



Marchés de gros

# Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO<sub>2</sub>

1<sup>er</sup> trimestre 2015

# CONTENU

---

<b>Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>Faits marquants du trimestre .....</b>	<b>4</b>
<b>Marché de gros de l'électricité.....</b>	<b>4</b>
<b>Marché de gros du gaz .....</b>	<b>7</b>
<b>Marché de gros du CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>10</b>
<b>Indicateurs .....</b>	<b>12</b>
<b>Marché de gros de l'électricité.....</b>	<b>12</b>
I. Principales dates.....	12
II. Chiffres clés .....	13
III. Graphiques.....	16
<b>Marché de gros du gaz .....</b>	<b>30</b>
I. Principales dates.....	30
II. Chiffres clés .....	31
III. Graphiques.....	33
<b>Marché de gros du CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>50</b>
I. Principales dates.....	50
II. Chiffres clés .....	50
III. Graphiques.....	51
<b>Glossaire .....</b>	<b>57</b>
<b>Glossaire commun .....</b>	<b>57</b>
<b>Glossaire propre au marché de gros de l'électricité .....</b>	<b>57</b>
<b>Glossaire propre au marché de gros du gaz.....</b>	<b>58</b>
<b>Glossaire propre au marché de gros du CO<sub>2</sub> .....</b>	<b>59</b>
<b>Liste de tableaux .....</b>	<b>61</b>
<b>Liste de graphiques.....</b>	<b>62</b>

# 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 CO<sub>2</sub>.

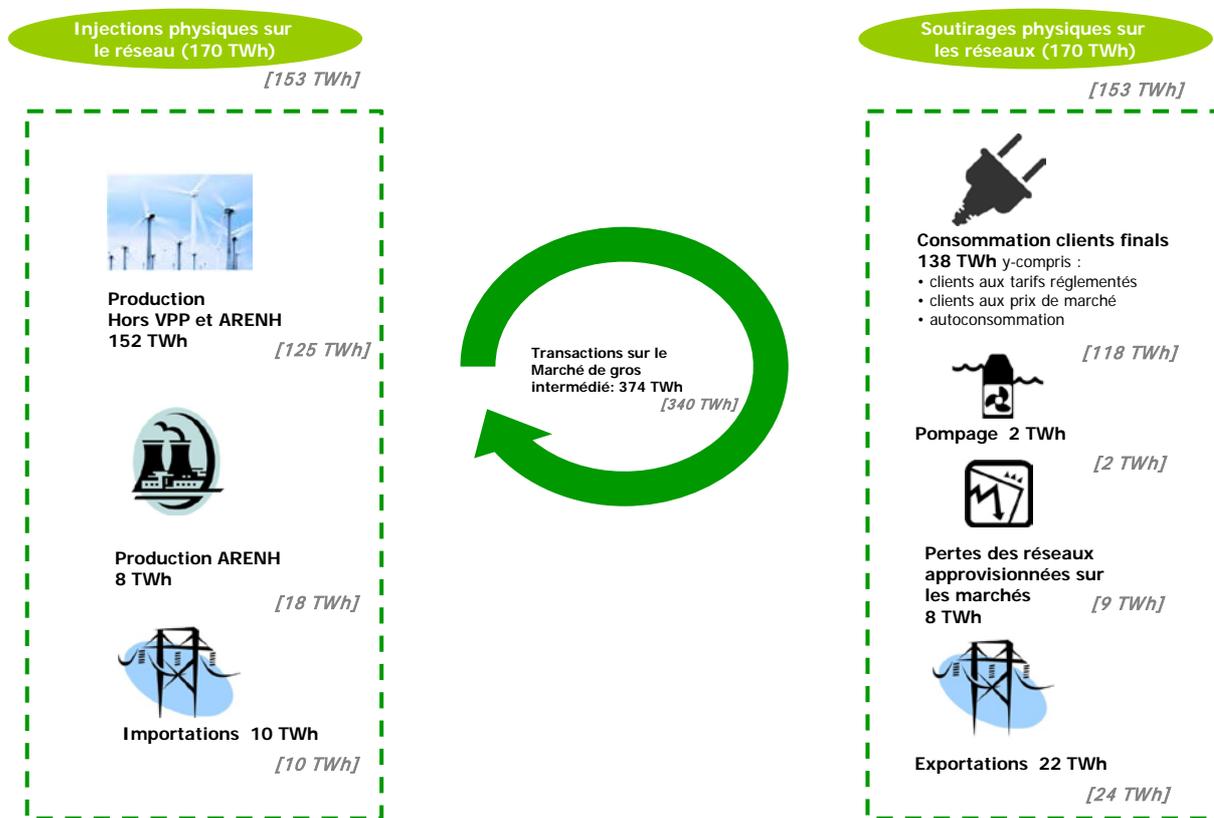
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)). Une version anglaise est également disponible.

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 [T4 2014] et T1 2015

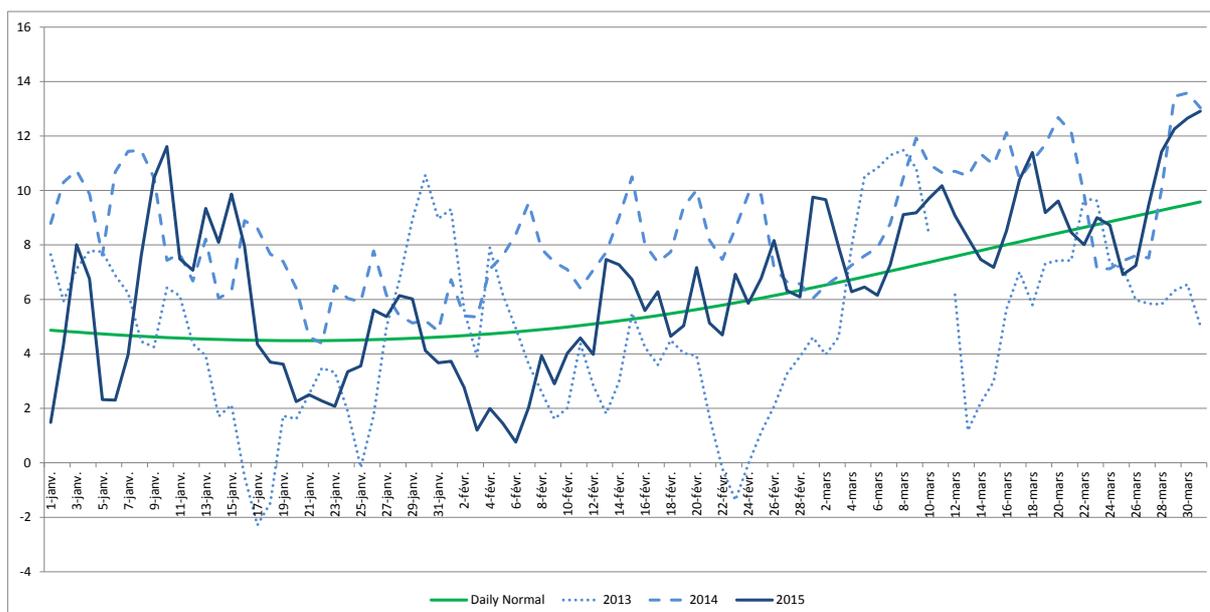
**Les prix sur le marché spot ont évolué à des niveaux relativement élevés au cours du premier trimestre 2015 du fait d'une hausse de la consommation qui a engendré une hausse de la production des filières fossiles par rapport à l'année précédente.**

Au premier trimestre 2015, les prix de marché Day-Ahead et Intra-journalier se sont établis à respectivement 44,9 €/MWh et 46,1 €/MWh en moyenne. Ils sont ainsi à des niveaux relativement élevés en comparaison au T1 2014, où ils évoluaient respectivement à 37,8 €/MWh et 38,3 €/MWh (voir Tableau 2 page 13).

### Un niveau de consommation élevé au T1 2015

Malgré des écarts importants avec les normales de saison sur quelques journées au cours de ce premier trimestre (+10°C le 10/01/2015, - 4°C le 06/02/2015), les températures sont restées, en moyenne, proches des normales de saison, et bien inférieures aux températures observées au cours du premier trimestre 2014. La consommation a donc été soutenue au cours du premier trimestre 2015 et est restée dans la moyenne haute des historiques de consommation (voir Graphique 19).

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

### Une bonne disponibilité du parc nucléaire qui se dégrade cependant en mars

La disponibilité nucléaire du premier trimestre 2015 a été en moyenne 1,5 GW supérieure à celle du premier trimestre 2014. La disponibilité se dégrade pourtant au mois de mars avec des disponibilités historiquement (dep.2009) basses (voir Graphique 20). La production nucléaire a été soutenue durant ce trimestre affichant une progression de 3,5% par rapport au T1 2014 et un taux de production qui atteint 88%.

La filière hydraulique a quant à elle été plus sollicitée en ce début d'année 2015 affichant un taux de production de 36% contre 24% au T4 2014 (voir Graphique 24).

### La production des énergies fossiles augmente au T1 2015

La production des filières charbon et gaz a connu des niveaux historiquement élevés au T1 2015, avec un pic de production en février, et un taux de production moyen qui augmente de 19% par rapport au T1 2014 (voir Graphique 22). On note cependant une forte diminution de la disponibilité de la filière charbon, avec un niveau de disponibilité inférieur à 1 GW sur certaines journées du mois de mars. En effet dans le cadre du grand chantier de modernisation d'EDF « Charbon 2035 », les travaux sur les unités 4 et 5 de Cordemais, d'une puissance de 600 MW chacune, ont commencé au mois de février, avec un retour prévu au T3 2015 pour la première et T1 2016 pour la deuxième.

Dans ce contexte, la filière fioul a donc été plus sollicitée que les années précédentes, ce qui s'est traduit par une augmentation de la production réalisée depuis le début de l'année 2015 (voir Graphique 23).

### Des importations en hausse au cours de l'hiver

Les importations ont également augmenté au cours de ce premier trimestre par rapport au T1 2014, avec une augmentation de 34% des importations en période hors pointe et une augmentation de 22% des importations en période de pointe (voir Graphique 26). Le solde exportateur se porte à 11,8 TWh au T1 2014 soit une baisse de 16% par rapport au trimestre précédent.

### Moins de souscripteurs ARENH et une augmentation de la concentration sur le segment des importations

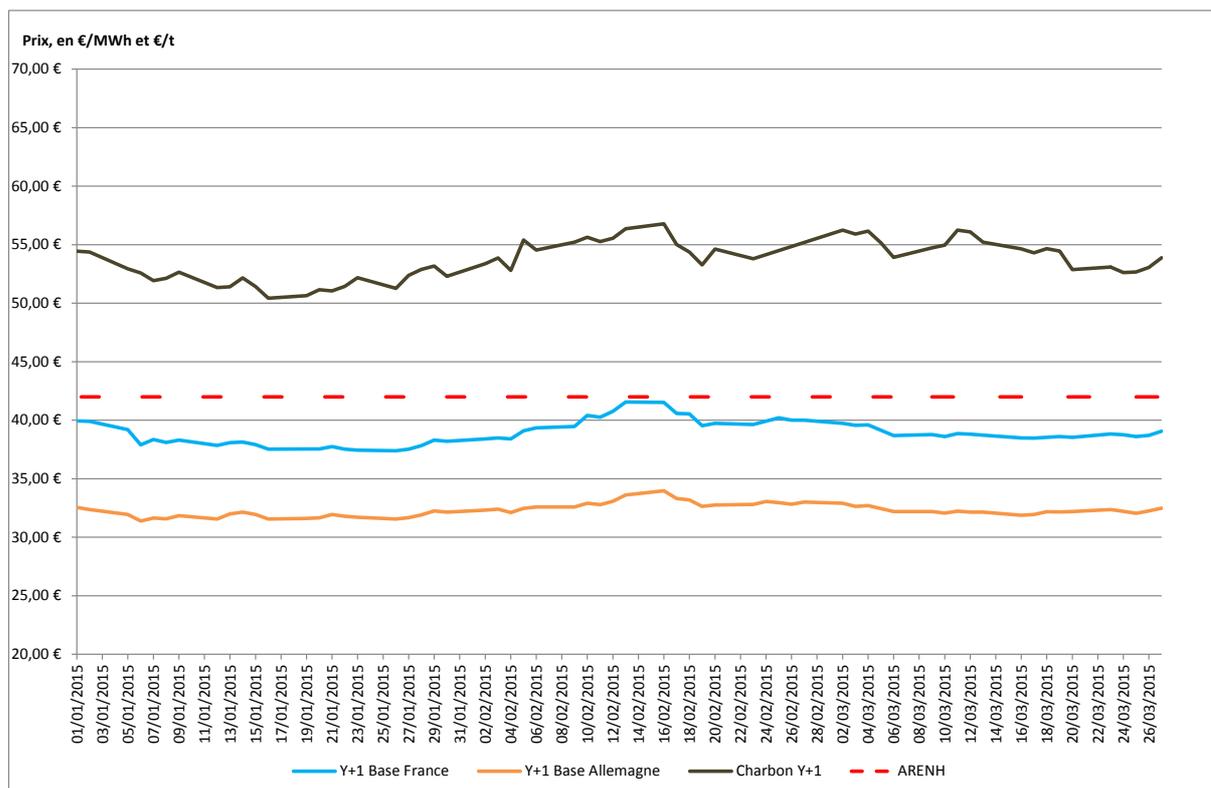
Suite à une diminution des importations de plusieurs acteurs aux frontières, on note une augmentation de l'indice de concentration sur le segment des importations, passant d'un marché moyennement concentré au T4 2014 à un marché concentré au T1 2015 (voir Graphique 29).

Le nombre de souscripteurs à l'ARENH a diminué au T1 2015 dans un contexte de baisse des prix des contrats futurs en électricité<sup>1</sup>.

### Le prix du produit Calendaire Baseload Y+1 a continué de baisser

Après être passé sous la barre de 42 €/MWh correspondant au prix de l'ARENH au trimestre précédent, le prix du produit Calendaire 2016 a continué de baisser. Après avoir atteint 37,55 €/MWh en janvier le prix est remonté et s'est stabilisé autour de 39 €/MWh (voir Graphique 3 ci-dessous).

Graphique 3 : Evolution des prix des produits calendaires allemands et français au T1 2015



Source : EEX – Analyse : CRE

### Les volumes échangés sur les marchés à terme ont poursuivi leur hausse en lien avec une demande élevée et les faibles commandes ARENH pour le premier semestre

Le volume de produits calendaire Y+1 échangés s'est maintenu à un niveau élevé après avoir doublé entre le troisième et quatrième trimestre 2014 dans un contexte de désaffection du mécanisme ARENH au bénéfice des produits à terme (voir Graphique 11 page 19).

Les produits trimestriels ont aussi bénéficié de cette dynamique, avec notamment une forte augmentation (+292 % par rapport au trimestre précédent) du produit Q+3 (voir Graphique 10 page 18).

La demande élevée au cours du premier trimestre 2015 a entraîné une hausse des volumes de produits mensuels échangés (+58 % par rapport au trimestre précédent) (voir Graphique 9 page 18).

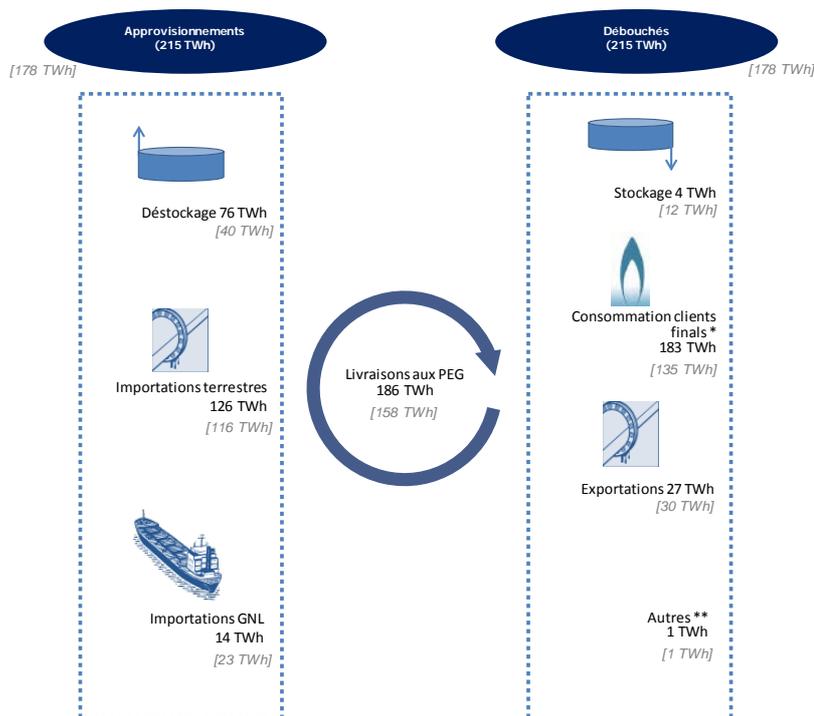
### Les volumes échangés sur le marché infra-journalier français d'EPEX SPOT ont dépassé ceux correspondant aux échanges transfrontaliers au premier trimestre 2015.

Les volumes échangés de France vers France sur le marché infra-journalier d'EPEX SPOT ont dépassé pour la première fois depuis deux ans le volume de transactions transfrontalières, avec 53 % des volumes contre 47 % (voir Graphique 7 page 17).

<sup>1</sup> Voir la lettre d'information de la CRE du 13 mars 2015

# Marché de gros du gaz

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



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T4 2014] et T1 2015

\* Inklus 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...)

## Un approvisionnement confortable des marchés européens grâce à des niveaux de stock élevés et à une disponibilité importante de GNL

Après un début d'hiver relativement doux au 4<sup>ème</sup> trimestre 2014, la baisse des températures a conduit à une progression de la consommation française d'environ 36% au 1<sup>er</sup> trimestre 2015<sup>2</sup> (cf. Graphique 46, page 41). Dans ce contexte de hausse de la demande, les stockages ont joué un rôle important dans l'approvisionnement du système gazier : les soutirages ont représenté 35% des approvisionnements du trimestre, contre seulement 27% durant le 1<sup>er</sup> trimestre 2014 (cf. chiffres clés, page 31). Alors qu'au 4<sup>ème</sup> trimestre 2014 les niveaux de stocks se situaient au niveau le plus élevé depuis 2010<sup>3</sup>, la hausse importante des soutirages aux mois de janvier et février a conduit à des niveaux de stocks plus bas par rapport à l'année dernière vers la fin du trimestre. Les déstockages importants ont permis d'équilibrer la zone sud, tout en gardant une marge sur les capacités disponibles entre le nord et le sud, dans un contexte de hausse de la consommation et de baisse des émissions à Fos (cf. Graphique 49, page 42).

Malgré une disponibilité accrue du GNL pour livraison à court terme, les marchés européens ont privilégié les importations terrestres. En effet, alors que les importations par gazoduc ont augmenté de 8% par rapport au trimestre précédent et de 9% par rapport au 1<sup>er</sup> trimestre 2014, les émissions des terminaux méthaniers ont reculé respectivement de 40% et de 28% (cf. chiffres clés, page 31). La faiblesse des prix du pétrole et l'offre excédentaire sur les marchés de gaz européens, qui s'est traduit

<sup>2</sup> La consommation au 1<sup>er</sup> trimestre 2015 se situe 17% au-dessus des niveaux constatés pour le 1<sup>er</sup> trimestre 2014 du fait notamment de la douceur de l'hiver 2013/2014.

<sup>3</sup> Du fait notamment des approvisionnements confortables en Europe durant l'été 2014, de l'élargissement des obligations de stockage pour les fournisseurs de clients finals et des craintes autour de la situation en Ukraine.

par des prix de gros relativement faibles, a incité les acteurs à réduire les importations de court terme et à utiliser davantage la flexibilité de leurs contrats long-terme.

Si les exportations françaises ont diminué de 12% par rapport au trimestre précédent, elles sont en hausse de 43% par rapport aux niveaux constatés au 1<sup>er</sup> trimestre 2014. Cette augmentation d'année en année s'explique principalement par la hausse, depuis le 3<sup>ème</sup> trimestre 2014, des flux sortants à l'interconnexion d'Oltingue (frontière France-Suisse) à destination du marché italien. Les flux vers l'Espagne ont quant à eux diminué par rapport au trimestre précédent mais restent stables par rapport au 1<sup>er</sup> trimestre 2014.

### **Des prix de gros toujours bas et influencés par la faiblesse des cours du pétrole**

Dans un contexte d'offre abondante et de forte chute des prix du pétrole, les prix spot dans les différents marchés européens ont poursuivi en janvier 2015 la tendance baissière entamée depuis les derniers mois de 2014 (cf. Graphique 31, page 33). Cette tendance a été inversée au mois de février sous l'effet des températures hivernales, les prix passant d'environ 20 à 24 €/MWh. Finalement, le retour des températures plus douces et la hausse importante des importations russes au mois de mars ont stabilisé les prix européens autour de 22 €/MWh jusqu'à la fin du trimestre. Les prix dans les différents marchés ont été globalement bien connectés tout au long du trimestre. Cependant, un épisode de déconnexion a été constaté entre les PEG Nord et les hubs européens de référence entre le 5 et le 10 février 2015, l'écart entre le PEG Nord et le TTF atteignant environ 3,2 €/MWh le 9 février. Cette déconnexion est apparue dans un contexte de maintenance à Taisnières H (frontière entre la France et la Belgique) qui a limité jusqu'à 28% les capacités fermes en entrée pour les journées gazières du 8 au 10 février (cf. Graphique 52, page 44). La baisse des importations depuis la Belgique a été compensée par une hausse des flux à la frontière allemande (Obergaibach) et par une baisse des exportations vers la Suisse à Oltingue.

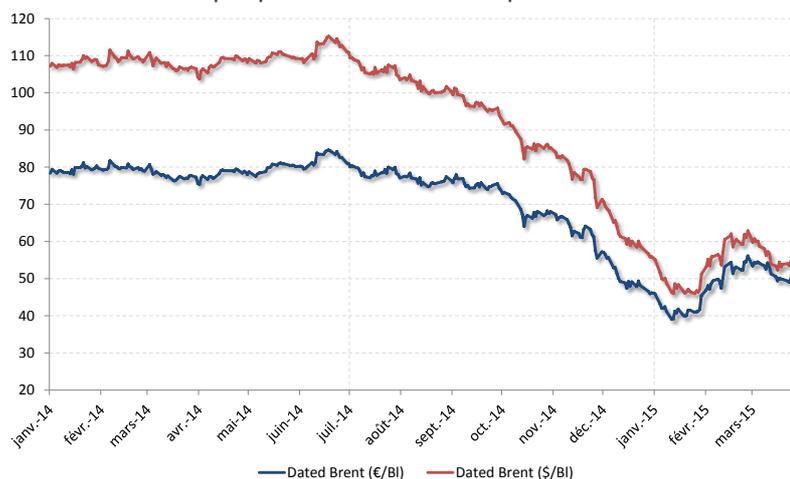
Dans la continuité du trimestre précédent, le spread Nord/Sud est resté très faible et s'est situé en moyenne à 0,6 €/MWh. Pour le deuxième trimestre consécutif, l'utilisation de la liaison Nord/Sud dans le sens nord vers sud a été inférieure à 90%<sup>4</sup>. Cette marge sur les capacités nord vers sud apparaît alors que sa disponibilité a été moindre comparée au 1<sup>er</sup> trimestre 2014. Malgré une consommation plus importante et une baisse des émissions de Fos, les stockages en zone sud ont permis de maintenir les prix du Sud proches de ceux du Nord.

Sur les marchés internationaux, les prix asiatiques restent très bas et passent en-dessous des prix européens au mois de février. La demande de gaz limitée dans ce marché et la faiblesse des prix du pétrole ont provoqué une baisse importante des cargaisons spot de GNL à destination de l'Asie.

Les prix sur les marchés à terme ont reculé au 1<sup>er</sup> trimestre 2015. Outre les facteurs baissiers des fondamentaux de court terme, l'ensemble de la courbe à terme du gaz reste affectée par les prix très bas du pétrole (cf. Graphique 5 ci-dessous). Ces derniers continuent à être globalement influencés, côté fondamentaux, par la situation d'offre abondante résultant de la hausse de production non conventionnelle aux Etats-Unis, la production toujours élevée de l'OPEP, une demande faiblissante et des perspectives économiques négatives dans des pays comme la Chine. Des facteurs d'incertitude liés au contexte géopolitique incertain au Moyen-Orient et en Ukraine ont accentué la volatilité des prix au cours du trimestre. Malgré le recul de l'euro face au dollar, le cours du Brent a atteint près de 39 €/bl mi-janvier. Les prix ont ensuite remonté dans la première partie du mois de février dans un mouvement de correction déclenché par des signaux indiquant une baisse de la production américaine et par l'inquiétude autour de la situation en Lybie. Les prix se sont ensuite stabilisés dans la fourchette 50-55 €/bl entre fin février et la fin du trimestre. Dans ce contexte, l'écart entre les prix du pétrole et ceux du gaz atteint le plus bas niveau depuis le 2<sup>ème</sup> trimestre 2009 (cf. Graphique 37, page 36).

<sup>4</sup> 85% au T1 2015 et 77% au T4 2014. Le niveau d'utilisation des capacités nord vers sud était supérieur à 90% depuis T2 2013.

Graphique 5 : Evolution des prix du Brent



Source : Reuters

Les prix à terme européens ont également réagi aux différentes informations concernant la situation en Ukraine et le transit du gaz russe vers l'Europe de l'ouest, ainsi qu'aux annonces de potentielles réductions de la production néerlandaise entre fin 2014 et début 2015. Le gouvernement néerlandais a entrepris des mesures limitant la production du champ gazier situé dans la région de Groningue à cause de potentiels problèmes sismiques liés à son exploitation. Ces craintes se sont accentuées mi-mars suite à une demande auprès du Conseil d'Etat des Pays-Bas d'une audition pour déterminer si la production du champ gazier devait être totalement arrêtée. Le facteur ukrainien a quant à lui entraîné une volatilité des prix à terme vers la fin du trimestre en raison de la fin de l'accord entre Naftogaz et Gazprom pour l'approvisionnement de ce pays durant la saison hivernale.

#### Une baisse d'activité sur les marchés à terme intermédiés en France

Les livraisons aux PEG, et notamment celles du PEG Nord, ont augmenté par rapport au trimestre précédent et d'année en année (cf. chiffres clés, page 31). En revanche, les échanges sur les marchés intermédiés ont diminué pour se situer à des niveaux proches de ceux du 1<sup>er</sup> trimestre 2014. La progression constatée d'année en année sur des échanges spot (+13%) a été contrebalancée par une baisse d'activité sur le segment à terme, notamment via des courtiers et sur des produits de type mensuel et saisonnier.

Le développement du marché spot en France à partir du 4<sup>ème</sup> trimestre 2014 a été particulièrement marqué au PEG Nord. Il peut être attribué en partie à la hausse des échanges sur la bourse et en particulier à l'introduction de nouveaux produits sur d'autres places de marchés adjacentes ainsi que des produits spread associés.

# Marché de gros du CO<sub>2</sub>

---

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

Dans le cadre de la mesure de *backloading*, 900 millions de quotas sont retirés du marché européen du carbone entre 2014 et 2016. Ainsi, 400 millions de quotas ont été retirés des enchères en 2014. En 2015, 300 millions de quotas ne seront pas proposés aux enchères. Au premier semestre 2015, la proposition de réserve de stabilité de marché (*market stability reserve*) de la Commission européenne a été discutée au Parlement et au Conseil européens. La commission ENVI a voté en faveur d'une telle mesure au mois de février et deux trilogues formels ont eu lieu en avril et en mai. 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. Les quotas seront alors progressivement mis dans la réserve chaque mois tant que l'excédent des quotas en circulation est supérieur à la limite de 833 millions de quotas. La prochaine étape est le vote formel de la mesure par les deux instances européennes avant fin juillet. Dans ce cadre, la révision de la directive EU ETS est également en cours.

### Enchères de quotas

Au premier 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 ont augmenté au cours du premier trimestre 2015

Au cours du premier trimestre 2015, le prix moyen spot du produit EUA a affiché une hausse de 6% par rapport au dernier trimestre 2014 (à 7,0 €/tCO<sub>2</sub>) (voir Tableau 10, page 50). Le prix EUA a passé la barre des 7 €/tCO<sub>2</sub> pour la première fois depuis un an. Cette hausse est notamment liée au retrait de quotas dans le cadre de la mesure du *backloading* et aux discussions quant à la mise en place de la réserve de stabilité de marché.

Lors de l'échéance de conformité de mai 2015, le calcul des émissions vérifiées des acteurs assujettis au marché EU ETS (environ 1 800 millions de tonnes de quotas) montre une fois de plus une surévaluation de la distribution de quotas pour l'année 2014, dans un contexte de baisse des émissions de l'ordre de 4,5%.

### Des volumes EUA stables

Au cours du premier trimestre, les volumes EUA échangés (2 051 Mt) ont très peu baissé par rapport au trimestre précédent (-1%) mais ont chuté par rapport au premier trimestre 2014 (-38%). Les volumes EUA échangés sur bourses et brokers ont respectivement augmenté de 1% et baissé de 8% (voir Tableau 9, page 50). Les bourses et brokers représentent respectivement 84% et 16% des volumes EUA échangés au premier trimestre 2015.

Au premier trimestre, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent de nouveau essentiellement sur le marché à terme, avec cependant une augmentation de 81% des volumes sur le marché spot, lié aux annonces institutionnelles sur la réserve de stabilité de marché, et une baisse de 10% sur les marchés à terme. Environ 205 Mt ont été échangés sur le marché spot EUA (contre 113 Mt au quatrième trimestre 2014), 1 141 Mt pour les produits Déc. 2015 et 154 Mt pour les produits Déc. 2016 (voir Tableau 9, page 50).

