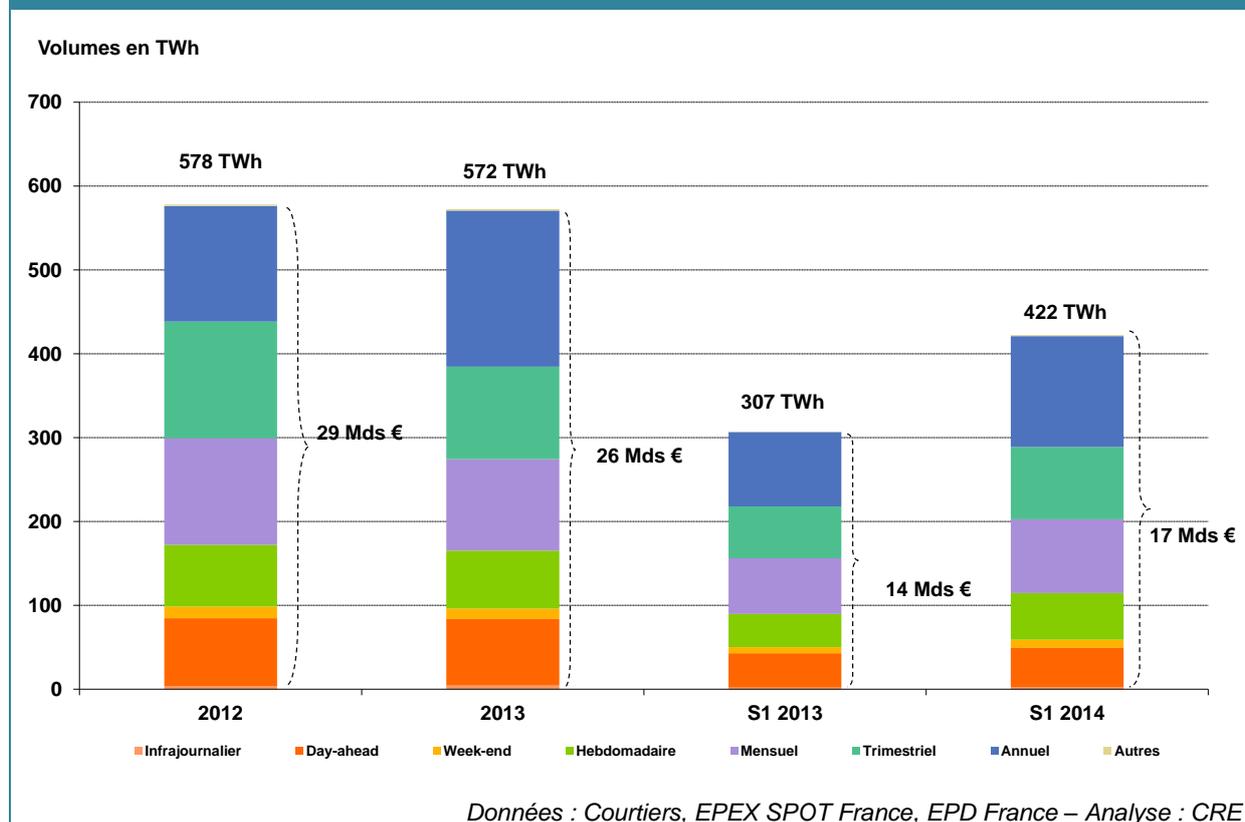
La CRE a pris en compte ces évolutions dans le cadre de la surveillance du mécanisme d'ajustement. Sur l'année 2013 et le premier semestre 2014, pour son parc nucléaire et thermique classique, les offres d'EDF activées par RTE sur le mécanisme d'ajustement intègrent ainsi un talon différencié par filière.

3 Le développement des principaux segments du marché de gros

L'activité sur le marché de gros français intermédié regroupe les transactions conclues sur les marchés organisés et sur l'OTC intermédié (plateformes de courtage). Ce périmètre couvre l'essentiel de l'activité sur le marché de gros français de l'électricité, la part restante étant matérialisée par les transactions bilatérales directes entre acteurs de marché.

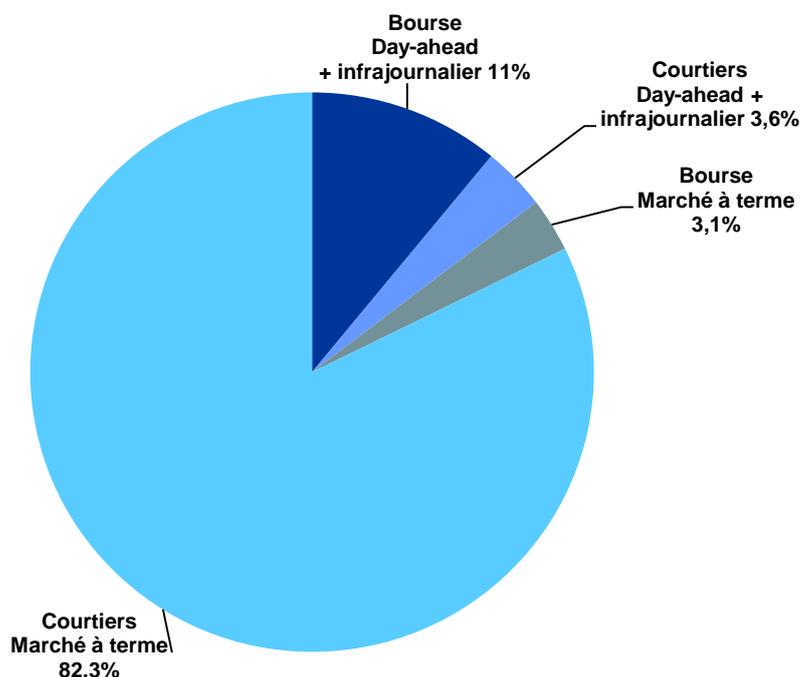
Les volumes échangés sur le marché de gros se sont élevés en 2013 à 572 TWh, en stagnation par rapport à 2012 (-1%) (Chiffres clefs, Tableau 3). Pour autant le nombre de transactions effectuées sur le marché de gros a augmenté de 23% à 281 934 transactions (Chiffres clefs, Tableau 3). Rapporté aux données macro-économiques, le négoce d'électricité a représenté en 2013 environ 122% de la consommation française, soit une diminution de 3 points par rapport à 2012.

Graphique 50 : Volume et valorisation du négoce par produit en 2012, 2013 et au premier semestre 2014



La valorisation du négoce sur le marché français de l'électricité a légèrement diminué, passant de 29 milliards d'euros en 2012 à 26 milliards d'euros l'année suivante (Graphique 50). Cette baisse s'explique par la diminution du volume échangé ainsi que la baisse des prix spot. Au premier semestre 2014 la valorisation a augmenté passant de 14 à 17 milliards d'euros, grâce à la forte augmentation des volumes et malgré la baisse des prix spots.

Graphique 51 : Part du négoce par plateforme et par échéance en 2013



Données : Courtiers, EPEX SPOT France, EPD France – Analyse : CRE

En raison de leur valeur intrinsèquement plus importante, les transactions de produits à terme représentent 85% des volumes négociés sur les marchés. Par ailleurs, la majorité des échanges s'effectuant de gré à gré, les plateformes de négoce OTC rassemblent environ 86% du volume négocié sur les marchés. Les 14% restants sont négociés sur les marchés organisés, en augmentation d'un point par rapport à l'année précédente (Graphique 51).

3.1 Le marché spot

3.1.1 *Le marché infra-journalier en croissance grâce au développement des échanges transfrontaliers*

Le Tableau 3 (voir Chiffres clefs) détaille l'évolution annuelle et semestrielle des volumes échangés sur les marchés spots. Sur le marché EPEX SPOT intraday, la tendance est à la hausse entre 2012 et 2013 (+30%), à la fois sur les transactions France et transfrontalières liées au couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT. La mise en place du couplage avec la Suisse fin juin 2013 a contribué à cette hausse des volumes. La tendance a perduré au premier semestre 2014 avec une augmentation de 42% par rapport au premier semestre 2013.

Sur le marché *day-ahead* d'EPEX SPOT les volumes échangés sont en légère baisse en 2013 avec une perte de 1,3% comparé à 2012. A l'inverse ils sont en légère hausse sur le premier semestre 2014 par rapport au premier semestre 2013. Ces variations sont comparables aux tendances globales constatées sur les marchés de gros entre 2012 et 2014.

3.1.2 *La résilience des prix français et allemand témoigne du manque de profondeur du marché français et du rôle des interconnexions dans la sécurité d'approvisionnement*

Les données de résilience publiées par EPEX SPOT quotidiennement permettent d'évaluer la sensibilité des prix de marché, et par extension la liquidité et la profondeur de marché sur les enchères d'EPEX SPOT. Les tableaux ci-dessous indiquent, pour les marchés français et allemand, les variations de prix moyennes conséquentes à un choc d'offre (-500 MW ou -1 000 MW) ou de

demande (+500 MW ou +1 000 MW) issus du propre marché ou bien du marché voisin. Dès lors que la capacité d'interconnexion entre la France et l'Allemagne est utilisée à son maximum, la sensibilité d'un marché par rapport à son voisin devient beaucoup plus limitée.

Tableau 23 : Variations moyennes des prix pour des chocs d'offre/demande sur le marché propre					
		-1000 MW	-500 MW	+500 MW	+1000 MW
2012 ⁶⁷	France	-1,74 €/MWh	-0,86 €/MWh	+0,87 €/MWh	+1,76 €/MWh
	Allemagne	-1,69 €/MWh	-0,78 €/MWh	+0,79 €/MWh	+1,58 €/MWh
2013	France	-2,40 €/MWh	-1,20 €/MWh	+1,25 €/MWh	+2,53 €/MWh
	Allemagne	-1,91 €/MWh	-0,96 €/MWh	+1,02 €/MWh	+2,03 €/MWh
S1 2013	France	-2,62 €/MWh	-1,33 €/MWh	+1,33 €/MWh	+2,74 €/MWh
	Allemagne	-1,99 €/MWh	-1,01 €/MWh	+1,11 €/MWh	+2,18 €/MWh
S1 2014	France	-2,08 €/MWh	-1,07 €/MWh	+1,13 €/MWh	+2,32 €/MWh
	Allemagne	-1,60 €/MWh	-0,84 €/MWh	+0,83 €/MWh	+1,64 €/MWh

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Tableau 24 : Variations moyennes des prix pour des chocs offre/demande sur le marché voisin					
		-1 000 MW	-500 MW	+500 MW	+1 000 MW
2012 ⁶⁸	France	-0,72 €/MWh	-0,34 €/MWh	+0,37 €/MWh	+0,74 €/MWh
	Allemagne	-0,71 €/MWh	-0,34 €/MWh	+0,36 €/MWh	+0,72 €/MWh
2013	France	-0,52 €/MWh	-0,24 €/MWh	+0,32 €/MWh	+0,65 €/MWh
	Allemagne	-0,54 €/MWh	-0,26 €/MWh	+0,30 €/MWh	+0,61 €/MWh
S1 2013	France	-0,44 €/MWh	-0,21 €/MWh	+0,29 €/MWh	+0,58 €/MWh
	Allemagne	-0,47 €/MWh	-0,24 €/MWh	+0,27 €/MWh	+0,55 €/MWh
S1 2014	France	-0,83 €/MWh	-0,45 €/MWh	+0,47 €/MWh	+0,93 €/MWh
	Allemagne	-0,87 €/MWh	-0,45 €/MWh	+0,48 €/MWh	+0,94 €/MWh

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Ces données font ressortir, pour des chocs d'offre sur le marché propre, une sensibilité plus importante des prix de marché français. Ce constat traduit une probabilité plus élevée d'atteindre les extrêmes lorsque l'équilibre entre offre et demande est soumis à des tensions.

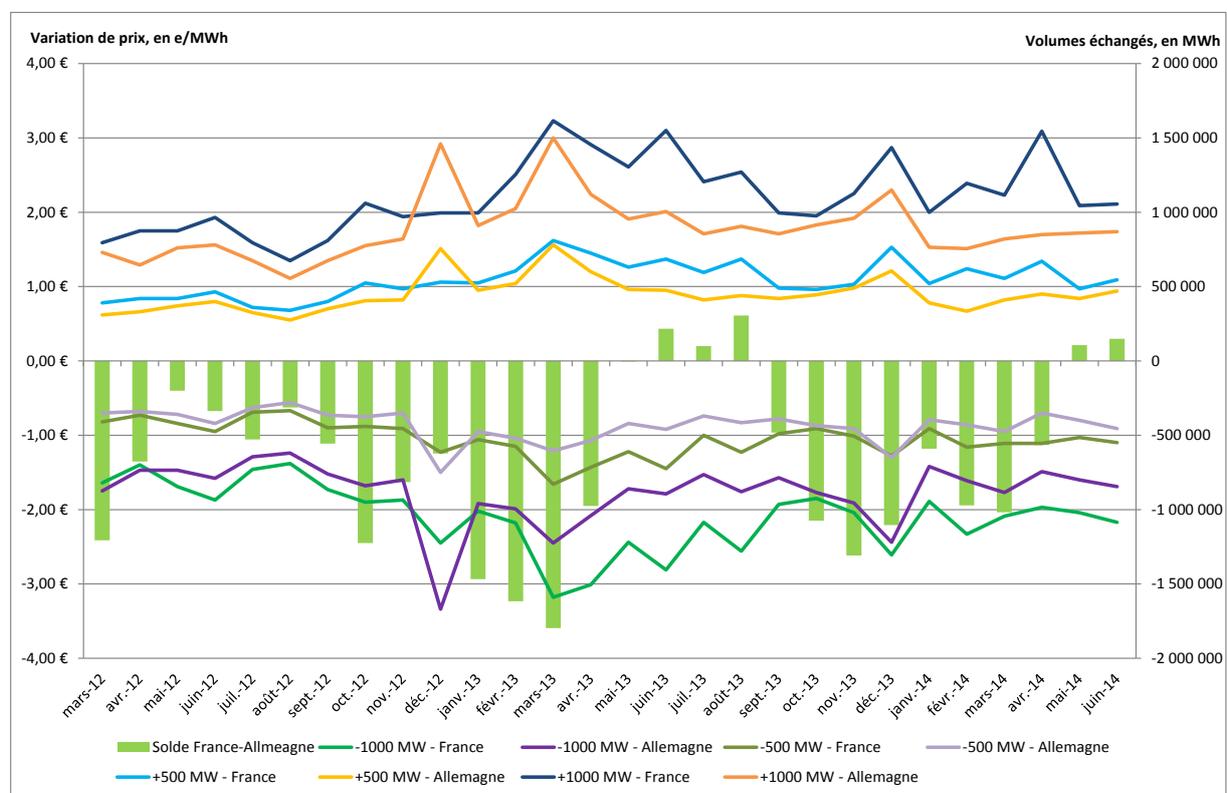
Pour un choc d'offre sur marché propre (Graphique 52), les prix de marché sont plus sensibles en hiver qu'en été du fait de la thermo-sensibilité de la consommation électrique (notamment en France). Les échanges entre la France et l'Allemagne sont plus importants lorsque la sensibilité des prix aux chocs d'offres est élevée, comme l'illustre le mois de mars 2013. Cela vient mettre en évidence le rôle des interconnexions dans la sécurité d'approvisionnement, celles-ci permettant d'atténuer les impacts des chocs d'offres sur marché propre. Ainsi, le premier semestre 2014 a été

⁶⁷ Moyennes sur mars à décembre 2012 (pas de données avant mars 2012)

⁶⁸ Moyennes sur mars à décembre 2012 (pas de données avant mars 2012)

beaucoup moins tendu que le premier semestre 2013 : les prix de marché ont été moins sensibles à un choc d'offre sur le marché propre, du fait d'une meilleure absorption de ces derniers par le mécanisme de couplage des marchés.

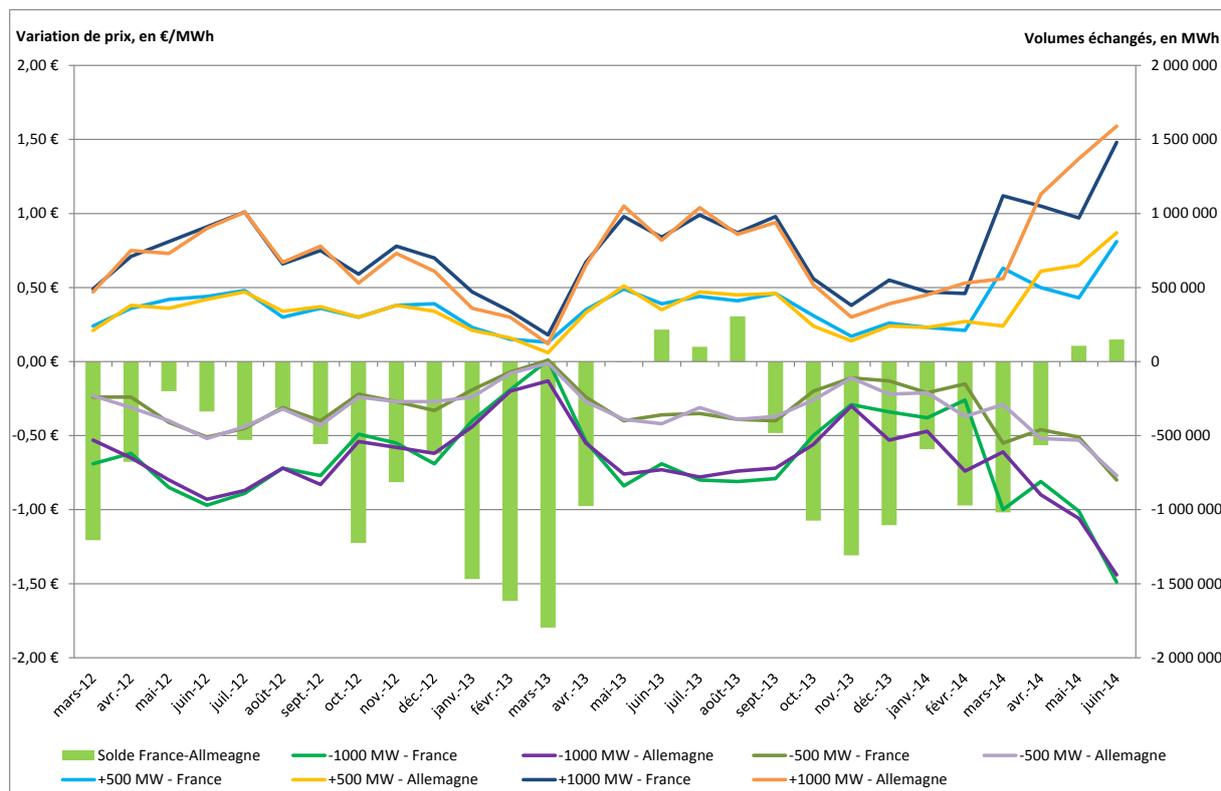
Graphique 52 : Sensibilité des prix horaires lors d'un choc d'offre sur le marché, par mois



Source : EPEX SPOT, RTE – Analyse : CRE

A l'inverse, la sensibilité des prix aux chocs d'offre issus du pays voisin (Graphique 53) se réduit avec les volumes échangés, la saturation de l'interconnexion venant isoler les marchés. On note ainsi qu'en mars 2013, où l'interconnexion fut très souvent saturée, la sensibilité des prix français et allemand aux chocs d'offres issus de l'autre côté de la frontière s'est fortement réduite. Sur le second trimestre 2014, où les prix ont eu tendance à converger, témoignant d'une bonne disponibilité de l'interconnexion France-Allemagne, la sensibilité des prix horaires a été très élevée vis-à-vis de chocs externes.

