



Marchés de gros

Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂

2^e trimestre 2015

CONTENU

Introduction	3
Faits marquants du trimestre	4
Marché de gros de l'électricité.....	4
Marché de gros du gaz	7
Marché de gros du CO₂.....	10
Indicateurs	12
Marché de gros de l'électricité.....	12
I. Principales dates.....	12
II. Chiffres clés	13
III. Graphiques.....	16
Marché de gros du gaz	30
I. Principales dates.....	30
II. Chiffres clés	31
III. Graphiques.....	33
Marché de gros du CO₂.....	52
I. Principales dates.....	52
II. Chiffres clés	53
III. Graphiques.....	54
Glossaire	60
Glossaire commun	60
Glossaire propre au marché de gros de l'électricité	60
Glossaire propre au marché de gros du gaz.....	61
Glossaire propre au marché de gros du CO₂	62
Liste de tableaux	65
Liste de graphiques.....	66

INTRODUCTION

L'observatoire des marchés de gros a pour objectif de présenter à un large public des indicateurs de suivi des marchés français de l'électricité et du gaz, ainsi que sur le marché du CO₂.

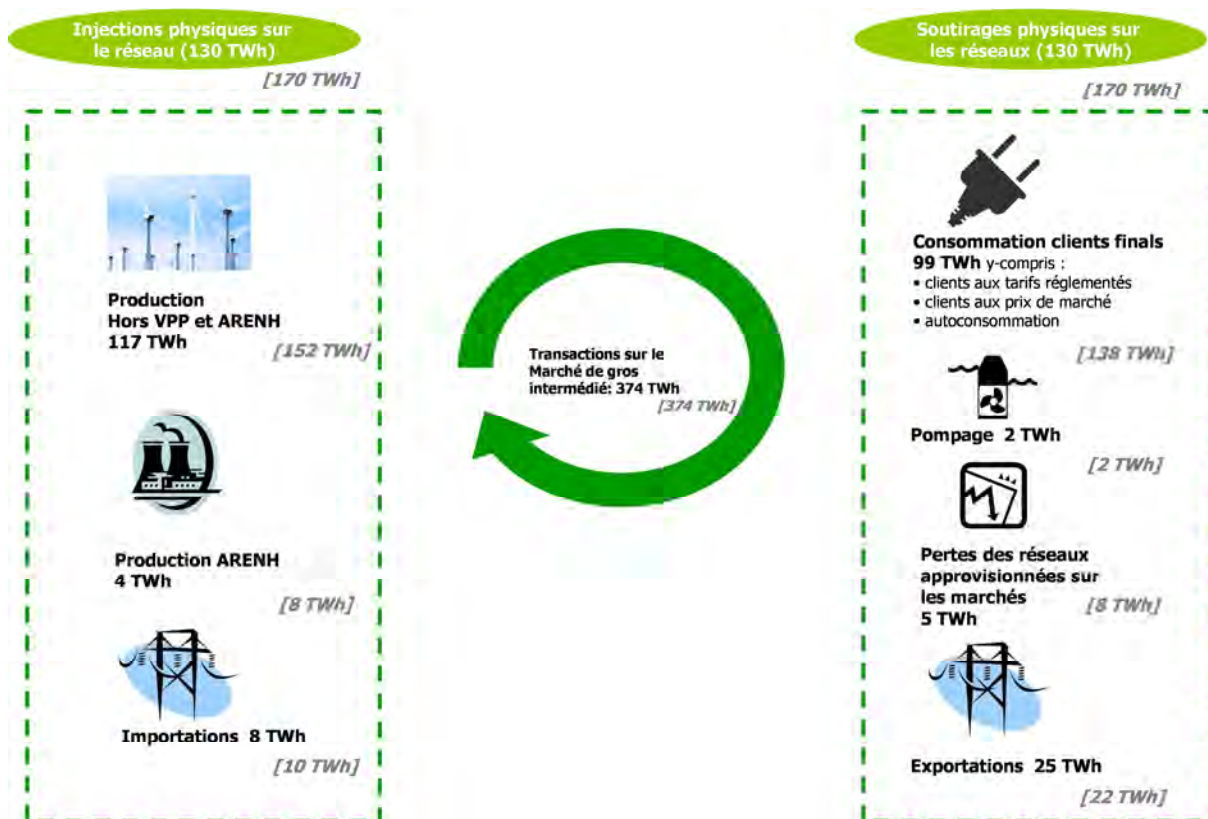
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

Les faits marquants du trimestre sont présentés dans une première partie et les indicateurs clés (dates, chiffres et graphiques) sont détaillés dans une deuxième partie.

FAITS MARQUANTS DU TRIMESTRE

Marché de gros de l'électricité

Graphique 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE ; Données [T1 2015] et T2 2015

Un niveau de consommation faible au T2 2015

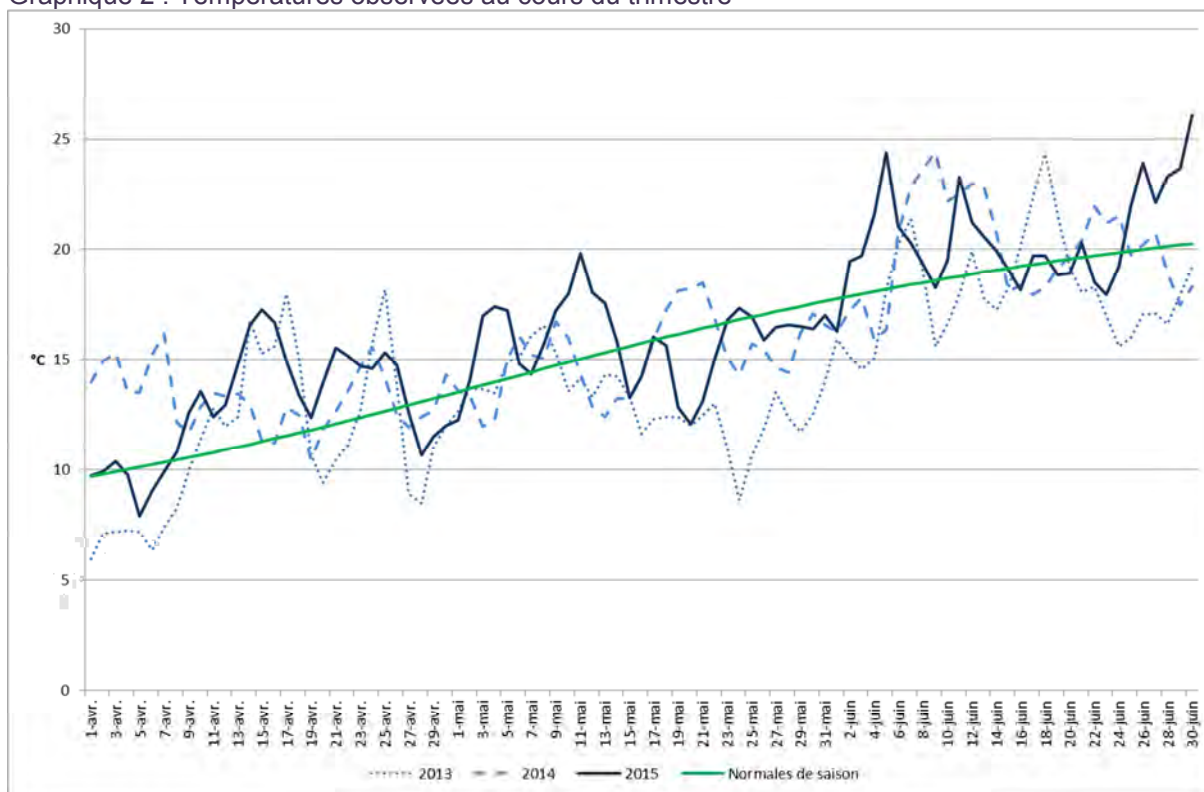
Les températures ont été douces ce deuxième trimestre, avec un écart moyen de 1°C au-dessus des normales de saison. Les mois d'avril et de juin ont été marqués par des journées chaudes où les températures ont été jusqu'à 6°C au-dessus des normales. Dans ce contexte, le niveau de consommation au cours de ce trimestre a été faible, atteignant même des niveaux historiquement bas à partir du mois de mai (voir Graphique 18).

Une disponibilité nucléaire en baisse

La disponibilité du parc nucléaire affiche une diminution de 3% par rapport au T2 2014, alors que le taux de production nucléaire est resté sensiblement égal à celui du deuxième trimestre 2014 (69%). Suite à un niveau de consommation bas, le mois de mai a été également marqué par un taux de production nucléaire historiquement faible (voir graphique 21).

La filière hydraulique a été moins sollicitée au mois d'avril 2015 avant d'atteindre un taux de production équivalent au T2 2014 pendant les mois de mai et juin (voir graphique 24).

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

La production des énergies fossiles diminue au T2 2015

Après la fermeture de plusieurs centrales charbon dans le cadre du grand chantier de modernisation d'EDF, la production des filières 'charbon et gaz' a connu des niveaux historiquement bas à partir du mois de mai 2015 (voir Graphique 21). La disponibilité de la filière charbon a notamment été inférieure à 1GW à partir du mois de mai.

La production éolienne a augmenté au cours du T2 2015, affichant une augmentation de 22% par rapport T2 2014.

Les prix sur le marché spot ont chuté à des niveaux particulièrement bas au cours du second trimestre 2015 du fait de la faible consommation.

Au second trimestre 2015, les prix des marchés *day-ahead* et infrajournaliers se sont établis à respectivement 32,6 €/MWh et 32,7 €/MWh en moyenne. Ils sont ainsi à des niveaux particulièrement bas, semblables à ceux du second trimestre 2014 déjà exceptionnellement bas où ils évoluaient respectivement à 31,5 €/MWh et 32,3 €/MWh (voir Tableau 2 page 13). Le mois de mai 2015 n'avait ainsi plus connu de prix *day-ahead* aussi bas depuis 2005 (26,48 €/MWh au T2 2015) (voir Graphique 12 page 20).

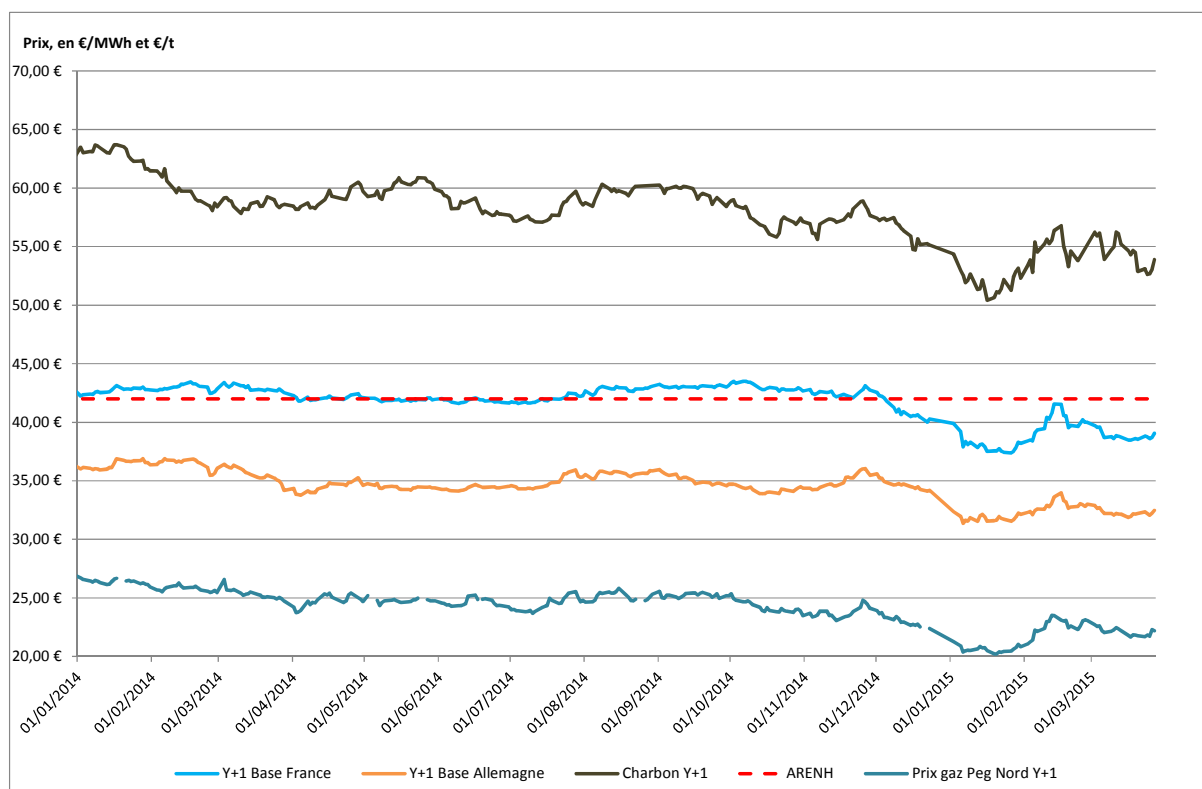
Les volumes échangés sur le marché *day-ahead* continuent d'augmenter au second trimestre 2015.

Le volume de contrat *day-ahead* échangés s'est établi à 39,62 TWh au second trimestre 2015 en augmentation de 6% par rapport au trimestre précédent et de 64 % comparé au second trimestre 2014 (voir Tableau 3 page 14).

Le prix du produit Calendaire 2016 est resté stable au cours du second trimestre 2015

Après avoir connu de fortes variations en fin d'année 2014 et début d'année 2015, le prix du produit Calendaire 2016 s'est stabilisé en dessous de 39 €/MWh au second trimestre 2015. Le cours du produit Calendaire 2016 a suivi ceux du gaz et du charbon, donnant lieu à de légères fluctuations. (voir Graphique 3 ci-dessous)

Graphique 3 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon au T2 2015



Source : EEX – Analyse : CRE

Les volumes échangés sur les marchés à terme sont en baisse comparés au trimestre précédent.

Le volume de produits Calendaire 2016 échangés s'est considérablement réduit en comparaison des deux trimestres précédents qui avaient connu une forte hausse alors que le prix venait de passer en dessous du prix de l'ARENH (voir Graphique 10 page 18).

Les produits trimestriels ont aussi suivi cette tendance à la baisse (voir Graphique 9 page 18).

La faible demande d'électricité au cours du second trimestre 2015 a fait chuter le volume de produits mensuels échangés comparé au trimestre précédent (-27%). Celui-ci reste cependant en augmentation par rapport au second trimestre 2014 (+89%) (Voir Graphique 8 page 17).

Des échanges aux frontières en augmentation

Les importations ont augmenté au cours de ce deuxième trimestre par rapport au T2 2014, avec une augmentation de 66% des importations en période hors pointe et une augmentation de 40% des importations en période de pointe (voir Graphique 26). Les exportations sont également en hausse par rapport au T2 2014, avec une augmentation de 10% des exportations en période hors pointe et une augmentation de 15% des exportations en période de pointe.

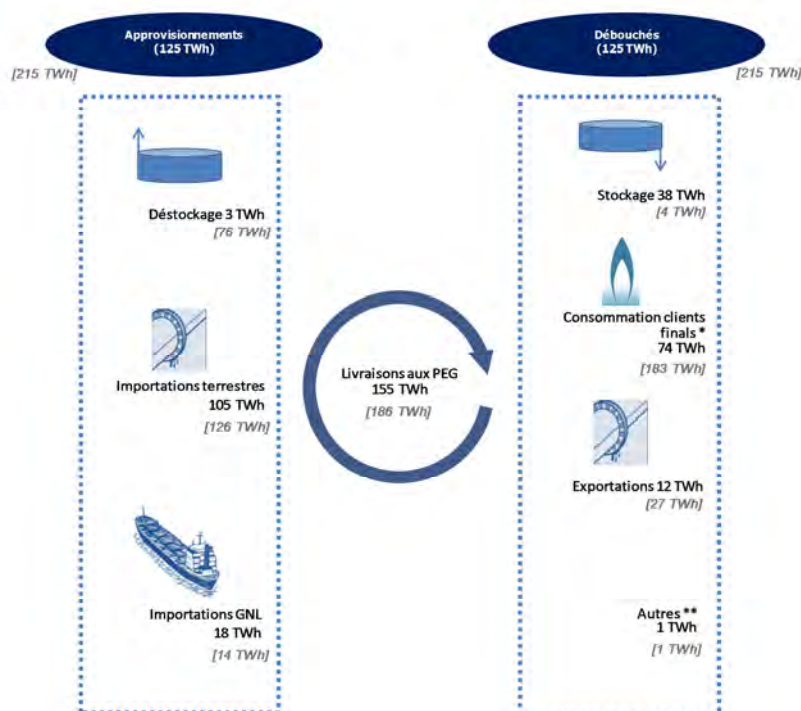
Cependant le solde exportateur se porte à 15,6 TWh au T2 2015 soit une baisse de 3% par rapport au T2 2014.

Augmentation de la concentration sur le segment des ventes sur la bourse

On note effectivement une évolution de l'indice de concentration en comptant EDF sur le segment des ventes sur la bourse, passant d'un marché peu concentré au T1 2015 à un marché très concentré au T2 2015 (voir Graphique 27).

Marché de gros du gaz

Graphique 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T1 2015] et T2 2015

* Inclut les clients aux tarifs réglementés et les clients aux prix de marché

** Le poste Autres correspond au volume consommé par les GRT et les GRD pour assurer le fonctionnement du réseau (autoconsommation, erreur de comptage, pertes...)

L'approvisionnement confortable des marchés européens se poursuit au T2 2015

Au T2 2015, la consommation de gaz en France a progressé de 3% par rapport au trimestre précédent. Au total sur le premier semestre, la consommation se situe entre le faible niveau observé en 2014 et les niveaux relativement élevés de 2013. Dans un contexte de prix du gaz faibles, et malgré la baisse de la demande pour la production de l'électricité en mai et juin 2015, la consommation des sites fortement modulés au premier semestre a plus que doublé par rapport aux niveaux observés en 2014 et se situe à des niveaux proches de ceux de 2013 (cf. Graphique 46, page 43).

Les soutirages importants au T1 2015 depuis les stockages français ont conduit à des niveaux de stock relativement faibles au début du T2 2015. Cette tendance s'est prolongée tout au long du trimestre et, vers la fin de la période, les stocks français se sont approchés du minimum depuis 2010 pour la même période (cf. Graphique 47, page 43). Les capacités souscrites sur les stockages français pour l'année 2015-2016 restent pour l'instant en baisse par rapport à l'année dernière (86,9 TWh, soit une baisse de 3%). La baisse des souscriptions et les niveaux de stock relativement bas s'expliquent par le contexte actuel des marchés européens, en particulier par la disponibilité d'autres sources de flexibilité (notamment de GNL) et par le faible différentiel de prix à terme entre l'été et l'hiver 2015-2016 (cf. Graphique 35, page 36).

Si les émissions des terminaux méthaniers ont progressé de plus de 30% par rapport au trimestre précédent et par rapport au T2 2014 (cf. chiffres clés, page 31), elles restent globalement faibles à Montoir (cf. Graphique 48, page 44). En absence d'une demande importante¹, et malgré l'absence de tensions sur les marchés du GNL, les acteurs de marché ont favorisé les approvisionnements par

¹ Par rapport au T2 2014, les injections nettes dans les stockages souterrains ont diminué de 13% et les exportations de 16%.

gazoduc. La hausse des émissions observée à Fos au mois d'avril peut s'expliquer par le contexte de fin d'hiver, où des incertitudes sur la consommation peuvent être importantes, par les niveaux bas de stock et surtout par les maintenances prévues sur différents points d'entrée du réseau national. Malgré les faibles émissions à Fos en mai et juin, la baisse des exportations vers l'Espagne à partir d'avril (cf. Graphique 57, page 48) a permis d'approvisionner correctement la zone sud tout en évitant des tensions importantes sur la liaison nord-sud.

Des prix de gros européens stables

Malgré un rebond des prix du pétrole observé sur la première partie du trimestre, avec un gain de 10\$/b entre le 1^{er} Avril et le 12 mai, et l'annonce d'une nouvelle diminution de la production à Groningue, les prix à terme sur les différents marchés européens restent peu volatiles et se stabilisent sur le trimestre avec un prix passant de 22,10 €/MWh à 21,85 €/MWh pour le Y+1 PEG Nord (cf. Graphique 33, page 35). Cette tendance s'explique en partie par des diminutions des risques liés à la crise Ukrainienne après la signature le 1 avril d'une prolongation de 3 mois des accords existants, qui laissait entrevoir la possibilité de négociation d'un nouvel accord de fourniture et de transit portant sur le prochain hiver gazier. Le 1^{er} juillet, l'Ukraine a annoncé la suspension de ses achats de gaz russe tout en honorant ses accords de transit, ce qui devrait augmenter la demande sur les hubs européens tout en garantissant le bon acheminement du gaz en provenance de Russie.

Dans ce contexte de fin de période hivernale et de bon équilibre entre offre et demande, la faible volatilité observée sur les marchés à terme se retrouve sur les prix spot qui, après une baisse marquée sur le mois d'avril de 22,39 €/MWh à 21,24 €/MWh au PEG Nord, se stabilisent autour d'un prix moyen de 20,72 €/MWh.

Prix faible du GNL à l'international qui favorise les imports en Europe

Les faibles consommations et les prix du pétrole toujours faibles permettent aux prix asiatiques de se maintenir à des niveaux bas, proches des prix européens. Ces prix réduisent l'intérêt de réexporter ou de détourner des cargaisons de l'Europe vers l'Asie et entraînent une hausse des imports nets européens de GNL et un regain d'émissions des terminaux méthaniers sur les réseaux. Il est toutefois à noter une hausse ponctuelle en mai des prix spot asiatiques qui atteignent un spread avec le PEG Nord de 4,61€/MWh sur fond de diminution des capacités de liquéfaction disponible avec l'arrêt ou la réduction de la production sur trois sites (North West Shelf LNG (NWS), Yemen LNG, Atlantic LNG) (cf. Graphique 36, page 37).

L'absence de tension d'approvisionnement se poursuit en zone Sud

Le regain d'utilisation des terminaux méthaniers de Fos, les faibles injections dans les stockages, la baisse de la consommation en zone sud liée aux températures supérieures aux normales saisonnières, et la diminution des exports vers l'Espagne permettent de continuer le mouvement sur le spread Nord/Sud initié au T4 2014 qui diminue légèrement pour s'établir en moyenne à 0,4€/MWh (cf. Graphique 49, page 44). Le taux d'utilisation de la liaison Nord/Sud ressort en légère augmentation par rapport au trimestre précédent, à 90% contre 86%, laissant toujours une marge conséquente prévenant toute congestion.

La fusion des PEG Sud et TIGF marque un nouveau pas vers la création d'une place de marché unique en France

À partir du 1^{er} avril 2015, les PEG Sud et TIGF ont été fusionnés créant la place de marché commune TRS (*Trading Region South*)². La fusion de ces places de marché a pour but d'améliorer le fonctionnement des marchés au sud de la France et s'inscrit dans la perspective d'une unification des places de marché en France à horizon 2018³.

² Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel>)

et Délibération de la CRE du 10 avril 2014 (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/place-de-marche-commune>)

³ Délibération de la CRE du 7 mai 2014 (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/place-de-marche-unique-en-2018/>)

Si les volumes échangés sur le segment spot intermédié en France ont diminué de 22% par rapport au trimestre précédent, ils sont en hausse de 20% par rapport au T2 2014 (cf. chiffres clés, page 31). Sur la TRS, les échanges spot ont progressé de 42% par rapport à la somme des PEG Sud et TIGF au T2 2014⁴.

Les échanges sur les marchés à terme ont diminué de 40% par rapport au trimestre précédent et de 25% par rapport au T2 2014. Cette baisse d'activité, constatée à la fois sur la bourse et sur les plateformes des brokers, s'explique principalement par la diminution des volumes échangés sur des maturités de type mensuel.

Le marché français, qui désormais se constitue de deux places de marché, affiche des niveaux de concentration faibles sur le segment spot (cf. Graphique 44, page 41) mais des différences encore notables persistent sur le segment à terme, avec une concentration nettement plus faible au PEG Nord (cf. Graphique 45, page 42).

⁴ Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier.

Marché de gros du CO₂

Enchères de quotas

Au deuxième trimestre 2015, les enchères de quotas ont continué à avoir lieu sur la plateforme commune EEX pour 25 des 28 Etats-Membres, ainsi que sur les plateformes individuelles EEX pour l'Allemagne et ECX pour la Grande-Bretagne.

Les prix EUA continuent d'augmenter au cours du deuxième trimestre 2015

Au cours du deuxième trimestre 2015, le prix moyen spot du produit EUA a affiché une hausse de 5% par rapport au premier trimestre 2015 (à 7,3 €/tCO₂) (voir Tableau 10, page 53). Le prix EUA s'est maintenu, dès le mois de mai, à des niveaux supérieurs à 7 €/tCO₂, se stabilisant autour de 7,45 €/tCO₂ au cours du mois de juin. Ces niveaux de prix reflètent notamment un contexte de négociations nombreuses et très attendues dans le cadre de la mise en place de la réserve de stabilité de marché (MSR) (voir ci-dessous).

Une diminution des échanges de quotas EUA dans un contexte de réforme du marché EU ETS

Au cours du deuxième trimestre, les volumes EUA échangés (1 447 Mt) ont fortement baissé par rapport au trimestre précédent (-29%), en lien notamment avec une diminution des échanges avant le vote du Parlement européen (en juillet 2015) sur la mise en place de la réserve de stabilité de marché. Les volumes EUA échangés sur bourses et brokers ont respectivement baissé de -30% et baissé de -24% (voir Tableau 9, page 53). Les bourses et brokers représentent respectivement 83% et 17% des volumes EUA échangés au deuxième trimestre 2015.

Au deuxième trimestre, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent toujours essentiellement sur le marché à terme, avec cependant une baisse de 33% des volumes des principales maturités du marché à terme contre seulement -7% sur le marché spot. Environ 190 Mt ont été échangés sur le marché spot EUA (contre 205 Mt au trimestre précédent), 690 Mt pour les produits Déc. 2015 et 153 Mt pour les produits Déc. 2016 (voir Tableau 9, page 53).

Les clean spread à la baisse

Au cours du deuxième trimestre, les clean spread spot ont subi une forte baisse au cours du mois d'avril, appuyé par la baisse du prix de l'électricité, la hausse du quota EUA, une légère baisse du prix du charbon et un prix du gaz stable. Le clean dark spread spot est en moyenne à 13,8 €/MWh en base tandis que le clean spark spread spot est en moyenne à -6,0 €/MWh en base (voir Graphique 70, page 57).

Les clean spread futurs (Y+1) restent stables au deuxième trimestre

Au cours du deuxième trimestre 2015, le clean dark spread (Y+1) augmente en moyenne de 1% dans un contexte de baisse des prix du charbon et de stabilisation du prix du produit électricité Cal' 2016. Le clean spark spread (Y+1) se stabilise dans un contexte de prix à terme du gaz en très légère baisse (voir Graphique 70, page 57).

Réforme du marché EU ETS – *Backloading* et réserve de stabilité de marché

Le *backloading* a suivi son cours pendant le deuxième trimestre 2015 (300 millions de quotas devant être retirés au total en 2015).

Par ailleurs, lors du dernier **trilogue du 5 mai**, le Parlement et le Conseil européens se sont accordés sur la mise en place d'une réserve de stabilité de marché anticipée en 2018, afin d'absorber les quotas d'émission dès janvier 2019 (au lieu de janvier 2021 initialement prévu). Le 26 mai 2015, la commission parlementaire ENVI a approuvé le projet de réforme du marché EU ETS. Finalement, le 8 juillet 2015, le Parlement européen a approuvé par vote formel la proposition de réforme de la commission européenne visant à établir une réserve de stabilité de marché EU ETS. Ainsi, dès 2019, des quotas seront progressivement mis dans la réserve chaque mois tant que l'excédent annuel des quotas en circulation sera supérieur à la limite de 833 millions de quotas fixée par le texte.

Les réformes du carbone en Allemagne

Au cours du trimestre, des discussions portant sur les réformes envisagées par le gouvernement allemand pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, à savoir la fermeture de centrales de production d'électricité à partir de lignite ou bien l'obligation pour ces

producteurs d'acheter des quotas EUAs supplémentaires, ont soutenu la volatilité du prix du quota. Finalement, la décision du gouvernement, en juillet 2015, de fermer 2,4 GW de capacités de production a eu un effet légèrement baissier sur le cours du quota d'émission.

La Suisse et l'Europe souhaitent relier leurs marchés du carbone

La Suisse et l'Europe annoncent vouloir finaliser les négociations techniques fin 2015 afin de pouvoir relier leurs marchés du carbone respectifs dans les années qui suivent.