### Les clean spread spot sont en hausse au premier trimestre

Au cours du premier trimestre, les clean dark et spark spread ont augmenté par rapport au trimestre précédent, dans un contexte de hausse du prix de l'électricité, de baisse du prix du charbon et de

baisse des prix du gaz. Le clean spark spread spot sur la base est en moyenne à -6,2 €/MWh tandis que le clean dark spread spot sur la base est en moyenne à +15 €/MWh (voir Tableau 11, page 50).

**Le clean dark spread (Y+1) baisse au premier trimestre tandis que le clean spark spread (Y+1) est en légère hausse**

Au cours du premier trimestre 2015, le clean dark spread (Y+1) baisse en moyenne de 18 % dans un contexte de baisse des prix du produit électricité Cal' 2016 et de hausse du prix futur EUA. Le clean spark spread (Y+1) augmente de 5% dans un contexte de baisse des prix à terme du gaz et des indices pétroliers en baisse (voir Tableau 11, page 50).

# 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 VPP<sup>5</sup>
- **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](http://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.

---

<sup>5</sup> [http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE\\_Fin\\_VPP\\_301111.pdf](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		Variation annuelle	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>Injections, en TWh</b>									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	134	103	104	125	152	22%	27,20	13%	17,87
ARENH, en TWh	19	18	17	18	8	-54%	-9,51	-57%	-10,71
VPP, en TWh	0,8	0,8	0,7	0,7	0,3	-55%	-0,40	-60%	-0,49
Imports, en TWh	8	6	4	10	10	-4%	-0,36	28%	2,12
<b>Soutirages, en TWh</b>									
Consommation clients finals, en TWh	127	97	92	118	138	17%	20,49	8%	10,81
Pompage, en TWh	2,1	1,9	1,9	2,0	1,7	-16%	-0,32	-18%	-0,38
Exports, en TWh	22	22	25	24	22	-11%	-2,74	-1%	-0,21
Pertes, en TWh	10	6	6	9	8	-6%	-0,52	-16%	-1,51

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>Prix de marché Spot</b>									
Prix Intraday France, en €/MWh	38,3	32,3	28,6	40,8	46,1	13%	5,35	20%	7,83
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	37,8	31,5	28,4	40,9	44,9	10%	4,01	19%	7,15
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	49,1	38,8	35,9	51,5	52,7	2%	1,17	7%	3,53
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	4,3	0,2	-3,1	6,1	12,8	1111%	6,73	200%	8,54
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	5,8	1,6	-1,8	5,8	11,7	103%	5,92	101%	5,86
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	53%	85%	87%	46%	13%	-72%	-0,33	-75%	-0,40
<b>Prix de marché à terme</b>									
Prix M+1 France, en €/MWh	45,9	29,2	36,4	48,5	41,5	-15%	-7,03	-10%	-4,44
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	10,8	-1,3	3,5	13,0	9,1	-30%	-3,87	-15%	-1,66
Prix Q+1 France, en €/MWh	33,6	32,3	49,7	52,4	32,5	-38%	-19,97	-4%	-1,18
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	1,7	-0,4	13,0	16,0	2,0	-88%	-14,06	16%	0,27
Prix Y+1 France, en €/MWh	42,8	41,9	42,7	42,5	38,8	-9%	-3,70	-9%	-4,02
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	6,7	7,5	7,5	7,9	6,5	-17%	-1,38	-3%	-0,19
<b>Ratios Y+1 Pointe/Base</b>									
France	1,31	1,25	1,22	1,24	1,23	-1%	-0,01	-6%	-0,07
Allemagne	1,29	1,27	1,25	1,25	1,27	2%	0,02	-1%	-0,02

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

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2015 / T4 2014		Variation annuelle T1 2015 / T1 2014	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>NEB</b>									
Volumes NEB, en TWh	88,6	76,0	80,4	94,0	114,8	22%	20,88	30%	26,29
Ratio NEB/Consommation française	69%	78%	87%	80%	83%	-	3,3%	-	13,6%
<b>Marché Spot</b>	<b>25,02</b>	<b>24,10</b>	<b>24,73</b>	<b>32,60</b>	<b>37,30</b>	<b>14%</b>	<b>4,70</b>	<b>49%</b>	<b>12,28</b>
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,39	1,35	0,88	1,59	1,33	-16%	-0,26	-5%	-0,06
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	67%	83%	75%	67%	47%	-29%	-0,19	-29%	-0,19
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	15,8	15,7	16,9	19,4	24,0	23%	4,56	52%	8,19
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	7,84	7,03	6,97	11,59	11,99	3%	0,40	53%	4,15
<b>Marché à terme</b>									
<b>Volumes, en TWh</b>	<b>214,8</b>	<b>158,4</b>	<b>182,3</b>	<b>308,1</b>	<b>337,6</b>	<b>10%</b>	<b>29,5</b>	<b>57%</b>	<b>122,77</b>
Part de marché Brokers	96,3%	92,5%	90,9%	84,9%	81,8%	-	-3,1%	-	-14,5%
Part de marché EEX	3,7%	7,5%	9,1%	15,1%	18,2%	-	3,1%	-	14,5%
<b>Nombre de Transactions</b>	<b>26 089</b>	<b>13 804</b>	<b>19 019</b>	<b>30 158</b>	<b>33 656</b>	<b>12%</b>	<b>3 498</b>	<b>29%</b>	<b>7 567</b>
Part de marché Brokers	96,9%	94,8%	93,1%	89,6%	87,8%	-	-1,8%	-	-9,1%
Part de marché EEX	3,1%	5,2%	6,9%	10,4%	12,2%	-	1,8%	-	9,1%
<b>Produit Y+1</b>									
Volumes, en TWh	39,6	43,0	46,5	84,2	90,5	7%	6,27	128%	50,88
Nombre de Transactions	747	866	882	1644	1836	12%	192	146%	1089
<b>Produit Q+1</b>									
Volumes, en TWh	12,4	14,9	26,2	42,7	26,3	-38%	-16,39	112%	13,90
Nombre de Transactions	795	964	1806	3360	1673	-50%	-1687	110%	878
<b>Produit M+1</b>									
Volumes, en TWh	44,2	20,1	26,3	32,0	57,7	80%	25,64	31%	13,51
Nombre de Transactions	5360	2368	3734	5005	8571	71%	3566	60%	3211

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2015 / T4 2014		Variation Annuelle T1 2015 / T1 2014	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
<b>Parc nucléaire</b>									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	85	77	68	76	88	16%	-12	4%	3
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	86,4	72,2	76	82	89	9%	-7	3%	-2,6
<b>Production hydraulique</b>									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	36,4	32	28,2	24	36	50%	-12	-1%	0,4

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2015 / T4 2014		Variation Annuelle T1 2015 / T1 2014	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
<b>Importations (TWh)</b>	<b>7,5</b>	<b>5,6</b>	<b>4,1</b>	<b>9,9</b>	<b>9,7</b>	<b>-2%</b>	<b>-0,21</b>	<b>30%</b>	<b>2,20</b>
Importations pointe (TWh)	3,1	2,7	2,0	4,0	3,8	-6%	-0,25	22%	0,69
Importations hors-pointe (TWh)	4,4	2,9	2,1	5,9	5,9	1%	0,04	34%	1,51
<b>Exportations (TWh)</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>24,8</b>	<b>24,0</b>	<b>21,5</b>	<b>-11%</b>	<b>-2,53</b>	<b>0%</b>	<b>0,03</b>
Exportations pointe (TWh)	7,7	7,7	8,8	8,7	7,9	-9%	-0,79	3%	0,19
Exportations hors-pointe (TWh)	13,7	13,8	15,9	15,3	13,6	-11%	-1,74	-1%	-0,17
<b>Solde exportateur (TWh)</b>	<b>14,0</b>	<b>15,8</b>	<b>20,7</b>	<b>14,2</b>	<b>11,8</b>	<b>-16%</b>	<b>-2,32</b>	<b>-16%</b>	<b>-2,18</b>

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2015 / T4 2014		Variation Annuelle T1 2015 / T1 2014	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
<b>Responsables d'équilibre</b>									
Producteurs d'électricité actifs	16	19	19	18	17	-6%	-1	6%	1
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	9	8	7	7	5	-29%	-2	-44%	-4
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	19	19	20	20	14	-30%	-6	-26%	-5
Fournisseurs de clients finals	24	24	25	24	24	0%	0	0%	0
Actifs à l'import/export	87	88	79	83	75	-10%	-8	-14%	-12
Actifs à l'échange de blocs	99	100	99	103	100	-3%	-3	1%	1

Sources : RTE ; Analyse : CRE

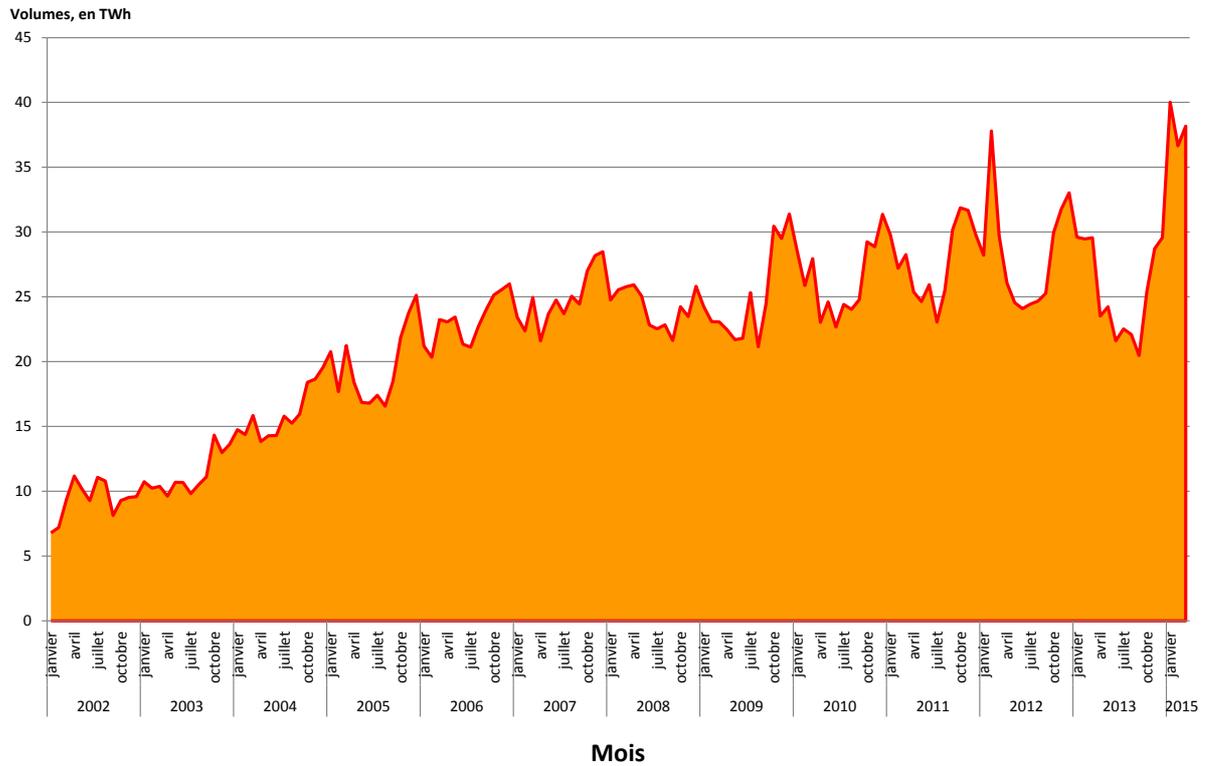
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T1 2014		T4 2014		T1 2015	
				<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>
<b>Livraisons</b>						
OTC - achats de blocs	295	590	285	642	347	719
OTC - ventes de blocs	366	609	350	608	402	733
EPEX - achats	408	416	334	374	451	435
EPEX - ventes	469	937	397	1126	489	1731
<b>Injections</b>						
Production	5703	8890	3436	8645	4189	8483
VPP	3053		3999		4778	
ARENH	1631		1751		1577	
Importations	2213	1915	1795	1597	3154	2630
<b>Soustractions</b>						
Consommation clients finals	1800	6910	1820	6710	1944	6824
Pertes	1400	1232	1321	1177	1898	1596
Exportations	980	1179	729	844	1330	1237

Sources : RTE ; Analyse : CRE

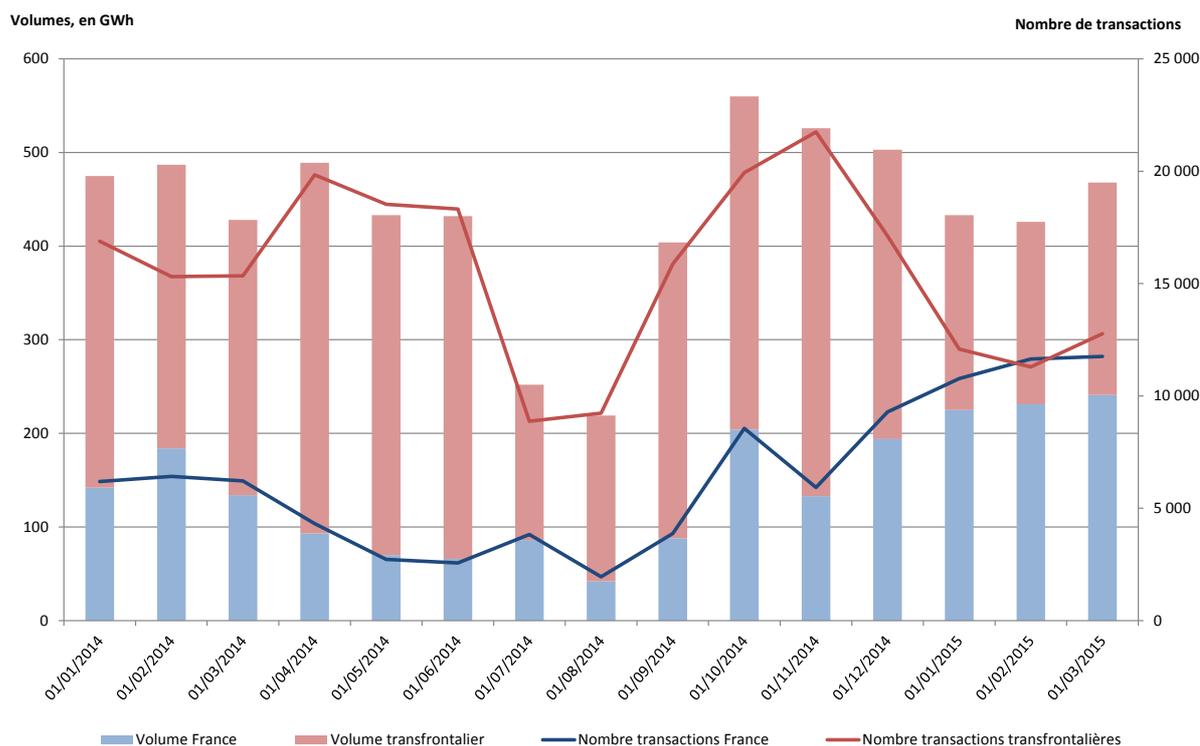
### III. Graphiques

Graphique 6 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



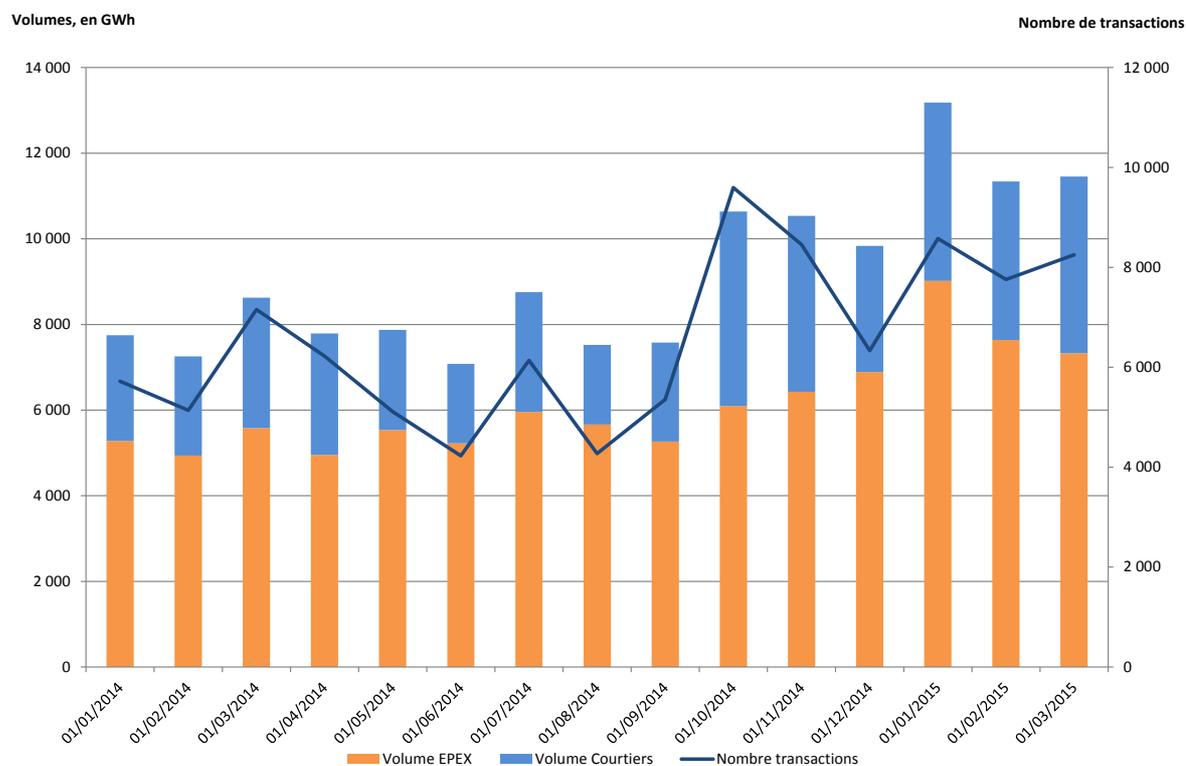
Sources : RTE ; Analyse : CRE

Graphique 7 : Volumes et nombre de transactions en infra-journalier sur le marché EPEX SPOT –sommes mensuelles–



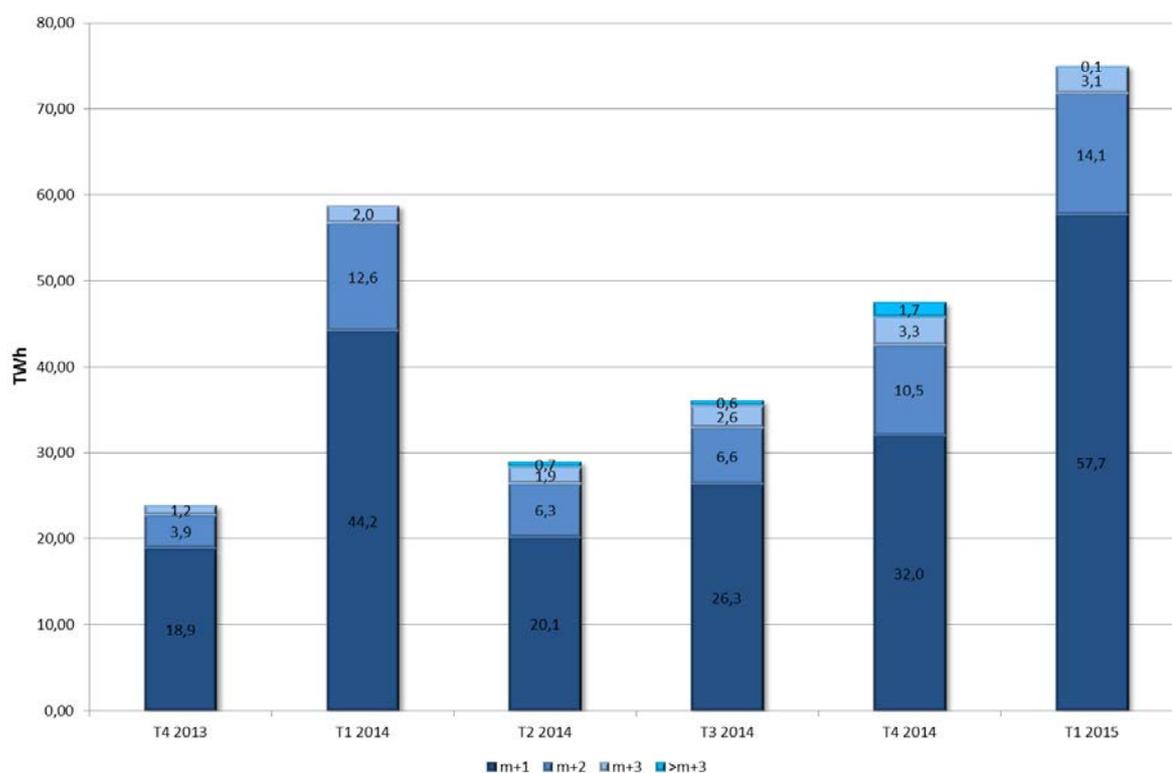
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

Graphique 8 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



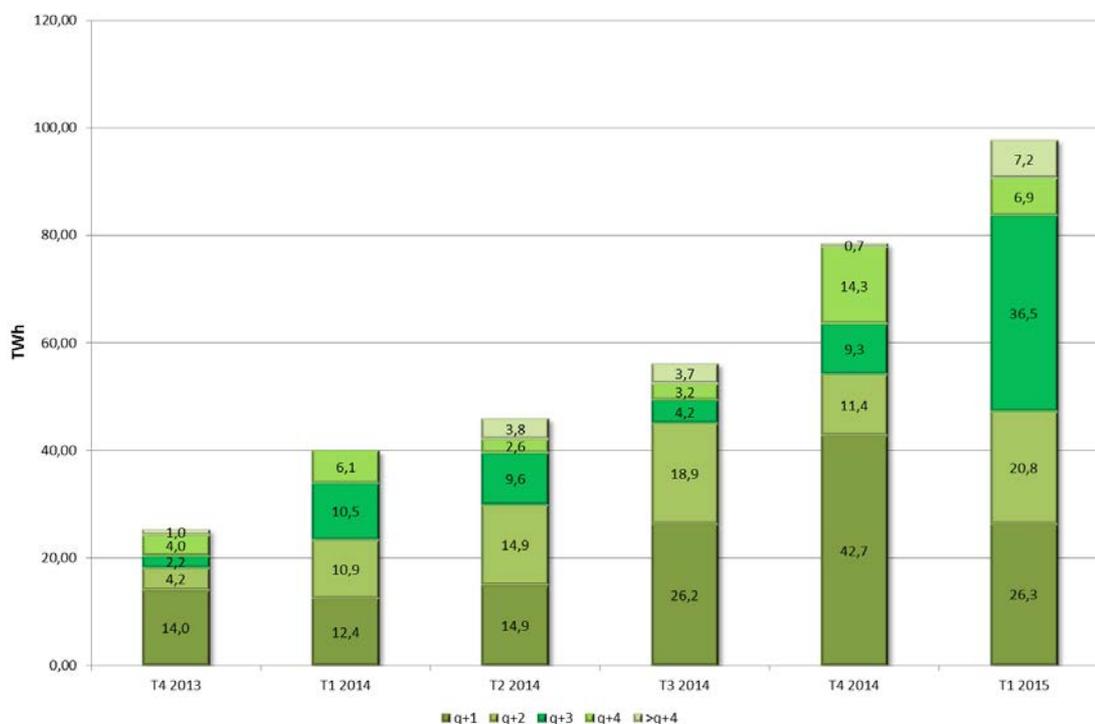
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

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



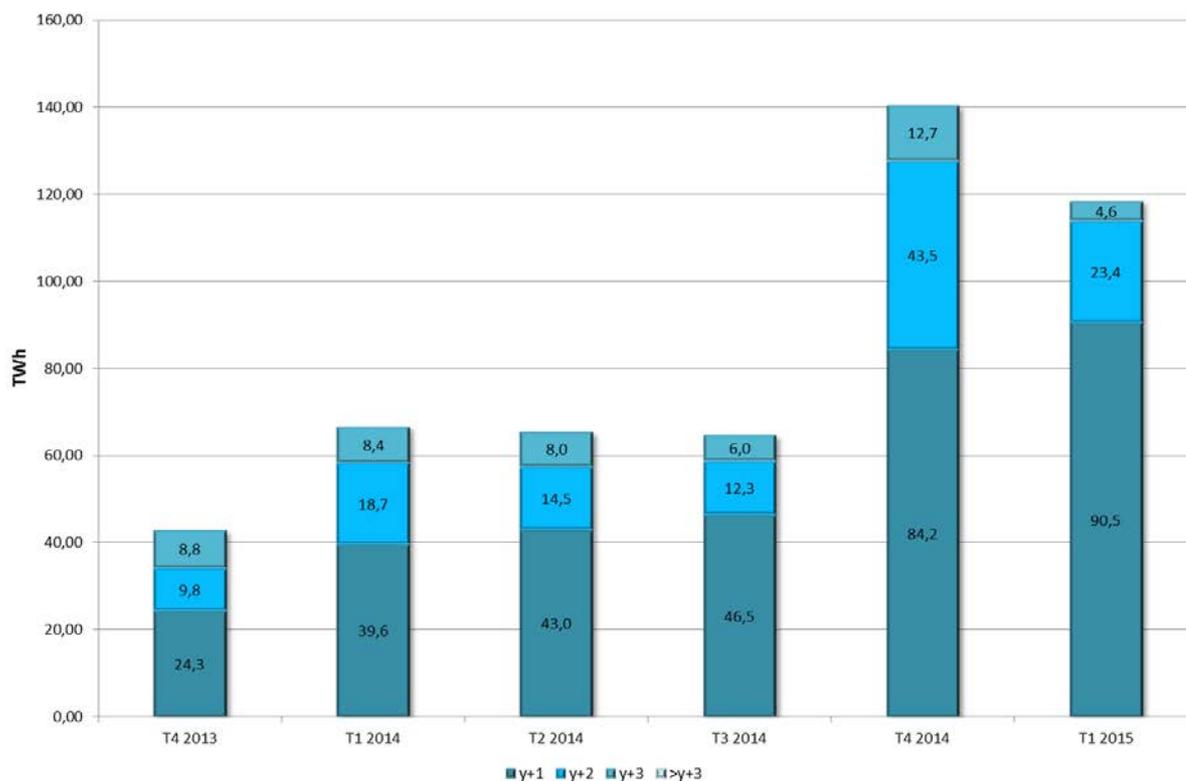
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



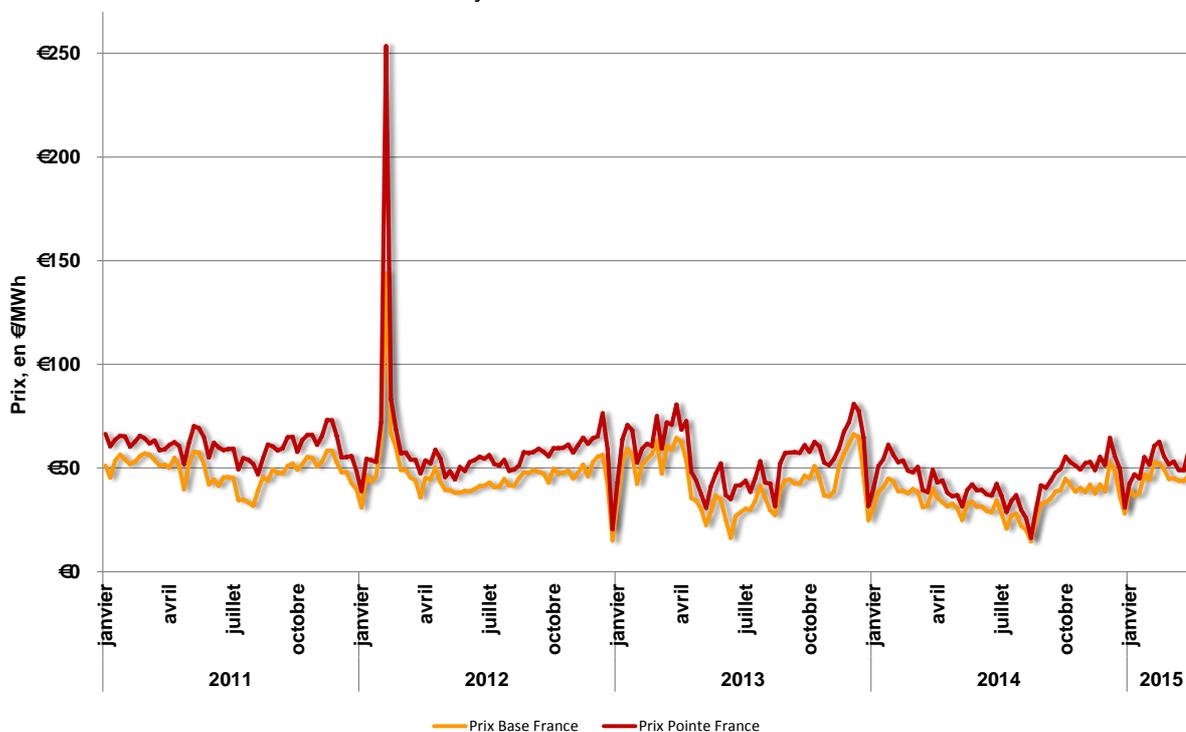
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 11 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire  
– produits calendaires –