Graphique 53 : Sensibilité des prix horaires lors d'un choc d'offre issu du pays voisin, par mois



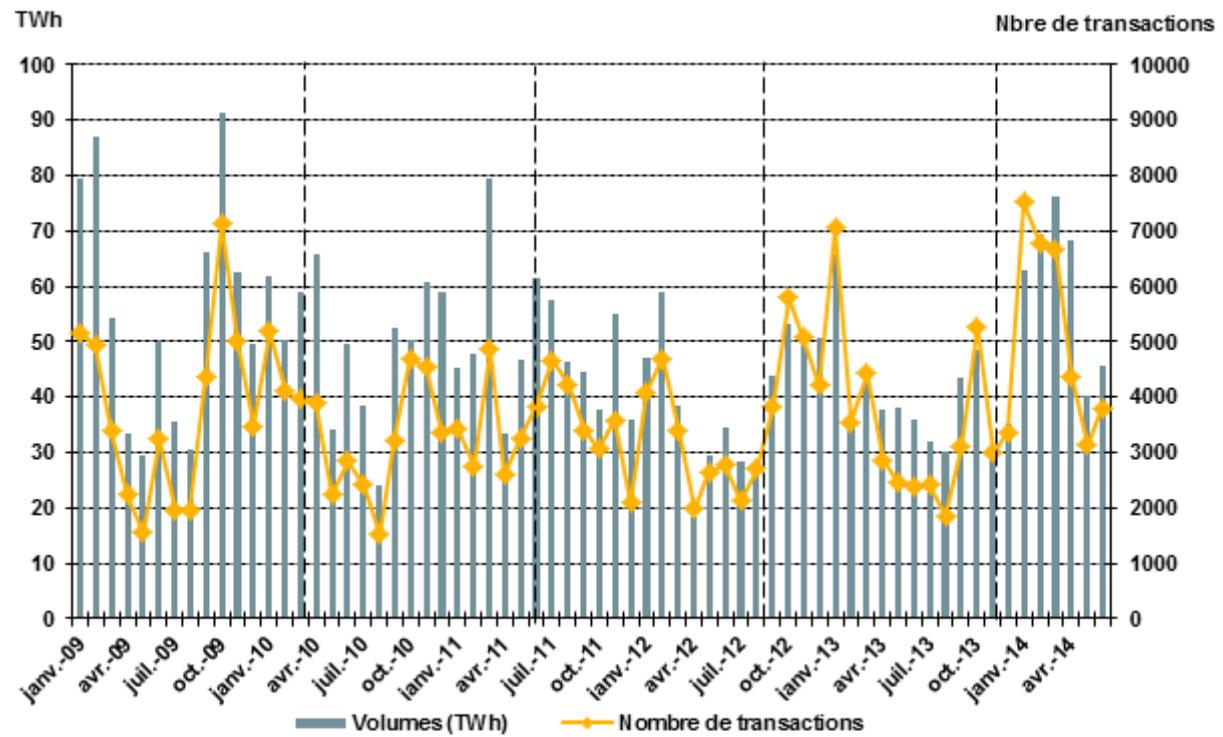
Source : EPEX SPOT, RTE – Analyse : CRE

3.2 Le marché à terme

3.2.1 Hausse des volumes sur les produits annuels au second et troisième trimestre 2013 suite à un arbitrage avec l'ARENH

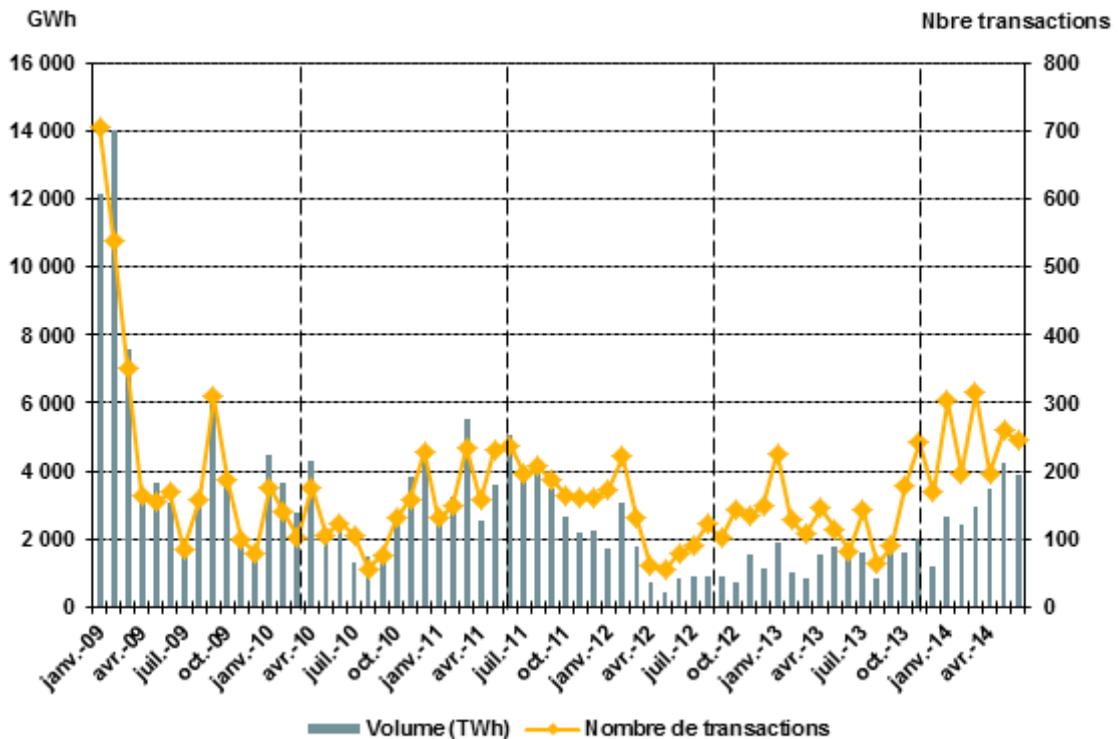
Le Tableau 3 (voir Chiffres clefs) détaille l'évolution trimestrielle du négoce pour différents produits (M+1, Q+1, Y+1) et différentes périodes. Les volumes échangés en 2013 sur le marché à terme sont stables par rapport à 2012 (-1%). Alors que les produits mensuels et trimestriels étaient en baisse (respectivement -9% et -33%), le produit calendaire (Y+1) a subi une hausse de 15% (14 TWh), comme on peut remarquer sur le Graphique 55. Cette hausse sensible s'explique par l'arbitrage effectué par les fournisseurs alternatifs suite au passage du prix du produit calendaire en dessous du prix de l'ARENH (42 €/MWh) entre les mois de mai et août (voir Graphique 44), poussant les acteurs à s'approvisionner via le produit Y+1 plutôt que par le mécanisme de l'ARENH. Les volumes échangés sur cette période sont justement en hausse de 15 TWh.

Graphique 54 : Evolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédié



Source : EEX Power French Derivatives

Graphique 55 : Evolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme organisé



Source : EEX Power French Derivatives

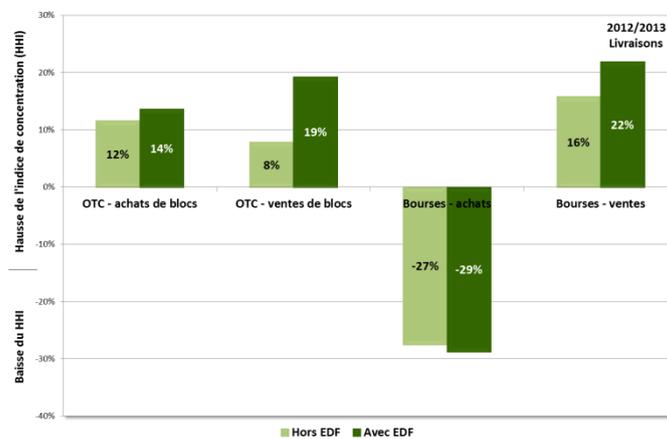
3.3 Indices de concentration de différents segments de marché

Le suivi des indices de concentration de marché est important dans le cadre d'un processus d'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence. Les indices de Herfindahl-Hirschmann (HHI) peuvent être utilisés sur le marché de l'électricité en France, pour mesurer le niveau de concentration des différents segments d'activité du marché de l'électricité en France. Plus le nombre d'acteurs de marché est faible, plus l'indice de concentration est élevé :

- 0 - 1 000 : marché peu concentré ;
- 1 000 - 2 000 : marché concentré ;
- Supérieur à 2 000 : marché très concentré.

L'analyse porte chaque fois sur un marché comprenant EDF et sur le même marché excluant EDF. En effet, il est intéressant de distinguer ces deux cas étant donnée la place occupée par l'ancien fournisseur historique d'électricité en France, sur les nouveaux segments du marché et surtout sur les segments de marché historiques (production, consommateurs finals, etc).

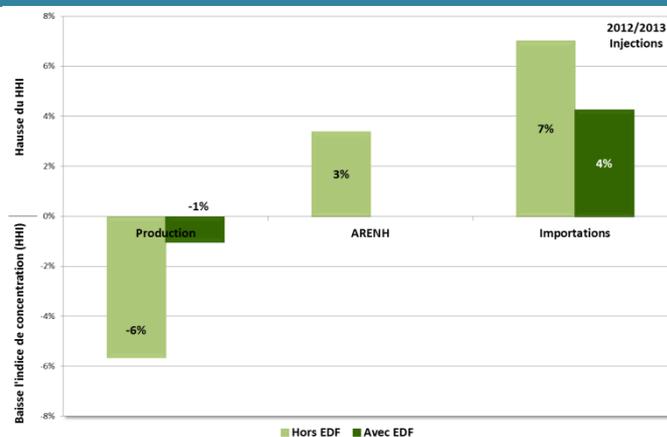
Graphique 56 : Comparaison des HHI 2013 versus 2012 – Négoce



Source : EPEX Spot, EEX, Brokers, RTE – Analyse : CRE

Les activités de négoce sont peu concentrées en France (voir Tableau 10). On observe cependant que la concentration sur les plateformes des courtiers augmente entre 2012 et 2013, ainsi que sur la bourse dans le sens des ventes (voir Graphique 56).

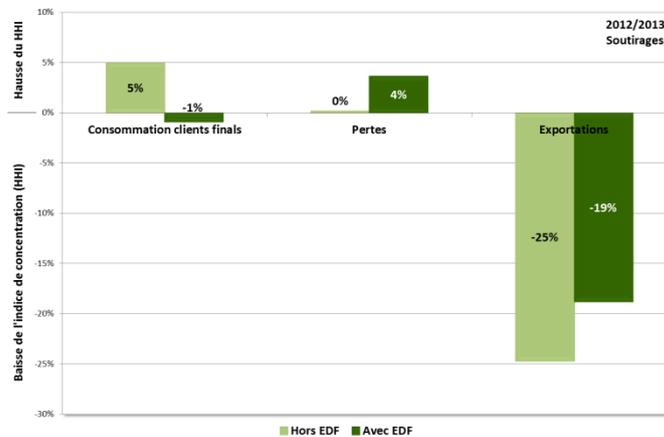
Graphique 57 : Comparaison des HHI 2013 versus 2012 – Injections



Source : RTE – Analyse : CRE

Concernant les activités liées aux ‘injections’, le niveau de concentration du segment de la production a baissé entre 2012 et 2013, avec ou sans EDF. La concentration sur le segment des achats ARENH a légèrement augmenté. Le segment des importations enregistre la plus forte hausse de la concentration (voir Graphique 57).

Graphique 58 : Comparaison des HHI 2013 versus 2012 – Soutirages



Source : RTE, Analyse : CRE

En ce qui concerne l’activité liée aux ‘soutirages’ en France, les indices HHI augmentent entre 2012 et 2013 pour le segment des consommations aux clients finals sans EDF. Les indices de concentration du segment des pertes augmentent également si l’on prend en compte EDF. Le segment des exportations est lui bien plus concurrentiel en 2013 qu’en 2012 (voir Graphique 58).

4 Perspectives d’évolutions du marché de l’électricité

4.1 Intégration du marché européen

4.1.1 Mécanisme de couplage de marché Flow-Based et effets sur les prix

Le démarrage du mécanisme de couplage de marché en « Flow-Based » (FB)⁶⁹, prévu pour le 31 mars 2015, a pour but d’optimiser le couplage de marché et de permettre de choisir dans une plus large mesure les moyens de production disponibles les moins chers à l’échelle de l’ensemble de la zone couplée. Cette amélioration est permise en mettant désormais l’ensemble de la capacité physique du réseau au service des échanges transfrontaliers les plus pertinents. Ainsi le domaine des échanges donné au marché est accru en Flow-Based par rapport à la méthode actuelle de calcul de capacités d’interconnexion (dite « ATC »).

Des simulations (« parallel runs ») sont effectuées depuis début 2013 par les bourses et les gestionnaires de réseau de transport, afin d’évaluer les impacts du mécanisme.

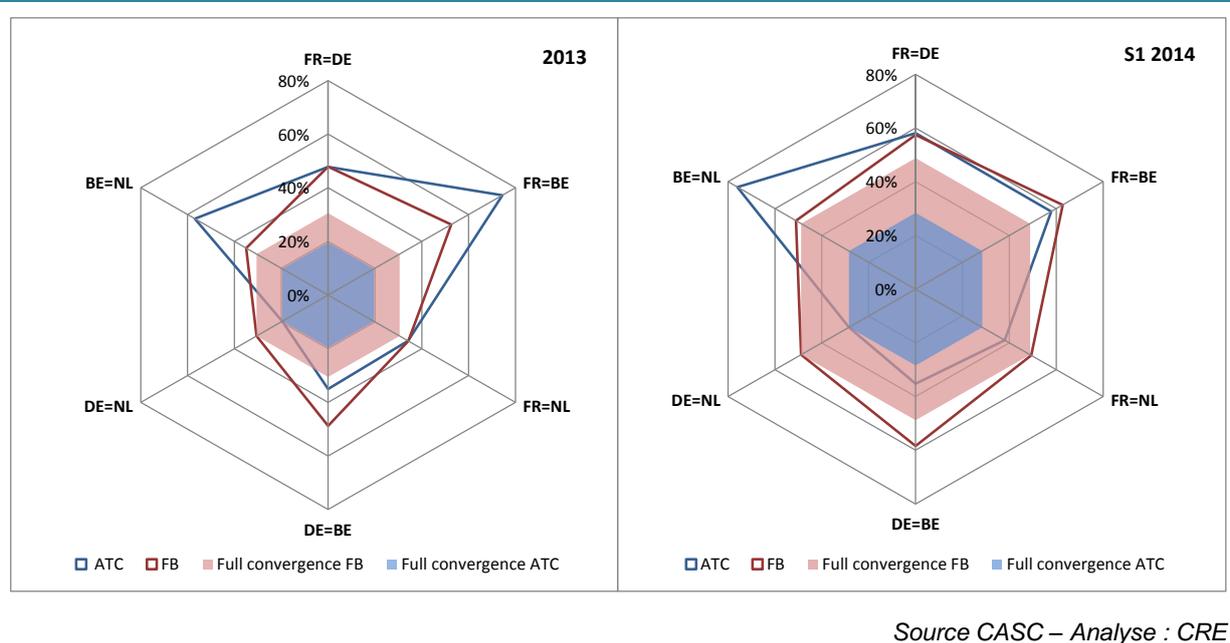
Le Graphique 59 permet d’évaluer les effets du mécanisme de couplage FB sur les taux de convergence horaires des prix de la zone Centre-Ouest⁷⁰. Comparativement à une situation de couplage de marché en ATC (en bleu), le mécanisme FB (en rouge) tend à rapprocher les niveaux de convergence entre chaque pays, il améliore le taux de convergence aux frontières là où celui-ci est faible et le réduit là où il est élevé. L’effet du mécanisme se révèle ainsi positif en ce qui concerne la

⁶⁹ Pour plus d’informations, voir le rapport annuel de la CRE [Echanges d’électricité aux frontières : utilisation et gestion des interconnexions en 2012](#) sur son site internet

⁷⁰ Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas

convergence des prix sur les quatre marchés (« full convergence » sur le Graphique 59), le taux passant de 20% en ATC à 31% en FB en 2013 et de 28% à 49% au premier semestre 2014.

Graphique 59 : Effets du couplage de marché Flow-Based sur la convergence des prix



Le Graphique 60 donne un aperçu des prix de marchés simulés sous le mécanisme FB par rapport aux prix effectifs dérivant de la méthode ATC. Les simulations montrent que le mécanisme tend à réduire les prix de marché en Belgique et aux Pays-Bas, tandis qu'ils s'apprécient en Allemagne. En France, le mécanisme tend globalement à réduire le prix, même si pour certaines périodes où le prix a été particulièrement bas, comme au premier semestre 2014, le prix français pourrait augmenter. Au global, on peut constater que les prix moyens se rapprochent sous l'effet du mécanisme, témoignant d'une meilleure optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexion. Ainsi, sur l'année 2013, le Flow-Based aurait permis une diminution des coûts d'approvisionnement à l'échelle de la région Centre-Ouest de l'ordre de 100 millions d'euros.

Graphique 60 : Effets du couplage de marché Flow-Based sur les prix de marché



Source CASC – Analyse : CRE

4.1.2 Couplage des marchés NWE et SWE

Le 4 février 2014 a été mis en place le couplage des marchés journaliers de la région Nord-Ouest⁷¹. Depuis cette date, le couplage par les prix (Price Coupling of Regions - PCR) permet la mise en commun des offres d'électricité de la région Nord-Ouest. Le 13 mai 2014 la zone Sud-Ouest⁷² a été couplée à la zone Nord-Ouest pour l'échéance journalière suivant le même mécanisme, intégrant ainsi les marchés espagnol et portugais au couplage. La France étant depuis plusieurs années couplée avec la Belgique et l'Allemagne, le principal bénéfice pour la France est l'extension du couplage à la Grande-Bretagne et à l'Espagne.

Les marchés des zones Sud-Ouest et Nord-Ouest couvrent une consommation d'électricité d'environ 2 400 TWh par an. Plus de 3 TWh se sont échangés quotidiennement début 2014 sur ces marchés, pour une valeur moyenne de plus de 200 millions d'euros par jour.⁷³

L'algorithme utilisé (EUPHEMIA) calcule simultanément les prix des marchés de l'électricité et les positions nettes pour chaque zone de marché en se basant sur des enchères implicites qui résultent de la mise en commun des offres des différentes bourses. Le couplage de marché permet d'attribuer automatiquement la capacité d'interconnexion entre les réseaux d'électricité aux transactions transfrontalières les plus efficaces économiquement. Les offres de production d'électricité les moins chères de la zone sont sélectionnées dans la limite des capacités d'interconnexion, réduisant ainsi le coût de fourniture de l'électricité. De plus, le mécanisme de couplage permet de s'assurer que les flux transfrontaliers sont cohérents avec le différentiel de prix.

