



Marchés de gros

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

4^e trimestre 2014

CONTENU

Introduction	3
Faits marquants du trimestre	4
Marché de gros de l'électricité.....	4
Marché de gros du gaz	8
Marché de gros du CO₂.....	11
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.....	50
I. Principales dates.....	50
II. Chiffres clés	50
III. Graphiques.....	51
Glossaire	57
Glossaire commun	57
Glossaire propre au marché de gros de l'électricité	57
Glossaire propre au marché de gros du gaz	58
Glossaire propre au marché de gros du CO₂	58
Liste de tableaux	61
Liste de graphiques.....	62

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.

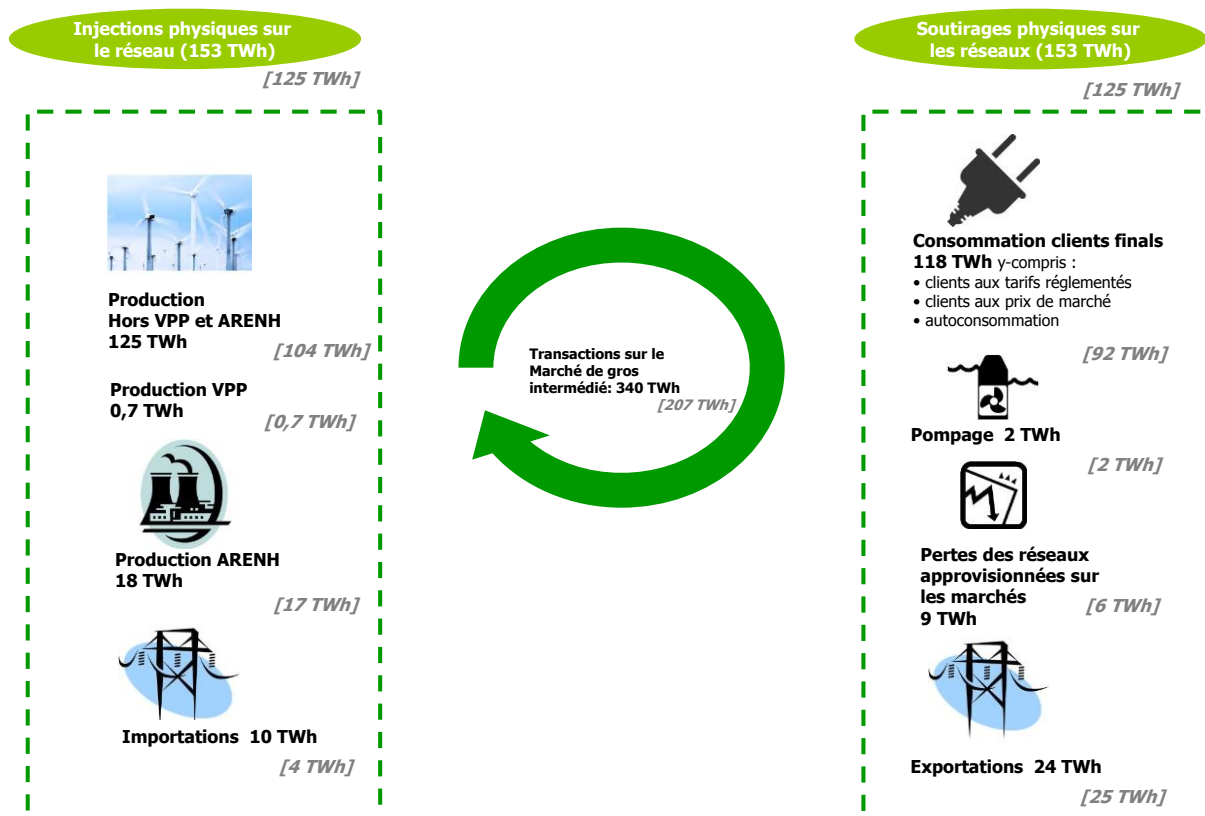
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

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



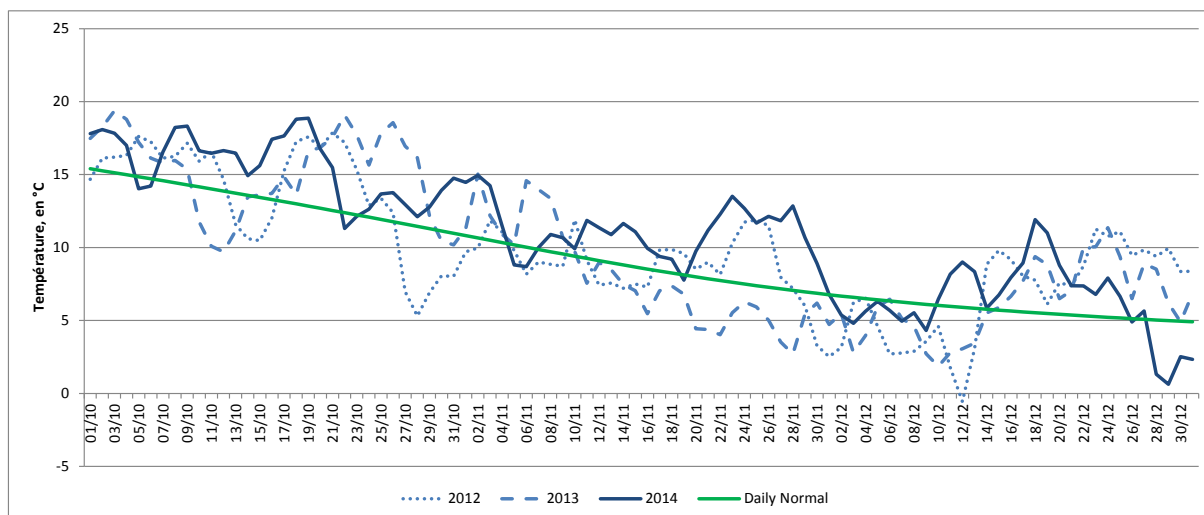
Source : RTE – Analyse : CRE ; Données [T3 2014] et T4 2014

Les prix sur le marché spot ont évolué à des niveaux modérés au cours du quatrième trimestre 2014 du fait d'une bonne disponibilité du parc nucléaire et d'une consommation limitée

Au dernier trimestre 2014, les prix de marché Day-Ahead et Intra-journalier se sont établis à respectivement 41 €/MWh et 40,6 €/MWh en moyenne. Ils restent ainsi à des niveaux bas comparé au T4 2013, où ils évoluaient respectivement à 47,8 €/MWh et 47,6 €/MWh.

Les températures très douces en octobre et novembre, plus de deux degrés au-dessus des normales de saison (voir Graphique 2 ci-dessous), ont limité la consommation. En décembre les températures se sont rapprochées des normales, soutenant ainsi la consommation et le niveau des prix spot.

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

A la suite de la baisse des températures, le taux de convergence horaire des prix day-ahead français et allemand a chuté, atteignant 46% sur le trimestre (voir Tableau 2 page 13).

Une très bonne disponibilité nucléaire dans un contexte de consommation plutôt modérée

La disponibilité du parc nucléaire français a, quant à elle, été meilleure qu'au T4 2013, avec des taux historiquement hauts (dep. 2008) au mois de décembre 2014. Dans ce contexte, le taux de production nucléaire au quatrième trimestre a également été très élevé, affichant une hausse de 12% par rapport au trimestre précédent (voir Tableau 4, page 14).

Des stocks hydrauliques élevés et une production thermique-fossile limitée

Les stocks hydrauliques ont été plus élevés qu'en 2013 au quatrième trimestre, tout particulièrement à l'entrée du mois de décembre (voir Graphique 25, page 26). La filière charbon et gaz a produit de façon modérée au cours du trimestre mais on note qu'elle a été beaucoup plus sollicitée sur cette fin d'année qu'au début de l'hiver 2013/14 (voir Graphique 23, page 25).

Les importations ont doublé, les exportations sont restées stables par rapport au T3 2014

Au cours du quatrième trimestre, les importations ont doublé par rapport au trimestre précédent ; elles se sont élevées à 9,9 TWh contre 4,1 TWh au T3 2014 et 9,4 TWh au T4 2013. Quant aux exportations, elles se sont maintenues à 24 TWh au T4 2014, ce qui représente une hausse de 31% par rapport au même trimestre en 2013, avec notamment une part importante d'exportations hors-pente, dans un contexte de forte production nucléaire (voir Graphique 27, page 27). Dans ce contexte, le solde exportateur se porte à 14,2 TWh au T4 2014, soit une hausse de 58% par rapport au T4 2013 (voir Graphique 28, page 28).

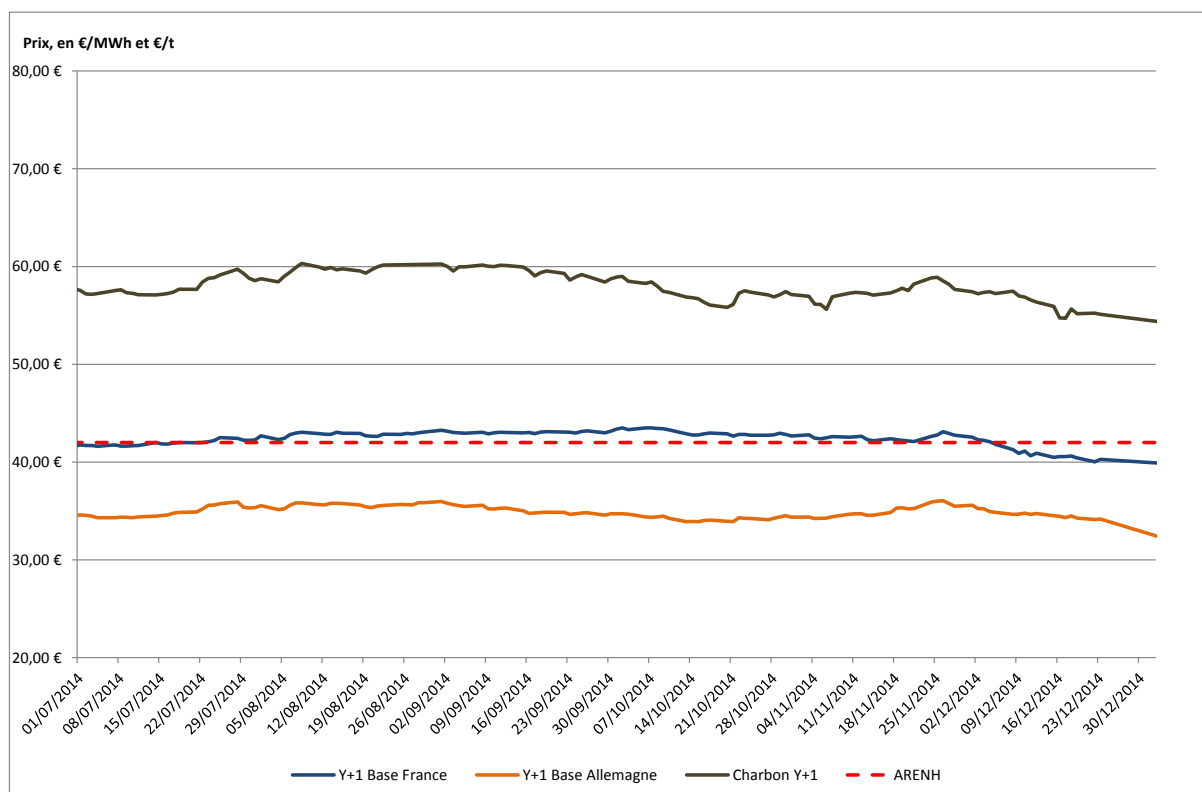
Potentiel impact de la réserve stratégique belge sur les marchés Day-Ahead

ELIA, en coopération avec la CREG, a mis en application son mécanisme de réserve stratégique sur la période hivernale allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 mars 2015. Le but de cette réserve est de maintenir la sécurité d'approvisionnement en Belgique en cas de déficit structurel de moyens de production par rapport à la demande. La mise en place de cette réserve a pour impact de déplacer un volume de marché *Day-Ahead* précédemment offert à son coût marginal de production, à un volume offert à 3000 €/MWh. Il augmente donc le risque de pic de prix sur la plaque européenne mais permet à la Belgique d'utiliser au maximum ses interconnexions grâce au mécanisme de couplage de marché, avant d'utiliser ses moyens de réserve stratégique.

Le prix du produit Calendaire Baseload Y+1 passe en dessous de la barre des 42,0 €/MWh

Le prix du produit calendaire est passé en dessous du niveau de l'ARENH depuis le 5 décembre 2014 (voir Graphique 3 ci-dessous) du fait des faibles commandes ARENH comparées aux années précédentes combinées aux prix décroissant des combustibles.

Graphique 3 : Evolution des prix des produits calendaires allemands et français au T4 2014



Source : EEX – Analyse : CRE

Des volumes échangés sur les marchés en très forte hausse en lien avec le début de l'hiver et les faibles commandes ARENH pour le premier semestre 2015

Les volumes sur le marché spot ont augmenté de 15 % sur la bourse EPEX SPOT et de 65 % pour le marché intermédiaire, du fait de l'entrée en hiver (voir Graphique 8 page 16).

Sur le marché à terme intermédiaire, les volumes sont en très forte hausse, porté par les produits calendaires (+217% par rapport au T3 2014 et +327% par rapport au T4 2013) (voir Graphique 9 page 17). Cette forte hausse des volumes de produit calendaire s'inscrit dans un contexte de report des volumes ARENH sur les marchés de gros, déclenchée par la chute du prix de marché en-dessous de 42 €/MW.

La bourse des produits à terme EEX a connu aussi une très forte hausse avec 46 TWh échangés pendant le trimestre en augmentation de 281% par rapport au trimestre précédent. Sa part de marché sur les produits à terme augmente ainsi et passe à 15,6% contre 9,1% au trimestre précédent (voir Tableau 3 page 14).

Retour en disponibilité de deux centrales CCGT

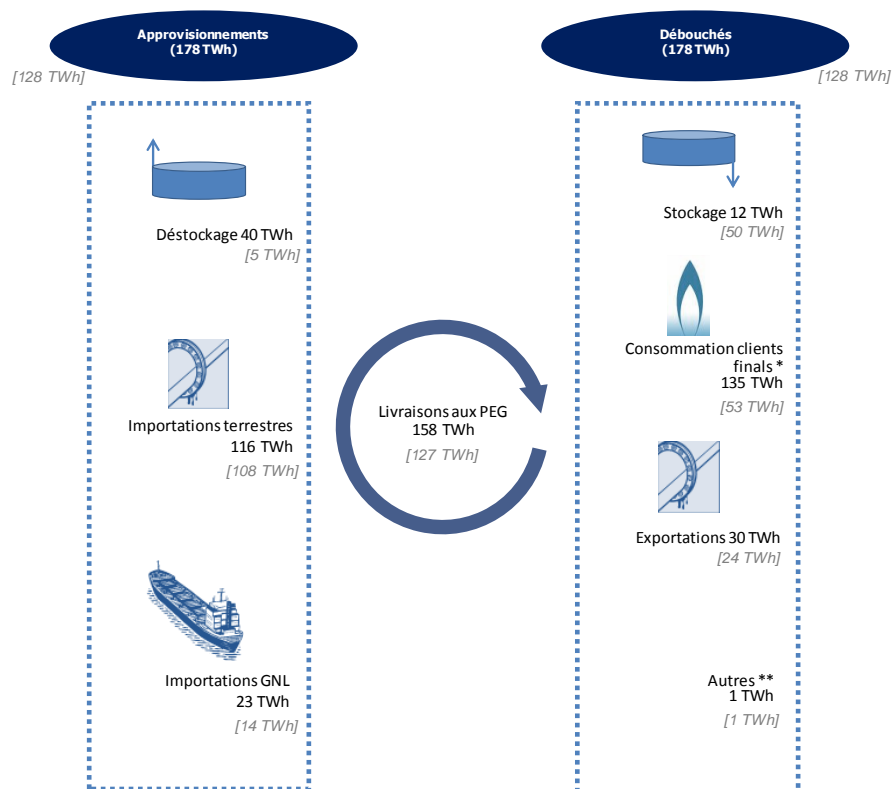
Les centrales à cycle combiné gaz de Pont-sur-Sambre et Toul, qui, pendant tout l'été 2014, s'orientaient vers une mise sous cocon de longue durée, ont, dès la fin septembre 2014, été à nouveau déclarées disponibles pour l'hiver 2014-2015 sur le site RTE. Pont-sur-Sambre et Toul ont effectivement produit de l'électricité à partir de fin octobre 2014 après une période de cocon estival de plus de 8 mois.

Nouvelle plate-forme transparence RTE

Depuis le 16/12/2014, RTE a modifié son site web dédié à la transparence du marché afin de se mettre en conformité avec le règlement transparence CE 543/2013. Le changement majeur de cette mise à jour concerne la publication des (in)disponibilités des moyens de production et les données relatives aux niveaux de stocks hydrauliques désormais exprimés en stock d'énergie.

Marché de gros du gaz

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



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T3 2014] et T4 2014

* 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...)

L'approvisionnement du marché du gaz en France au quatrième trimestre 2014 a été marqué par le retour du GNL et par des niveaux de stock élevés. La consommation française a quant à elle reculé de 10% par rapport au quatrième trimestre 2013 du fait des températures relativement douces et d'une consommation industrielle toujours faible. Au total sur l'année, la consommation française a considérablement reculé par rapport aux années précédentes (-16% par rapport à celle de 2013). Si la consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz a été favorisée par la baisse des prix du gaz au cours du trimestre, elle reste très en-dessous des niveaux observés en 2012 et 2013 (cf. Graphique 47, page 41).

Le bon niveau de remplissage des stockages français au début de la saison et la disponibilité d'autres sources d'approvisionnement, notamment le GNL, a conduit à des soutirages moins importants que l'année dernière (cf. chiffres clés, page 31).

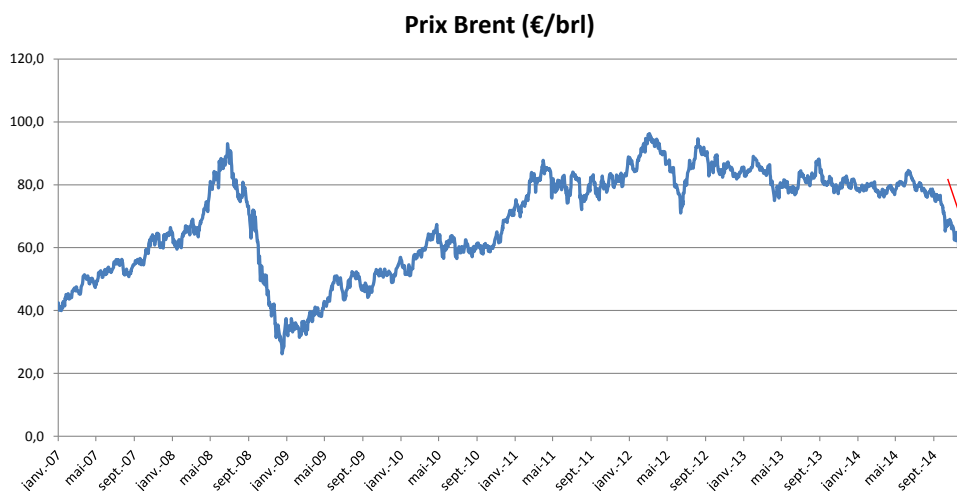
Les émissions des terminaux méthaniers français ont atteint leur niveau le plus élevé depuis le deuxième trimestre 2013. Le retour du GNL a eu un effet notable d'apaisement sur les tensions d'approvisionnement au sud de la France, soulageant la congestion de la liaison Nord-Sud et conduisant à une diminution considérable de l'écart de prix entre les PEG Nord et Sud.

Un effondrement des prix du pétrole

Après avoir atteint un pic autour de 85 €/bl au mois de juin 2014, en lien avec la situation politique en Irak, les prix du Brent ont entamé depuis juillet une chute vertigineuse pour descendre sous la barre des 50 €/bl à la fin de l'année. Ces niveaux de prix n'avaient pas été atteints depuis l'automne 2009 au moment où les marchés subissaient les effets de la crise financière de 2008.

Cette forte chute des prix pétroliers apparaît dans un contexte d'offre excédentaire et d'une demande faiblissante au niveau mondial, et ce malgré un contexte géopolitique toujours très incertain. En effet, le conflit russo-ukrainien, les sanctions contre l'Iran et l'instabilité politique en Syrie et en Irak ont été contrebalancés par l'incertitude autour de la croissance de la demande dans les principales économies mondiales, à l'exception des Etats-Unis. En parallèle, l'offre continue à se développer, notamment dans des pays non-OPEP comme les Etats-Unis, où la production de pétrole non conventionnel a fortement augmenté en 2014. Par ailleurs, l'annonce des pays de l'OPEP le 27 novembre 2014 de maintenir leur niveau de production a accentué la situation de déséquilibre entre l'offre et la demande et la baisse des prix à la fin de l'année.

Graphique 5 : Historique du prix du Brent



Source : Reuters ; analyse : CRE

L'évolution des prix pétroliers des derniers mois a un double effet sur les marchés du gaz en Europe. D'une part, elle entraîne une baisse des prix à terme du gaz au travers des contrats à long terme qui restent partiellement indexés sur le pétrole ; l'écart entre les prix du Brent et les prix du gaz a ainsi atteint le niveau le plus bas depuis l'été 2009 (cf. Graphique 38, page 36). D'autre part, elle pèse sur les prix du GNL en Asie et en Amérique du Sud, favorisant la compétitivité des marchés européens et par conséquent l'arrivée de cargos spot sur ces marchés (Graphique 37, page 36).

Des prix spot du gaz à des niveaux toujours faibles et des prix à terme sous l'influence des prix pétroliers

Les conditions favorables d'approvisionnement à court terme et la tendance baissière des prix à moyen terme ont maintenu les prix spot du gaz à des niveaux toujours très faibles par rapport aux années précédentes (-17% par rapport au T4 2013). Après une nette récupération tout au long du trimestre précédent, les prix spot se sont stabilisés autour de 22 €/MWh entre fin septembre et la plupart du mois d'octobre. Ils ont ensuite affiché une forte baisse le 31 octobre après la signature d'un accord entre la Russie et l'Ukraine visant à garantir l'approvisionnement en gaz de l'Ukraine, et des transits vers le reste de l'Europe, pour l'hiver 2014/2015. Ce mouvement a été rapidement corrigé début novembre par une baisse des températures et des tensions dans l'approvisionnement du Royaume-Uni suite à différents incidents de production inattendus, notamment en Norvège. Les prix ont poursuivi leur tendance haussière pour atteindre un niveau proche de 25 €/MWh le 26 novembre avant de s'effondrer suite au retour de la production norvégienne et d'un adoucissement des températures.

Sur la courbe à terme, les prix des produits *Calendaire* ont affiché une nette tendance à la baisse au cours du mois d'octobre, avant de remonter au mois de novembre sous l'effet des craintes autour des

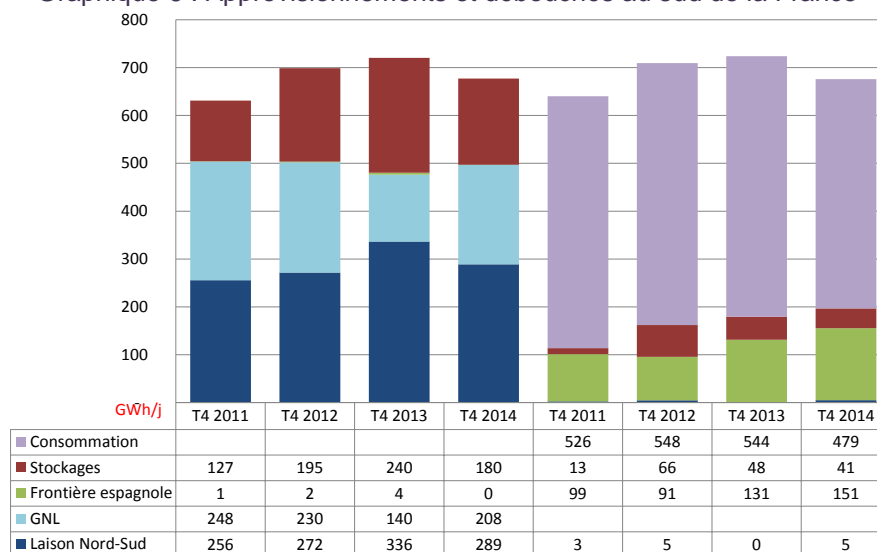
possibles tensions à l'est de l'Ukraine. Cependant, la tendance à la baisse des prix à terme du gaz est apparue à nouveau au mois de décembre suite à la forte baisse des prix du pétrole.

Le retour du GNL calme les tensions d'approvisionnement au sud de la France

L'écart de prix entre les PEG Nord et Sud a fortement reculé au cours du quatrième trimestre 2014. Après avoir atteint des niveaux proches de 8 €/MWh début octobre, ce différentiel a rapidement diminué pour se situer à des niveaux proches de zéro depuis la fin du mois et pour le reste du trimestre. En moyenne trimestrielle, le spread Nord/Sud s'est situé à 1,1 €/MWh, soit le niveau le plus bas depuis le quatrième trimestre 2012.