Le rapport de la cour des comptes européenne

La cour des comptes européenne a publié un rapport sur le système EU ETS⁵ début juillet, précisant que de nombreux efforts ont été faits par la Commission européenne afin de rétablir le mécanisme de marché, cependant la question de l'intégrité du marché EU ETS doit encore être traitée.

⁵Voir le lien <http://www.eca.europa.eu/en/Pages/NewsItem.aspx?nid=5856>

INDICATEURS

Marché de gros de l'électricité

I. Principales dates

- **Novembre 2000** : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
- **Début 2001** : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
- **Mai 2001** : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
- **Septembre 2001** : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
- **Novembre 2001** : lancement du marché Powernext Day-Ahead
- **Juin 2004** : lancement du marché Powernext Futures
- **Juillet 2004** : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- **Janvier 2006** : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- **Novembre 2006** : démarrage du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
- **Juillet 2007** : lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
- **Avril 2009** : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX SPOT et d'EPD pour les produits à terme
- **Novembre 2010** : extension du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.
- **Décembre 2010** : couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
- **Juillet 2011** : ouverture des droits à l'ARENH
- **Novembre 2011** : les produits *futures* négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
- **Novembre 2011** : arrêt des enchères VPP⁶
- **Janvier 2012** : début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
- **Janvier 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
- **Juin 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
- **Juin 2013** : couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT
- **Février 2014** : couplage de la zone NWE
- **Avril 2014** : couplage de la zone SWE
- **Mai 2014** : couplage des marchés NWE et SWE
- **Septembre 2014** : nouvelle plateforme transparence EEX (www.eex-transparency.com)
- **Décembre 2014** : nouvelle plateforme transparence RTE afin de se mettre en conformité avec le règlement transparence CE 543/2013
- **Février 2015** : extension du couplage des marchés journaliers à la frontière France-Italie ainsi qu'à la frontière Autriche-Slovénie.

⁶ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

II. Chiffres clés

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	103	104	125	152	117	-23%	-34,67	14%	14,13
ARENH, en TWh	18	17	18	8	4	-45%	-3,59	-76%	-13,68
VPP, en TWh	0,8	0,7	0,7	0,3	0,0	-93%	-0,30	-97%	-0,75
Imports, en TWh	6	4	10	10	9	-10%	-0,96	54%	3,04
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	97	92	118	135	99	-27%	-36,43	1%	1,34
Pompage, en TWh	1,9	1,9	2,0	2,1	1,9	-10%	-0,21	2%	0,04
Exports, en TWh	22	25	24	22	24	13%	2,75	12%	2,54
Pertes, en TWh	6	6	9	11	5	-52%	-5,55	-18%	-1,16

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	32,3	28,6	40,8	46,1	32,7	-29%	-13,43	1%	0,38
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	31,5	28,4	40,9	44,9	32,6	-27%	-12,28	4%	1,16
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	38,8	35,9	51,5	52,7	40,4	-23%	-12,30	4%	1,57
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	0,2	-3,1	6,1	12,8	4,4	-66%	-8,42	1710%	4,15
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	1,6	-1,8	5,8	11,7	7,3	-37%	-4,34	360%	5,74
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	85%	87%	46%	13%	53%	308%	0,40	-38%	-0,32
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	29,2	36,4	48,5	41,5	30,1	-27%	-11,38	3%	0,86
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	-1,3	3,5	13,0	9,1	0,9	-90%	-8,26	-168%	2,15
Prix Q+1 France, en €/MWh	32,3	49,7	52,4	32,5	30,9	-5%	-1,59	-5%	-1,47
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	-0,4	13,0	16,0	2,0	0,7	-66%	-1,30	-277%	1,05
Prix Y+1 France, en €/MWh	41,9	42,7	42,5	38,8	38,7	0%	-0,06	-8%	-3,18
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,5	7,5	7,9	6,5	7,0	8%	0,50	-7%	-0,51
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,25	1,22	1,24	1,23	1,21	-2%	-0,02	-3%	-0,03
Allemagne	1,27	1,25	1,25	1,27	1,26	-1%	-0,01	0%	0,00

Sources : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers; Analyse : CRE

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	76,0	80,4	94,0	114,8	114,7	0%	-0,15	51%	38,72
Ratio NEB/Consommation française	78%	87%	80%	85%	116%	-	31,2%	-	38,2%
Marché Spot									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,35	0,88	1,59	1,33	1,39	-16%	-0,26	3%	0,04
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	83%	75%	67%	47%	69%	-29%	-0,19	-17%	-0,14
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	15,7	16,9	19,4	24,0	25,9	23%	4,56	65%	10,17
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	7,03	6,97	11,59	11,99	12,35	3%	0,36	76%	5,32
Marché à terme									
Volumes, en TWh									
Part de marché Brokers	92,5%	90,9%	84,9%	81,8%	81,0%	-	-0,7%	-	-11,5%
Part de marché EEX	7,5%	9,1%	15,1%	18,2%	19,0%	-	0,7%	-	11,5%
Nombre de Transactions									
Part de marché Brokers	94,8%	93,1%	89,6%	87,8%	85,9%	-	-1,8%	-	-8,9%
Part de marché EEX	5,2%	6,9%	10,4%	12,2%	14,1%	-	1,8%	-	8,9%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	43,0	46,5	84,2	90,5	58,6	-35%	-31,93	36%	15,57
Nombre de Transactions	866	882	1644	1836	1253	-32%	-583	45%	387
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	14,9	26,2	42,7	26,3	36,9	40%	10,58	147%	21,96
Nombre de Transactions	964	1806	3360	1673	2223	33%	550	131%	1259
Produit M+1									
Volumes, en TWh	20,1	26,3	32,0	57,7	33,8	-41%	-23,91	68%	13,64
Nombre de Transactions	2368	3734	5005	8571	4677	-45%	-3894	98%	2309

Sources : RTE, EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers ; Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation Annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	69	68	76	88	68	-23%	20	-1%	-1
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	73	76	82	89	71	-20%	18	-3%	2
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	32	28,2	24	36	36	0%	0	13%	-4

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation Annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,8	2,0	4,0	3,8	3,9	2%	0,08	40%	1,10
Importations hors-pointe (TWh)	2,9	2,1	5,9	5,9	4,9	-18%	-1,04	66%	1,94
Exportations (TWh)									
Exportations pointe (TWh)	7,8	8,8	8,7	7,9	9,0	13%	1,03	15%	1,16
Exportations hors-pointe (TWh)	13,9	15,9	15,3	13,6	15,3	13%	1,72	10%	1,39
Solde exportateur (TWh)									
	16,0	20,7	14,2	11,8	15,6	31%	3,71	-3%	-0,49

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation Annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	19	19	18	17	19	12%	2	0%	0
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	8	7	7	5	1	-80%	-4	-88%	-7
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	19	20	20	14	13	-7%	-1	-32%	-6
Fournisseurs de clients finals	24	25	24	24	23	-4%	-1	-4%	-1
Actifs à l'import/export	88	79	83	75	76	1%	1	-14%	-12
Actifs à l'échange de blocs	100	99	103	100	103	3%	3	3%	3

Sources : RTE ; Analyse : CRE

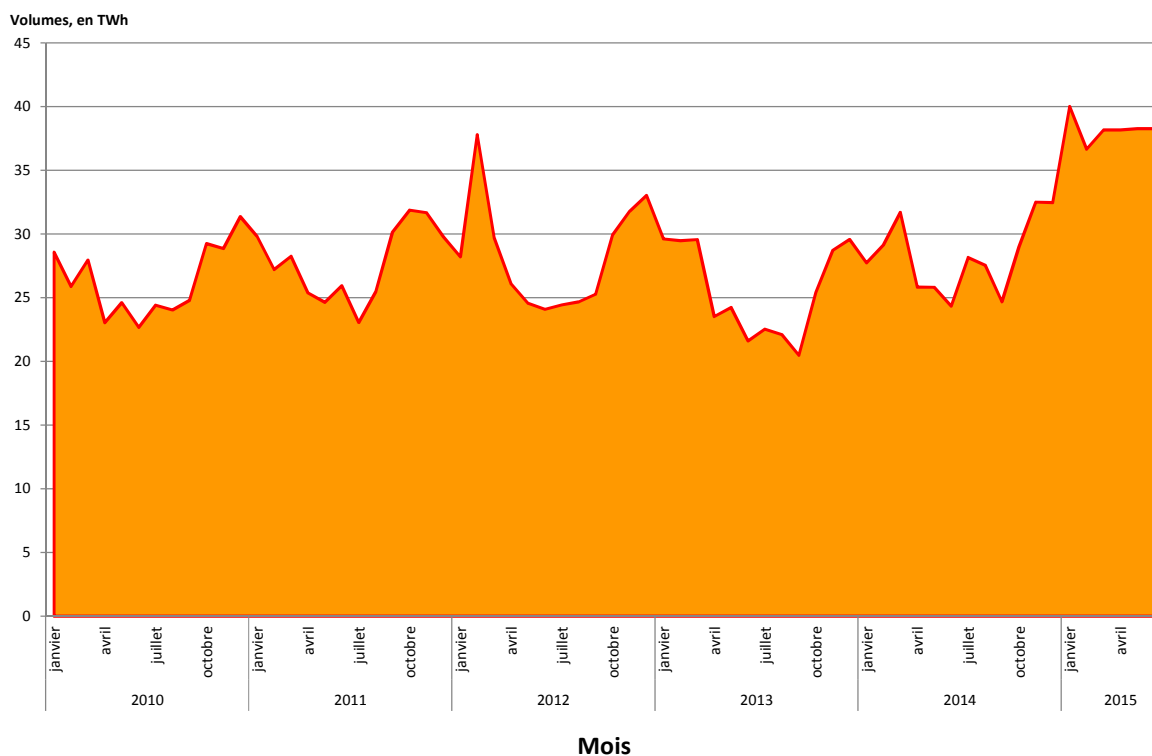
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T2 2014		T1 2015		T1 2015	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	327	623	347	719	411	970
OTC - ventes de blocs	378	768	402	733	433	973
EPEX - achats	378	617	451	435	428	410
EPEX - ventes	834	788	489	1731	514	2677
Injections						
Production	5481	9061	4189	8483	5882	8852
VPP	3408		4778		10000	
ARENH	1581		1577		2014	
Importations	1555	1310	3154	2630	1423	1212
Soutirages						
Consommation clients finals	1758	6503	1944	6824	1729	5985
Pertes	1339	1181	1898	1596	1939	1653
Exportations	1464	1304	1330	1237	2908	1956

Sources : RTE, EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers ; Analyse : CRE

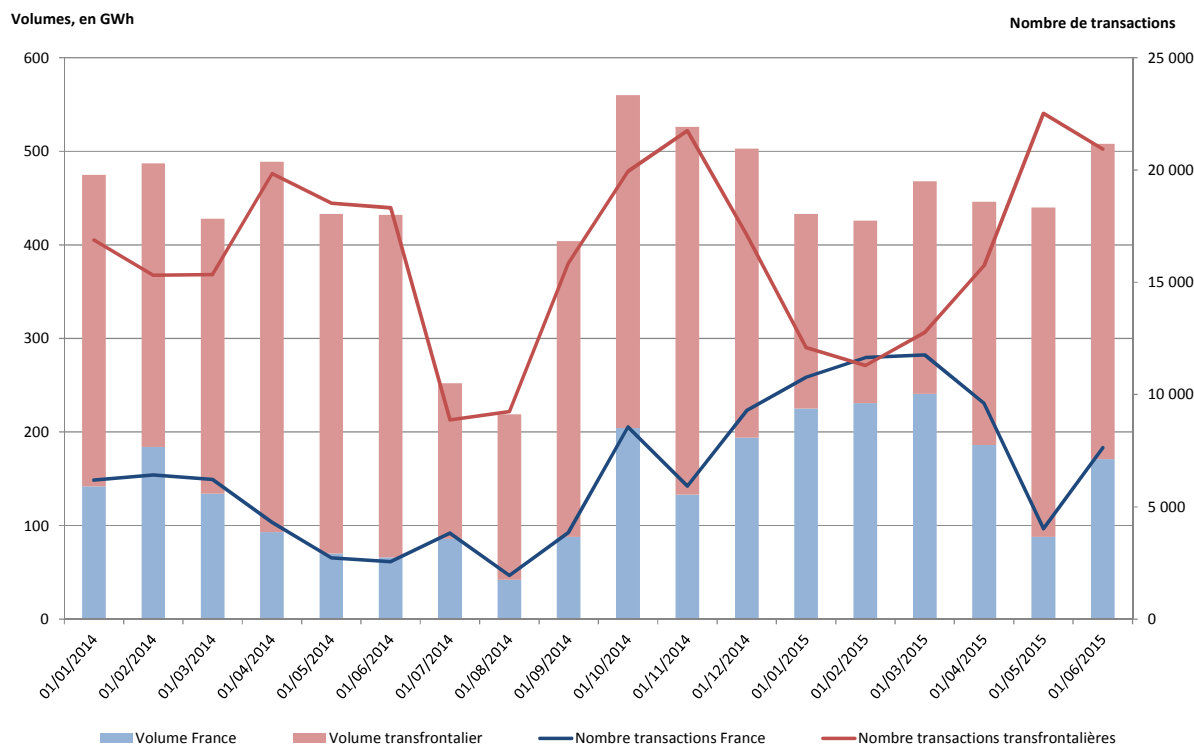
III. Graphiques

Graphique 5 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



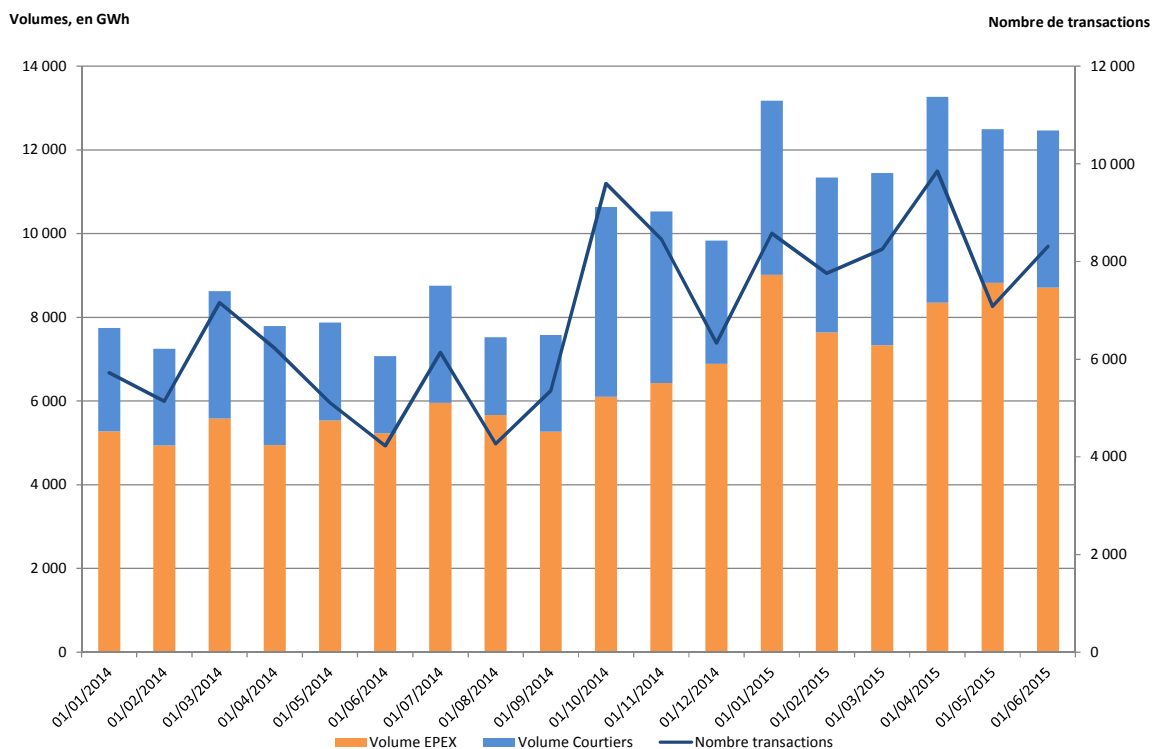
Sources : RTE ; Analyse : CRE

Graphique 6 : Volumes et nombre de transactions en intrajournalier sur le marché EPEX SPOT –sommes mensuelles–



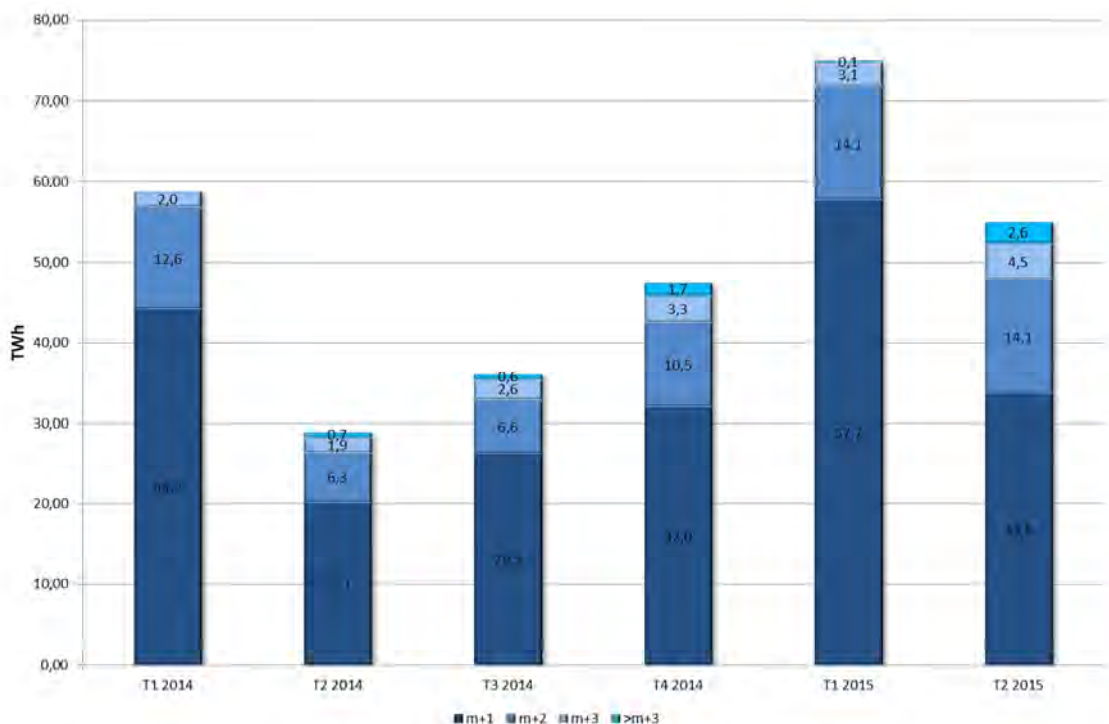
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

Graphique 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



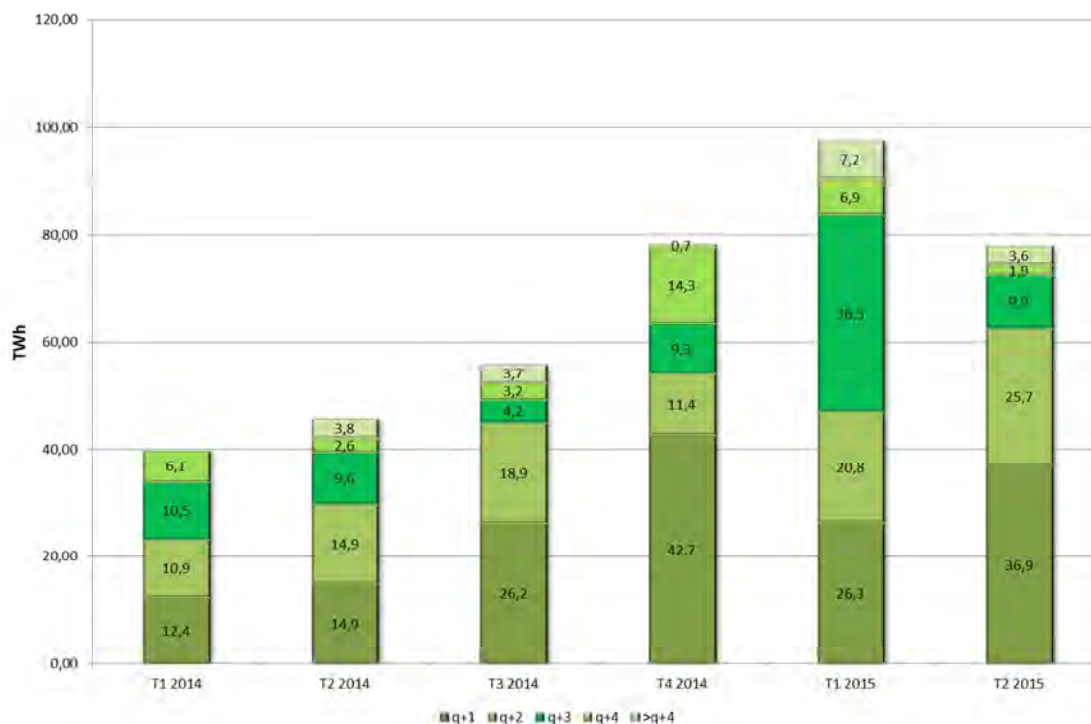
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

Graphique 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits mensuels –



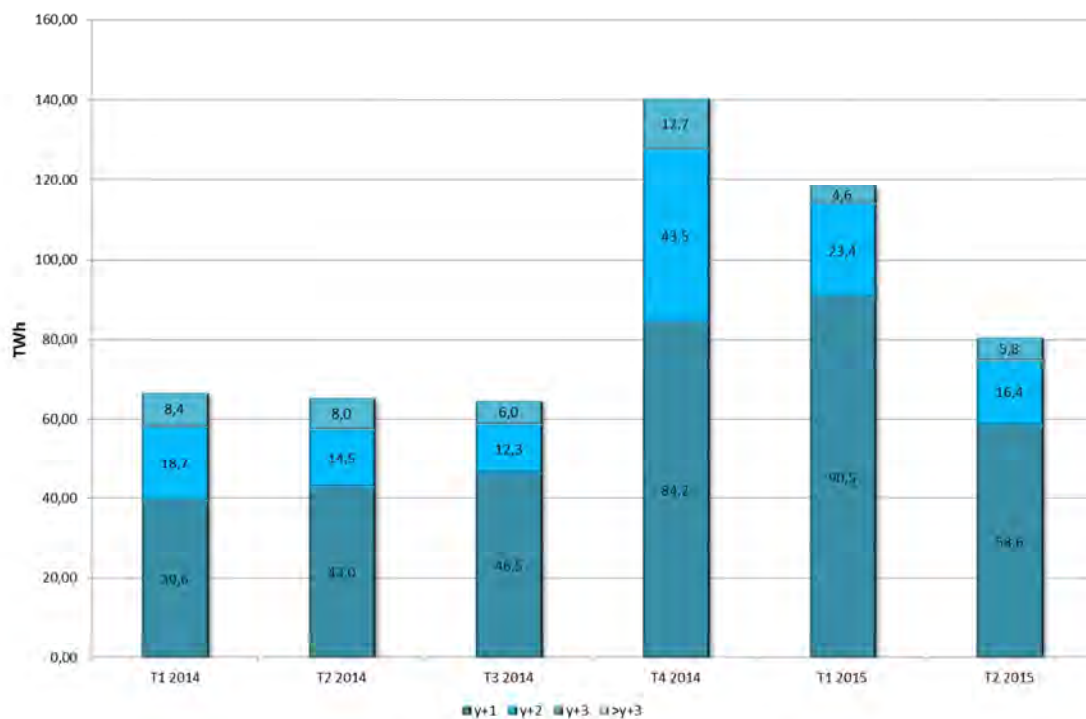
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire
– produits trimestriels –



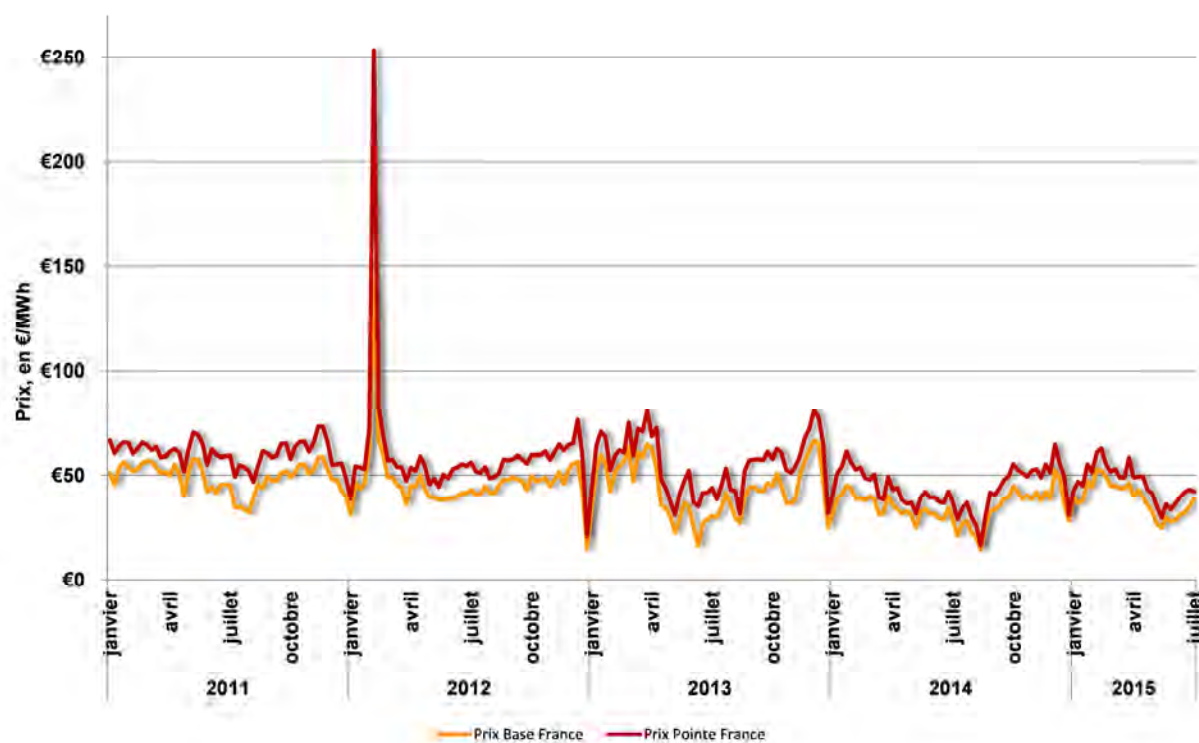
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire
– produits calendaires –



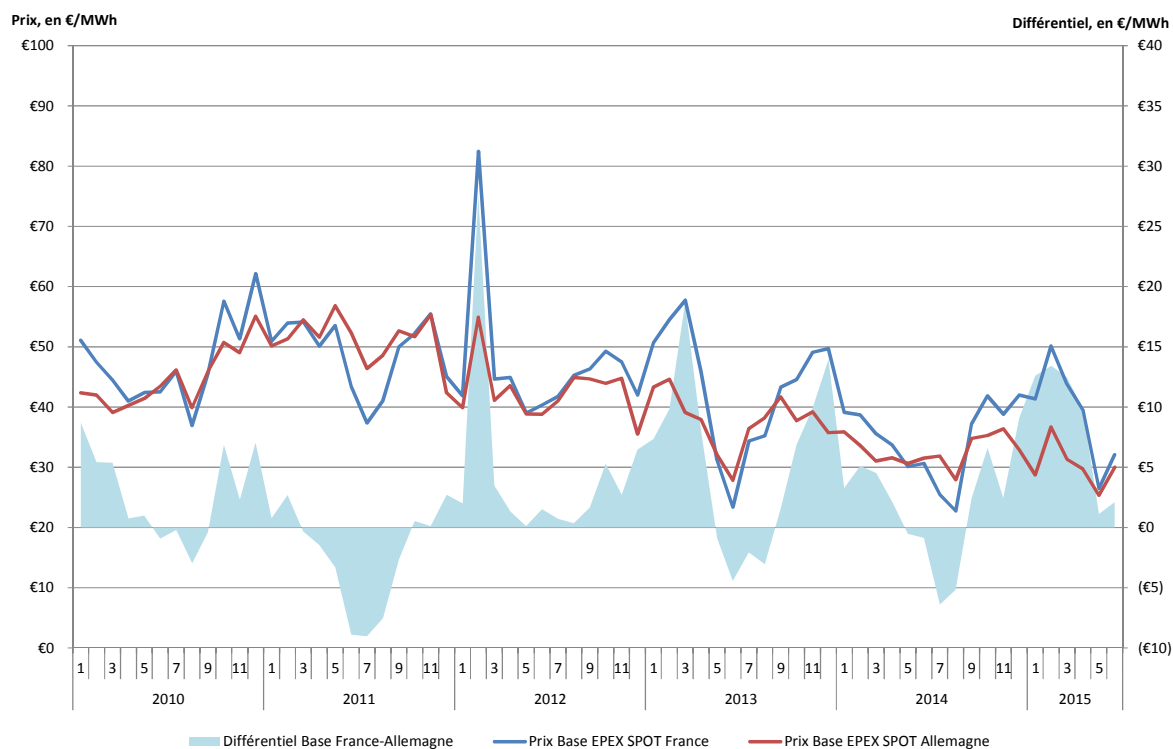
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT
– moyennes hebdomadaires –