⁷¹ Région Nord-Ouest : Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, France, Grande-Bretagne, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Suède

⁷² Région Sud-Ouest : Espagne, France, Portugal

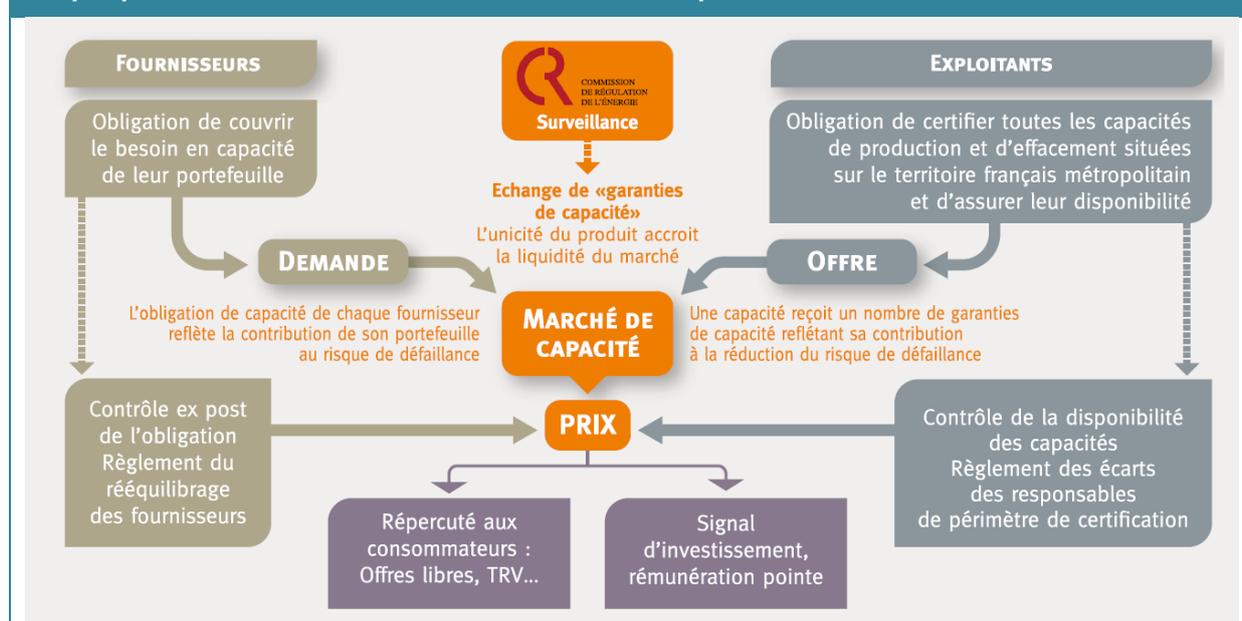
⁷³ Source [communiqué CASC](#)

4.2 Mécanisme de capacité

Le mécanisme d'obligation de capacité vise à la garantie de la sécurité d'approvisionnement future du système électrique français. Son démarrage est prévu à compter de l'hiver 2016-2017, et répond ainsi en partie au déficit prévisionnel de capacité annoncé par RTE et pouvant atteindre jusqu'à 2000 MW⁷⁴. Ce dispositif rémunérera la capacité de production ou d'effacement effectivement disponible lors des heures de tension du système, notamment les heures de plus forte consommation, afin d'assurer l'équilibre offre-demande et satisfaire aux besoins de sécurité du système à hauteur du critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics. Ce n'est donc pas l'énergie produite lors des heures de pointe, mais les mégawatts de capacité effectivement disponibles qui seront rétribués.

Le mécanisme de capacité repose sur le principe que chaque acteur du marché électrique porte la responsabilité du risque qu'il fait encourir au système. Dans la pratique, tout fournisseur devra justifier, en fonction de la consommation de son portefeuille de clients à la pointe nationale, d'un montant défini de garanties de capacité. Ces dernières pourront être obtenues par la propriété ou le développement de capacités de production ou d'effacement, ou bien par leur achat à des tiers. Les garanties de capacité, produits fongibles, feront ainsi l'objet d'un marché où acheteurs et vendeurs se rencontreront, permettant de révéler un prix de marché de la capacité.

Graphique 61 : Fonctionnement du mécanisme de capacité



Missions de la Surveillance des marchés de gros de la CRE

Le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, attribue à la Commission de régulation de l'énergie un ensemble de missions. Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie dans le cadre de la surveillance des marchés de gros:

- aura accès au registre des garanties de capacités, comme le précise le VI de l'article 16 du décret ;
- collectera les informations relatives aux caractéristiques de cessions de garanties de capacités, dont notamment le prix, comme définit au I de l'article 17 du décret ;

⁷⁴ <http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/bilan-previsionnel-de-l-equilibre-offre-demande-d-electricite-des-solutions-a-deployer-pour-preserver-la-securite-electrique-1>

- publiera au moins une fois par an, en application du II de l'article 17 du décret, des données statistiques concernant l'ensemble des transactions et des offres publiques de transaction de garanties de capacité et de produits dérivés et rendant compte des volumes échangés ou offerts et de leur prix ;
- définira et publiera les modalités de calcul du prix de référence pour chaque année de livraison, comme énoncé au IV de l'article 23 du décret.

Par ailleurs, les troisièmes orientations de l'ACER précisent que les mécanismes de rémunération de la capacité, lorsqu'ils seront mis en œuvre, rentreront dans le champ d'application de REMIT dans la mesure où sont négociés des produits énergétiques de gros, comprenant notamment les produits dérivés en rapport avec l'électricité ou le gaz naturel produits, négociés ou livrés dans l'Union.

SECTION IV : LES MARCHES DE GROS DU GAZ

Les marchés de gros du gaz en France continuent à être influencés par les marchés internationaux. Dans un contexte d'offre limitée sur les marchés du GNL, les écarts de prix entre les différentes régions (Asie, Europe et Amérique du Nord) orientent davantage l'acheminement de cargaisons de GNL vers l'Asie et l'Amérique Latine, au détriment de l'Europe. Aux Etats-Unis, bien que les prix du gaz aient augmenté en 2013, ils restent très faibles et plus compétitifs que le charbon. Au contraire, en Europe, le charbon reste plus compétitif que le gaz dans la production d'électricité et affecte la compétitivité des centrales électriques au gaz.

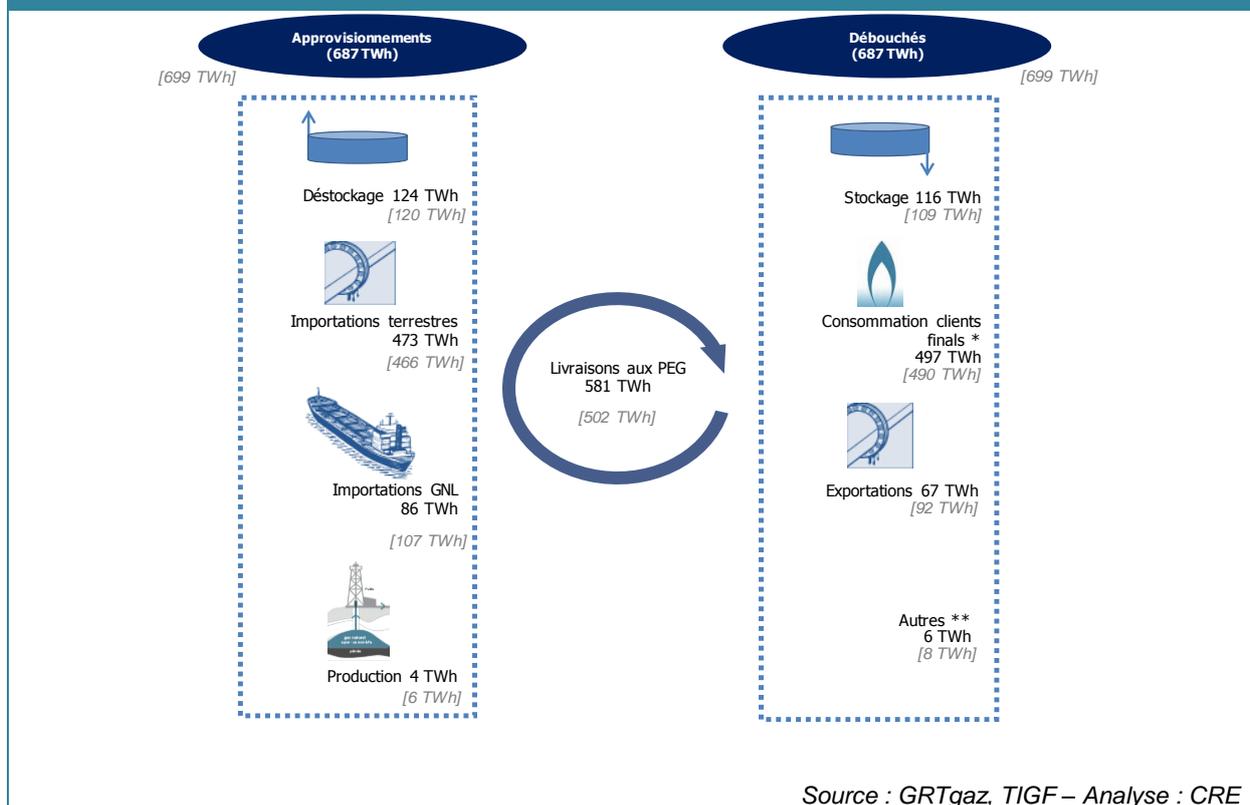
Outre le contexte international, le climat a joué un rôle particulier dans la formation des prix spot du gaz en Europe. La fin d'hiver relativement froide en 2013 a provoqué des pics de prix importants et, à l'opposé, la douceur des températures durant le premier semestre 2014 ont conduit à une baisse des prix aux niveaux les plus faibles depuis 2010.

L'instabilité politique en Ukraine et les tensions entre l'Europe et la Russie ont fait resurgir les craintes d'une nouvelle crise gazière. Les effets sur les marchés européens se sont fait ressentir notamment sur la courbe de prix à terme à partir de l'hiver 2014-2015.

1 Bilan du système gazier

Les approvisionnements en GNL du système français, en ligne avec la tendance observée ailleurs en Europe, ont poursuivi la baisse entamée depuis le deuxième semestre 2011 (Graphique 64). Face à une consommation en légère augmentation en 2013, ces flux décroissants des émissions ont été compensés par une baisse des exportations terrestres. Alors que les flux à destination de l'Espagne sur les points d'interconnexion Larrau et Biriadou ont augmenté de 19%, en lien notamment avec l'augmentation des capacités de sortie à partir d'avril 2013, les flux commerciaux depuis le PEG Nord vers d'autres marchés ont fortement reculé, en particulier sur l'interconnexion Oltingue (frontière avec la Suisse).

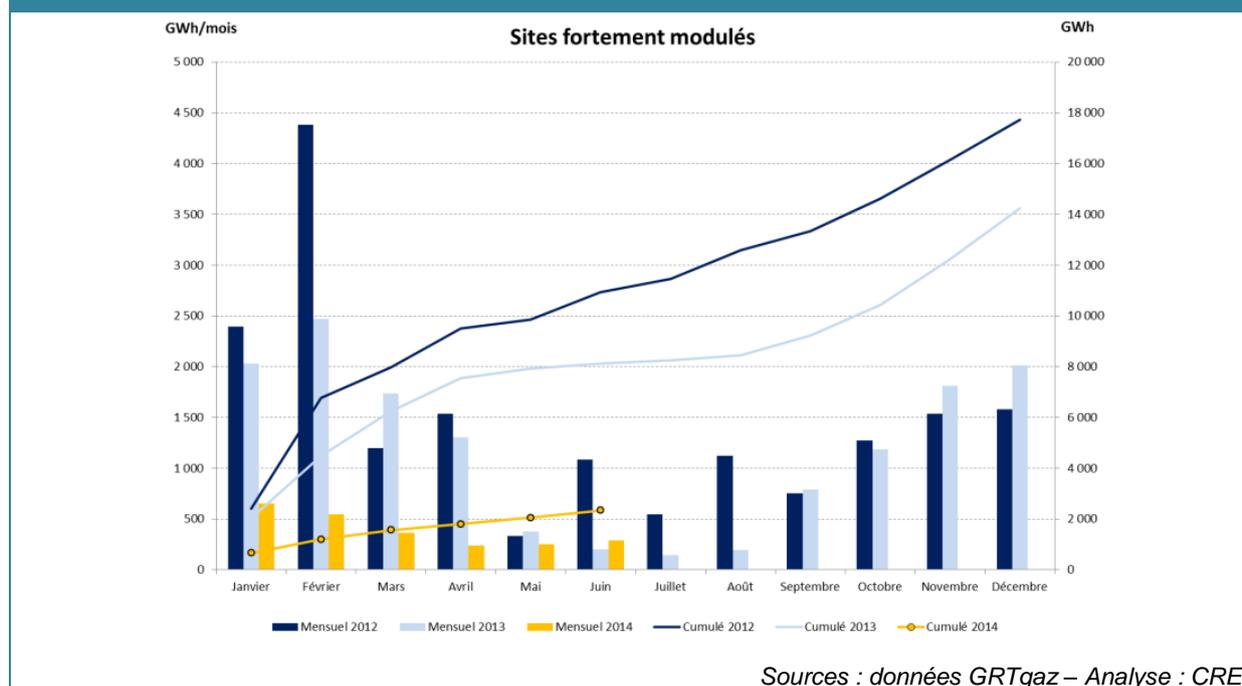
Graphique 62 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2013 [2012]



Les stockages français ont été sollicités d'avantage en 2013, du fait notamment d'une fin d'hiver 2012/2013 relativement froide qui explique la hausse des soutirages. Les besoins de reconstitution des stocks se sont traduits ensuite par une hausse des injections durant l'été 2013. Le recul de la production française est lié à l'arrêt, depuis novembre 2013, de l'exploitation commerciale des gisements de Lacq.

La hausse de la consommation en 2013 doit être attribuée notamment au secteur résidentiel et aux différences climatiques par rapport à l'année précédente. La consommation des sites industriels rattachés aux réseaux de transport a reculé en 2013 par rapport à 2012, notamment du fait d'une baisse de 20% de la consommation des sites fortement modulés en zone GRTgaz (voir Graphique 63).

Graphique 63 : Niveau de consommation sur le réseau GRTgaz



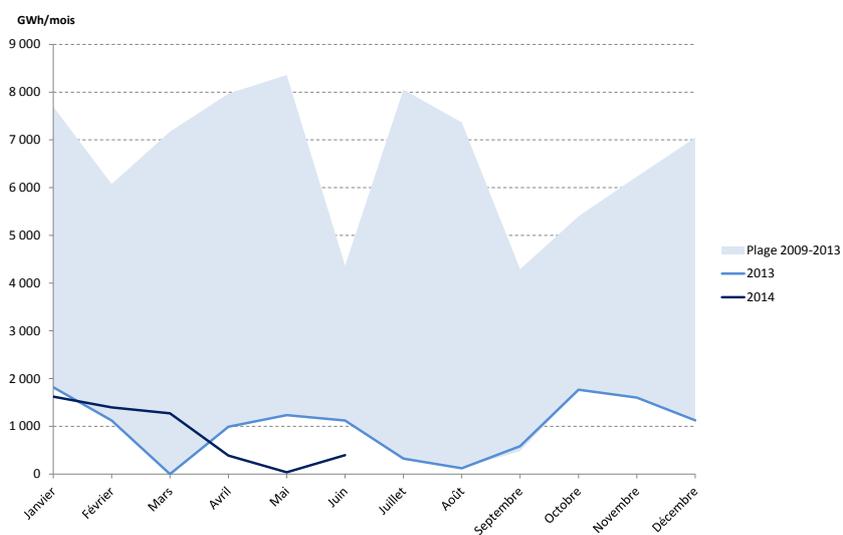
Des niveaux historiquement bas de GNL en France

Les émissions de GNL du terminal de Montoir-de-Bretagne et des terminaux de Fos-sur-Mer ont atteint des niveaux historiquement bas en 2013 (Graphique 64). La tendance à la baisse des émissions s'est poursuivie au premier semestre 2014. Cette tendance répond, comme indiqué précédemment, aux arbitrages mondiaux à la faveur de marchés plus rémunérateurs comme l'Asie et l'Amérique latine au détriment du continent européen. Ainsi, seulement 25% des capacités européennes de regazéification sont utilisées.

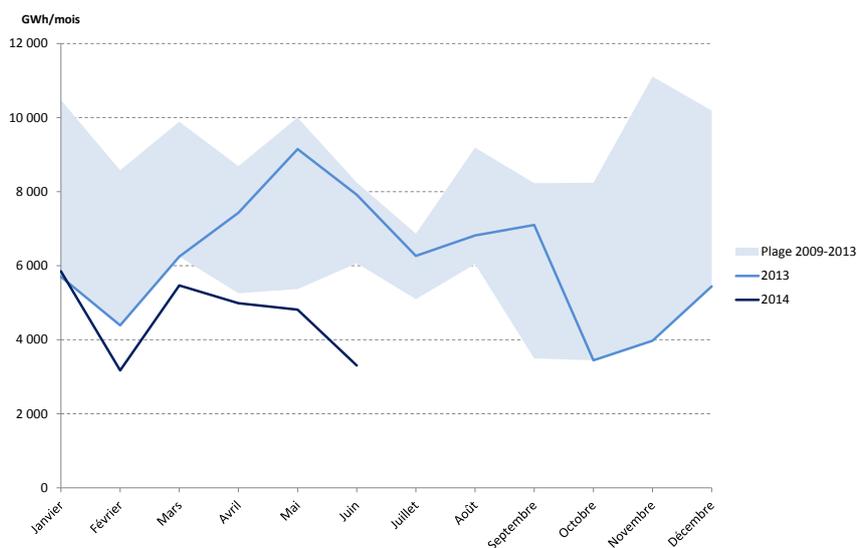
La faiblesse des émissions à Fos, bien que supérieures à celles du terminal de Montoir, alimente les tensions observées sur les marchés au sud de la France (Section 2.1.2). A Montoir, le faible nombre de déchargement s'est traduit par un arrêt des émissions en sortie du terminal entre fin février et début avril 2013 et entre fin mars et mi-mai 2014.

Graphique 64 : Historique des émissions des terminaux méthaniers français

a. Montoir



b. Fos



Source : FosMax, Elengy – Analyse : CRE

2 Les prix du gaz

2.1 Les prix de gros spot en France

2.1.1 Les prix du gaz au PEG Nord ont progressé en 2013 mais diminuent fortement au S1 2014 sous l'effet d'un hiver très doux

Alignés avec les prix des principales places de marché du gaz en Europe, les prix au PEG Nord ont progressé en moyenne en 2013 pour ensuite diminuer fortement au premier semestre 2014 (Graphique 65). Les marchés gaziers européens ont connu une période de forte tension à la fin du mois de mars et

pendant les premiers jours d'avril 2013 dans un contexte de consommation élevée, des niveaux de stock très bas suite à un hiver relativement froid et d'une arrivée limitée du GNL en Europe⁷⁵.

Graphique 65 : Prix spot du gaz en Europe



Un deuxième épisode de pic de prix est apparu de manière spécifique sur le marché français durant les journées du 9 et 10 avril 2013. Cet épisode a fait l'objet d'une analyse approfondie par la CRE.

Le pic de prix du 9 avril 2013 au PEG Nord est apparu dans un contexte de maintenances affectant plusieurs points d'entrée de la zone Nord (Dunkerque, Taisnières H et Obergailbach). Ces maintenances ont empêché un certain nombre d'acteurs de marché d'approvisionner le marché français depuis ses pays voisins.

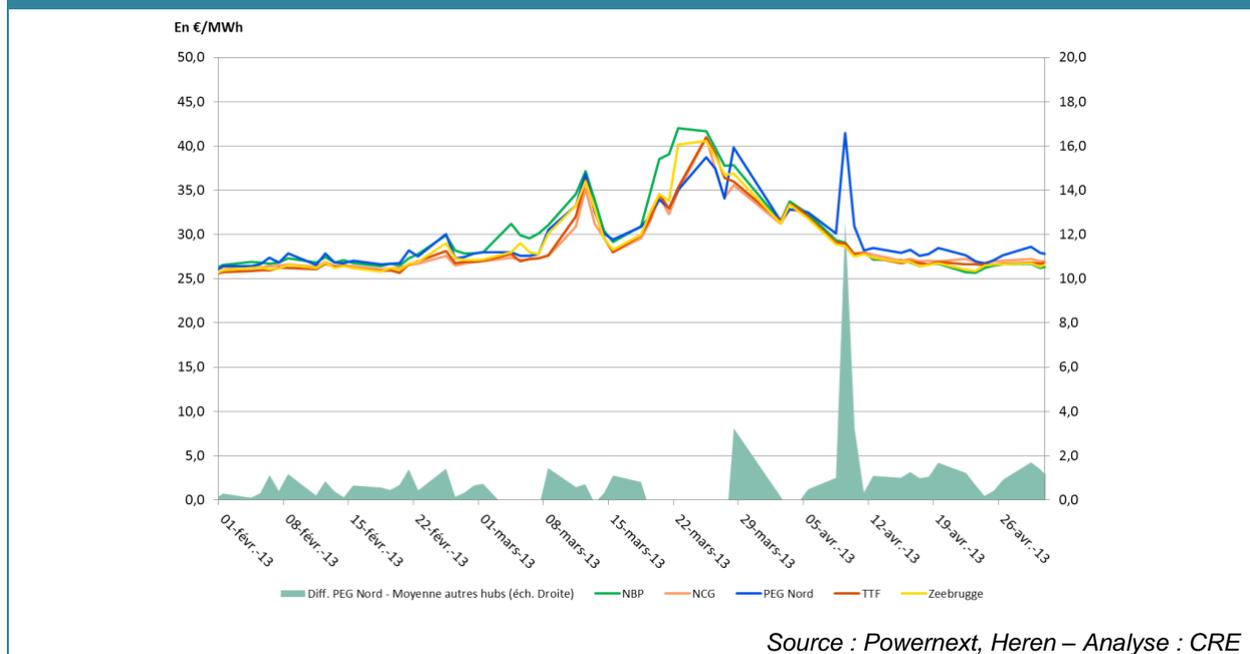
Pour compenser ses propres réductions de capacité, un expéditeur a choisi de réaliser des achats sur le marché spot (*day-ahead*) et de tenter de réserver de la capacité de type « UBI » (*Use-it-or-Buy-It*) pour des quantités importantes le 8 avril pour livraison le 9 afin d'équilibrer son portefeuille. Cet expéditeur, n'ayant pas obtenu les capacités demandées, a dû acheter des quantités très importantes sur le marché *within-day* peu liquide, en particulier sur la plateforme Powernext.