Le recul du spread Nord/Sud s'explique principalement par la hausse des émissions en sortie des terminaux méthaniers situés à Fos-sur-Mer et par la faiblesse de la consommation (cf. Graphique 32). Ce contexte a permis de décongestionner la liaison Nord-Sud, où le taux d'utilisation moyen est passé à 77%, contre près de 100% depuis le deuxième trimestre 2013 (cf. Graphique 50, page 43).

Graphique 6 : Approvisionnements et débouchés au sud de la France



Source : GRTgaz, TIGF ; analyse : CRE

Le retour du GNL en Europe s'explique par la baisse des prix du GNL en Asie et en Amérique du Sud qui ont reculé, sous l'influence des prix du pétrole de des fondamentaux de court terme, à des niveaux comparables, voire inférieurs, aux prix de gros européens (cf. Graphique 37, page 36).

Une augmentation des échanges sur tous les segments de marché

L'activité sur les marchés de gros du gaz en France a augmenté au quatrième trimestre 2014, à la fois sur les segments spot et à terme (cf. chiffres clés, page 31). Les échanges spot sur la bourse Powernext ont continué à se développer et ont atteint un nouveau record avec près de 29 TWh échangés durant le trimestre.

Les volumes échangés ont également augmenté par rapport au quatrième trimestre 2013 (+8% sur le spot et +37% sur le marché à terme). Si la hausse des volumes sur le spot concerne essentiellement des échanges au PEG Nord (cf. Graphique 41, page 38), celle sur le segment à terme s'explique par le développement du négoce au PEG Sud, notamment sur des contrats mensuels (cf. Graphique 42, page 38).

Marché de gros du CO₂

Un accord énergie-climat qui soutient le projet de réforme du marché EU ETS

Jeudi 23 octobre 2014, l'Europe s'est fixé de nouveaux objectifs énergie-climat en faveur d'une réduction des émissions GES, du développement des énergies renouvelables et d'une réduction de la consommation globale d'énergie. Mais cet accord portait également sur le marché EU ETS avec notamment une volonté de réformer le marché des quotas européen tout en préservant la compétitivité des industriels dont l'activité pourrait justifier une fuite carbone et des Etats Membres aux PIB les plus faibles.

La Réserve de Stabilité de Marché toujours en discussion

La proposition de mise en place de la réserve de stabilité de marché (MSR) a été très discutée au quatrième trimestre 2014. La Commission se positionne pour un démarrage anticipé de la MSR en 2017 plutôt que 2021. La commission ITRE¹ a présenté un premier amendement à la proposition en novembre 2014. La plupart des députés européens seraient pour ne pas réintroduire les quotas déjà retirés du marché dans le cadre du backloading (900 millions de quotas), et pour une mise en place anticipée de la MSR (2017/18).

Les prix spot EUA ont augmenté de 9% au cours du quatrième trimestre et les prix futurs EUA sont également en hausse

Au cours du quatrième trimestre 2014, le prix moyen spot du produit EUA a augmenté de 9% (à 6,6 €/tCO₂) par rapport au troisième trimestre 2014 (voir Tableau 10, page 50). Cette hausse est liée à la mise en œuvre de la mesure du *backloading* et aux récentes discussions en faveur de la proposition de mise en place d'une réserve de stabilité de marché. Les contrats futurs sont en hausse au cours du T4 2014. Le contrat futur Déc'14 connaît une hausse de 7%, qui s'établit en moyenne à 6,52 €/tCO₂ et le contrat Déc'15 une hausse de 8%, qui s'établit en moyenne à 6,73 €/tCO₂.

Des prix spot CER en baisse mais des prix futurs à moyen-terme en hausse

Les prix spot CER ont baissé de 56% par rapport au trimestre précédent, avoisinant des seuils toujours plus proches de zéro (0,07 €/tCO₂). L'écart entre les prix spot EUA et CER a augmenté de 11% au quatrième trimestre 2014 (à 6,6 €/tCO₂) (voir Tableau 10, page 50). Quant aux prix futurs, ils sont aussi en baisse pour le contrat Déc'14 qui se porte en moyenne à 0,08 €/tCO₂. Cependant, les maturités moyen-terme sont, elles, en hausse avec notamment une hausse de 20% du contrat Déc'15 en moyenne à 0,47 €/tCO₂, en lien notamment avec la volonté de réformer le marché EU ETS discutée lors du sommet européen en octobre 2014.

Des volumes EUA et CER échangés en forte hausse

Au cours du quatrième trimestre, les volumes EUA et CER échangés ont augmenté de plus de 20% avec plus de 2 000 Mt de quotas échangés sur les bourses et auprès des brokers (voir Tableau 9, page 50).

Sur la bourse, les contrats EUA Déc'15 échangés ont subi la plus forte hausse de volume avec une augmentation de 61% des volumes échangés par rapport au T3 2014 ; a contrario le volume de contrats Déc'16 a diminué au cours du trimestre de -13%. Les volumes EUA spot ont, quant à eux, augmenté de 23% sur la bourse.

Hausse des clean spreads spot au quatrième trimestre

Les clean dark et spark spreads spot sur la base ont un peu augmenté au quatrième trimestre, notamment le clean spark spread qui a été positif à plusieurs reprises pour la première fois depuis un an. Le clean dark spread a lui aussi augmenté suivant les tendances du clean spark spread (voir Tableau 11, page 50).

Les clean spreads futurs se rapprochent avec notamment le clean spark spread qui augmente de 17%

Le clean spark spread futur (Y+1) remonte de 17% au cours du trimestre, mais reste négatif, se positionnant à -9,2 €/MWh dans un contexte de baisse des prix à terme du gaz. Le clean dark spread futur (Y+1) accuse une légère baisse à partir de novembre 2014, en lien avec la hausse du prix de l'EUA et la baisse des prix du Cal'15 en électricité (voir Tableau 11, page 50).

¹ La commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie (ITRE) du Parlement européen

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 VPP²
- **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

² 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 T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	126	134	103	104	125	21%	21,27	-1%	-1,49
ARENH, en TWh	16	19	18	17	18	3%	0,52	9%	1,44
VPP, en TWh	1,3	0,8	0,8	0,7	0,7	-2%	-0,02	-47%	-0,63
Imports, en TWh	9	8	6	4	10	145%	5,93	7%	0,63
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	123	127	97	92	118	28%	25,56	-4%	-5,50
Pompage, en TWh	2,0	2,1	1,9	1,9	2,0	7%	0,12	4%	0,08
Exports, en TWh	18	22	22	25	24	-2%	-0,50	32%	5,90
Pertes, en TWh	9	10	6	6	9	42%	2,51	-6%	-0,57

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	47,6	38,3	32,3	28,4	40,6	43%	12,24	-15%	-7,04
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	47,8	37,8	31,5	28,2	41,0	45%	12,77	-14%	-6,78
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	60,4	49,1	38,8	35,4	51,5	45%	16,08	-15%	-8,91
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	10,2	4,3	0,2	-3,2	5,3	-265%	8,51	-48%	-4,94
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	9,7	5,8	1,6	-1,9	5,4	-380%	7,26	-45%	-4,38
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	41%	53%	85%	87%	46%	-47%	-0,41	12%	0,05
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	54,3	45,9	29,2	36,4	48,5	33%	12,06	-11%	-5,77
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	14,3	10,8	-1,3	3,5	13,0	266%	9,45	-9%	-1,27
Prix Q+1 France, en €/MWh	54,5	33,6	32,3	49,7	52,4	5%	2,73	-4%	-2,07
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	13,4	1,7	-0,4	13,0	16,0	23%	3,00	19%	2,61
Prix Y+1 France, en €/MWh	43,2	42,8	41,9	42,7	42,5	0%	-0,19	-2%	-0,67
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,5	6,7	7,5	7,5	7,9	5%	0,37	42%	2,34
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,30	1,31	1,25	1,22	1,24	2%	0,02	-5%	-0,06
Allemagne	1,30	1,29	1,27	1,25	1,25	0%	0,00	-3%	-0,04

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

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	83,7	88,6	76,0	80,4	94,0	17%	13,60	12%	10,31
Ratio NEB/Consommation française	68%	69%	78%	87%	80%	-	-7,4%	-	11,9%
Marché Spot	22,95	25,02	24,10	24,70	32,47	31%	7,77	41%	9,52
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,43	1,39	1,35	0,88	1,59	82%	0,71	11%	0,16
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	64%	67%	83%	75%	67%	-12%	-0,09	4%	0,03
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	16,1	15,8	15,7	16,9	19,4	15%	2,53	21%	3,33
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	5,43	7,84	7,03	6,93	11,46	65%	4,53	111%	6,03
Marché à terme									
Volumes, en TWh	117,1	214,8	158,4	182,4	298,1	63%	115,7	155%	181,06
Part de marché Brokers	95,9%	96,3%	92,5%	90,9%	84,4%	-	-6,5%	-	-11,5%
Part de marché EEX	4,1%	3,7%	7,5%	9,1%	15,6%	-	6,5%	-	11,5%
Nombre de Transactions	14 190	26 089	13 804	19 127	30 513	60%	11 386	115%	16 323
Part de marché Brokers	95,8%	96,9%	94,8%	93,2%	89,7%	-	-3,5%	-	-6,2%
Part de marché EEX	4,2%	3,1%	5,2%	6,8%	10,3%	-	3,5%	-	6,2%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	24,3	39,6	43,0	46,5	84,2	81%	37,77	247%	59,93
Nombre de Transactions	520	747	866	882	1644	86%	762	216%	1124
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	14,0	12,4	14,9	25,3	38,7	53%	13,40	177%	24,75
Nombre de Transactions	920	795	964	1756	3081	75%	1325	235%	2161
Produit M+1									
Volumes, en TWh	18,9	44,2	20,1	23,9	32,0	34%	8,19	70%	13,19
Nombre de Transactions	2326	5360	2368	3392	5005	48%	1613	115%	2679

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation Annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	72,6	95,1	77	68	76	12%	-8	5%	3,4
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	79	86,4	72,2	76	82	8%	-6	4%	-3
Stocks hydrauliques									
Taux de remplissage à la fin du trimestre (%)	58	55	72	79	NA*				
Taux de remplissage moyen sur le trimestre (%)	67	64	57,6	76	NA*				

Sources : RTE ; Analyse : CRE

* modifications des données transparence RTE à partir du 15 décembre 2014

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation Annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)	9,4	7,5	5,6	4,1	9,9	142%	5,79	5%	0,48
Importations pointe (TWh)	4,0	3,1	2,7	2,0	4,0	101%	2,02	1%	0,03
Importations hors-pointe (TWh)	5,4	4,4	2,9	2,1	5,9	180%	3,77	8%	0,44
Exportations (TWh)	18,3	21,5	21,5	24,8	24,0	-3%	-0,71	31%	5,70
Exportations pointe (TWh)	6,5	7,7	7,7	8,8	8,7	-1%	-0,11	34%	2,21
Exportations hors-pointe (TWh)	11,8	13,7	13,8	15,9	15,3	-4%	-0,60	30%	3,49
Solde exportateur (TWh)	8,9	14,0	15,8	20,7	14,2	-31%	-6,50	58%	5,22

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation Annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	20	16	19	19	18	-5%	-1	-10%	-2
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	20	9	8	7	7	0%	0	-65%	-13
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	17	19	19	20	20	0%	0	18%	3
Fournisseurs de clients finals	27	24	24	25	24	-4%	-1	-11%	-3
Actifs à l'import/export	83	87	88	79	83	5%	4	0%	0
Actifs à l'échange de blocs	101	99	100	99	103	4%	4	2%	2

Sources : RTE ; Analyse : CRE

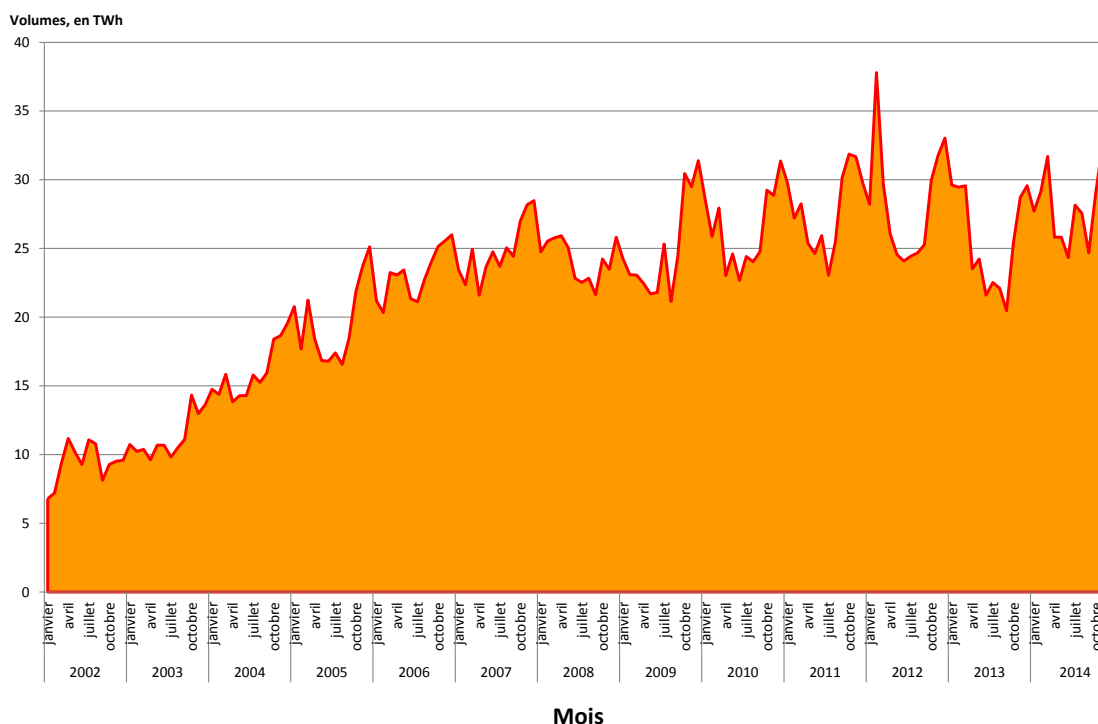
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T4 2013		T3 2014		T4 2014	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	303	506	307	772	285	642
OTC - ventes de blocs	389	503	372	1028	350	608
EPEX - achats	318	384	1485	1303	334	374
EPEX - ventes	631	721	384	768	397	1126
Injections						
Production	3798	8541	6470	9073	3436	8645
VPP	1523		3697		3999	
ARENH	1780		1714		1751	
Importations	2334	1972	1754	1527	1795	1597
Soutirages						
Consommation clients finals	1497	6874	1714	6418	1820	6710
Pertes	1133	1263	1356	1202	1321	1177
Exportations	514	1012	1949	1534	729	844

Sources : RTE ; Analyse : CRE

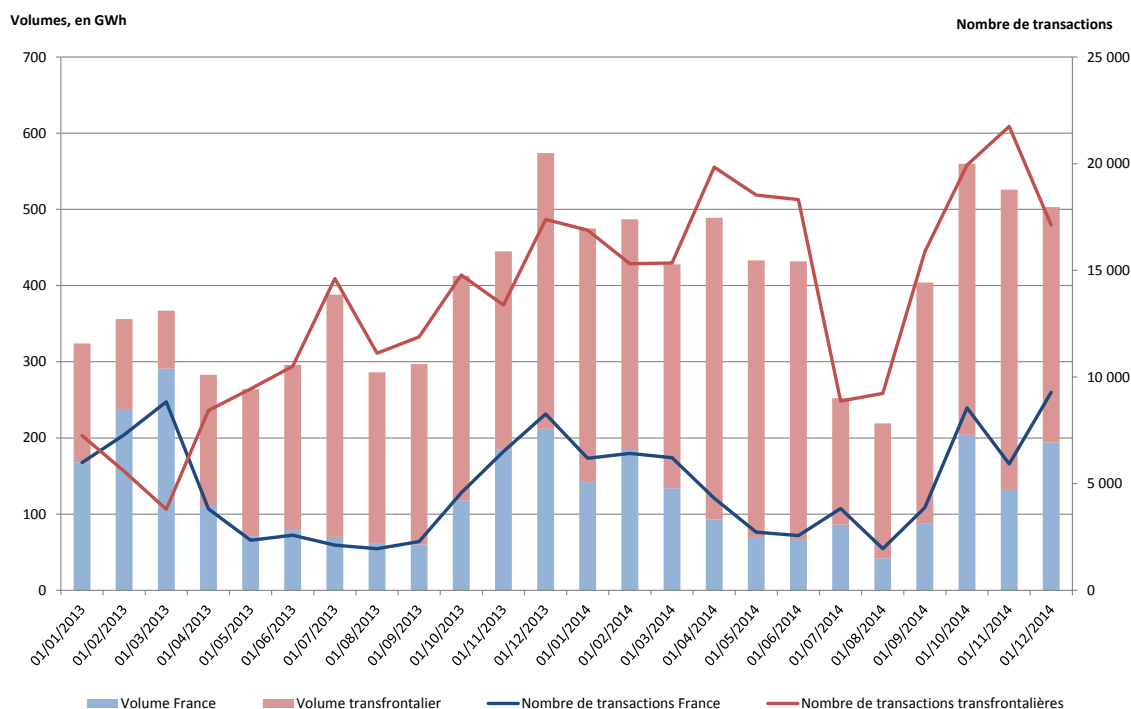
III. Graphiques

Graphique 7 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



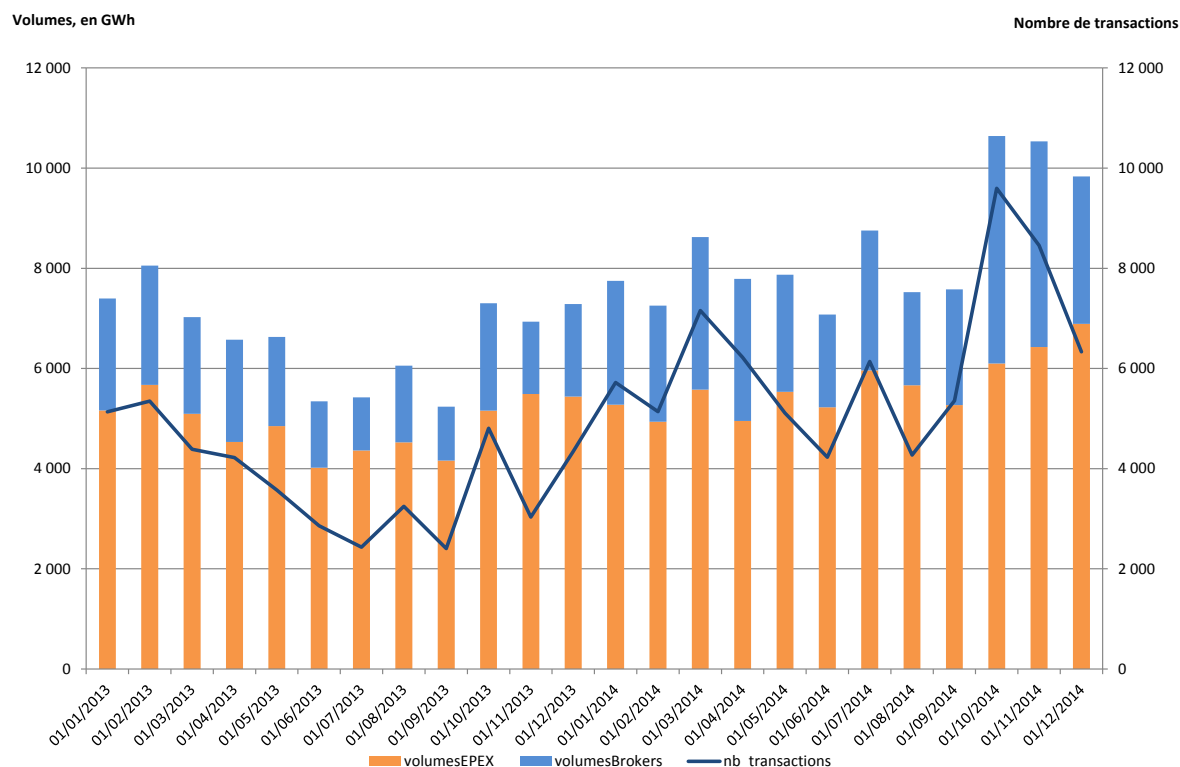
Sources : RTE ; Analyse : CRE

Graphique 8 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT –sommes mensuelles–



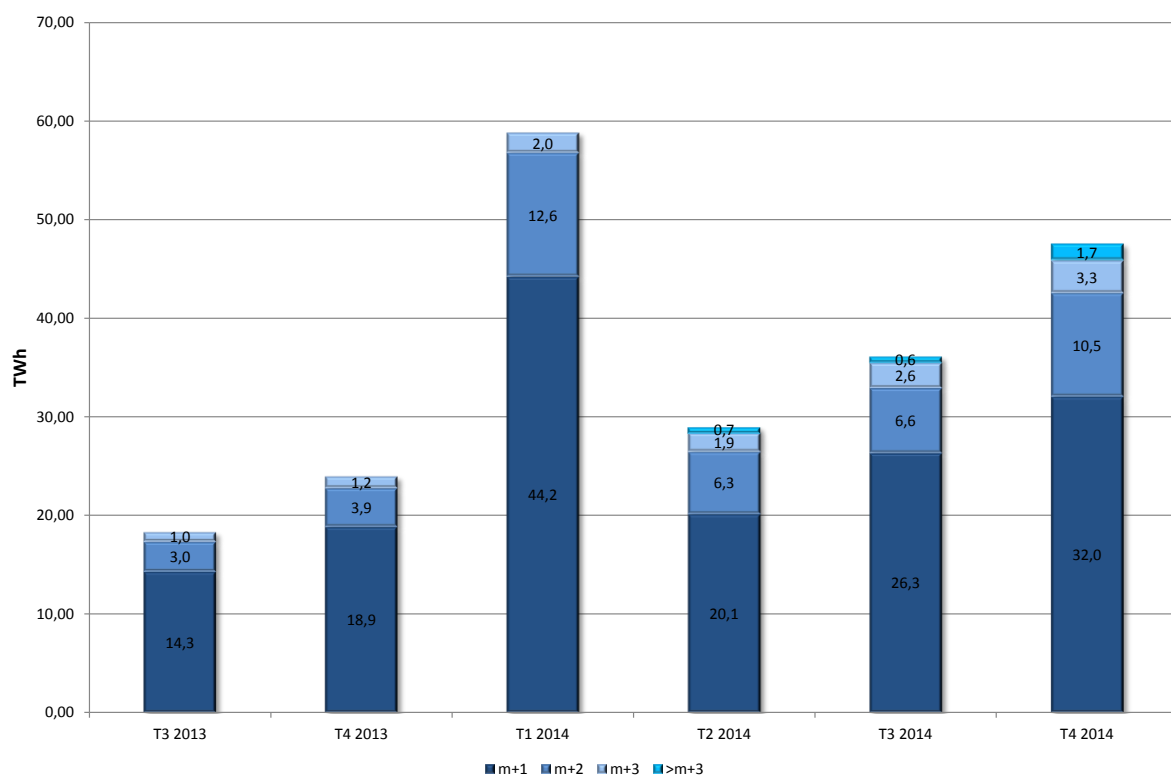
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

Graphique 9 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



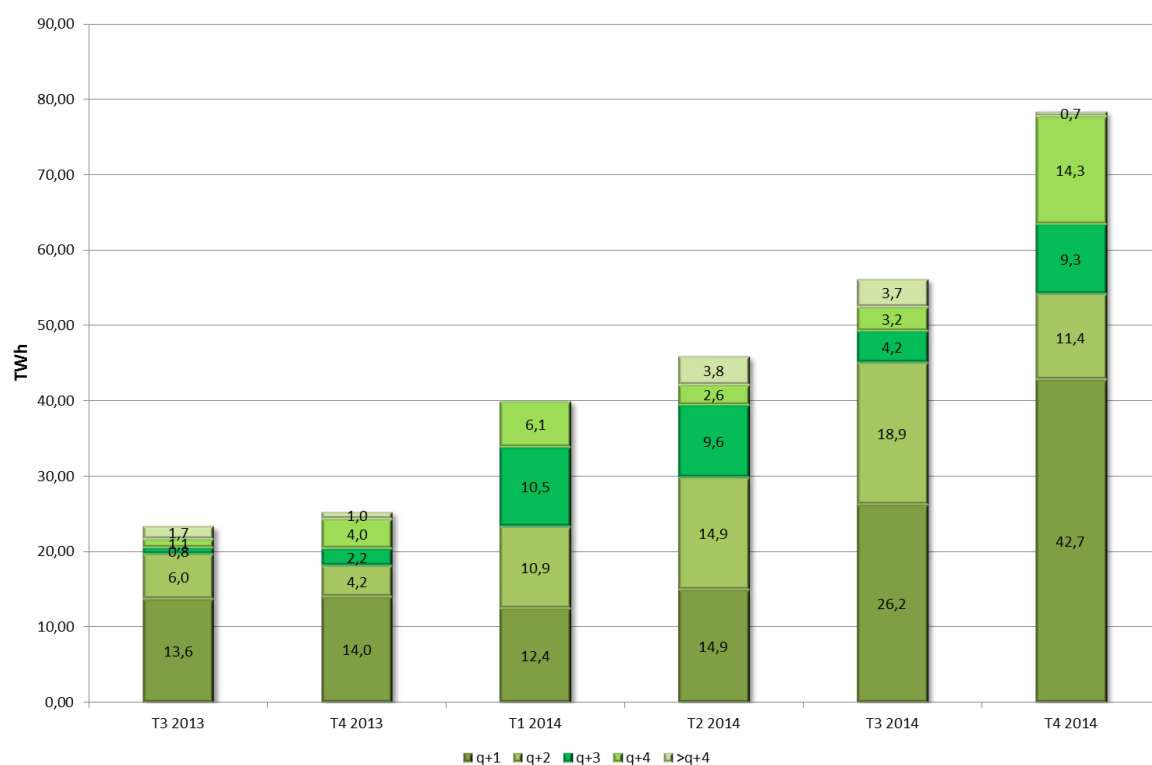
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