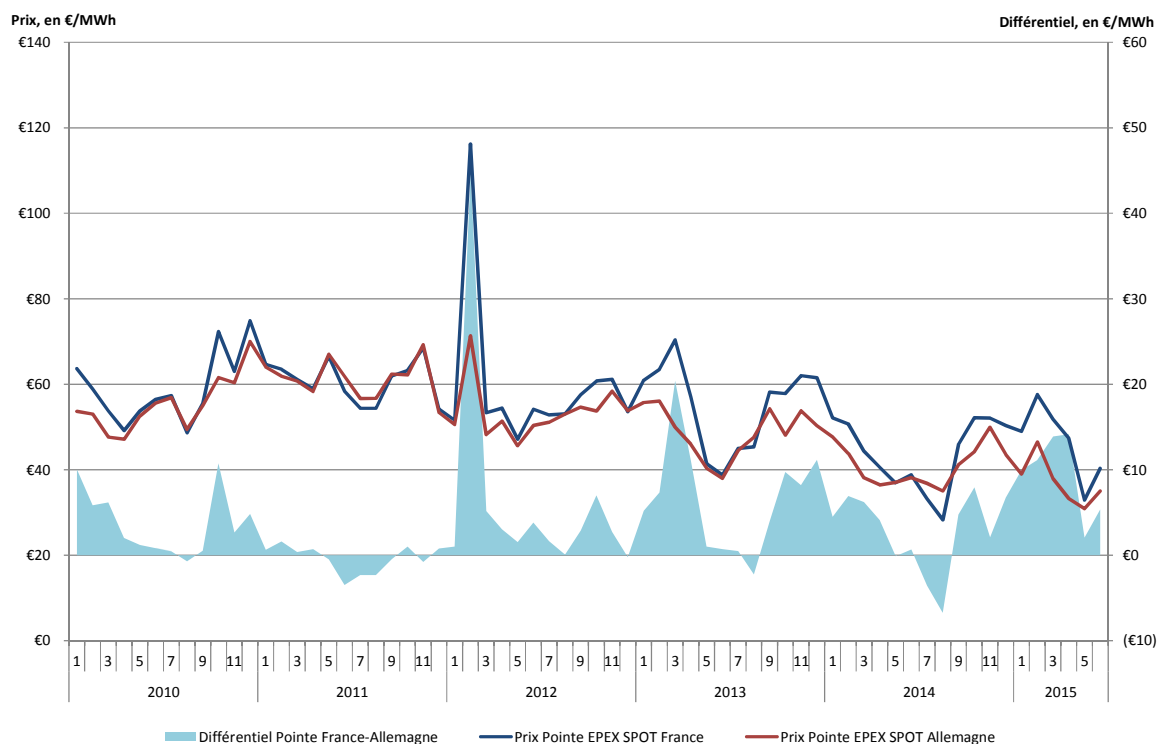
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE
Extrêmes horaires : 1938,50 €/MWh le 9 février 2012 ; -200 €/MWh le 16 juin 2013

Graphique 12 : Prix day-ahead base sur EPEX SPOT
– moyennes mensuelles –



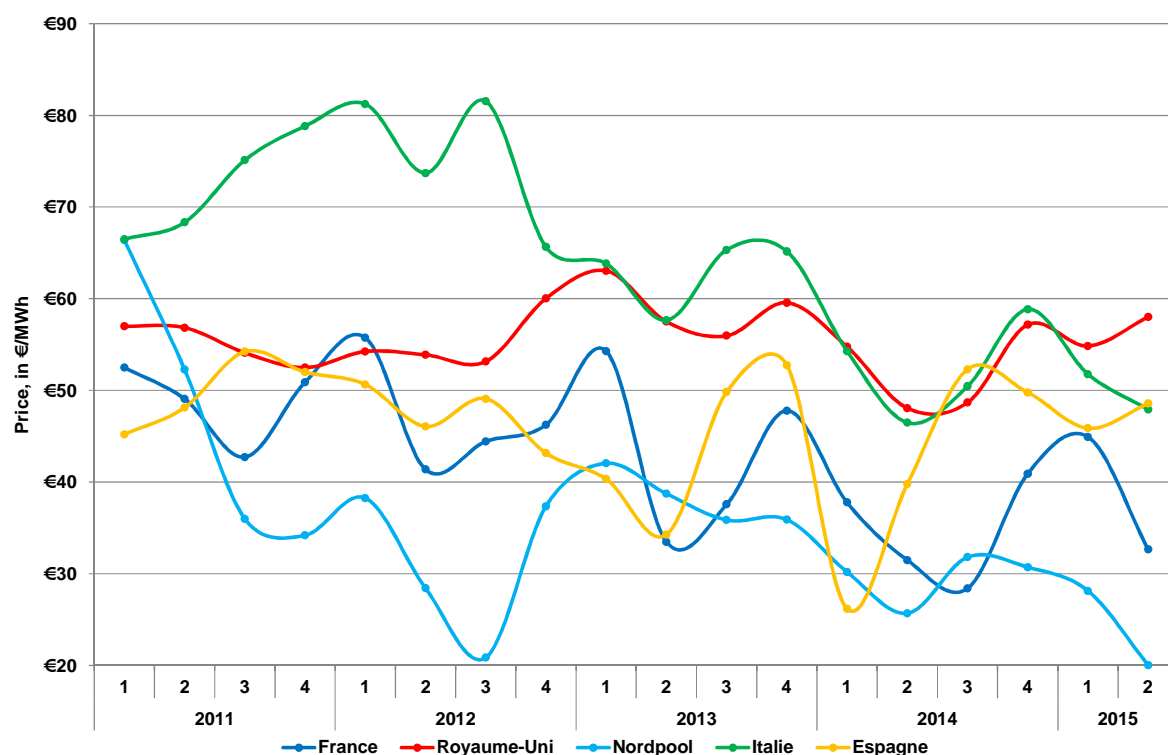
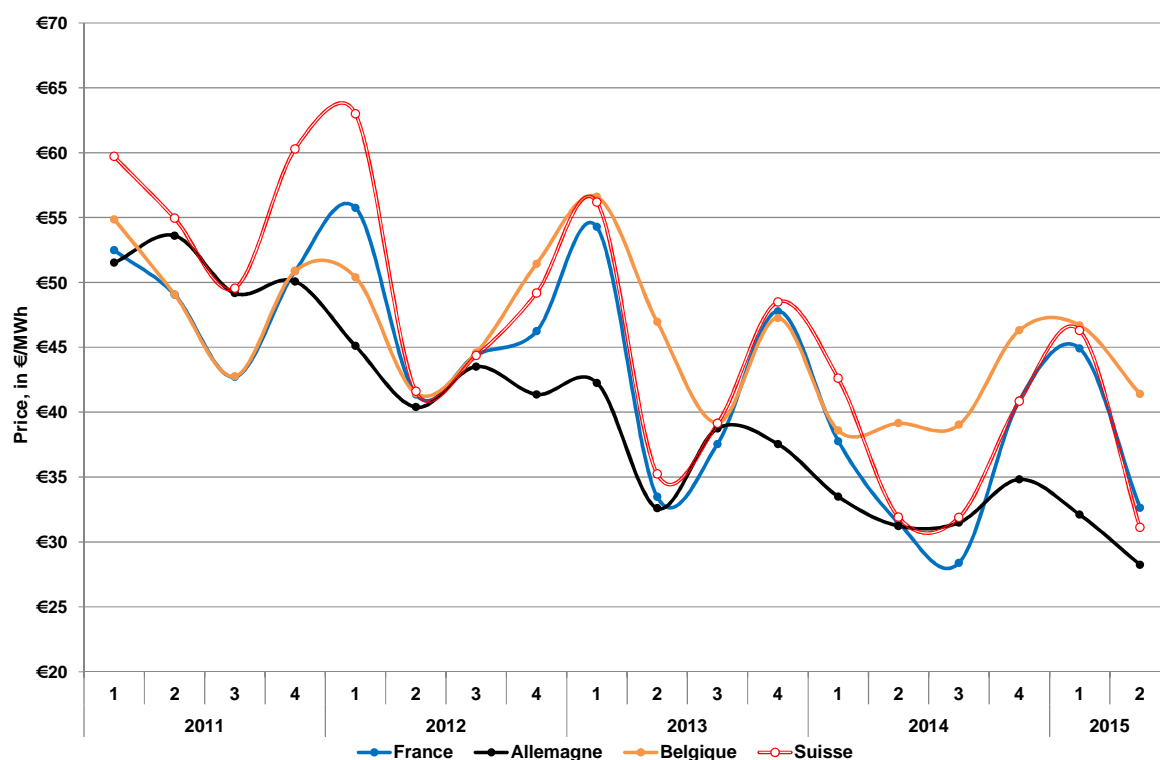
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 13 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT
– moyennes mensuelles –



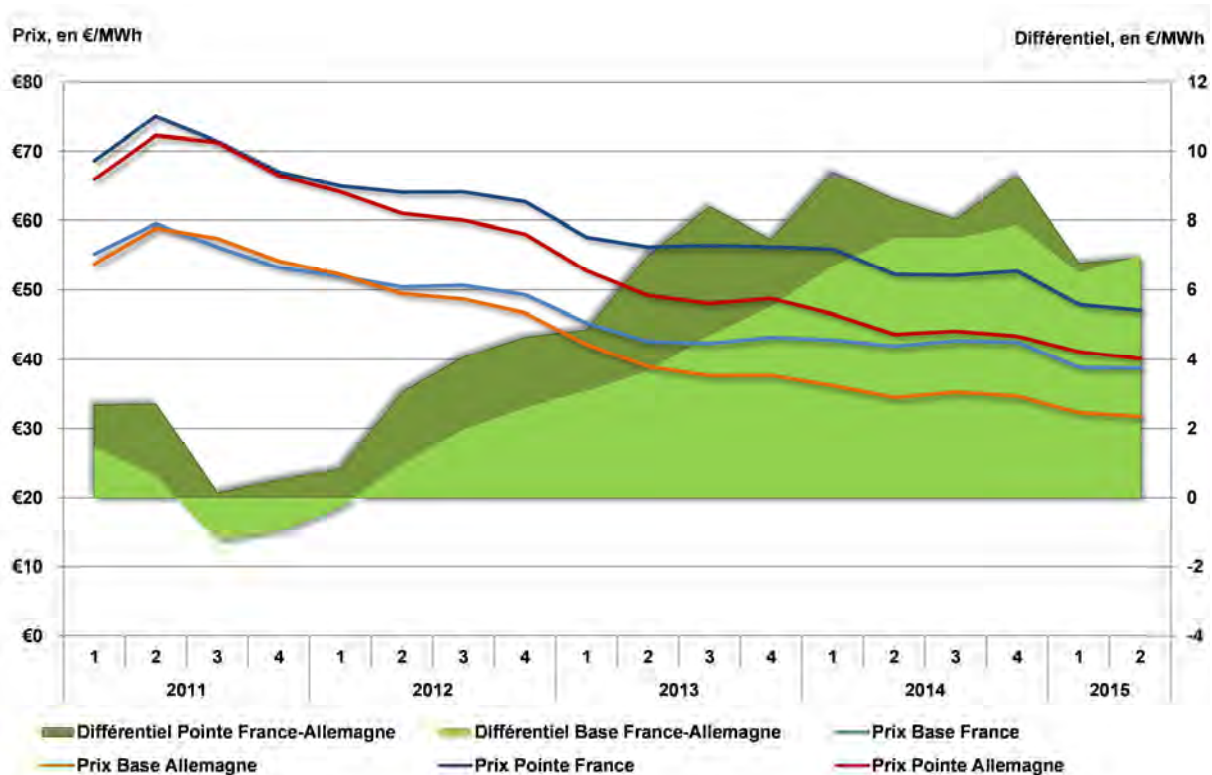
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 14 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens
– moyennes trimestrielles –



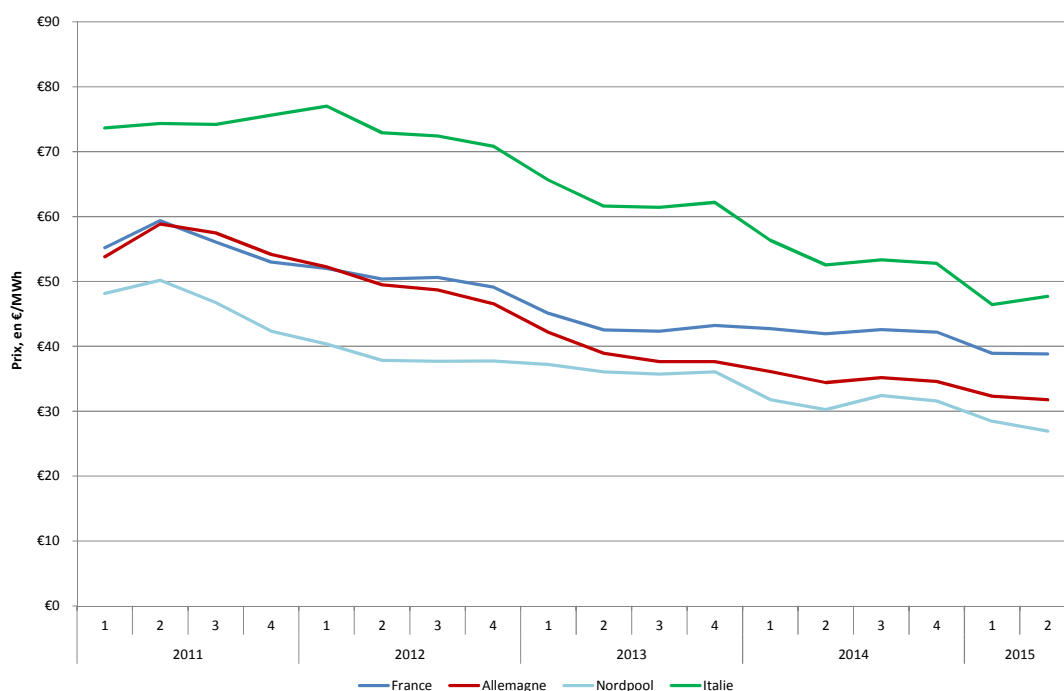
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

Graphique 15 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



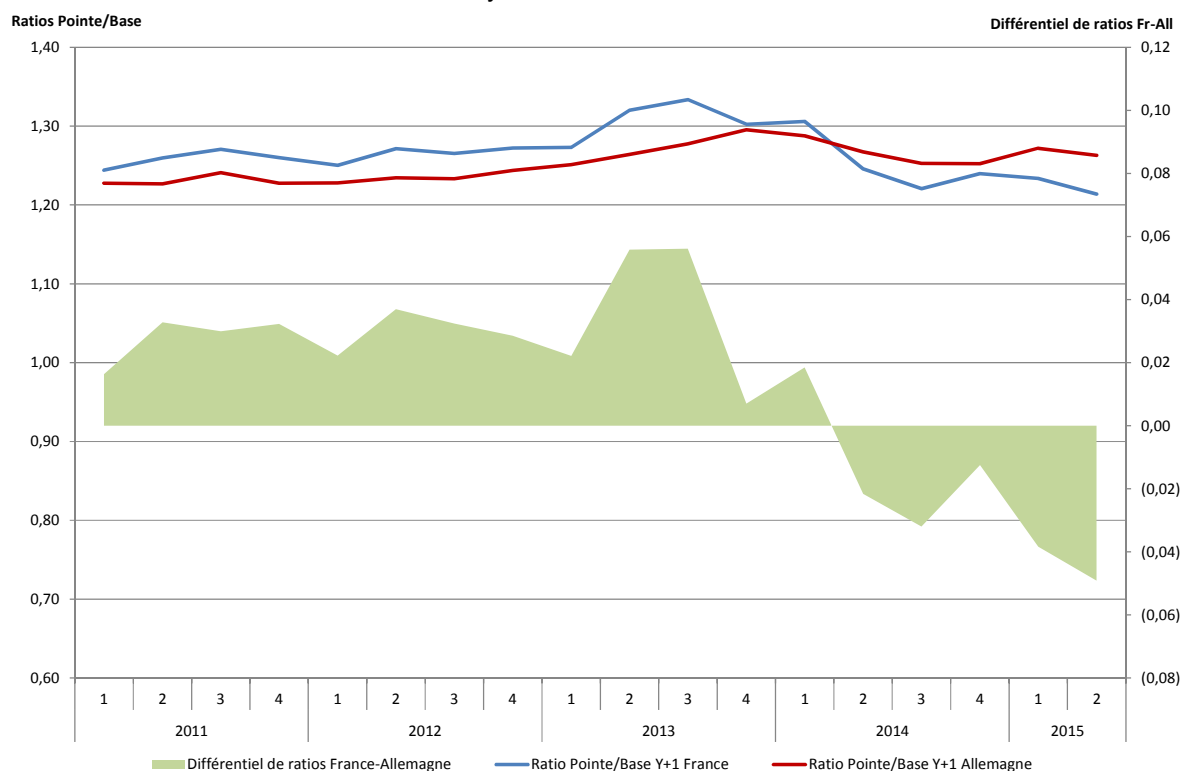
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 16 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe
– moyennes trimestrielles –



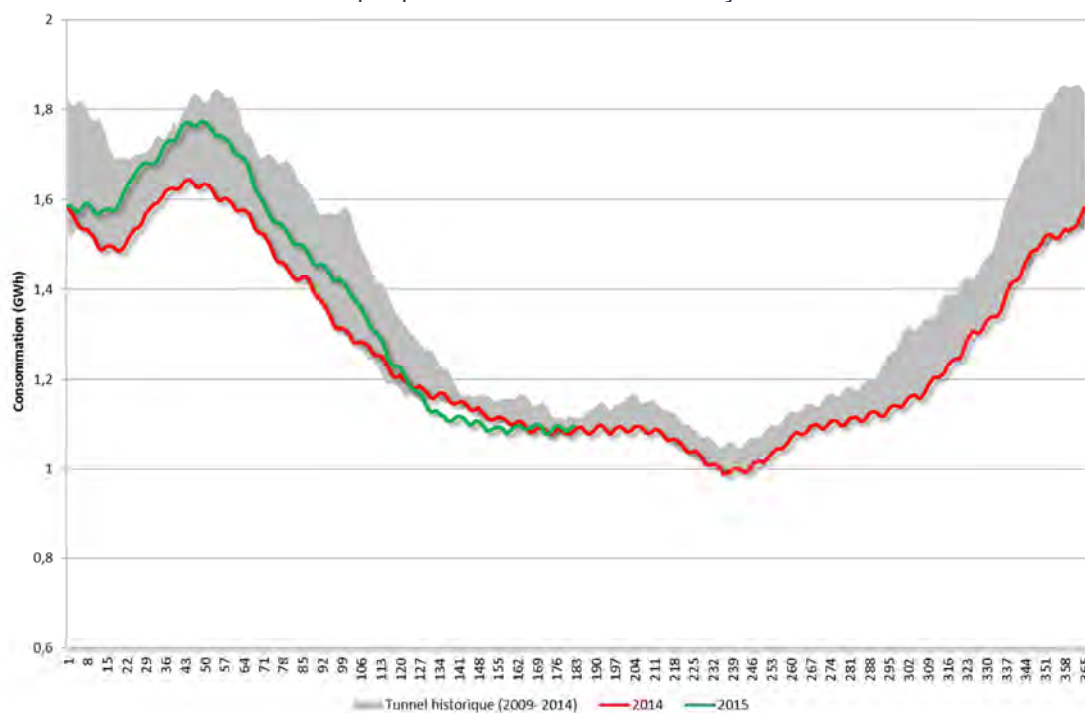
Sources : Courtiers – Analyse : CRE

Graphique 17 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



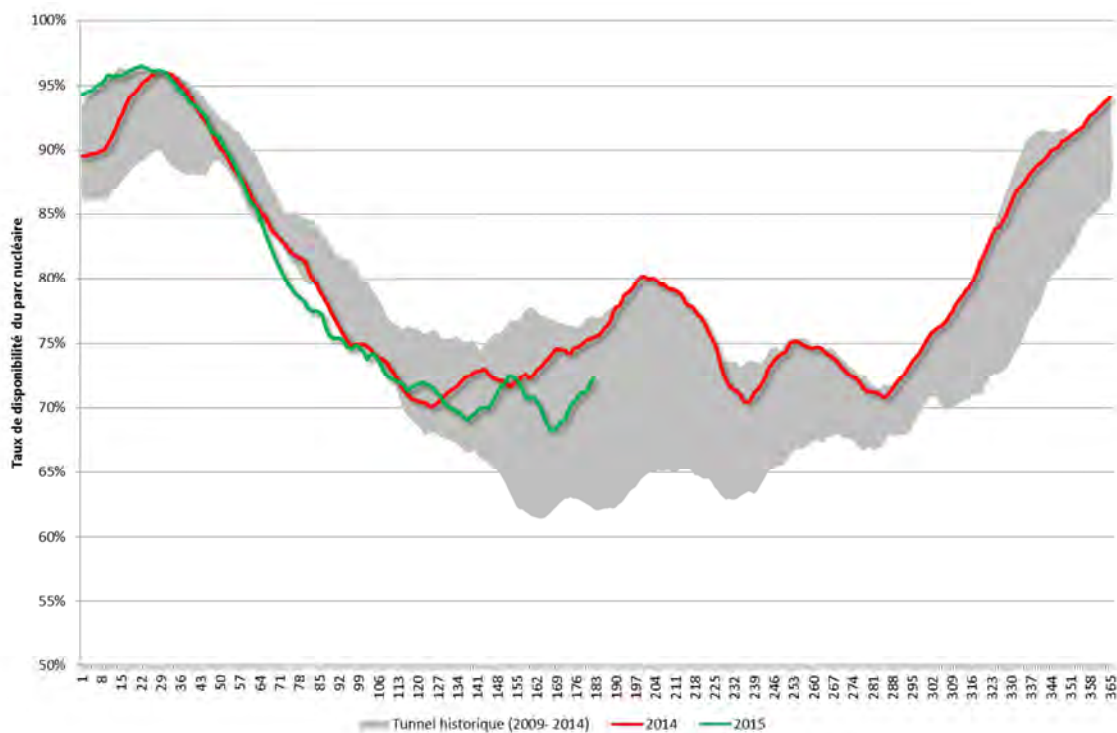
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 18: Consommation française



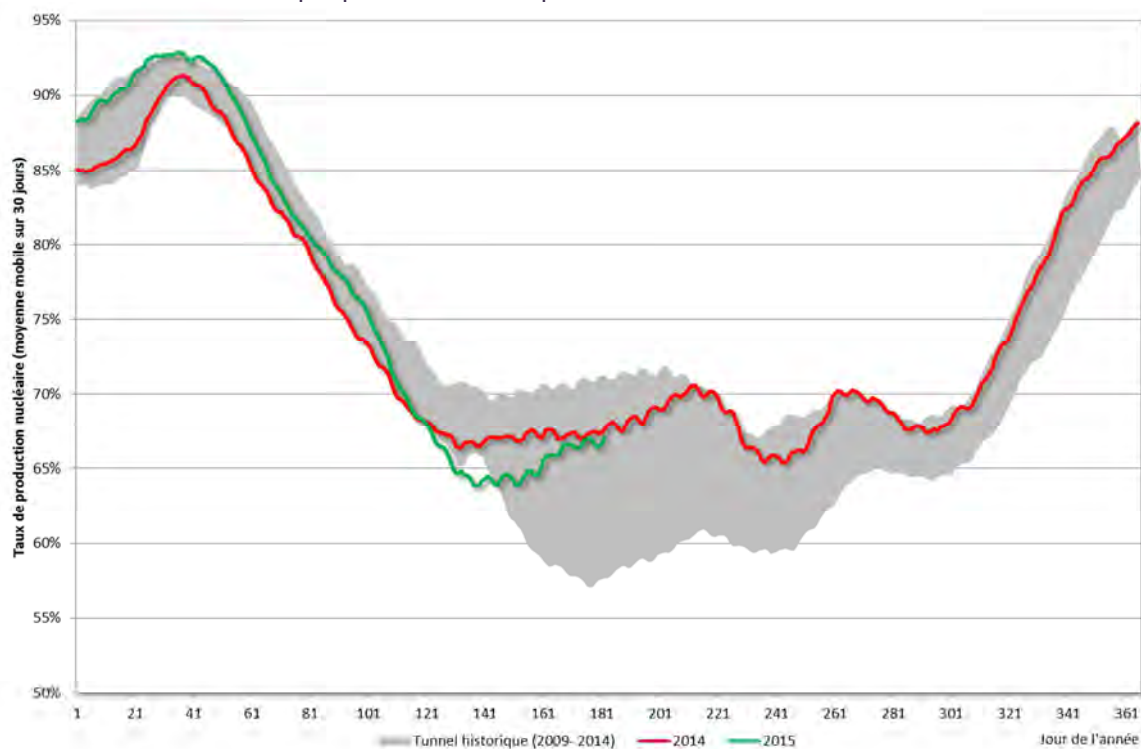
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 19 : Disponibilité du parc nucléaire français



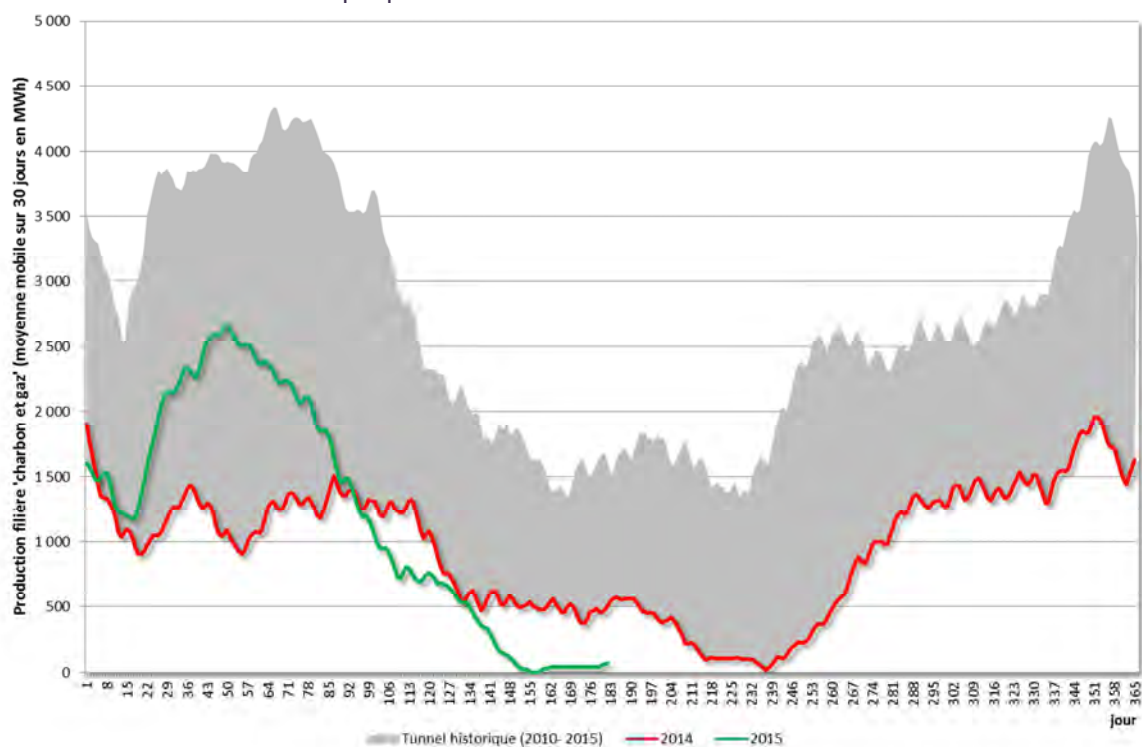
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 20 : Taux de production de la filière nucléaire