En période de forte maintenance des réseaux de transport, et compte tenu des caractéristiques du produit « UBI », la probabilité pour cet expéditeur d'obtenir la capacité demandée était très faible. Cette action présentait par conséquent des risques physiques et financiers importants, préjudiciables à la fois pour cet acteur mais également pour le marché français en contribuant à la formation du pic de prix au PEG Nord.

La CRE a donc recommandé à cet expéditeur de faire preuve de plus de prudence dans la gestion de ses approvisionnements et de mettre en œuvre ses meilleurs efforts pour anticiper ses besoins d'équilibrage, au regard notamment du poids que peuvent avoir ses interventions sur le marché *within-day* par rapport à la liquidité et à la profondeur disponible.

⁷⁵ Voir le rapport de la CRE sur « Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel 2012-2013 » (<http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/fonctionnement-marches-de-gros-electricite-co2-gaz-naturel-2012-2013>)

Graphique 66 : Pic de prix du 9 avril 2013 au PEG Nord



Par ailleurs, à l'occasion de cette analyse approfondie, l'utilisation de l'interconnexion France-Belgique par les expéditeurs a été étudiée en détail.

Cette étude a mis en évidence que les capacités d'import à Taisnières H n'ont pas été totalement optimisées en *day-ahead* car certains expéditeurs utilisent cette interconnexion pour effectuer de la modulation horaire en Belgique. En effet, les expéditeurs sont tenus d'équilibrer leur portefeuille au pas horaire en Belgique alors que la contrainte d'équilibrage sur le réseau GRTgaz est journalière.

Les règles opérationnelles à l'interface entre les deux réseaux permettent d'offrir la flexibilité nécessaire à la modulation horaire des flux depuis la France. Cette utilisation de l'interconnexion limite ensuite la possibilité pour les expéditeurs d'effectuer des transits d'arbitrage entre les hubs belge et français au maximum de leurs capacités réservées.

Ce sujet relève principalement d'une problématique de modèle de marché. L'évolution des règles d'équilibrage ne permettront pas à court terme d'obtenir une homogénéisation complète entre les différents marchés européens. Ainsi, le comportement des acteurs dans ce contexte continue de faire l'objet d'une surveillance approfondie.

Un autre fait marquant en 2013 a été la déconnexion du NBP au cours du mois de juin, le prix sur le marché britannique ayant fortement baissé (jusqu'à 5 €/MWh en-dessous des autres hubs) dans un contexte d'offre abondante. Le caractère long du système britannique pendant la période s'explique notamment par les travaux sur le Norpipe entre le 3 et le 22 juin 2013, qui ont provoqué un détournement vers le Royaume-Uni des flux habituellement destinés aux Pays-Bas et à l'Allemagne, et par l'arrêt de l'Interconnector entre le 12 et le 27 juin, empêchant l'excès de gaz au NBP d'être exporté vers le continent.

Les prix spot au PEG Nord ont évolué à la hausse durant les derniers mois de 2013. Cette évolution peut être associée en partie aux incertitudes quant à la capacité des stocks européens, faiblement remplis au début de l'hiver 2013/2014, d'approvisionner correctement les marchés en cas de forte consommation. D'autres facteurs, comme les tensions liées à la dette gazière ukrainienne et l'incertitude autour de la production néerlandaise à moyen et long terme, ont également contribué à accentuer cette tendance.

Le premier semestre 2014 a été caractérisé par des prix spot en forte baisse. L'ensemble des hubs du nord-ouest de l'Europe ont affiché des niveaux en-dessous de 20 €/MWh au cours des derniers mois du semestre, soit les niveaux les plus bas depuis 2010. Si des craintes liées aux bas niveaux de stock avaient été exprimées en début d'hiver, les températures particulièrement douces de la fin de saison ont fortement pesé sur la consommation, avec pour résultat des niveaux de stock très confortables au

début de la période de remplissage et des volumes importants proposés à la vente sur les marchés, ce qui a poussé les prix à la baisse. Bien que la crise ukrainienne ait soulevé des inquiétudes quant à l'approvisionnement en gaz russe pour l'hiver 2014/2015, les niveaux de stocks élevés au début de l'été ont limité ses effets sur les prix spot du fait d'un moindre besoin de remplissage.

Le PEG Nord maintient un faible différentiel de prix spot par rapport aux principaux hubs européens (Tableau 25). Ces écarts s'expliquent par l'absence de congestions structurelles dans les interconnexions reliant ces marchés au PEG Nord (Tableau 26). Les écarts légèrement plus élevés en 2013 peuvent être attribués aux événements de pic de prix décrits précédemment, tandis que la baisse observée au premier semestre 2014 est en lien avec les faibles niveaux de demande qui limitaient les périodes de saturation des interconnexions.

Tableau 25 : Ecart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et les principaux hubs européens

Différentiel moyen en €/MWh	Zeebrugge (B)	NBP (GB)	TTF (PB)	NCG (All)
2008	0,72	0,98	0,96	0,29
2009	0,64	0,78	0,34	-0,13
2010	0,43	0,64	0,18	-0,03
2011	0,46	0,80	0,31	0,02
2012	0,48	0,35	0,47	0,26
2013	0,54	0,30	0,57	0,40
S1 2014	0,45	0,23	0,43	0,15

Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

Le tableau 26 montre le niveau d'utilisation des différentes interconnexions et liaisons du système français. Les interconnexions situées au Nord de la France affichent un niveau d'utilisation en entrée relativement stable par rapport à 2012, leur utilisation en sortie a considérablement diminué, notamment sur Obergailbach et Oltingue. La baisse des flux sur cette dernière interconnexion est en lien avec le rapprochement entre les prix de marché en Italie (*PSV*) et celui des autres hubs européens.

La saturation de la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud s'est amplifiée en 2013 et au premier semestre 2014, en lien avec les tensions observées au PEG Sud. La baisse d'utilisation des interconnexions en sortie vers l'Espagne est à relativiser compte tenu de l'augmentation de 100 à 165 GWh/j à partir d'avril 2013 de ces capacités. En effet, les exports vers l'Espagne ont augmenté de 19% entre 2012 et 2013 et entre S1 2013 et S1 2014. La hausse des flux vers l'Espagne explique aussi l'utilisation accrue de la liaison entre GRTgaz et TIGF dans le sens PEG Sud vers TIGF.

Tableau 26 : Utilisation des infrastructures gazières en France

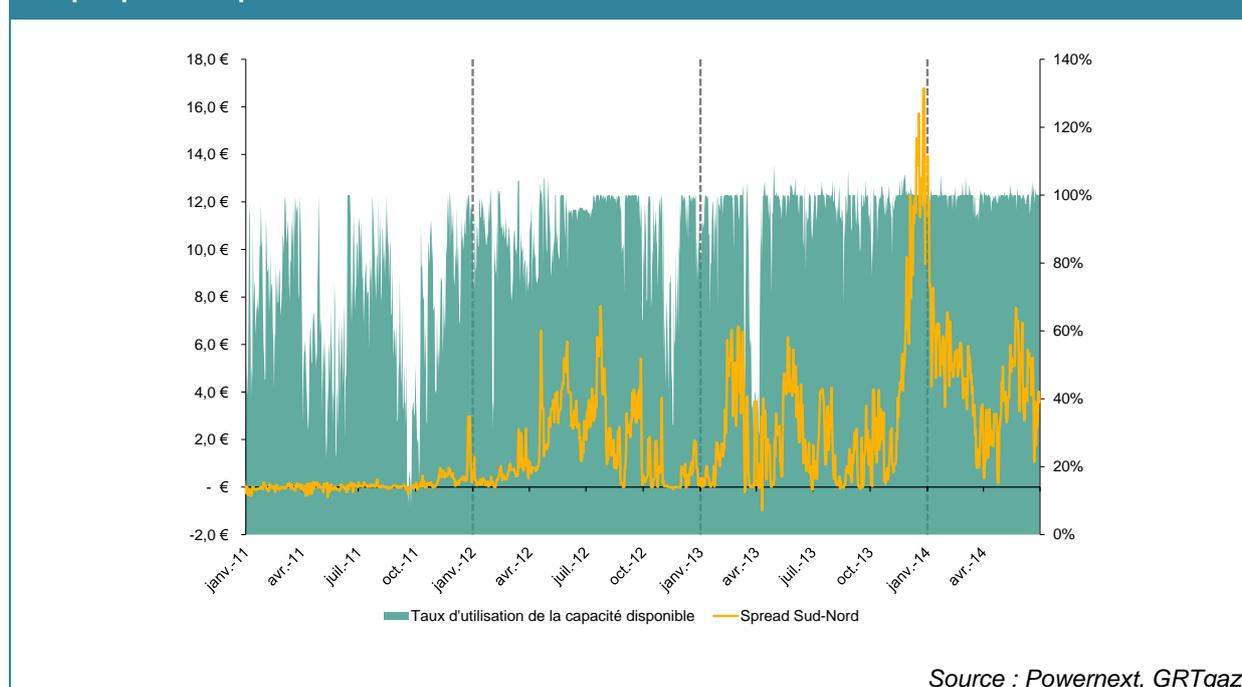
Interconnexion	Sens	2011	2012	2013	S1 2014
Dunkerque	Entrée	79%	85%	89%	86%
Taisnières B	Entrée	62%	57%	51%	36%
Taisnières H	Entrée	68%	55%	72%	71%
	Sortie	19%	22%	11%	11%
Obergaillbach	Entrée	42%	52%	65%	45%
	Sortie	39%	10%	2%	1%
Oltingue	Sortie	49%	32%	18%	11%
Liaison Nord-Sud	Nord vers Sud	68%	89%	94%	99,6%
	Sud vers Nord	0%	0%	1%	0%
Liaison Sud-TIGF	Sud vers TIGF	45%	47%	53%	61%
	TIGF vers Sud	8%	6%	6%	3%
Frontière Espagnole	Entrée	9%	1%	5%	1%
	Sortie	65%	90%	76%	72%

Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

2.1.2 Une tension plus importante sur le différentiel Nord / Sud

Les écarts très importants des prix spot entre les PEG Nord et Sud, apparus durant l'été 2012, se sont maintenus au cours de l'année 2013 et le premier semestre 2014 (Graphique 67). Ce différentiel s'est même fortement creusé entre la fin d'année 2013 et le début de l'année 2014 dans un contexte particulier de tension dans l'approvisionnement du sud de la France (cf. Encadré 4). Malgré l'apaisement de la situation entre la fin du mois de mars et tout au cours d'avril 2014, le différentiel s'est à nouveau creusé en mai du fait des maintenances d'été sur la liaison Nord-vers-Sud et dans un contexte de très faible liquidité sur le marché spot au PEG Sud (cf section 3.2).

Graphique 67 : Spread Nord/Sud et utilisation de la liaison Nord-vers-Sud

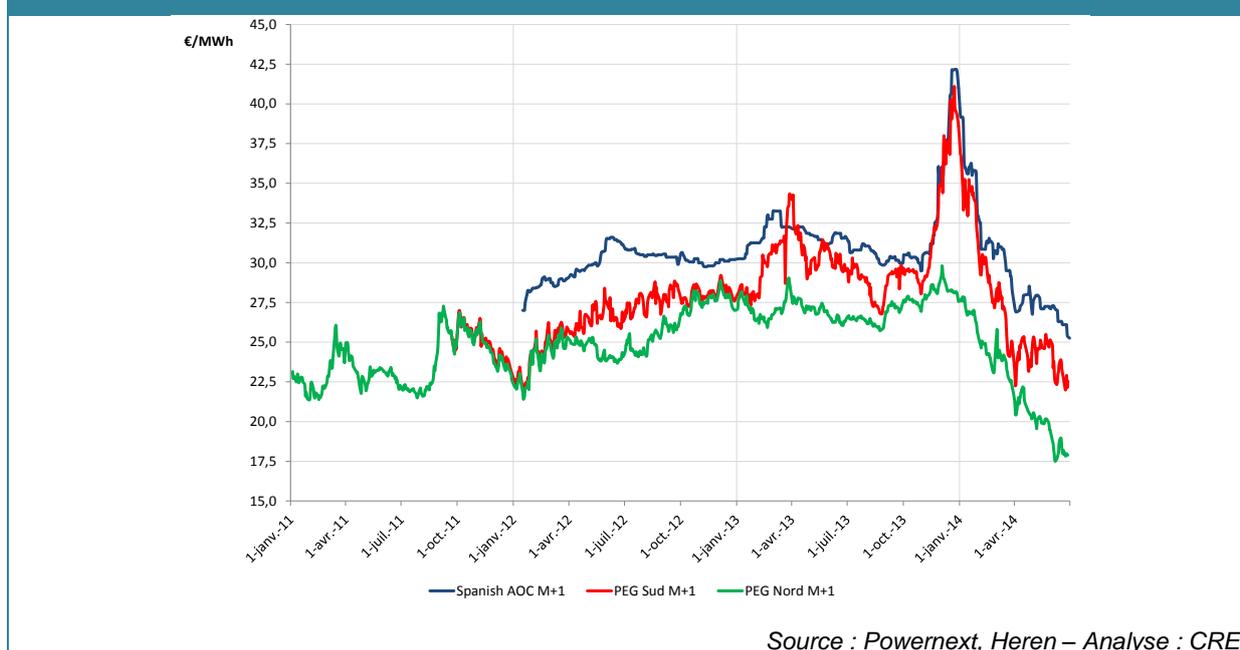


La situation de congestion structurelle de la zone sud observée depuis 2012 se traduit par une saturation permanente de la liaison Nord-vers-Sud de GRTgaz. Elle s'explique notamment par les tensions sur les marchés mondiaux du GNL, qui affectent directement l'arrivée de cargaisons aux terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer, et qui se traduisent aussi par des exportations en augmentation vers l'Espagne, où elles se substituent en partie au GNL détourné vers d'autres destinations.

Sur les maturités *month-ahead*⁷⁶, les prix au PEG Sud fluctuent entre un minorant, le PEG Nord, et un majorant, le prix espagnol (Graphique 68). D'une part, le cours du PEG Nord reflète les prix de gros dans les marchés du nord-ouest européen. D'autre part, les prix espagnols reflètent la valeur des stocks de GNL dans le système espagnol, cette dernière étant dépendante de l'évolution des prix dans les marchés mondiaux du GNL.

L'évolution des prix au PEG Sud dépend des fondamentaux offre/demande propres de la zone. Il est à noter que, malgré une orientation structurelle des flux dans le sens France vers Espagne, des arbitrages sont déclenchés lors que les prix au PEG Sud augmentent de manière importante, entraînant des flux rebours dans le sens Espagne vers France sur cette interconnexion.

Graphique 68 : Evolutions des prix M+1 au PEG Nord, au PEG Sud et en Espagne

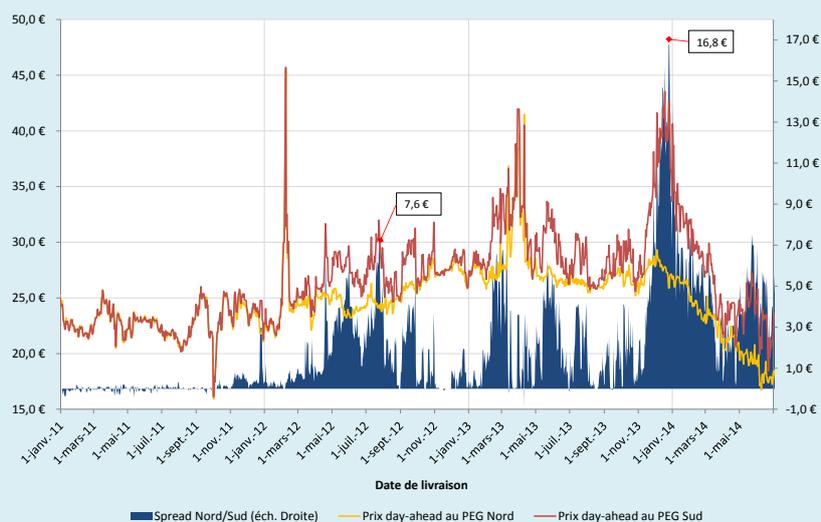


⁷⁶ L'absence d'une référence de prix sur le marché espagnol ne permet pas de comparer ce marché avec le PEG Sud en *day-ahead*.

Encadré 4 : des tensions exceptionnelles en zone Sud en novembre / décembre 2013

L'écart de prix *day-ahead* entre les PEG Nord et Sud s'est fortement creusé au cours des mois de novembre et décembre 2013, dépassant largement le précédent record historique datant de 2012 (7,6 €/MWh) et atteignant près de 17 €/MWh vers la fin de l'année. Ces écarts très élevés sont apparus dans un contexte particulièrement tendu d'approvisionnement au sud de la France, caractérisé par une arrivée très faible de GNL, une consommation relativement élevée et des exportations importantes vers l'Espagne (Graphique 70).

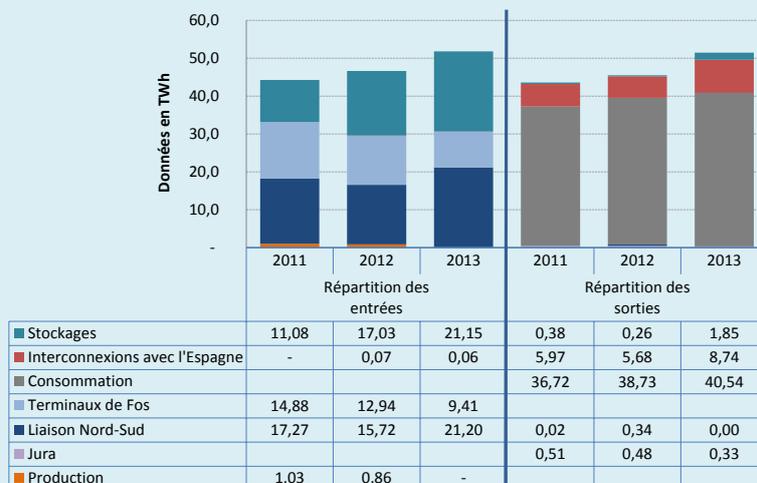
Graphique 69 : Evolution du différentiel *day-ahead* entre les PEG Nord et Sud



Source : Powernext, Indices EOD

Le dernier trimestre de 2013 avait été marqué par des niveaux très faibles d'émissions depuis les terminaux méthaniers français (Graphique 64). Les émissions ont totalisé 17 TWh sur cette période, soit le niveau le plus bas en 5 ans. L'arrivée du GNL en France, particulièrement au sud aux terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer, a été affectée par des indisponibilités imprévues de la production algérienne (notamment sur les installations de Skikda) et par une demande très importante en Asie, où les prix atteignaient des niveaux proches des records historiques (de l'ordre de 48 €/MWh), et en Amérique du Sud. Ainsi, seulement 140 GWh/j ont été émis en moyenne au PITTM de Fos au T4 2013 contre 230 GWh/j au T4 2012.