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



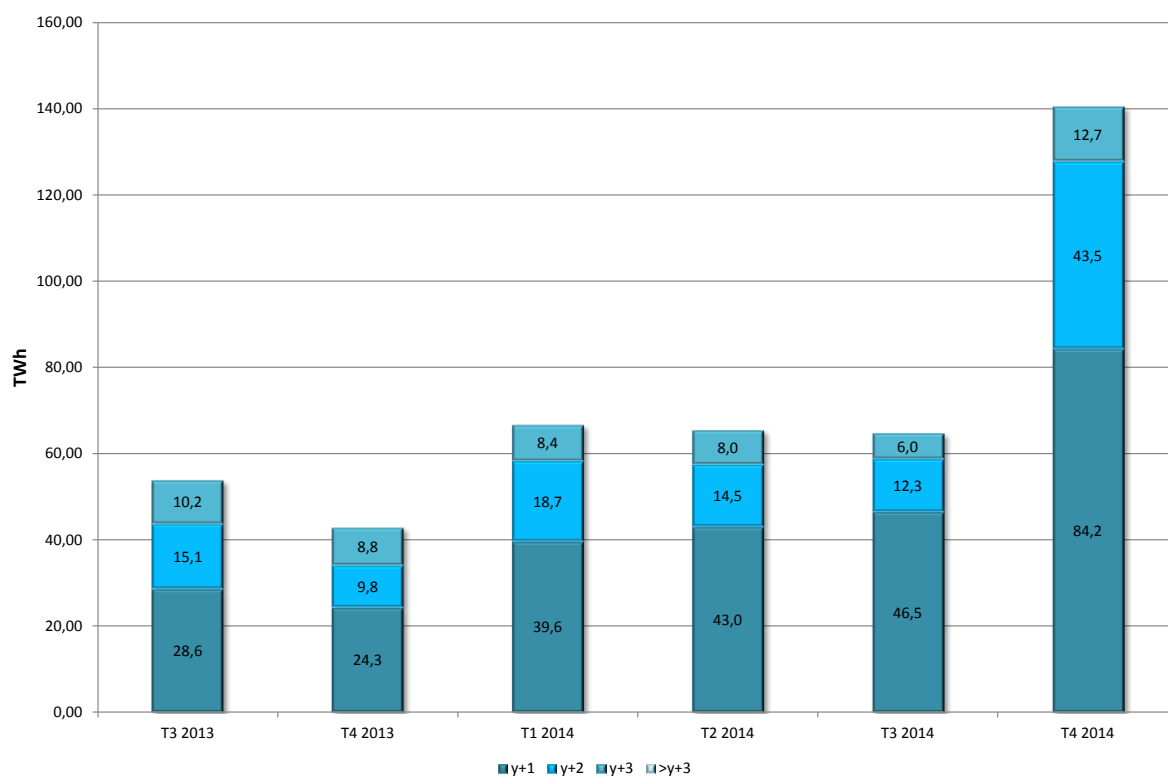
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



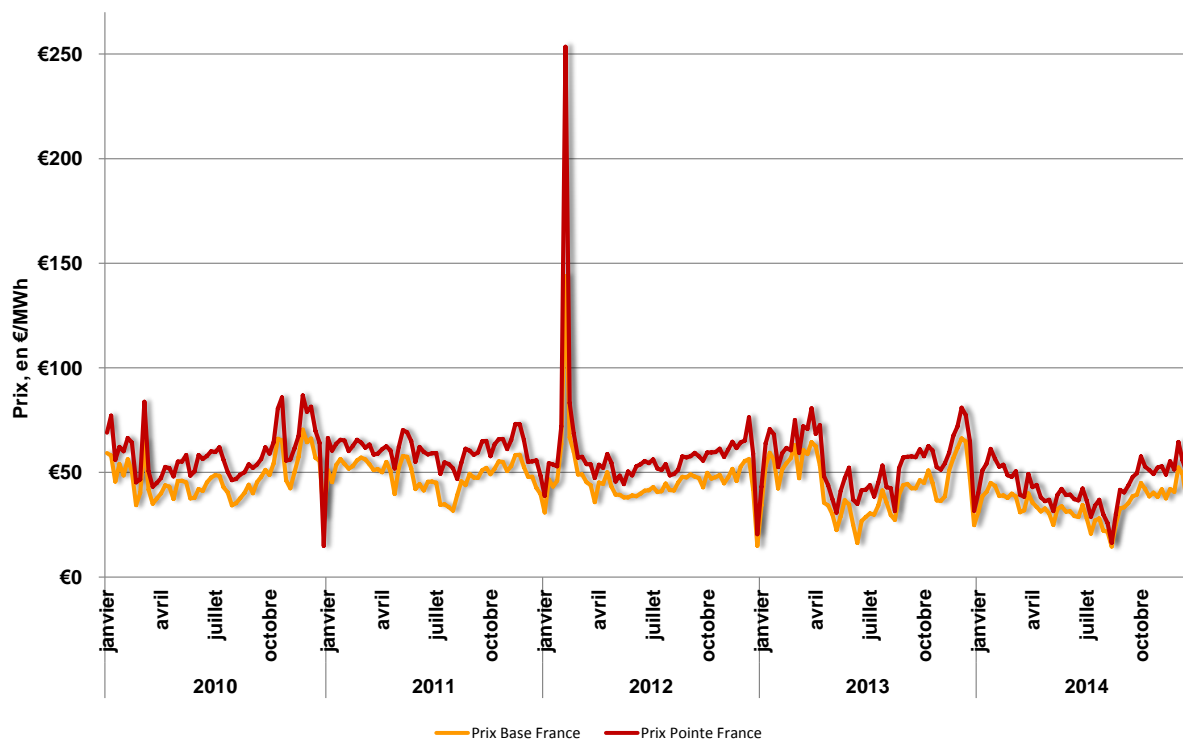
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 12 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire
– produits calendaires –



Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

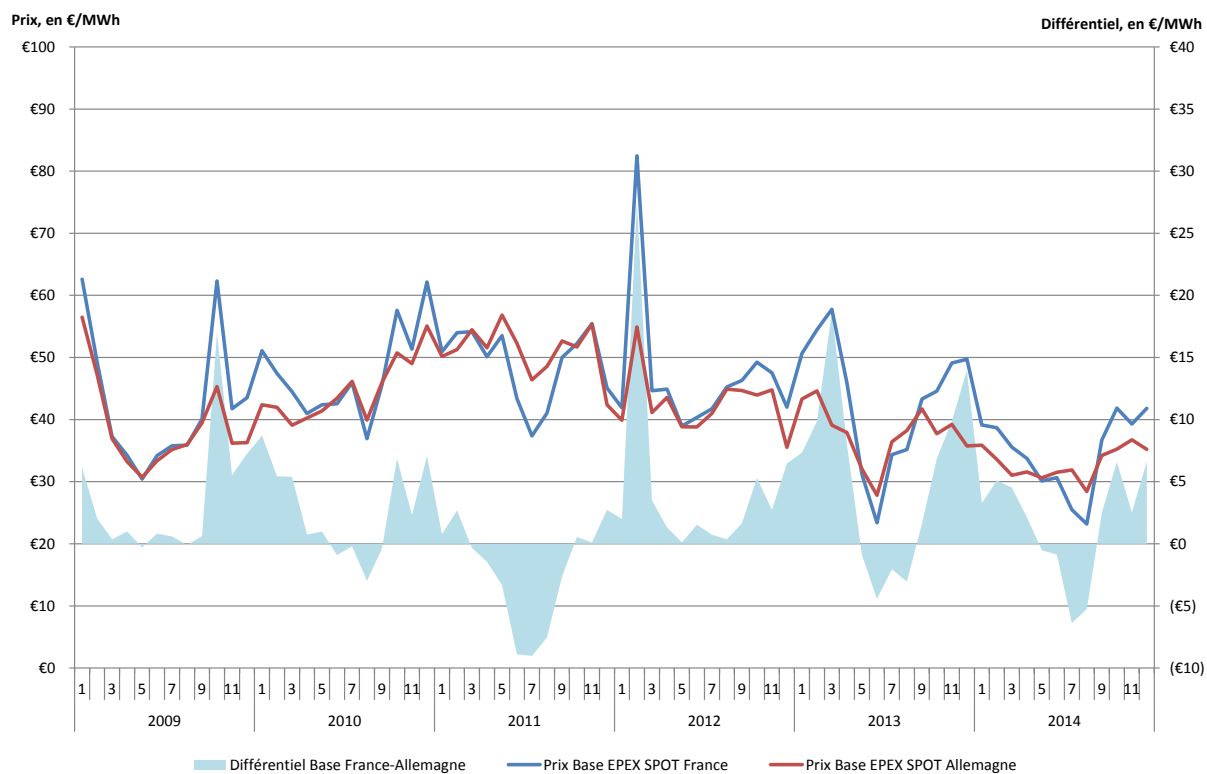
Graphique 13 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT
– moyennes hebdomadaires –



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

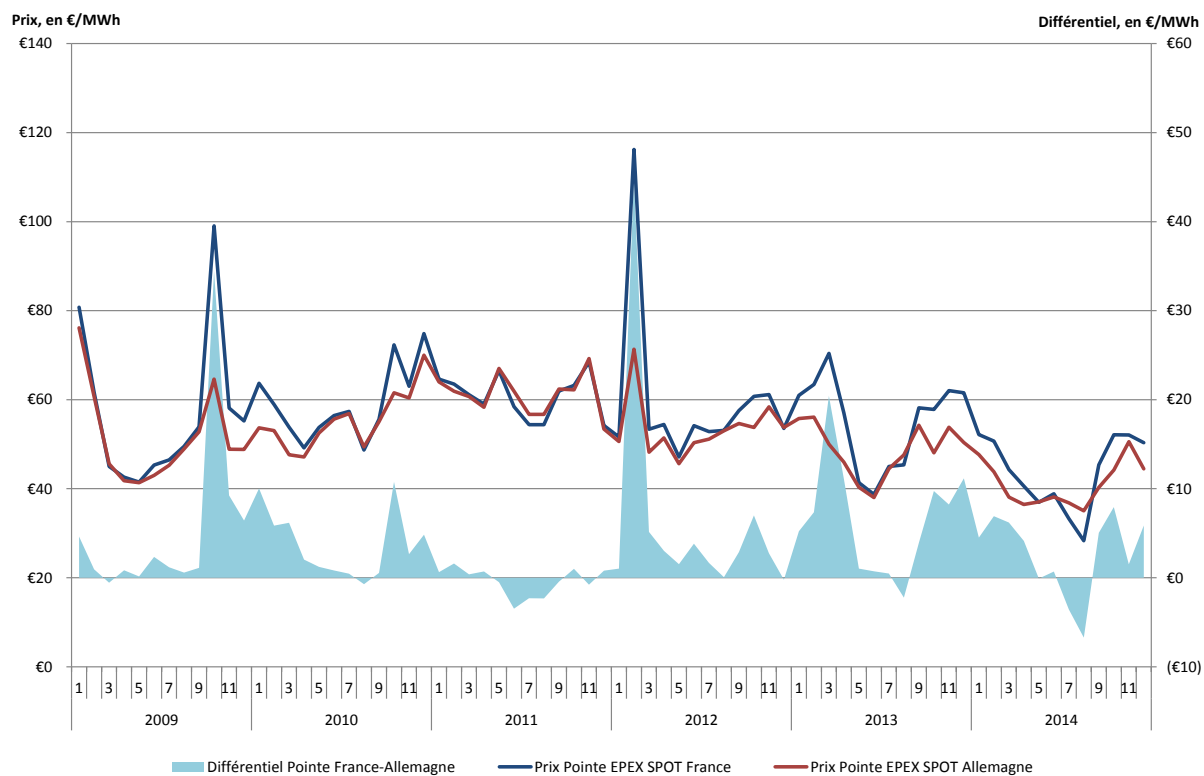
Extrêmes horaires : 1938,50 €/MWh le 9 février 2012 ; -200 €/MWh le 16 juin 2013

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



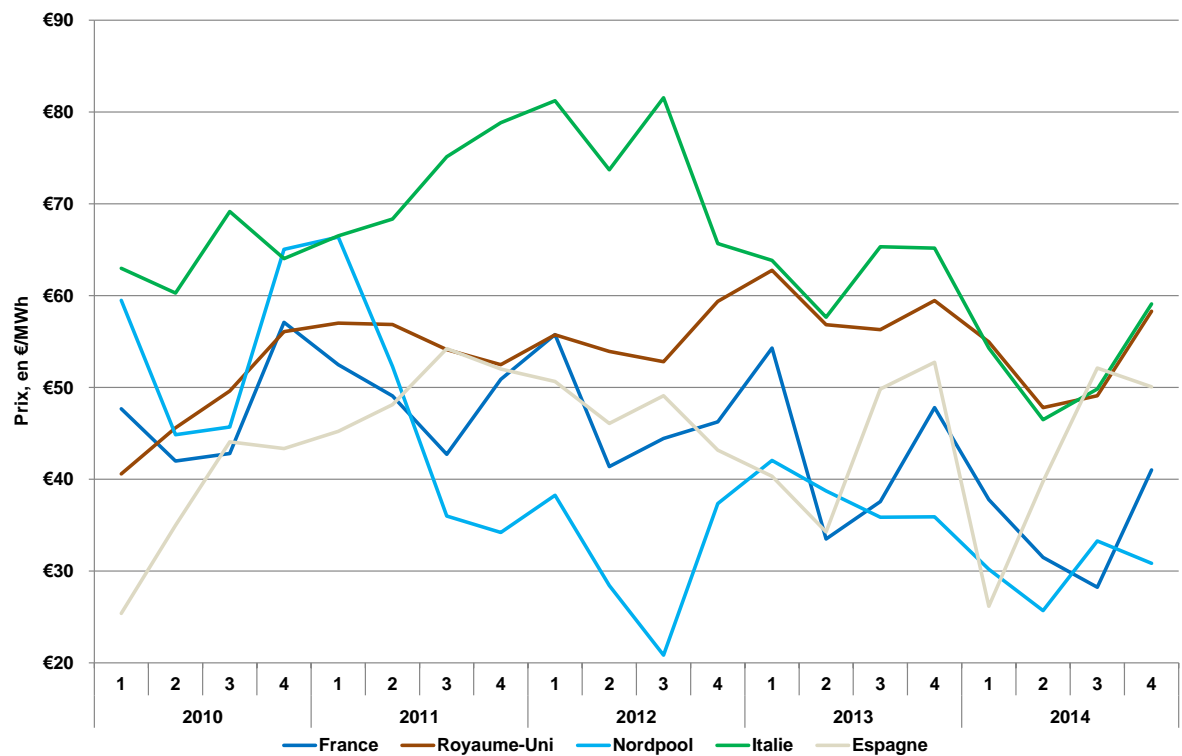
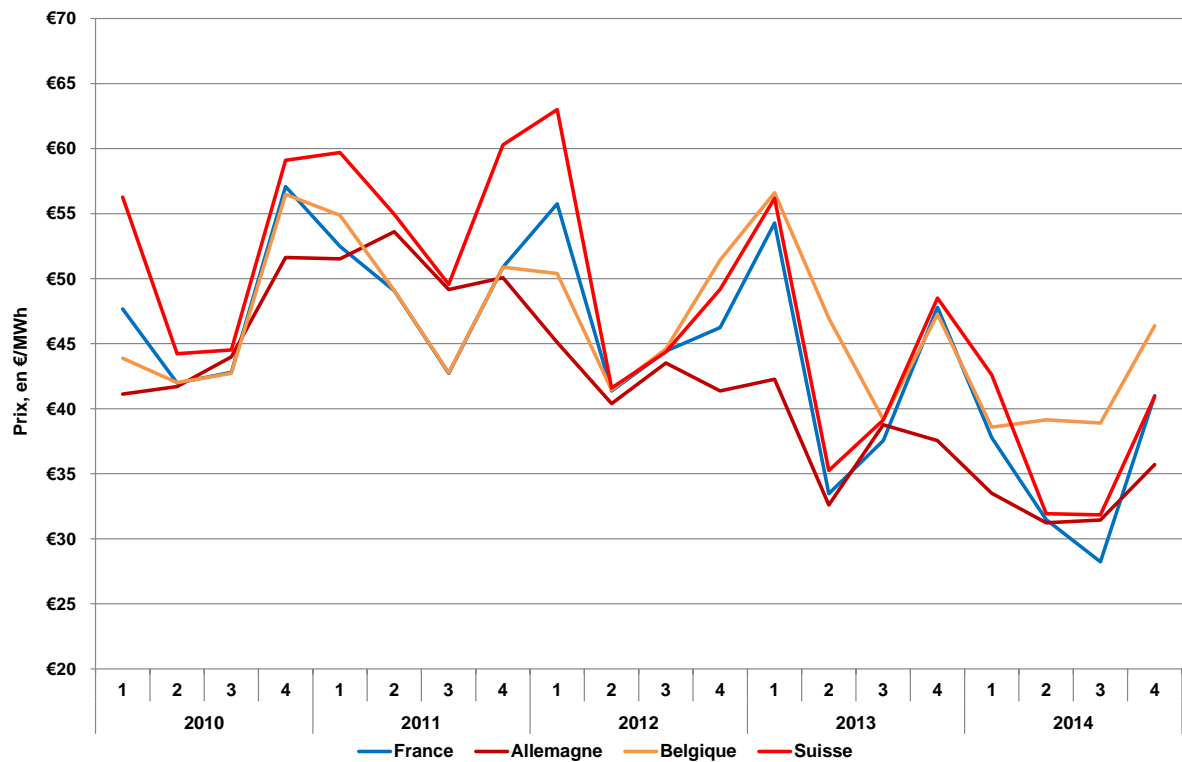
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 15 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT
– moyennes mensuelles –



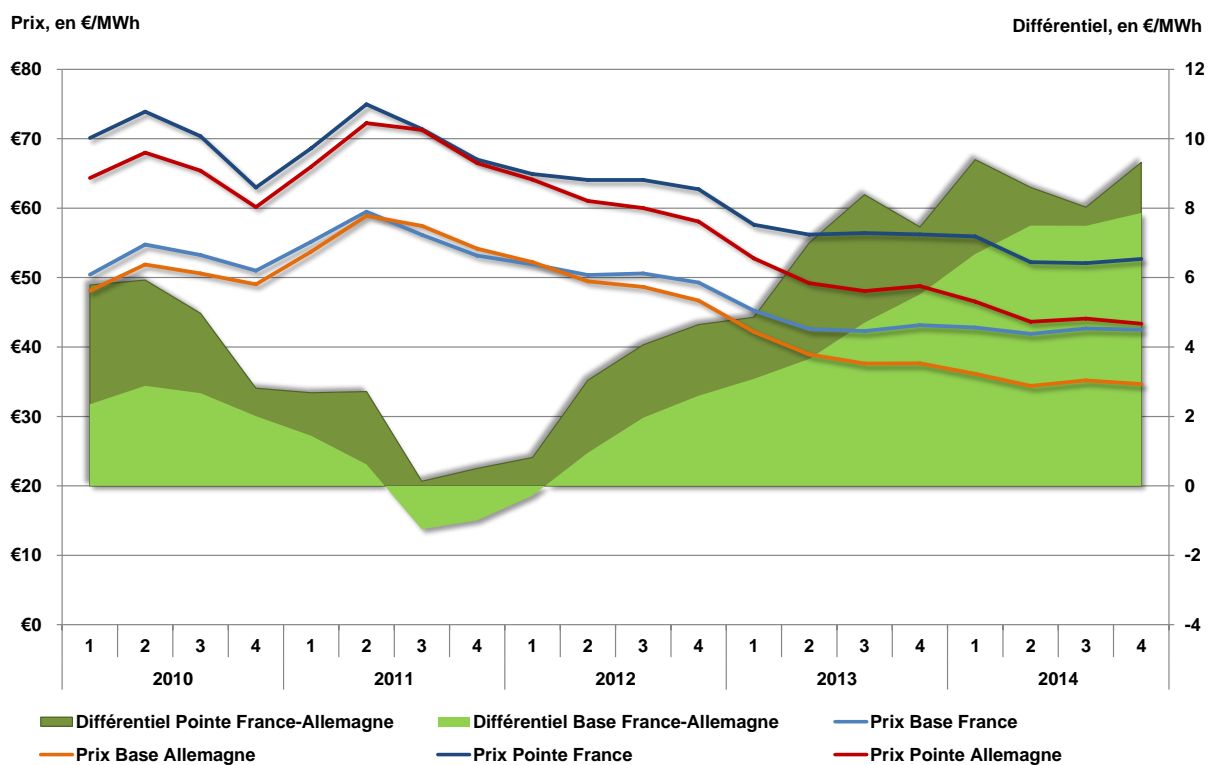
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 16 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens
– moyennes trimestrielles –



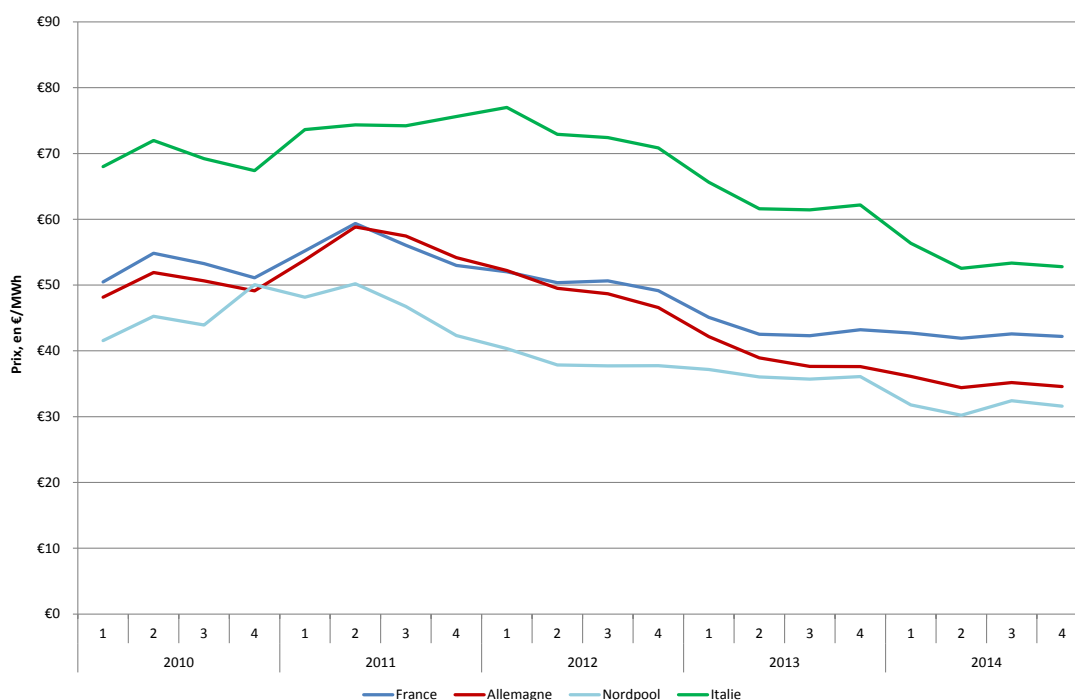
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OME, BELPEX – Analyse : CRE

Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



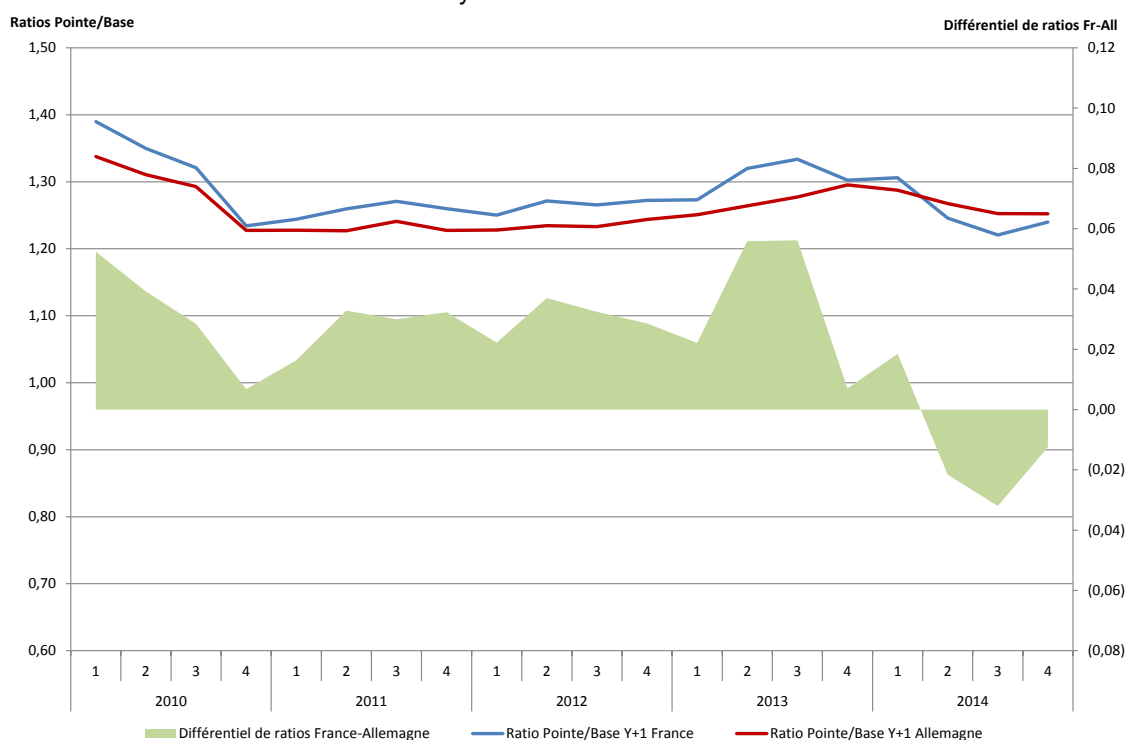
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 18 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe
– moyennes trimestrielles –



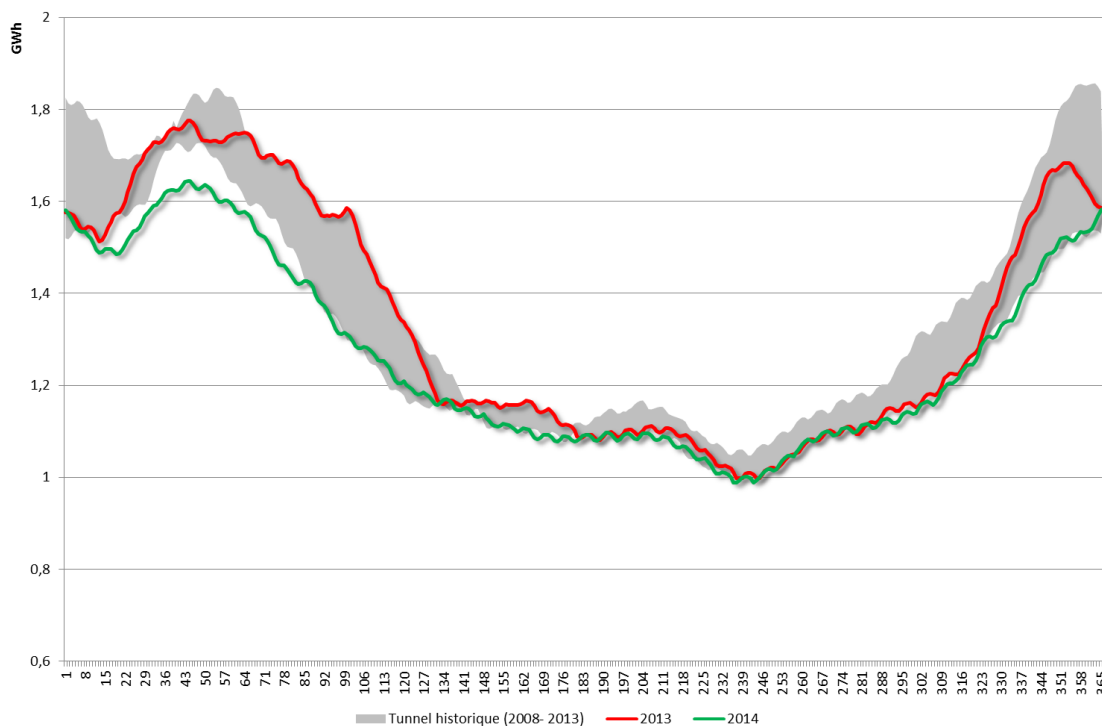
Sources : Courtiers – Analyse : CRE

Graphique 19 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



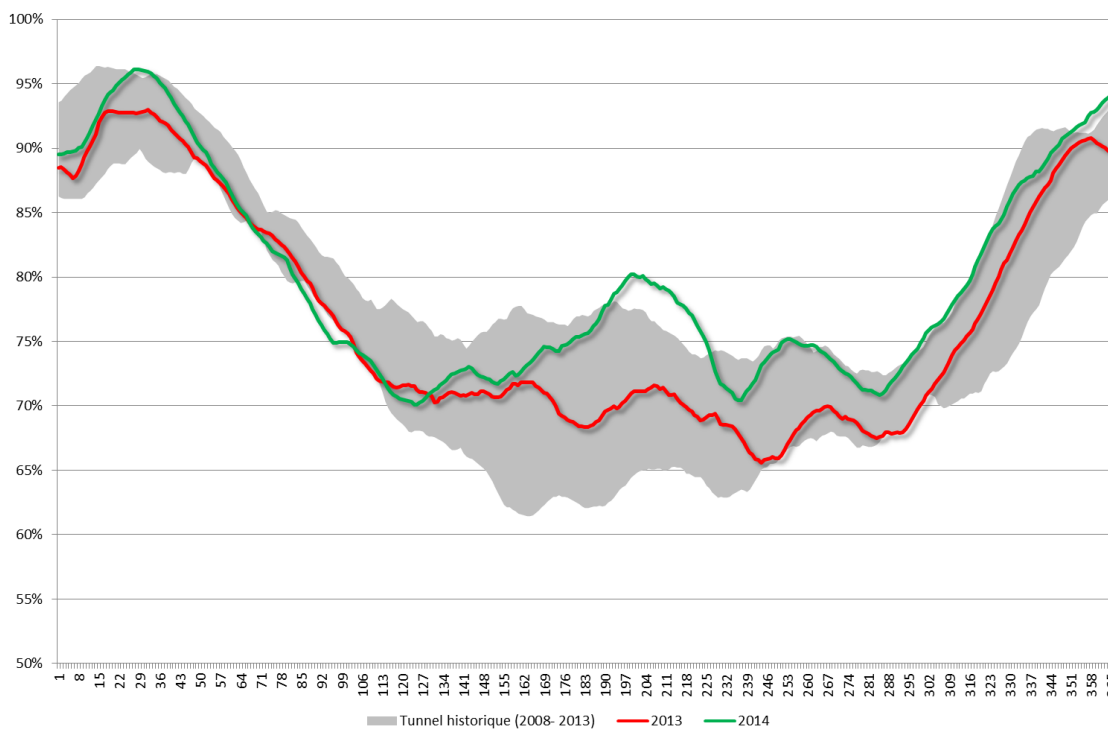
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 20: Consommation française



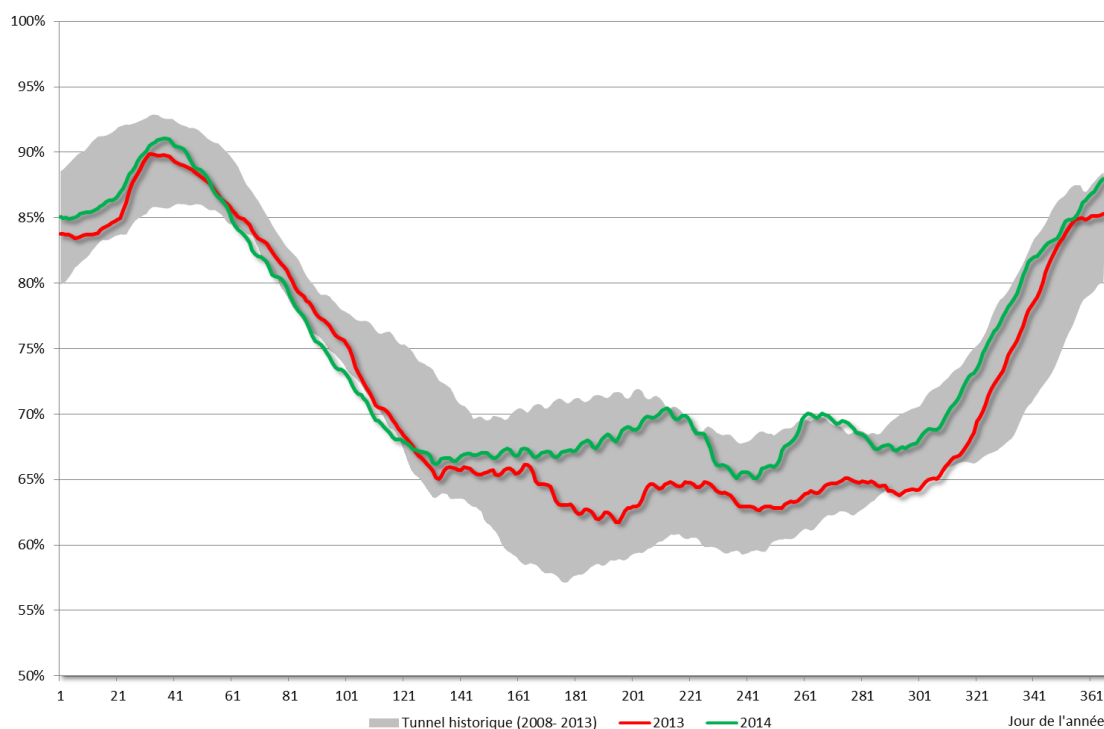
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 21 : Disponibilité du parc nucléaire français



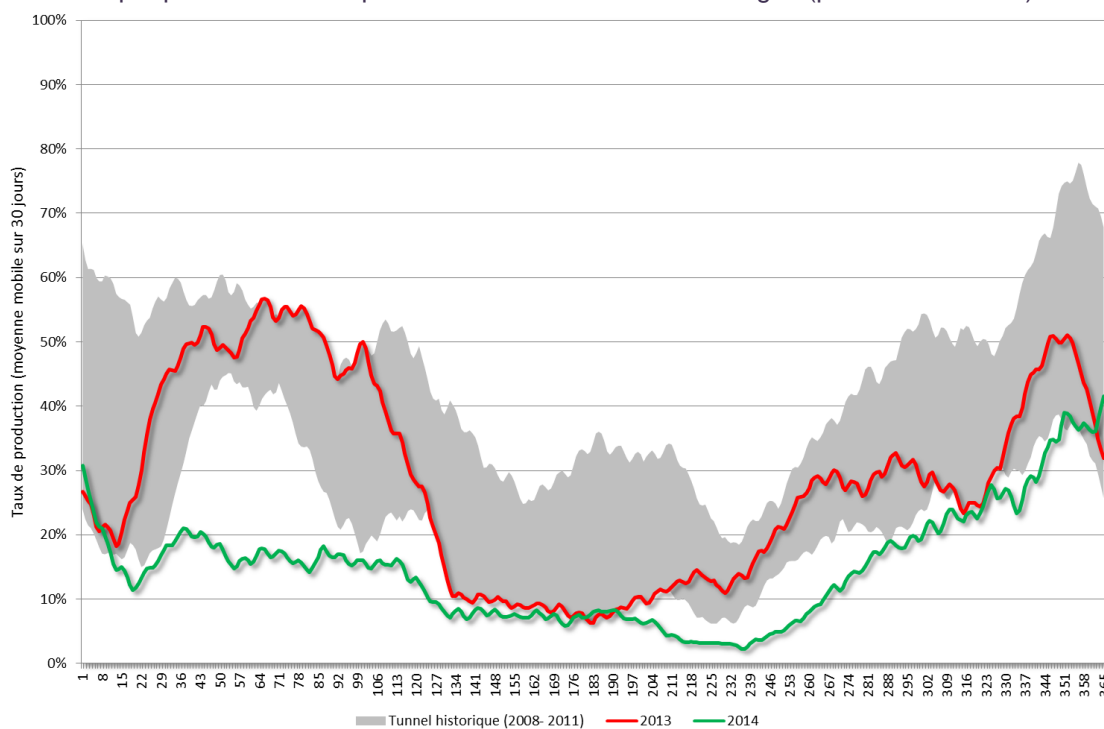
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 22 : Taux de production de la filière nucléaire



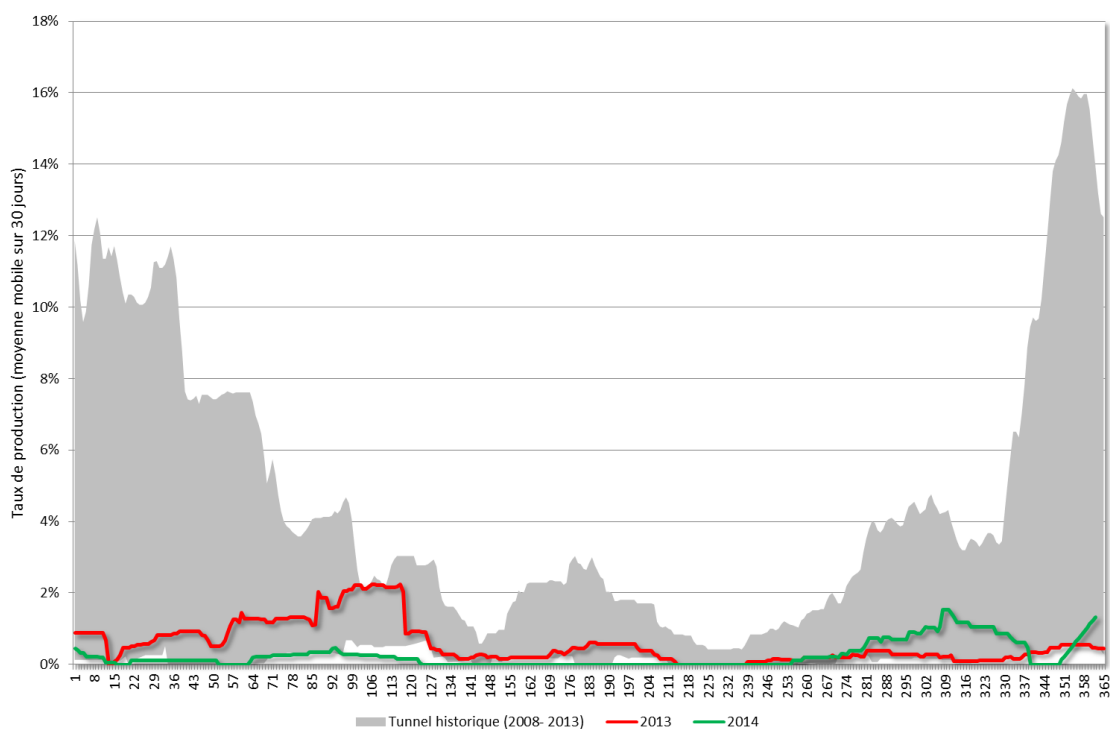
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 23 : Taux de production de la filière charbon + gaz (parc de référence)



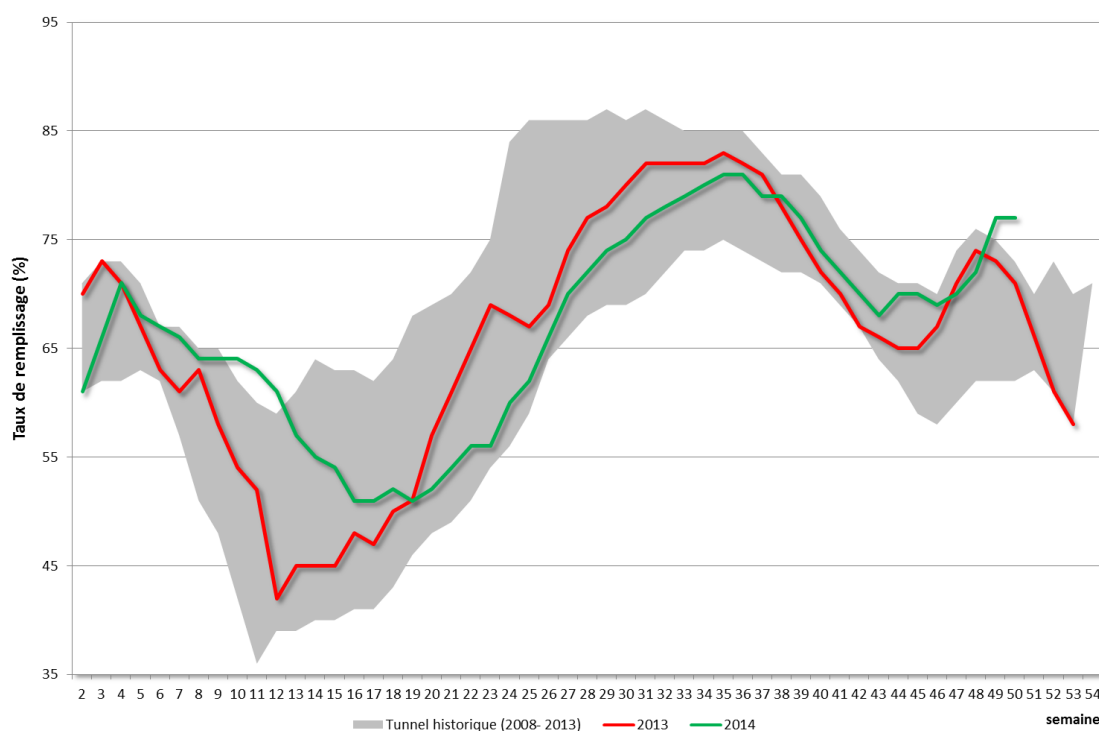
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 24 : Taux de production de la filière fioul (parc de référence)



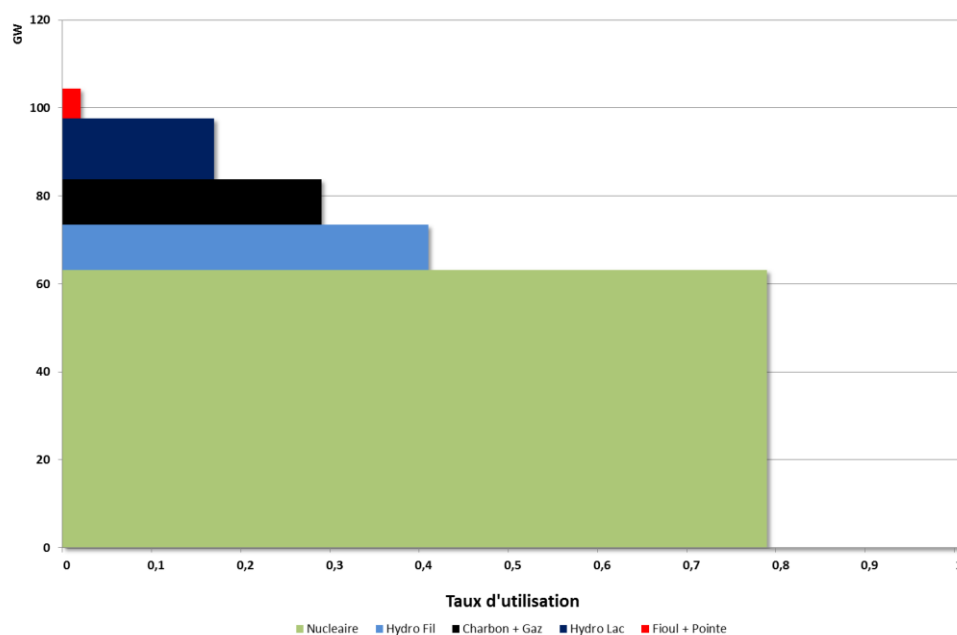
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 25 : Taux de remplissage des stocks hydrauliques



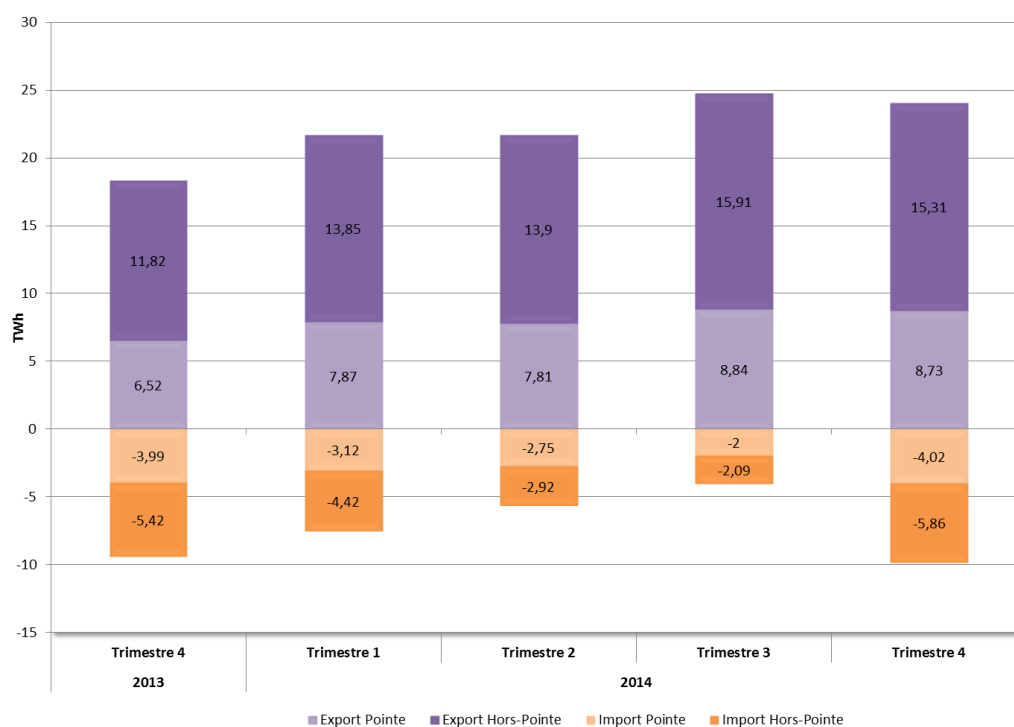
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 26 : Taux d'utilisation moyen au T4 2014

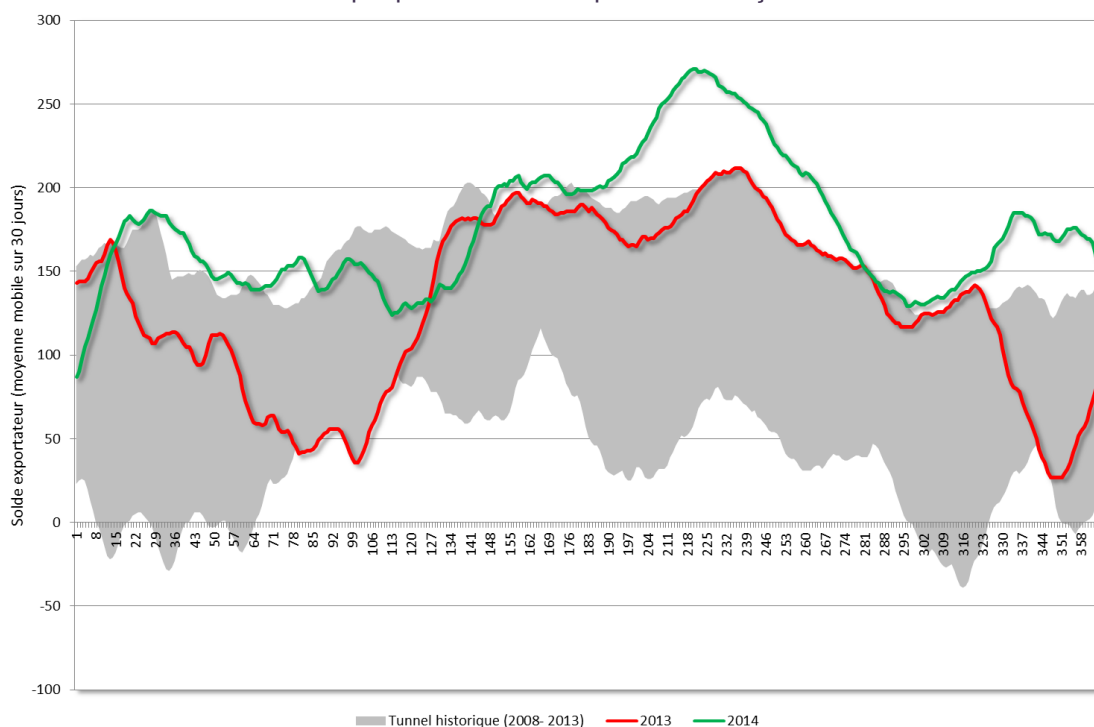


Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 27 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)