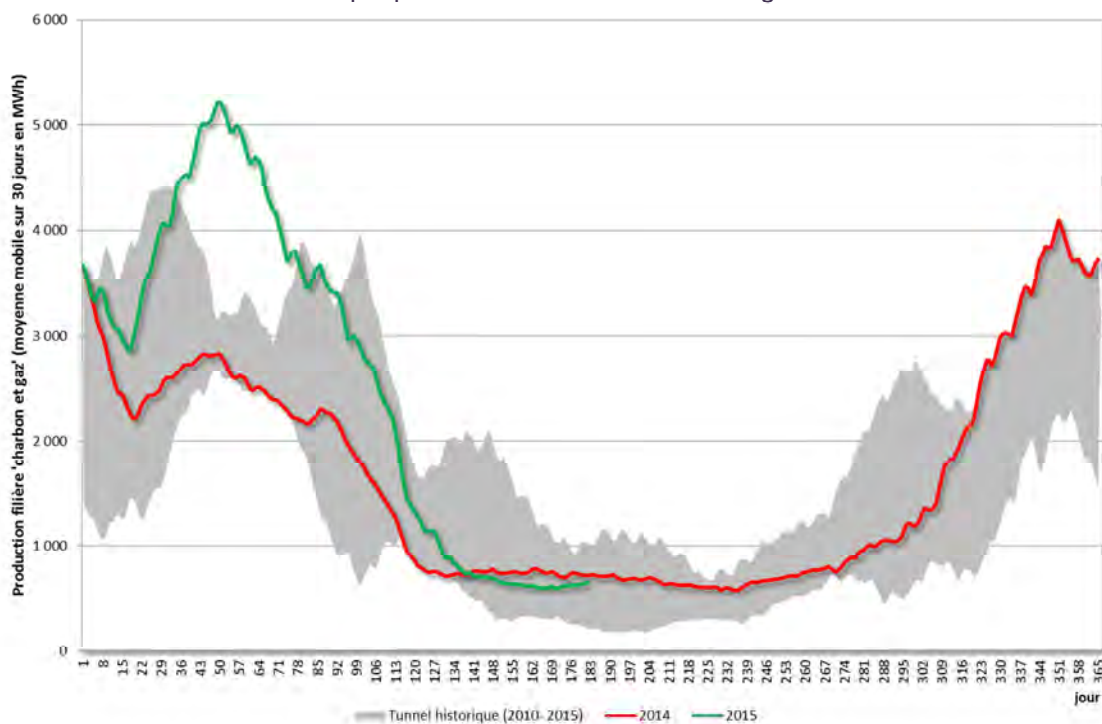
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 21 : Production de la filière charbon



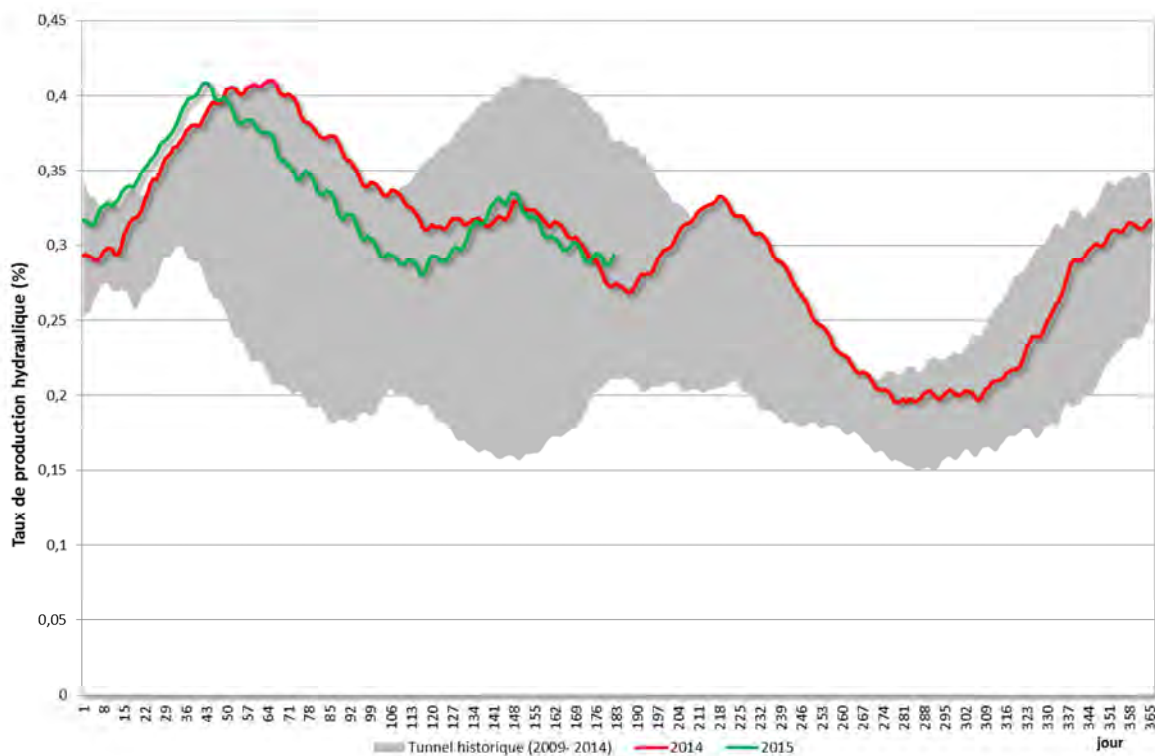
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 22 : Production de la filière gaz



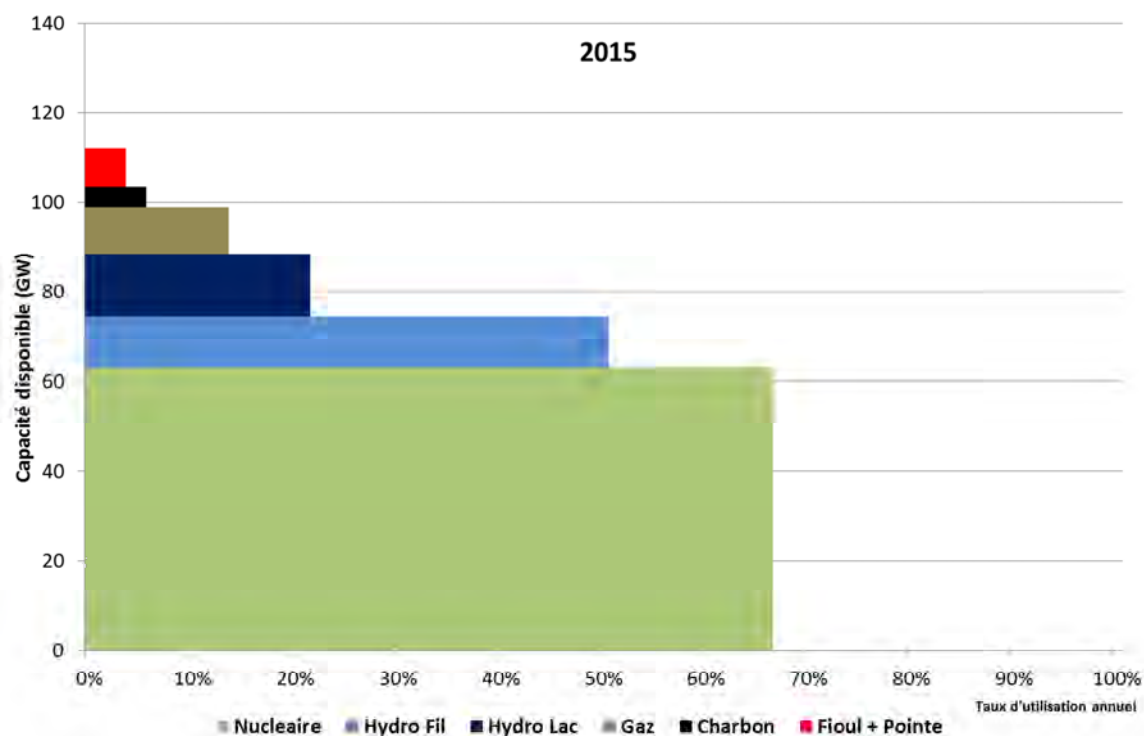
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 23 : Taux de production hydraulique



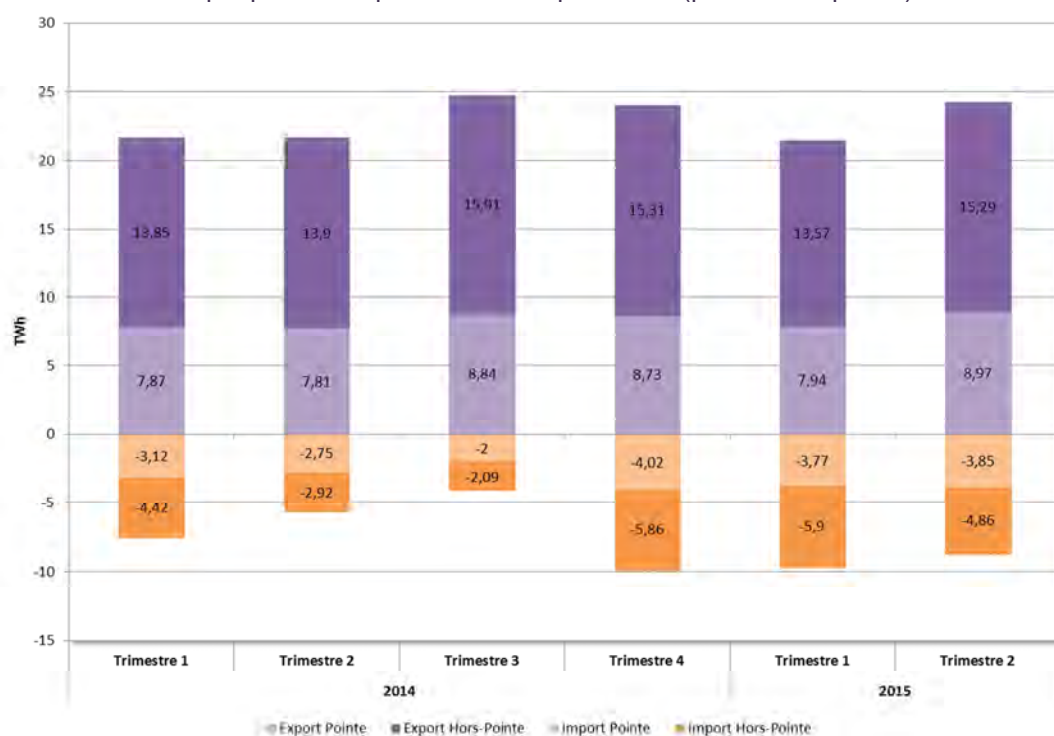
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 24 : Taux d'utilisation moyen au T2 2015



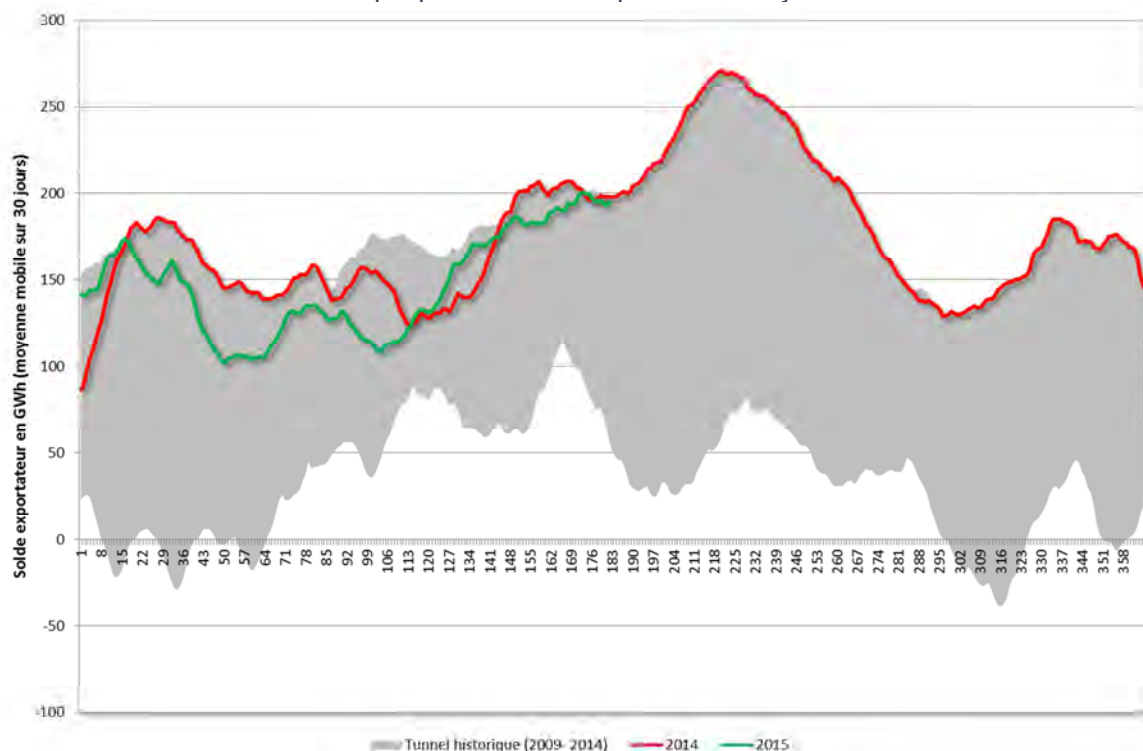
Données : RTE (parc de production complet), Analyse : CRE

Graphique 25 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)



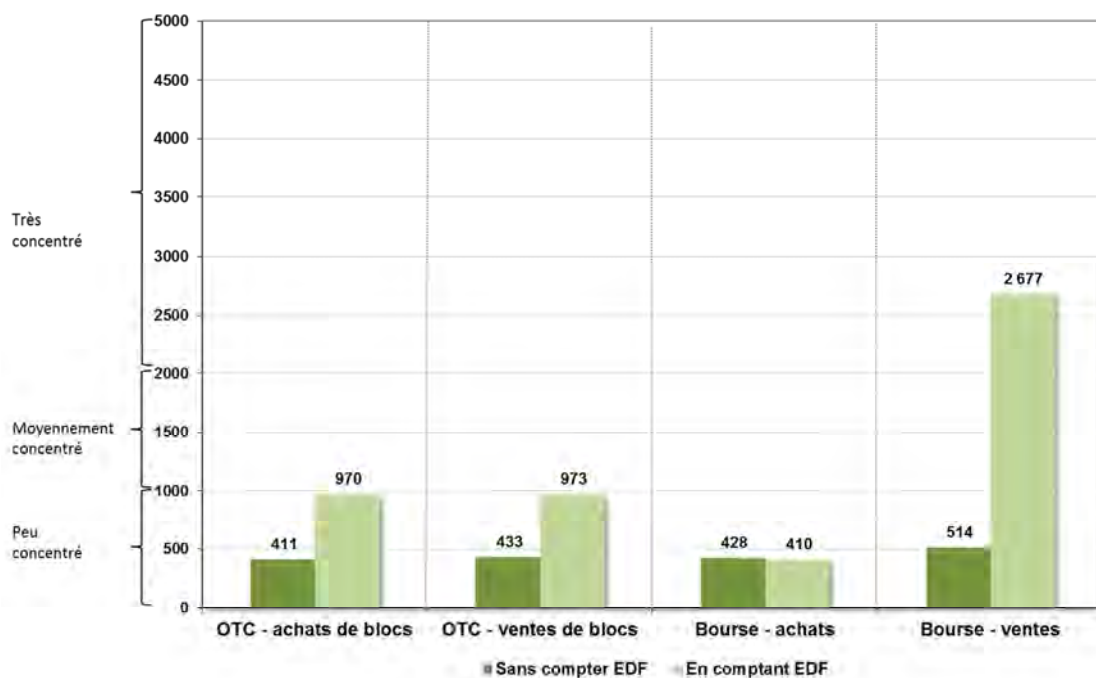
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 26 : Solde exportateur français



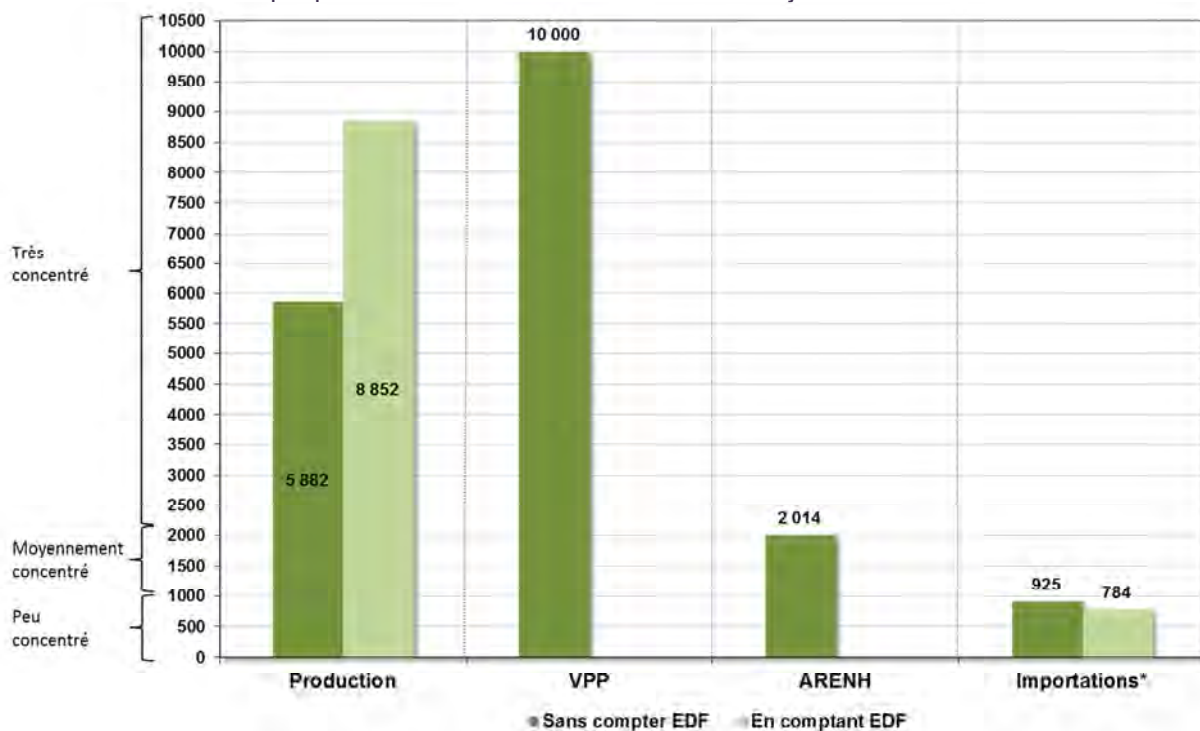
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 27 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T2 2015



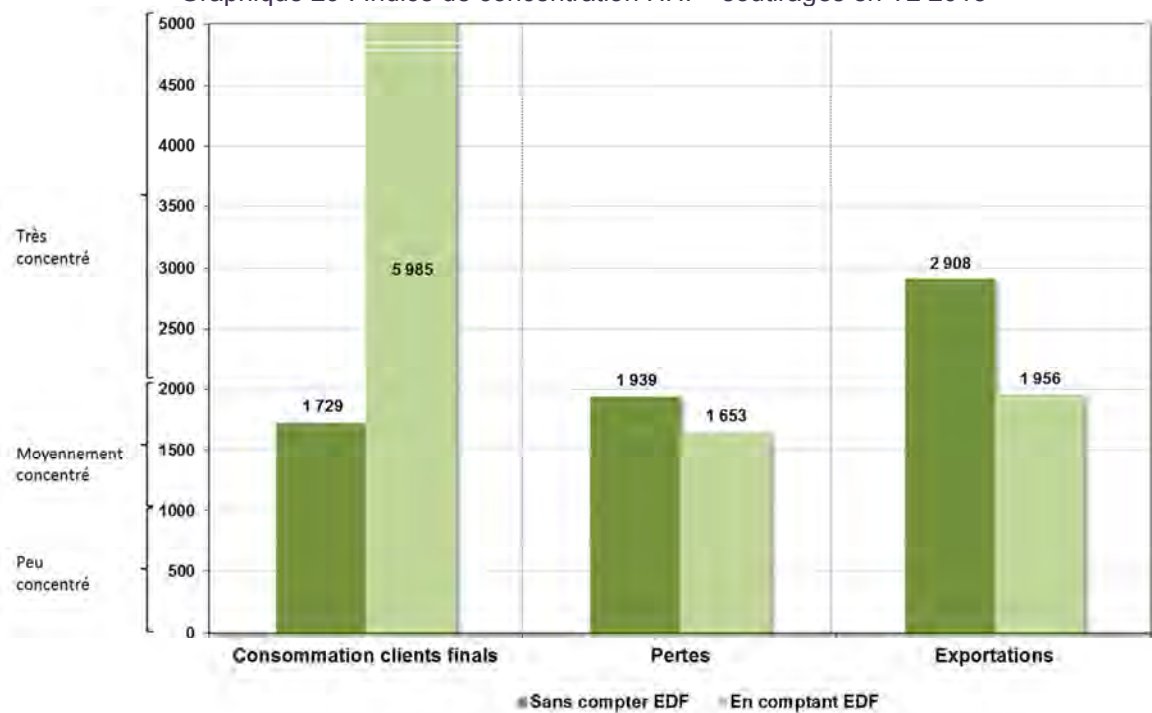
Source : RTE, bourse, courtiers Analyse CRE

Graphique 28 : Indice de concentration HHI – injections T2 2015



Source : RTE, Analyse CRE ;
* les importations ne prennent pas en compte les nominations implicites

Graphique 29 : Indice de concentration HHI – soutirages en T2 2015



Source : RTE, Analyse CRE

Marché de gros du gaz

I. Principales dates

- **2004** : premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
- **Janvier 2005** : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
- **Avril 2007** : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
- **2008** : possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
- **Novembre 2008** : lancement du marché *Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures*
- **Janvier 2009** : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
- **Décembre 2009** : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz)
- **Novembre 2010** : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
- **Décembre 2010** : Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
- **Janvier 2011** : GRTgaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
- **Mai 2011** : Powernext lance un produit *Spread* PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Juillet 2011** : Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Décembre 2011** : TIGF devient membre de *Powernext Gas Spot* afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG TIGF
- **Février 2012** : Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
- **Février 2013** : *Powernext Gas Futures* lance des produits *TTF* et *spread PEGNord / TTF*
- **Avril 2013** : Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion
- **Avril 2013** : Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B
- **Avril 2013** : Mis en service des nouvelles capacités sur les points d'interconnexion avec l'Espagne. Les capacités commercialisables en entrée sur le point Larrau passent de 70 à 165 GWh/j et celles en sortie passent de 100 à 165 GWh/j.
- **Avril 2013** : Mis en service de nouvelles capacités sur les points d'interconnexion avec l'Espagne. Les capacités commercialisables en entrée sur le point Larrau passent de 70 à 165 GWh/j et celles en sortie passent de 100 à 165 GWh/j.
- **Mai 2013** : Powernext et EEX lancent PEGAS, une coopération permettant les participants de négocier les produits gaz des deux marchés organisés sur une plateforme commune.
- **Juin 2013** : Mise en place du produit *Joint Transport Storage* (JTS) permettant d'offrir aux enchères journalières de nouvelles capacités de liaison dans le sens Nord vers Sud.
- **Octobre 2013** : Powernext lance un contrat à terme *Front Month* sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud.
- **Mars 2014** : Décret n° 2014-328 modifiant le dispositif d'accès aux stockages souterrains en France afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement.
- **Juillet 2014** : Lancement du service 24h/7 pour les produits spot de Powernext.
- **Octobre 2014** : Mise en place d'un processus d'enchères sur la plateforme PRISMA pour la commercialisation de capacités de liaison Nord vers Sud
- **Avril 2015** : Création de la place de marché TRS (*Trading Region South*) à partir de la fusion du PEG Sud et du PEG TIGF

II. Chiffres clés

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T2 2015 / T1 2015		T2 2015 / T2 2014	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	133	128	178	215	125	-42%	-90	-6%	-7
Déstockage	4	5	40	76	3	-97%	-73	-34%	-1
Importations	129	122	139	139	122	-12%	-17	-5%	-6
Importations terrestres	115	108	116	126	105	-17%	-21	-9%	-10
Importations GNL	14	14	23	14	18	32%	4	27%	4
Débouchés (TWh)	133	128	178	215	125	-42%	-90	-6%	-7
Stockage	45	50	12	4	38		34	-15%	-7
Consommation clients finals	72	53	135	183	74	-60%	-109	3%	2
Clients distribution	41	23	91	135	42	-69%	-94	1%	0
Clients directement reliés au réseau de transport	31	30	44	48	32	-32%	-15	5%	2
Exportations	14	24	30	27	12	-56%	-15	-16%	-2
Autres	1	1	1	1	1	-28%	0	-26%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	125	127	158	186	155	-17%	-31	24%	30
PEG Nord	99	95	124	148	126	-15%	-22	27%	26
TRS*	26	33	34	38	30	-22%	-8	15%	4
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	100%	99%	77%	86%	90%		4%		-10%
Disponibilité liaison Nord Sud	85%	81%	89%	80%	83%		3%		-2%
Utilisation de Taisnières H	77%	83%	76%	78%	70%		-9%		-8%
Utilisation de Obergailbach	55%	62%	25%	24%	50%		26%		-5%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	52	107	78	36	77	116%	41	49%	25
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	455	482	-303	-800	394	-149%	1194	-13%	-61
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	154	154	245	149	201	35%	53	31%	47
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	120	139	151	127	80	-37%	-47	-33%	-40

Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

*Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T2 2015 / T1 2015		T2 2015 / T2 2014	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	19,6	18,9	22,6	21,9	21,1	-4%	-0,8	8%	1,5
TRS day-ahead (moyenne) **	23,2	23,3	23,7	22,5	21,5	-5%	-1,0	-7%	-1,7
Spread Nord/Sud	3,6	4,4	1,1	0,6	0,4	-41%	-0,2	-90%	-3,3
Spread PEG Nord/TTF	0,7	0,7	0,4	0,6	0,1	-78%	-0,5	-82%	-0,6
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	19,7	19,5	23,5	21,6	20,9	-3%	-0,7	6%	1,2
PEG Nord Y+1 (moyenne)	24,7	24,9	23,7	21,8	22,0	1%	0,2	-11%	-2,7
Spread Nord/Sud (M+1)	4,2	4,3	1,6	0,5	0,6	3%	0,0	-87%	-3,6
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	-4%	0,0	5%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	5,3	5,5	1,8	1,7	1,5	-8%	-0,1	-71%	-3,8

Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

* Différentiel de prix entre les produits Winter-ahead et Summer-ahead durant la saison d'hiver et entre les produits Winter-ahead et Balance of Summer (construit à partir des produits livrant durant l'été) durant la saison d'été

**Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	84	97	134	134	89	-33%	-45	7%	6
En % de la consommation nationale	117%	185%	99%	73%	121%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	28	31	47	49	38	-22%	-11	35%	10
Intraday	3	4	4	5	3	-36%	-1,9	3%	0,1
Day Ahead	16	18	29	29	21	-27%	-7,9	27%	4,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	18	21	28	31	26	-14%	-4,3	45%	8,2
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	10	10	20	18	12	-35%	-6,4	17%	1,7
Marché à terme (TWh)	59	83	87	74	44	-40%	-30	-25%	-15
M+1	17	26	32	20	11	-46%	-9,2	-35%	-6,0
Q+1	12	3	17	1	12		11,2	-4%	-0,5
S+1	17	24	21	26	4	-86%	-22,4	-78%	-12,9
Y+1	3	3	5	1	2	36%	0,4	-41%	-1,1
Bourse (toutes échéances)	8	11	10	15	7	-53%	-7,8	-15%	-1,2
Brokers (toutes échéances)	51	73	77	59	37	-37%	-22,0	-27%	-13,6
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	24 493	27 130	33 114	37 555	29 302	-22%	-8253	20%	4809
Intraday	4 941	5 720	5 362	7 249	5 116	-29%	-2133	4%	175
Day Ahead	16 115	17 523	23 144	24 845	19 397	-22%	-5448	20%	3282
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	17 897	21 446	25 626	30 137	24 473	-19%	-5664	37%	6576
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	6 596	5 684	7 488	7 418	4 829	-35%	-2589	-27%	-1767
Marché à terme	894	1 289	1 465	1 222	734	-40%	-488	-18%	-160
M+1	543	836	931	733	444	-39%	-289	-18%	-99
Q+1	98	47	172	12	121	908%	109	23%	23
Y+1	18	21	37	11	10	-9%	-1	-44%	-8
Bourse (toutes échéances à terme)	305	386	424	410	238	-42%	-172	-22%	-67
Brokers (toutes échéances à terme)	589	903	1 041	812	496	-39%	-316	-16%	-93
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	98	97	99	99	94	-5%	-5	-4%	-4
dont actifs chez Powernext Gas Spot	48	48	50	49	80	63%	31	67%	32
dont actifs chez Powernext Gas Futures	31	34	33	32	39	22%	7	26%	8