Graphique 70 : Approvisionnements et débouchés du sud de la France entre novembre et décembre en 2013, 2012 et 2011



Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

La baisse des flux en sortie des terminaux de Fos a été concomitante à une augmentation significative de la consommation, suite à une vague de froid affectant particulièrement le sud de la France et la péninsule ibérique, ce qui impliquait par ailleurs des exportations élevées vers l'Espagne. Bien que ces niveaux de consommation ne soient pas exceptionnels, la situation à Fos a créé des congestions physiques au sein du réseau de GRTgaz et des difficultés pour alimenter le sud-est de la France. Ces congestions ont conduit GRTgaz à prendre des mesures exceptionnelles⁷⁷, notamment celle de réduire la capacité interruptible disponible sur la liaison Nord-Sud (qui a été complètement saturée pendant la période) afin d'inciter des soutirages des stockages salins, au sud-est du pays. Par ailleurs, les faibles niveaux de remplissage des stockages salins ont empêché GRTgaz de commercialiser son service de JTS-hiver sur 31 journées gazières entre novembre et décembre⁷⁸. Ainsi, ces contraintes sur la disponibilité des capacités du nord vers le sud ont aggravé la tension sur les marchés spot⁷⁹.

Les flux en sortie vers l'Espagne à Larrau ont atteint des niveaux historiques au cours des derniers mois de 2013⁸⁰. Alors que depuis le 1^{er} avril 2013, les flux journaliers sortants s'élevaient à 116 GWh/j en moyenne, ils sont passés à 143 GWh/j entre novembre et décembre, avec onze journées à environ 160 GWh/j en décembre. Il est à noter que, sur quelques journées entre fin novembre et début décembre, les fortes tensions au PEG Sud ont conduit à des flux commerciaux en contresens des flux physiques (Espagne vers France) d'entre 1 à 8 GWh/j.

Dans ce contexte de tension au PEG Sud, et compte tenu de l'impact des émissions de Fos sur les prix de marché et de l'incertitude sur les programmes de déchargement et de chargement de ces terminaux, la CRE a rappelé aux acteurs de marché leurs obligations au titre du règlement REMIT, en particulier en ce qui concerne le devoir de divulguer publiquement des informations privilégiées qu'ils pourraient posséder et qui seraient susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des

⁷⁷ ShipOnline du 29 novembre 2013 :

http://www.grtgaz.com/fileadmin/newsletter/shiponline/shiponline_76_site.html

⁷⁸ Ce service permettait de commercialiser chaque jour aux enchères jusqu'à 20 GWh/j supplémentaires de la zone Nord vers la zone Sud.

⁷⁹ Il est à noter cependant que malgré ces contraintes, la disponibilité de la liaison Nord-Sud a été plus importante que celle observée durant la même période des années précédentes.

⁸⁰ Les capacités en sortie de l'interconnexion Larrau ont été utilisées à hauteur de 80% en novembre et de 90% en décembre, soit les niveaux les plus élevés depuis avril 2013 quand les capacités ont augmenté de 100 GWh/j à 165 GWh/j.

produits énergétiques de gros⁸¹.

La CRE a interrogé les acteurs présents aux terminaux de Fos-Sur-Mer ainsi que les opérateurs de ces terminaux méthaniers et poursuit ses analyses pour s'assurer de la conformité du comportement de ces acteurs aux articles 3 (interdiction des opérations d'initiés) et 4 (obligation de publier les informations privilégiées) du règlement REMIT.

Une analyse plus étendue a été effectuée par la CRE sur cette période particulière. A ce stade, la CRE considère que les écarts très importants de prix entre les PEG Nord et Sud apparus fin 2013 s'expliquent par le contexte de tension particulier observé durant cette période.

Compte tenu de la persistance des tensions au-delà de la fin de l'année 2013, les transactions et les conditions de formation des prix continuent de faire l'objet d'une surveillance renforcée.

La faible utilisation des capacités des terminaux méthaniers en France, notamment par rapport à certains terminaux au nord-ouest de l'Europe, a interpellé la CRE qui a mené une consultation publique pour en connaître les raisons. Concernant le terminal de Fos-sur-Mer, les réponses apportées par la plupart des acteurs de marché indiquent que l'absence de liquidité sur les marchés à terme ne permettent pas au vendeur de sécuriser un prix sur l'ensemble de la cargaison et n'incitent donc à acheminer des cargaisons GNL dans le sud de la France à des fins de revente sur les marchés de gros.

2.2 Les prix à terme en France

2.2.1 Une tendance baissière de la courbe à terme en 2013

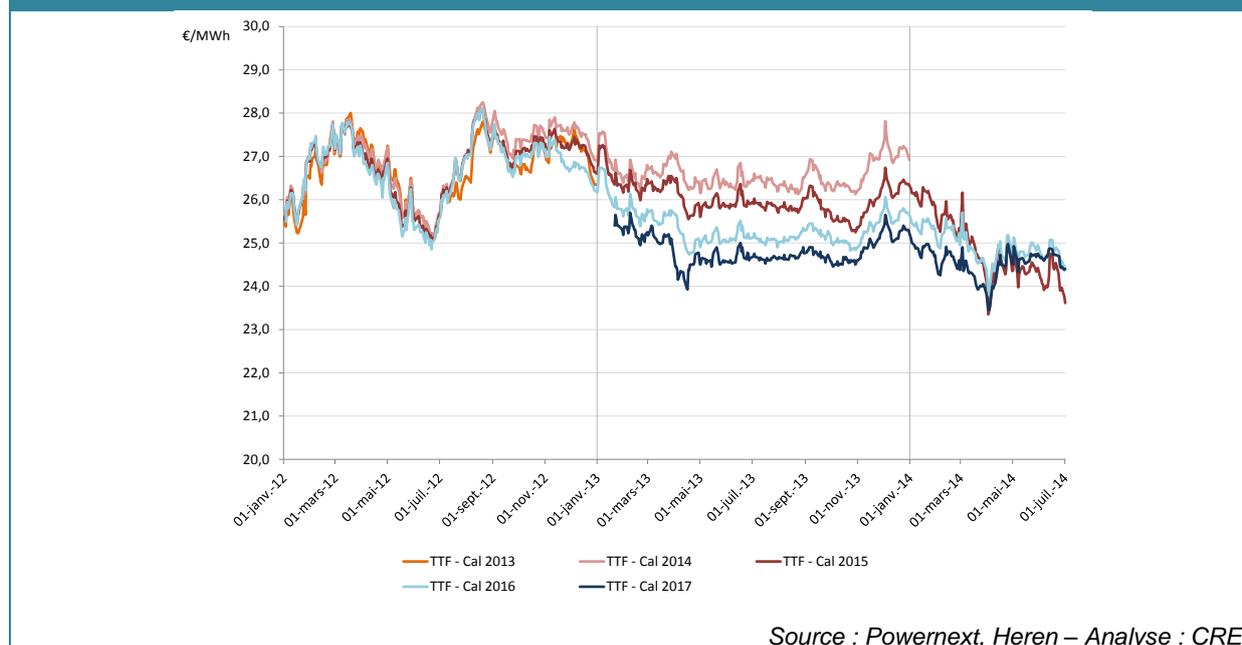
La structure de la courbe à terme dans les marchés du gaz européen a considérablement changé en 2013. Si les prix du produit calendaire pour livraison 2014 ont été relativement stables durant les premiers dix mois de l'année, ceux des produits pour livraison à partir de 2015 ont considérablement diminué (Graphique 71). Ainsi, contrairement aux années précédentes où les prix des différents produits calendaire étaient très proches, en 2013 ceux-ci se sont découplés avec un prix pour livraison en 2017 à un niveau de 2 €/MWh en-dessous du prix pour livraison en 2014.

Parmi les facteurs pouvant expliquer ces changements dans la structure de la courbe gazière en Europe figurent : l'évolution des cours du pétrole et notamment de la structure de sa courbe (particulièrement décroissante en 2013) ; l'effet des difficultés économiques de la zone euro sur les prévisions de sa consommation ; le développement de nouvelles infrastructures permettant de détendre les tensions sur les marchés du GNL (notamment aux Etats-Unis et en Asie-Pacifique) ; la possibilité envisagée d'une baisse de la demande asiatique en cas de redémarrage d'une partie des réacteurs nucléaires au Japon.

L'ensemble de la courbe s'est déplacé à la hausse à partir du mois de novembre, atteignant un pic le 3 décembre pour ensuite reculer fortement et se stabiliser autour de mi-décembre. Ces variations s'expliquent en partie par des mouvements sur les cours du pétrole ainsi que par des facteurs de court terme tels que des perturbations dans les livraisons de gaz depuis la Norvège et les craintes du marché quant au passage de l'hiver (du fait notamment des stocks très bas pour la période). L'incertitude autour du futur de la production du champ néerlandais de Groningen et les tensions entre Naftogaz (fournisseur historique ukrainien) et Gazprom concernant la dette gazière ukrainienne ont également contribué à ces variations.

⁸¹ Communiqué de presse de la CRE du 5 décembre 2013 : <http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/tensions-sur-le-marché-du-gaz-la-cre-rappelle-leurs-obligations-aux-acteurs-de-marché/tensions-sur-le-marché-du-gaz-la-cre-rappelle-leurs-obligations-aux-acteurs-de-marché>

Graphique 71 : Structure de la courbe à terme au TTF



2.2.2 Baisse des prix à terme au premier semestre 2014

En lien avec les mouvements sur le spot (section 2.1.1) et sur la courbe à moyen terme, les prix des produits *Calendaire*, notamment ceux pour livraison 2015, ont fortement reculé durant les premiers mois de 2014 (Graphique 71). Les prix ont également réagi, dans un mouvement de correction, aux nouvelles informations du gouvernement néerlandais annonçant une réduction moins importante (par rapport aux estimations en novembre 2013) de la production sur le champ de Groningen pour les années à venir.

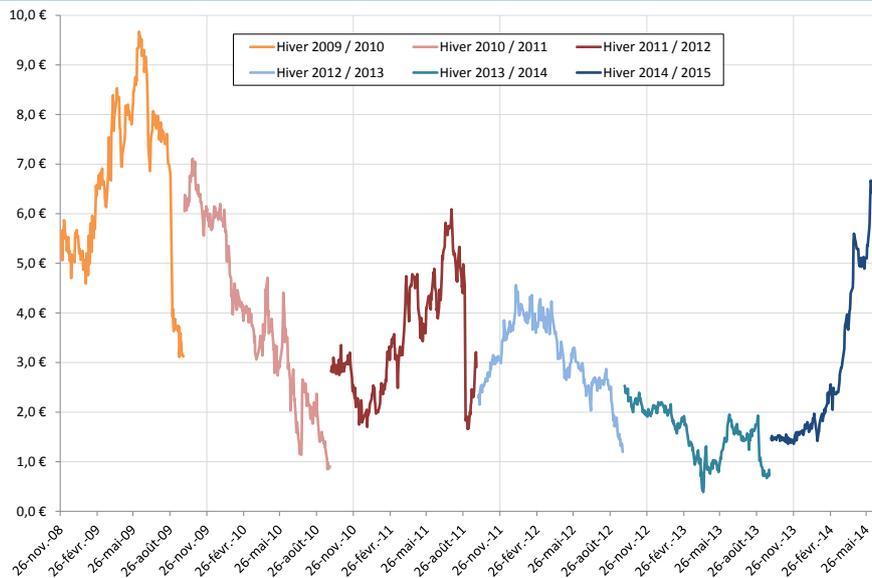
La convergence progressive des prix des produits *Calendaire* au premier semestre 2014 pourrait s'expliquer par un phénomène de propagation, décroissant avec la maturité, des effets de court terme provoqués par la douceur de l'hiver 2014/2015. Ces facteurs ont provoqué un changement dans la structure de la courbe lointaine du gaz à partir du mois de mars, les prix des produits livrant en 2015 passant en-dessous de ceux pour livraison en 2016 et 2017. Cette convergence de prix à terme a par ailleurs été favorisée par une structure plus plate de la courbe du *brent* durant la période.

Malgré cette baisse des prix, les marchés à termes européens n'ont pas suivi la même tendance observée sur le spot durant la seconde partie du semestre. A partir du mois de mars, la hausse des prix du pétrole et surtout la situation en Ukraine (voir Encadré 2) ont soutenu les cours des contrats à terme, limitant ainsi la baisse de prix du produit *Calendaire* 2015 et stabilisant ceux des produits 2016 et 2017.

2.2.3 Un différentiel été / hiver en augmentation en 2014

Les différences d'évolution entre les prix spot et à terme a provoqué un creusement du différentiel entre les produits pour livraison durant l'hiver 2014 / 2015 et ceux pour livraison durant l'été 2014 (Graphique 72). Cet écart a ainsi dépassé le niveau de 7 €/MWh durant certains jours au mois de juin, soit un niveau qui n'avait pas été atteint depuis août 2009.

Graphique 72 : Evolution du Spread Été/Hiver



Source : Powernext — Analyse : CRE

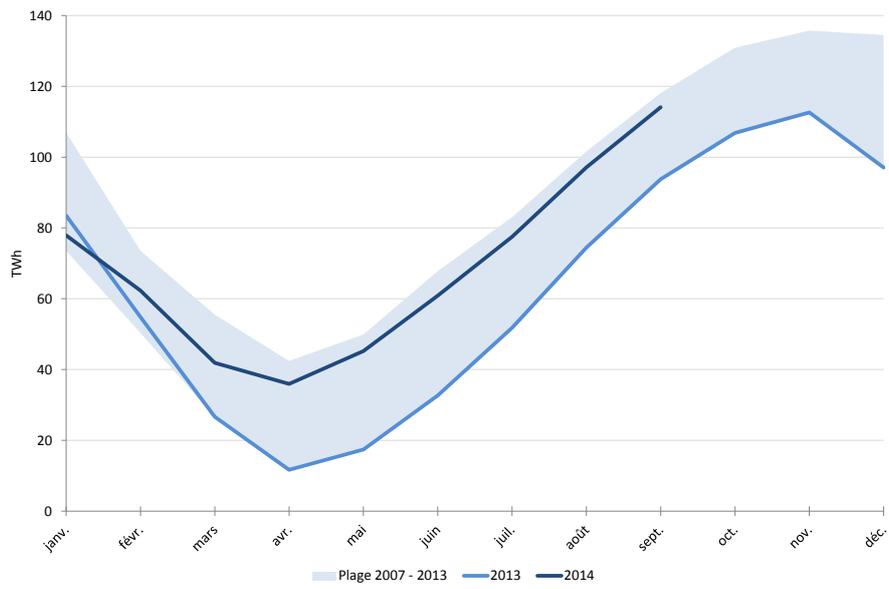
NB : Pour un hiver N/N+1, l'indice est calculé comme la différence entre les prix des produits Hiver N/N+1 et Été N entre octobre N-1 et avril N et comme la différence entre les prix des produits M+1 et les prix les prix Hiver N/N+1 entre avril et septembre N

Ce différentiel est déterminant pour les campagnes d'injection dans les stockages puisqu'il permet de mesurer en partie la valeur du gaz en stock. Les niveaux élevés des stocks à la sortie de l'hiver ont limité les besoins d'injection, ce qui a contribué à la déconnexion entre les prix spot et les prix à terme.

Ainsi, en lien avec les autres marchés européens, les stockages français ont été particulièrement bien remplis durant l'été 2014 (Graphique 73), situation qui contraste avec les niveaux historiquement bas observés en 2013. D'après les chiffres de GIE⁸², le niveau de remplissage des stockages français se situait à 56% à la fin du semestre (92% au 17 septembre) contre un niveau européen de 70% (91% au 17 septembre). Ce remplissage très élevé des stocks européens reflète l'inquiétude du marché par rapport à la crise ukrainienne et à ses possibles effets sur l'approvisionnement des marchés européens depuis la Russie pour l'hiver prochain.

⁸² Gas Infrastructure Europe : <http://transparency.gie.eu/index.php/historical>

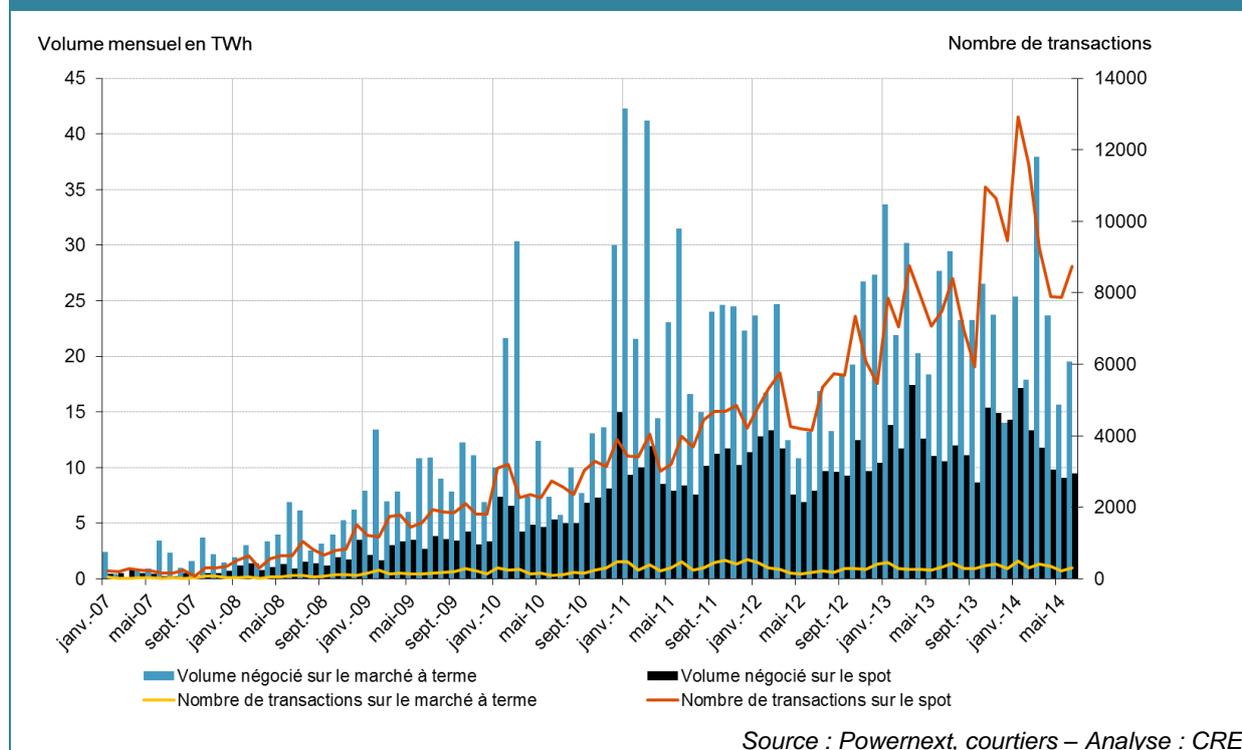
Graphique 73 : Niveau de stock en France



NB : Niveau de stock au 1^{er} jour du mois
Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

3.2 L'activité du négoce est en augmentation sur les marchés intermédiés en France, malgré un repli constaté depuis le 2ème trimestre 2014

Graphique 75 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français



La tendance croissante de l'activité sur le marché intermédié français s'est poursuivie en 2013, les volumes négociés toutes maturités confondues augmentant de 29% par rapport à 2012 (Graphique 75). Les volumes de transactions sont en revanche en baisse au S1 2014 d'environ 9% par rapport au S1 2013. Cette tendance est encore davantage marquée au 2^{ème} trimestre de 2014 qui voit une baisse des volumes de 17% sur les maturités spot (*within-day, day-ahead, week-end, Balance-of-Week et Balance-of-Month*⁸⁴) par rapport au 2^{ème} trimestre 2013.