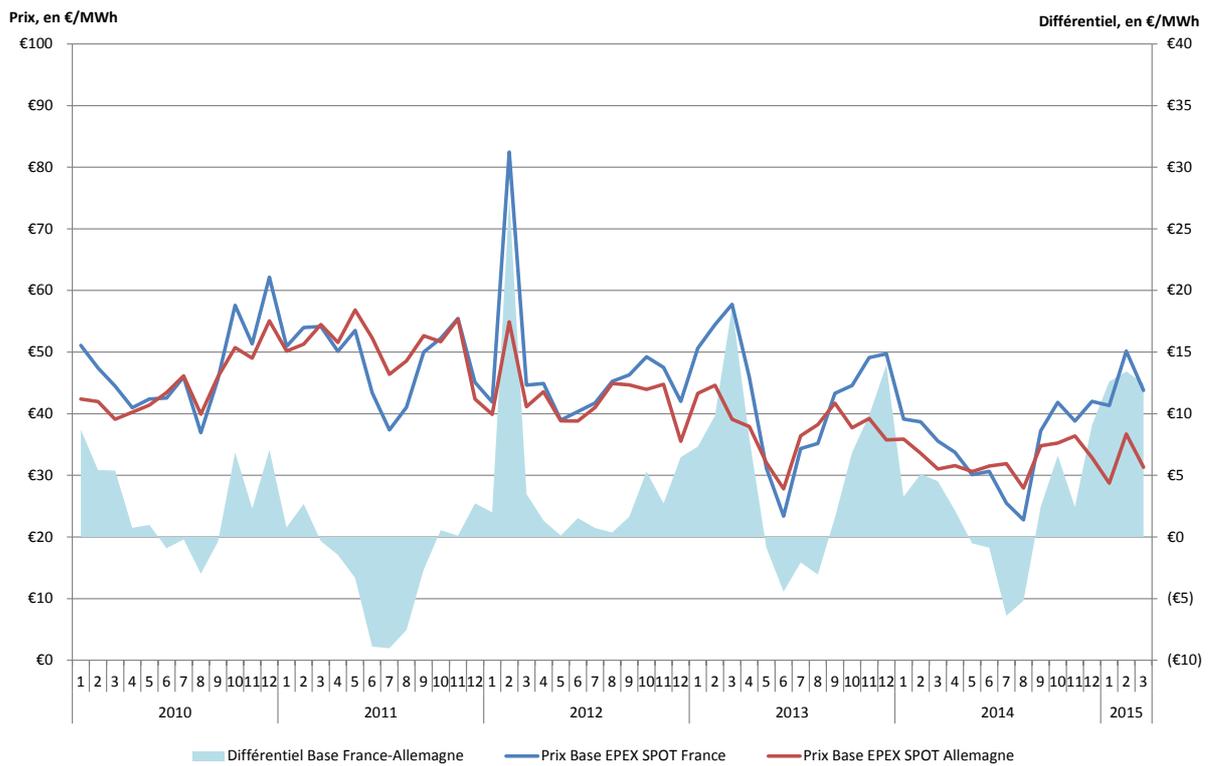
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 12 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT  
– moyennes hebdomadaires –



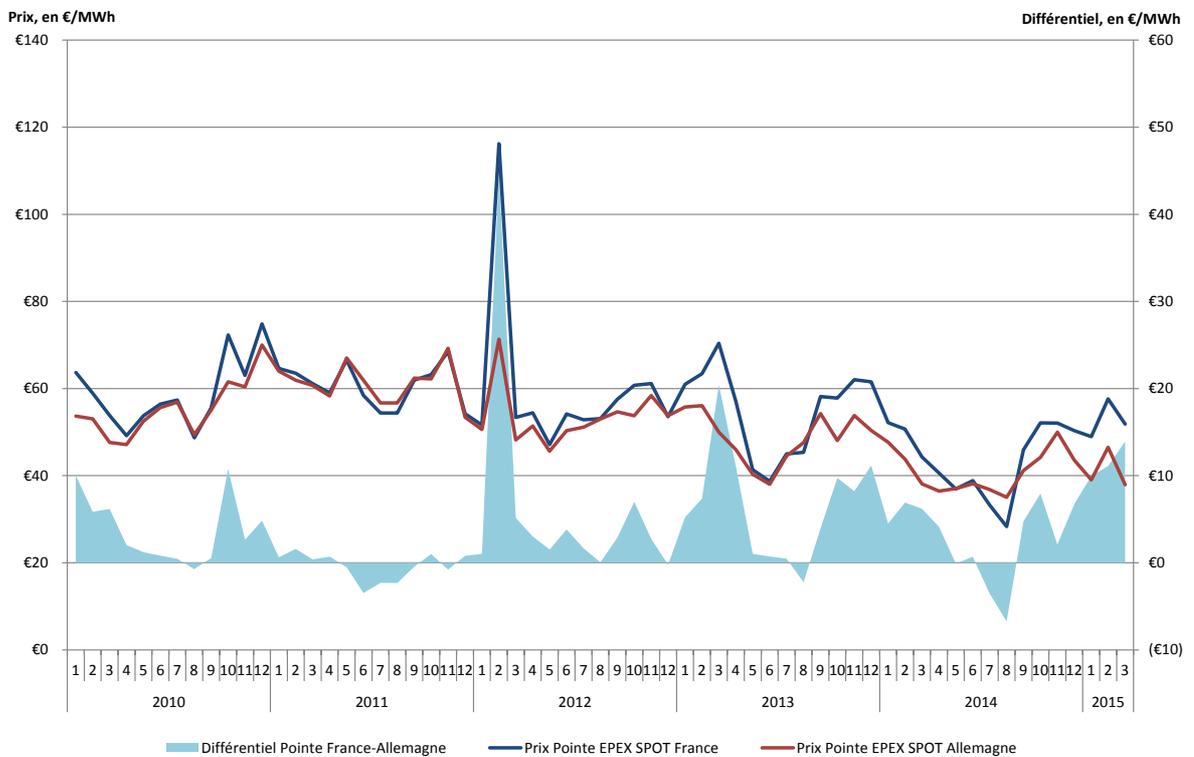
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE  
Extrêmes horaires : 1938,50 €/MWh le 9 février 2012 ; -200 €/MWh le 16 juin 2013

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



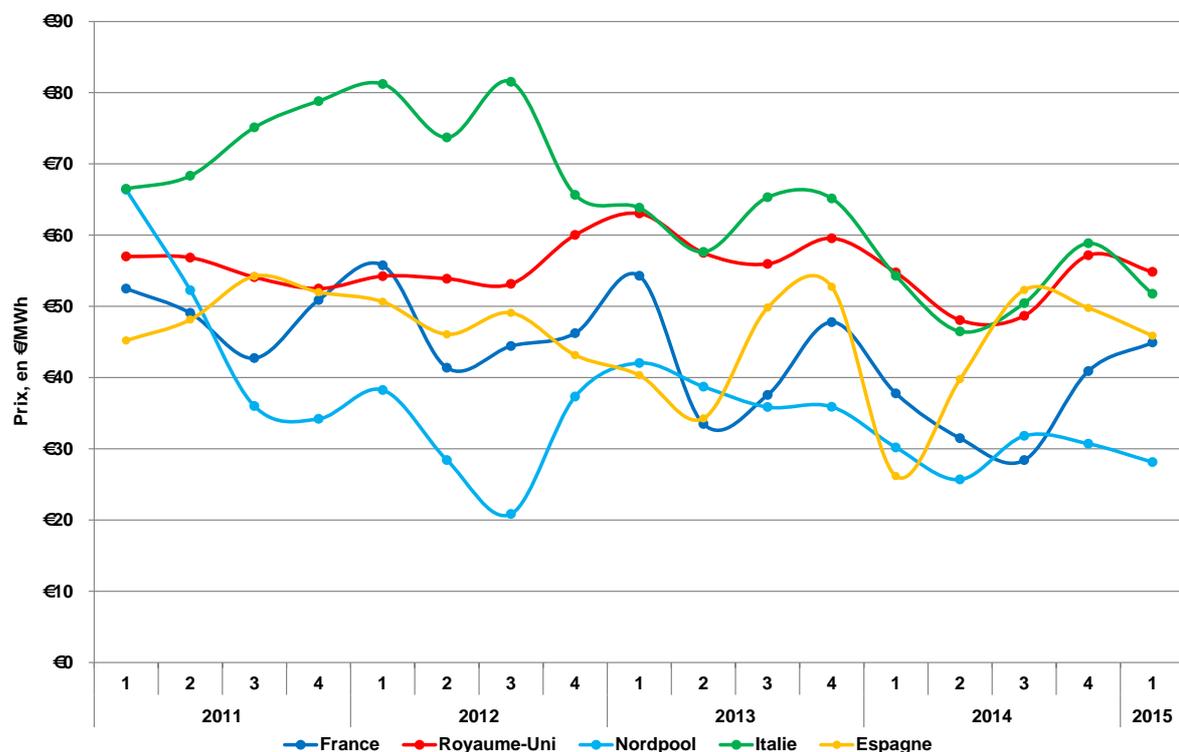
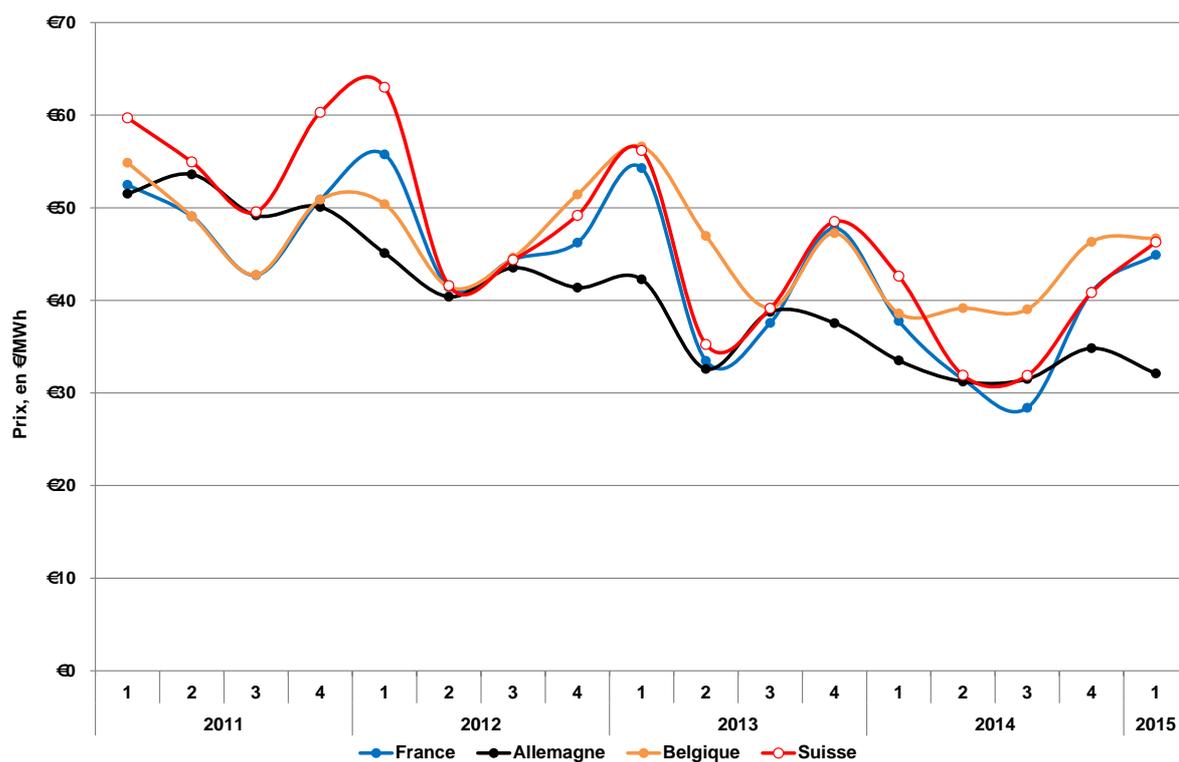
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 14 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT  
– moyennes mensuelles –



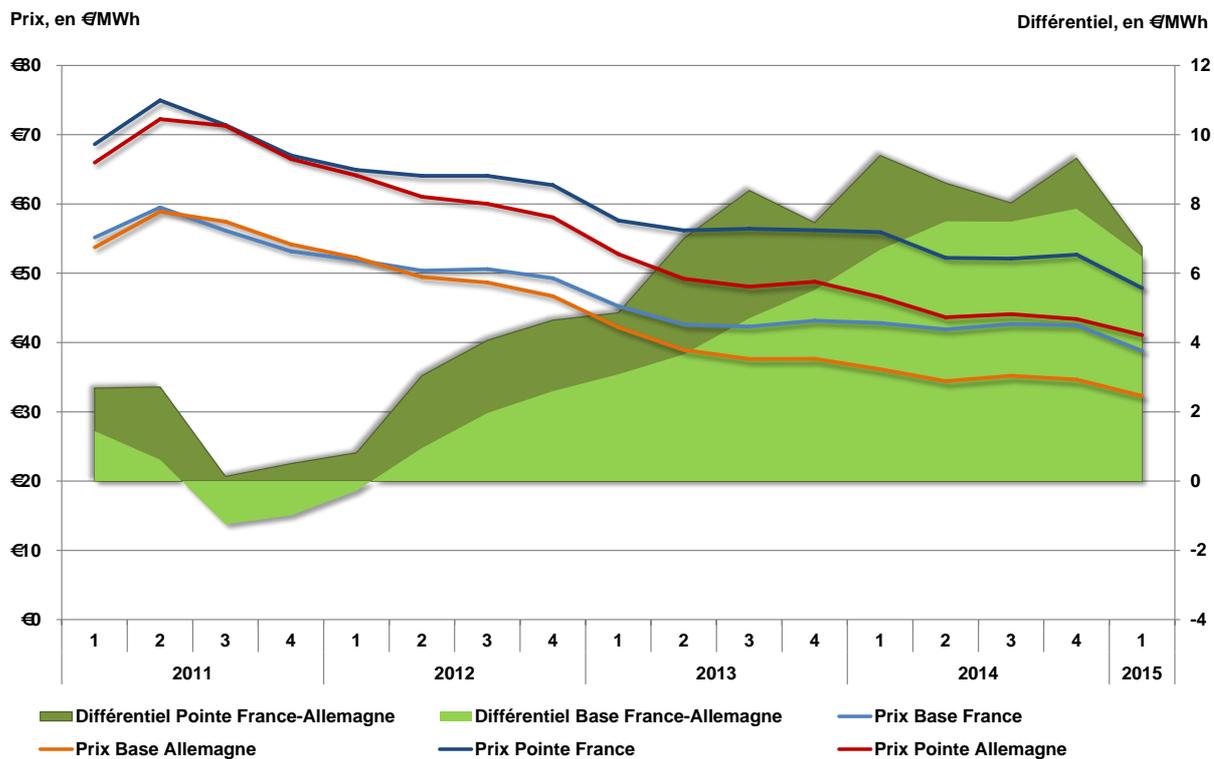
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 15 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens  
 – moyennes trimestrielles –



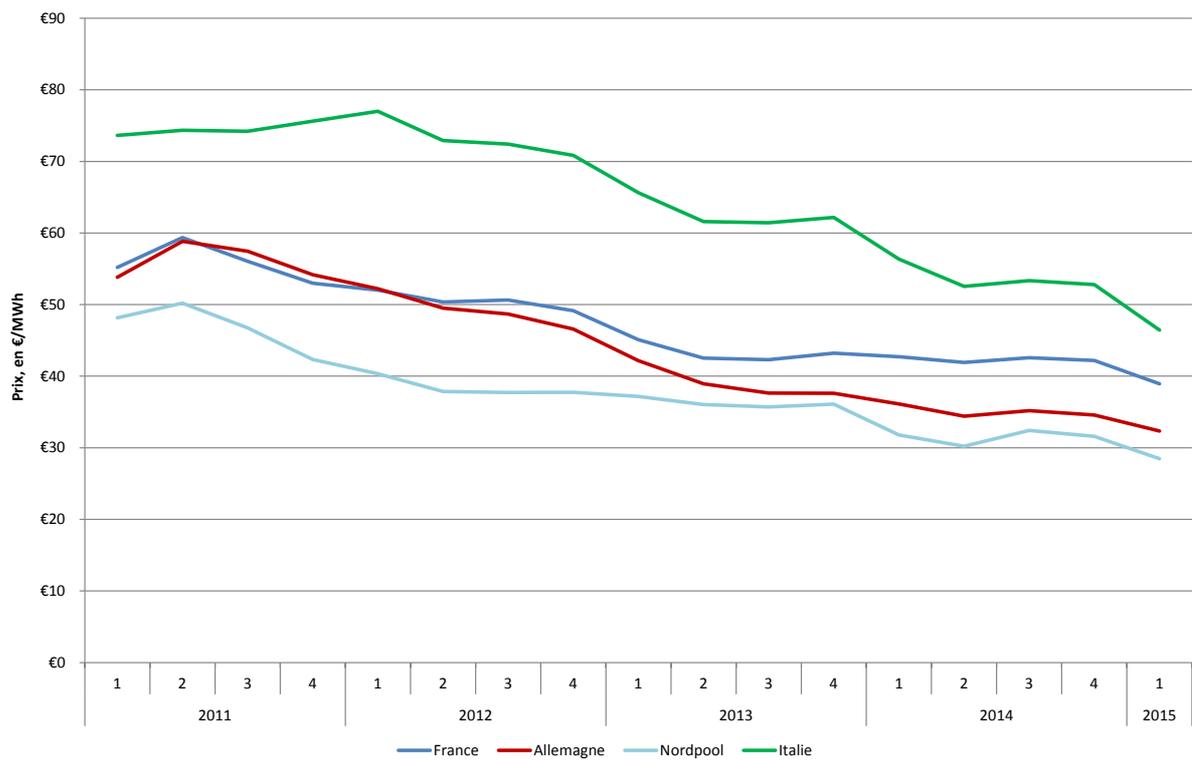
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

Graphique 16 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne  
 – moyennes trimestrielles –



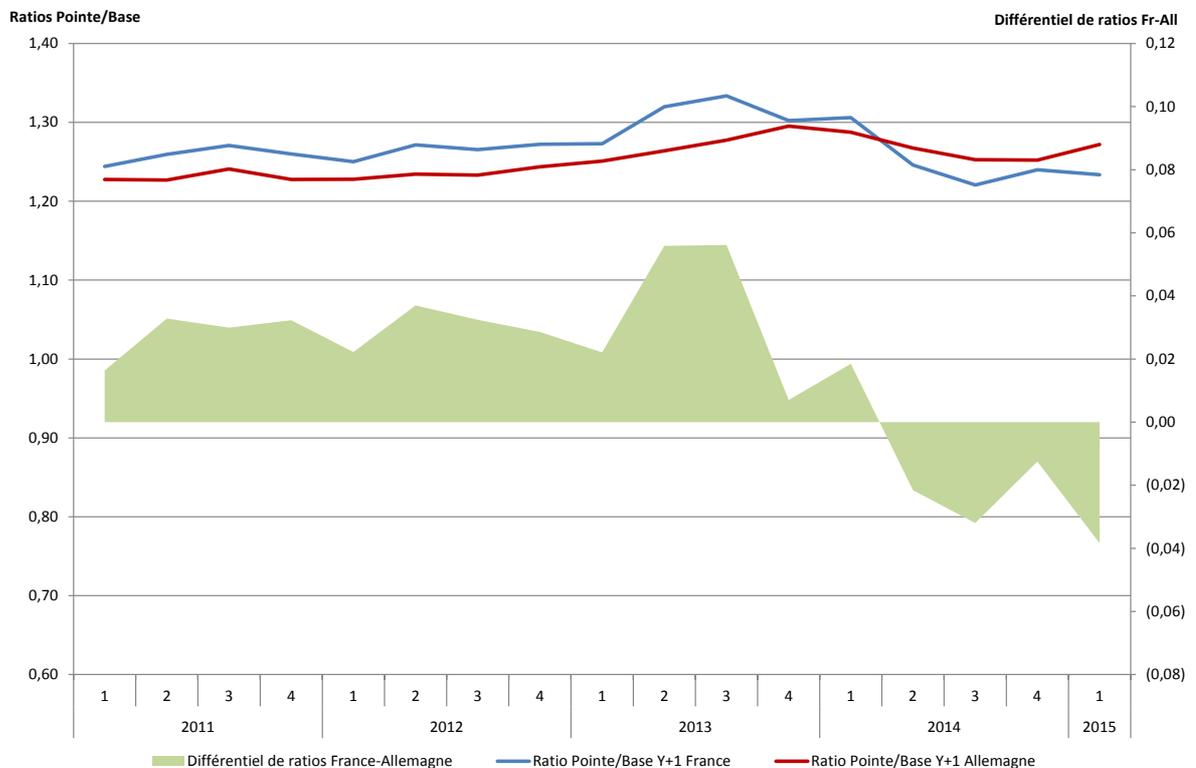
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe  
– moyennes trimestrielles –



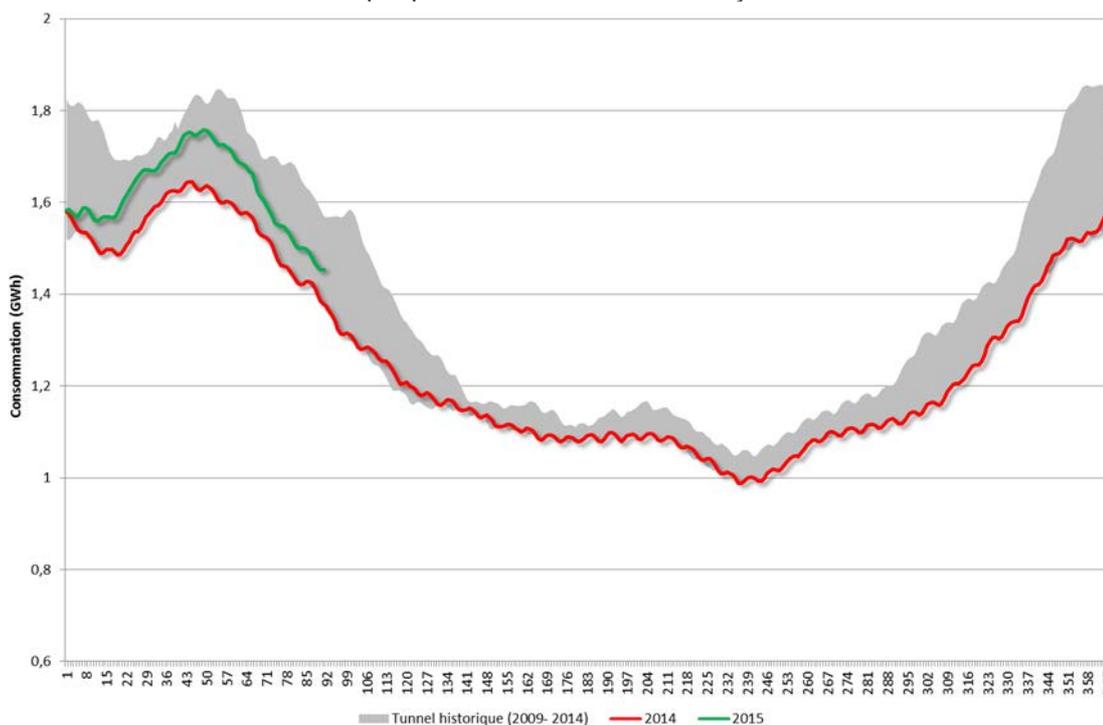
Sources : Courtiers – Analyse : CRE

Graphique 18 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne  
– moyennes trimestrielles –



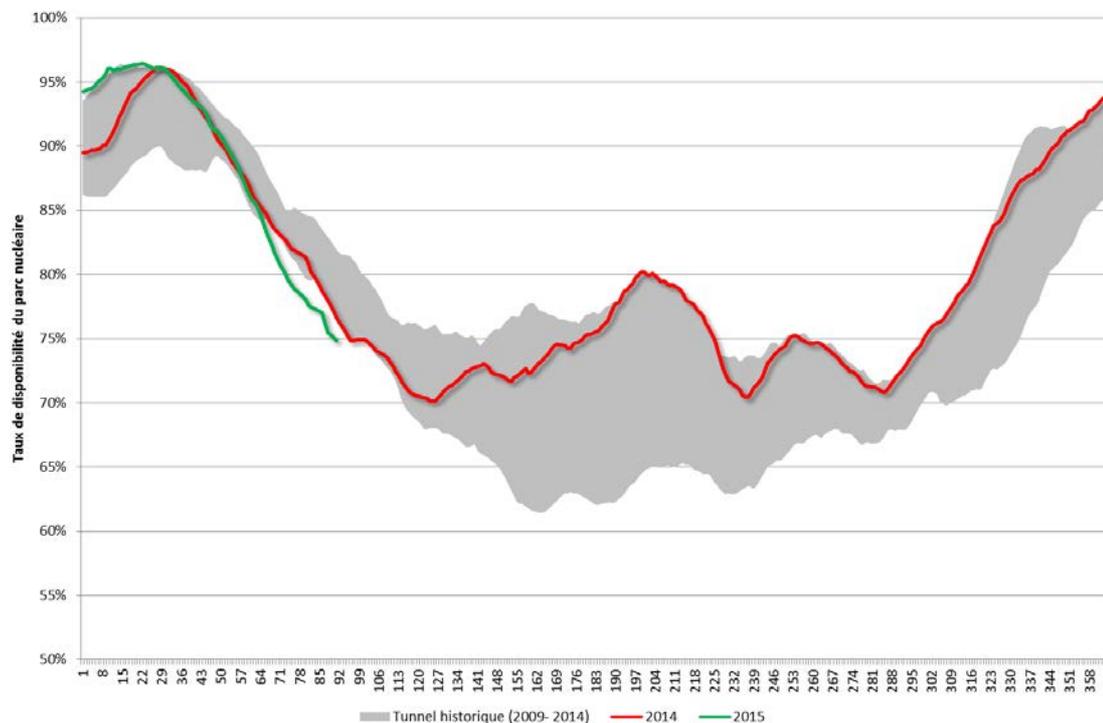
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 19: Consommation française



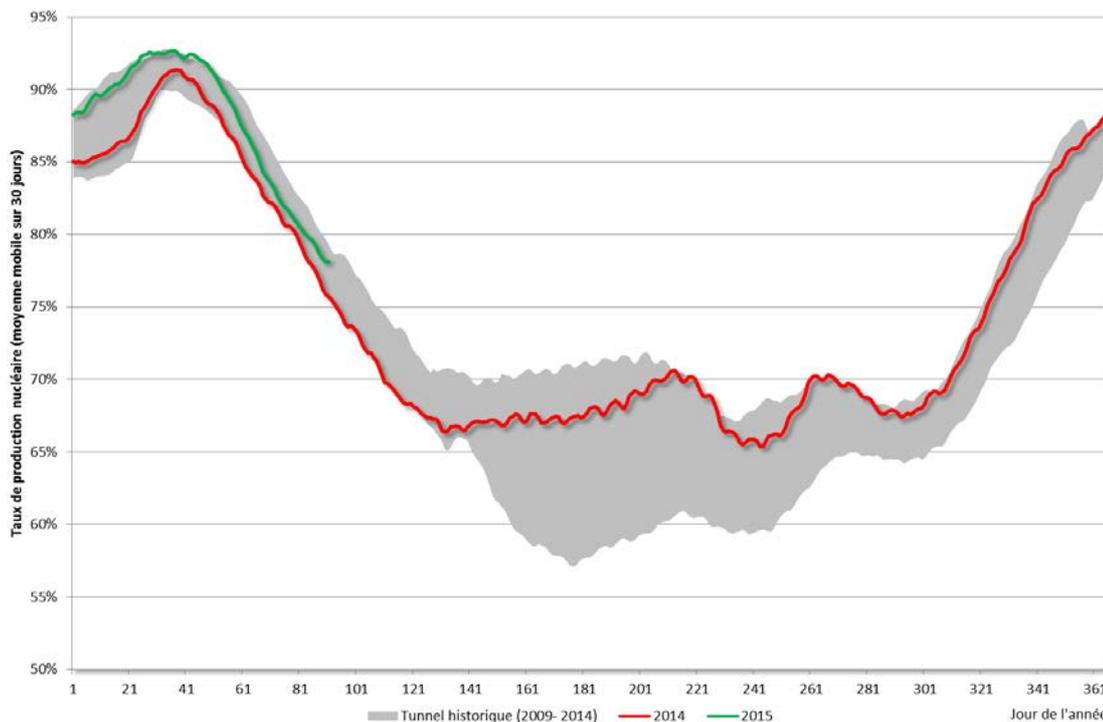
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 20 : Disponibilité du parc nucléaire français



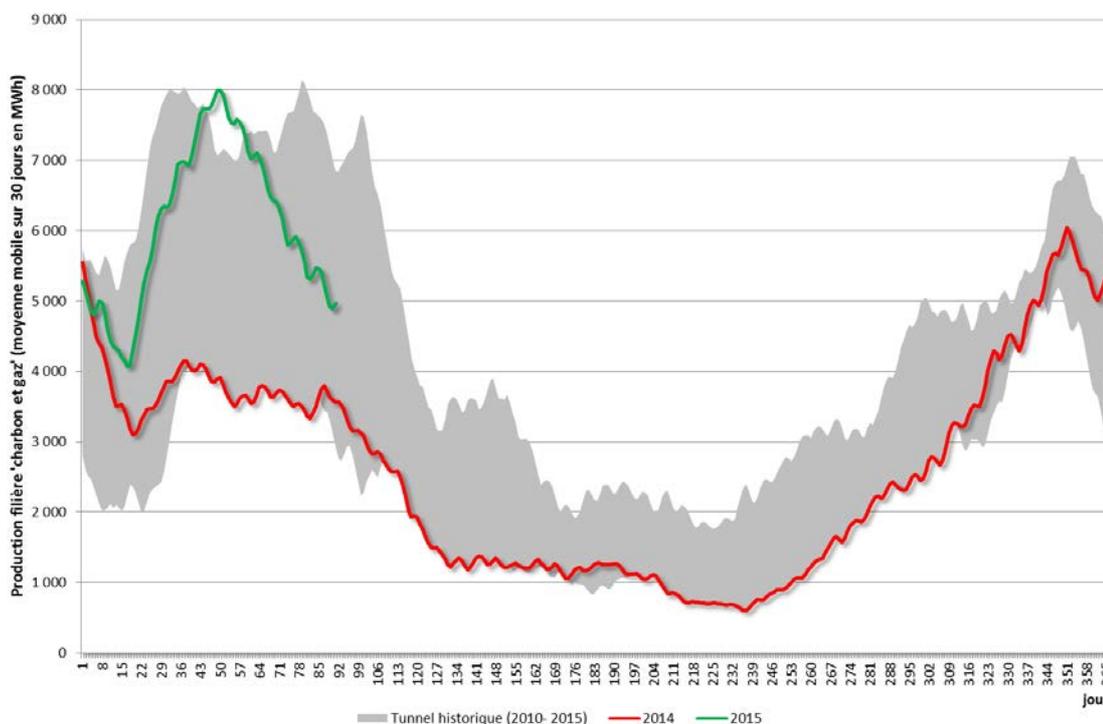
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 21 : Taux de production de la filière nucléaire