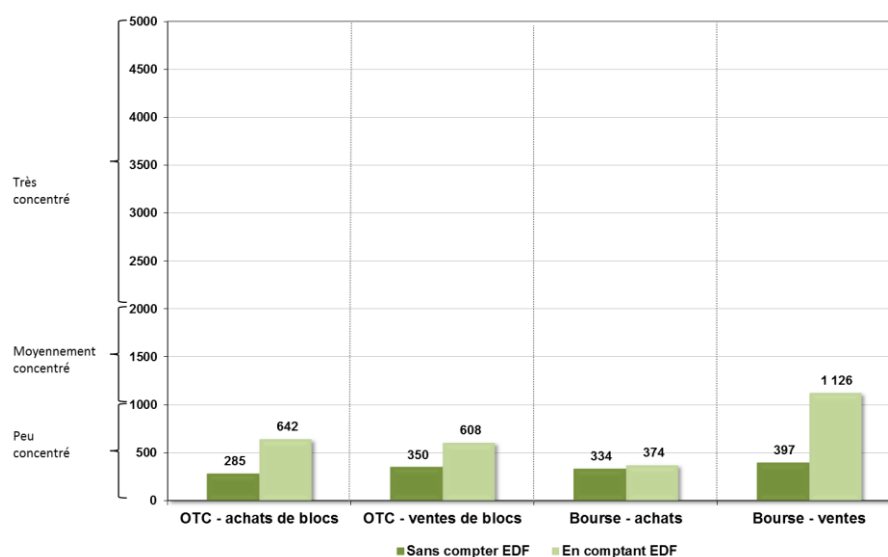


Graphique 28 : Solde exportateur français



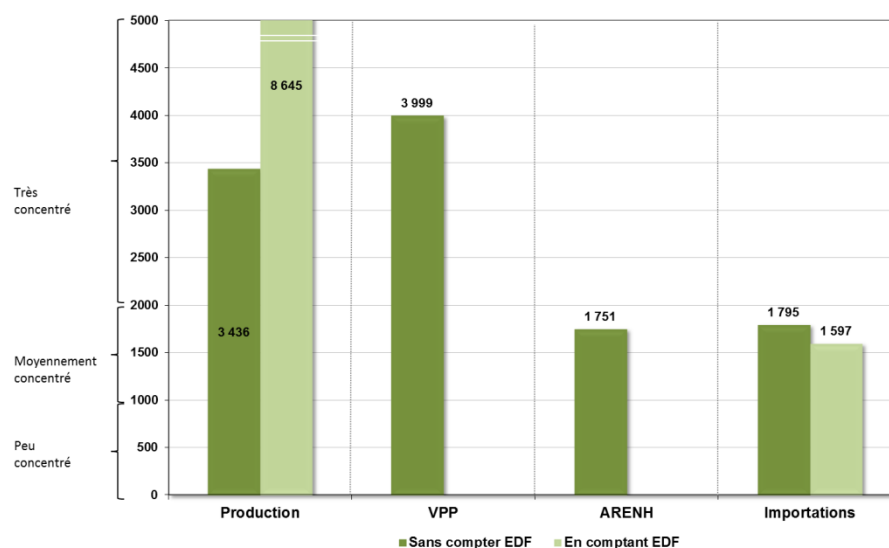
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 29 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T4 2014



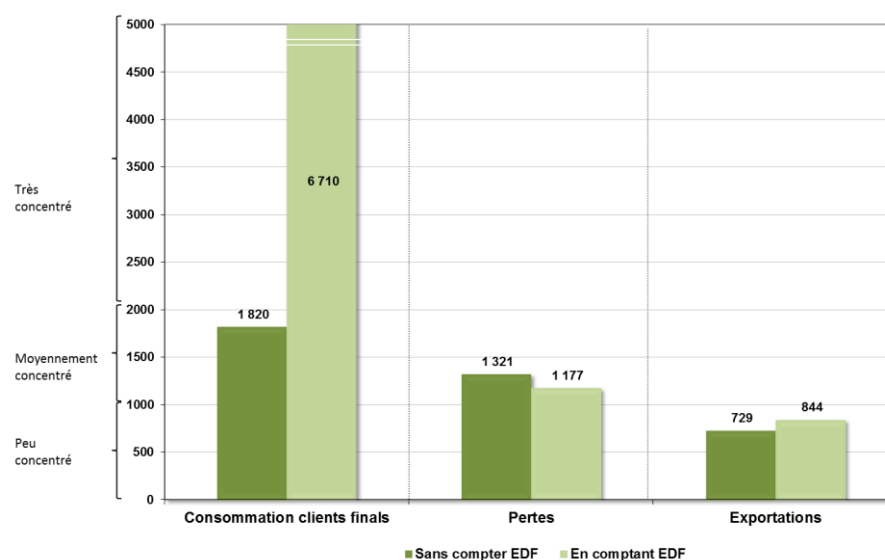
Source : RTE, bourse, courtiers Analyse CRE

Graphique 30 : Indice de concentration HHI – injections T4 2014



Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 31 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2014



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 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

II. Chiffres clés

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	184	186	133	128	178	40%	51	-3%	-6
Déstockage	42	51	4	5	40	659%	35	-6%	-2
Importations	142	134	129	122	139	13%	16	-2%	-3
Importations terrestres	125	116	115	108	116	7%	8	-7%	-9
Importations GNL	17	19	14	14	23	59%	8	30%	5
Débouchés (TWh)	184	186	133	128	178	40%	51	-3%	-6
Stockage	13	9	45	50	12	-76%	-38	-11%	-2
Consommation clients finals	151	157	72	53	135	156%	82	-10%	-16
Clients distribution	104	116	41	23	91	295%	68	-13%	-13
Clients directement reliés au réseau de transport	47	40	31	30	44	49%	14	-5%	-3
Exportations	18	19	14	24	30	25%	6	70%	13
Autres	2	2	1	1	1	10%	0	-45%	-1
Livraisons aux PEG (TWh)	159	170	125	127	158	24%	31	-1%	-2
PEG Nord	120	132	99	95	124	31%	30	3%	4
PEG Sud	33	33	23	30	31	2%	1	-7%	-2
PEG TIGF	6	5	3	3	3	5%	0	-55%	-3
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	99%	100%	100%	99%	77%		-23%		-22%
Disponibilité liaison Nord Sud	80%	91%	85%	81%	89%		8%		9%
Utilisation de la liaison GRTgaz-TIGF	54%	53%	70%	85%	47%		-37%		-7%
Utilisation de Taisnières H	63%	64%	77%	83%	76%		-7%		13%
Utilisation de Obergailbach	54%	36%	55%	62%	25%		-38%		-29%
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)	-313	-470	455	482	-303	-163%	-785	-3%	10
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	189	209	154	154	245	59%	91	30%	56
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	131	128	120	139	151	8%	12	15%	19

Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	27,3	24,5	19,6	18,9	22,6	19%	3,7	-17%	-4,7
PEG Sud day-ahead (moyenne)	32,7	29,2	23,2	23,3	23,7	2%	0,4	-28%	-9,0
PEG TIGF day-ahead (moyenne)	33,0	29,4	23,9	23,7	23,8	0%	0,1	-28%	-9,2
Spread Nord/Sud	5,5	4,7	3,6	4,4	1,1	-75%	-3,3	-80%	-4,3
Spread PEG Nord/TTF	0,4	0,2	0,7	0,7	0,4	-44%	-0,3	1%	0,0
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	28,0	24,9	19,7	19,5	23,5	20%	3,9	-16%	-4,6
PEG Nord Y+1 (moyenne)	27,2	25,8	24,7	24,9	23,7	-5%	-1,2	-13%	-3,5
Spread Nord/Sud (M+1)	4,4	4,9	4,2	4,3	1,6	-62%	-2,7	-63%	-2,8
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,5	0,3	0,4	0,5	0,5	10%	0,0	-1%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,5	2,1	5,3	5,5	1,8	-67%	-3,7	22%	0,3

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 T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	128	139	84	97	134	39%	37	5%	6
En % de la consommation nationale	85%	89%	117%	184%	99%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	45	42	28	30	48	59%	18	8%	4
Intraday	5	5	3	3	4	15%	0,5	-22%	-1,1
Day Ahead	24	25	16	17	29	68%	11,7	21%	4,9
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	24	26	18	20	29	42%	8,5	22%	5,1
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	21	16	10	10	20	92%	9,4	-7%	-1,4
Marché à terme (TWh)	64	81	59	83	87	4%	3	35%	22
M+1	22	23	17	26	32	20%	5,3	44%	9,7
Q+1	17	0	12	3	17		13,7	-4%	-0,6
S+1	9	28	17	24	21	-11%	-2,5	123%	11,7
Y+1	4	2	3	3	5	86%	2,5	36%	1,4
Bourse (toutes échéances)	8	11	8	11	10	-9%	-0,9	28%	2,1
Brokers (toutes échéances)	57	70	51	73	77	6%	4,2	36%	20,3
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	31 054	33 775	24 493	26 605	33 673	27%	7068	8%	2619
Intraday	5 791	5 929	4 941	5 527	5 429	-2%	-98	-6%	-362
Day Ahead	20 547	22 898	16 115	17 191	23 365	36%	6174	14%	2818
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	22 312	25 621	17 897	20 921	26 185	25%	5264	17%	3873
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	8 742	8 154	6 596	5 684	7 488	32%	1804	-14%	-1254
Marché à terme	1 070	1 223	894	1 289	1 465	14%	176	37%	395
M+1	720	744	549	836	931	11%	95	29%	211
Q+1	156	6	98	47	172	266%	125	10%	16
Y+1	29	7	18	21	37	76%	16	28%	8
Bourse (toutes échéances à terme)	323	459	305	386	424	10%	38	31%	101
Brokers (toutes échéances à terme)	747	764	589	903	1 041	15%	138	39%	294
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	89	91	98	97	99	2%	2	11%	10
dont actifs chez Powernext Gas Spot	40	41	48	48	50	4%	2	25%	10
dont actifs chez Powernext Gas Futures	28	30	31	34	33	-3%	-1	18%	5

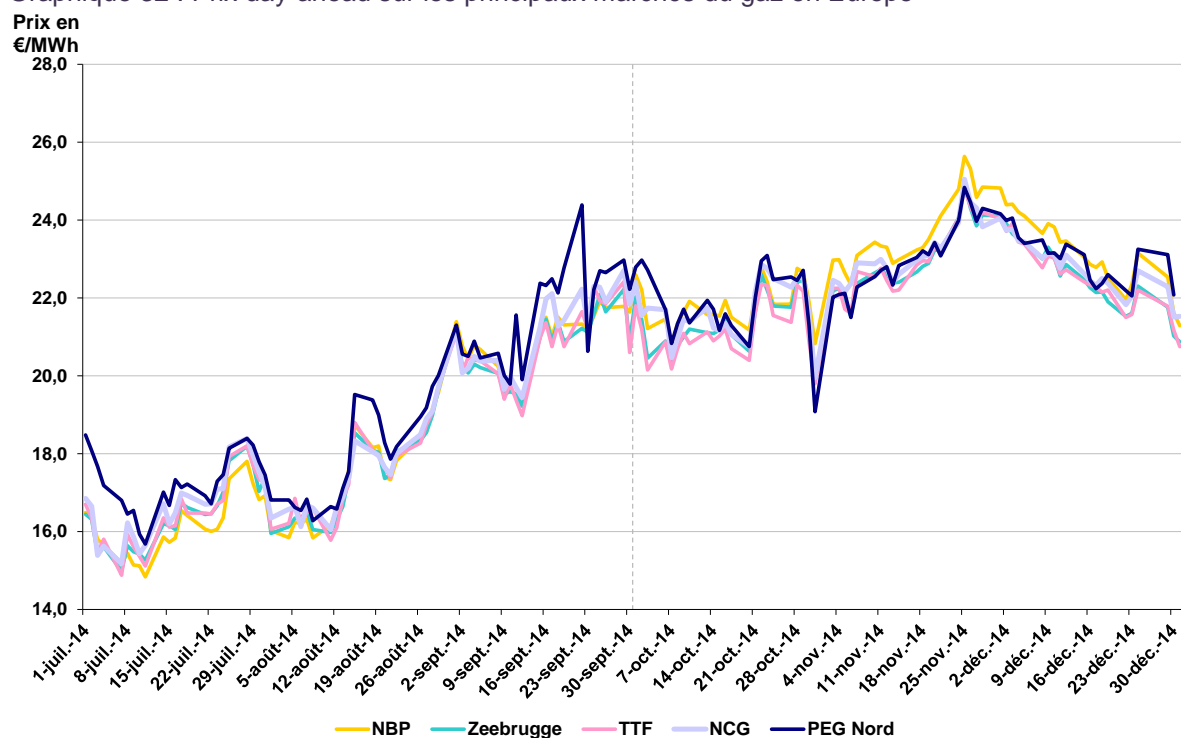
Source: GRTgaz, TIGF, Powernext, brokers – Analyse : CRE

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

III. Graphiques

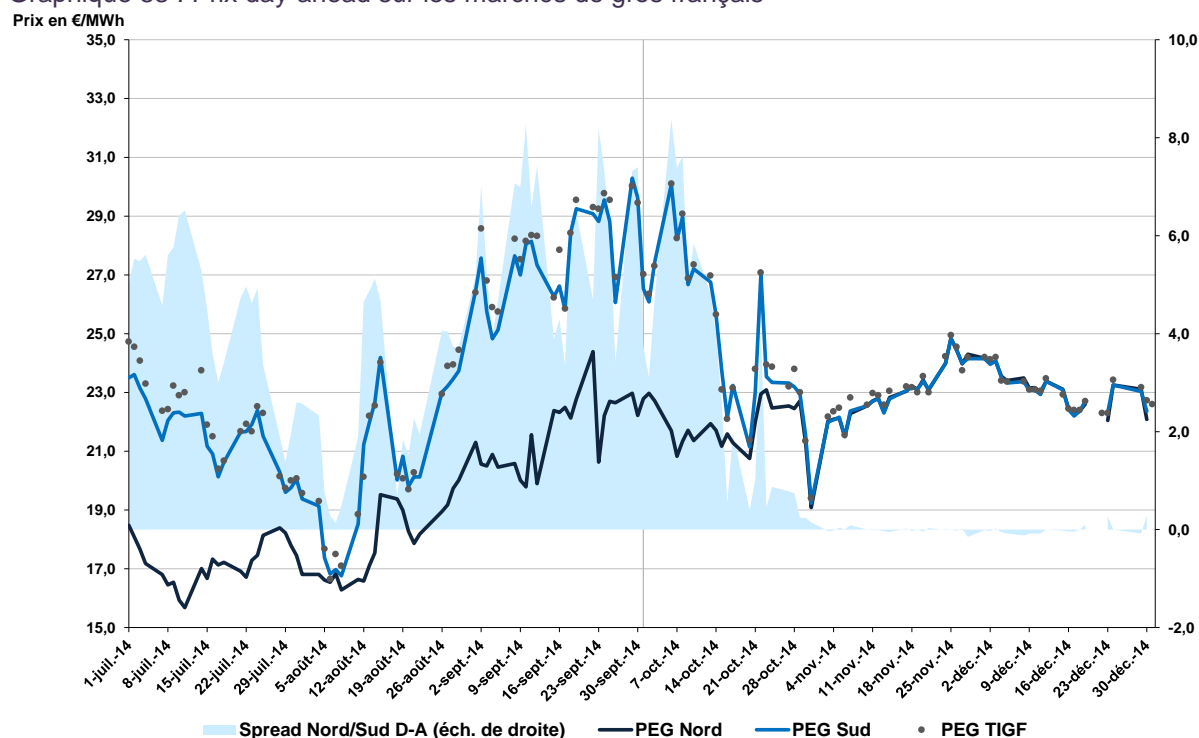
Evolution des prix en France et en Europe

Graphique 32 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



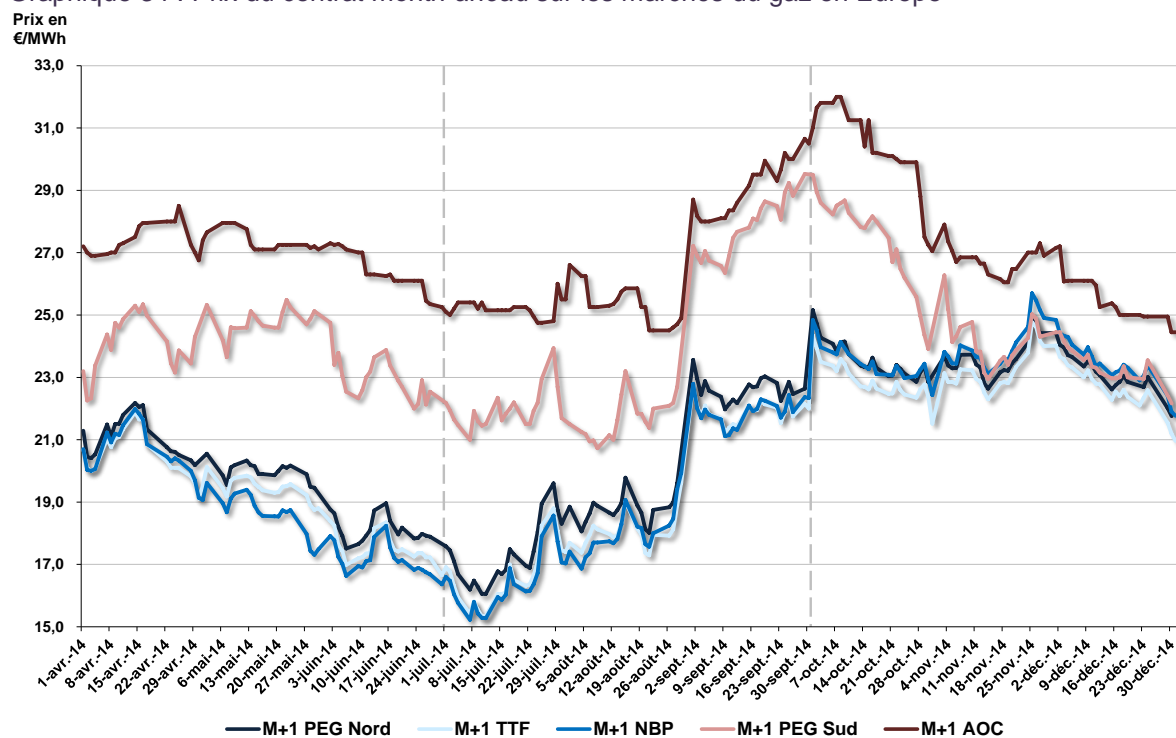
Source: Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 33 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



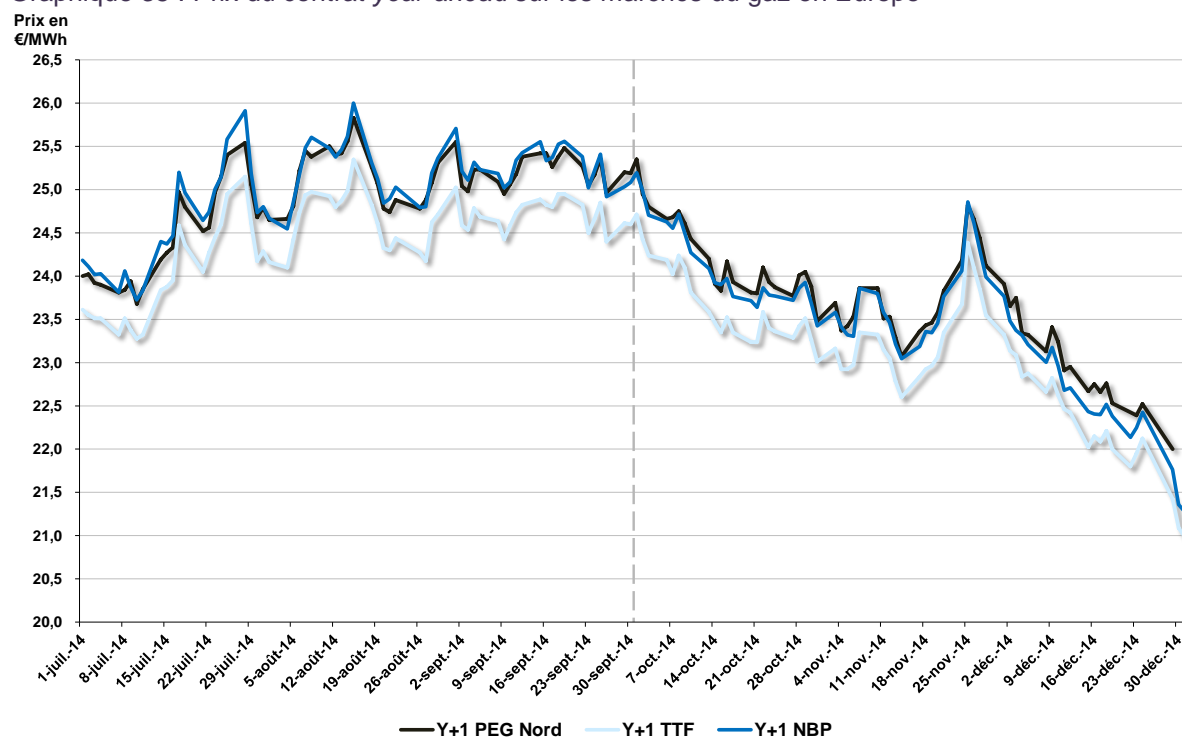
Source: Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF – Analyse : CRE

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



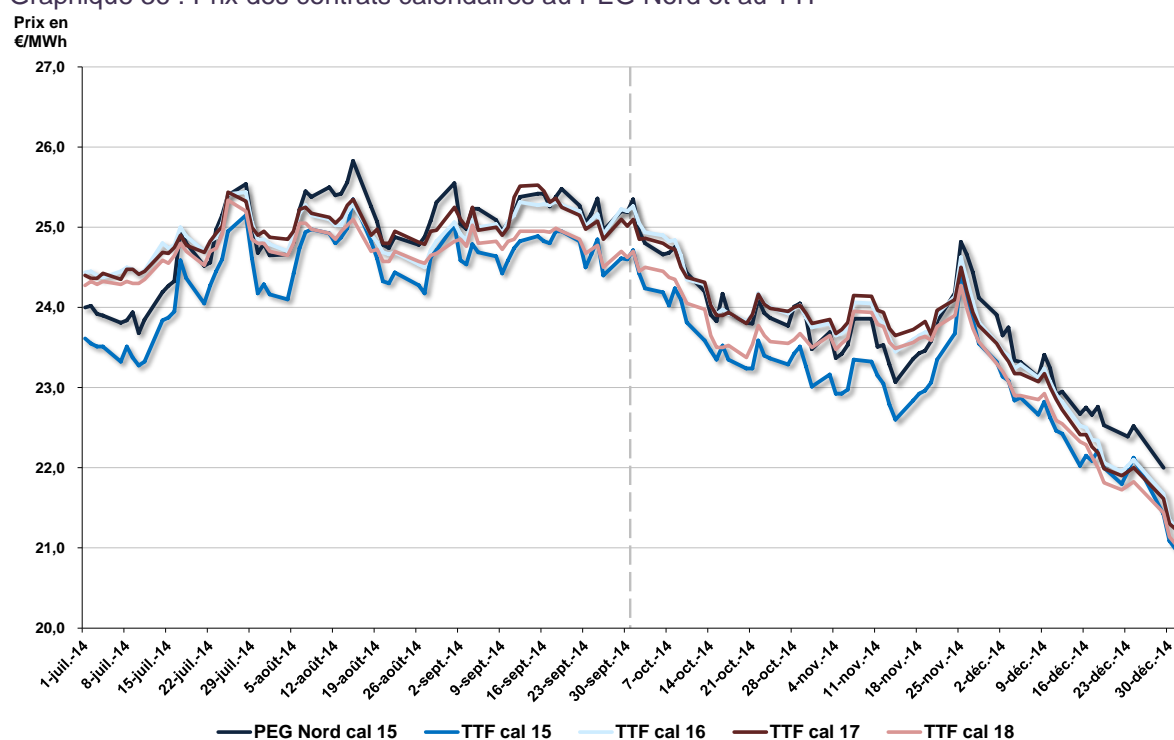
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 35 : Prix du contrat *year-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