Si l'on décompose les volumes par PEG, le PEG Nord reste beaucoup plus dynamique que le PEG Sud avec des volumes environ quatre fois supérieurs. Le pic de volume constaté en mars 2014 peut s'expliquer, de la même manière que pour les années précédentes, par la fin de cotation des produits saisonniers pour la saison d'été. Il a par ailleurs été favorisé par les tensions géopolitiques en Ukraine, qui ont déclenché davantage des opérations de couverture sur le marché à terme durant cette période. La liquidité du PEG TIGF reste marginale, les acteurs ayant une préférence pour le PEG Sud dans un contexte d'absence de congestion entre la zone Sud et la zone TIGF. La fusion de ces deux places de marché en avril 2015 devrait renforcer la liquidité du sud de la France.

⁸⁴ Le *Balance-of-Week* (BOW) est un produit livrant entre le $D+1$ (où D est la date de transaction) et le dernier jour ouvré de la semaine en cours. Le produit *Balance-of-Month* (BOM) livre entre $D+2$ et le dernier jour de livraison du mois en cours. Quand la transaction a lieu le jour précédent un weekend ou un jour férié, la livraison commence à partir du prochain jour ouvré.

Encadré 5 : L'importance du développement de la liquidité sur les marchés de gros

L'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence a impliqué une modification du modèle de marché de l'électricité et du gaz. Tandis que la concurrence sur la fourniture d'énergie aux consommateurs finals était rendue possible (ouverture du marché de détail), le marché de gros a été créé pour permettre aux différents acteurs d'acheter ou de vendre en gros l'énergie sur des horizons de temps court, moyen ou long terme. La rencontre entre l'offre et la demande peut ainsi s'organiser et un prix de marché issu des échanges entre les acteurs peut émerger.

L'existence même d'un marché de gros ne suffit pas pour assurer le bon fonctionnement du marché, il faut également que ce marché soit considéré comme liquide. Dans un marché liquide, un acteur peut acheter ou vendre sans influencer notablement les prix. Un marché liquide se caractérise, entre autres, par l'existence d'une référence de prix à différents horizons de temps et par des coûts de transaction faibles. La liquidité d'un marché traduit son niveau de maturité.

La connaissance d'une référence de prix joue un rôle aux différents pas de temps :

- à court terme, c'est-à-dire pour la journée du lendemain : les acteurs vont pouvoir appliquer une logique de préséance économique (« merit order ») pour faire face à des engagements contractuels. Un prix de marché court terme (le prix spot) incite les acteurs à mobiliser les moyens les plus efficaces pour répondre à un besoin de consommation. Le prix infrajournalier permet quant à lui d'ajuster les besoins en fonction des dernières informations connues ;
- à moyen terme (de J+2 jusqu'à trois ans en avance) : le prix de marché permet de formuler des offres commerciales à des consommateurs finals sur ces échéances et il permet également de prendre des décisions relatives à la structuration du portefeuille (réservation de capacités de transport ou de stockage par exemple) et d'effectuer des opérations de couverture permettant de gérer un risque de variation des prix spot ;
- à long terme (au-delà de trois ans) : un signal de prix long-terme, lorsqu'il existe, permet d'identifier des besoins structurels et peut ainsi inciter à l'investissement (développement de nouveaux moyens de production, construction de nouvelles capacités d'interconnexion, etc.).

Un certain nombre de bourses ou de revues spécialisées publient le « prix de marché » sur chacune des échéances. La connaissance de ce prix n'est toutefois utile que si les acteurs de marché sont en réelle capacité de pouvoir acheter ou vendre des quantités parfois importantes à un prix proche de ce prix théorique. En effet, lorsqu'un acteur de marché intervient sur les marchés de gros, il subit des coûts de transaction qui dépendent principalement de :

- l'écart de prix entre le prix maximum que souhaitent payer les acheteurs, et le prix minimum auquel les vendeurs souhaitent céder l'énergie (le « spread bid / ask ») ;
- la profondeur du marché, c'est-à-dire la quantité disponible au meilleur prix affiché ;
- la résilience, correspondant à la variation que subit le prix de marché lorsque des volumes importants sont achetés ou vendus, et le délai nécessaire avant que le prix de marché ne retrouve son niveau d'équilibre.

Les volumes échangés sur les marchés, le nombre d'acteurs présents ainsi que le suivi des indicateurs ci-dessus permettent de mesurer le niveau de liquidité d'un marché.

Les marchés français de l'énergie sont caractérisés par une assez faible liquidité en comparaison avec les marchés européens les plus matures (le marché allemand pour l'électricité et les marchés britanniques puis néerlandais pour le gaz). Premièrement, une référence de prix de marché n'est pas toujours publiée sur les différentes échéances de temps : il existe une référence de prix français de l'électricité jusqu'à trois ans en avance, un prix du gaz jusqu'à deux ans en avance au PEG Nord, jusqu'à un mois en avance au PEG Sud et un prix du gaz court terme au PEG TIGF. Deuxièmement, les acteurs sont confrontés à des coûts de transaction qui peuvent être importants et qui peuvent avoir un impact sur leurs décisions d'approvisionnement ou de couverture. Deux exemples illustrent les effets d'une faible liquidité sur le fonctionnement des marchés :

- l'arbitrage des acteurs de marché entre souscriptions de l'ARENH et achats sur le marché de gros (section 2.2.2 de la Section III) ;
- la volatilité des prix au PEG Sud dans un contexte d'approvisionnement tendu (section 2.1.2).

Il existe un certain nombre de facteurs contribuant à un développement de la liquidité des marchés. Parmi ces facteurs figurent :

- La taille du marché, déterminée par son niveau de consommation et par la diversité de la production ou des capacités de transport ou de stockage ;
- La standardisation des échanges : maturité, point d'échange, volume, contrats, etc. ;
- Le nombre d'acteurs actifs et surtout la diversité de ces acteurs : producteurs, consommateurs, acteurs du secteur de l'énergie, acteurs financiers, nouveaux entrants, etc. ;
- La mise en place de mécanismes de marché tels que le développement des contrats indexés sur des indices de marché, l'allocation des capacités aux enchères ou encore la mise en place d'un système d'équilibrage fondé sur le marché et non sur les outils physiques mis à disposition des GRT ;
- La présence d'animateurs de marché sur les plateformes d'échange et le développement de références de prix robustes partagées par les acteurs de marché, permettant d'être utilisés dans le cadre de contrats.

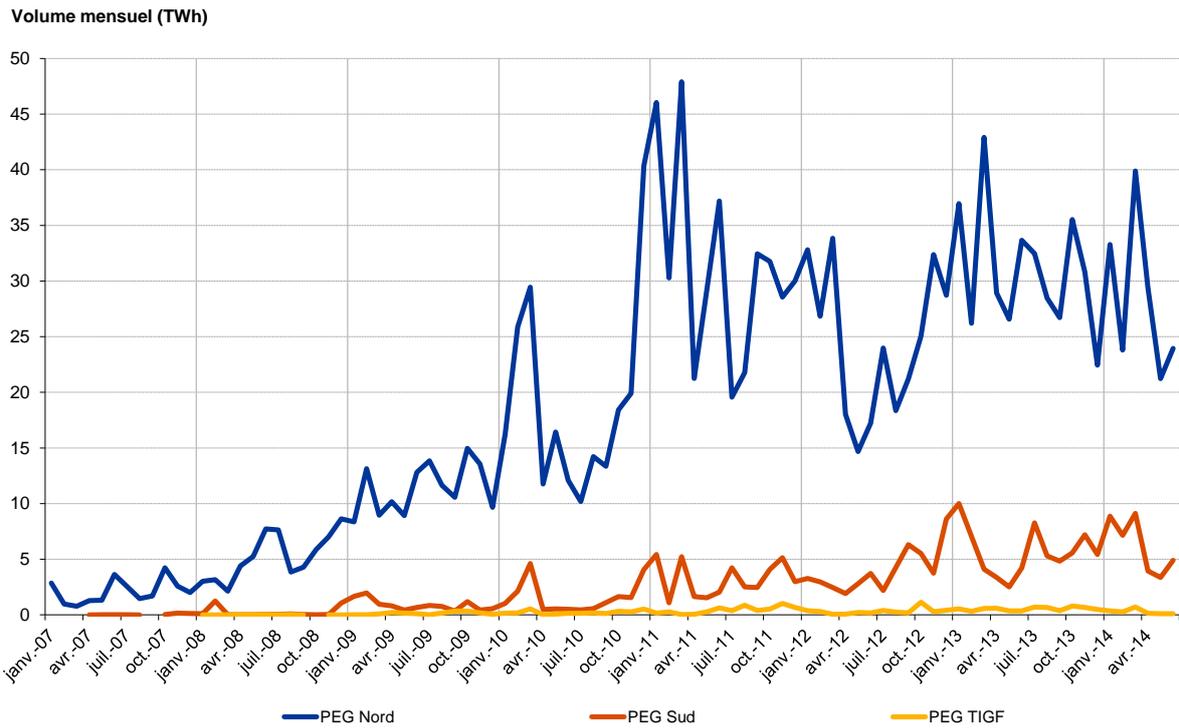
Un faible niveau de liquidité a des conséquences à la fois sur l'amont et l'aval du secteur de l'électricité et du gaz. En amont, du fait de l'absence de prix de marché, les acteurs peuvent être réticents à s'engager à long terme dans la construction de moyens de production ou dans la souscription de capacités de transport ou de stockage. En effet, si les coûts sont connus, les recettes issues de ces engagements sont beaucoup plus incertaines. En aval, les frais de transactions peuvent être répercutés dans les offres commerciales des fournisseurs. Dans les marchés les moins liquides, certains fournisseurs peuvent dans certains cas décider de ne pas s'engager dans l'activité de fourniture d'énergie du fait de l'incapacité à pouvoir s'approvisionner convenablement sur les marchés, ce qui est très pénalisant pour le développement de la concurrence.

Le faible développement des volumes échangés sur le marché à terme peut s'expliquer par l'absence de congestions structurelles aux points d'interconnexions entre les différents pays. Les expéditeurs, pour couvrir les risques de variation de prix sur leur portefeuille, préfèrent effectuer leurs transactions sur le hub le plus liquide (en l'occurrence au TTF), plutôt que de couvrir leur engagement directement au PEG.

Cette couverture est cependant imparfaite, puisque les expéditeurs restent exposés au risque lié au différentiel de prix spot entre les deux places de marchés, en cas notamment de congestion au niveau des interconnexions. Ce risque « géographique », actuellement considéré comme faible par les acteurs de marché, est couvert au moment où la liquidité au PEG est la plus importante, c'est-à-dire sur les échéances les plus courtes.

Cette politique de gestion du risque peut toutefois être remise en question en cas de risque d'apparition de situations de tensions telles qu'une crise gazière entre la Russie et l'Europe. En effet, une baisse des flux russes pourrait modifier le schéma d'approvisionnement des réseaux européens et créer des goulots d'étranglement conjoncturels entre les différentes places de marché, ce qui représente un risque important sur les marchés spot. La corrélation des hubs européens pourrait alors ne plus être assurée et conduirait les acteurs de marché en France à privilégier le PEG pour couvrir leurs besoins sur le marché à terme, ce qui pourrait développer par ailleurs la liquidité de ce marché.

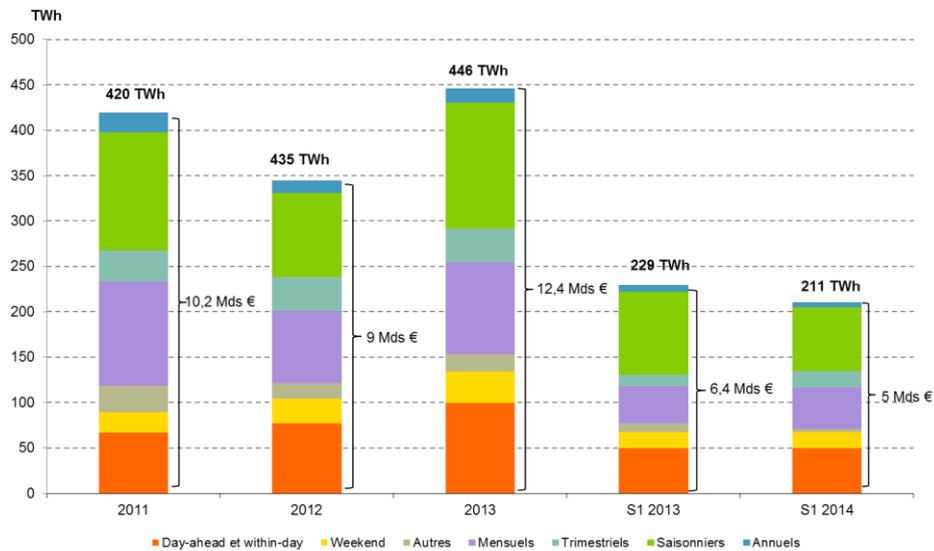
Graphique 76 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédiaire



Source : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

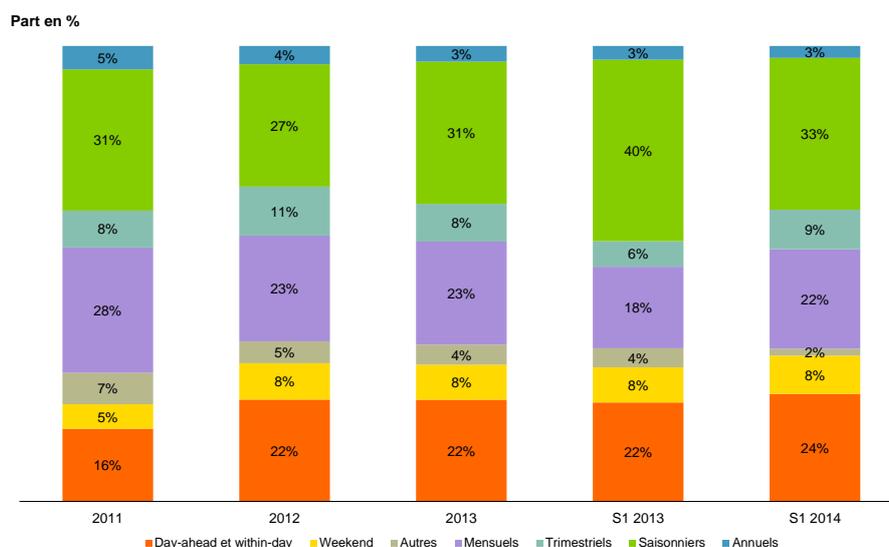
Graphique 77 : Volumes négociés sur le marché intermédiaire français

a. Par type de produit (en TWh et en €)



Source : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

b. Répartition des volumes échangés



Source : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

Le Graphique 77b montre que l'augmentation des volumes en 2013 s'est faite uniformément sur tous les produits alors qu'au S1 2014, la baisse concerne surtout les produits saisonniers.

3.3 La bourse continue à se développer sur le marché spot et développe son offre

Powernext a lancé une coopération avec European Energy Exchange (EEX) sur le marché européen du gaz naturel le 29 mai 2013. Désormais, les partenaires proposent l'ensemble de leurs produits gaz sur une plateforme de négociation commune PEGAS. Cette plateforme combine la négociation des produits spot et futures sur la zone d'échange néerlandaise TTF, sur les zones de marché allemandes NCG et GASPOOL, ainsi que sur les PEG français Nord, Sud et TIGF.

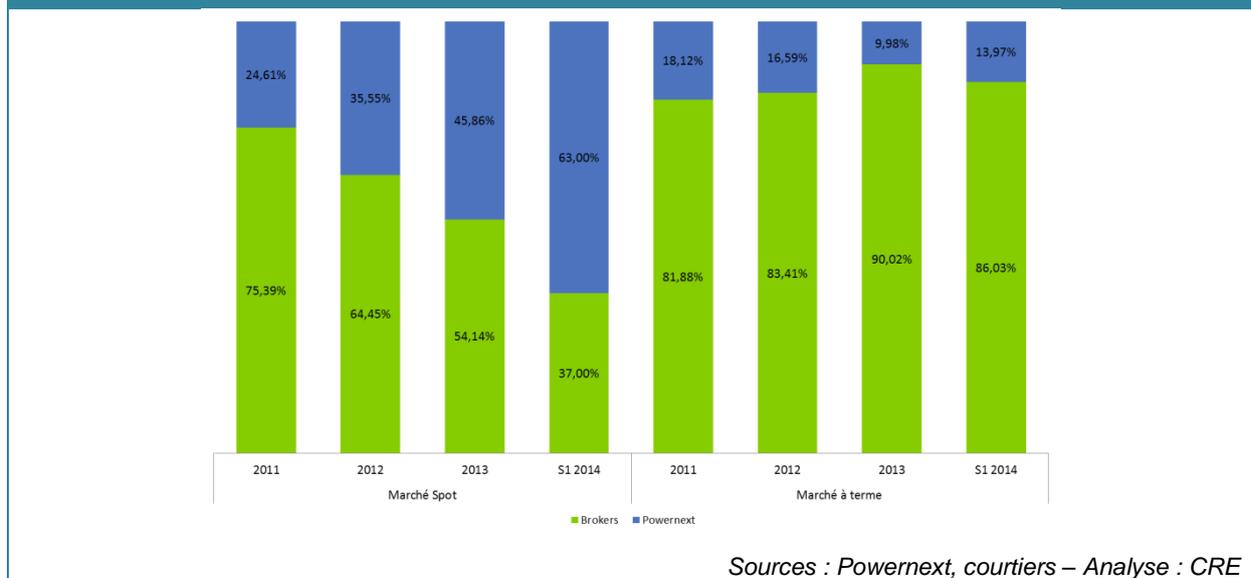
L'offre inclut aussi les produits spreads géographiques entre les différents hubs. Les prix implicites, créés par leur biais, viennent augmenter la liquidité des hubs individuels.

Par ailleurs, Powernext a lancé un contrat mensuel « Front Month » sur le PEG Sud en octobre 2013. Grâce aux volumes proposés à l'achat et à la vente par les animateurs de marché, les fournisseurs et les consommateurs peuvent couvrir leurs besoins en avance et mieux gérer leurs risques physiques et financiers. Outre l'amélioration de la visibilité des acteurs sur la valeur du gaz dans la zone Sud, la création d'une référence de prix sur le marché à terme laisse espérer une meilleure optimisation des actifs de la zone (terminaux méthaniers, transport, stockage et centrales à cycle combiné gaz).

Enfin, en janvier 2014, Powernext a complété son offre avec un produit spread entre le PEG Sud et le PEG TIGF sur les maturités spot.

Toutes ces évolutions ont accentué le développement de la bourse sur les segments spot, mais ne lui permettent pas pour l'instant de gagner des parts de marché sur les produits à terme (Graphique 78).

Graphique 78 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation



3.4 Développement de la concurrence aux PEG et au niveau des infrastructures gazières

Les différences de concentration entre les trois PEG français se maintiennent en 2013 et au premier semestre 2014 (Graphique 79). Le PEG Nord reste le hub français le moins concentré sur le spot et sur le marché à terme.

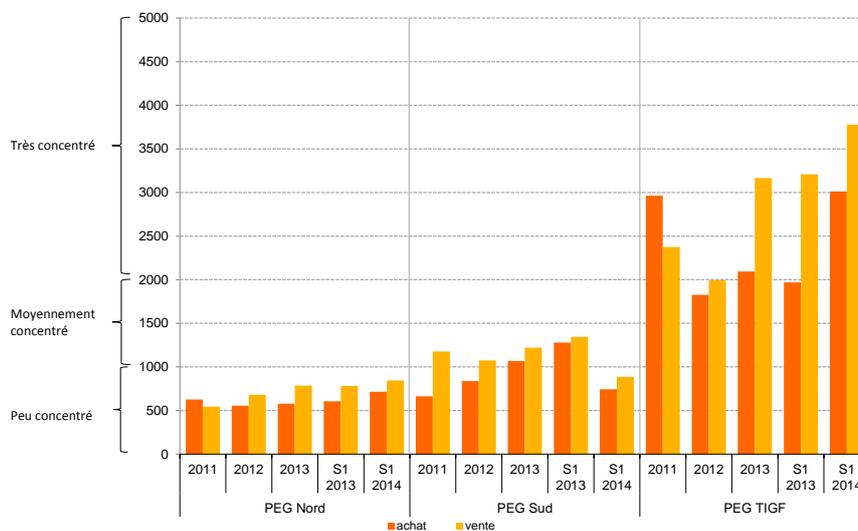
Au PEG Sud, malgré le développement de la liquidité sur le marché spot, la concentration a légèrement augmenté. Les niveaux de concentration du marché à terme sont toujours élevés malgré la baisse de la concentration à la vente.