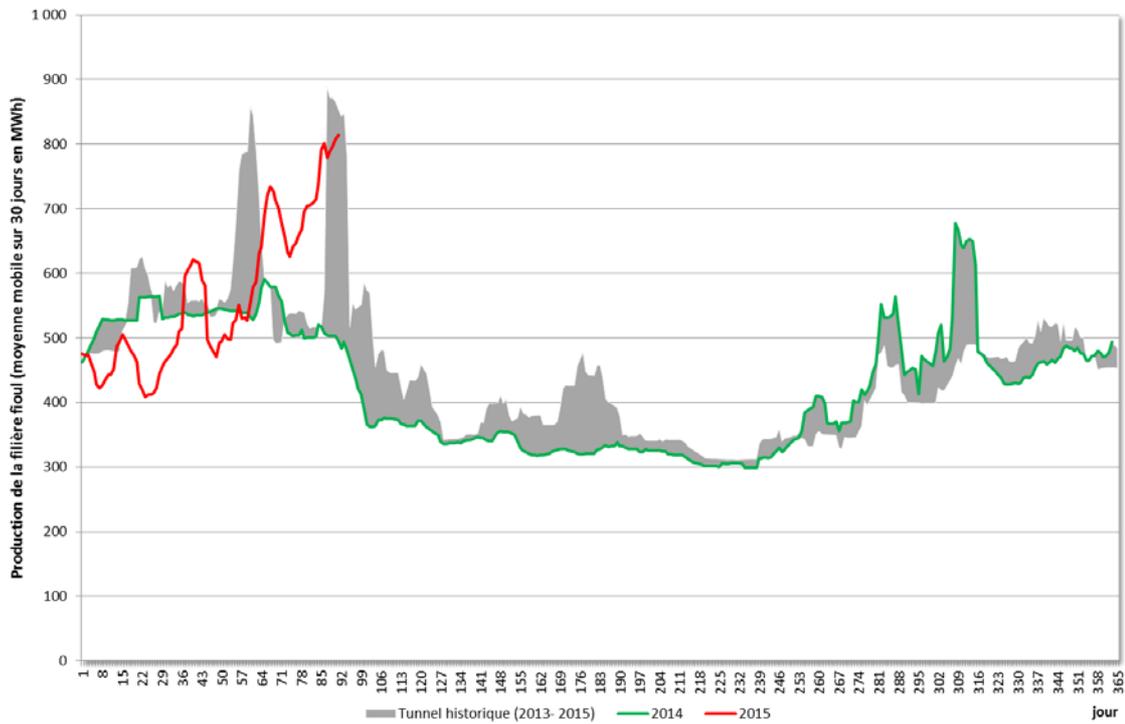
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 22 : Production de la filière charbon + gaz



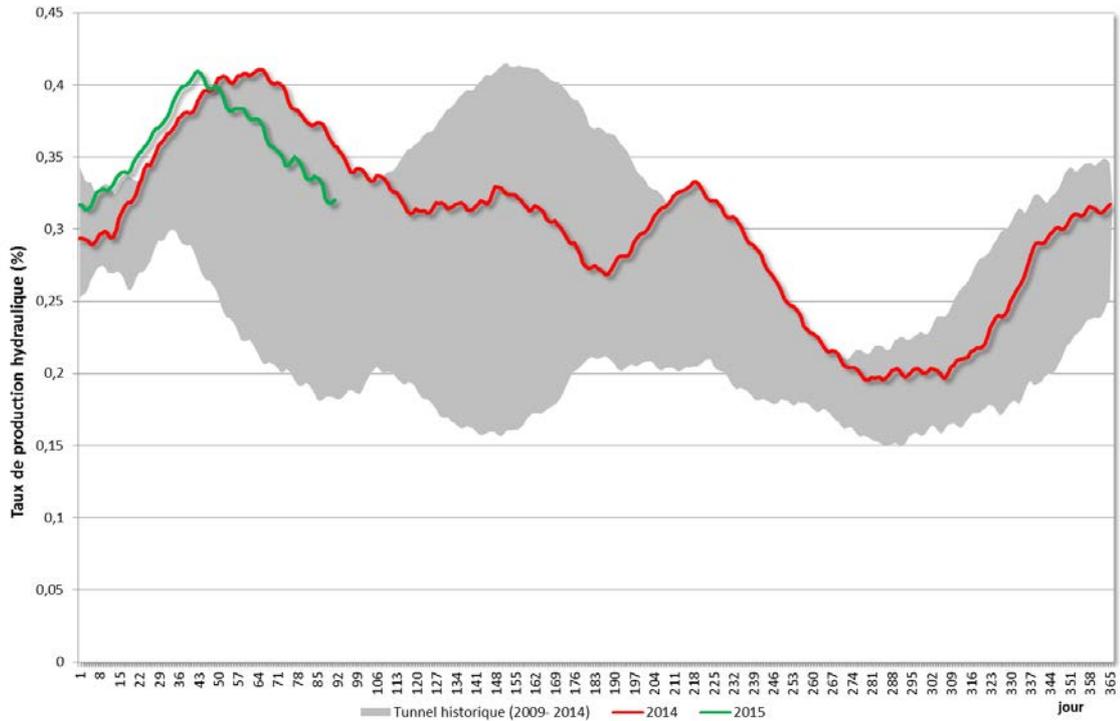
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 23 : Taux de production de la filière fioul (parc complet)



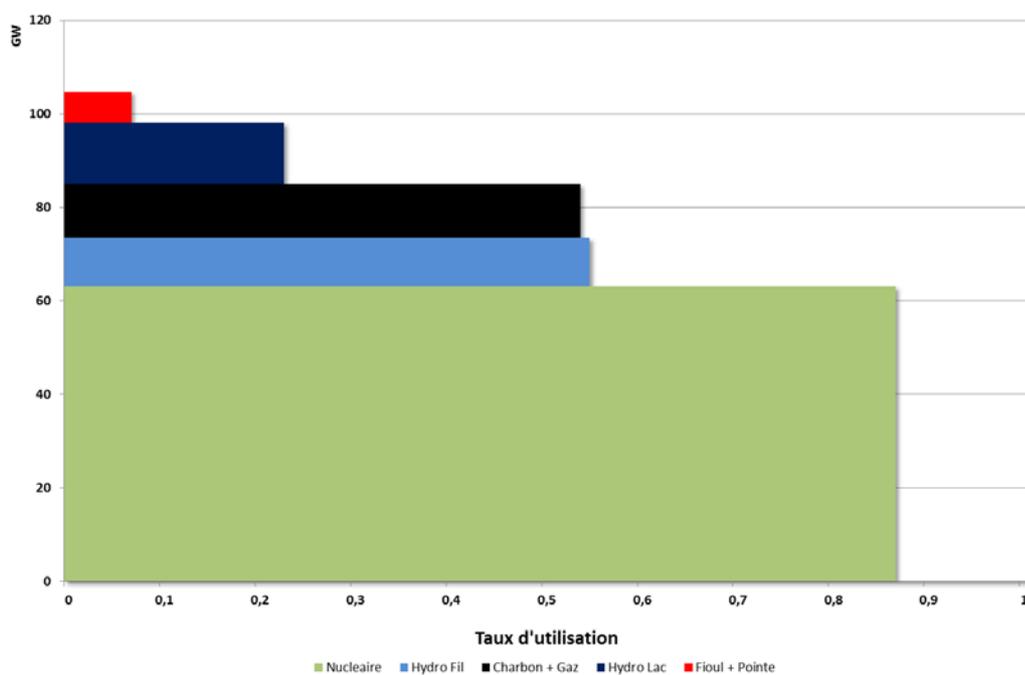
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 24 : Taux de production hydraulique



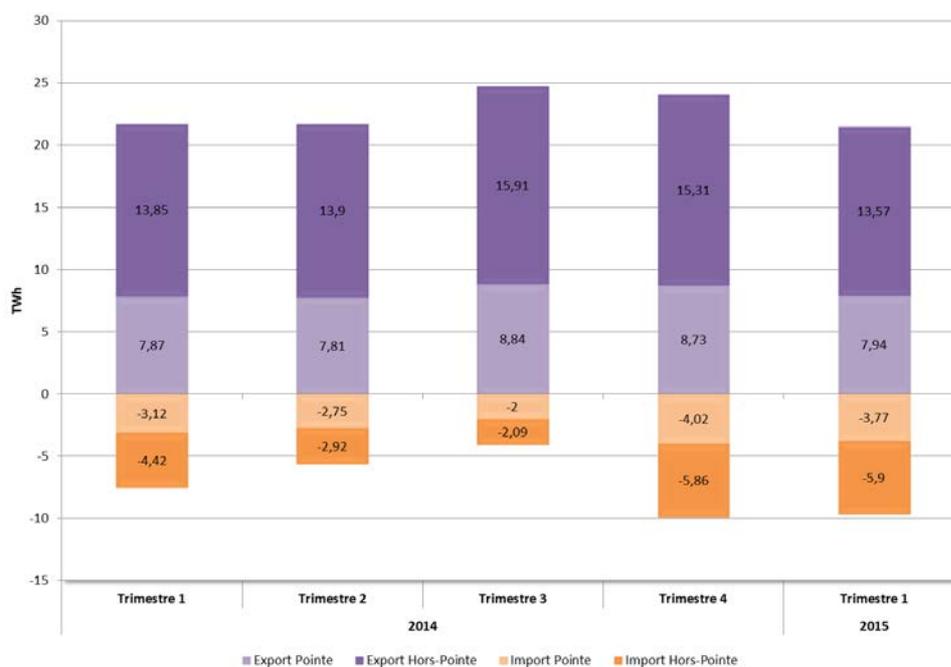
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 25 : Taux d'utilisation moyen au T1 2015



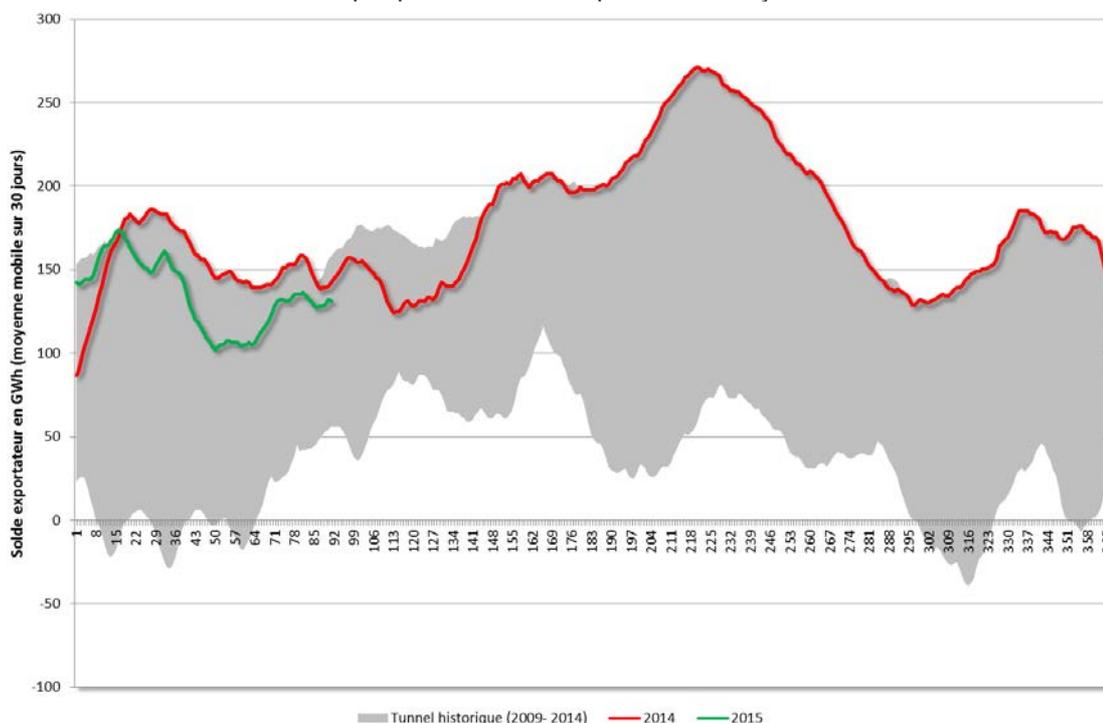
Données : RTE (parc de production complet), Analyse : CRE

Graphique 26 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)



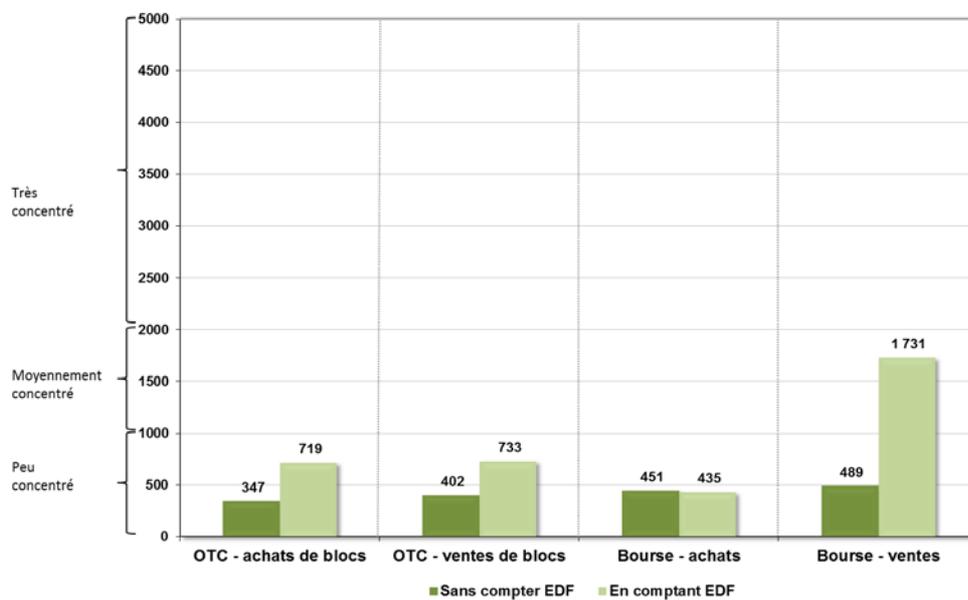
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 27 : Solde exportateur français



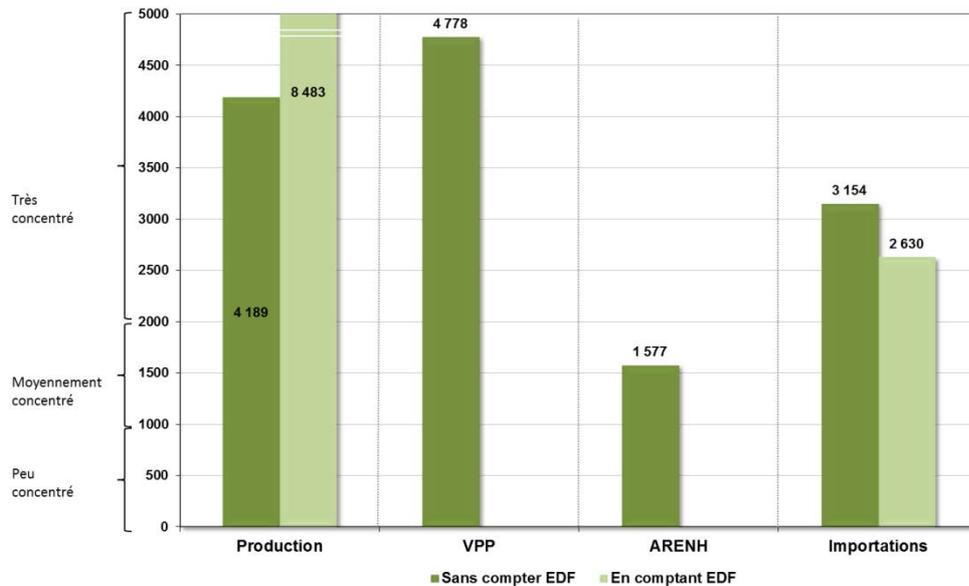
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 28 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T1 2015



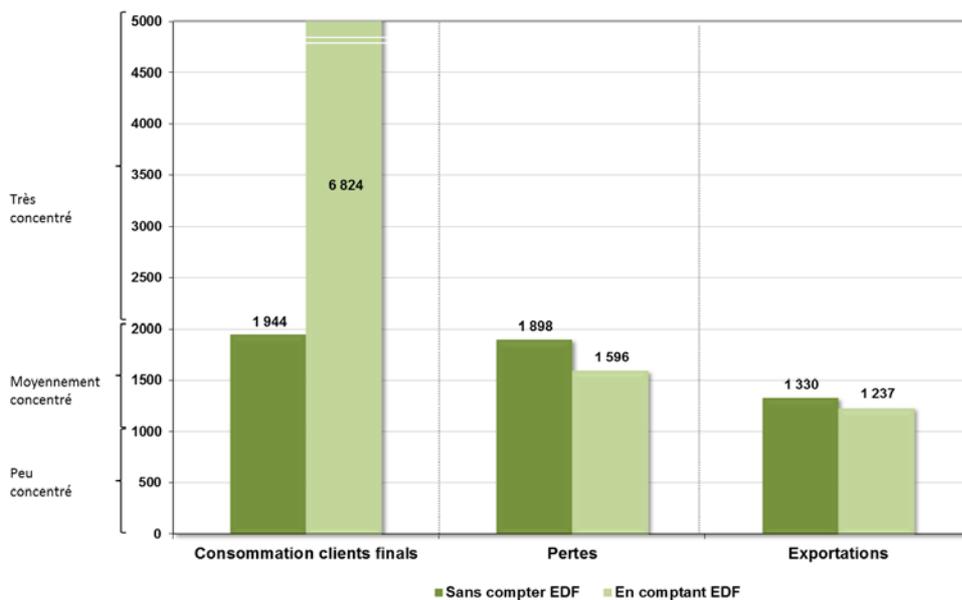
Source : RTE, bourse, courtiers Analyse CRE

Graphique 29 : Indice de concentration HHI – injections T1 2015



Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 30 : Indice de concentration HHI – soutirages en T1 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	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T1 2015 / T4 2014	T1 2015 / T1 2014	En pourcentage	En Valeur
<b>Approvisionnements et débouchés</b>									
Approvisionnement (TWh)	186	133	128	178	215	21%	37	16%	30
Déstockage	51	4	5	40	76	91%	36	48%	25
Importations	134	129	122	139	139	0%	1	4%	5
Importations terrestres	116	115	108	116	126	8%	10	9%	10
Importations GNL	19	14	14	23	14	-40%	-9	-28%	-5
Débouchés (TWh)	186	133	128	178	215	21%	37	16%	30
Stockage	9	45	50	12	4	-66%	-8	-55%	-5
Consommation clients finals	157	72	53	135	183	36%	48	17%	27
Clients distribution	116	41	23	91	135	49%	45	17%	19
Clients directement reliés au réseau de transport	40	31	30	44	48	8%	4	18%	7
Exportations	19	14	24	30	27	-12%	-4	43%	8
Autres	2	1	1	1	1	8%	0	-15%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	170	125	127	158	186	18%	28	10%	16
PEG Nord	132	99	95	124	148	19%	24	12%	16
PEG Sud	33	23	30	31	35	14%	4	5%	2
PEG TIGF	5	3	3	3	3	10%	0	-34%	-2
<b>Suivi des infrastructures</b>									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	100%	100%	99%	77%	85%		8%		-15%
Disponibilité liaison Nord Sud	91%	85%	81%	89%	80%		-9%		-11%
Utilisation de la liaison GRTgaz-TIGF	53%	70%	85%	47%	19%		-28%		-34%
Utilisation de Taisnières H	64%	77%	83%	76%	78%		3%		14%
Utilisation de Obergailbach	36%	55%	62%	25%	24%		-1%		-12%
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)	-470	455	482	-303	-800	164%	-497	70%	-330
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	209	154	154	245	147	-40%	-98	-30%	-62
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	128	120	139	151	127	-16%	-23	-1%	-1

Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T1 2015 / T4 2014	T1 2015 / T1 2014	En pourcentage	En Valeur
<b>Prix Spot (€/MWh)</b>									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	24,5	19,6	18,9	22,6	21,9	-3%	-0,7	-10%	-2,6
PEG Sud day-ahead (moyenne)	29,2	23,2	23,3	23,7	22,5	-5%	-1,2	-23%	-6,7
PEG TIGF day-ahead (moyenne)	29,4	23,9	23,7	23,7	22,5	-5%	-1,2	-23%	-6,9
Spread Nord/Sud	4,7	3,6	4,4	1,1	0,6	-45%	-0,5	-87%	-4,1
Spread PEG Nord/TTF	0,2	0,7	0,7	0,4	0,6	50%	0,2	240%	0,4
<b>Prix à terme (€/MWh)</b>									
PEG Nord M+1 (moyenne)	24,9	19,7	19,5	23,5	21,6	-8%	-1,8	-13%	-3,3
PEG Nord Y+1 (moyenne)	25,8	24,7	24,9	23,7	21,8	-8%	-1,9	-16%	-4,1
Spread Nord/Sud (M+1)	4,9	4,2	4,3	1,6	0,5	-67%	-1,1	-89%	-4,4
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,3	0,4	0,5	0,5	0,4	-20%	-0,1	26%	0,1
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	2,1	5,3	5,5	1,8	1,7	-9%	-0,2	-22%	-0,5

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

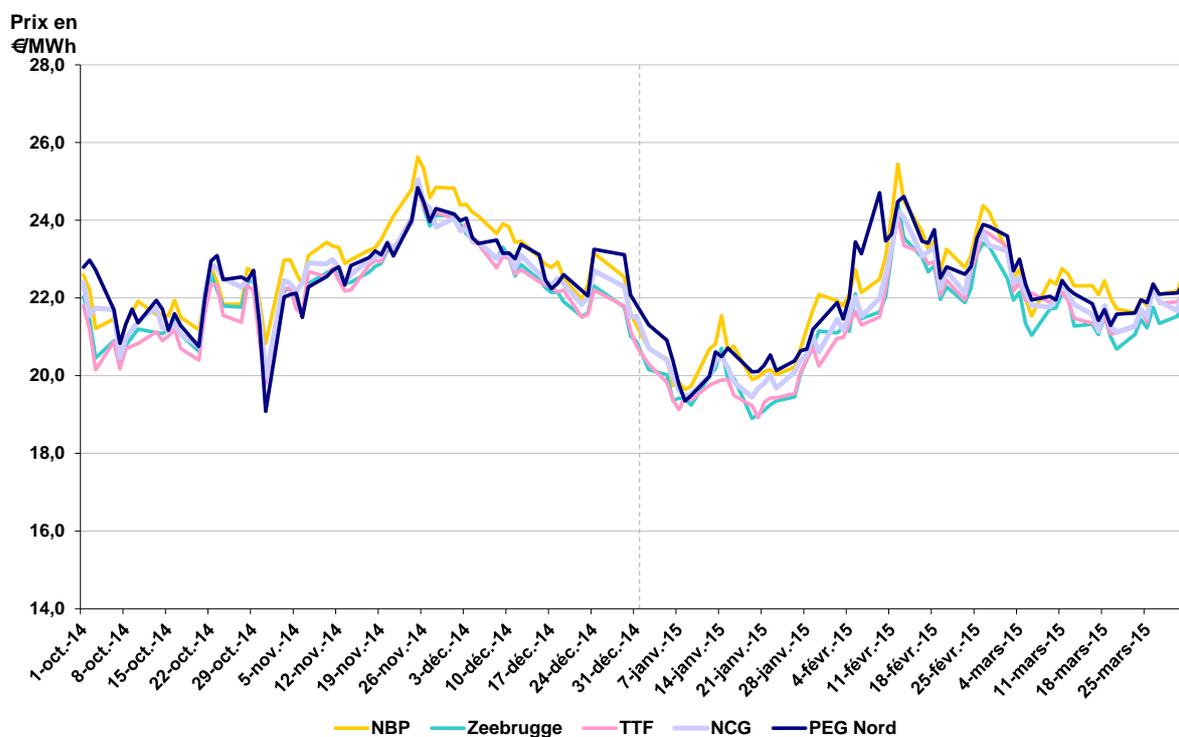
Négoce	Valeurs trimestrielles				Variation trimestrielle T1 2015 / T4 2014		Variation annuelle T1 2015 / T1 2014		
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Activité sur le marché de gros français</b>									
Echanges aux PEG* (TWh)	139	84	97	134	133	-1%	-1	-4%	-6
En % de la consommation nationale	89%	117%	184%	99%	73%				
<b>Volumes échangés sur le marché intermédiaire français</b>									
Marché spot (TWh)	42	28	30	48	48	-1%	0	13%	6
Intraday	5	3	3	4	5	31%	1,2	10%	0,5
Day Ahead	25	16	17	29	29	-1%	-0,4	14%	3,4
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	26	18	20	29	30	4%	1,1	14%	3,6
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	16	10	10	20	18	-8%	-1,5	13%	2,1
Marché à terme (TWh)	81	59	83	87	74	-15%	-13	-9%	-7
M+1	23	17	26	32	20	-36%	-11,4	-11%	-2,6
Q+1	0	12	3	17	1		-16,0	121%	0,4
S+1	28	17	24	21	26	24%	5,0	-7%	-1,9
Y+1	2	3	3	5	1	-78%	-4,3	-27%	-0,4
Bourse (toutes échéances)	11	8	11	10	15	51%	5,0	27%	3,1
Brokers (toutes échéances)	70	51	73	77	59	-23%	-18,0	-15%	-10,5
<b>Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français</b>									
Marché spot	33 775	24 493	26 605	33 673	36 783	9%	3110	9%	3008
Intraday	5 929	4 941	5 527	5 429	7 078	30%	1649	19%	1149
Day Ahead	22 898	16 115	17 191	23 365	24 581	5%	1216	7%	1683
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	25 621	17 897	20 921	26 185	29 365	12%	3180	15%	3744
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	8 154	6 596	5 684	7 488	7 418	-1%	-70	-9%	-736
Marché à terme	1 223	894	1 289	1 465	1 222	-17%	-243	0%	-1
M+1	738	549	836	931	733	-21%	-198	-1%	-5
Q+1	6	98	47	172	12	-93%	-160	100%	6
Y+1	7	18	21	37	11	-70%	-26	57%	4
Bourse (toutes échéances à terme)	459	305	386	424	410	-3%	-14	-11%	-49
Brokers (toutes échéances à terme)	764	589	903	1 041	812	-22%	-229	6%	48
<b>Concentration du marché français du gaz</b>									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	91	98	97	99	99	0%	0	9%	8
dont actifs chez Powernext Gas Spot	41	48	48	50	49	-2%	-1	20%	8
dont actifs chez Powernext Gas Futures	30	31	34	33	32	-3%	-1	7%	2

Source: GRTgaz, TIGF, Powernext, brokers – Analyse : CRE  
\* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

### III. Graphiques

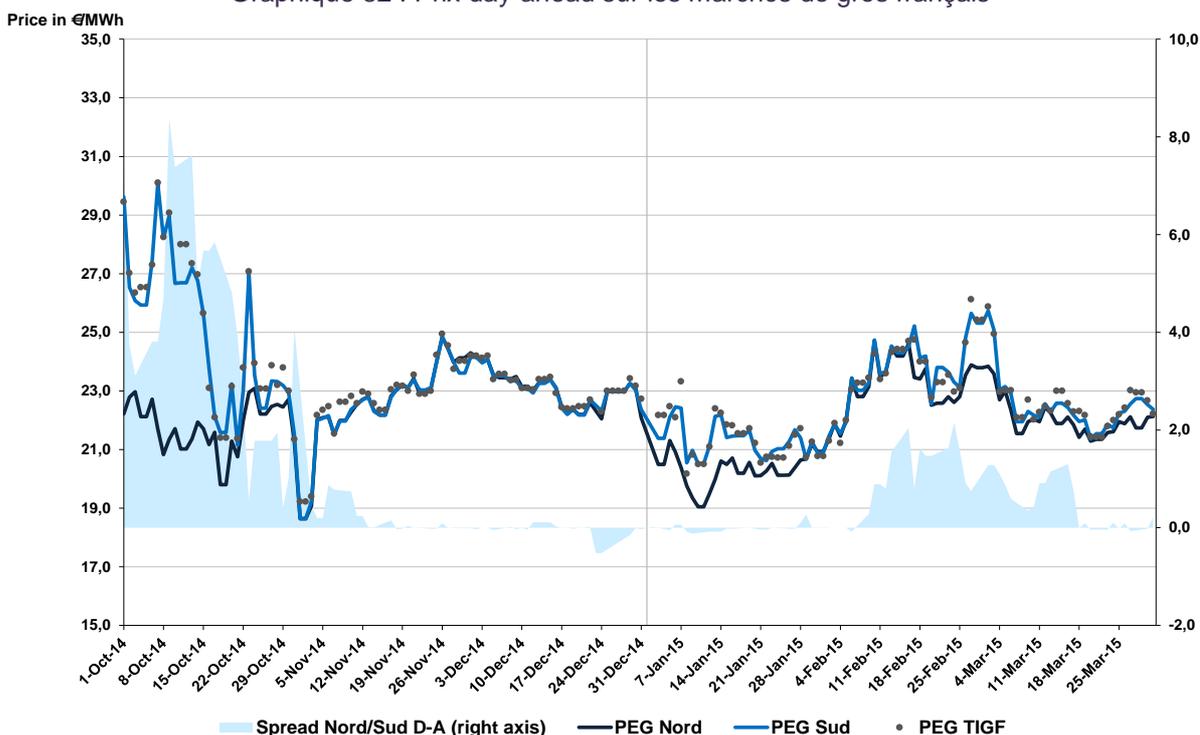
#### Evolution des prix en France et en Europe