Source: GRTgaz, TIGF, Powernext, brokers – Analyse : CRE

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier

III. Graphiques

Évolution des prix en France et en Europe

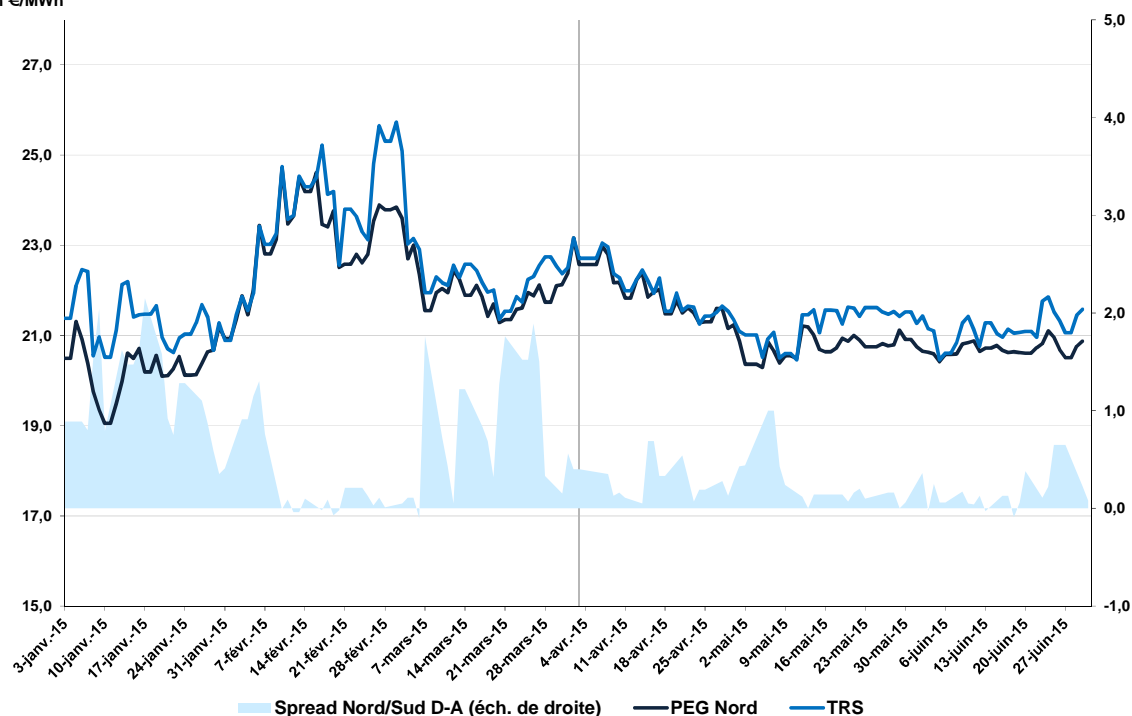
Graphique 30 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



Source: Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 31 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français

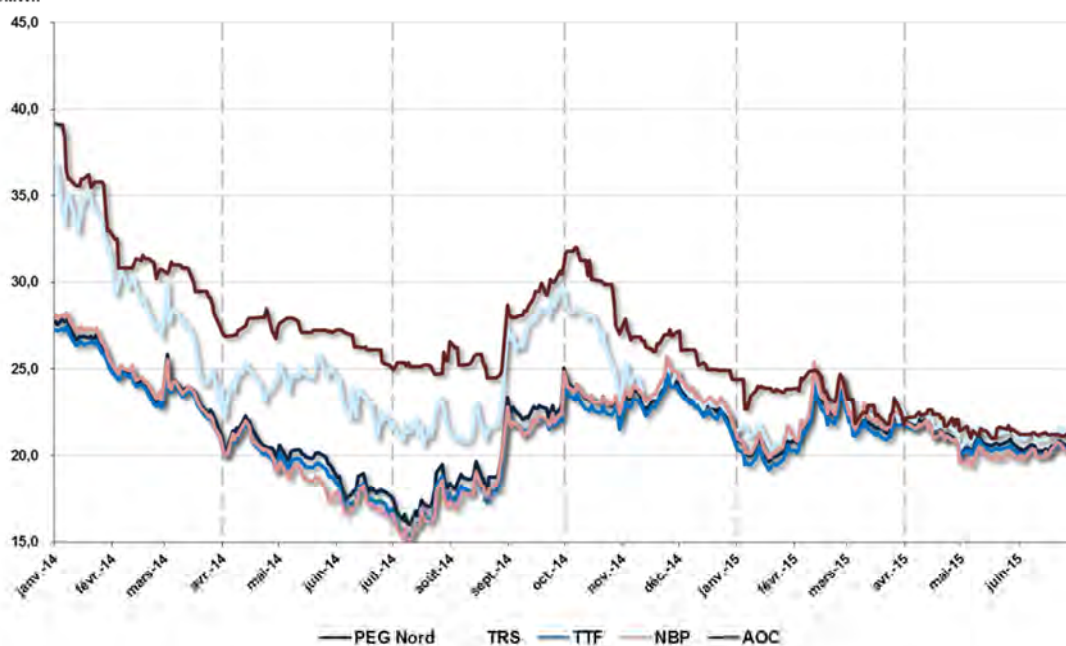
Prix en €/MWh



Source: Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF – Analyse : CRE
Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

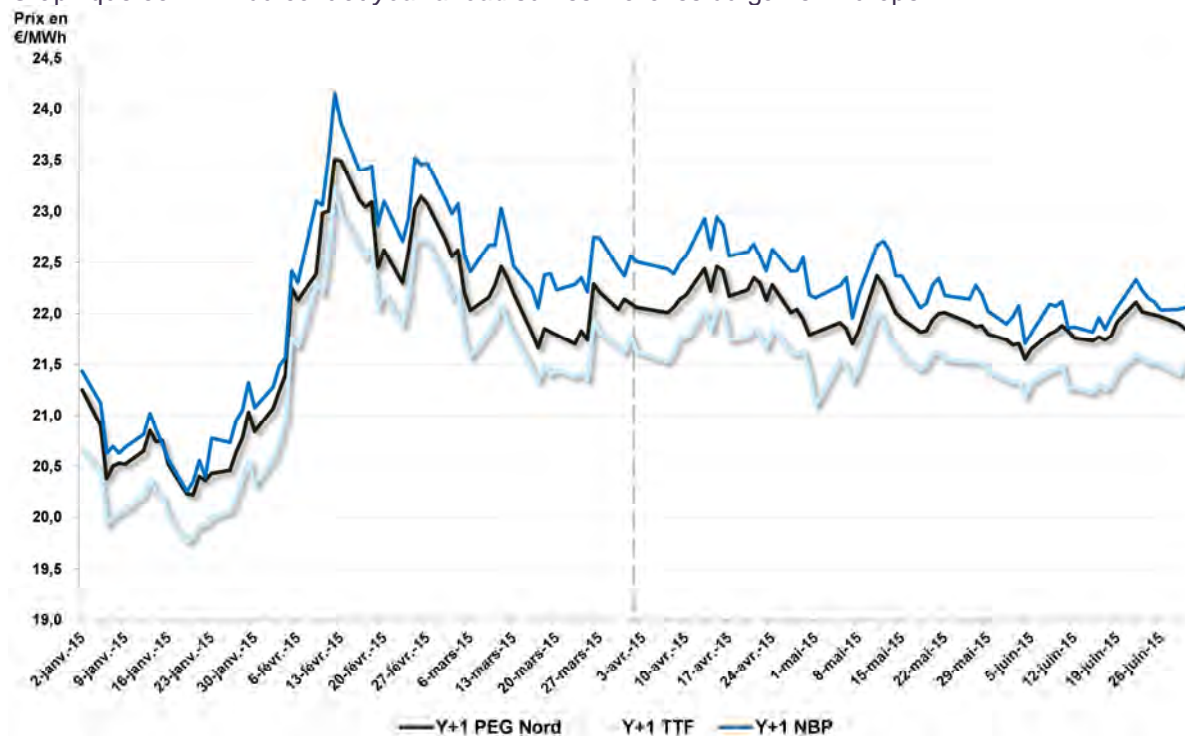
Graphique 32 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe

Prix en €/MWh



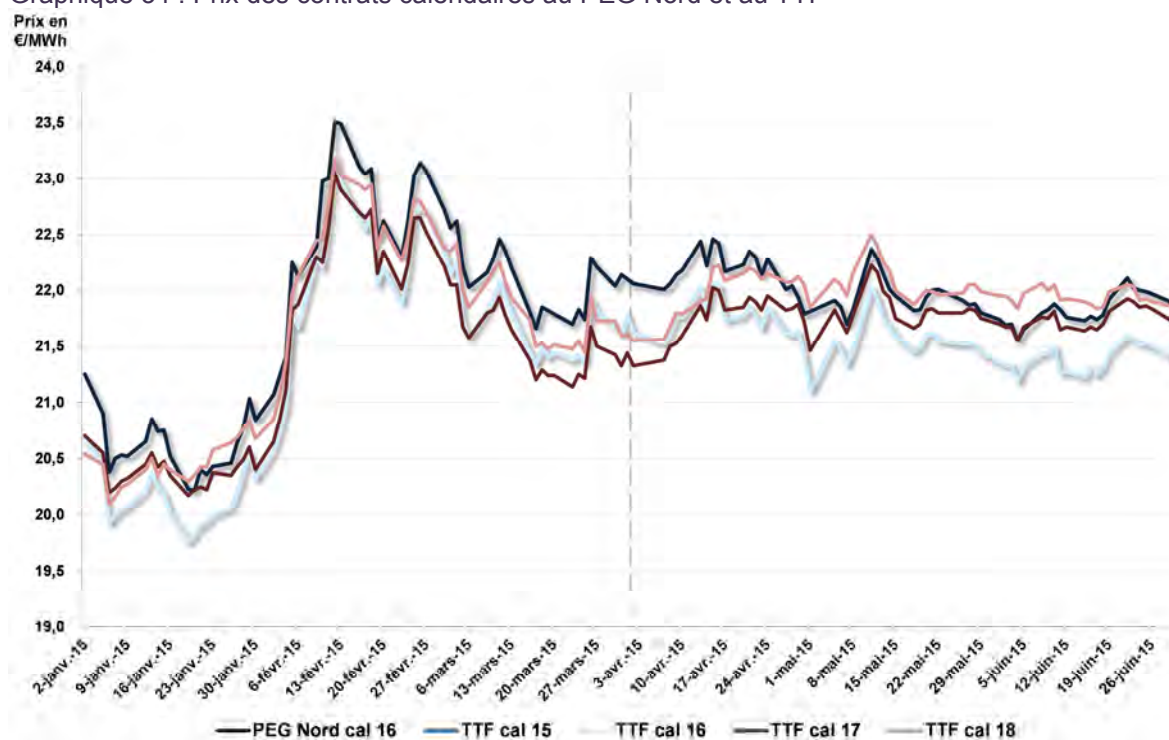
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE
Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Graphique 33 : Prix du contrat year-ahead sur les marchés du gaz en Europe



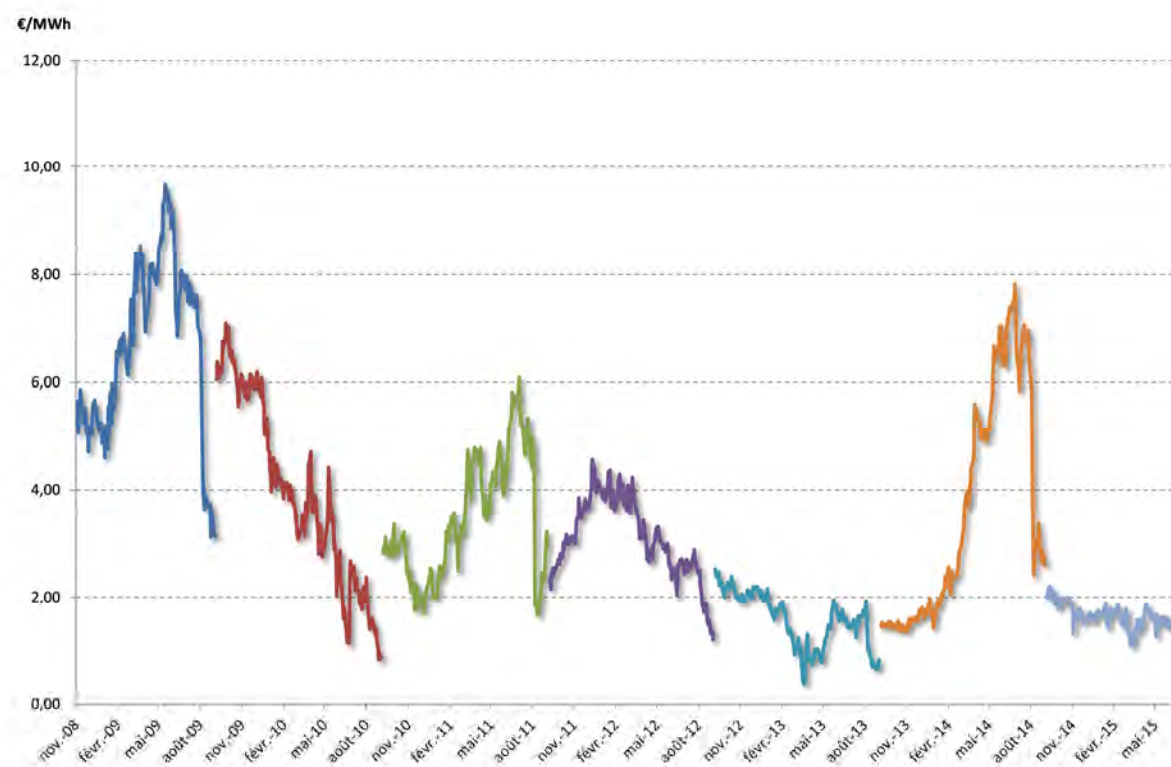
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 34 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Graphique 35 : Différentiel de prix Été/Hiver au PEG Nord

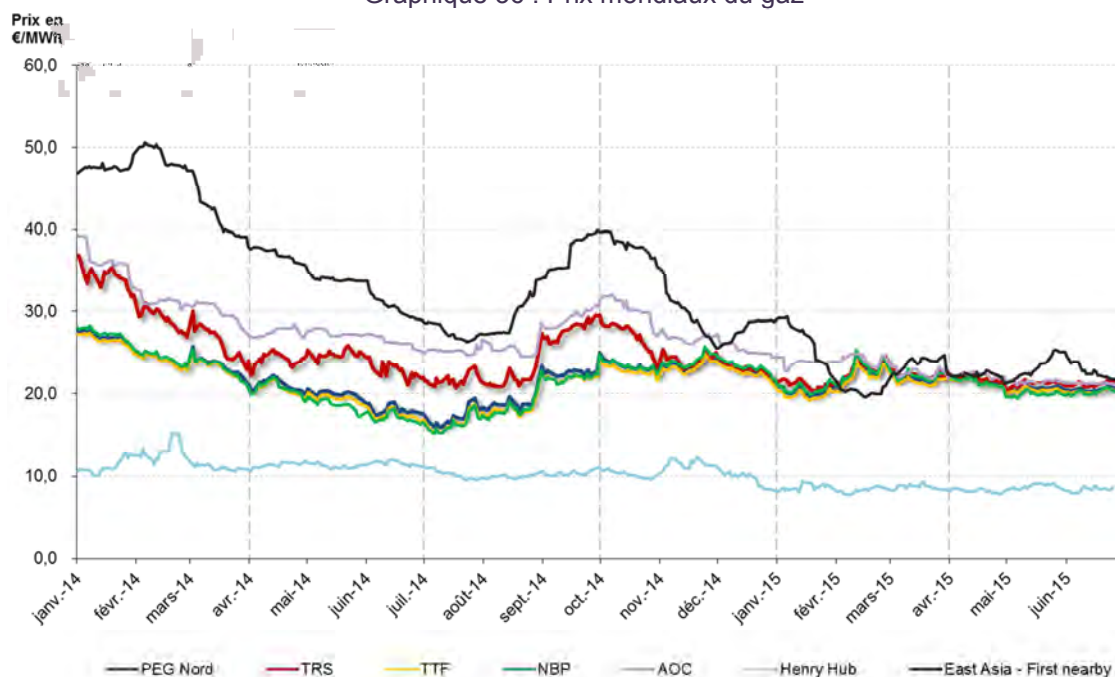


Source: Powernext – Analyse: CRE

Différentiel de prix entre les produits Winter-ahead et Summer-ahead durant la saison d'hiver
et entre les produits Winter-ahead et Balance of Summer (construit à partir des produits livrant durant l'été)
durant la saison d'été

Contexte international

Graphique 36 : Prix mondiaux du gaz



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

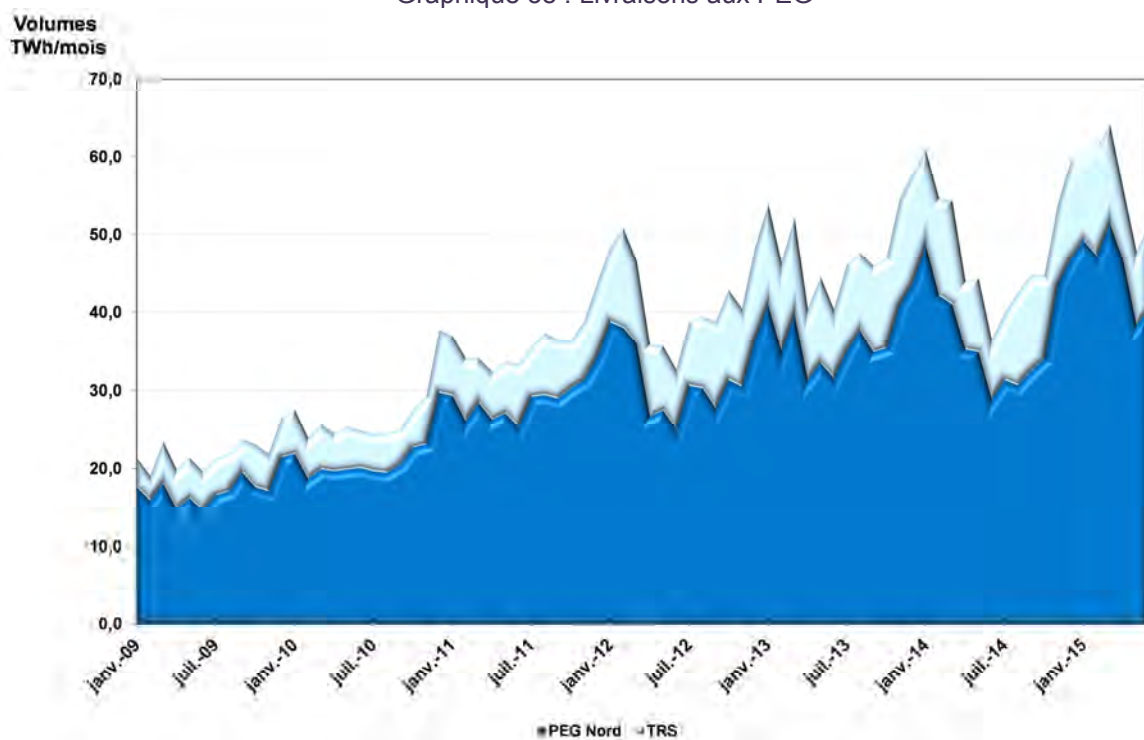
Graphique 37 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Développement du négoce sur le marché français

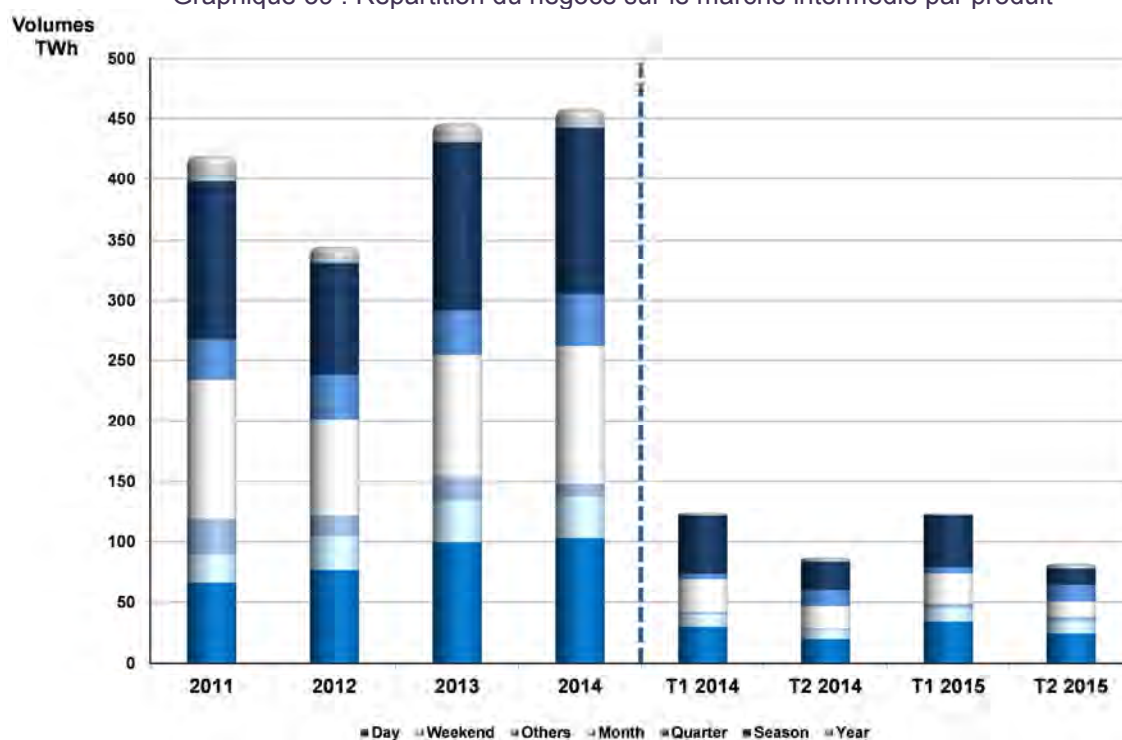
Graphique 38 : Livraisons aux PEG



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier

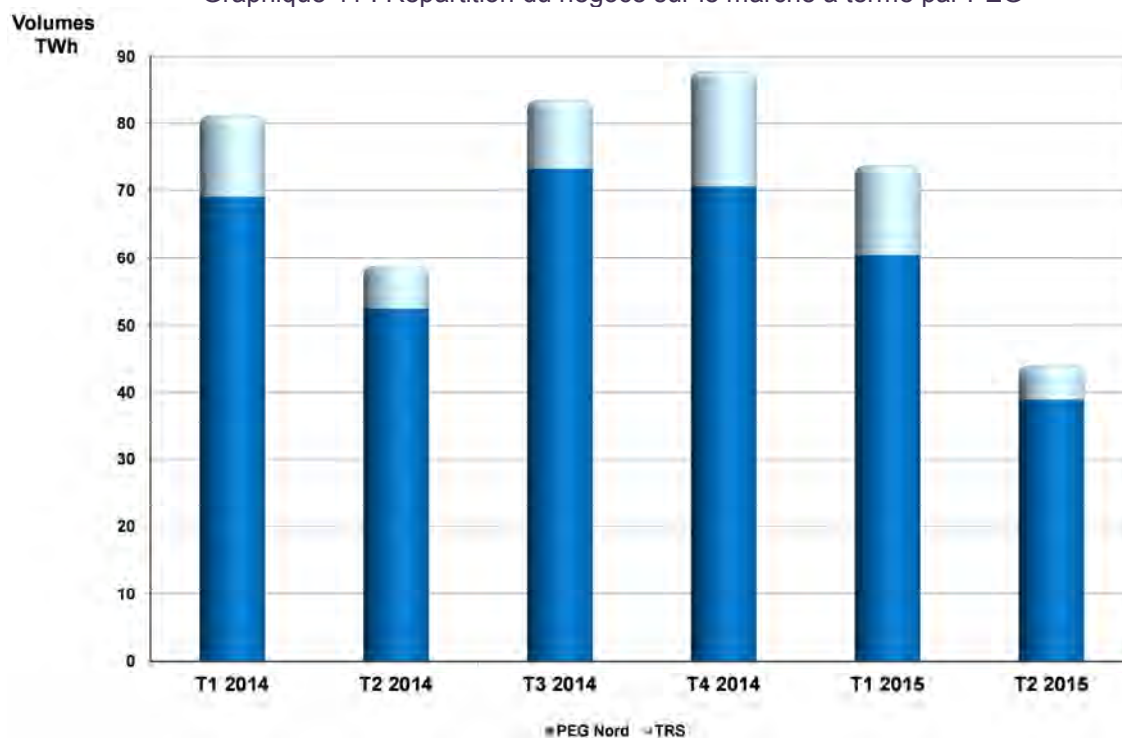
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF
 Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier

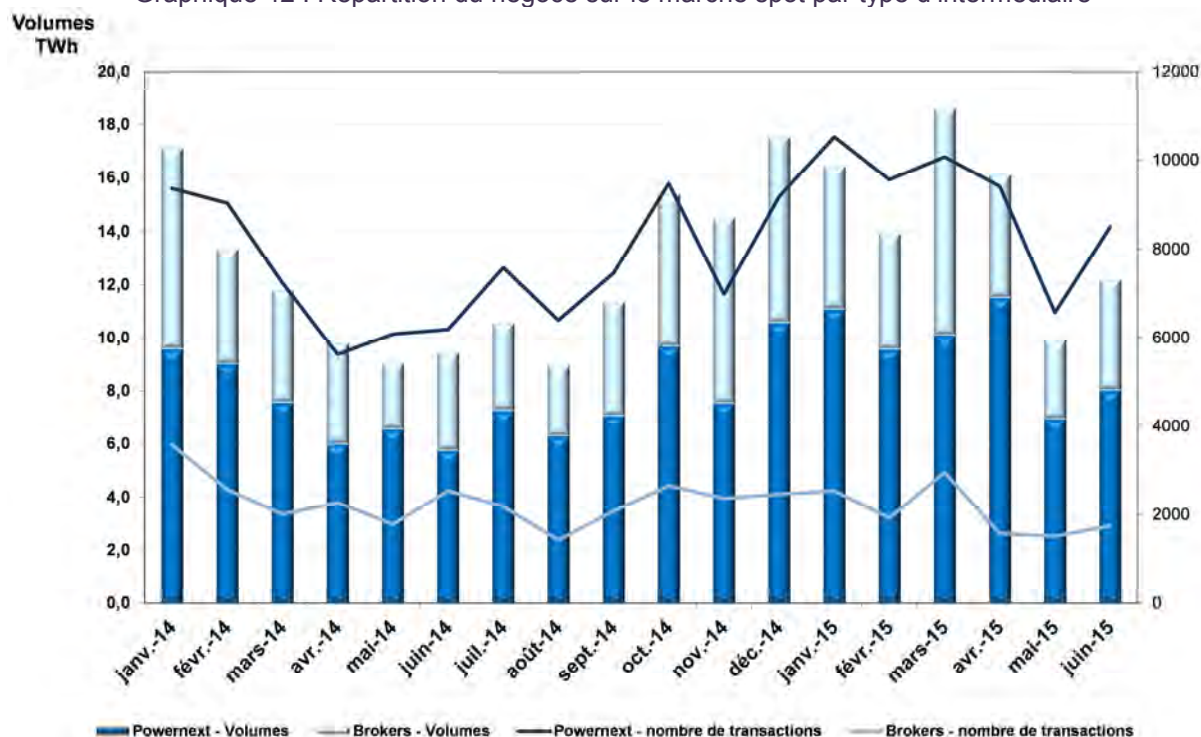
Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF
 Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier

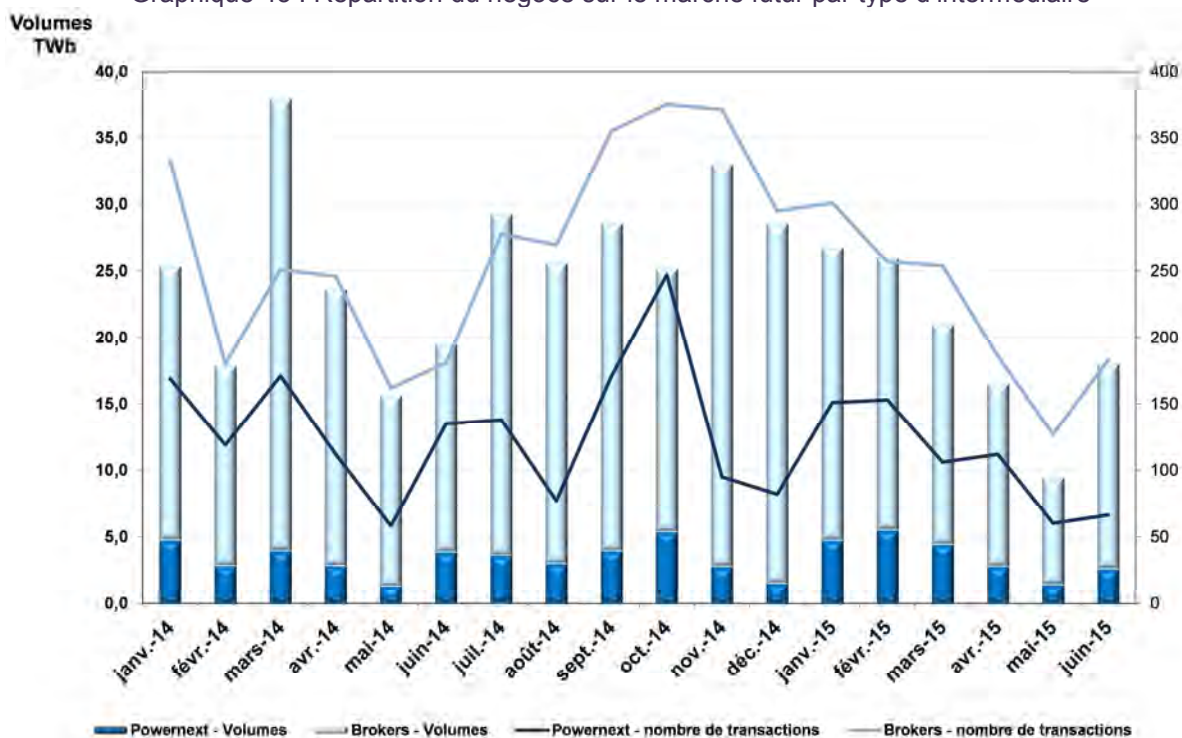
Graphique 42 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier

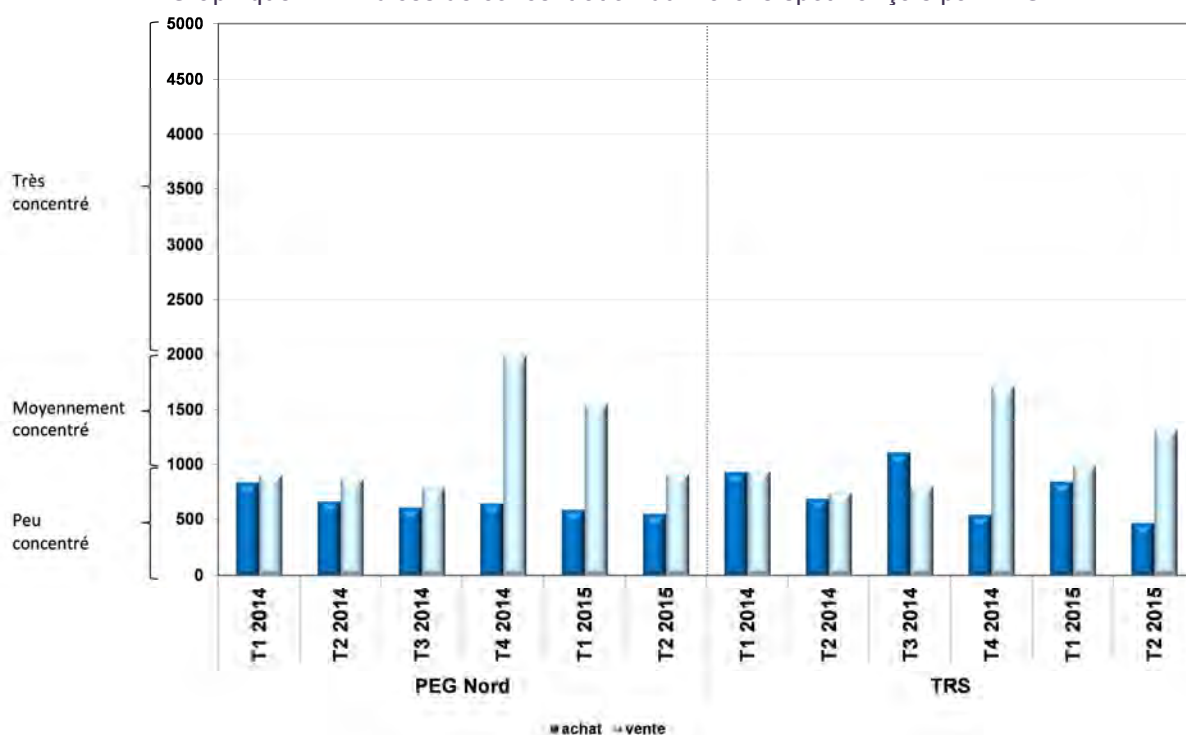
Graphique 43 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier

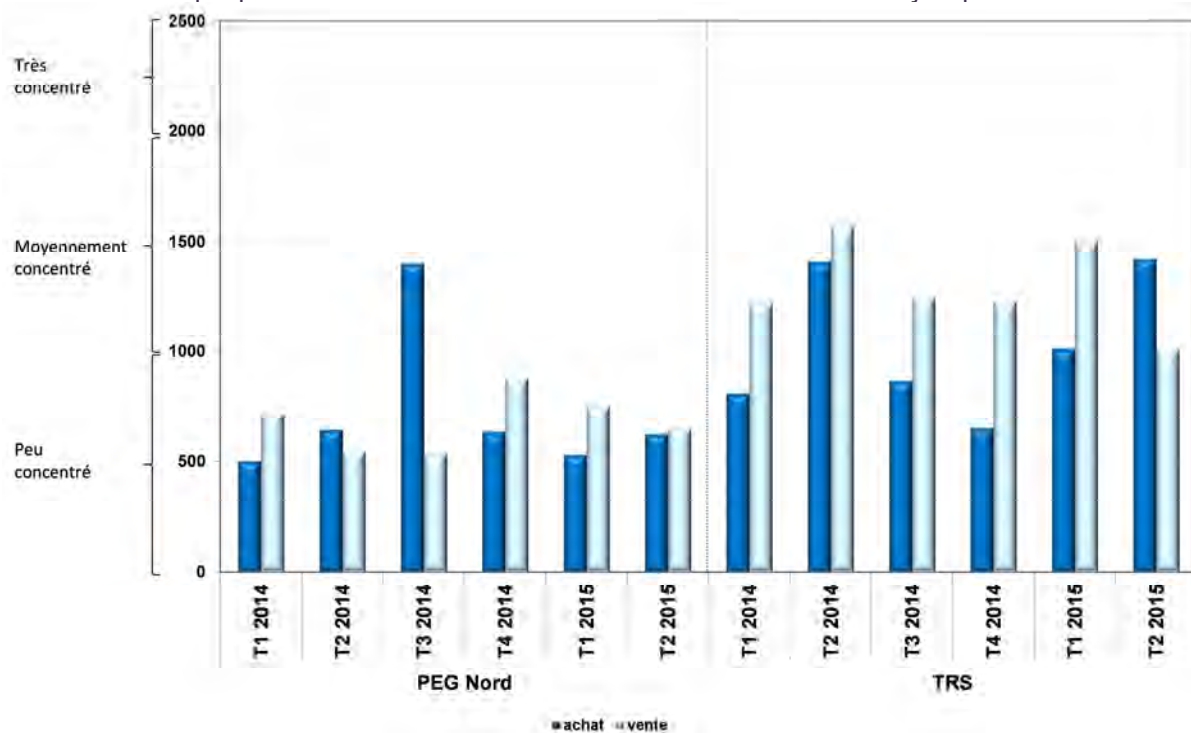
Graphique 44 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF
Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier

Graphique 45 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG

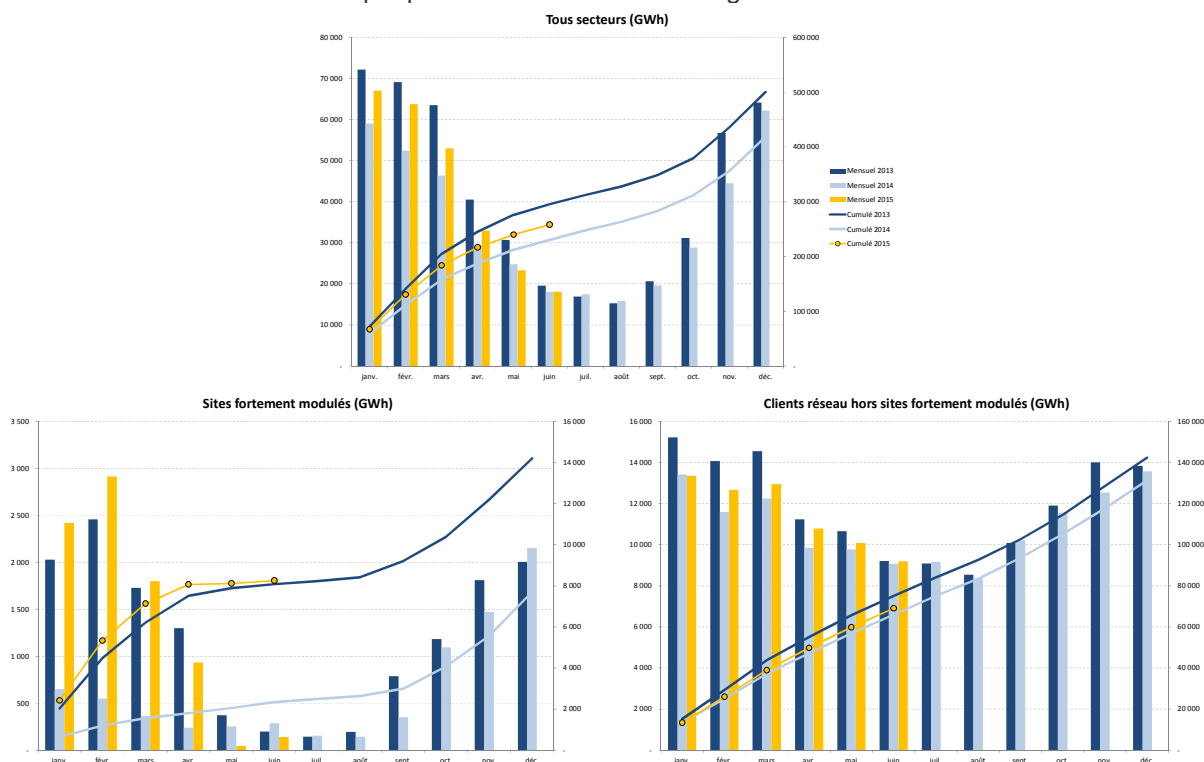


Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

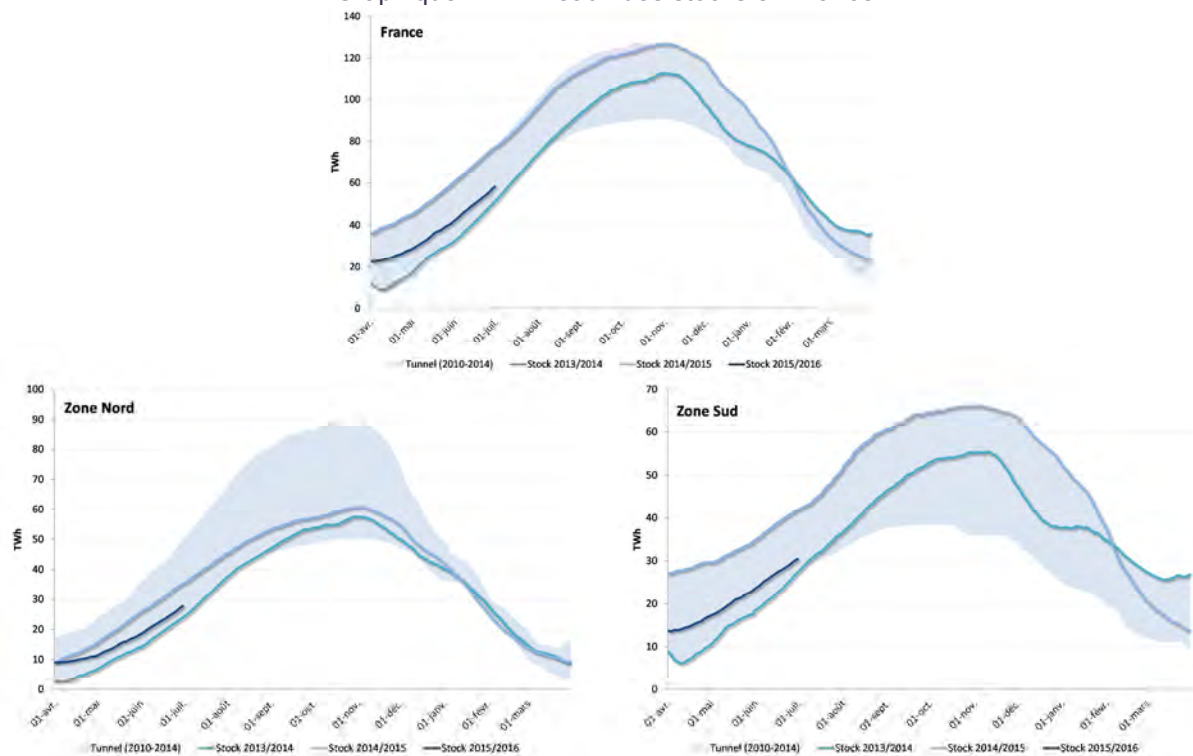
Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF
 Sur le T2 2015, les statistiques sur les données transactionnelles de la TRS sont calculées en absence des données d'un courtier

Fondamentaux

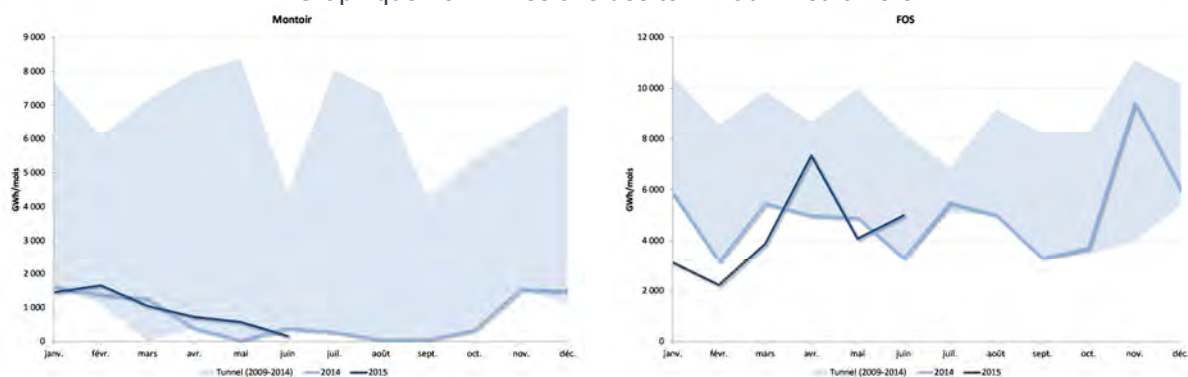
Graphique 46 : Consommation de gaz en France



Graphique 47 : Niveaux des stocks en France

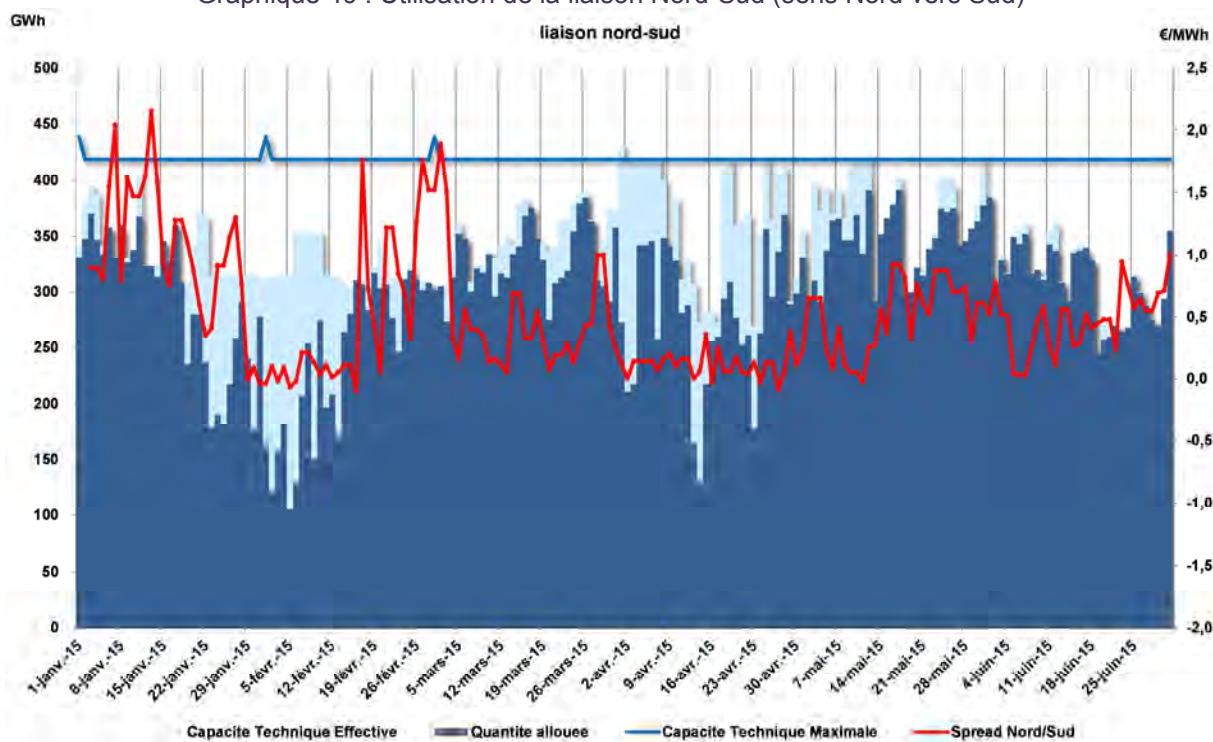


Graphique 48 : Emissions des terminaux méthaniers



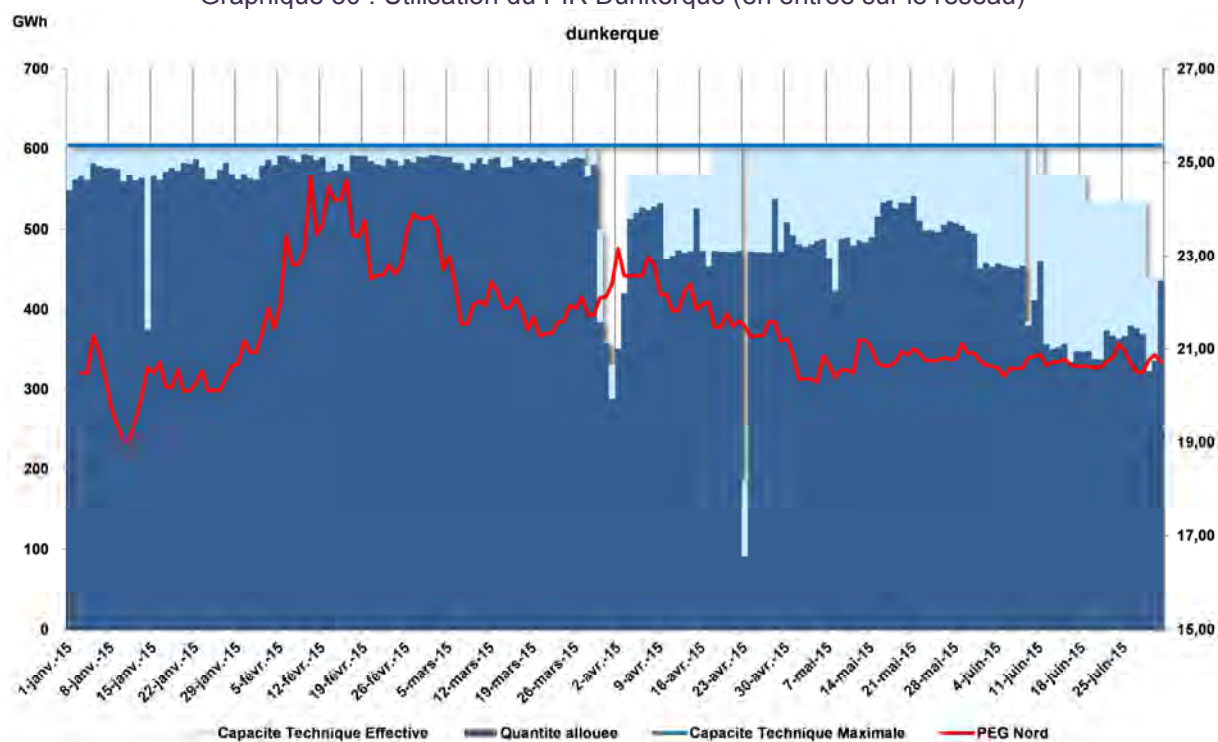
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 49 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)



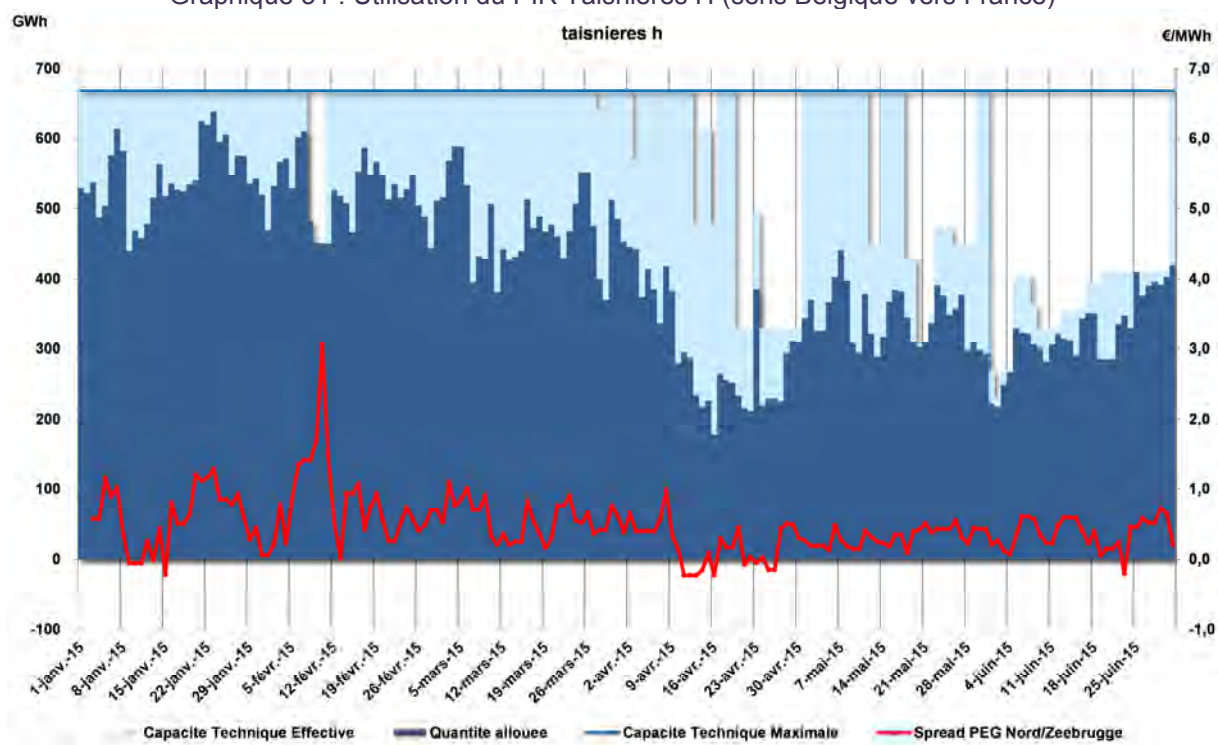
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 50 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



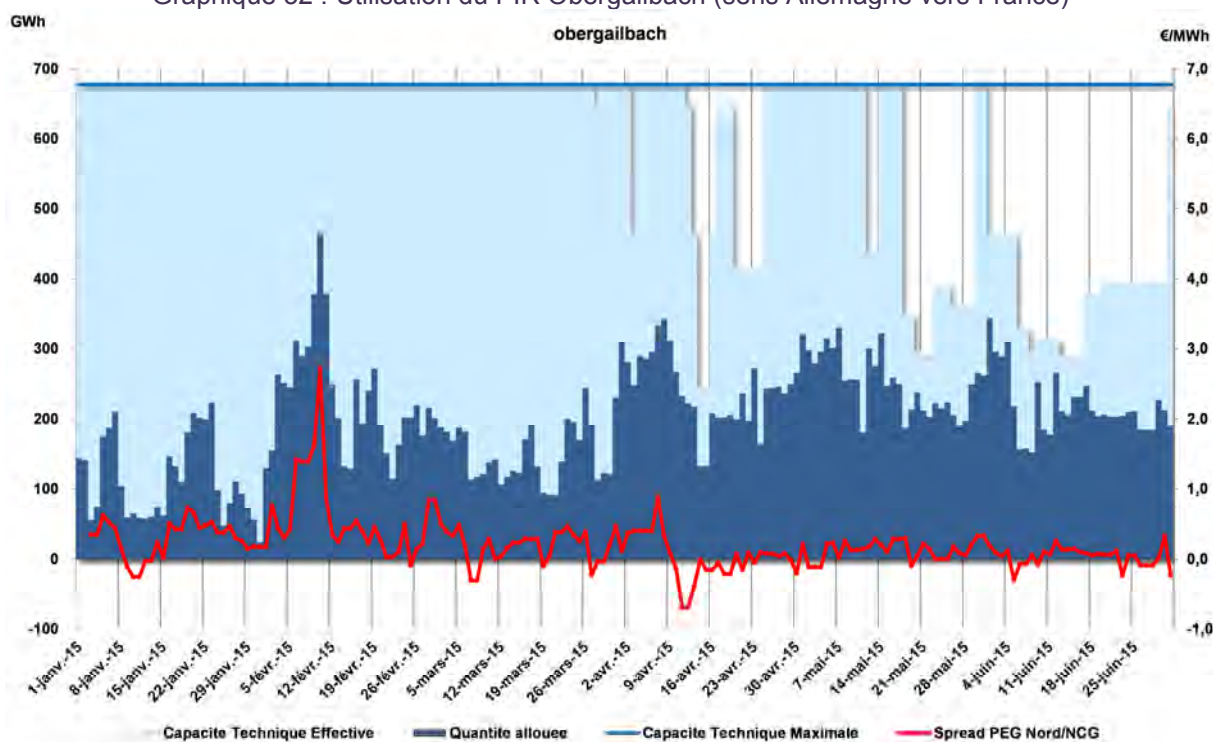
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 51 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



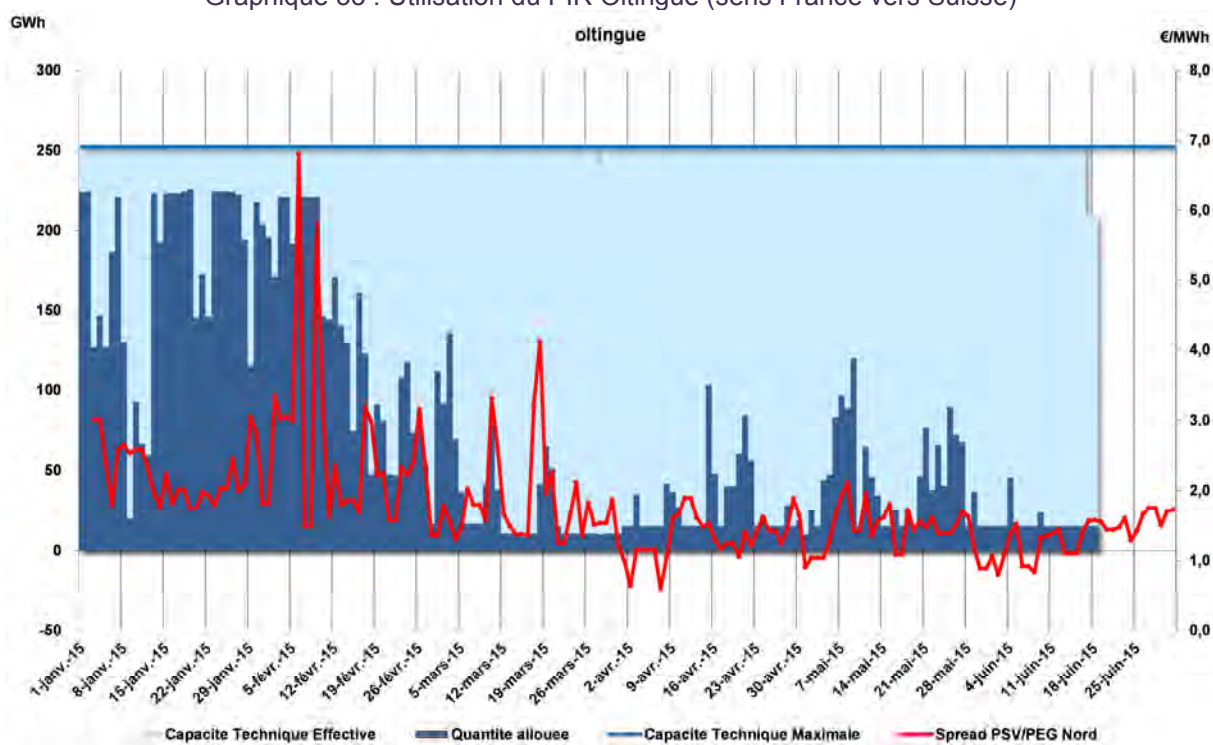
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 52 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)