L'existence d'un marché à terme liquide au PEG Sud reste un prérequis pour attirer davantage d'arbitrages avec le marché espagnol et le marché mondial de GNL. Le manque de liquidité à la fois sur le marché spot et le marché à terme explique, en partie, la volatilité des prix observés au PEG Sud.

Du fait du faible nombre d'acteurs présents sur le marché, le PEG TIGF reste le hub français où les niveaux de concentration sont les plus importants.

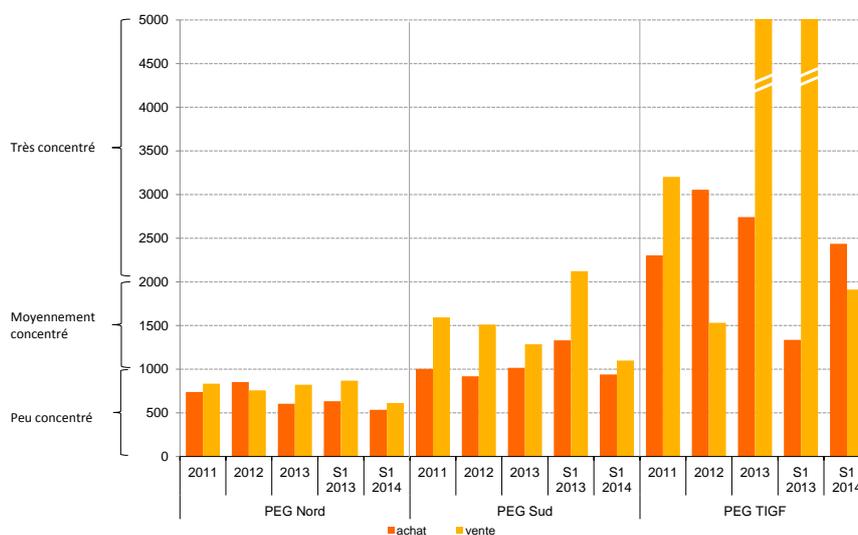
Graphique 79 : Indices de concentration du marché intermédiaire français

c. Marché spot



Source : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

d. Marché à terme



Source : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

Le nombre d'acteurs présents aux PEG continue d'augmenter en 2013 et en 2014 ce qui est une bonne chose pour le marché de gros français. Le nombre d'expéditeurs présents aux interconnexions et aux PITD s'est stabilisé. En revanche, on observe en 2013 une forte baisse du nombre d'acteurs présents aux PITS et aux terminaux méthaniers. Au PITS, si le mouvement observé est marqué par le retrait d'un certain nombre d'acteurs financiers en 2013, la hausse de 2014 correspond à l'arrivée de plusieurs négociants physiques.

Tableau 27 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français

	2010	2011	2012	2013	S1 2014
PEG	59	66	68	75	81
<i>Dont traders</i>	11	16	17	18	16
PIR	43	47	46	46	44
PITD	24	25	28	26	29
PITS*	38	37	38	27	34
Terminaux méthaniers	7	6	5	2	2

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

* Pour les PITS, le nombre d'acteurs actifs est calculé sur la période allant du 1^{er} avril d'une année N au 30 mars de l'année N+1

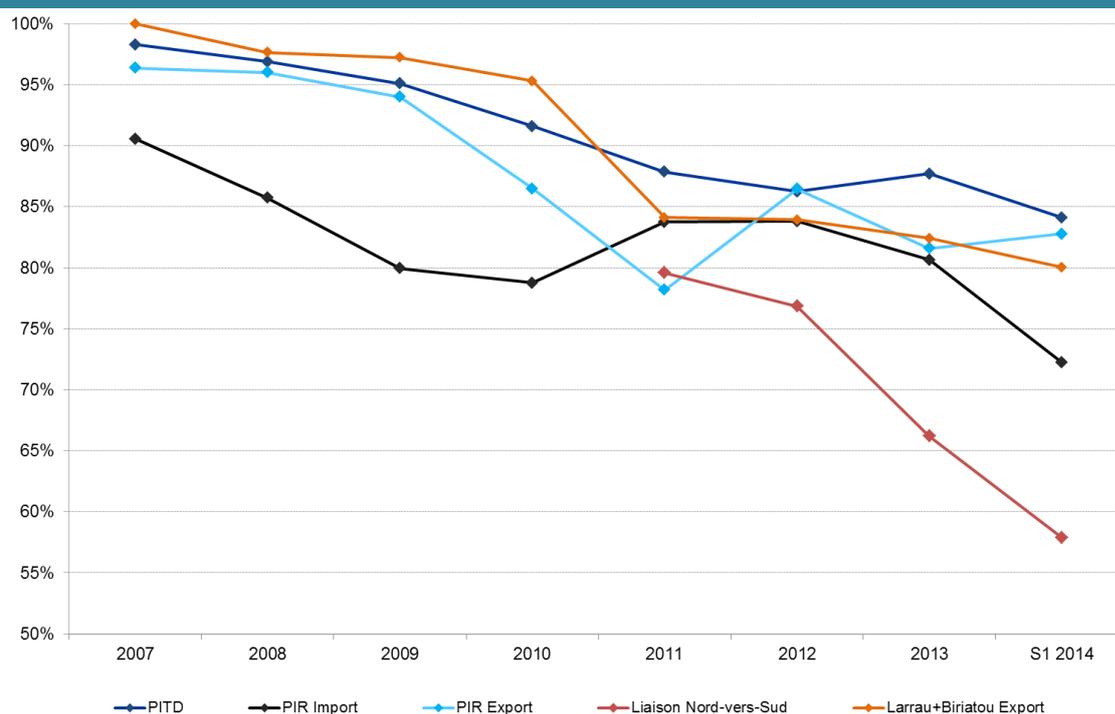
Tableau 28 : Nombre d'acteurs actifs sur les terminaux méthaniers

	2010	2011	2012	2013	S1 2014
Montoir	6	4	2	1	1
Fos Tonkin	2	2	2	1	1
Fos Cavaou	2	3	3	2	2
Total	7	6	5	2	2

Source : Elengy, Fosmax LNG – Analyse : CRE

Le graphique 80 traduit le développement de la concurrence sur les différentes infrastructures françaises. Si les concentrations restent à des niveaux plutôt élevées, la tendance est à la baisse. En particulier, la part de marché des trois plus gros acteurs à la liaison Nord-Sud a fortement diminué depuis 2011. Cela traduit l'intérêt du marché pour ces capacités, en lien avec les tensions importantes au PEG Sud. Cela illustre aussi les résultats des efforts réglementaires pour améliorer le fonctionnement du marché en zone Sud avec des mesures telles que le JTS, le service de transfert de gaz en stock entre les zones nord et sud, le couplage de marché, le service use-it-or-buy-it à la liaison, et l'optimisation par GRTgaz et TIGF de l'interface entre leurs deux réseaux.

Graphique 80 : Part de marché agrégée des trois principaux acteurs calculée sur la base des nominations sur les différentes infrastructures



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

* Les données concernant la liaison Nord-Sud ne sont disponibles qu'à partir de juin 2011

4 Les perspectives d'évolution du marché de gros du gaz en France

4.1 Vers une place de marché unique en 2018

Depuis le 1^{er} janvier 2009, le marché français du gaz comprend trois places de marché, appelées Points d'échange de gaz (PEG) : les PEG Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et le PEG TIGF sur le réseau de TIGF.

Dès 2009, la CRE a entrepris de réduire le nombre de places de marché en France pour améliorer le fonctionnement des marchés de gros et de détail du gaz au bénéfice des consommateurs finals.

En 2009 et 2010, GRTgaz et TIGF ont mené une étude qui a conclu qu'il n'existe pas de congestion structurelle entre leurs deux réseaux. La création d'une place de marché commune au sud de la France a néanmoins été reportée, la CRE ayant considéré que la concertation devait se poursuivre.

Au premier semestre 2012, la CRE a mené une très large concertation sur l'avenir du marché français du gaz. A l'issue de cette concertation, elle a défini la feuille de route vers l'objectif d'une place de marché en France (délibérations du 19 juillet 2012⁸⁵ et du 13 décembre 2012⁸⁶) :

- 1^{er} avril 2013 : fusion des zones d'équilibrage Nord H et Nord B ;
- 1^{er} avril 2015 : création d'un PEG commun aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF ;
- 2018 au plus tard : objectif de création d'une place de marché unique en France, après le doublement de l'artère de Bourgogne (projet « Val de Saône »).

⁸⁵ [Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France](#)

⁸⁶ [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

4.2 Le schéma d'investissement Val de Saône et Gascogne-Midi

La CRE a mandaté le cabinet Pöyry pour la réalisation d'une analyse coûts-bénéfices des investissements nécessaires à la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018, sur la base des capacités d'entrée / sortie décidées à ce jour. Cette étude a été menée entre juillet et novembre 2013.

L'étude Pöyry a identifié un nouveau schéma d'investissement, associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi, qui conduit à la levée de l'essentiel des congestions sur le réseau de GRTgaz dans le sens Nord vers Sud. L'étude indique que ce schéma d'investissement a le meilleur rapport coûts-bénéfices pour la fusion des zones Nord et Sud. Outre les gains pour le marché français, l'étude conclut à la forte valeur ajoutée des investissements pour le marché du gaz de la péninsule ibérique.

La CRE considère que la création d'un PEG unique est un progrès très significatif vers l'achèvement du marché européen du gaz. L'étude montre que le schéma d'investissement Val de Saône et Gascogne-Midi permet de faire face, aux meilleures conditions économiques, à des situations de tension au sud de la France comme celle rencontrée pendant l'hiver 2013/2014. Par ailleurs, les contributeurs à la consultation publique de la CRE du 18 février 2014⁸⁷ sont quasi-unanimement favorables à la création d'un PEG unique sur la base de ces investissements.

Dans sa délibération du 7 mai 2014, la CRE a confirmé la création d'un PEG unique sur la base du schéma d'investissement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018, sous réserve de l'achèvement des travaux à cette échéance.

En outre, la CRE a retenu, dans sa délibération du 30 octobre 2014, les budgets cibles suivants pour les projets:

- pour le projet Val de Saône, sur le réseau de GRTgaz, le budget cible est fixé à 650 M€ ;
- pour le projet Gascogne-Midi, sur le réseau de GRTgaz, le budget cible est fixé à 21 M€ ;
- pour le projet Gascogne-Midi, sur le réseau de TIGF, le budget cible est fixé 152 M€.

4.3 La commercialisation des capacités Nord vers Sud

La CRE a choisi de procéder à la commercialisation aux enchères des capacités de transport du gaz entre les zones nord et sud. Grâce à cette méthode, la rente de congestion (c'est-à-dire la différence entre le prix régulé à 0,57€/MWh et le prix des enchères) est redistribuée par le gestionnaire de réseau aux utilisateurs du réseau en zone sud.

Pour l'année gazière 2014-2015, 164 M€ seront redistribués, soit une réduction estimée à 1,27 €/MWh sur le prix du gaz pour les consommateurs du sud de la France.

La CRE avait réservé pour les consommateurs gazo-intensifs dans le sud de la France 40 GWh/j de capacité ferme et 23 GWh/j de capacité interruptible de transport de gaz du nord vers le sud au prix régulé entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 septembre 2018 (délibération du 17 octobre 2013⁸⁸). Les demandes des consommateurs gazo-intensifs du sud lors de l'allocation de ces capacités ont été de 92 GWh/j. Les besoins des consommateurs gazo-intensifs sont donc couverts sur cette période au prix régulé à hauteur de 55% (en supposant une disponibilité des capacités interruptibles de 50%).

Sur le reste de leur consommation, les consommateurs gazo-intensifs bénéficieront, comme les autres utilisateurs des réseaux au sud, de la redistribution des excédents de recettes d'enchères.

La délibération de la CRE du 29 janvier 2014 prévoit, en effet qu'à compter du 1^{er} octobre 2014, les excédents perçus :

- à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud, seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals au niveau de la place en zone GRTgaz Sud, au prorata des volumes consommés en zone GRTgaz Sud pour la période considérée ;

⁸⁷ [Consultation publique relative à la création d'une place de marché gaz unique en France en 2018](#)

⁸⁸ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/commercialisation-des-capacites/consulter-la-deliberation>

- à l'interconnexion avec l'Espagne seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone TIGF, au prorata des volumes consommés en zone TIGF pour la période considérée.

4.4 Les mesures transitoires avant fusion des places de marchés à l'horizon 2018

Au vu des fortes tensions constatées sur le marché du gaz dans le sud du territoire depuis plusieurs mois notamment pendant l'hiver 2013/2014, la CRE a souhaité mettre en œuvre pour l'hiver 2014/2015 des mesures transitoires jusqu'à la création d'une place de marché unique en France prévue en 2018. Dans cette optique, la CRE a décidé la mise en œuvre de différentes mesures transitoires d'optimisation de l'utilisation de la liaison Nord-Sud.

La CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) d'étudier, en concertation avec l'ensemble des opérateurs adjacents, gestionnaires de stockages et de terminaux méthaniers, des mécanismes permettant d'une part de créer des capacités fermes additionnelles à la liaison Nord Sud, et d'autre part, d'améliorer la disponibilité des capacités interruptibles. Ces travaux ont mené à la définition de trois mécanismes.

La modification de la clé de répartition des flux entre les stations de compression de Cruzy et Castillon

Les flux entre les zones GRTgaz Sud et TIGF se répartissent entre deux points d'interconnexion, à Cruzy et Castillon. Revoir la règle de répartition des flux entre ces points permet de créer, pour l'hiver, 20 GWh/j de capacités fermes additionnelles à la liaison Nord vers Sud.

Service conjoint transport stockage (JTS)

GRTgaz et Storengy ont proposé de reconduire pour l'hiver 2014/2015 le service conjoint transport-stockage (JTS), prévu par le tarif ATRT5. Ce service issu de l'optimisation des infrastructures de transport et de stockage permettra de mettre à disposition du marché du jour pour le lendemain de l'ordre de 20 GWh/j de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud.

Création d'un système de gaz circulant

GRTgaz et les opérateurs de terminaux méthaniers et de stockage, Elengy, Fosmax LNG et Storengy ont proposé un système de gaz circulant qui repose sur des flux de gaz entre les cuves des terminaux de Fos Cavaou et Fos Tonkin et un stockage localisé en zone Nord. Ce système permet de lisser le taux de disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord Sud.

4.5 Des travaux européens structurants pour le développement du marché français

La mise en œuvre des textes européens du troisième paquet énergie avance avec l'adoption successive des codes de réseau sur les allocations de capacités de transport aux interconnexions (en octobre 2013) et sur l'équilibrage (en mars 2014), qui ont suivi l'adoption de lignes directrices sur la gestion des congestions en août 2012. Un troisième code sur l'interopérabilité des réseaux et les échanges de donnée est également en phase d'approbation par les Etats membres. Ces textes visent à modifier l'architecture du marché européen en améliorant l'intégration transfrontalière par une meilleure gestion des interconnexions et un rôle plus important pour les points d'échange de gaz.

Le code de réseau sur les allocations de capacités, dont l'application sera contraignante au 1^{er} novembre 2015, a modifié en profondeur l'organisation des échanges de gaz entre Etats membres. Les opérateurs d'infrastructures mettent en place un nouveau modèle reposant sur des produits de capacité uniques combinant la sortie d'un réseau et l'entrée concomitante dans le réseau voisin (produits dits « groupés ») qui étaient autrefois réservés séparément par les expéditeurs. Des produits de durée différentes (de l'annuel à l'infra-journalier) sont commercialisés aux enchères sachant que, au minimum, 10% de la capacité ferme totale doit être affectée aux produits d'une durée inférieure à un an (trimestre, mois, jour). Ce modèle est d'ores et déjà appliqué en France, les produits de capacité étant commercialisés sur la plateforme en ligne Prisma à laquelle participe un nombre croissant de gestionnaires de réseau de transport européens, dont GRTgaz et TIGF. A l'exception de la liaison Nord-Sud et de l'interconnexion avec l'Espagne, les enchères se sont closes au prix de

réserve sur les points d'interconnexion transfrontaliers depuis avril 2013. L'absence de tension sur l'accès aux capacités de transport avec la Belgique et l'Allemagne s'est traduite par un alignement quasi-parfait entre le PEG nord et les hubs du nord de l'Europe (voir 2.2.1). La plateforme Prisma offre en outre des services de marché secondaire de capacité permettant aux expéditeurs d'échanger des capacités souscrites.

Le code de réseau sur l'équilibrage généralise quant à lui le principe d'équilibrage de marché, accordant ainsi un rôle central aux marchés de gros pour la gestion physique des déséquilibres et le calcul des pénalités. Les expéditeurs sont incités à s'équilibrer par eux-mêmes afin de limiter les interventions des gestionnaires de réseau dans le maintien de l'adéquation entre offre et demande. A plus long terme, un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires en Europe est en préparation, qui va déterminer les tarifs relatifs des différents produits de capacité et la façon dont les coûts des opérateurs vont être affectés aux différents points d'entrée et de sortie des réseaux. Le principe est d'établir des tarifs qui évitent les subventions croisées entre transit et transport national, permettant de refléter les coûts pour aller d'un hub à l'autre.

ANNEXES

1 Glossaire

1.1 REMIT

ACER : Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, instaurée par le règlement (CE) n° 713/2009 du 13 juillet 2009.

CEER : Conseil des régulateurs européens de l'énergie, une association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen.

EMIR : règlement (UE) n° 648/2012 du 4 juillet 2012 concernant les produits dérivés de gré à gré, les contreparties centrales et les référentiels.

MAD : directive 2003/6/CE du 28 janvier 2003 concernant les opérations d'initiés et les manipulations de marché. La directive est actuellement en cours de révision.

MIF : directive 2004/39/CE du 21 avril 2004 concernant les marchés d'instruments financiers. La directive est actuellement en cours de révision.

REMIT : règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. REMIT interdit les abus de marchés sur les marchés européens de l'électricité et du gaz et confie la surveillance de ces marchés à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux.

1.2 Electricité

Principales bourses de l'électricité en Europe (marchés organisés)

APX : bourse spot néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les importations et les exportations aux Pays-Bas, détenue par le groupe APX-ENDEX (www.apx.nl).

Belpex : marché spot belge Belgium Power Exchange, détenu par le groupe APX-ENDEX (<http://www.belpex.be/>).

ENDEX : marché à terme néerlandais, détenu par le groupe APX-ENDEX (www.apxendex.com).

EPD : marchés à terme français et allemand EEX Power Derivatives, détenus par EEX et Powernext.

EPEX Spot France : bourse spot française non obligatoire, détenue par EEX et Powernext (www.epexspot.eu).

EPEX Spot Allemagne : bourse spot allemande, non obligatoire, détenue par EEX et Powernext (www.epexspot.eu).

NordPool : bourse scandinave, non obligatoire (www.nordpool.no).

Omel : pool espagnol, quasi-obligatoire (www.omel.es).

Produits de gros

Base (ou baseload) : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7.

Day-ahead : contrat passé la veille pour livraison le lendemain

Future ou Forward : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée, nécessitant le versement d'une prime et d'un dépôt de garantie. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

Pointe (ou peakload) : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (Europe continentale).

Segments du marché de gros

ARENH – Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique : mis en place par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), le dispositif de l'ARENH permet aux fournisseurs, pour la fourniture d'électricité à destination des consommateurs finaux résidant sur le territoire métropolitain continental et/ou gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, de s'approvisionner en électricité nucléaire historique auprès d'EDF, pour des volumes et à des conditions tarifaires définis.