Graphique 31 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



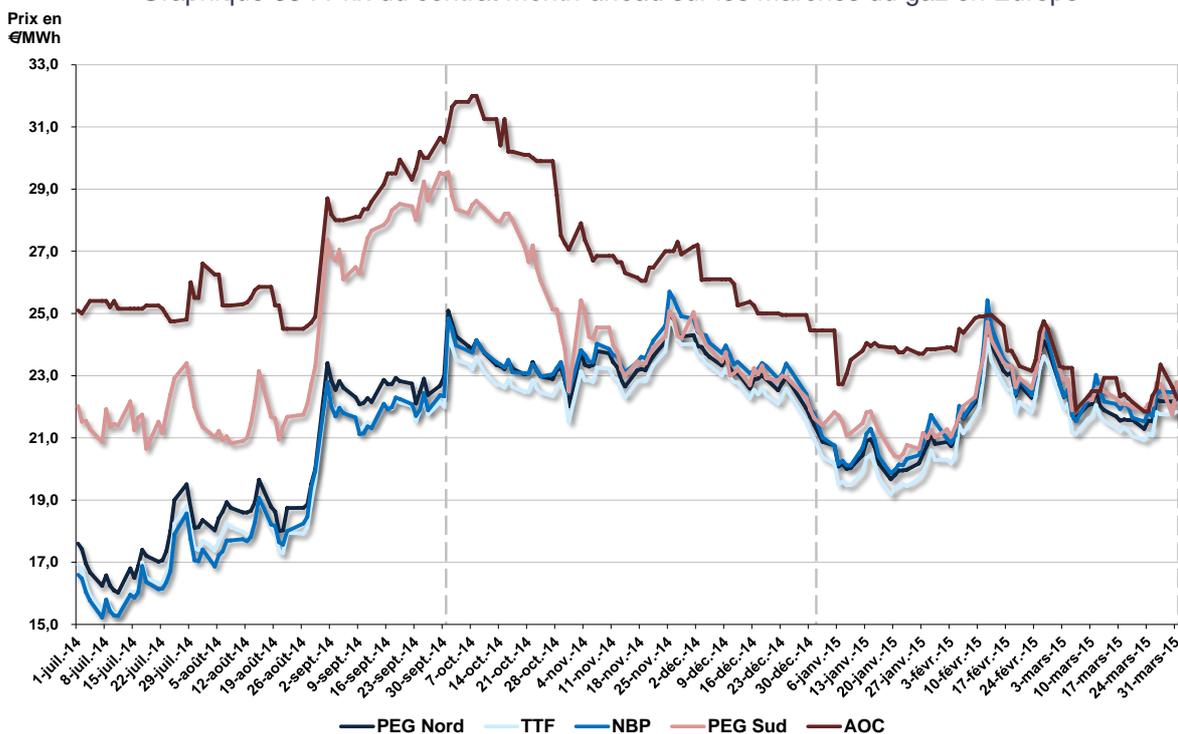
Source: Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 32 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



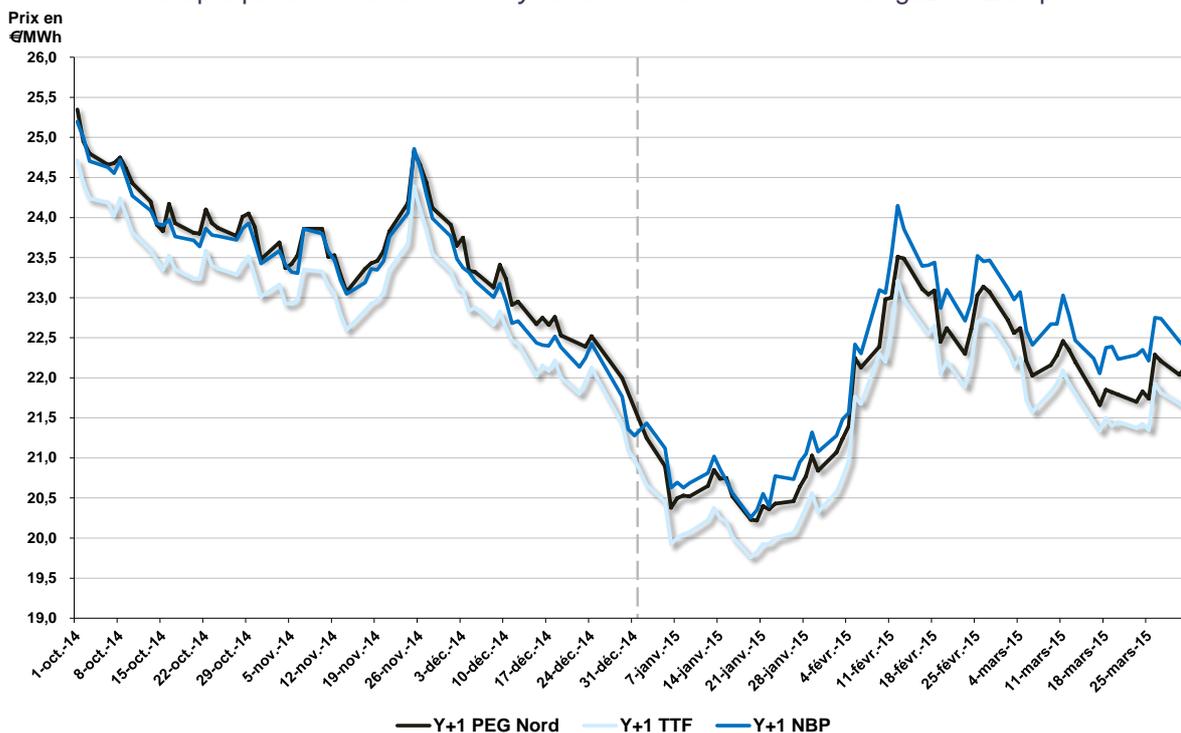
Source: Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF – Analyse : CRE

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



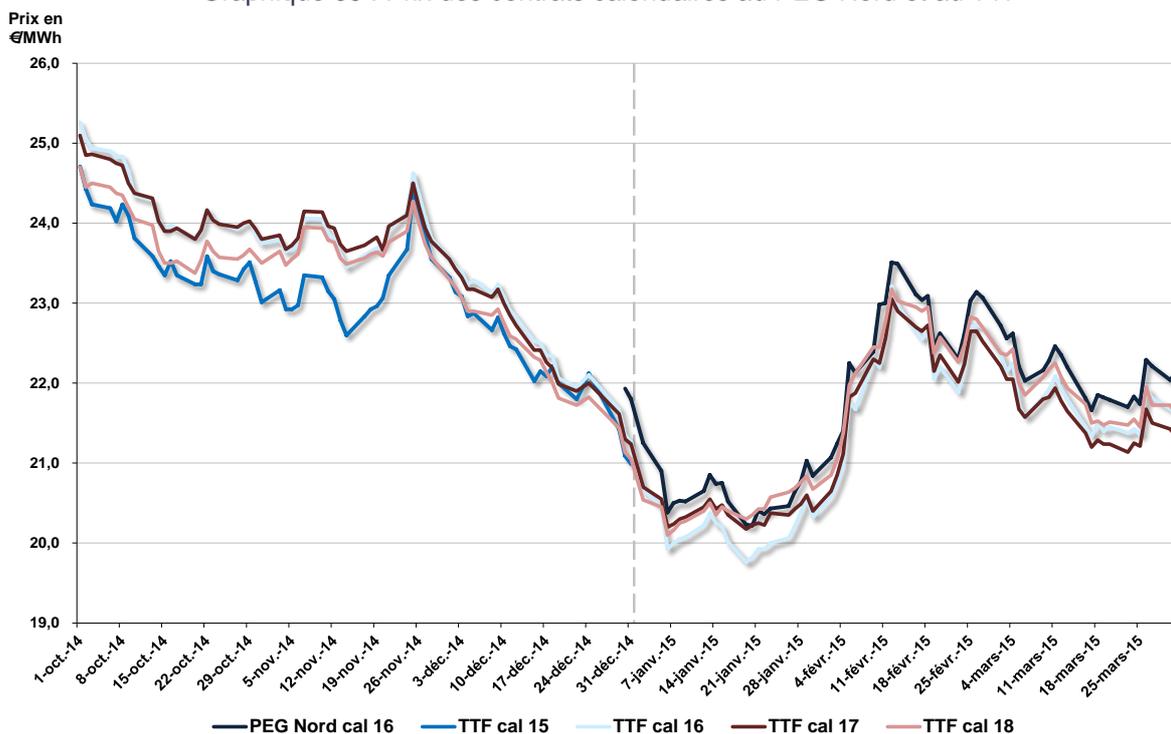
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 34 : Prix du contrat *year-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

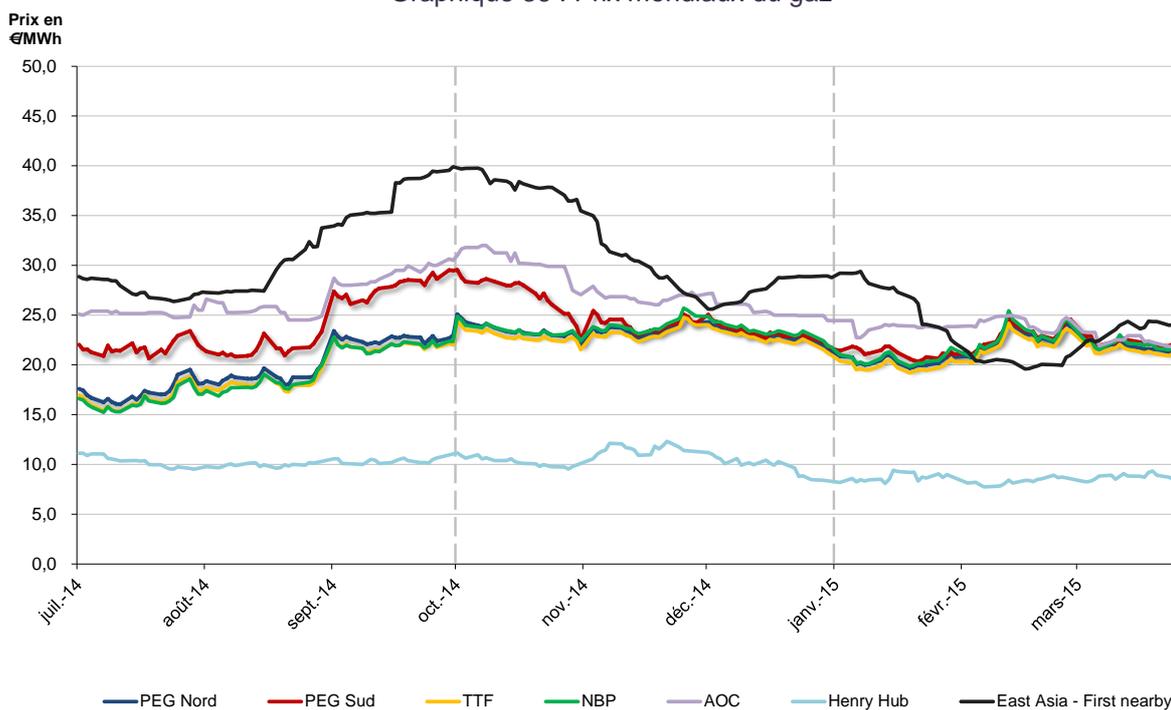
Graphique 35 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

## Contexte international

Graphique 36 : Prix mondiaux du gaz



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

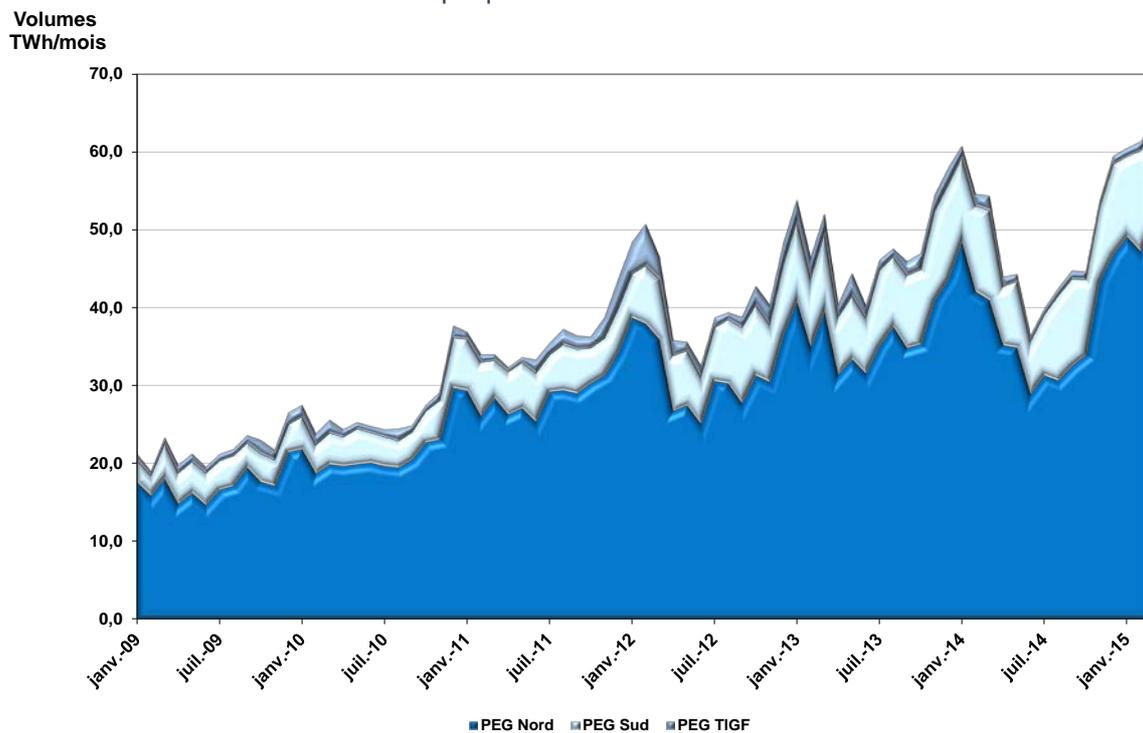
Graphique 37 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

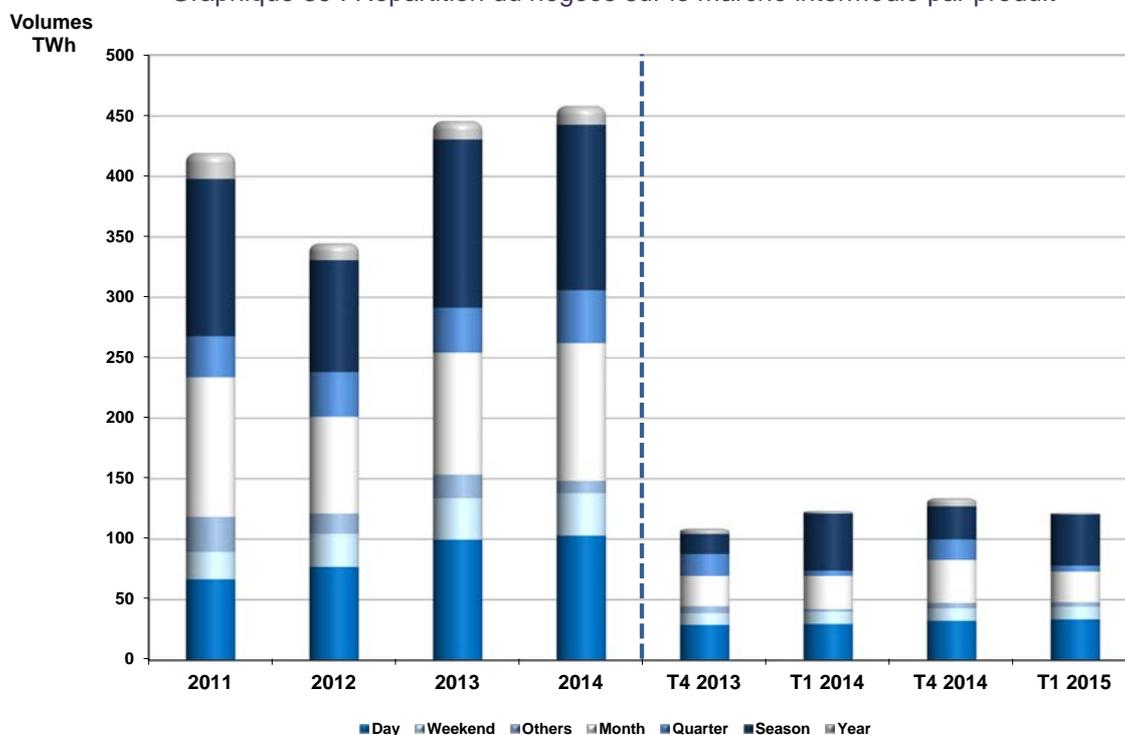
## Développement du négoce sur le marché français

Graphique 38 : Livraisons aux PEG



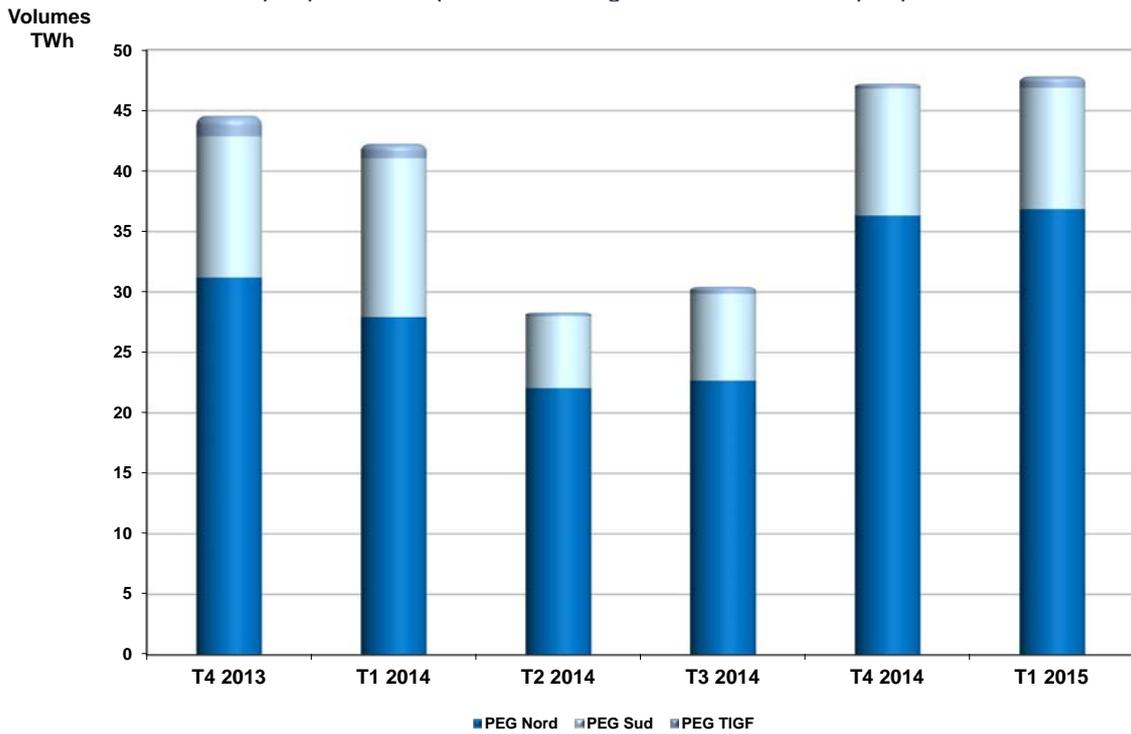
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



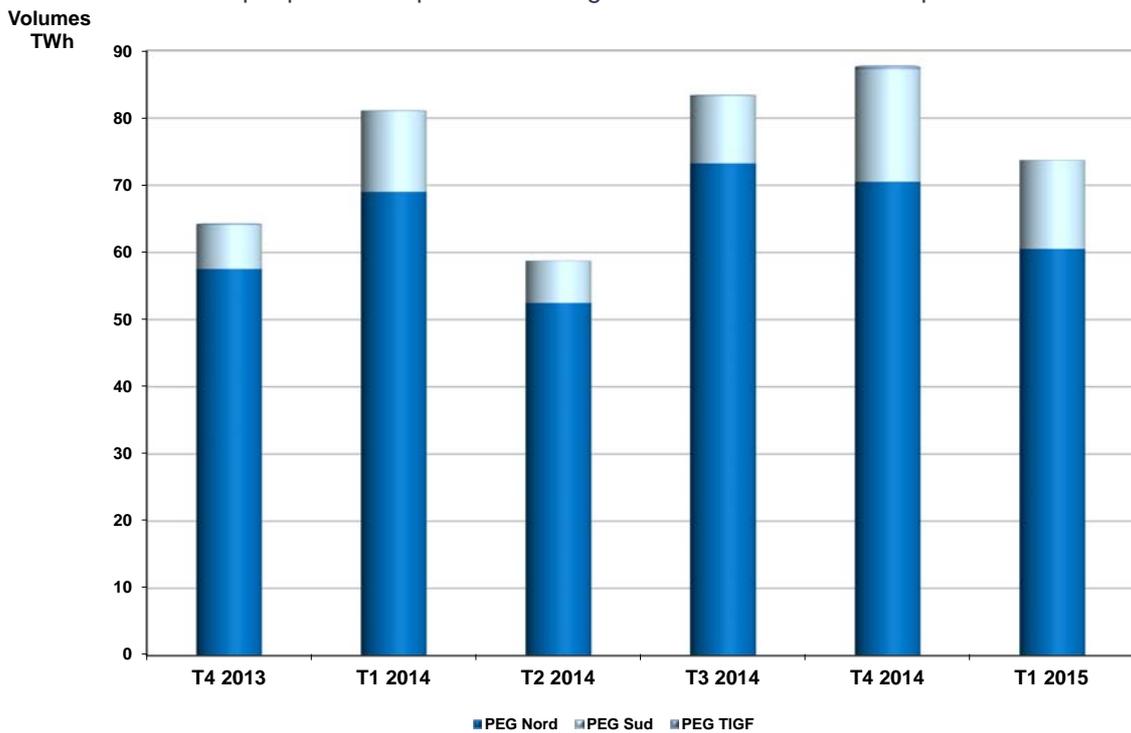
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



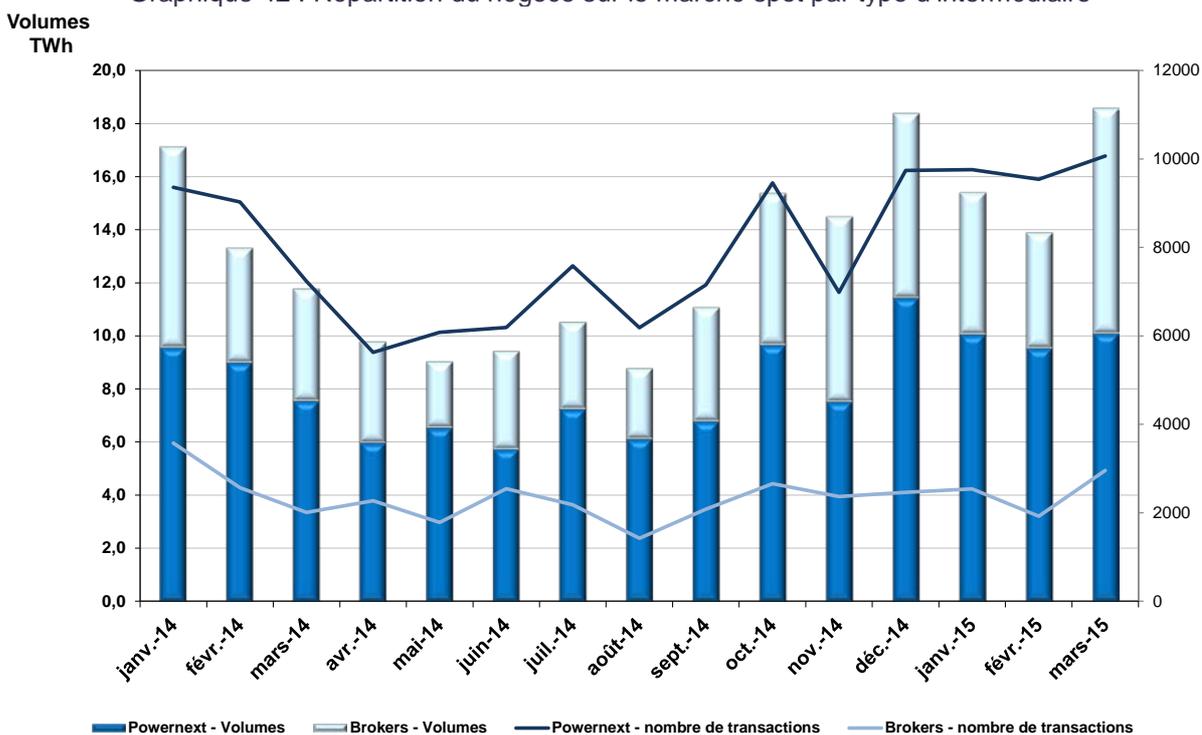
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



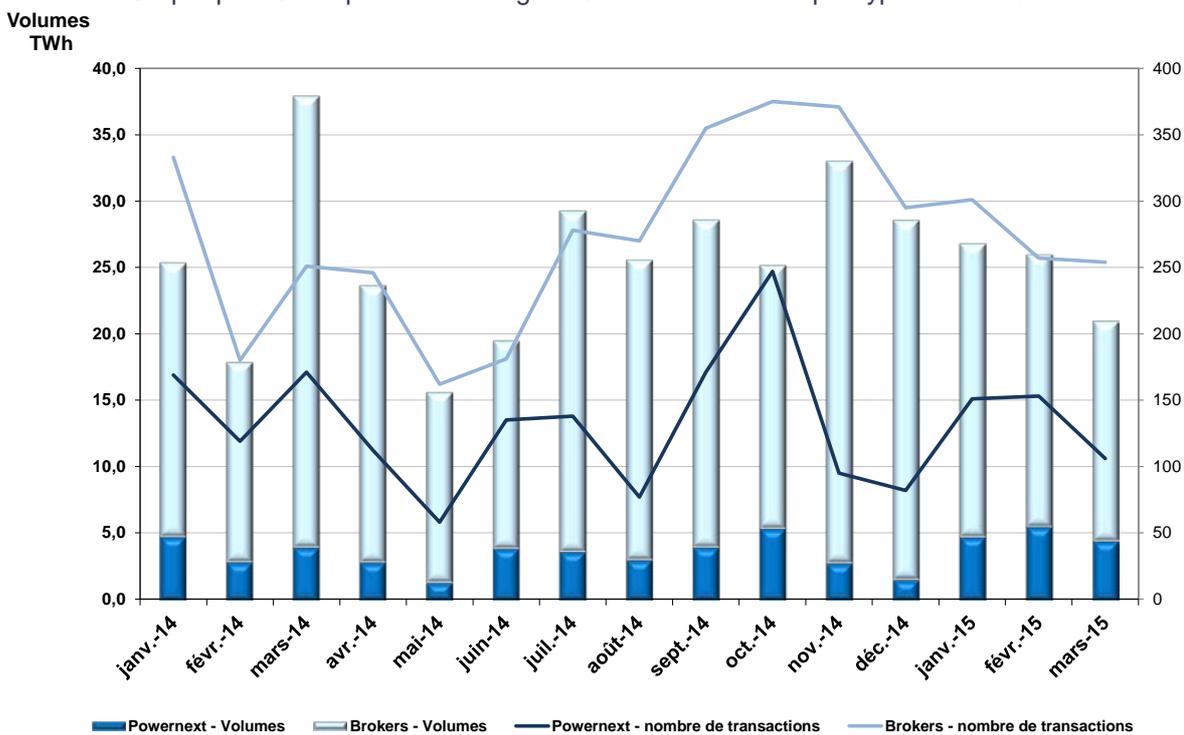
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



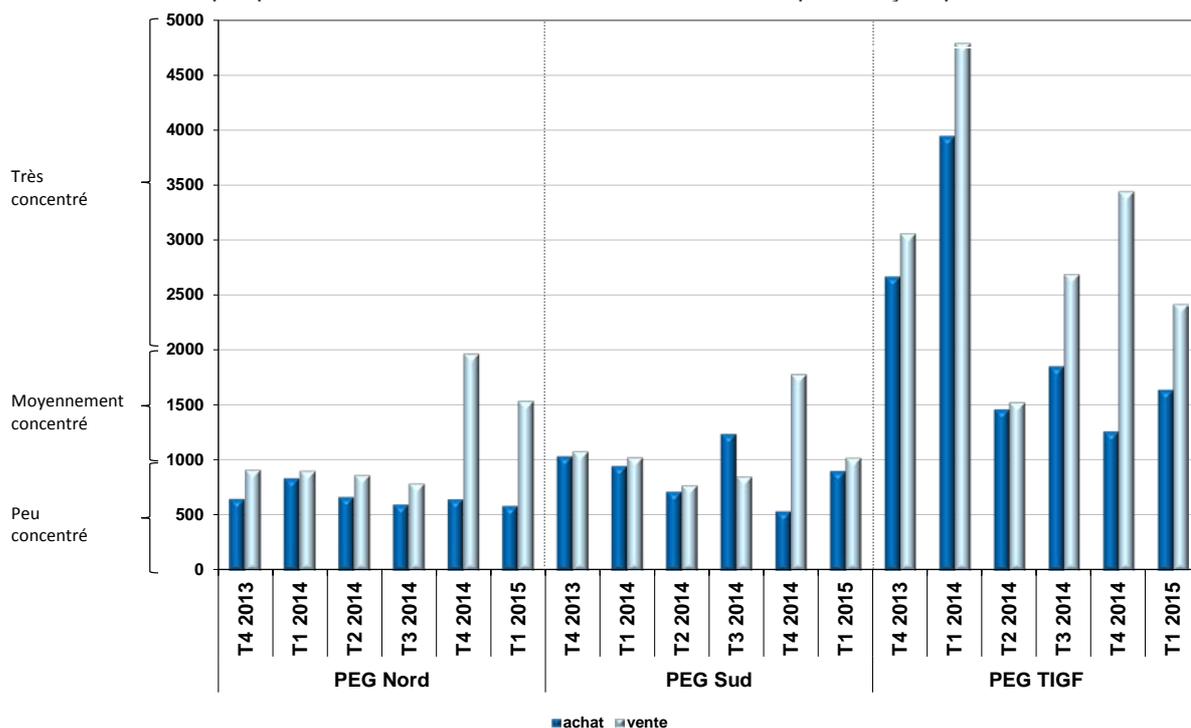
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