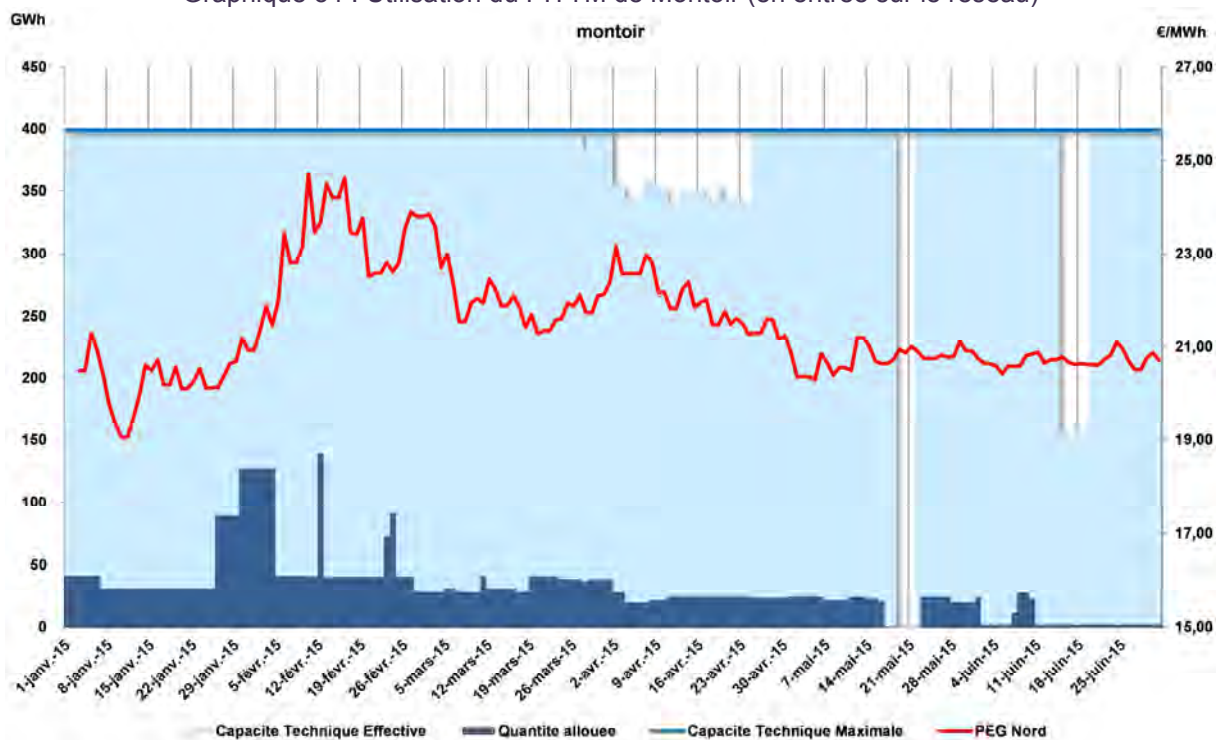
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 53 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)



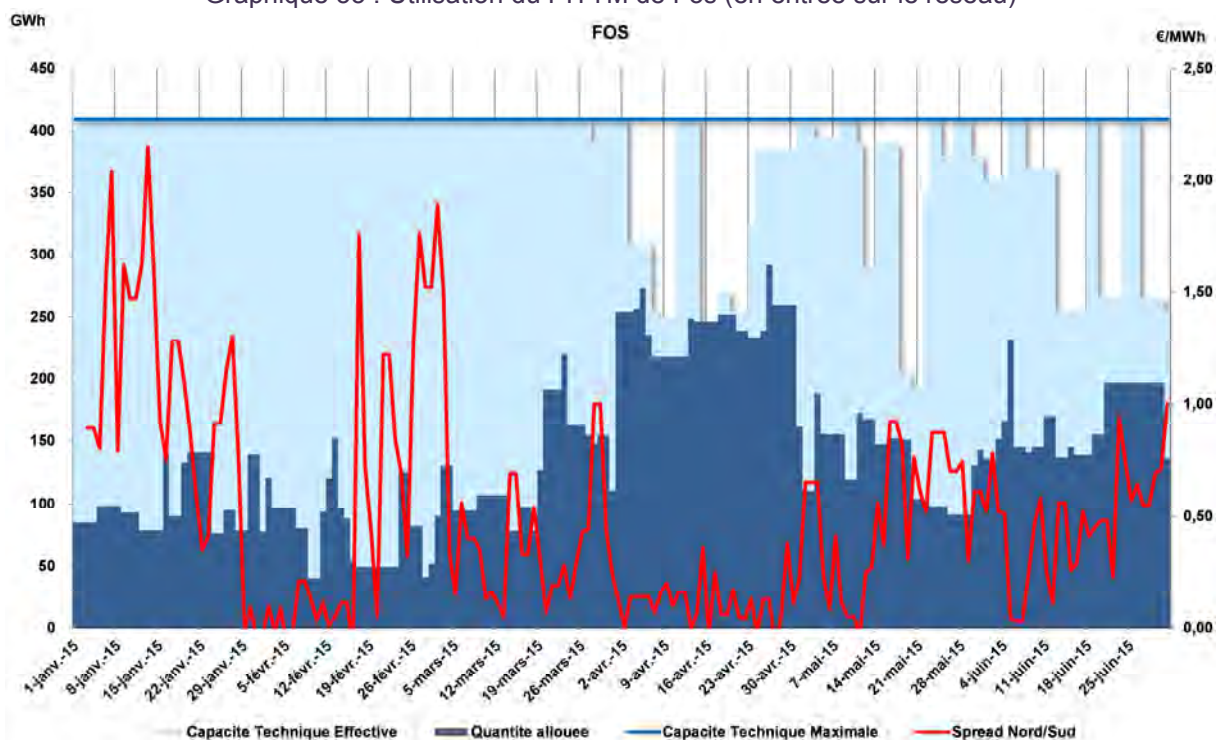
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 54 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



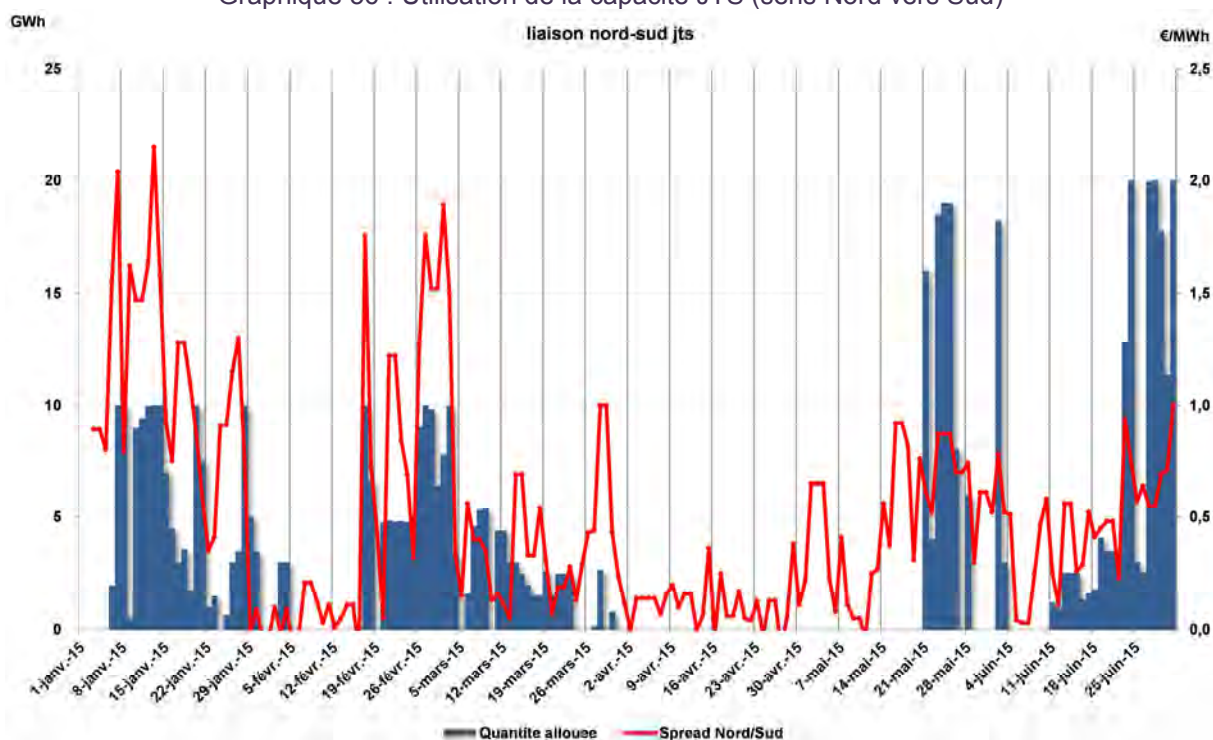
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 55 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



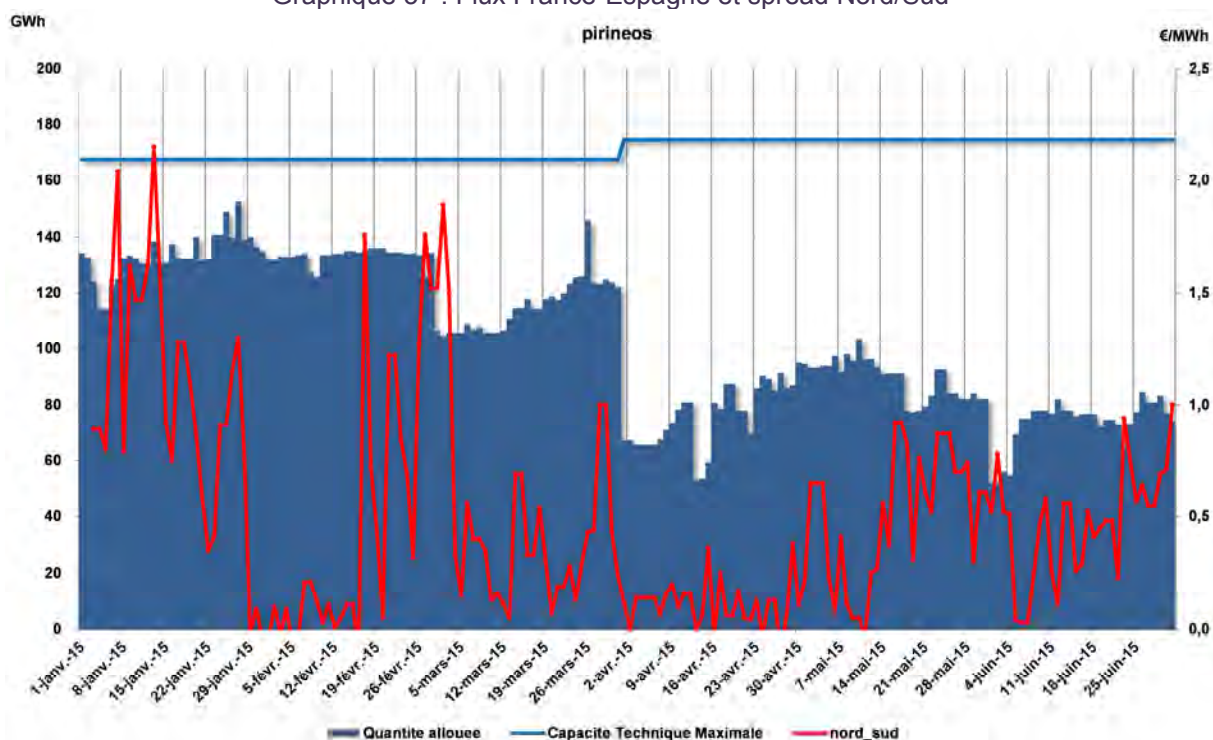
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 56 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



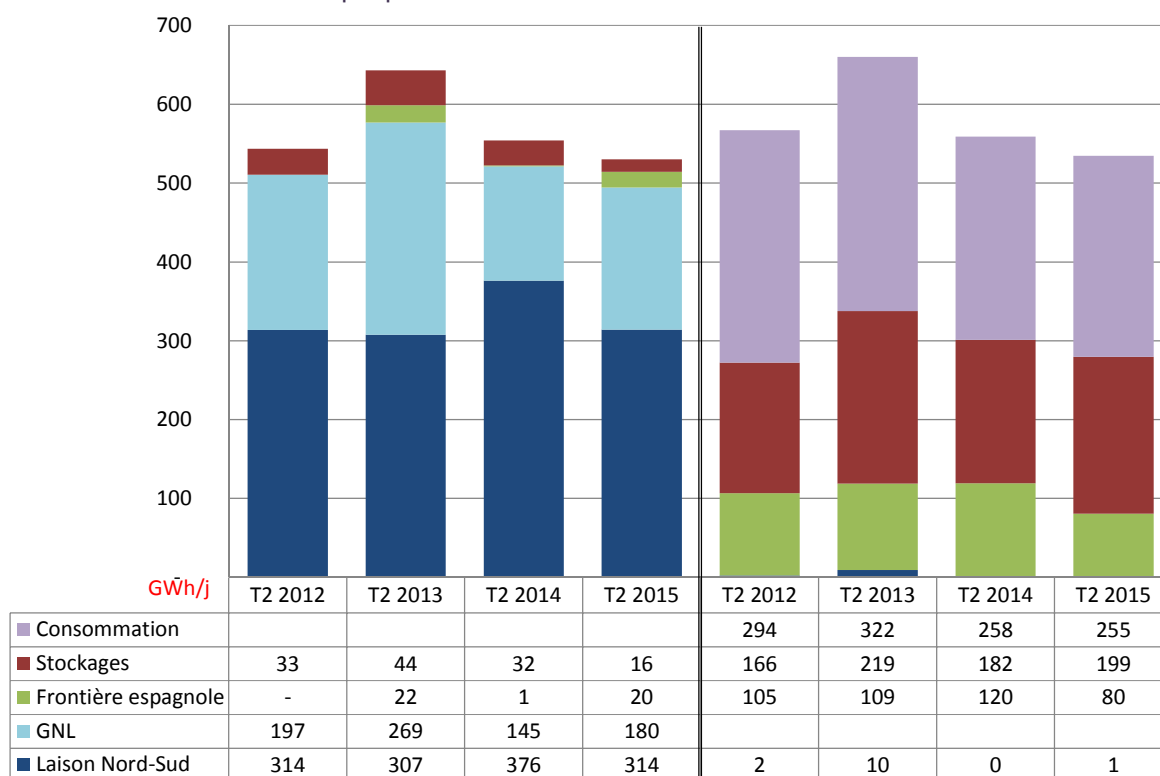
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 57 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



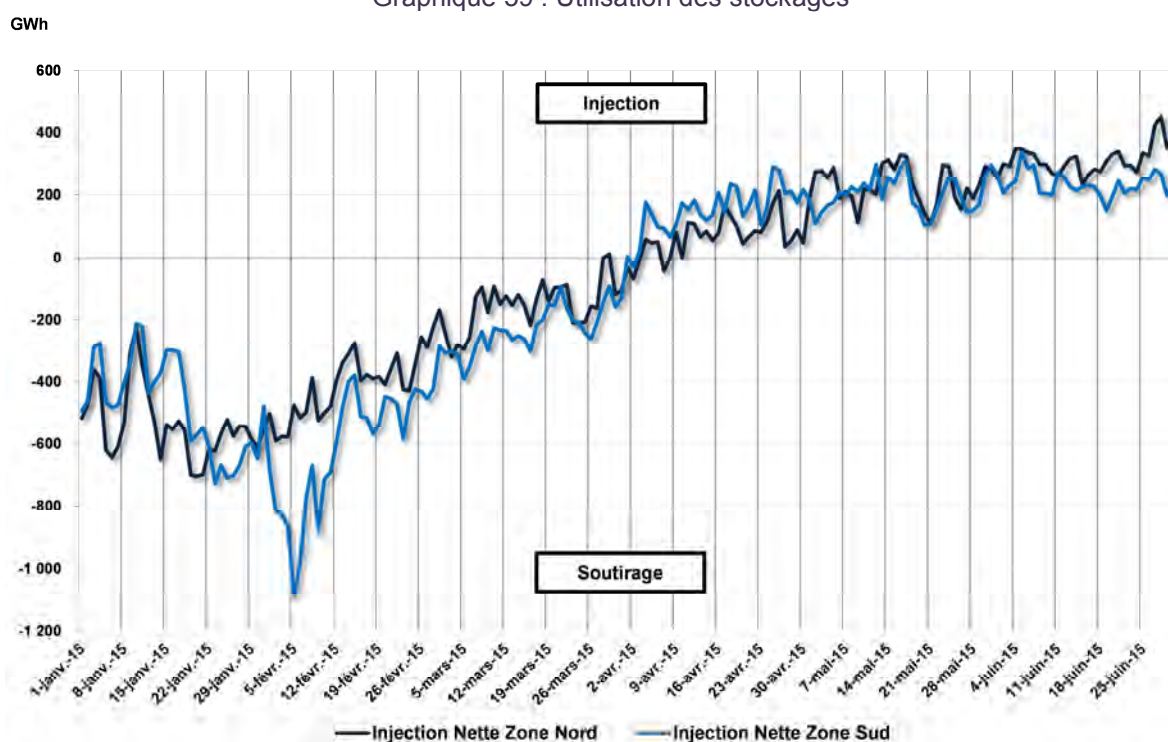
Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 58 : Bilan entrée/sortie de la zone sud



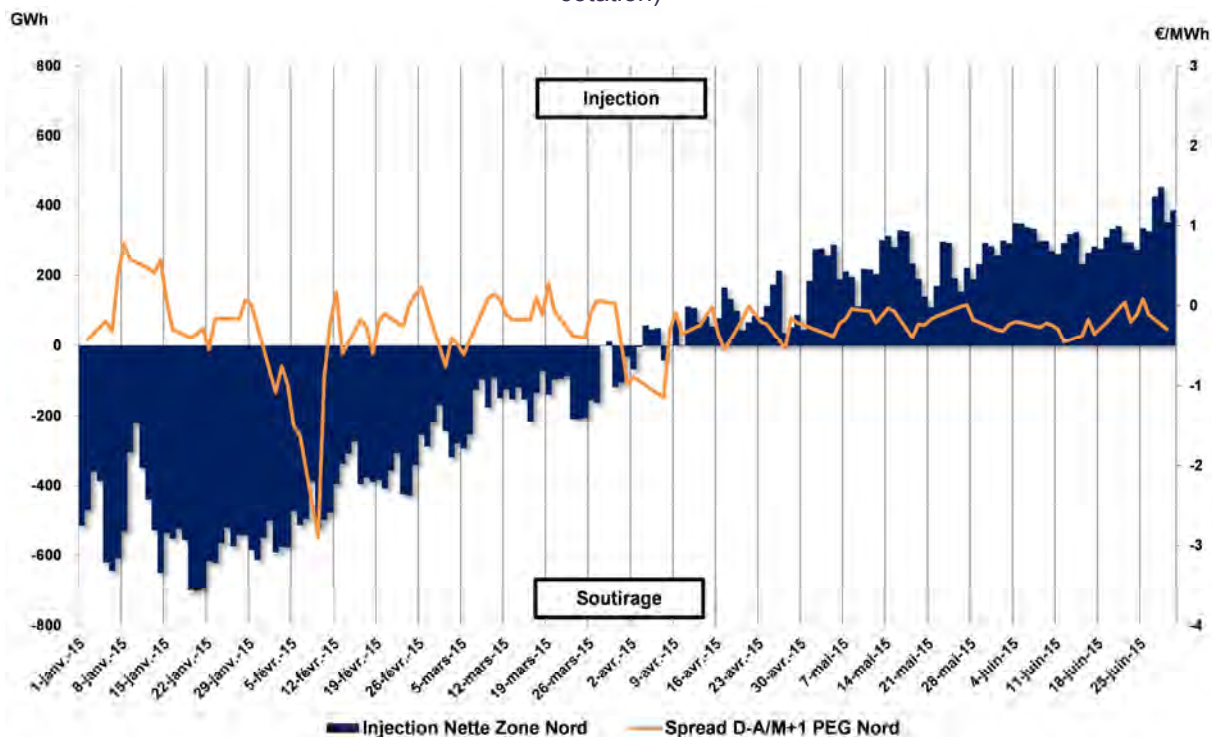
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 59 : Utilisation des stockages



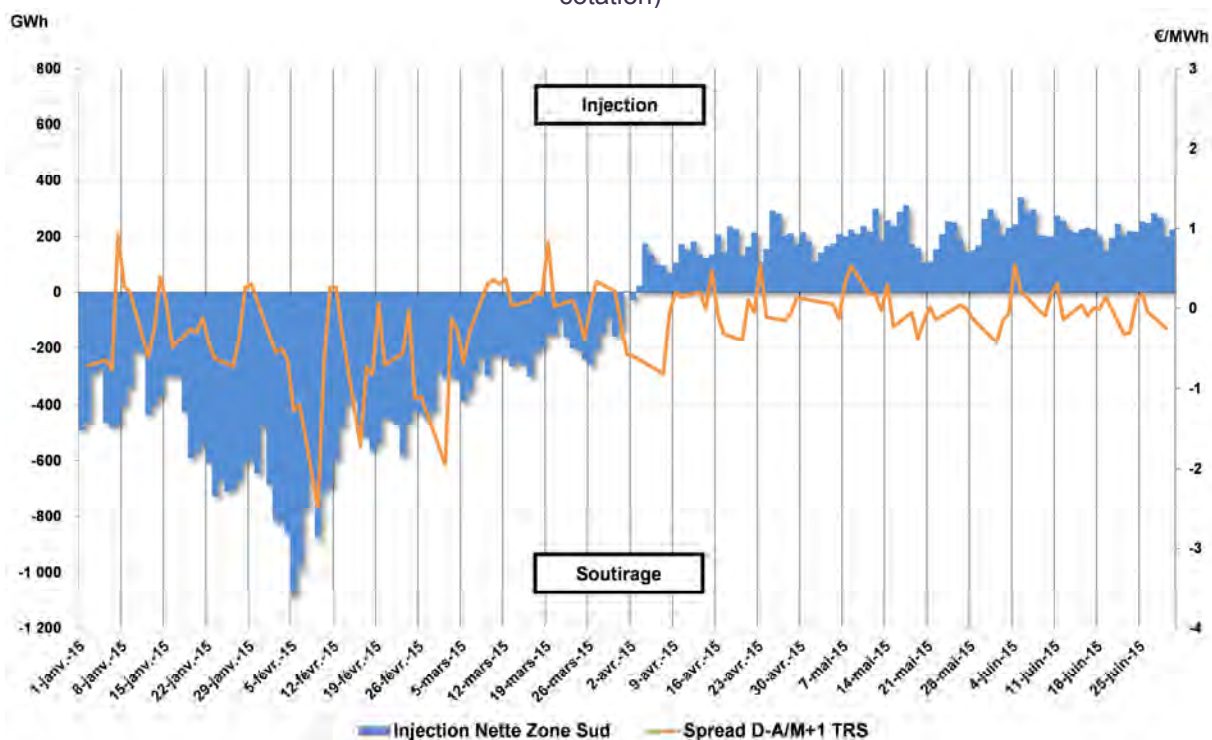
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 60 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)



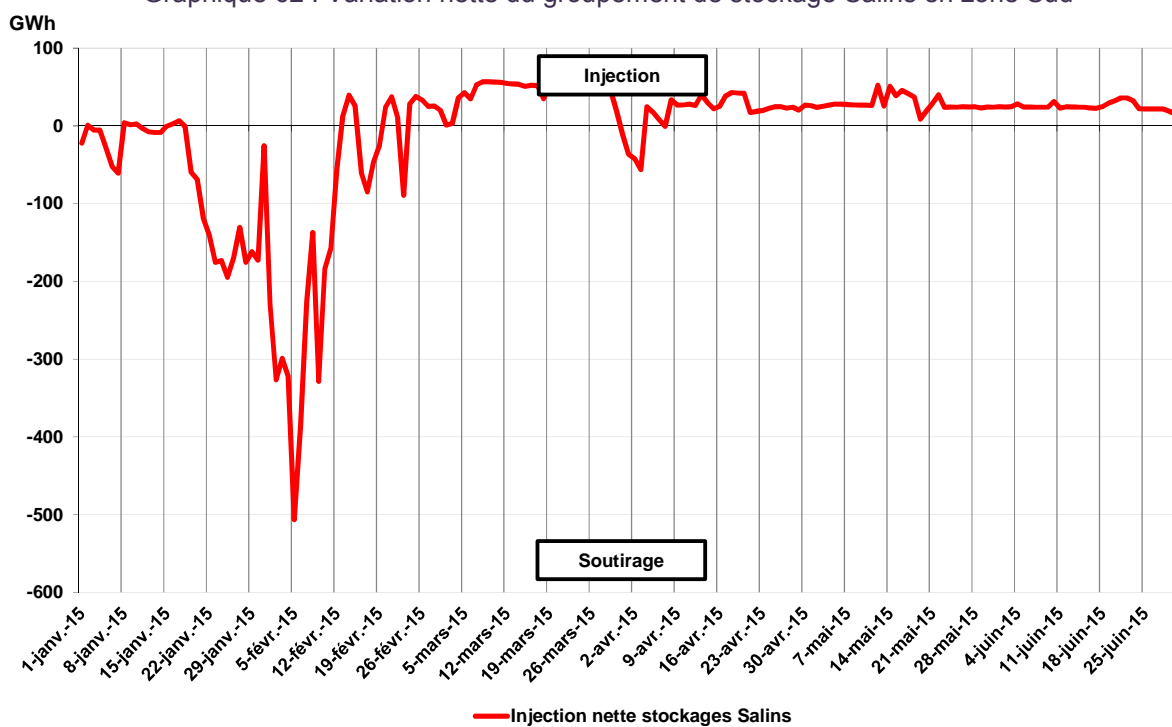
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 61 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 62 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Marché de gros du CO₂

I. Principales dates

5 mai 2015 : Le Parlement et le Conseil européens se sont accordés sur la mise en place d'une réserve de stabilité de marché anticipée en 2018, afin d'absorber les quotas d'émission dès janvier 2019.

26 mai 2015 : Approbation du projet de réforme du marché EU ETS par la commission parlementaire ENVI.

1er juillet 2015 : Décision du gouvernement allemand de fermer 2,7 GW de centrales de production d'électricité à partir de lignite en Allemagne pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions.

8 juillet 2015 : le Parlement européen approuve formellement la proposition de réforme de la commission européenne visant à établir une réserve de stabilité de marché EU ETS.