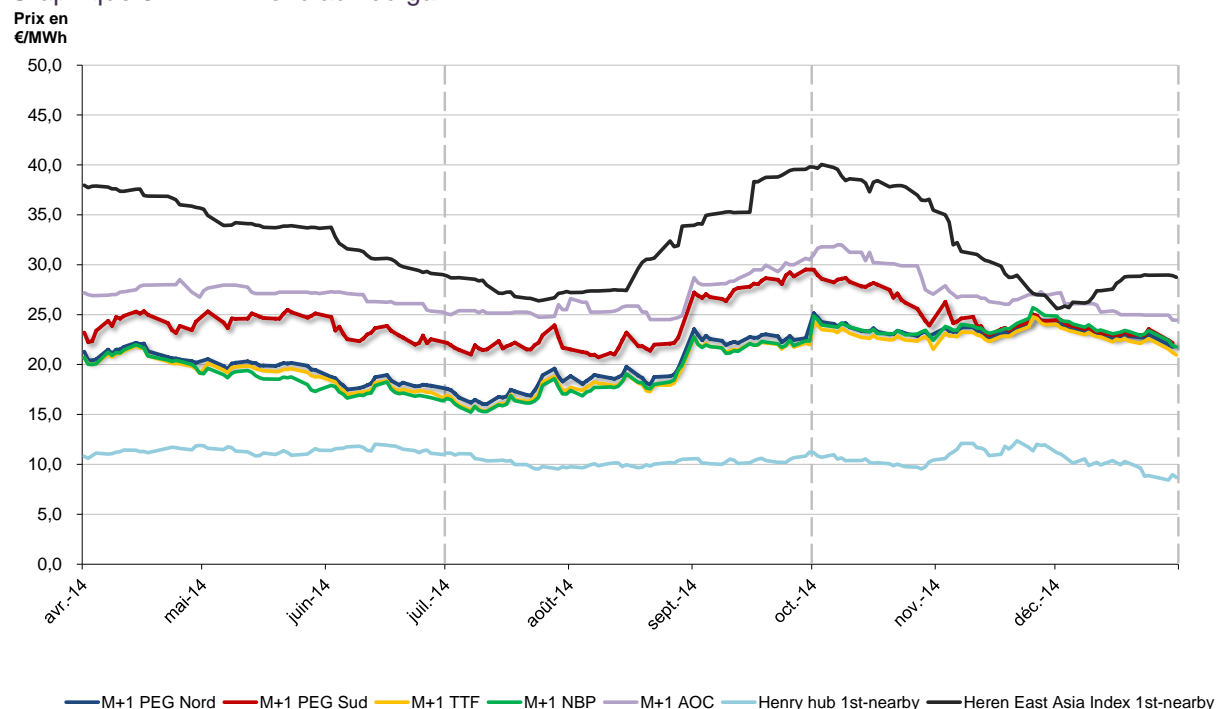
Graphique 36 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

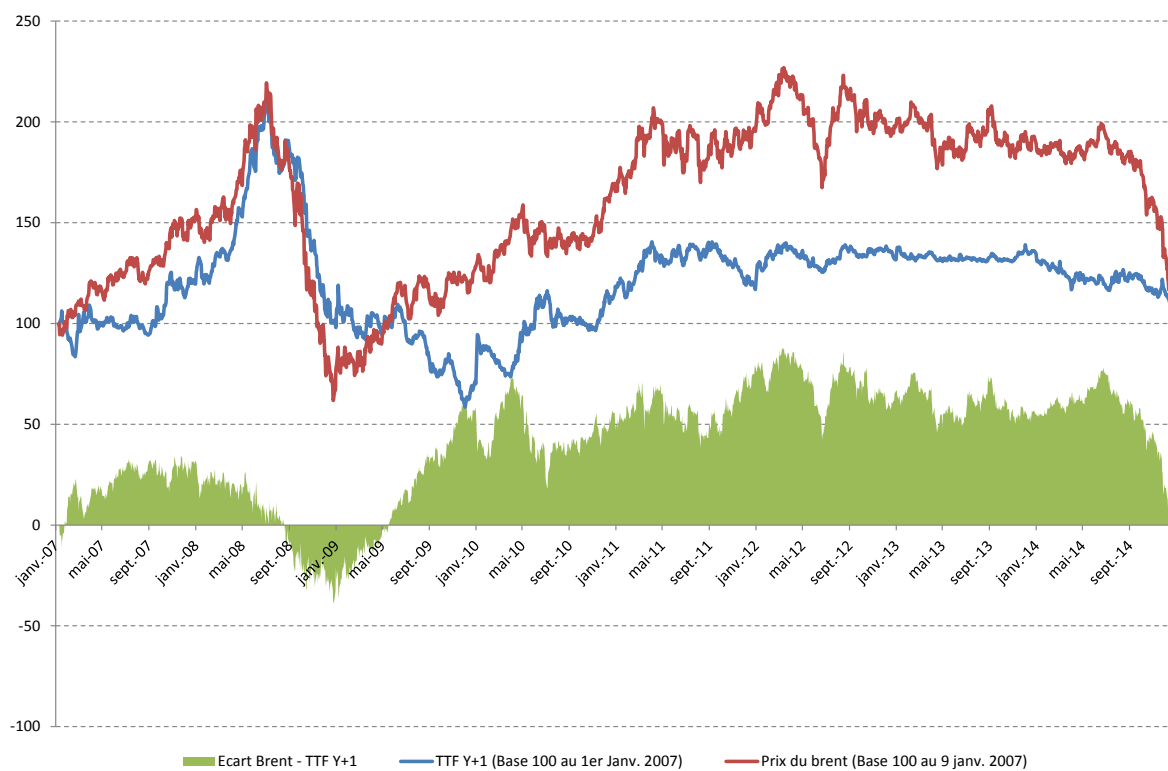
Contexte international

Graphique 37 : Prix mondiaux du gaz



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

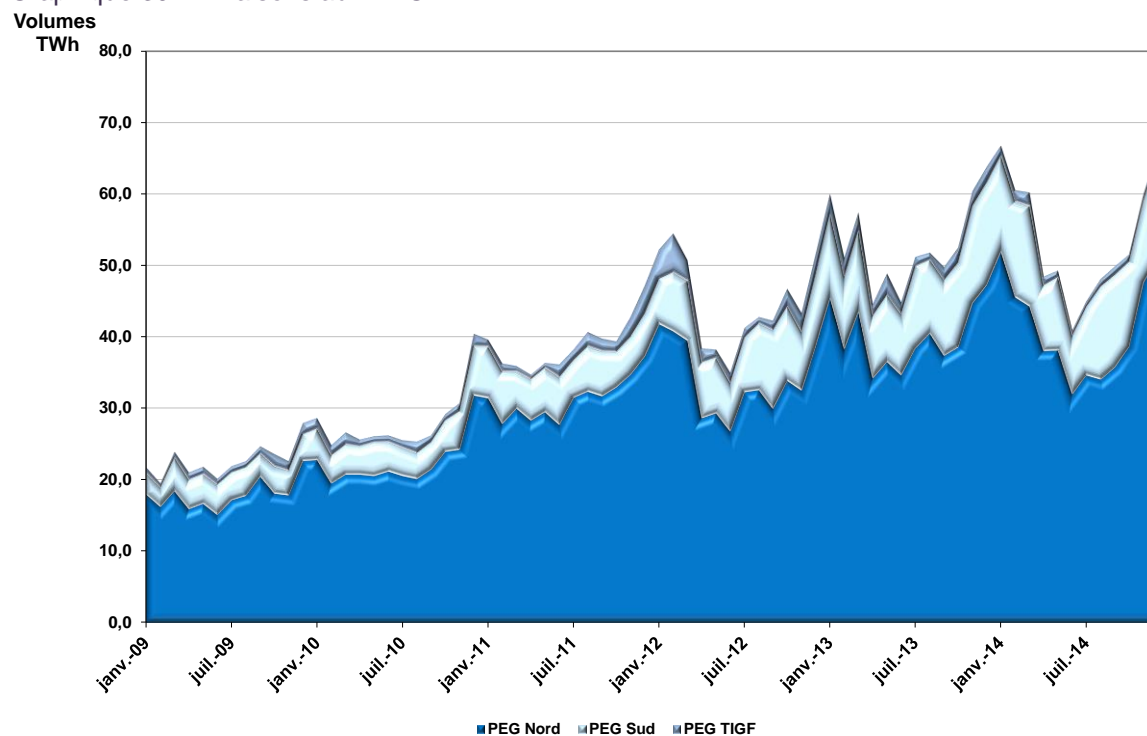
Graphique 38 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

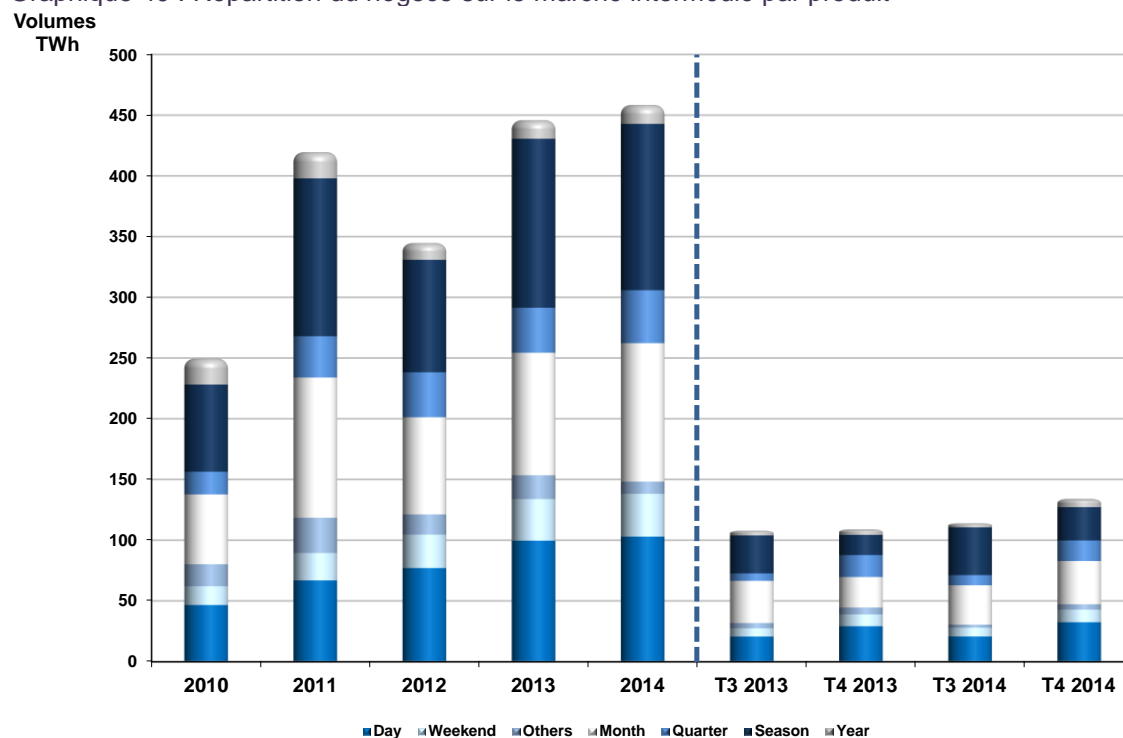
Développement du négoce dans le marché français

Graphique 39 : Livraisons aux PEG



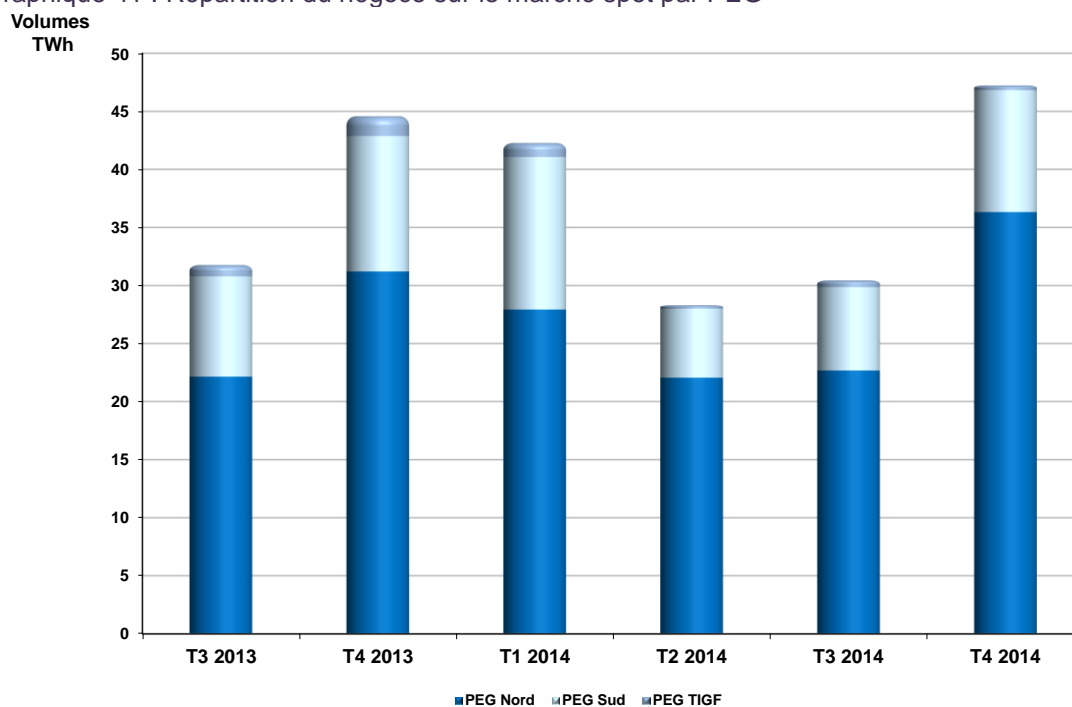
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit



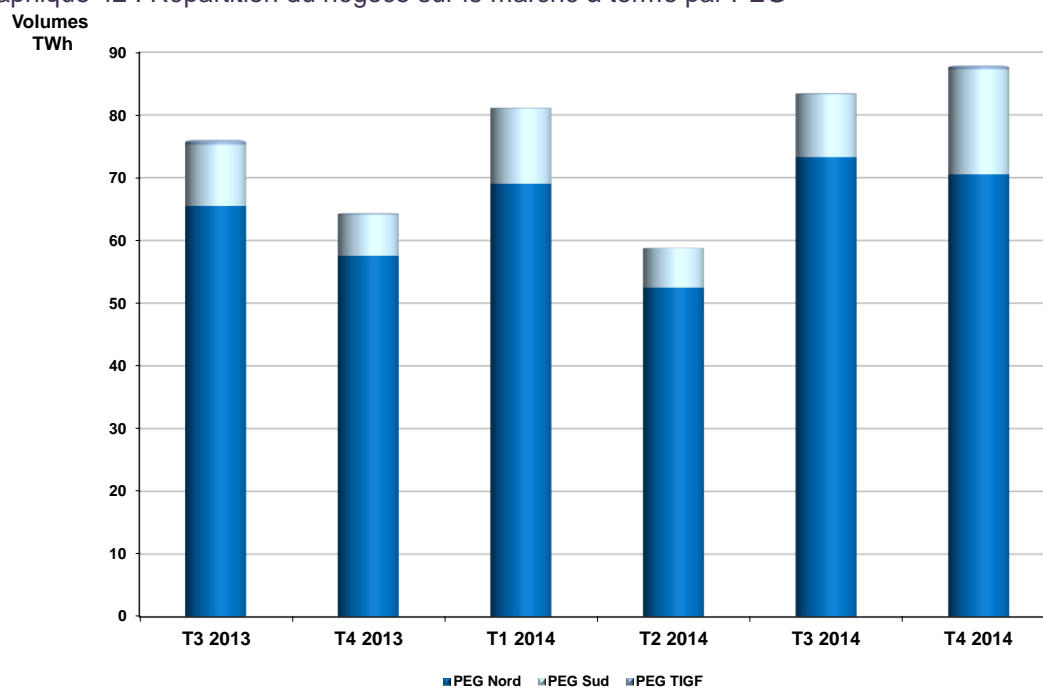
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



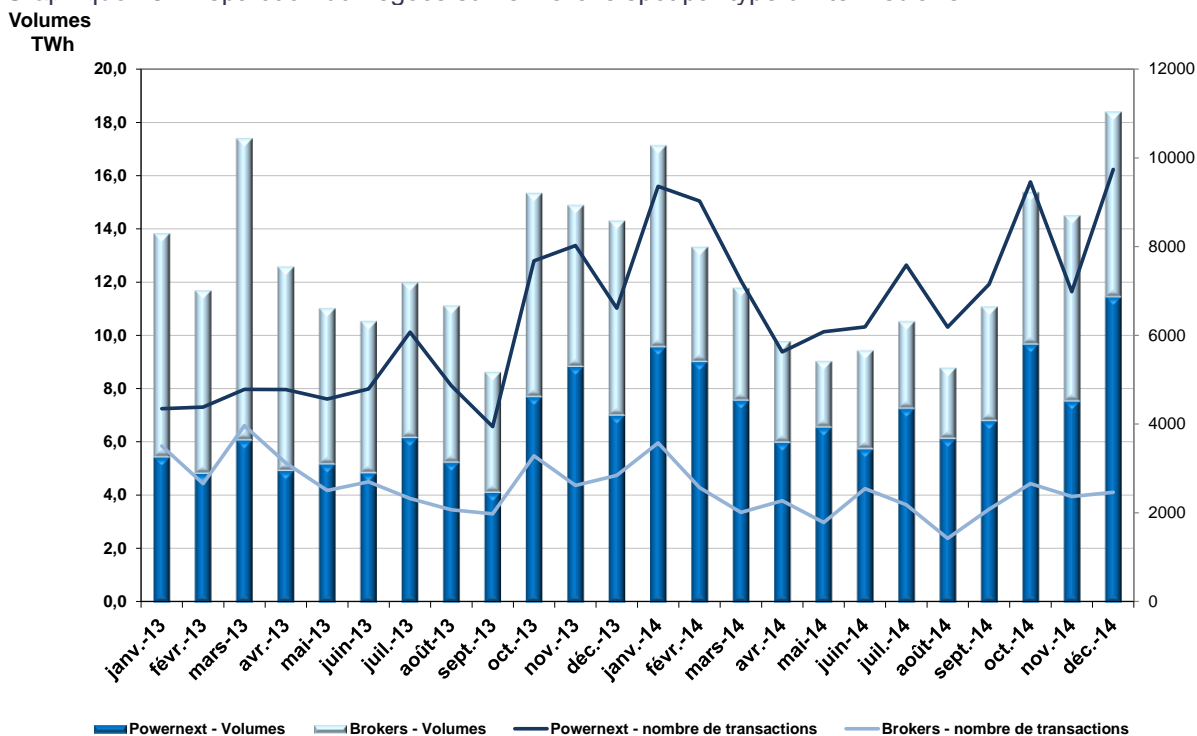
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 42 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



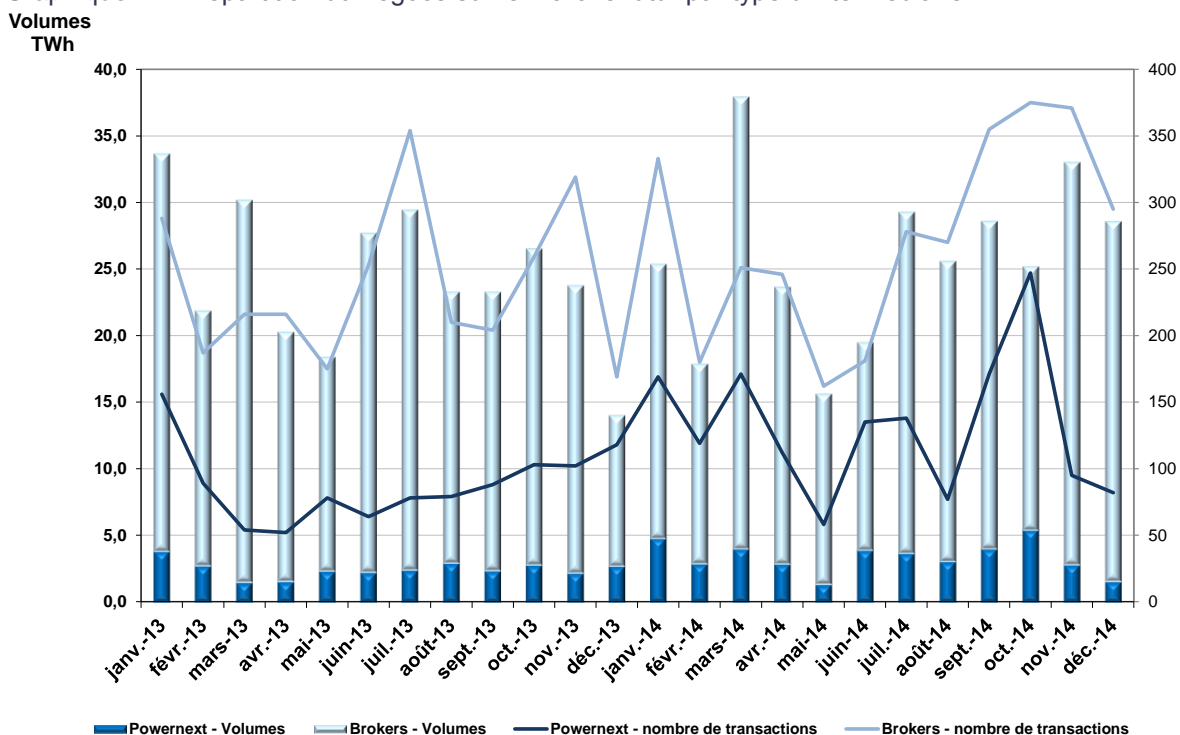
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



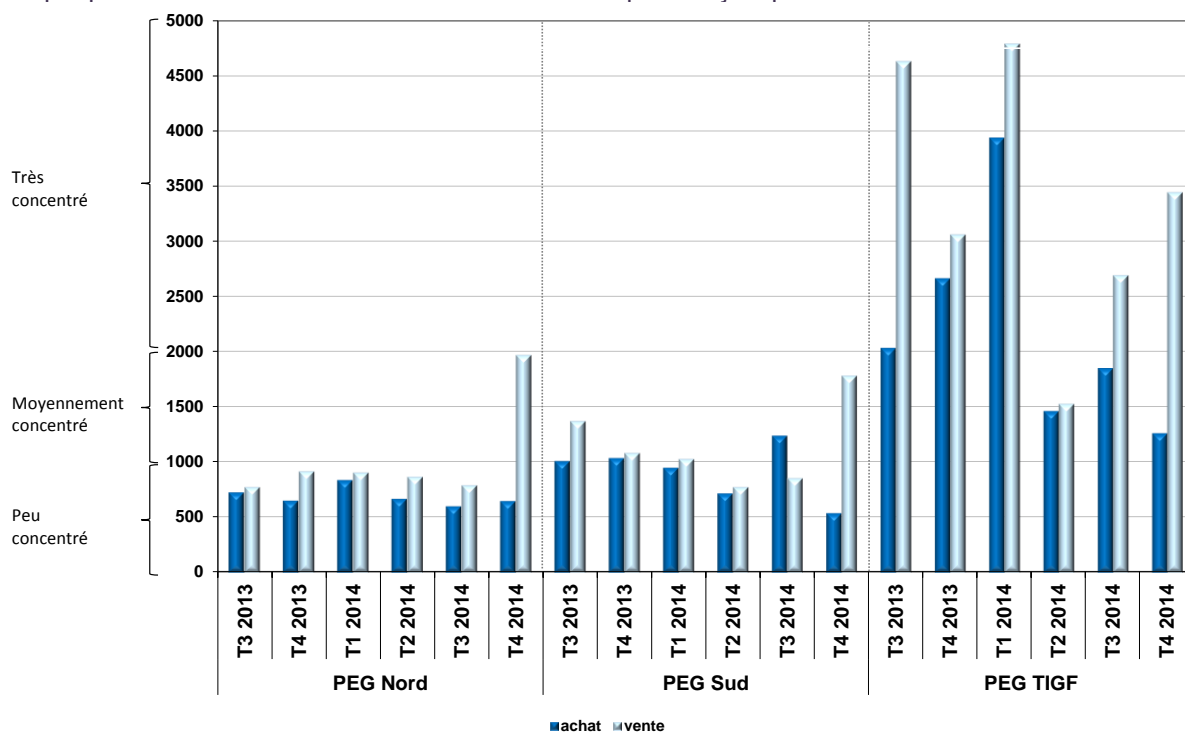
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 44 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