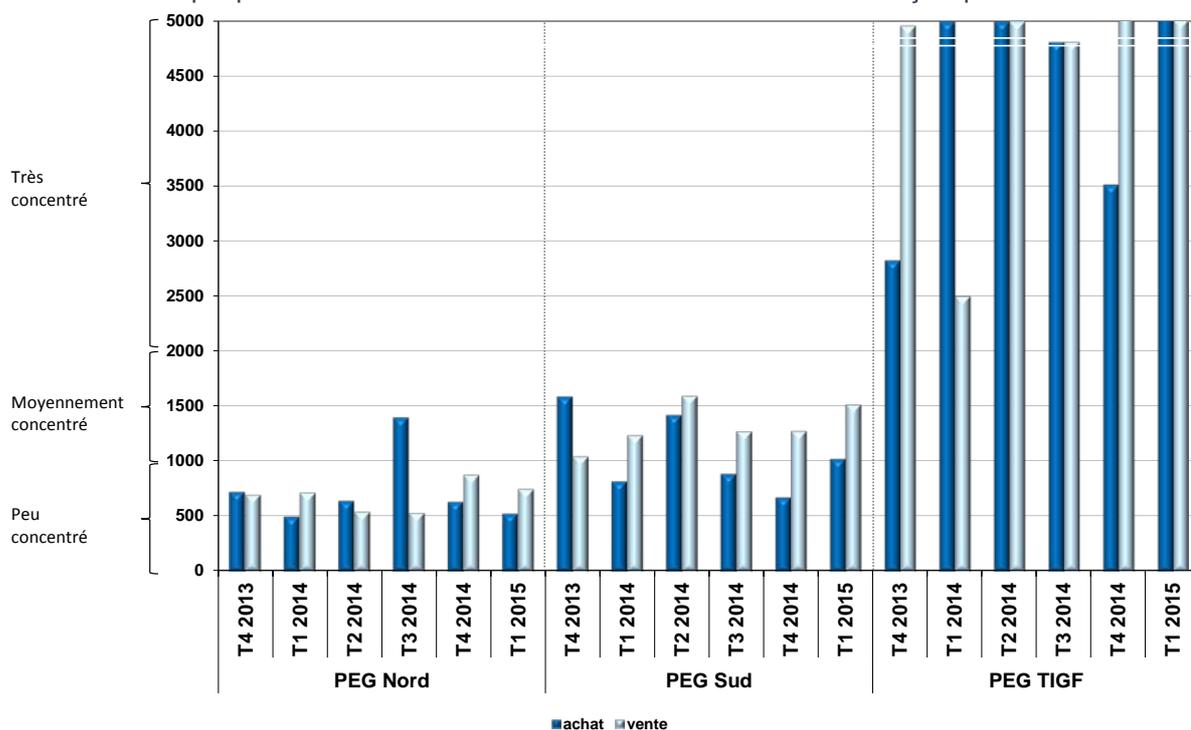
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

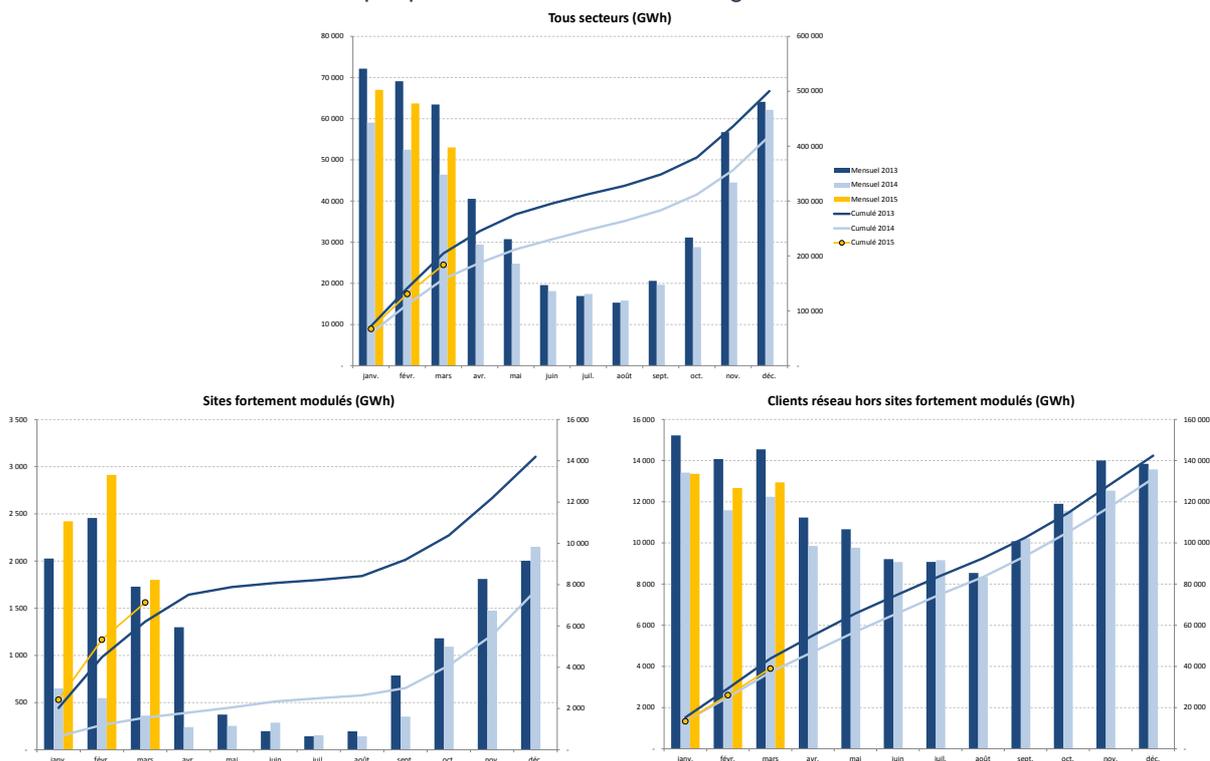
Graphique 45 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

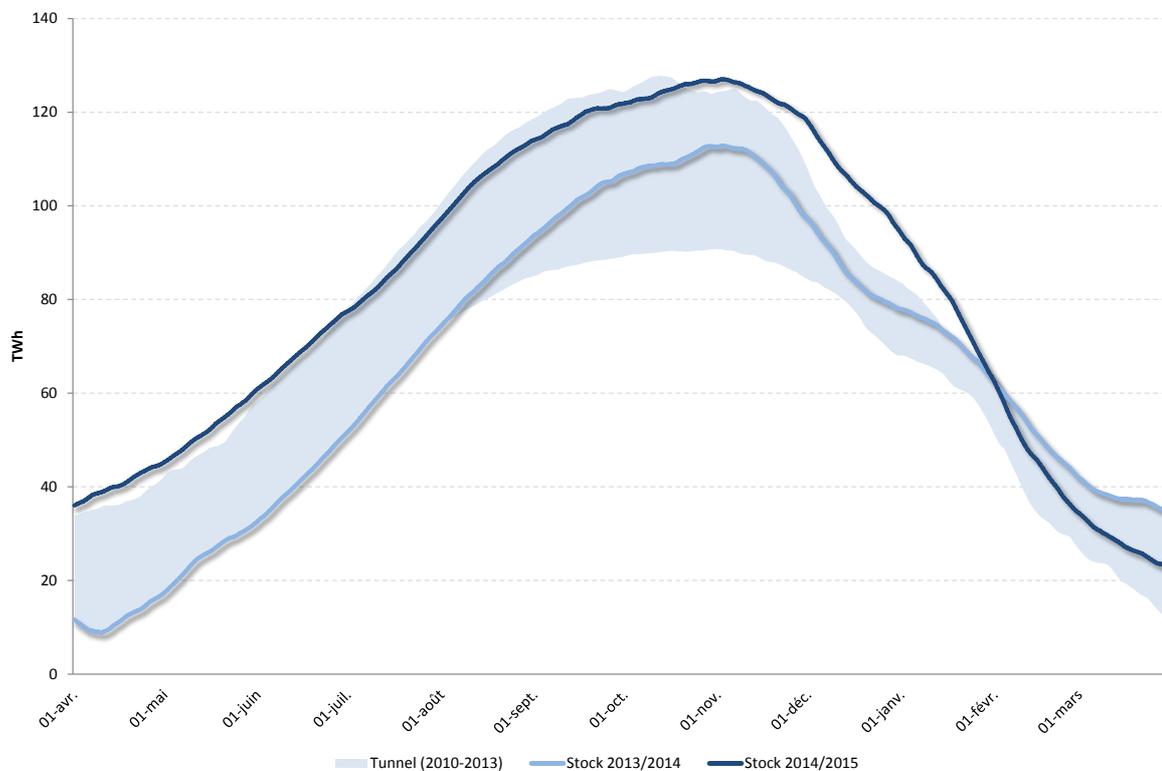
## Fondamentaux

Graphique 46 : Consommation de gaz en France



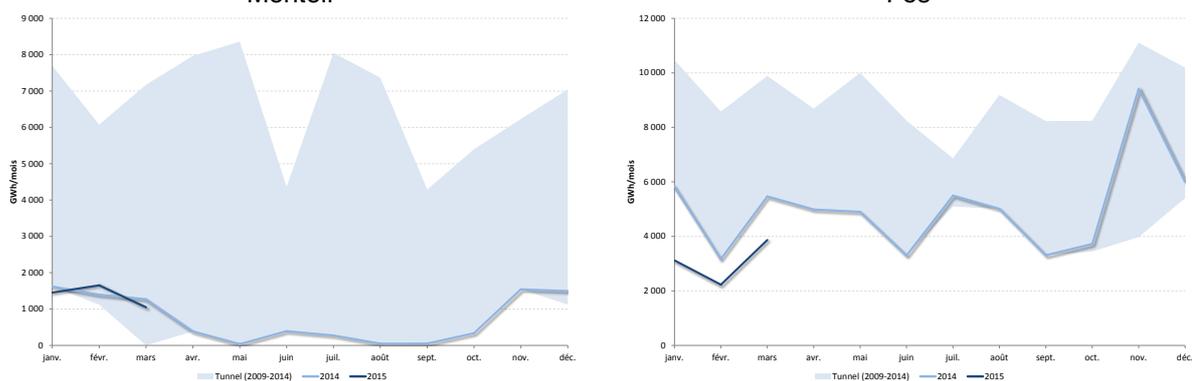
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 47 : Niveaux des stocks en France



Source: Storengy, TIGF – Analyse : CRE

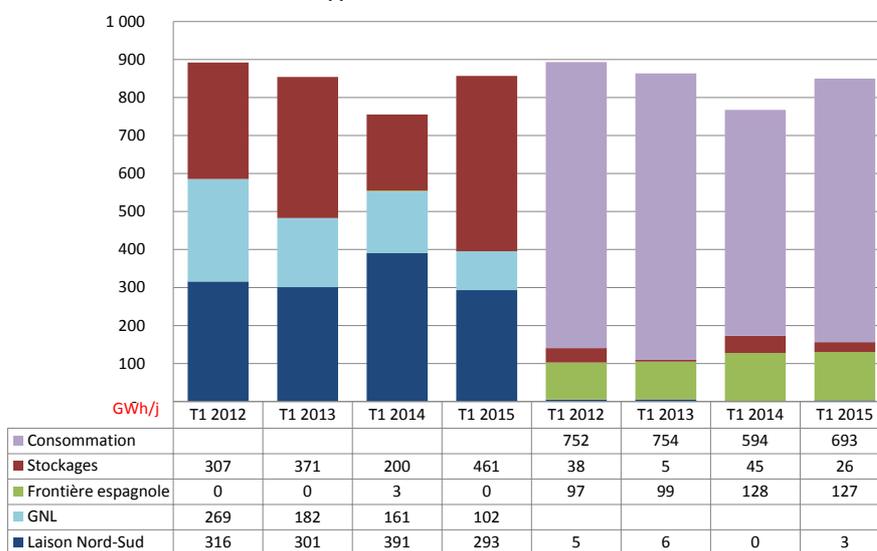
Graphique 48 : Emissions des terminaux méthaniers  
Montoir Fos



Source: Elengy / Fosmax – Analyse : CRE

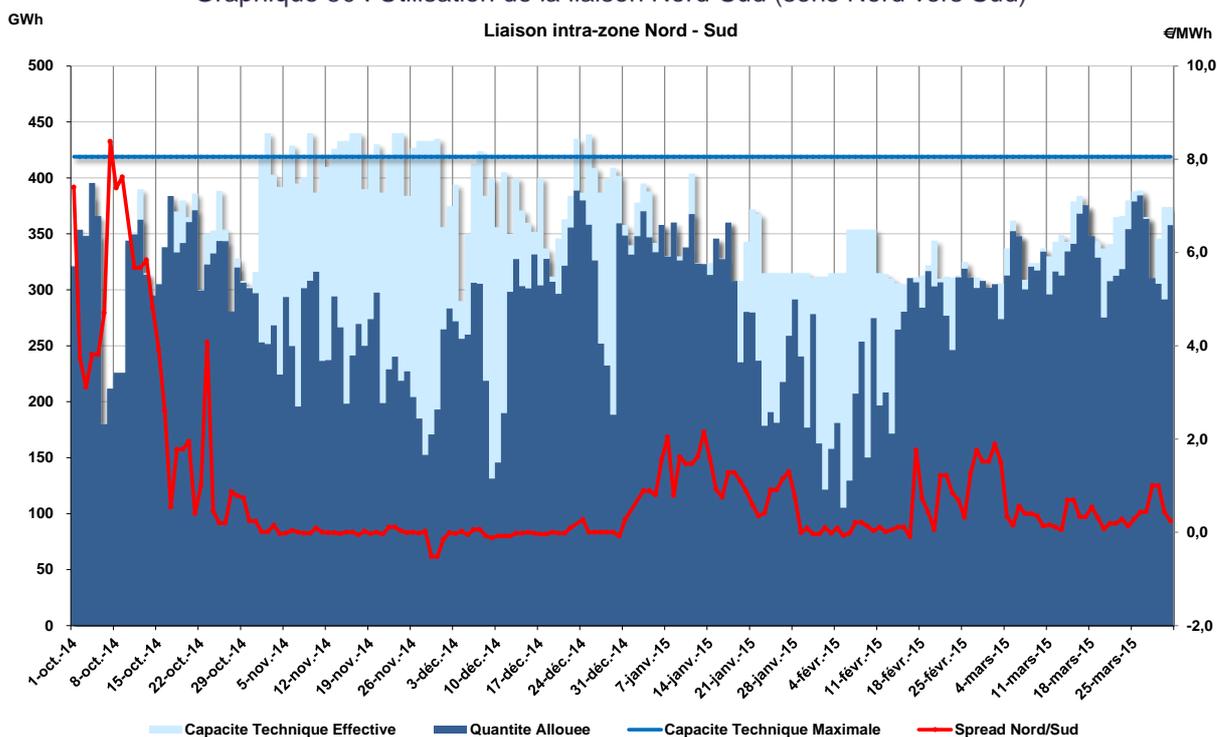
Graphique 49 : Bilan entrée / sortie au sud de la France

Approvisionnements et débouchés au sud de la France



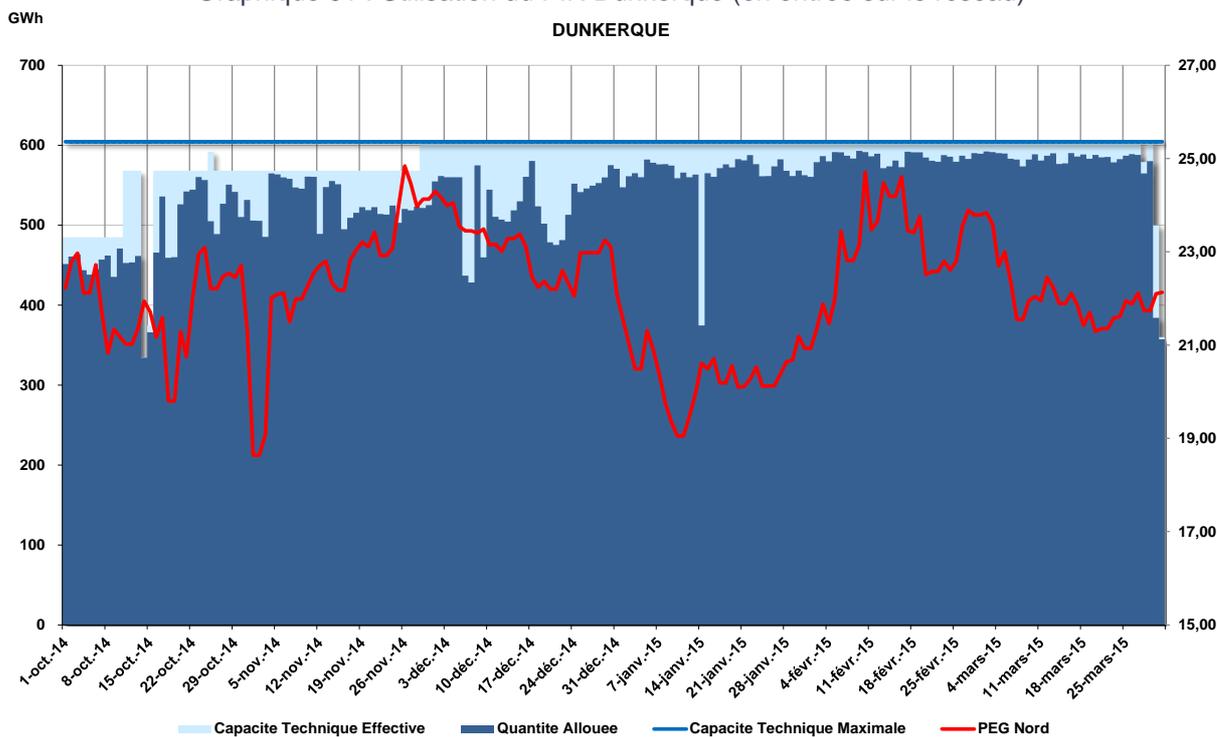
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 50 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)



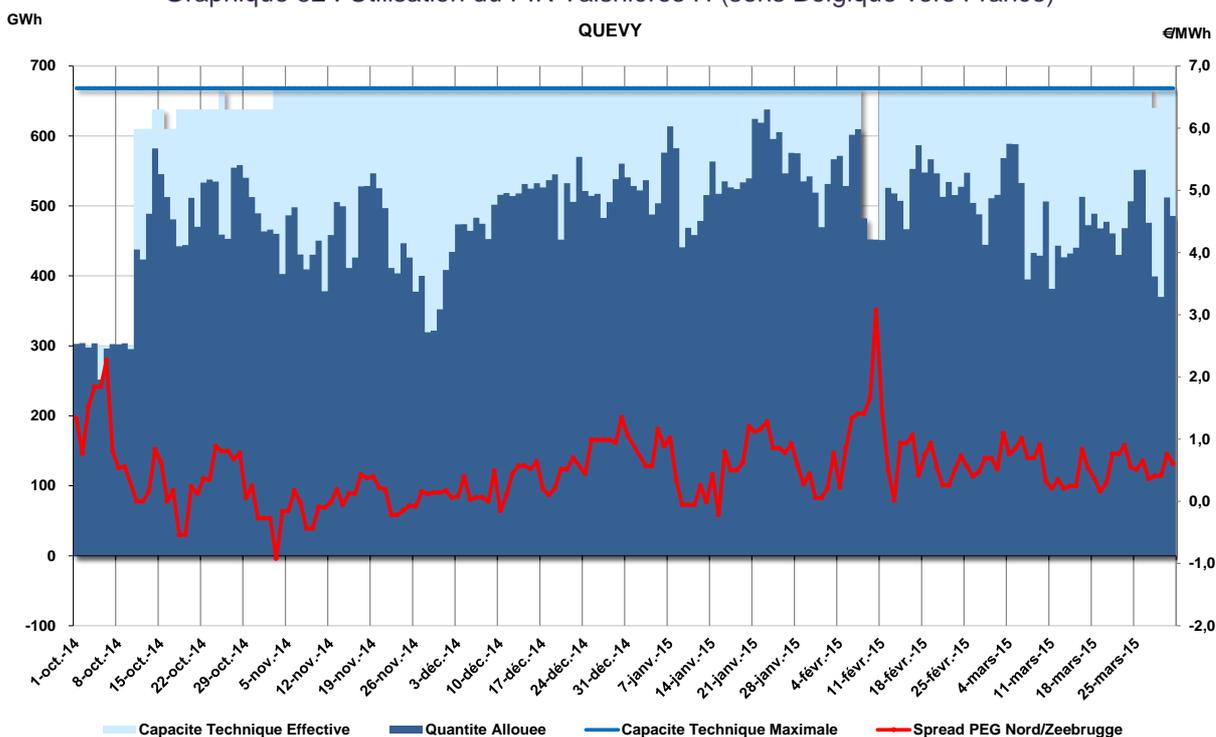
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 51 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



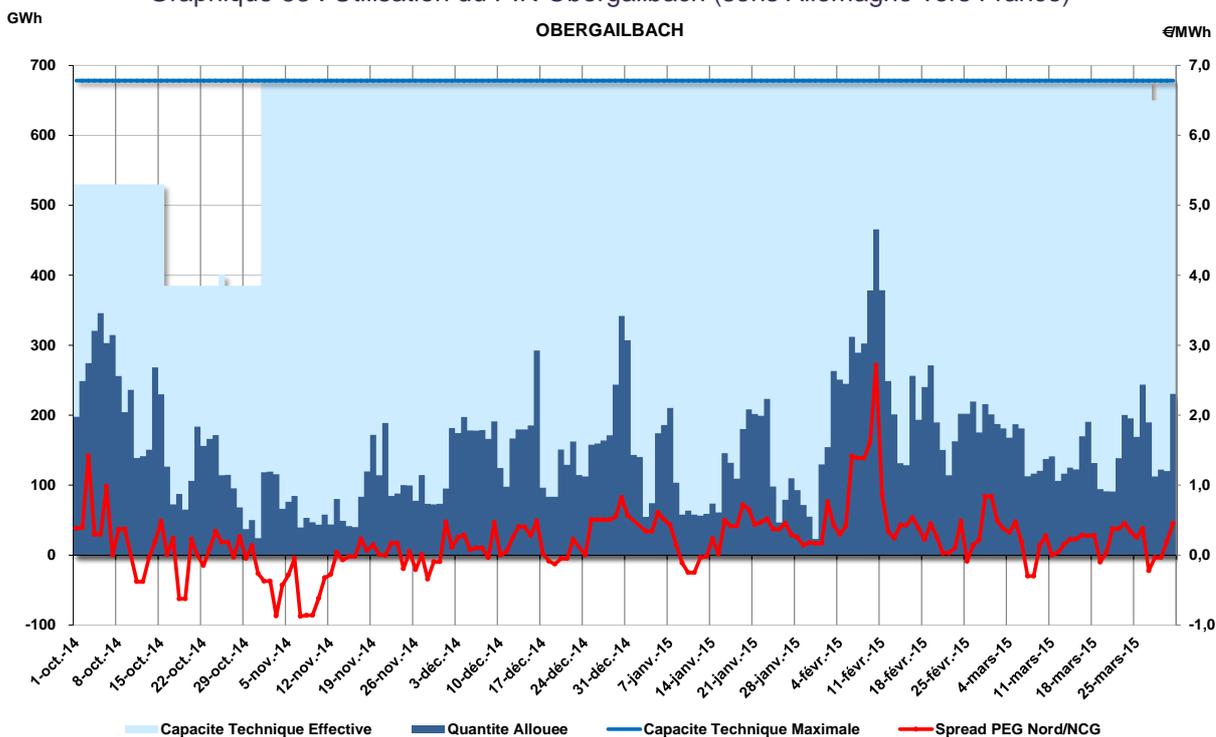
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 52 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



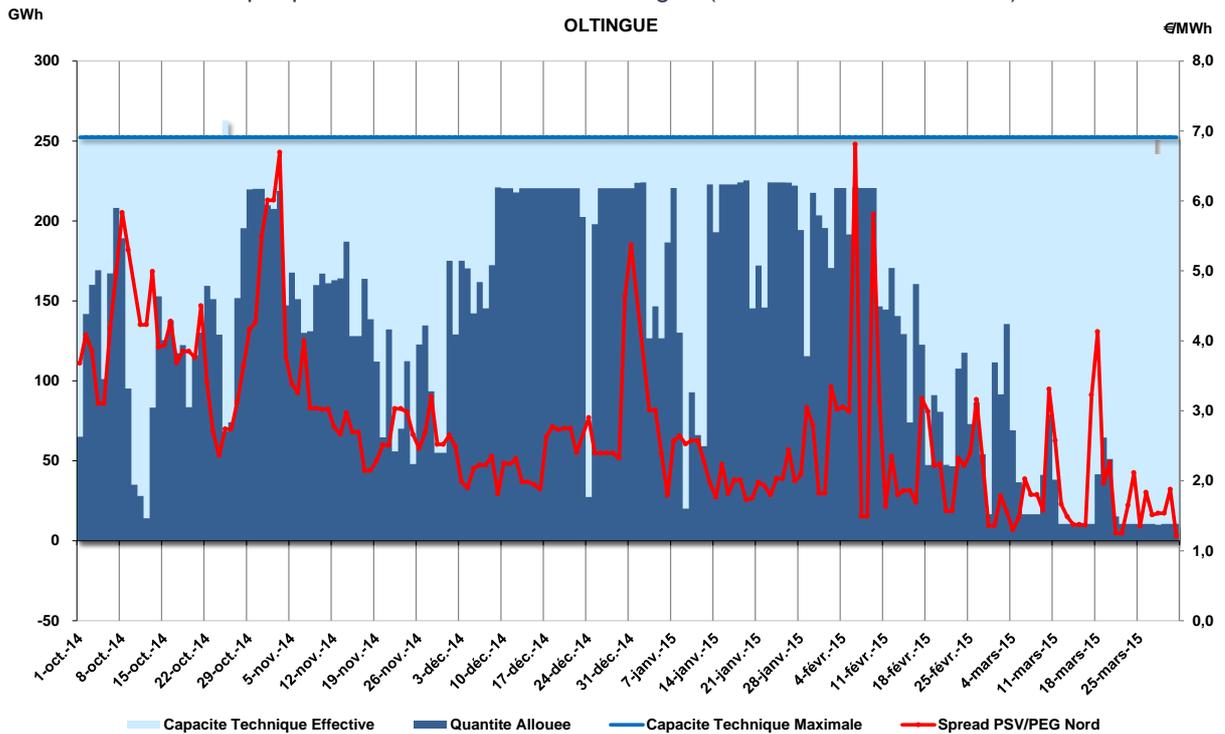
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 53 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)



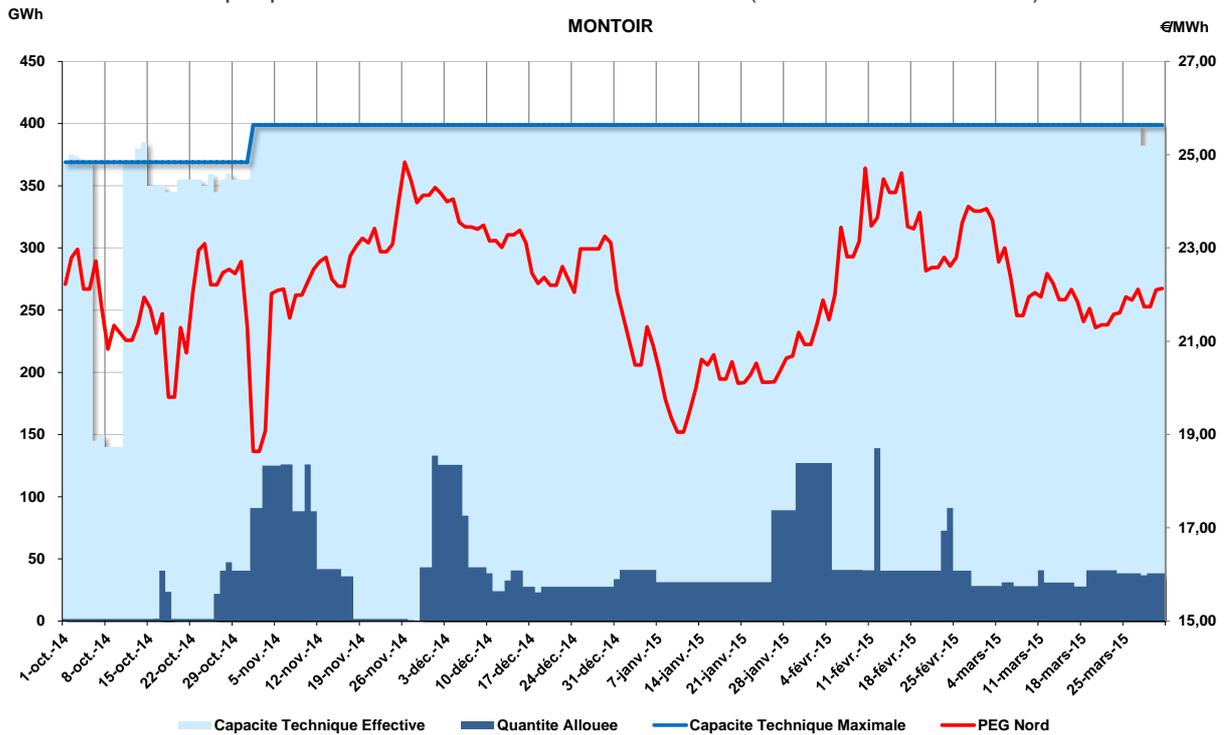
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 54 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)