II. Chiffres clés

Tableau 9 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO₂

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	1944	1767	2126	2075	1465	-29,42%	-611	-24,65%	-479
Volumes EUA	1885	1722	2064	2051	1447,4	-29%	-603,6	-23%	-437,6
bourse	1638	1492	1715	1729	1203	-30%	-526	-27%	-435
brokers	247	230	349	322	244,4	-24%	-77,6	-1%	-2,6
Volumes CER	59	45	62	24,445	17	-29%	-7	-71%	-42
bourse	44	26	39	20	13	-35%	-7	-70%	-31
brokers	15	19	23	4,4	4,4	-1%	0,0	-0,7	-10,6
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	165	92	113	205	190	-7%	-15	15%	25
EUA futurs (Dec'14 à Dec'17)	1368	1338	1516	1357	913	-33%	-444	-33%	-455
Déc'14	995	866	889						
Déc'15	203	275	442	1141	690	-40%	-451	240%	487
Déc'16	119	140	122	154	153	-1%	-1	29%	34
Déc'17	51	57	63	62	70	13%	8	37%	19

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO₂

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	5,2	5,9	6,6	7,0	6,9	-1%	-0,10	33%	1,72
Prix moyen spot EUA	5,3	6,1	6,6	7,0	7,3	5%	0,33	38%	2,03
Prix moyen spot CER	0,14	0,16	0,07	0,02	0,45	1773%	0,43	215%	0,31
Prix futur (€/tCO₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'15 EUA	5,54	6,25	6,73	7,07	7,37	4%	0,30	33%	1,83
Prix moyen Déc'16 EUA				7,18	7,45	4%	0,27		
Prix moyen Déc'17 EUA				7,32	7,56	3%	0,24		
CER									
Prix moyen Déc'15 CER	0,3	0,39	0,47	0,43	0,45	4%	0,02	30%	0,10
Prix moyen Déc'16 CER				0,43	0,44	3%	0,01		
Prix moyen Déc'17 CER				0,43	0,44	2%	0,01		

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2015 / T1 2015		Variation annuelle T2 2015 / T2 2014	
	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	59,2	58,9	57,1	53,7	52,2	-3%	-1,5	-12%	-7,1
Clean Dark spread (terme) (€/MWh)	16,0	16,0	16,1	13,2	13,4	1%	0,1	-17%	-2,6
Clean Spark spread (terme) (€/MWh)	-10,9	-11,1	-9,2	-8,7	-9,5	-10%	-0,8	-13%	1,4

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

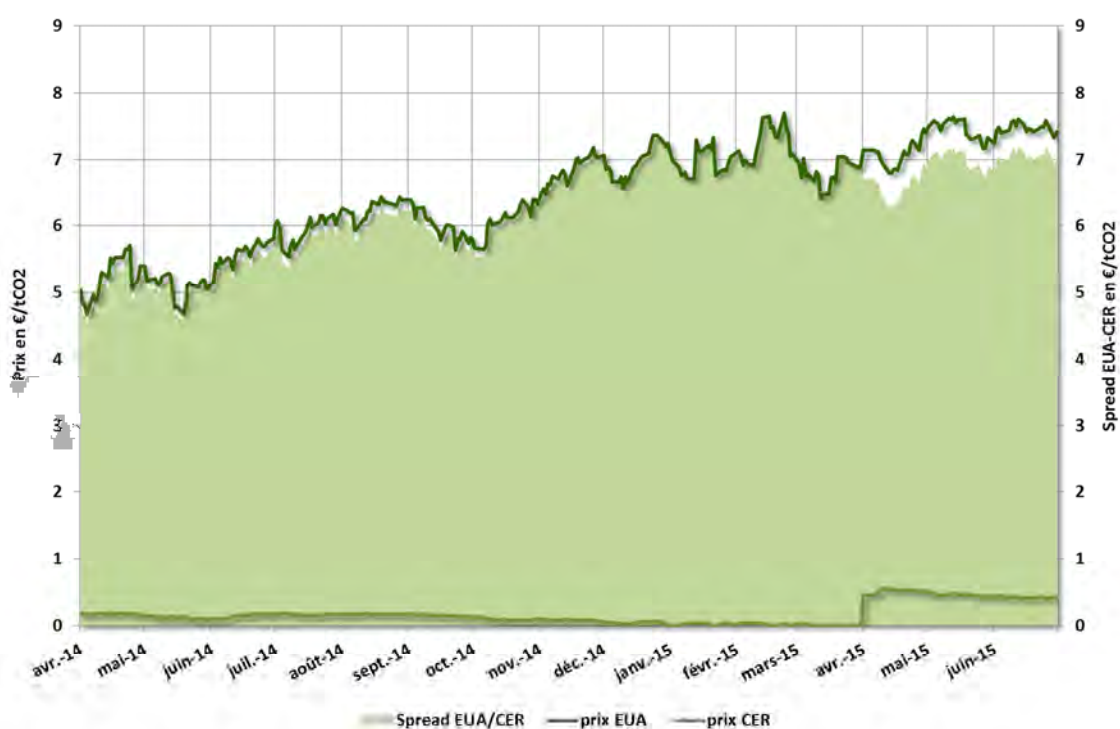
III. Graphiques

Graphique 63 : Evolution des prix EUA



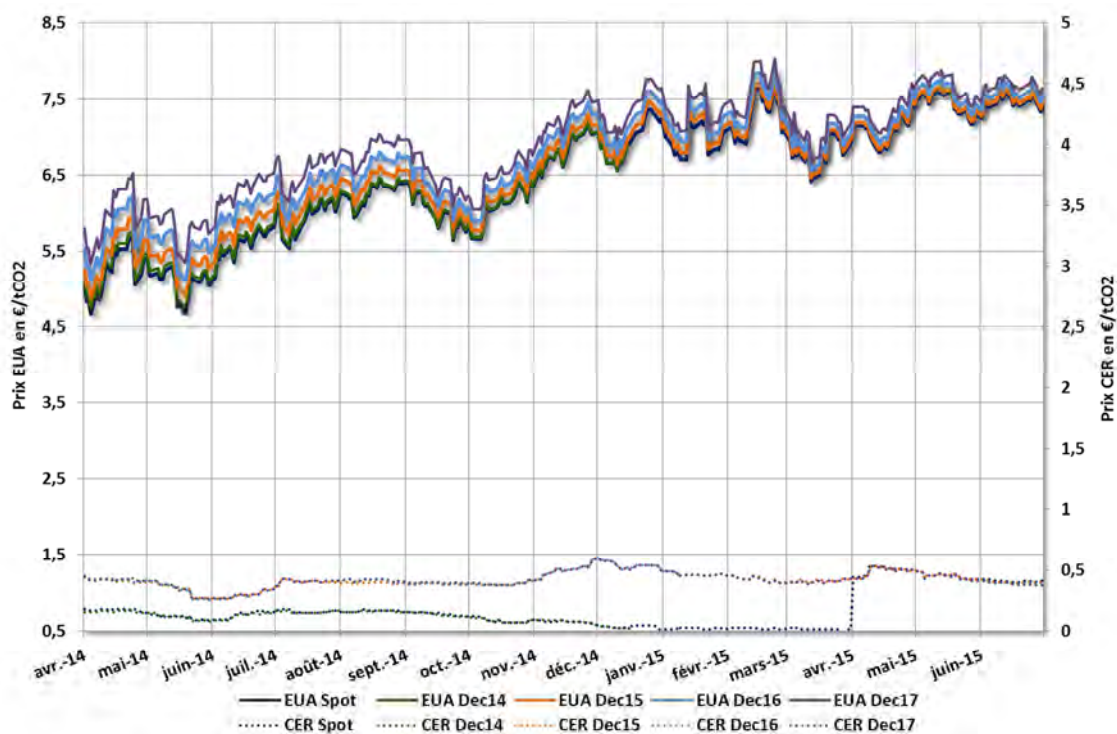
Source : ECX

Graphique 64 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



Sources : ECX

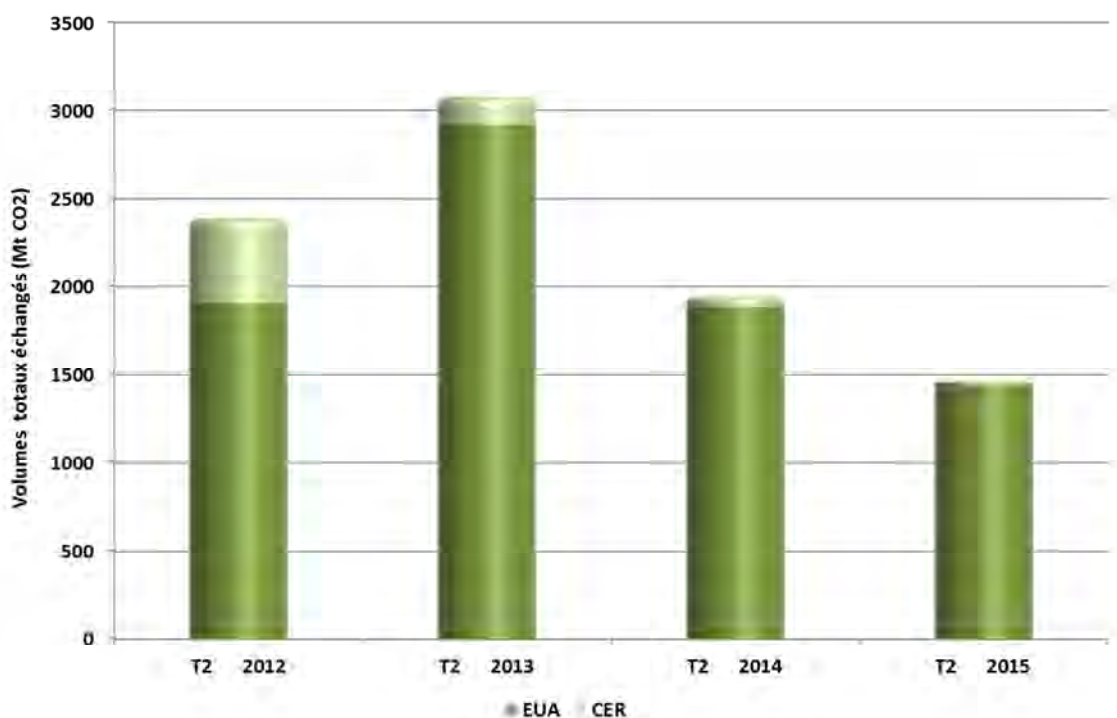
Graphique 65 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER



Sources : ECX.

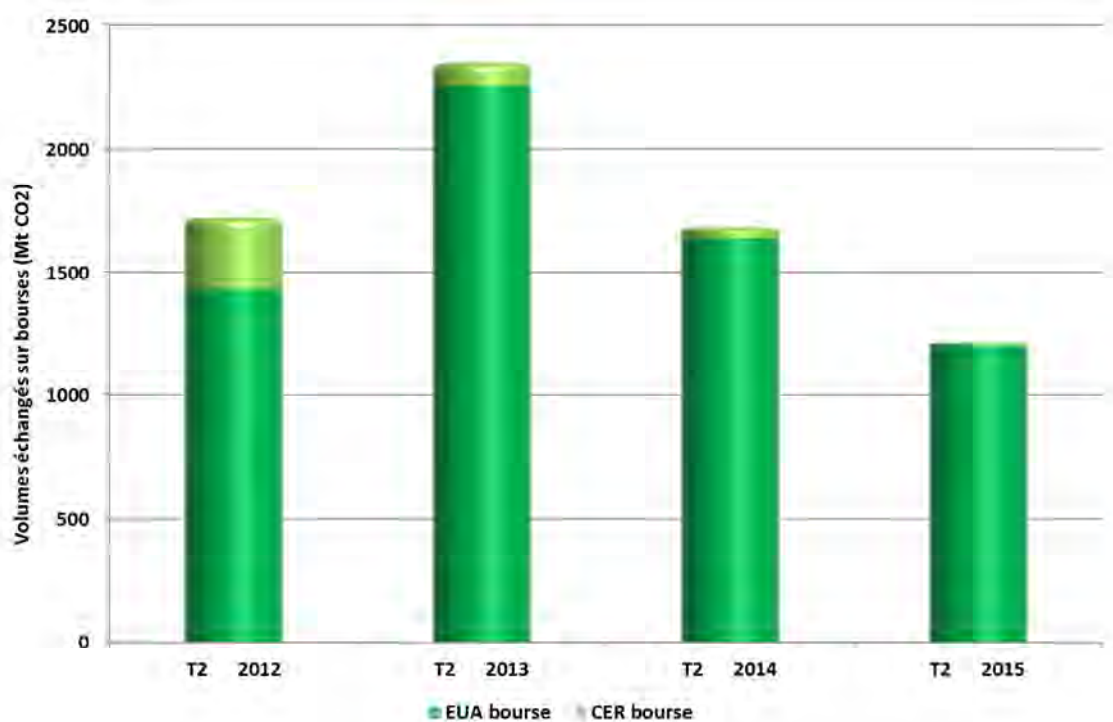
A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1^{er} jan. 2014

Graphique 66 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers



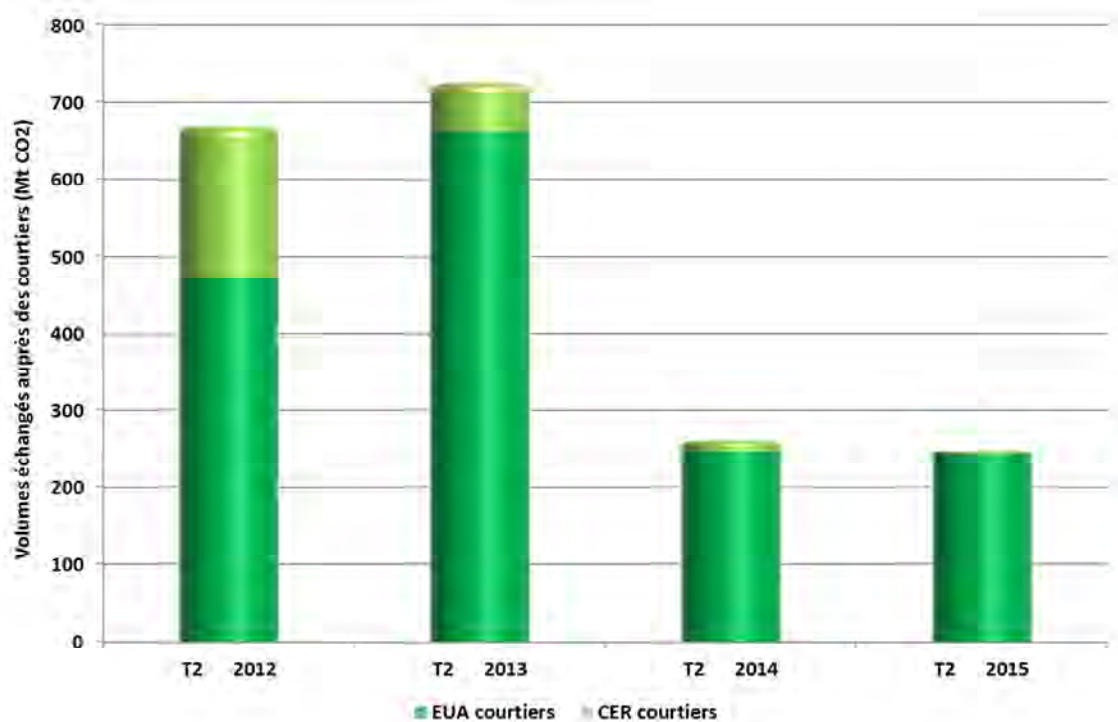
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 67 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse



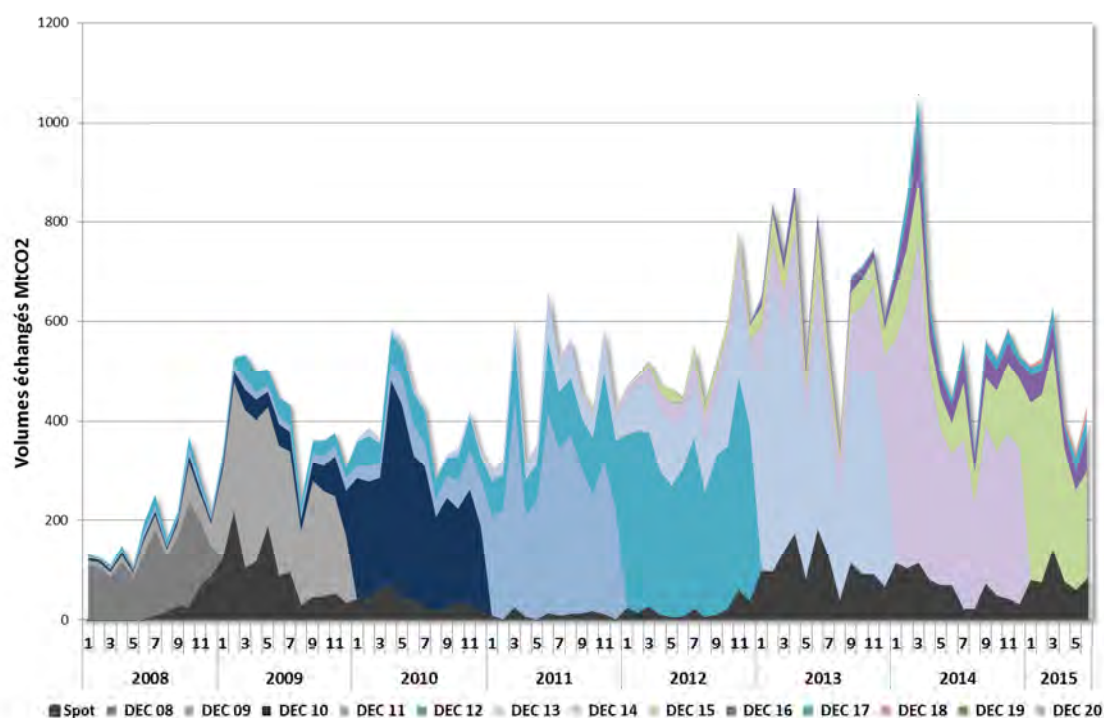
Sources : Bluenext, ECX, EEX

Graphique 68 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers



Sources : LEBA

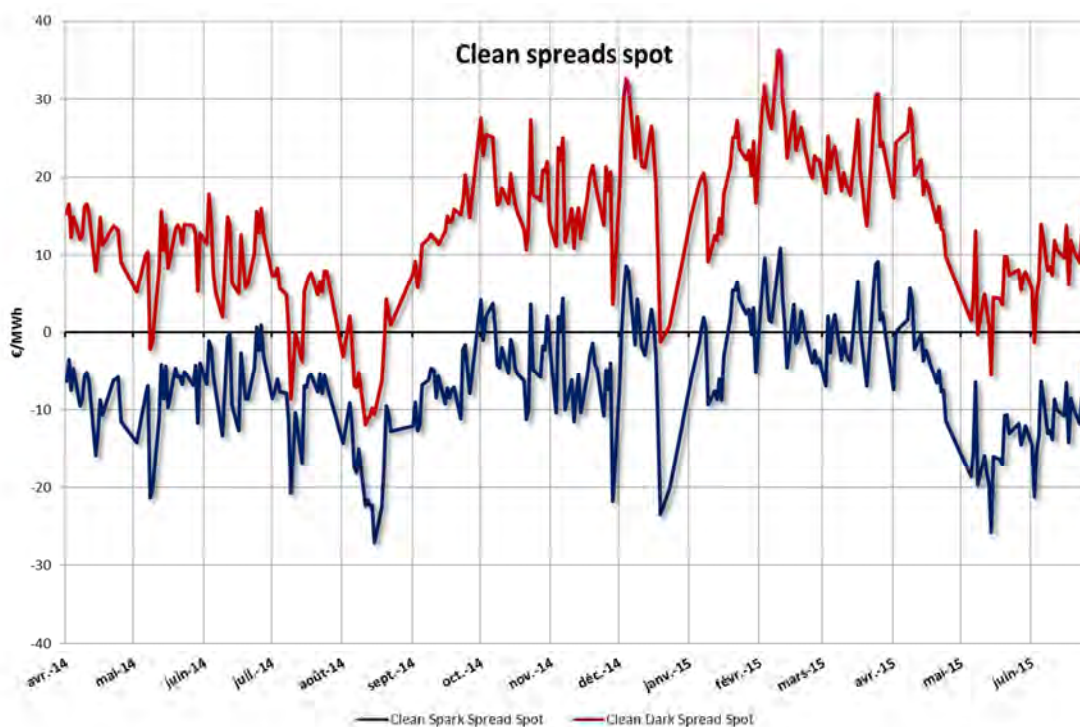
Graphique 69 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : ECX, EEX.

A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1^{er} jan. 2014

Graphique 70 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)





<i>Clean Dark Spread (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$</i>	<i>Clean Spark Spread (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$</i>
<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 base France (€/MWh) • p_C prix M+1 ou Y+1 charbon (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO₂ (€/MWh) • α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon⁷ • β le facteur d'émission charbon⁸ 	<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 base France (€/MWh) • p_G prix M+1 ou Y+1 gaz PEG Nord (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO₂ (€/MWh) • γ le rendement gaz⁹ • δ le facteur d'émission gaz¹⁰

Sources : Powernext, HEREN, EPEX Spot, EPD Futures, RTE

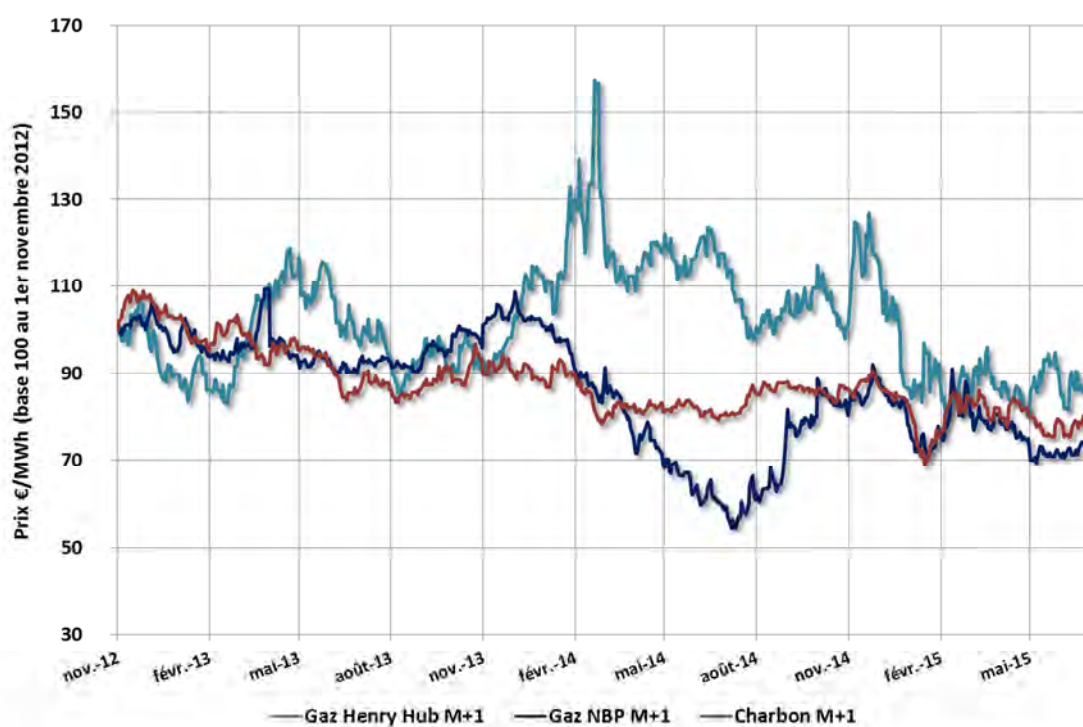
⁷ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 35 % pour les centrales à charbon. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

⁸ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon

⁹ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

¹⁰ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO₂ / MWh pour les centrales à gaz

Graphique 71 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)



Sources : Heren, EEX.

GLOSSAIRE

Glossaire commun

Livraison sur le marché de gros : déclaration journalière d'un acteur, auprès d'un Gestionnaire de Réseau de Transport, des échanges de gaz ou d'électricité devant avoir lieu le lendemain avec chacune de ses contreparties. Chaque livraison peut résulter d'une ou plusieurs transactions préalablement conclues sur le marché de gros.

Produit *forward* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marché de gré à gré).

Produit *future* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marchés organisés).

Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

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

Transaction sur le marché de gros : conclusion d'un contrat entre deux acteurs du marché de gros portant sur la livraison de gaz ou d'électricité sur une période déterminée à un prix donné. Le nombre de transactions sur un marché de gros traduit son niveau d'activité, ou liquidité.

Glossaire propre au marché de gros de l'électricité

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

- **EPEX Spot** : bourse française EPEX, non obligatoire (www.epexspot.com/fr).
- **EEX** : bourse allemande European Energy Exchange, non obligatoire (www.eex.de).
- **APX** : bourse néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les imports et les exports aux Pays-Bas (www.apx.nl).
- **Omel** : pool espagnol, quasi obligatoire (www.omel.es).
- **NordPool** : bourse scandinave, non obligatoire (une des bourses électriques les plus anciennes d'Europe, www.nordpool.no).

Produits de gros :

- **Day ahead** : contrat passé la veille pour livraison le lendemain
- **Future** : 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, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.
- **Base** : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Base sont calculées sur 28 jours i.e. sur les jours ouvrés ainsi que les week-ends).
- **Pointe** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement).

Segments du marché de gros :

- **Production**
 - **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)

- **Achats et ventes en gros (OTC)¹¹** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**, la bourse française de l'électricité : www.pownernext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :**
- **Les 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".
 - **Les 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.

Glossaire propre au marché de gros du 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). À la différence des gaz dits conventionnels, les gaz non conventionnels sont présents dans

¹¹ « Over the Counter » ou de gré à gré

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. Avant avril 2015, il existait trois PEG en France, chacun rattaché à une zone d'équilibre. La fusion des PEG Sud et TIGF, pour créer la TRS (Trading Region South), a réduit le nombre de points d'échange à deux.

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.

Glossaire propre au marché de gros du CO₂

Backloading : gel d'une partie des quotas de la Phase III envisagé par la Commission européenne pour pallier le surplus de quotas du 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.

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 renvoie 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 carbone 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 SEQUE peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

EUA : *European Union Allowance*, quota d'émission européenne qui autorise le détenteur à émettre en gaz à effet de serre l'équivalent d'une tonne de dioxyde de carbone.

EU ETS : voir SEQUE

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 *set aside*

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 SEQUE 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).

SEQUE : le Système 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.

LISTE DE TABLEAUX

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité	13
Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre	13
Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre	14
Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production.....	14
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	14
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	14
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité	15
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz.....	31
Tableau 9 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO ₂	53
Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	53
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux	53

LISTE DE GRAPHIQUES

Graphique 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre	4
Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre	5
Graphique 3 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon au T2 2015	6
Graphique 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France	7
Graphique 5 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	16
Graphique 6 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	16
Graphique 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédiaire et sur la bourse EPEX SPOT	17
Graphique 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	17
Graphique 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	18
Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	18
Graphique 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	19
Graphique 12 : Prix day-ahead base sur EPEX SPOT	20
Graphique 13 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT	20
Graphique 14 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	21
Graphique 15 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne	22
Graphique 16 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe	22
Graphique 17 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	23
Graphique 18 : Consommation française	24
Graphique 19 : Disponibilité du parc nucléaire français	24
Graphique 20 : Taux de production de la filière nucléaire	25
Graphique 21 : Production de la filière charbon	25
Graphique 22 : Production de la filière gaz	26
Graphique 23 : Taux de production hydraulique	26
Graphique 24 : Taux d'utilisation moyen au T2 2015	27
Graphique 25 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)	27
Graphique 26 : Solde exportateur français	28
Graphique 27 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T2 2015	28
Graphique 28 : Indice de concentration HHI – injections T2 2015	29
Graphique 29 : Indice de concentration HHI – soutirages en T2 2015	29
Graphique 30 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe	33
Graphique 31 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	34
Graphique 32 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	34
Graphique 33 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	35
Graphique 34 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	35
Graphique 35 : Différentiel de prix Été/Hiver au PEG Nord	36
Graphique 36 : Prix mondiaux du gaz	37
Graphique 37 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	37
Graphique 38 : Livraisons aux PEG	38
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit	39
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	39
Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	40
Graphique 42 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	40
Graphique 43 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	41
Graphique 44 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	41
Graphique 45 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	42
Graphique 46 : Consommation de gaz en France	43
Graphique 47 : Niveaux des stocks en France	43
Graphique 48 : Emissions des terminaux méthaniers	44
Graphique 49 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)	44
Graphique 50 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)	45
Graphique 51 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)	45
Graphique 52 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	46
Graphique 53 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)	46
Graphique 54 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)	47

Graphique 55 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)	47
Graphique 56 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	48
Graphique 57 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud	48
Graphique 58 : Bilan entrée/sortie de la zone sud	49
Graphique 59 : Utilisation des stockages	49
Graphique 60 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)	50
Graphique 61 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)	50
Graphique 62 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud	51
Graphique 63 : Evolution des prix EUA	54
Graphique 64 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER	54
Graphique 65 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER	55
Graphique 66 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers	55
Graphique 67 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse	56
Graphique 68 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers	56
Graphique 69 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA	57
Graphique 70 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)	57
Graphique 71 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)	59



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France

Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00

www.cre.fr