Achats et ventes en gros (OTC) : notifications d'échanges de blocs c'est à dire les quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors transactions sur Powernext.

Consommation finale : ventes à des sites en tant que responsables d'équilibre ou sous forme de blocs.

Importations et exportations :

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/bilan_annu.jsp

Mécanisme d'ajustement : mécanisme de marché, géré par le gestionnaire de réseau de transport, visant à assurer l'équilibre en temps réel entre la consommation et la production d'électricité.

Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes :

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/vie_perte_RPT.jsp

<http://www.erdfdistribution.fr/electricite-reseau-distribution-france/fournisseurs-d-electricite/compensation-des-pertes-130105.html>

VPP : « *Virtual Power Plant* » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à la décision de la Commission Européenne (cf. Cas DG COMP/M.1853 - EDF/ENBW).

<http://encherescapacites.edf.com/accueil-com-fr/encheres-de-capacite/presentation-114005.html>

VPP base : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme « coût fixe + coût variable ».

VPP pointe : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

Autres

Marge physique du système électrique : il s'agit du différentiel entre la capacité de production disponible et la consommation, en prévisionnel (j-1) ou réalisé.

Résilience des prix : sensibilité des prix de marchés horaires de l'enchère d'EPEX SPOT, évaluée par le recalcul des prix pour des variations d'offre et de demande à tout prix.

Analyse de marginalité : il s'agit d'identifier pour chaque heure de la journée à quel type de production correspondait le prix fixé par le marché, c'est-à-dire rechercher le moyen de production en fonctionnement le plus cher appelé pour satisfaire la demande horaire.

1.3 CO2

Backloading : option de mise en réserve d'une partie des quotas d'émission au début de la Phase III pour les remettre sur le marché à la fin de la Phase III, envisagée par les institutions européennes pour pallier le surplus de quotas sur le marché européen du carbone.

Banking : possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début d'une période de conformité précédente.

BlueNext : bourse du carbone en France qui a fermé le 5 décembre 2012.

Borrowing : emprunt d'un quota qui représente la possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début de la période de conformité suivante (les quotas pour l'année N sont livrés sur les registres avant le 28 février alors que les quotas doivent être restitués le 30 avril de l'année N, au titre des émissions de l'année N-1).

CER : *Certified Emission Reduction*, unités de réduction d'émissions certifiées provenant des projets déployés dans le cadre du mécanisme de développement propre (MDP). Un certain nombre de pays et des entreprises font usage de crédits de projets du MDP et les projets d'application conjointe pour être en conformité avec leurs objectifs de Kyoto.

CITL : *Community Independent Transaction Log*, plateforme de comptabilisation gérée par la Commission européenne qui intègre quotidiennement les informations qui lui sont transmises par les registres nationaux.

Dioxyde de carbone ou gaz carbonique (CO₂) : principal gaz à effet de serre, issu principalement de la combustion des énergies fossiles.

ECX : *European Climate Exchange*, bourse du carbone implantée à Londres (www.theice.com).

Effet de serre : à l'origine processus naturel, il permet à la température de basse atmosphère de se maintenir à 15°C en moyenne. Il est lié à la présence dans l'atmosphère de certains gaz (gaz carbonique, méthane..) qui piègent le rayonnement émis par la Terre et renvoient une partie de ce rayonnement en direction du sol. Du fait de la production trop importante par l'homme de gaz à effet de serre, les températures sont en sensible augmentation.

ERU : *Emission Reduction Unit*, crédits carbonés générés par des projets de Mise en Œuvre Conjointe (MOC), selon les règles définies lors du Protocole de Kyoto. Les entreprises tombant sous le coup du SCEQE peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

EUA : *European Union Allowance*, dans le cadre du SCEQE, il s'agit de quota d'émission qui autorise le détenteur à émettre en gaz à effet de serre l'équivalent d'une tonne de dioxyde de carbone.

EU ETS : voir SCEQE.

FCA : *Financial Conduct Authority*, entité de régulation des entreprises financières sur les marchés de gros et de détail au Royaume-Uni.

GES : gaz à effet de serre. Gaz contribuant à l'effet de serre (voir Effet de serre). Tous les GES n'apportent pas à la même contribution à l'effet de serre. Afin de comparer les émissions des différents gaz à effet de serre, on exprime leurs effets en équivalents tonne de dioxyde de carbone.

MDP : mécanisme de développement propre, un des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto qui permet aux pays développés de financer des projets de réduction d'émissions ou de séquestration de gaz à effet de serre dans les pays en développement et de se voir octroyer des unités de réduction d'émissions certifiées (CER) qu'ils pourront comptabiliser pour remplir leurs propres engagements de réductions d'émissions. Les projets MDP visent à favoriser le transfert de technologies respectueuses de l'environnement et à promouvoir le développement durable des pays en développement.

Mise en réserve : voir « *backloading* ».

Permis d'émission : voir quotas d'émission.

Paquet énergie - climat : ensemble de textes législatifs européens adopté fin 2008, relatifs à l'énergie et au changement climatique.

Phase III : troisième phase du SCEQE couvrant la période 2013-2020 au cours de laquelle des changements significatifs en termes de conduite des enchères auront lieu.

Protocole de Kyoto : traité international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il fixe des engagements chiffrés de réduction ou de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les pays industrialisés concernés pour la première période dite d'engagement, soit 2008-2012 (- 5,2% par rapport à 1990). Pour y parvenir, ces pays sont tenus d'élaborer des politiques et mesures nationales de lutte contre le changement climatique.

Quotas d'émission : unité de compte du système d'échange de quotas ou permis d'émission. Il s'agit d'une quantité d'émission de GES (exprimée en tonnes équivalent CO₂) à ne pas dépasser sur une période donnée, qui est délivrée à un pays ou un acteur économique par une autorité administrative (organisation intergouvernementale ou agence gouvernementale).

SCEQE : le Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission, aussi appelé EU ETS (*European Union Emission Trading System*), est un mécanisme de l'Union européenne visant à réduire l'émission globale de CO₂ et atteindre les objectifs de l'Union européenne dans le cadre du protocole de Kyoto. C'est le plus grand système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans le monde.

Set aside : voir « *backloading* ».

1.4 Gaz

Bcm : abréviation de l'unité de mesure anglo-saxonne *billion cubic meters*. Correspond à un milliard de mètres cubes de gaz.

Capacité rebours : capacité sur le réseau principal permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux physiques ne peuvent s'écouler que dans un seul sens. Elle ne peut être utilisée, un jour donné, que si le flux global résultant de l'ensemble des nominations des expéditeurs est dans le sens dominant des flux.

Clause de flexibilité : disposition prévue dans les contrats d'importation de long terme laissant à l'acheteur la possibilité de réduire ou augmenter les volumes enlevés dans la limite d'un tunnel préalablement défini.

Couplage de marchés de gros du gaz : il s'agit d'un mécanisme permettant de confronter, sur une ou plusieurs places boursières, l'offre et la demande des marchés couplés et d'allouer simultanément et implicitement les capacités d'interconnexion entre les zones d'équilibrage (Nord et Sud en l'occurrence). Le couplage de marchés entre les zones Nord et Sud de GRTgaz respecte les spécificités du marché du gaz : les prix de marché du gaz, la veille pour le lendemain (*day-ahead*), sont déterminés en continu (chaque transaction est effectuée à un prix particulier) et non pas par un fixing comme c'est le cas pour l'électricité (une enchère unique opérée par la bourse pour déterminer le prix pour chaque heure de la journée du lendemain).

ENTSOG : *European Network of Transmission System Operators for Gas*, entité créée par la Commission européenne afin de faciliter la coopération entre les différents opérateurs des réseaux de transport de gaz des Etats membres et la création d'un réseau européen du gaz.

ERGEG : (*European Regulators Group for Electricity and Gas*) créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, l'ERGEG avait pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz.

Gaz non conventionnels : les gaz non conventionnels regroupent trois types de gaz naturel : les gaz de schistes (ou *shale gas*), les gaz houille (ou *coal bed methane*) et les gaz de réservoir compact (ou *tight gas*). A la différence des gaz dits conventionnels, les gaz non conventionnels sont présents dans des roches à faible perméabilité difficiles d'accès. Leur extraction est faite à l'aide de deux techniques : le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

Gaz naturel liquéfié (GNL) : le GNL est du gaz naturel condensé à son état liquide (en réduisant sa température à environ -160 °C à pression atmosphérique), où le volume se réduit à environ 1/600. Il est essentiellement transporté par voie maritime dans des navires connus comme méthaniers (ou *LNG tankers*) et déchargé dans des terminaux méthaniers, qui sont des infrastructures capables de le regazéifier afin de l'injecter dans le réseau de transport.

Gas release : obligation faite à un fournisseur de céder, pour une période donnée, une partie de ses ressources en gaz à d'autres fournisseurs. Cette opération a généralement pour objectif de permettre à la concurrence de se développer, en offrant aux fournisseurs alternatifs la possibilité de sécuriser des approvisionnements sans devoir négocier de gré à gré avec le fournisseur historique.

Indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) : est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché. Il est d'autant plus élevé que le marché est concentré. On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

NBP (*National Balancing Point*) : hub gazier du Royaume-Uni. En raison des volumes importants échangés sur ce hub notionnel, les prix qui y sont pratiqués sont une référence importante pour les échanges en gros de gaz en Europe.

Marché spot : le marché spot regroupe les produits *Intraday*, *Day-ahead*, *Week-end*, *Week* et *Autres* maturités inférieures aux produits mensuels.

Nomination : quantité d'énergie, exprimée en kWh (PCS 25°C) notifiée par l'expéditeur au GRT chaque jour que l'expéditeur demande au GRT d'enlever, d'acheminer ou de livrer du gaz sur un point de son réseau. Par extension, le verbe « nominer » définit le fait de notifier au GRT une nomination.

Point d'échange de gaz (PEG) : point virtuel du système gazier français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Il existe trois PEG en France, chacun rattaché à une zone d'équilibrage.

Produit *day-ahead* : contrat passé la veille pour livraison le lendemain.

Produit *forward* : contrat passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée.

Produit *future* : contrat *forward* négocié sur une bourse (marché organisé).

Take-or-pay : clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur, qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Zone d'équilibrage : zone géographique représentant une partie du réseau de transport où les expéditeurs équilibrent leurs flux entrants et sortants à partir d'un ensemble de points d'entrée et de sortie. En France, deux zones d'équilibrage sont associées au réseau de GRTgaz et une au réseau de TIGF.

Table des graphiques

Graphique 1 : Planning d'entrée en vigueur et de mise en œuvre de REMIT	29
Graphique 2 : Prix du gaz en Europe, aux Etats-Unis, en Amérique du Sud et en Asie.....	34
Graphique 3 : Variation annuelle des importations de GNL	35
Graphique 4 : Répartition mondiale des importations de GNL	35
Graphique 5 : Evolution des prix du Brent	36
Graphique 6 : Comparaison entre prix du gaz sur les marchés de gros et prix du gaz issus de la formule des TRV (base 100 au 1 ^{er} janvier 2008).....	37
Graphique 7 : Evolution des prix EUA et CER futurs et spot depuis 2011.....	39
Graphique 8 : Prix des combustibles (base 100 au 1 ^{er} janvier 2011).....	39
Graphique 9 : <i>Clean dark & spark spreads</i>	40
Graphique 10 : Quotas d'émission mis aux enchères dans le cadre de la Phase III	42
Graphique 11 : Allocations gratuites et émissions vérifiées par type de secteur en 2013.....	43
Graphique 12 : Accumulation d'un surplus de quotas et excédent.....	44
Graphique 13 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	46
Graphique 14 : Projection de l'équilibre offre/demande de gaz naturel de l'Union Européenne	47
Graphique 15: Ecart entre les prix spot et les prix à terme au PEG Nord au premier semestre 2014.....	48
Graphique 16 : Dépendance des pays européens vis-à-vis du gaz russe (2012 / 2013).....	48
Graphique 17 : Bilan injections et soutirages sur le réseau électrique en 2013 [2012]	50
Graphique 18 : Températures au cours des quatre dernières années comparées aux températures de référence	51
Graphique 19 : Consommation en France (2010-2014)	52
Graphique 20 : Capacités installées en France - comparaison énergies fossiles et renouvelables (2010-2014).....	52
Graphique 21 : Productions réalisées en France – comparaison énergies fossiles et renouvelables (2012-2014).....	54
Graphique 22 : Taux de production nucléaire (2008-2014)	55
Graphique 23 : Taux de disponibilité nucléaire (2008-2014).....	55
Graphique 24 : Niveaux des stocks hydrauliques en France (2008-2014)	56
Graphique 25 : Taux de production hydraulique (2008-2014).....	57
Graphique 26 : Solde exportateur en France (2008-2014).....	57
Graphique 27 : Imports/Exports en France (2013-2014).....	58
Graphique 28 : Taux de production de la filière charbon (2008-2014).....	59
Graphique 29 : Taux de production de la filière gaz (2010-2014)	59
Graphique 30 : Taux d'utilisation du parc de référence en 2013.....	60
Graphique 31 : Taux d'utilisation du parc de référence au S1 2014	61
Graphique 32 : Monotone de charge du parc de référence en France en 2013	62
Graphique 33 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2013.....	64

Graphique 34 : Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1).....	65
Graphique 35 : Evolution des prix <i>day-ahead</i> en France (moyenne hebdomadaire des prix et somme des volumes).....	67
Graphique 36 : Prix spot et marge prévisionnelle en J-1 du système électrique français, sur 2013 et le premier semestre 2014.....	69
Graphique 37 : Evolution du solde net exportateur et du différentiel de prix <i>day-ahead</i> avec le Royaume-Uni.....	70
Graphique 38 : Evolution du solde net exportateur et du différentiel de prix <i>day-ahead</i> avec l'Allemagne.....	71
Graphique 39 : Prix spot et différentiel France-Allemagne (moyenne hebdomadaire).....	71
Graphique 40 : Taux de convergence journalier des prix horaires France-Allemagne.....	72
Graphique 41 : Prix spot et différentiel France-Belgique (moyenne hebdomadaire).....	73
Graphique 42 : Taux de convergence journalier des prix horaires France-Belgique.....	74
Graphique 43 : Volatilité (indice Daily Velocity based on Overall Average, en moyennes mobiles sur un mois) des prix <i>day-ahead</i> en France et Allemagne.....	75
Graphique 44 : Cours des produits Calendaires Baseload Y+1 en Europe.....	76
Graphique 45 : Corrélation entre les différentiels France-Allemagne Calendaires Y+1 et <i>Day-Ahead</i>	78
Graphique 46 : Ratios de prix Pointe/Base des produits Calendaires Y+1.....	79
Graphique 47 : Volatilité (glissante sur un mois) des prix des produits Calendaires Baseload Y+1 en France et en Allemagne.....	83
Graphique 48 : Volumes d'ajustement à la hausse et à la baisse.....	84
Graphique 49 : Parts d'ajustement par technologie en 2013.....	85
Graphique 50 : Volume et valorisation du négoce par produit en 2012, 2013 et au premier semestre 2014.....	86
Graphique 51 : Part du négoce par plateforme et par échéance en 2013.....	87
Graphique 52 : Sensibilité des prix horaires lors d'un choc d'offre sur le marché, par mois.....	89
Graphique 53 : Sensibilité des prix horaires lors d'un choc d'offre issu du pays voisin, par mois.....	90
Graphique 54 : Evolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédié.....	91
Graphique 55 : Evolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme organisé.....	91
Graphique 56 : Comparaison des HHI 2013 versus 2012 – Négoce.....	92
Graphique 57 : Comparaison des HHI 2013 versus 2012 – Injections.....	92
Graphique 58 : Comparaison des HHI 2013 versus 2012 – Soutirages.....	93
Graphique 59 : Effets du couplage de marché Flow-Based sur la convergence des prix.....	94
Graphique 60 : Effets du couplage de marché Flow-Based sur les prix de marché.....	95
Graphique 61 : Fonctionnement du mécanisme de capacité.....	96
Graphique 62 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2013 [2012].....	98
Graphique 63 : Niveau de consommation sur le réseau GRTgaz.....	99

Graphique 64 : Historique des émissions des terminaux méthaniers français.....	100
Graphique 65 : Prix spot du gaz en Europe.....	101
Graphique 66 : Pic de prix du 9 avril 2013 au PEG Nord.....	102
Graphique 67 : Spread Nord/Sud et utilisation de la liaison Nord-vers-Sud.....	104
Graphique 68 : Evolutions des prix M+1 au PEG Nord, au PEG Sud et en Espagne	105
Graphique 69 : Evolution du différentiel <i>day-ahead</i> entre les PEG Nord et Sud.....	106
Graphique 70 : Approvisionnements et débouchés du sud de la France entre novembre et décembre en 2013, 2012 et 2011	107
Graphique 71 : Structure de la courbe à terme au TTF	109
Graphique 72 : Evolution du Spread Eté/Hiver.....	110
Graphique 73 : Niveau de stock en France.....	111
Graphique 74 : Livraisons aux PEG	112
Graphique 75 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français.....	113
Graphique 76 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié	116
Graphique 77 : Volumes négociés sur le marché intermédié français	116
Graphique 78 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation.....	118
Graphique 79 : Indices de concentration du marché intermédié français	119
Graphique 80 : Part de marché agrégée des trois principaux acteurs calculée sur la base des nominations sur les différentes infrastructures	121

Table des tableaux

Tableau 1 : Bilan Injections-Soutirages du système électrique français	19
Tableau 2 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité	19
Tableau 3 : Volumes spot et à terme échangés sur le marché français de l'électricité	20
Tableau 4 : Capacités installées des moyens de production électriques en France	20
Tableau 5 : Production électrique réalisée en France	20
Tableau 6 : Taux de production et disponibilités des moyens de production en France	21
Tableau 7 : Taux d'utilisation théorique des filières de production en France	21
Tableau 8 : Echanges aux frontières en France	21
Tableau 9 : Nombre d'acteurs de marché sur les différents segments d'activité liés au marché de l'électricité en France	22
Tableau 10 : Indices de concentration (HHI) des différents segments du marché de l'électricité en France	22
Tableau 11 : Fondamentaux du marché du gaz en France	23
Tableau 12 : Prix du gaz en France	23
Tableau 13 : Négoce du gaz en France	24
Tableau 14 : Statistiques des échanges sur le marché intermédiaire français	24
Tableau 15 : Prix spot et à terme du marché du carbone	25
Tableau 16 : Quotas distribués sur le marché du carbone	25
Tableau 17 : Formule de calcul des <i>clean dark & spark spreads</i>	40
Tableau 18 : Disponibilités prévisionnelles des différentes filières	65
Tableau 19 : Écarts moyen entre disponibilités prévisionnelles en J-1 et réalisées en 2013	66
Tableau 20 : Prix moyens day-ahead et intraday	66
Tableau 21 : Indices de volatilité historique des prix day-ahead en Europe	74
Tableau 22 : Indices annuels de volatilité historique des produits Calendaires Baseload Y+1 en France et en Allemagne	82
Tableau 23 : Variations moyennes des prix pour des chocs d'offre/demande sur le marché propre	88
Tableau 24 : Variations moyennes des prix pour des chocs offre/demande sur le marché voisin	88
Tableau 25 : Ecart de prix <i>day-ahead</i> entre le PEG Nord et les principaux hubs européens	103
Tableau 26 : Utilisation des infrastructures gazières en France	104
Tableau 27 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français	120
Tableau 28 : Nombre d'acteurs actifs sur les terminaux méthaniers	120

Table des encadrés

Encadré 1 : Les réformes structurelles du marché du CO₂	45
Encadré 2 : La réaction des marchés aux événements ukrainiens	47
Encadré 3 : Analyse des acteurs sur l'évolution du prix CAL14 en France	80
Encadré 4 : Des tensions exceptionnelles en zone Sud en novembre / décembre 2013	106
Encadré 5 : L'importance du développement de la liquidité sur les marchés de gros.....	114



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr

ISSN : 2104-9149