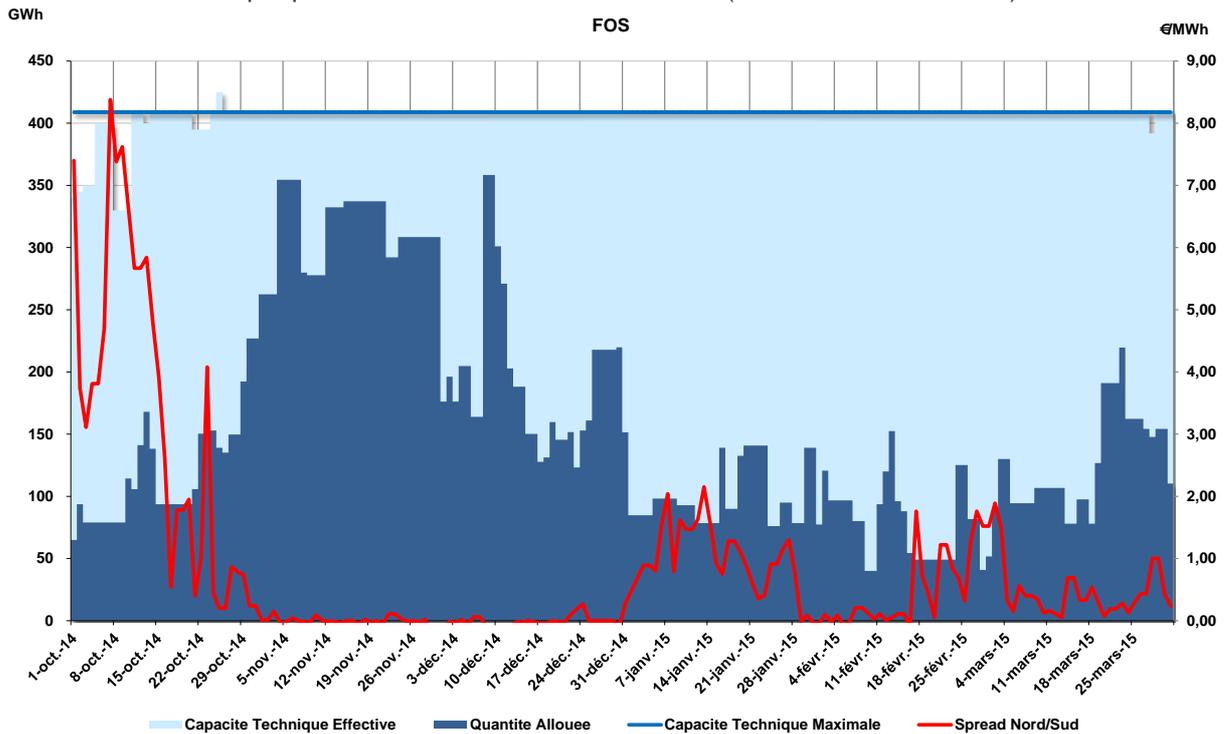
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 55 : Utilisation du PITM de Montoir (en entrée sur le réseau)



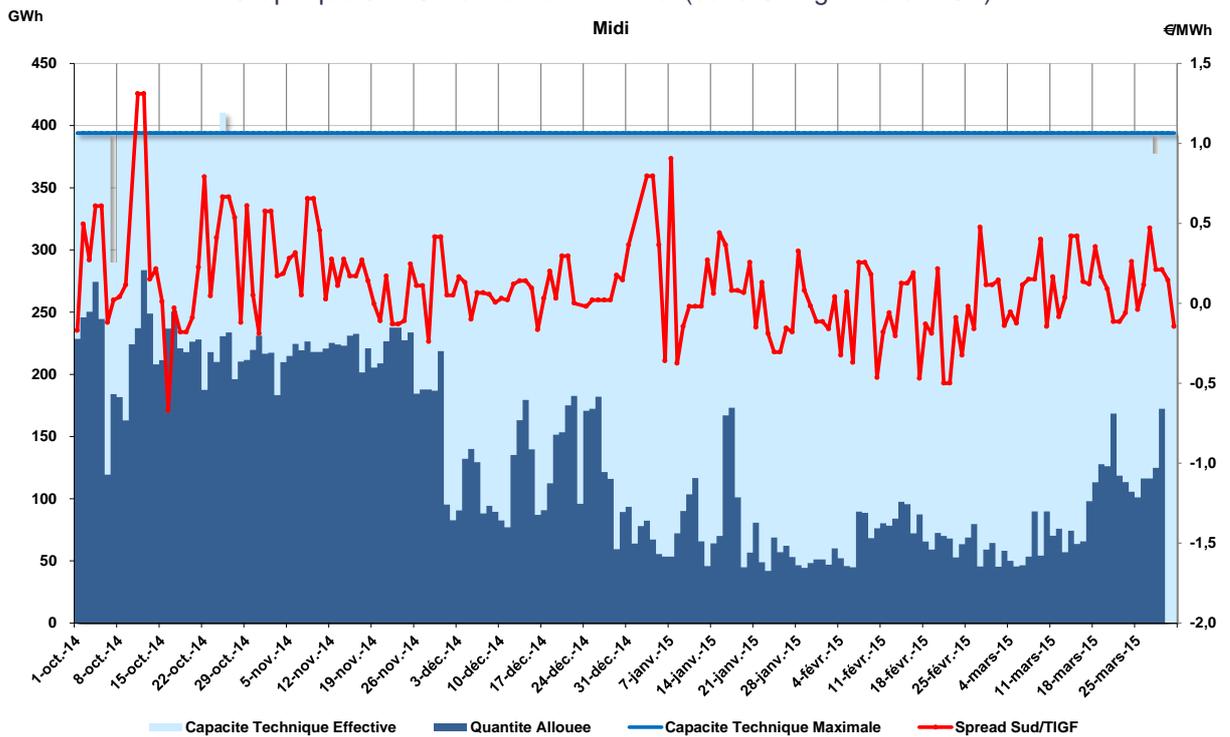
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 56 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



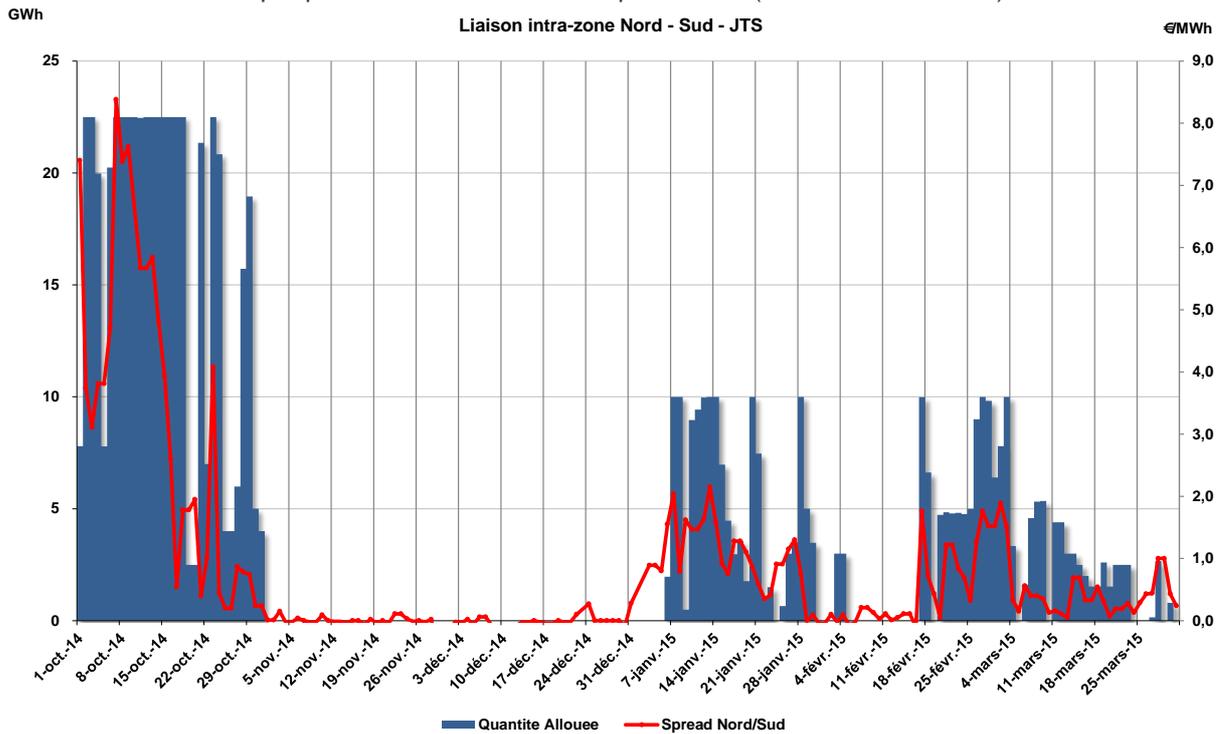
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 57 : Utilisation du PIR Midi (sens GRTgaz vers TIGF)



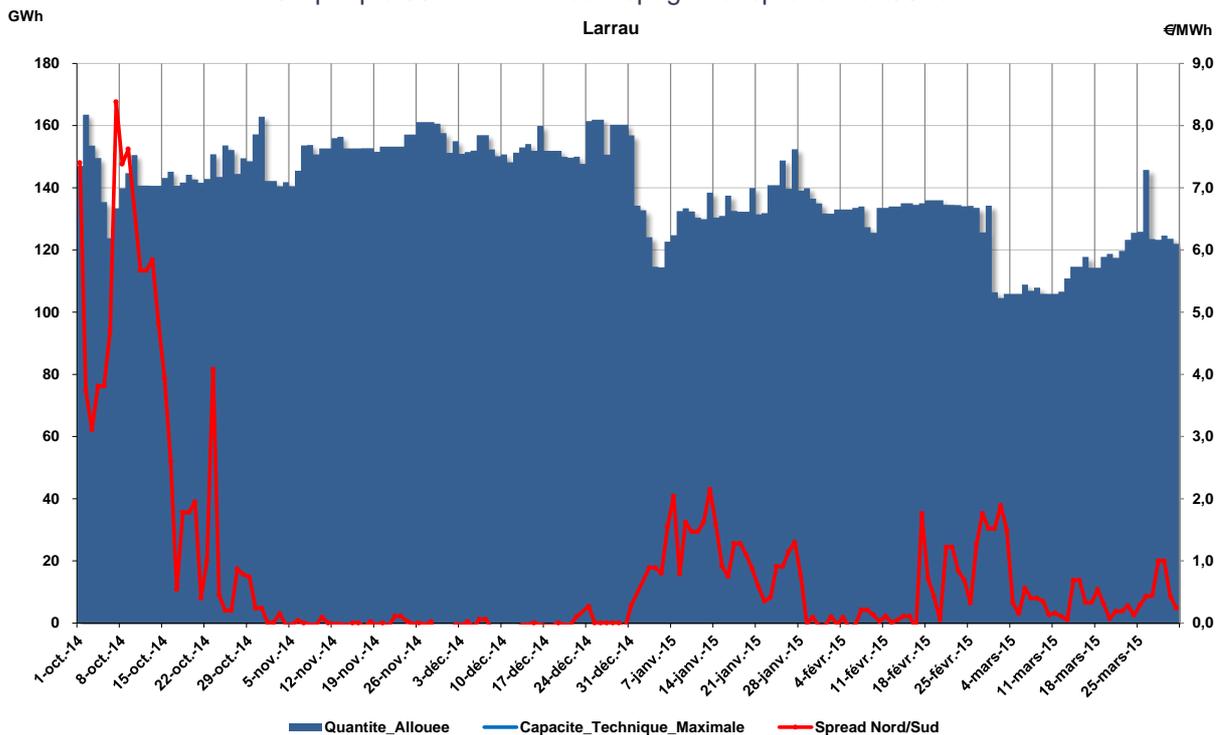
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 58 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



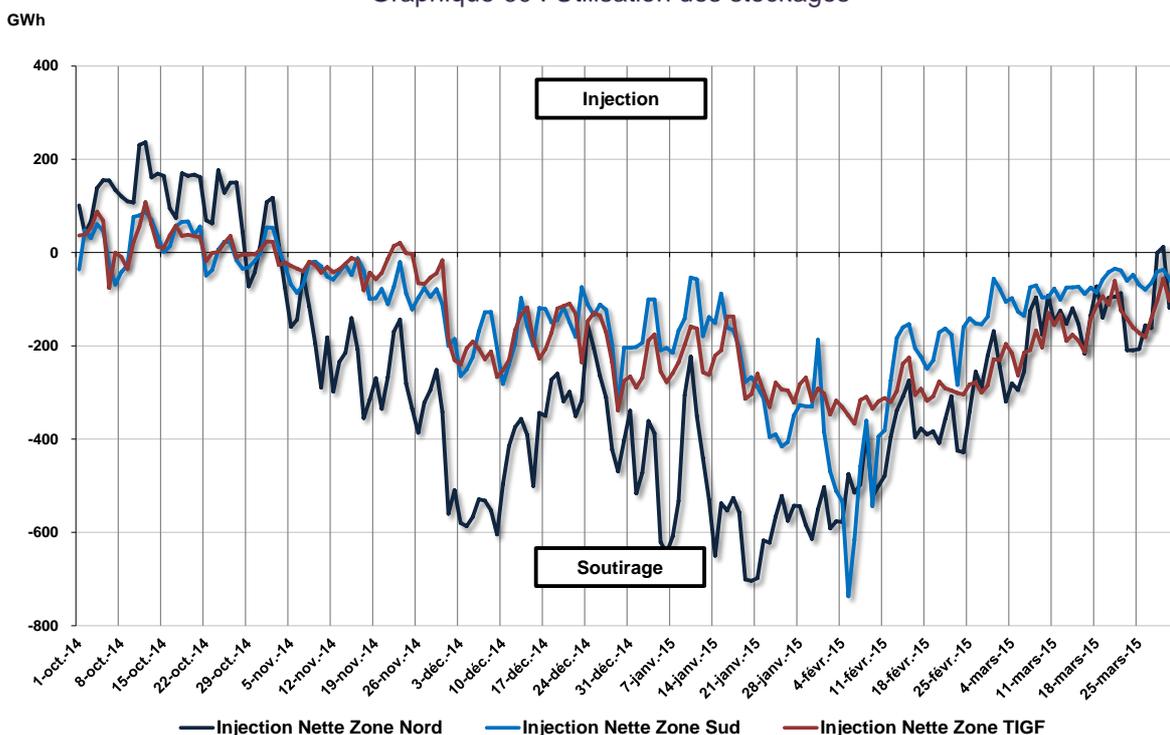
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 59 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



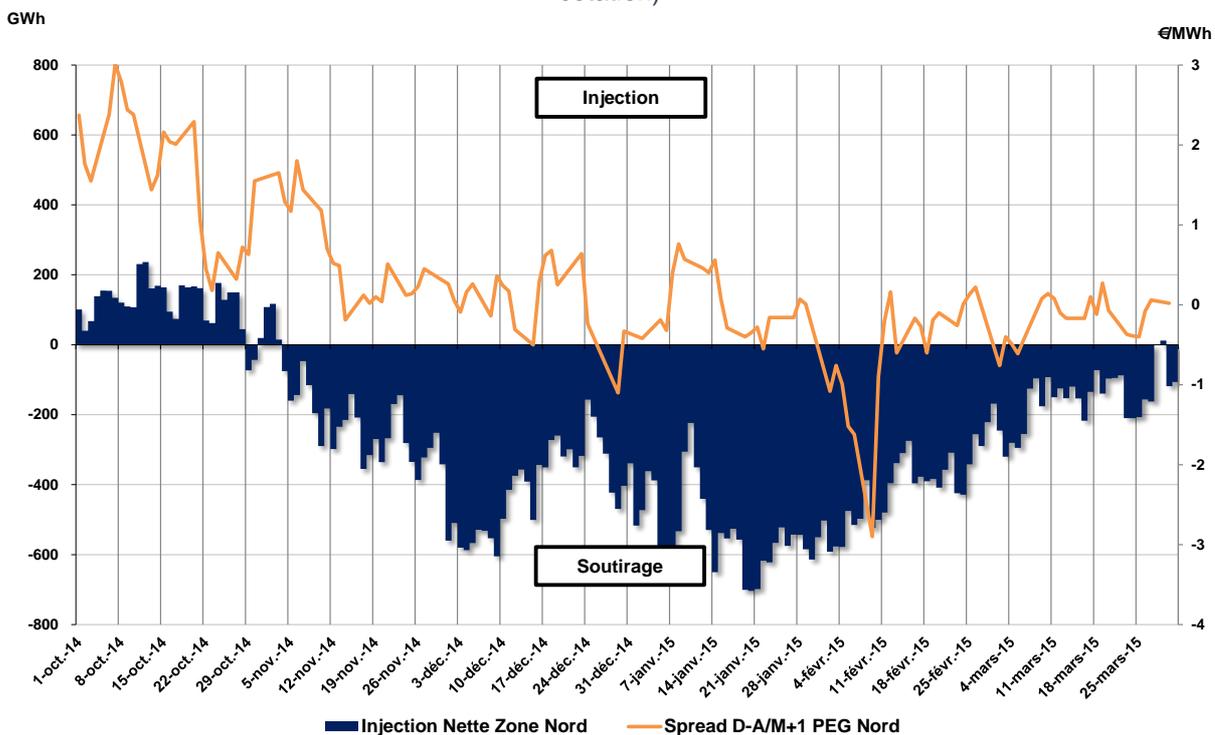
Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 60 : Utilisation des stockages



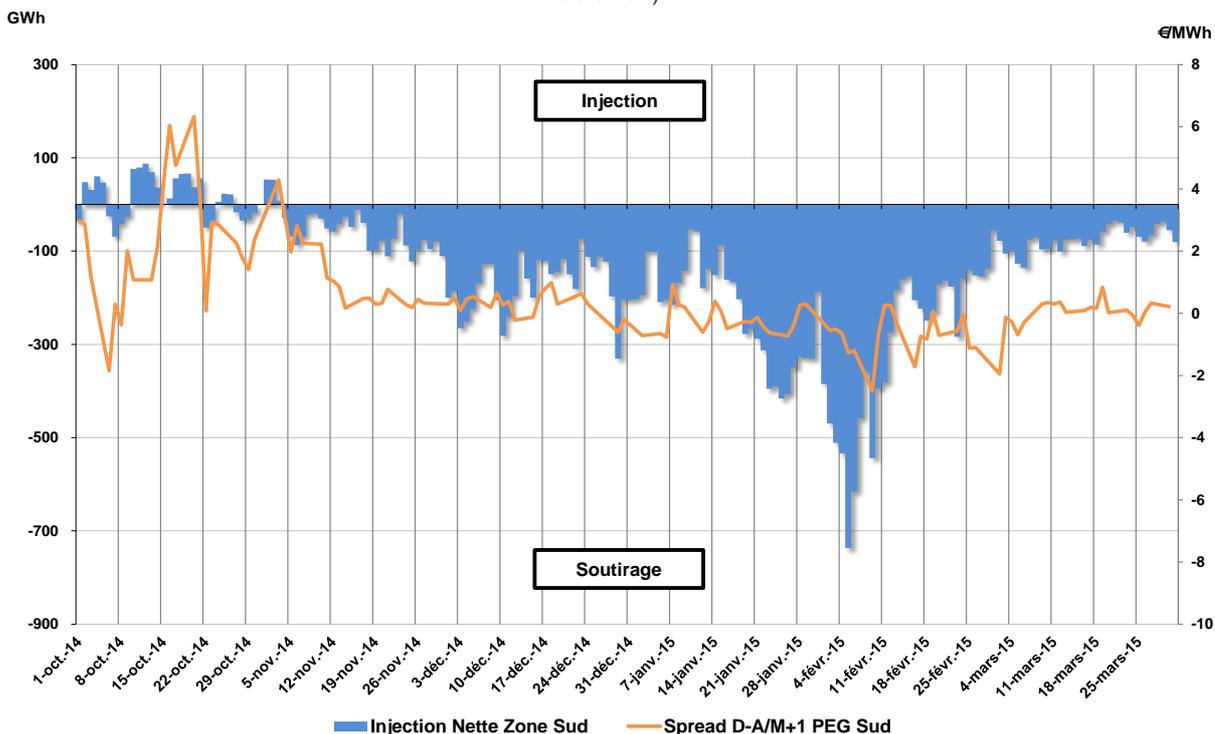
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



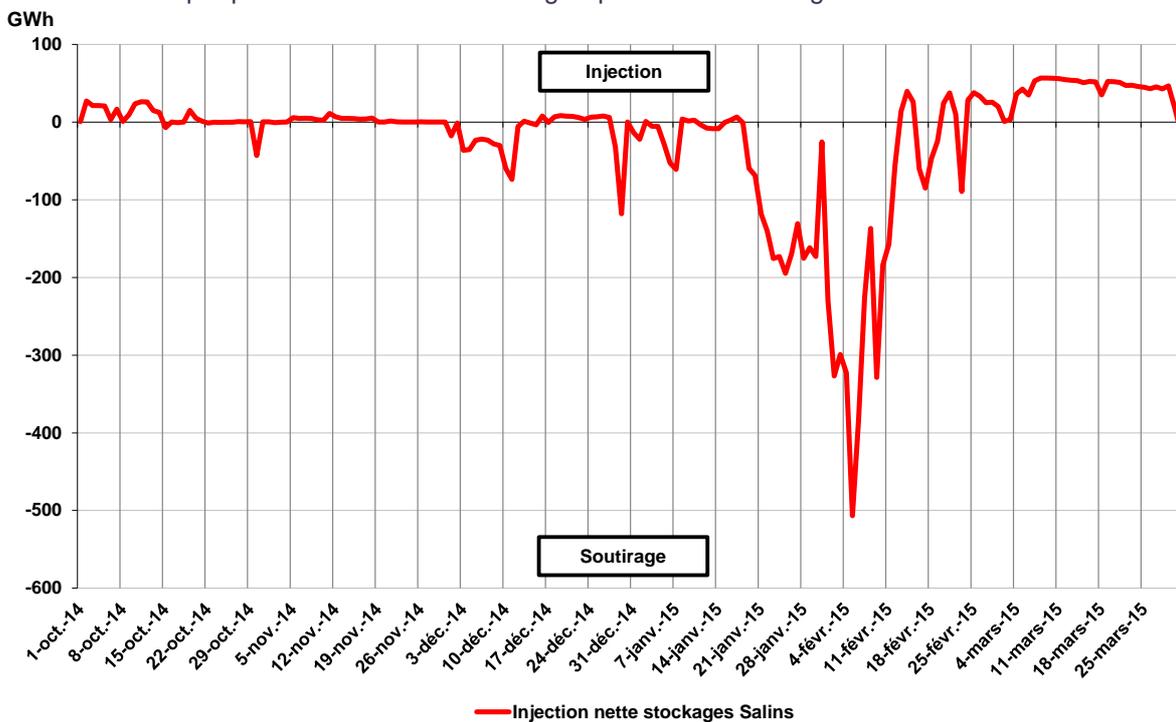
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 62 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 63 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

# Marché de gros du CO<sub>2</sub>

## I. Principales dates

24 février 2015 : Le Parlement européen valide la première étape du processus de réforme « Market Stability Reserve » de l'EU ETS en adoptant les amendements proposés par le parti européen PPE.

25 mars 2015 : Le Conseil de l'UE finalise sa position sur le texte de réforme « Market Stability Reserve ». Les quotas retirés des enchères dans le cadre du *backloading* ne seront notamment pas réintroduits sur le marché.

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. Un vote formel est attendu avant fin juillet.

## II. Chiffres clés

Tableau 9 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO<sub>2</sub>

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2015 / T4 2014		Variation annuelle T1 2015 / T1 2014	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
<b>Volumes échangés (Mt)</b>	3431	1944	1767	2126	2075	-2,38%	-51	-39,51%	-1356
Volumes EUA	3296	1885	1722	2064	2051	-1%	-13	-38%	-1245
<i>bourse</i>	2700	1638	1492	1715	1729	1%	14	-36%	-971
<i>brokers</i>	596	247	230	349	322	-8%	-27	-46%	-274
Volumes CER	135	59	45	62	24	-61%	-38	-82%	-111
<i>bourse</i>	89	44	26	39	20	-49%	-19	-78%	-69
<i>brokers</i>	46	15	19	23	4	-81%	-18,6	-0,9	-41,6
<b>Volumes EUA bourse (Mt)</b>									
EUA spot	259	165	92	113	205	81%	92	-21%	-54
EUA futurs (Déc'14 à Déc'17)	2287	1368	1338	1516	1357	-10%	-159	-41%	-930
<i>Déc'14</i>	1631	995	866	889					
<i>Déc'15</i>	343	203	275	442	1141	156%	699	233%	798
<i>Déc'16</i>	200	119	140	122	154	26%	32	-23%	-46
<i>Déc'17</i>	113	51	57	63	62	-2%	-1	-45%	-51

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO<sub>2</sub>

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2015 / T4 2014		Variation annuelle T1 2015 / T1 2014	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
<b>Prix spot (€/tCO<sub>2</sub>)</b>									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	5,5	5,2	5,9	6,6	7,0	7%	0,43	26%	1,45
Prix moyen spot EUA	5,8	5,3	6,1	6,6	7,0	6%	0,38	20%	1,16
Prix moyen spot CER	0,31	0,14	0,16	0,07	0,02	-65%	-0,05	-92%	-0,29
<b>Prix futur (€/tCO<sub>2</sub>)</b>									
EUA									
Prix moyen Déc'14 EUA	5,93	5,36	6,10	6,52					
Prix moyen Déc'15 EUA	6,17	5,54	6,25	6,73	7,07	5%	0,34	15%	0,90
Prix moyen Déc'16 EUA					7,18				
CER									
Prix moyen Déc'14 CER	0,3	0,13	0,15	0,08					
Prix moyen Déc'15 CER	0,5	0,35	0,39	0,47	0,43	-9%	-0,04	-12%	-0,06
Prix moyen Déc'16 CER					0,43				

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

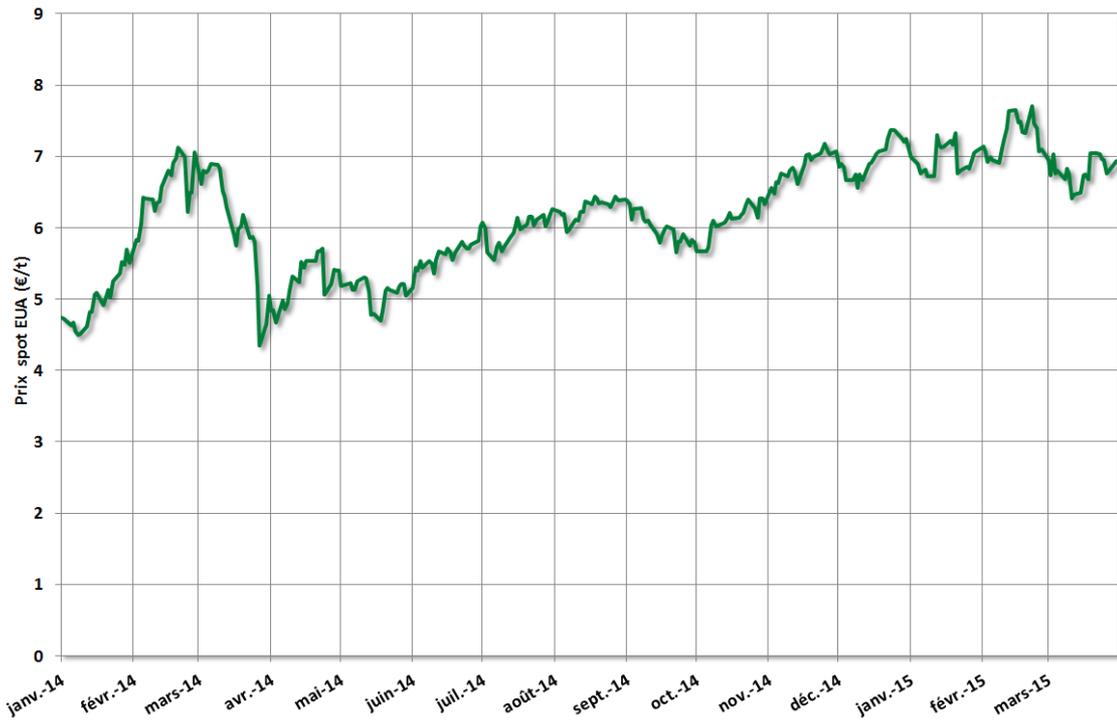
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2015 / T4 2014		Variation annuelle T1 2015 / T1 2014	
	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	T1 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	60,5	59,2	58,9	57,1	53,7	-6%	-3,4	-11%	-6,8
Clean Dark spread (terme) (€/MWh)	15,9	16,0	16,0	16,1	13,2	-18%	-2,9	-17%	-2,7
Clean Spark spread (terme) (€/MWh)	-12,6	-10,9	-11,1	-9,2	-8,7	5%	0,5	-31%	3,9