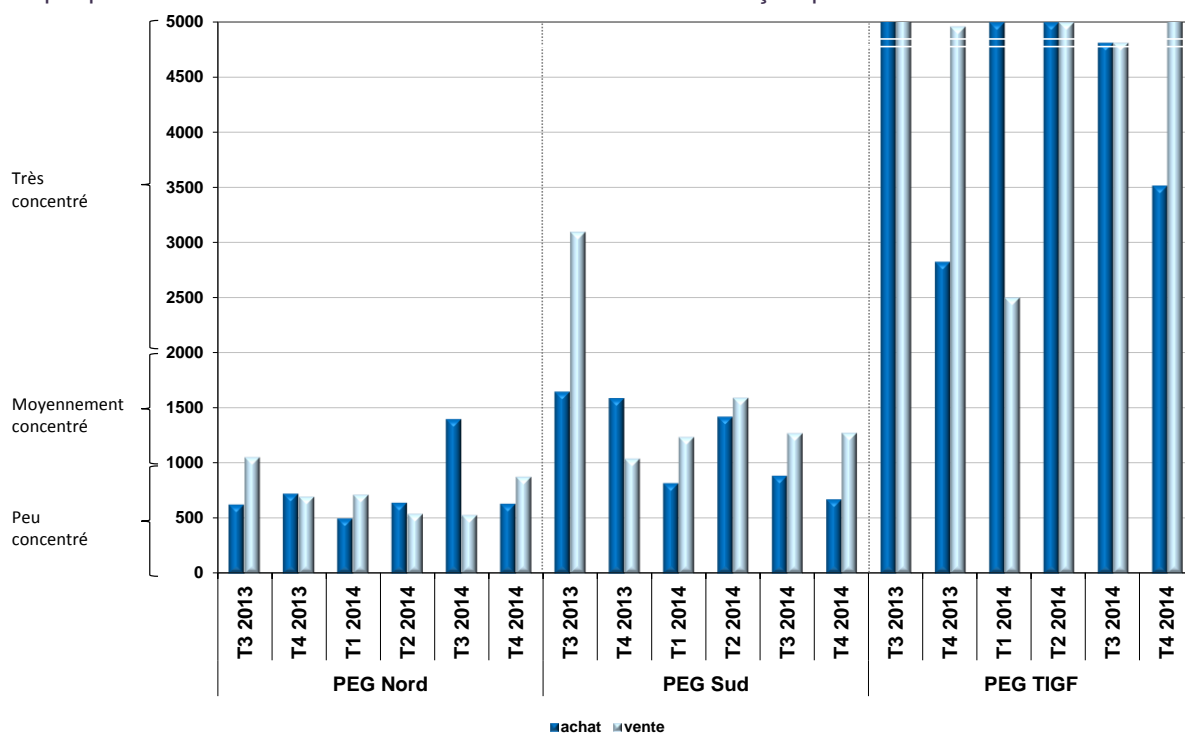
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 45 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

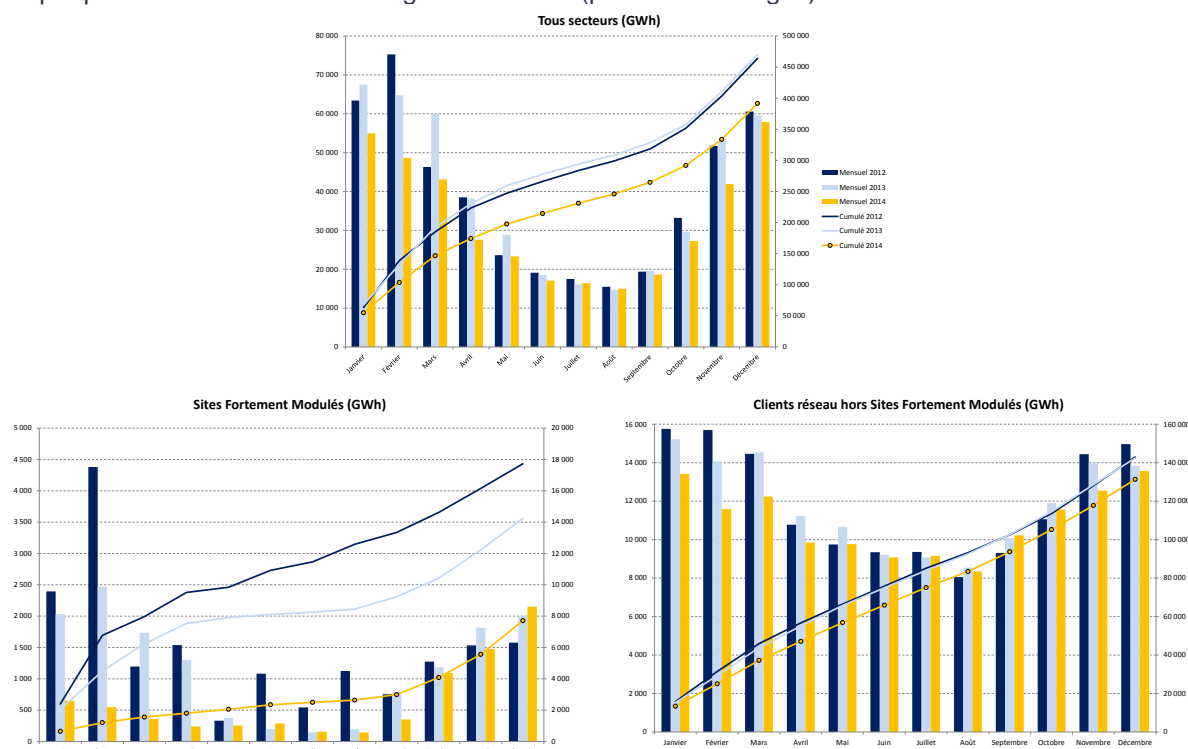
Graphique 46 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

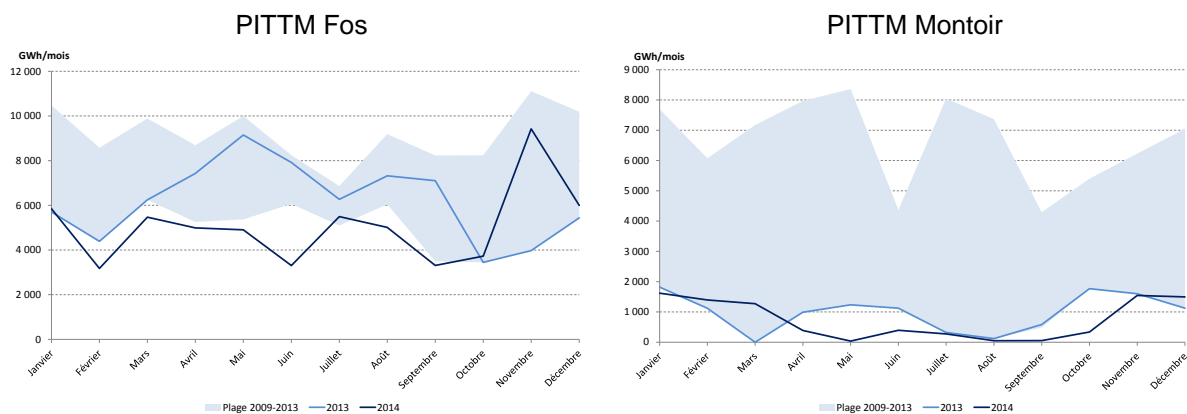
Fondamentaux

Graphique 47 : Consommation de gaz en France (périmètre GRTgaz)



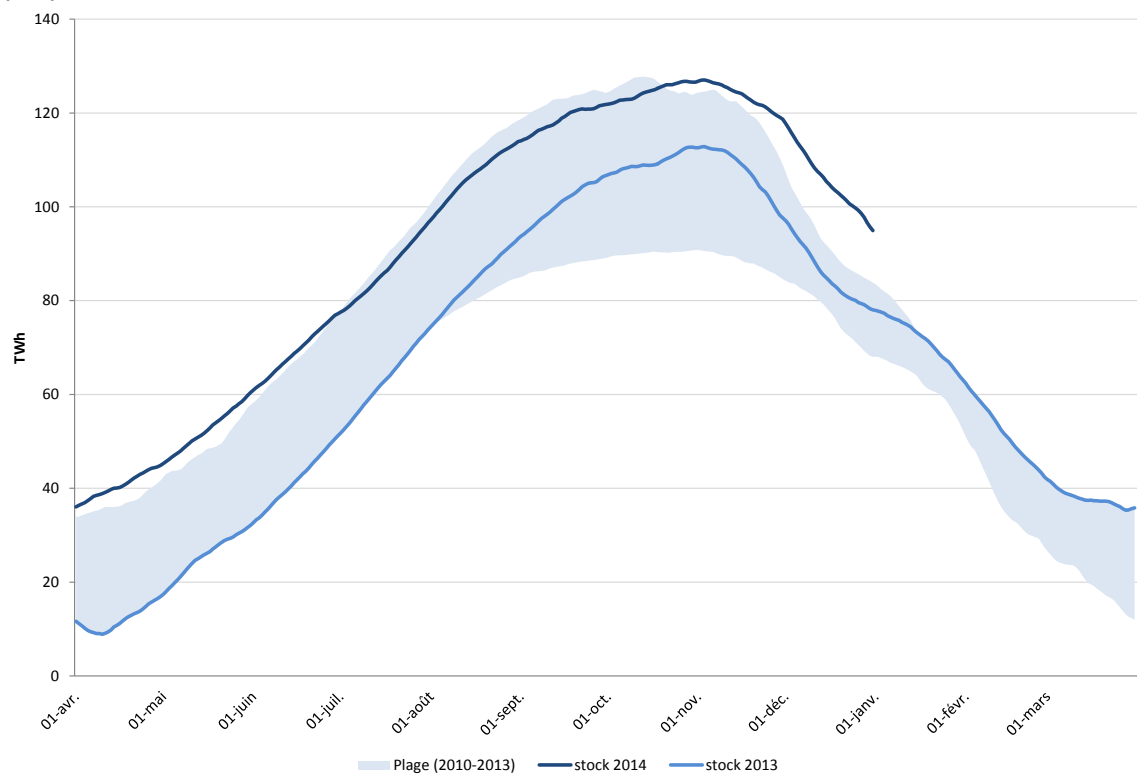
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 48 : Emissions des terminaux méthaniers



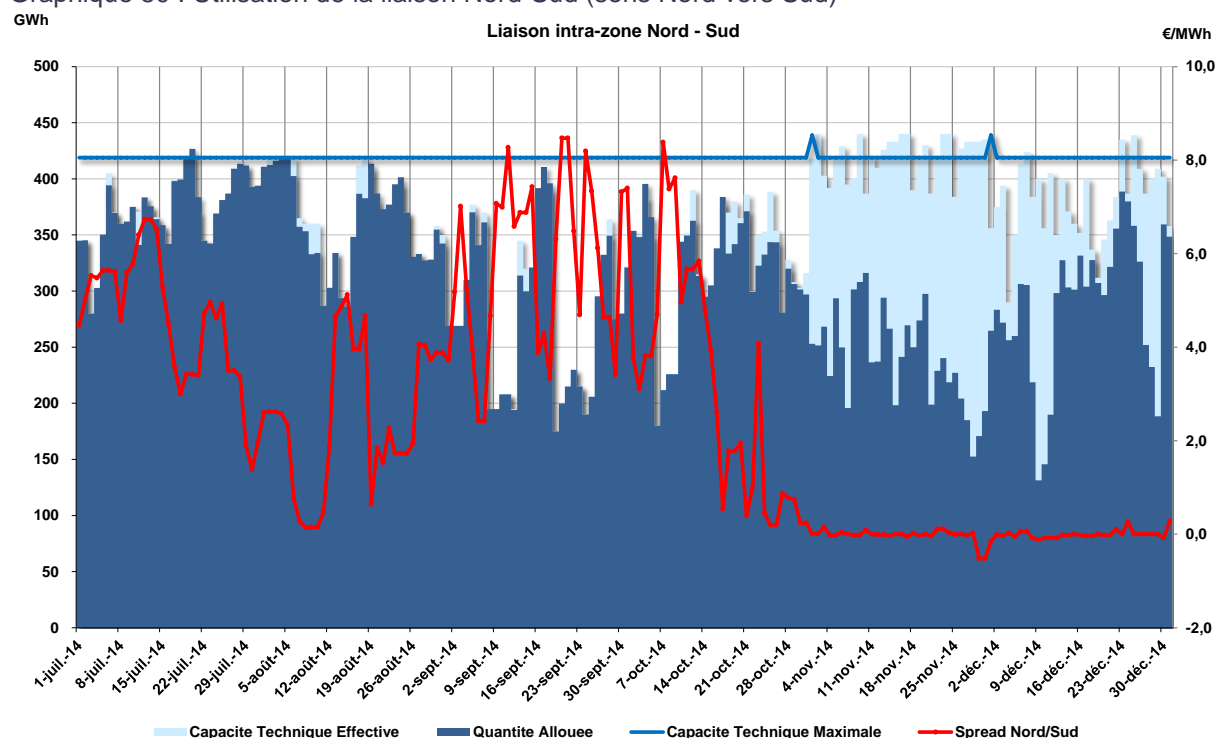
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 49 : Niveaux de stock en France



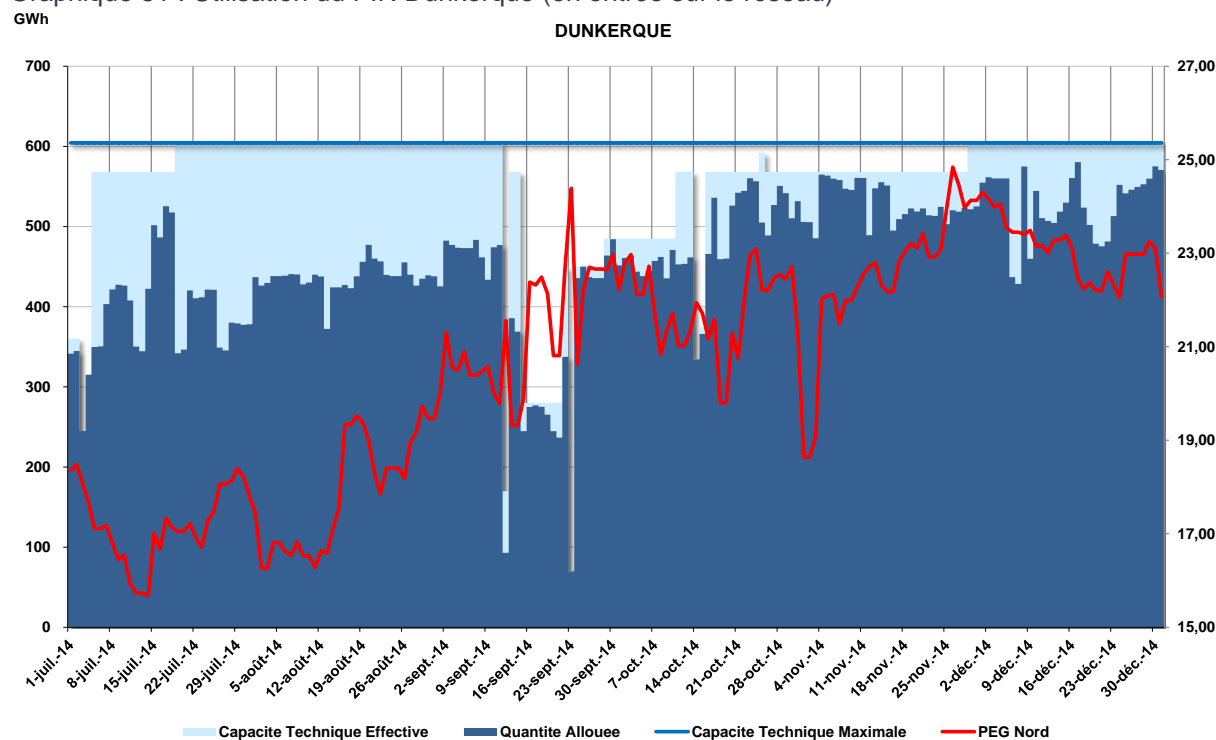
Source: Storengy, TIGF – Analyse : CRE

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



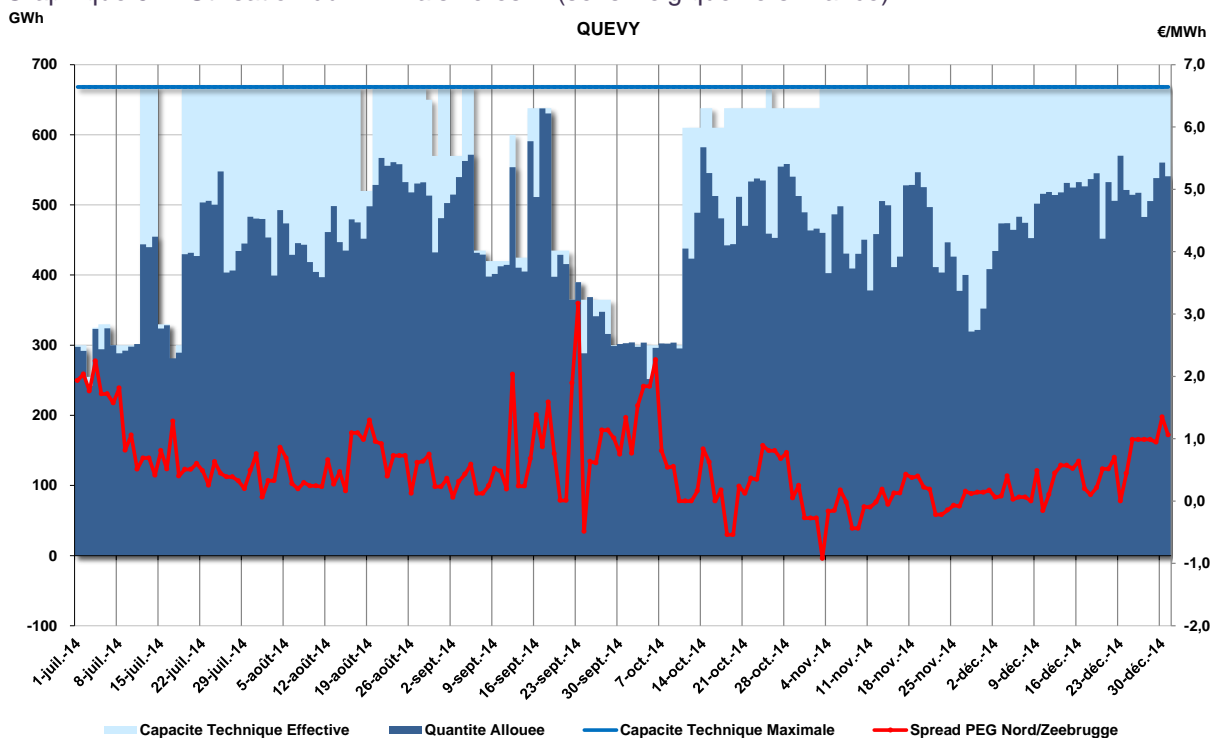
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



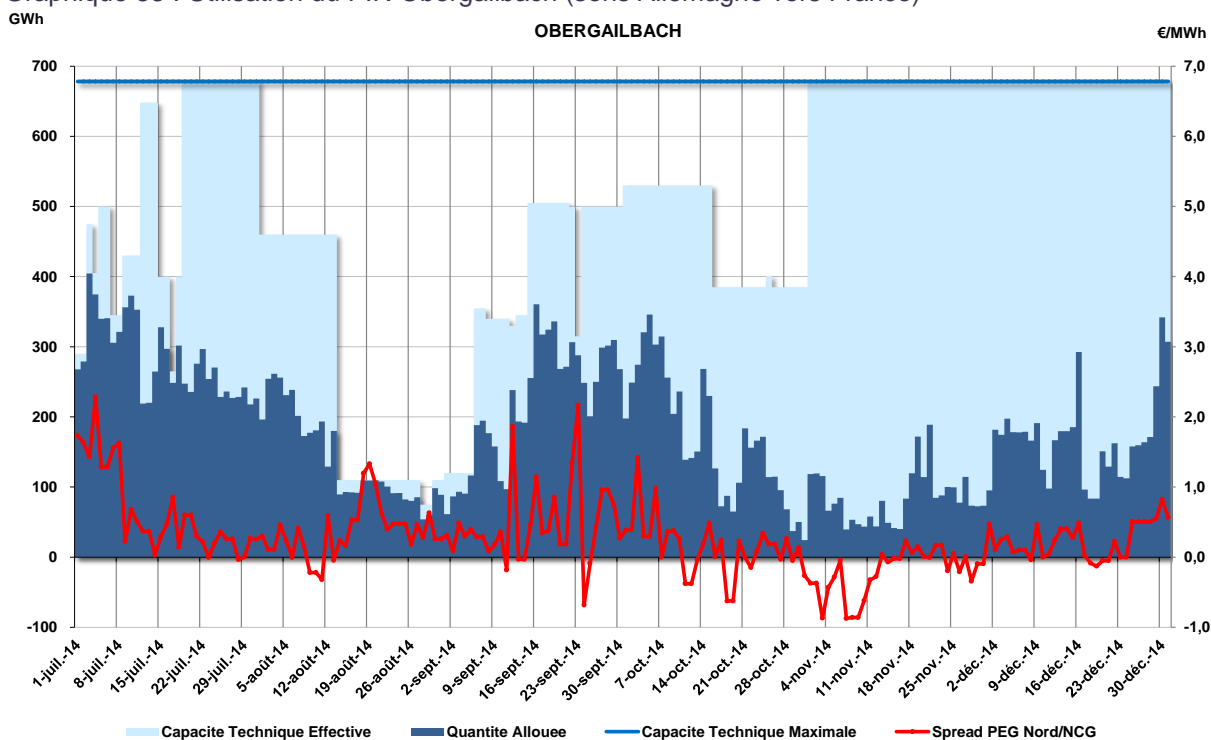
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

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



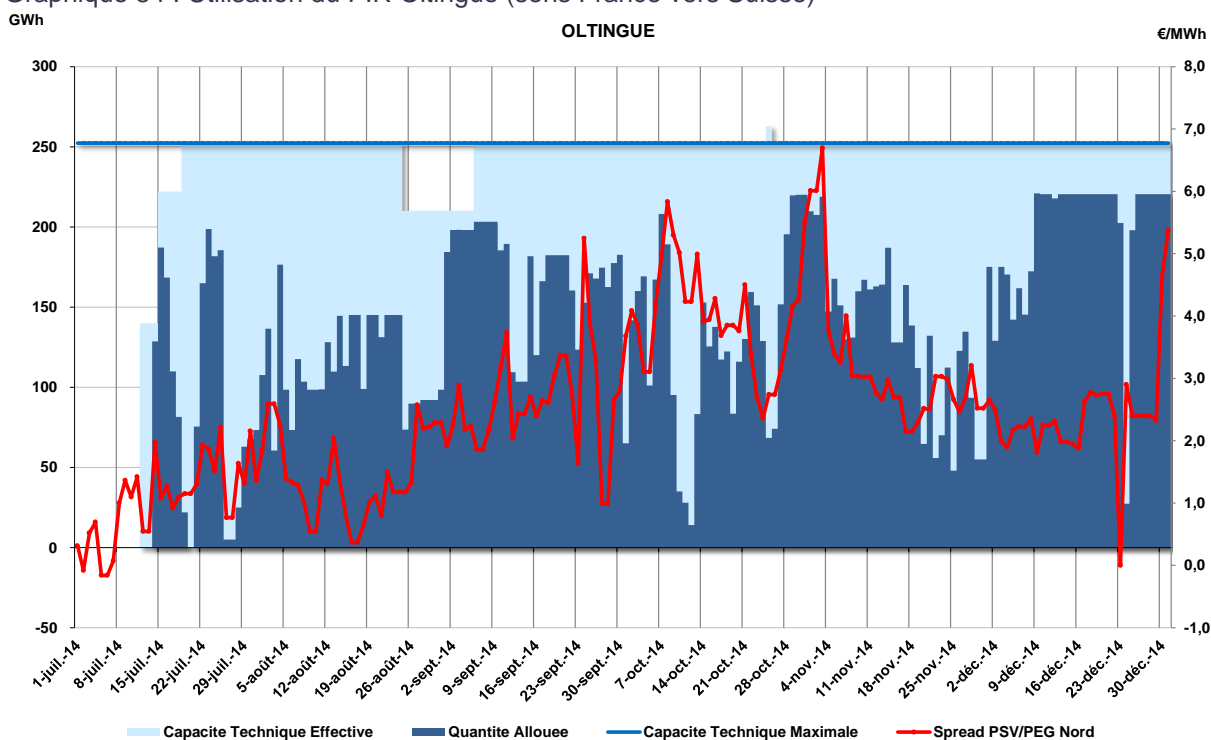
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