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

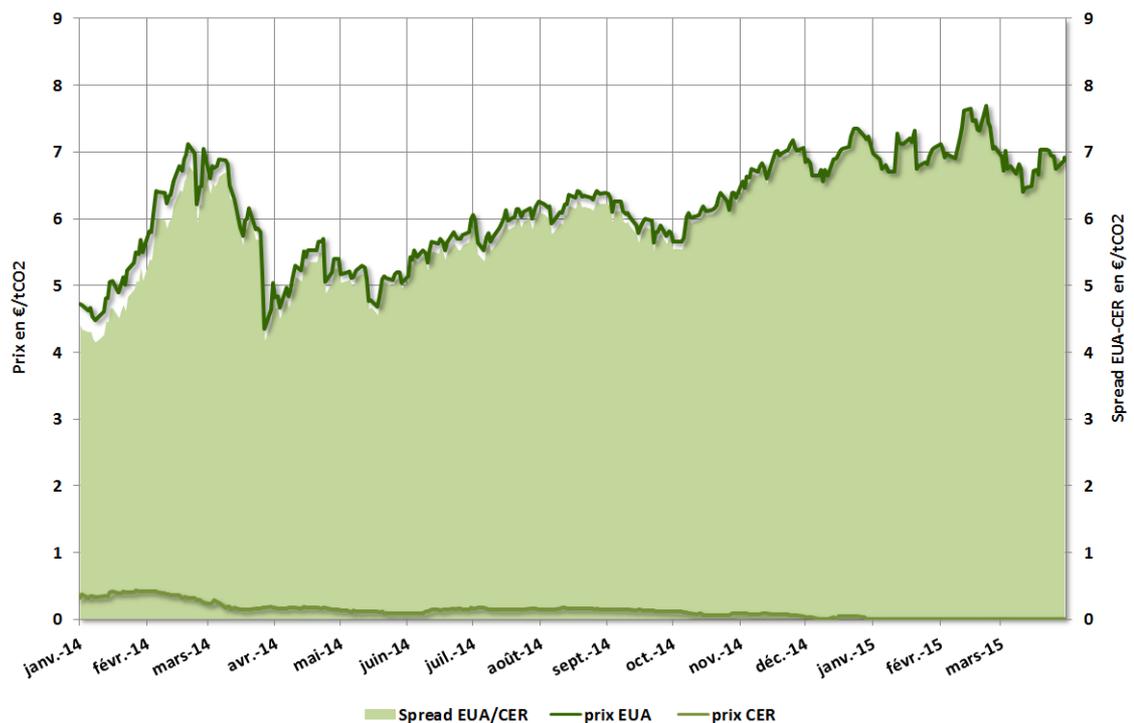
### III. Graphiques

Graphique 64 : Evolution des prix EUA



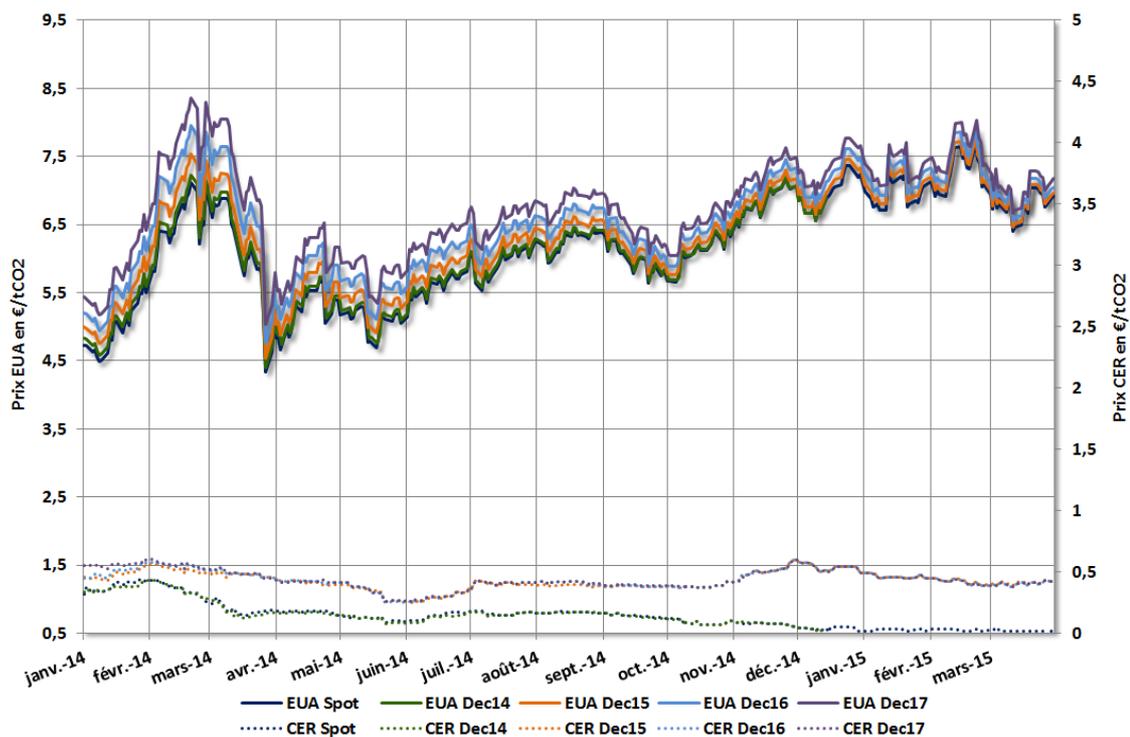
Source : ECX

Graphique 65 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



Sources : ECX

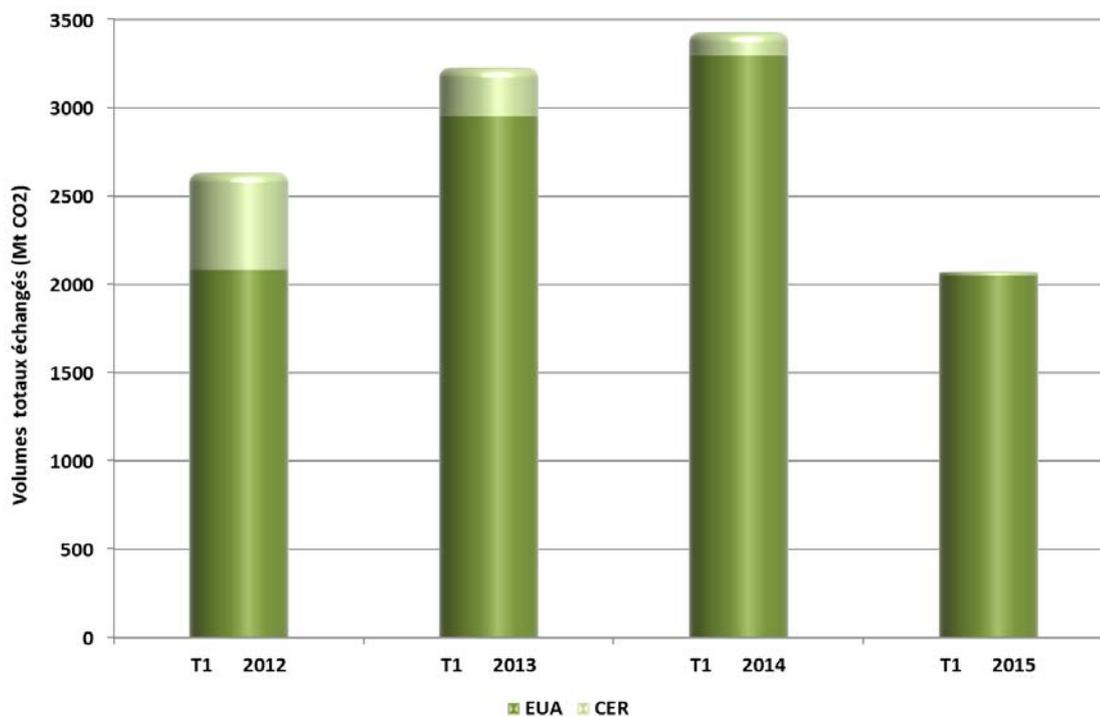
Graphique 66 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER



Sources : ECX.

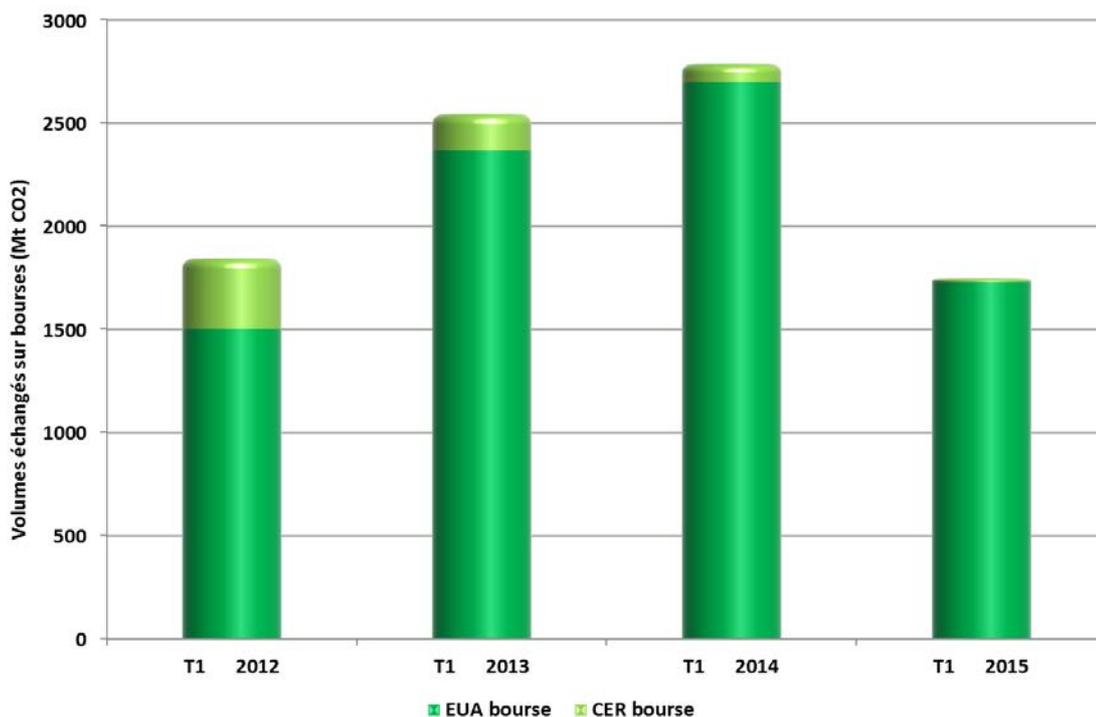
A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1<sup>er</sup> jan. 2014

Graphique 67 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers



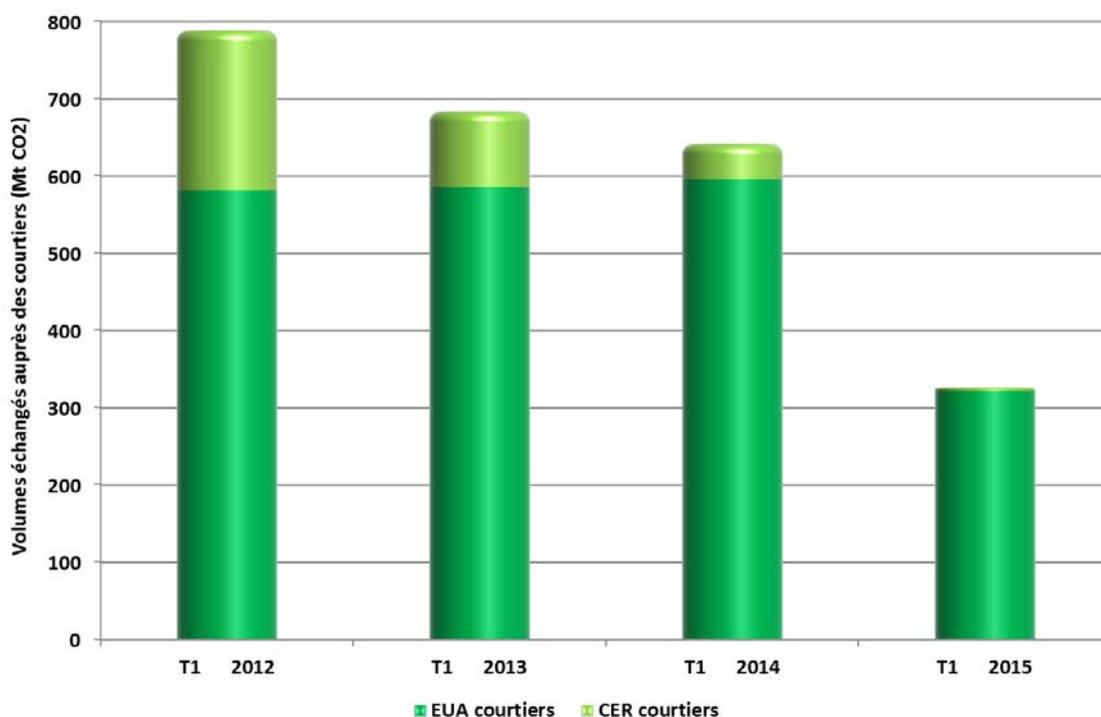
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 68 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse



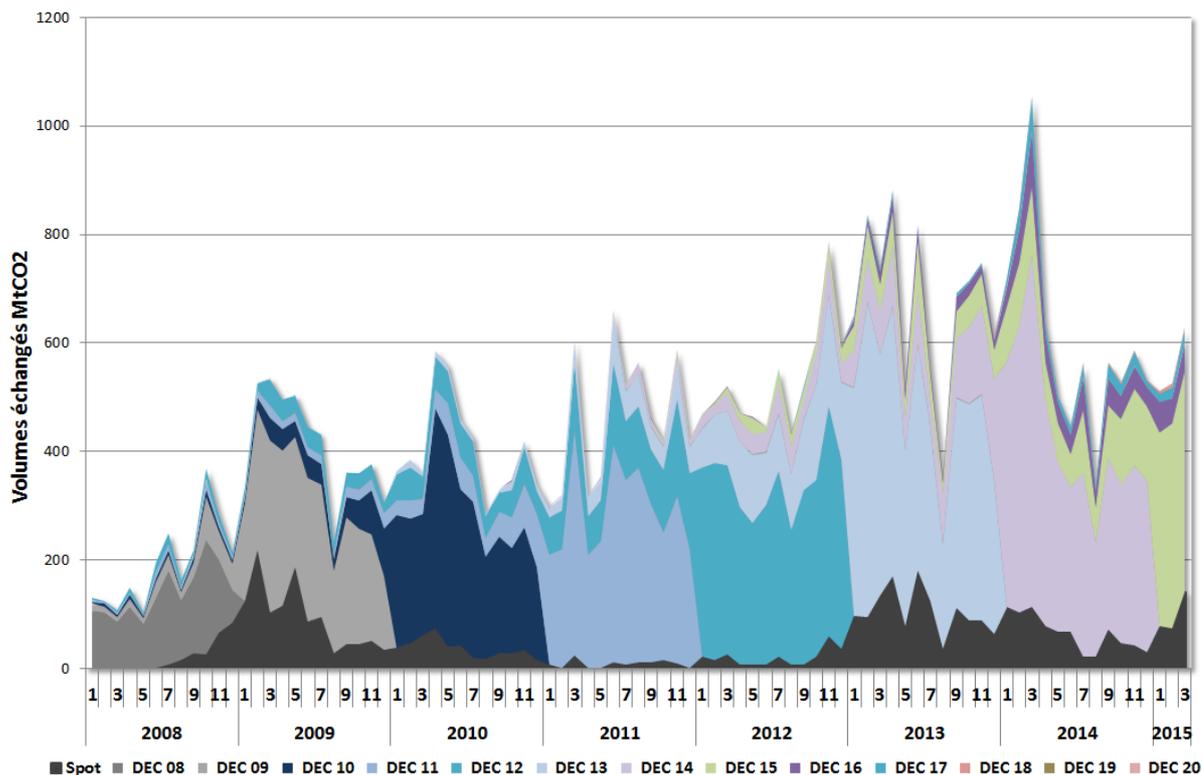
Sources : Bluenext, ECX, EEX

Graphique 69 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers



Sources : LEBA

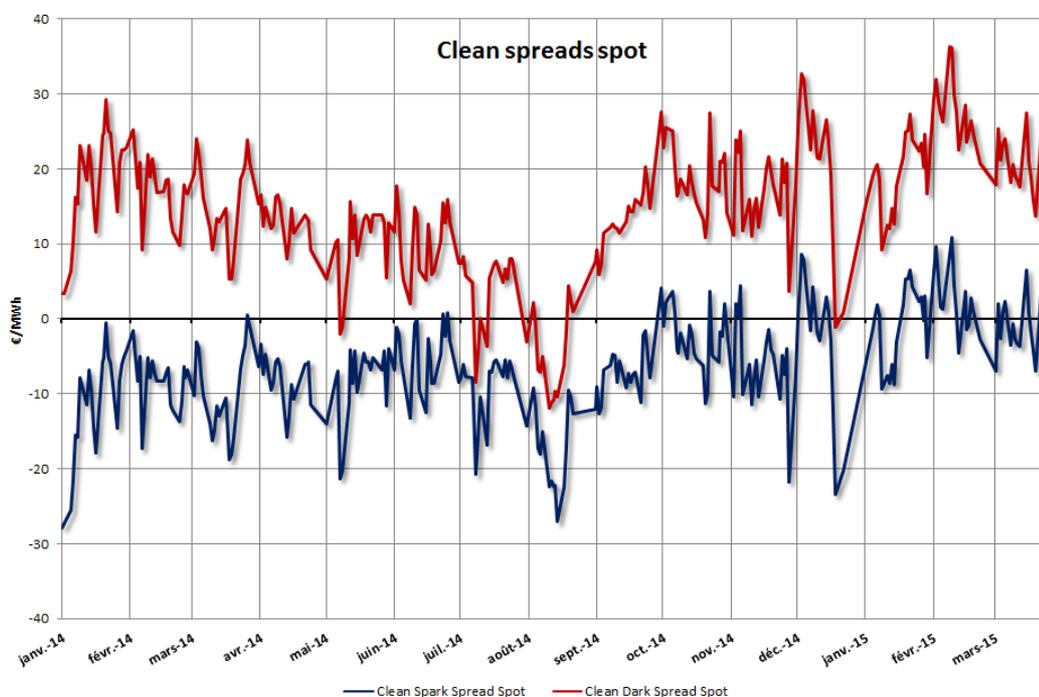
Graphique 70 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA

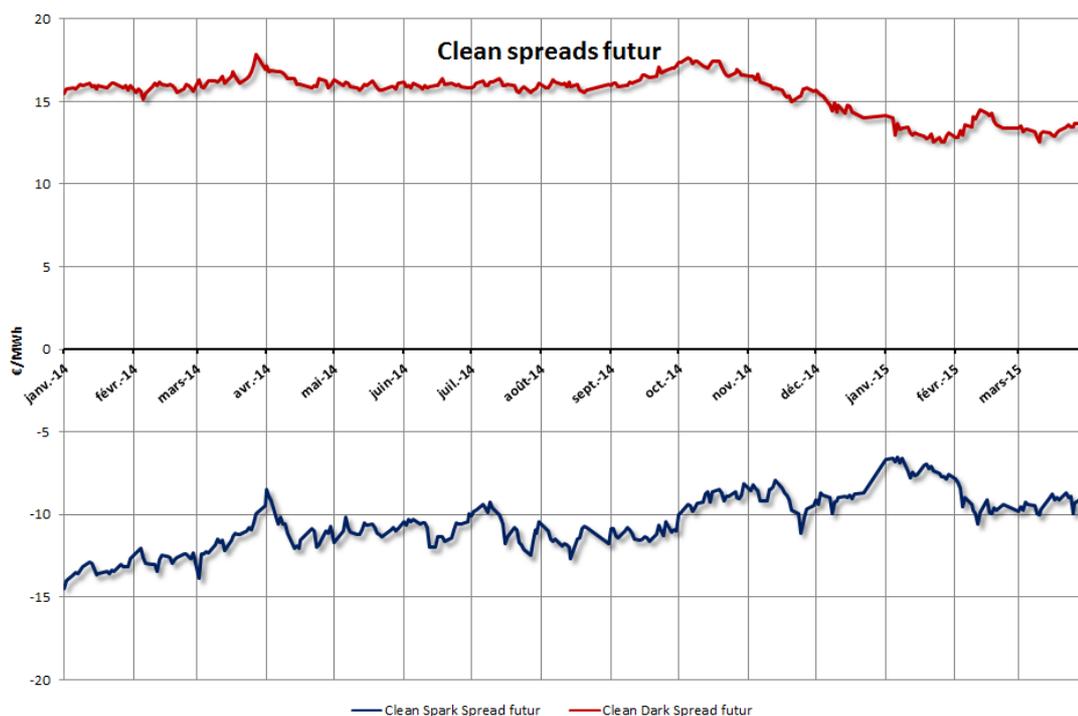


Sources : ECX, EEX.

A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1<sup>er</sup> jan. 2014

Graphique 71 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)





<i>Clean Dark Spread (€/MWh) = <math>p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})</math></i>	<i>Clean Spark Spread (€/MWh) = <math>p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})</math></i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>p_E</math> prix spot ou Y+1 base France (€/MWh)</li> <li>• <math>p_C</math> prix M+1 ou Y+1 charbon (€/MWh)</li> <li>• <math>p_{CO_2}</math> prix spot ou Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh)</li> <li>• <math>\alpha</math> inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon<sup>6</sup></li> <li>• <math>\beta</math> le facteur d'émission charbon<sup>7</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>p_E</math> prix spot ou Y+1 base France (€/MWh)</li> <li>• <math>p_G</math> prix M+1 ou Y+1 gaz PEG Nord (€/MWh)</li> <li>• <math>p_{CO_2}</math> prix spot ou Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh)</li> <li>• <math>\gamma</math> le rendement gaz<sup>8</sup></li> <li>• <math>\delta</math> le facteur d'émission gaz<sup>9</sup></li> </ul>

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

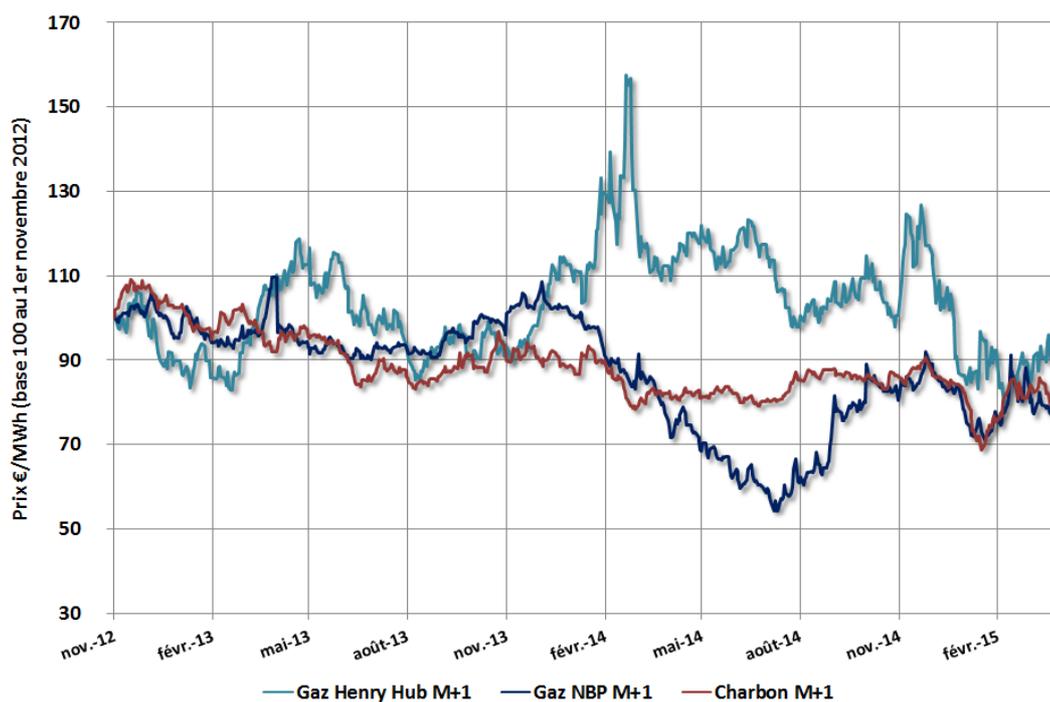
<sup>6</sup> Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 35 % pour les centrales à charbon. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

<sup>7</sup> Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO<sub>2</sub> / MWh pour les centrales à charbon

<sup>8</sup> Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

<sup>9</sup> Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO<sub>2</sub> / MWh pour les centrales à gaz

Graphique 72 : 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](http://www.epexspot.com/fr)).
- **EEX** : bourse allemande European Energy Exchange, non obligatoire ([www.eex.de](http://www.eex.de)).
- **APX** : bourse néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les imports et les exports aux Pays-Bas ([www.apx.nl](http://www.apx.nl)).
- **Omel** : pool espagnol, quasi obligatoire ([www.omel.es](http://www.omel.es)).
- **NordPool** : bourse scandinave, non obligatoire (une des bourses électriques les plus anciennes d'Europe, [www.nordpool.no](http://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](http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244))

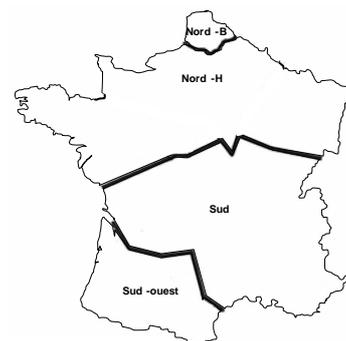
- **Achats et ventes en gros (OTC)<sup>10</sup>** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
  - **Importations et exportations** : [http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre\\_inter\\_1.htm](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm)
  - **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité : [www.powernext.fr](http://www.powernext.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](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

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

**Zone d'équilibrage** : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

**Zone Nord-B/Nord-H** : la zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz-B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour "Bas pouvoir calorifique"). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz-H, qui est identique au gaz distribué sur le reste du territoire et qualifié de gaz-H pour "Haut pouvoir calorifique".



**Gas release** : pour introduire de la concurrence dans le sud de la France, un programme de cession temporaire de gaz ou gas release a été mis en place en 2005 pour une durée de trois ans.

Gaz de France remet sur le marché 15 TWh par an au point d'échange «sud», soit au total, sur toute la durée du programme, 45 TWh à travers des appels d'offres et des négociations de gré à gré. Pour sa part, Total remet sur le marché, au point d'échange de gaz «sud-ouest», 1,1 TWh par an, pour une durée de trois ans ce qui représente sur toute la durée du programme 3,3 TWh.

**Point d'échange de gaz – PEG** : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

<sup>10</sup> « Over the Counter » ou de gré à gré

## Glossaire propre au marché de gros du CO<sub>2</sub>

---

**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 (CO<sub>2</sub>)** : 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](http://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 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 SEQE 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 SEQE

**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 SEQE 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 CO<sub>2</sub>) 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).

**SEQE** : 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 CO<sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> .....	50
Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO <sub>2</sub> .....	50
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux .....	50

# 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 : Evolution des prix des produits calendaires allemands et français au T1 2015 .....	6
Graphique 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France .....	7
Graphique 5 : Evolution des prix du Brent .....	9
Graphique 6 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH) ....	16
Graphique 7 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT .....	17
Graphique 8 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT .....	17
Graphique 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié .....	18
Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié .....	18
Graphique 11 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié .....	19
Graphique 12 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT .....	19
Graphique 13 : Prix day-ahead base sur EPEX SPOT .....	20
Graphique 14 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT .....	20
Graphique 15 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens .....	21
Graphique 16 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne .....	22
Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe .....	23
Graphique 18 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne .....	23
Graphique 19 : Consommation française .....	24
Graphique 20 : Disponibilité du parc nucléaire français .....	24
Graphique 21 : Taux de production de la filière nucléaire .....	25
Graphique 22 : Production de la filière charbon + gaz .....	25
Graphique 23 : Taux de production de la filière fioul (parc complet) .....	26
Graphique 24 : Taux de production hydraulique .....	26
Graphique 25 : Taux d'utilisation moyen au T1 2015 .....	27
Graphique 26 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe) .....	27
Graphique 27 : Solde exportateur français .....	28
Graphique 28 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T1 2015 .....	28
Graphique 29 : Indice de concentration HHI – injections T1 2015 .....	29
Graphique 30 : Indice de concentration HHI – soutirages en T1 2015 .....	29
Graphique 31 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe .....	33
Graphique 32 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français .....	34
Graphique 33 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe .....	34
Graphique 34 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe .....	35
Graphique 35 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF .....	35
Graphique 36 : Prix mondiaux du gaz .....	36
Graphique 37 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers .....	36
Graphique 38 : Livraisons aux PEG .....	37
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit .....	37
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG .....	38
Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG .....	38
Graphique 42 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire .....	39
Graphique 43 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire .....	39
Graphique 44 : Indices de concentration du marché spot français par PEG .....	40
Graphique 45 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG .....	40
Graphique 46 : Consommation de gaz en France .....	41
Graphique 47 : Niveaux des stocks en France .....	41
Graphique 48 : Emissions des terminaux méthaniers .....	42
Graphique 49 : Bilan entrée / sortie au sud de la France .....	42
Graphique 50 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud) .....	43
Graphique 51 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau) .....	43
Graphique 52 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France) .....	44
Graphique 53 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France) .....	44
Graphique 54 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse) .....	45
Graphique 55 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau) .....	45

Graphique 56 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau) .....	46
Graphique 57 : Utilisation du PIR Midi (sens GRTgaz vers TIGF).....	46
Graphique 58 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud) .....	47
Graphique 59 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud.....	47
Graphique 60 : Utilisation des stockages.....	48
Graphique 61 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation).....	48
Graphique 62 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	49
Graphique 63 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud .....	49
Graphique 64 : Evolution des prix EUA.....	51
Graphique 65 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER .....	51
Graphique 66 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER.....	52
Graphique 67 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers .....	52
Graphique 68 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse .....	53
Graphique 69 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers.....	53
Graphique 70 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	54
Graphique 71 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future).....	54
Graphique 72 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012).....	56



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France

Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00

[www.cre.fr](http://www.cre.fr)