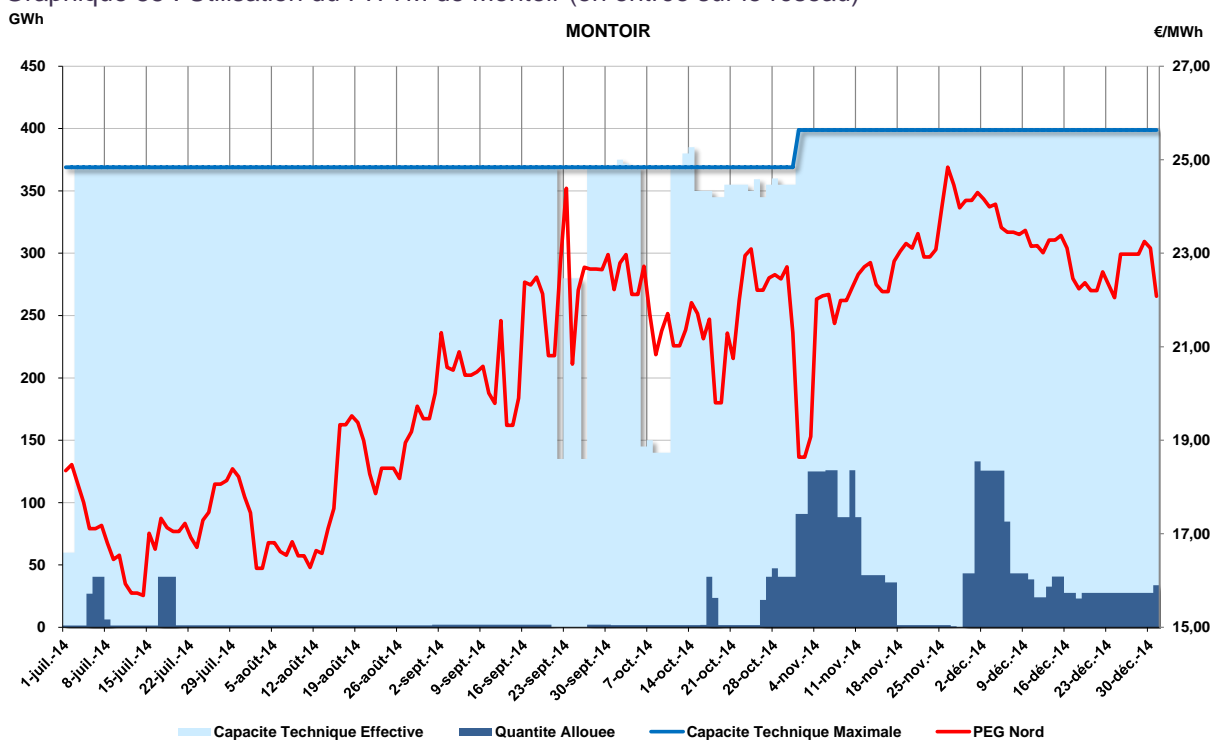
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



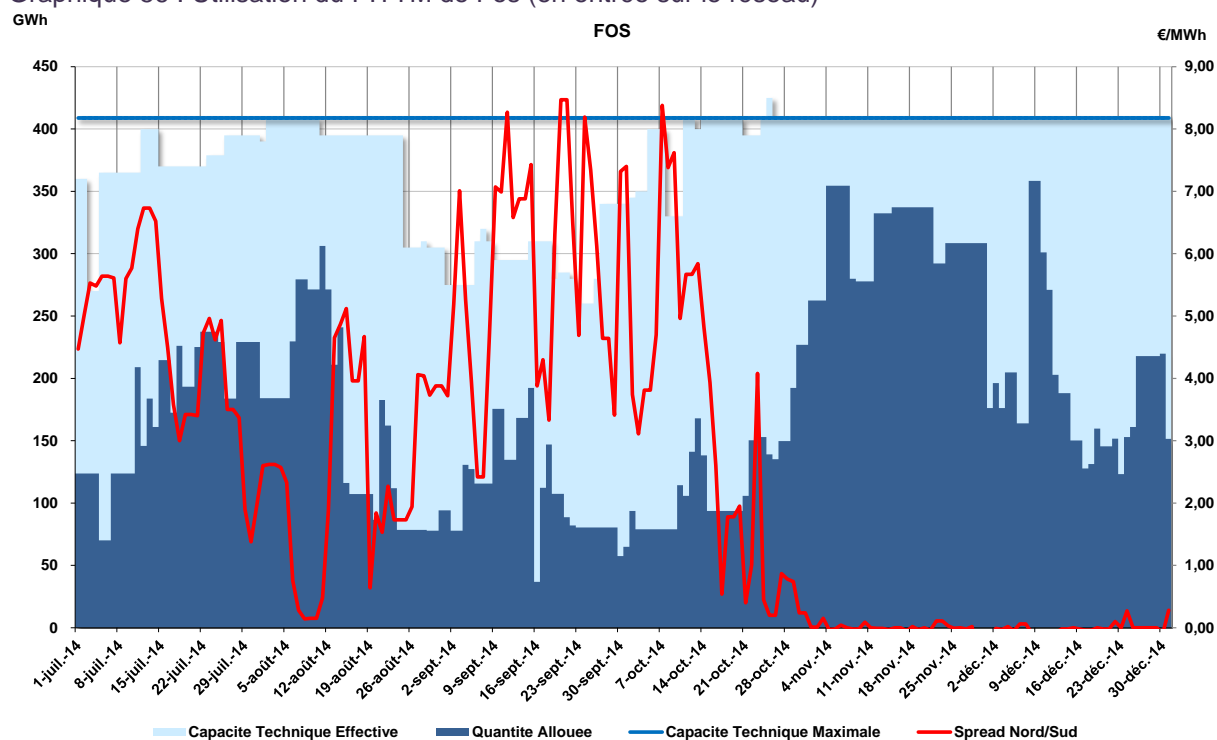
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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

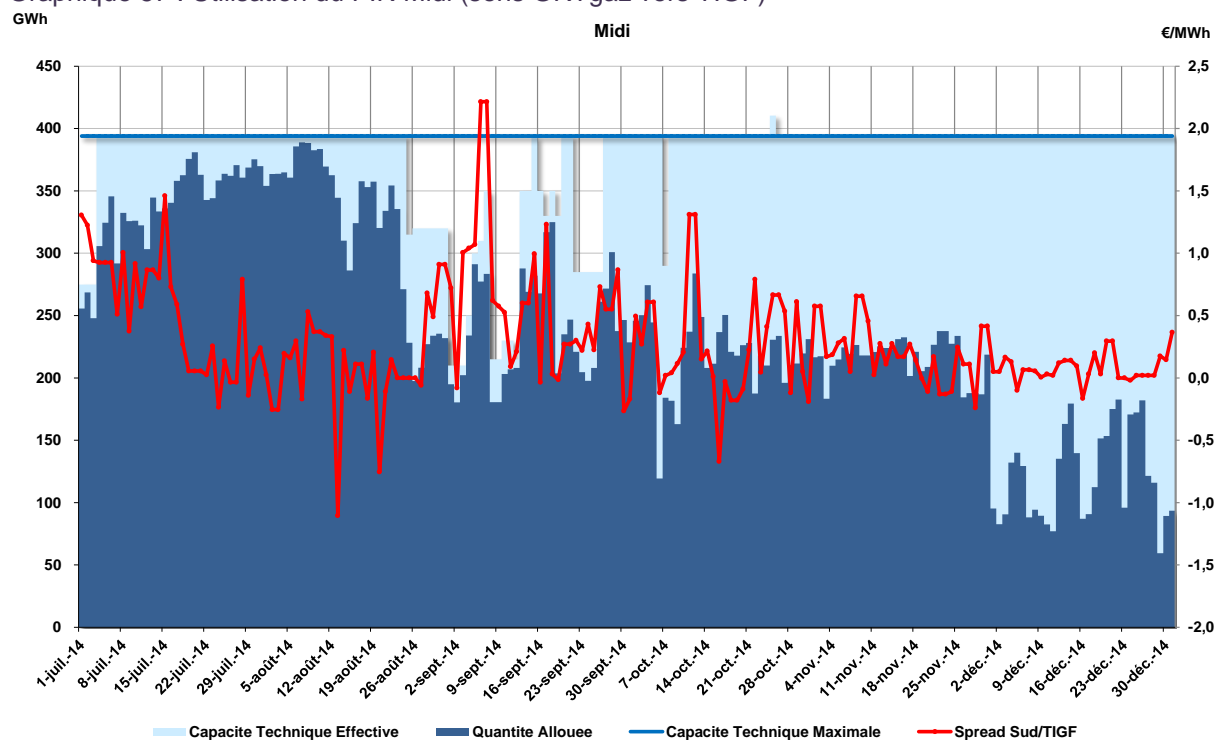


Source: GRTgaz – Analyse : CRE

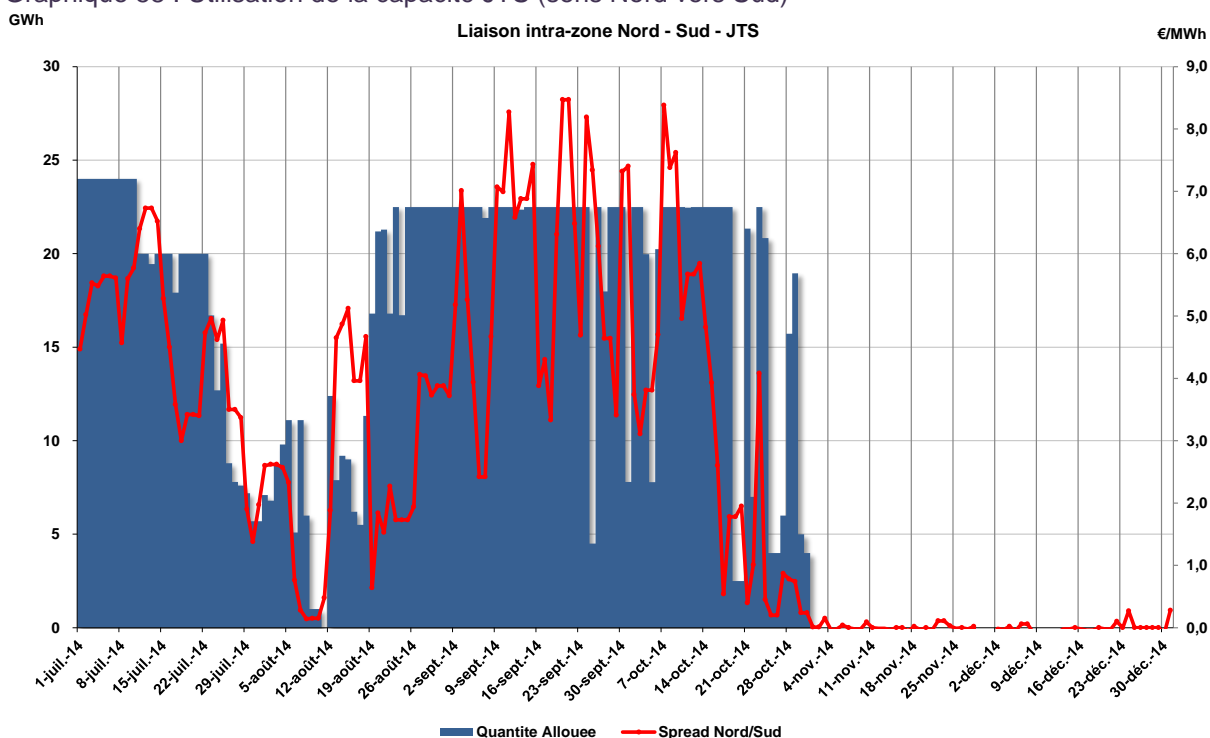
Graphique 56 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



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

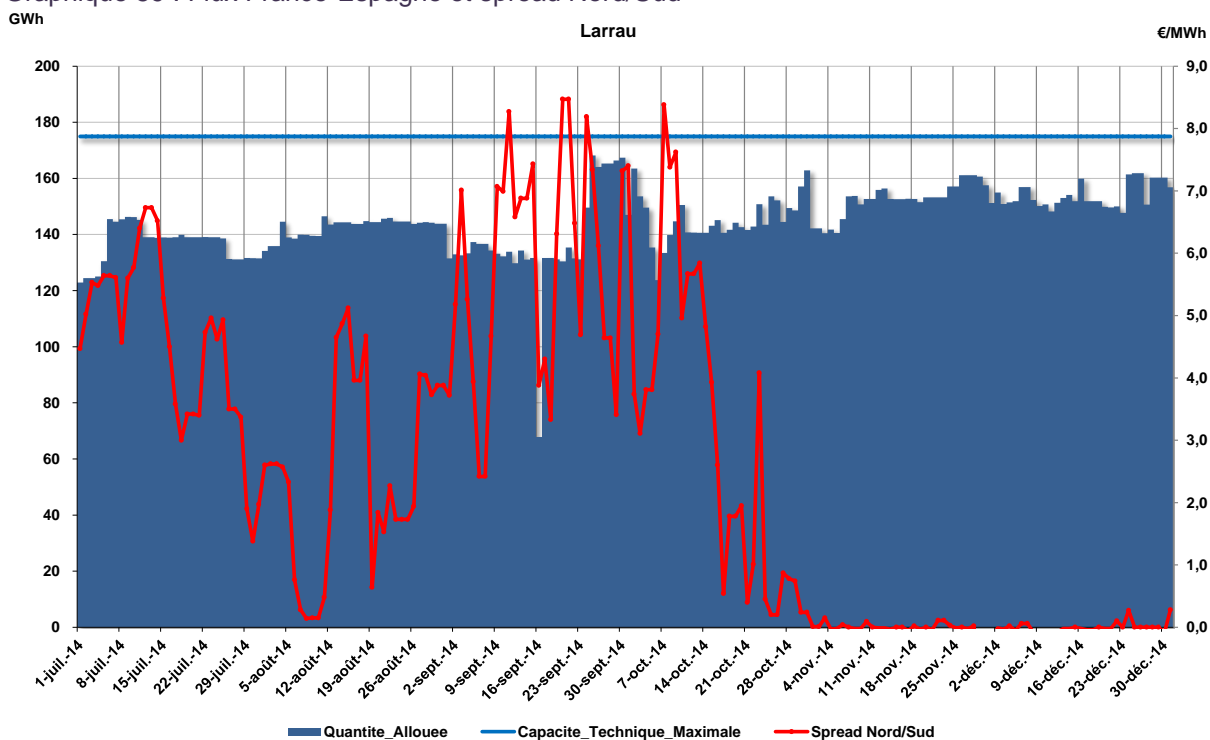


Graphique 58 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

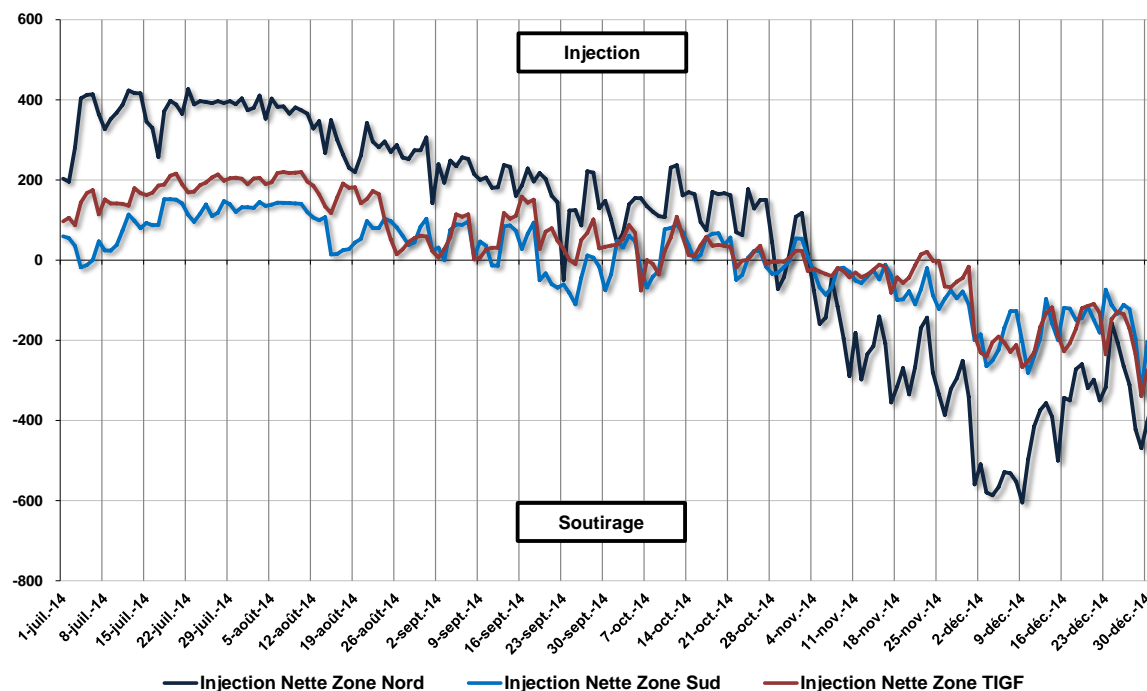
Graphique 59 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 60 : Utilisation des stockages

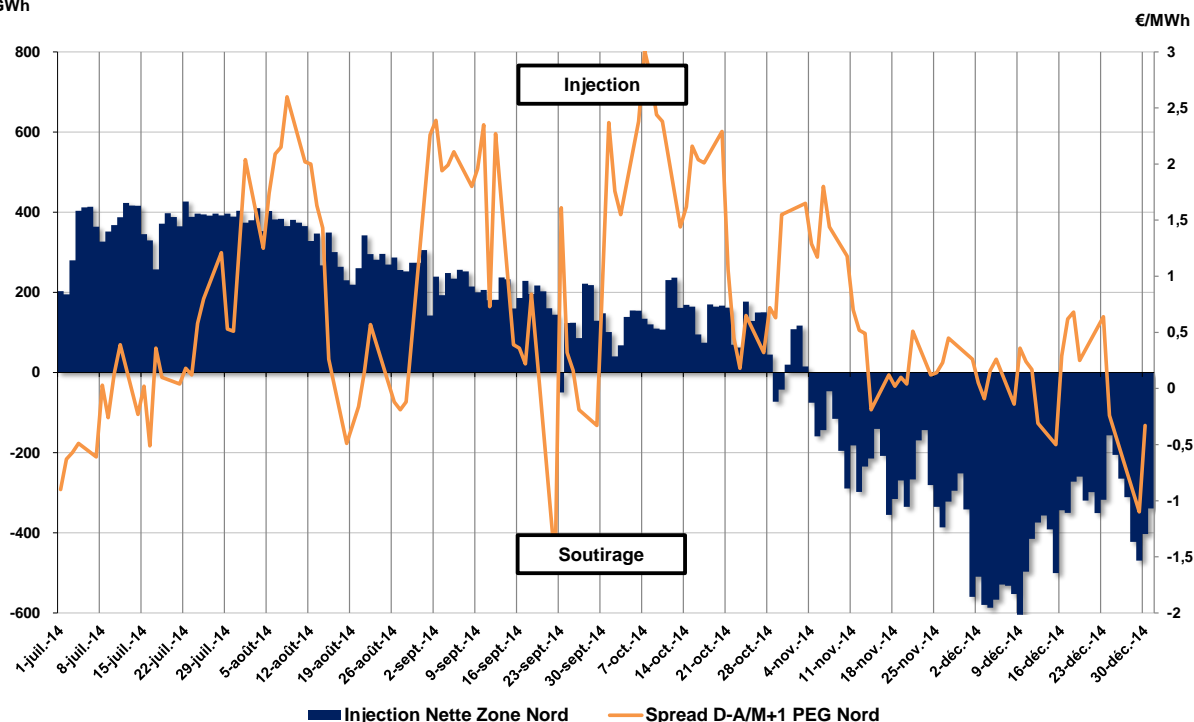
GWh



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

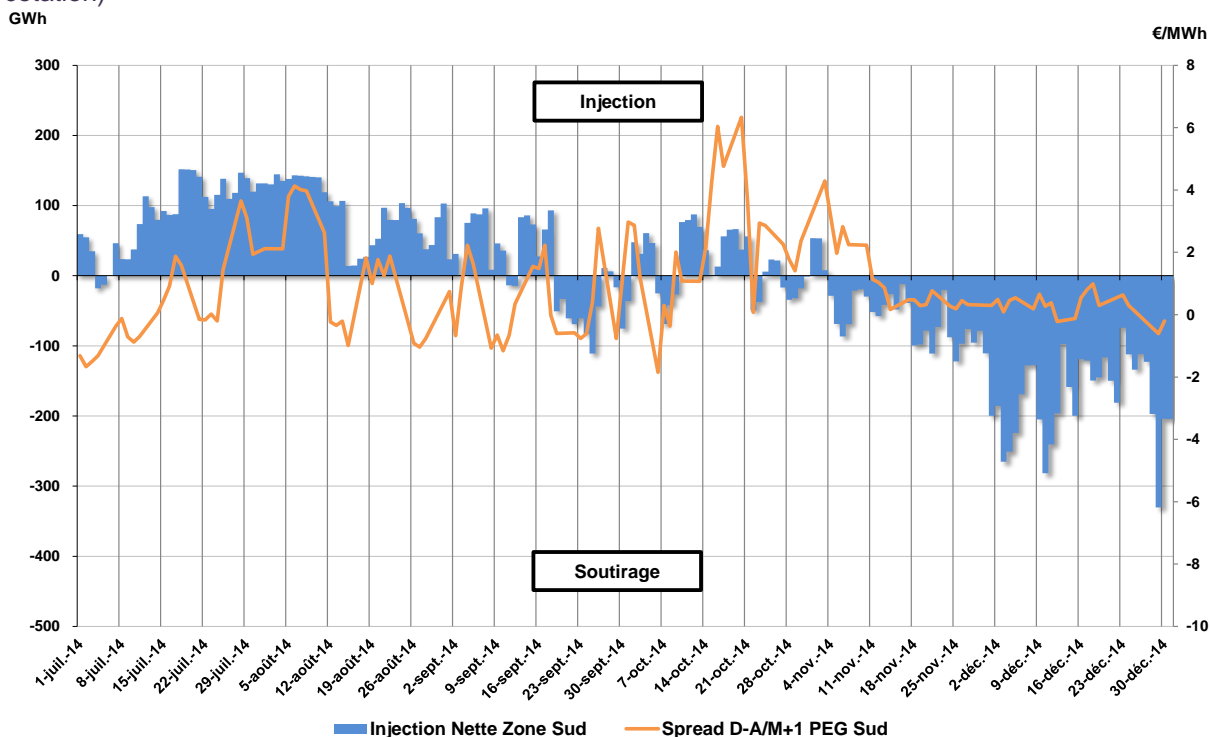
Graphique 61 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)

GWh



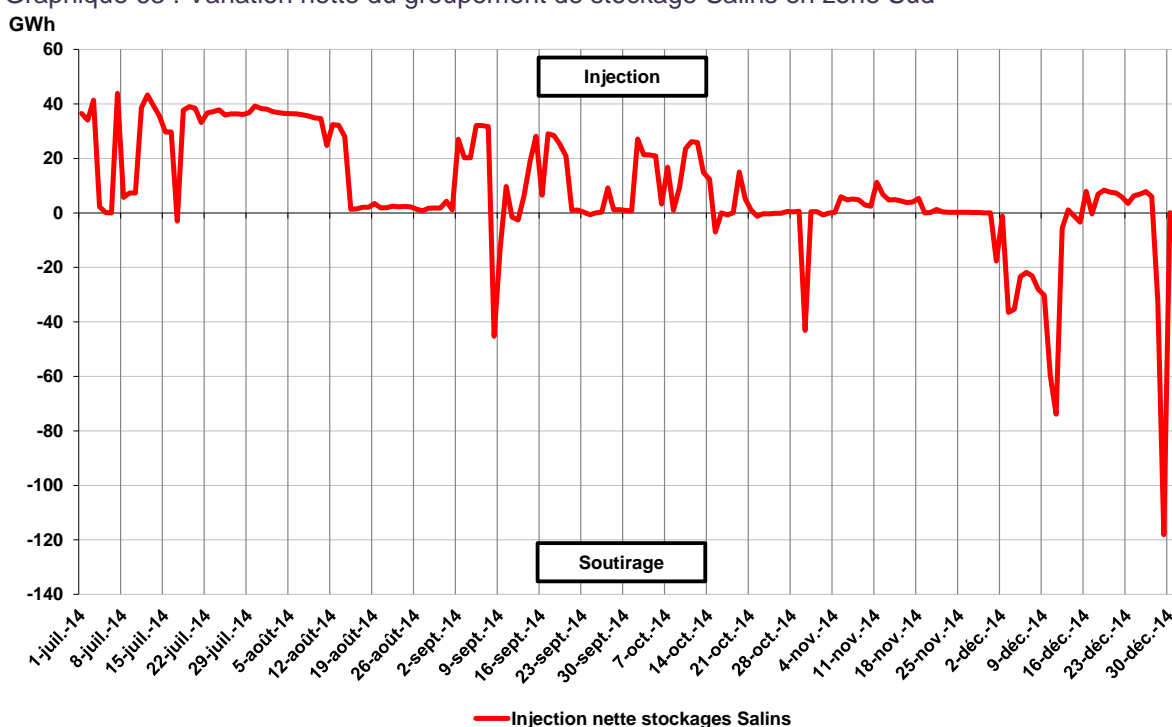
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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 CO₂

I. Principales dates

23 octobre 2014 : Nouveaux objectifs énergie-climat lors du sommet européen (à 2030, réduction de 40% des émissions GES vs.1990, 27% d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie, objectif de réduction de la consommation globale d'énergie de 27%).

12 novembre 2014 : accord sino-américain sur le climat, les Etats-Unis s'engagent à réduire ses émissions de 26-28% (vs. 2005) d'ici à 2025 et la Chine à les réduire après 2030.

1-14 décembre 2014 : COP20 de Lima.

II. Chiffres clés

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	2 688	3 431	1 944	1 767	2 126	20,32%	359	-20,91%	-562
Volumes EUA	2501	3296	1885	1722	2064	20%	342	-17%	-437
<i>bourse</i>	2104	2700	1638	1492	1715	15%	223	-18%	-389
<i>brokers</i>	397	596	247	230	349	52%	119	-12%	-48
Volumes CER	187	135	59	45	62	38%	17	-67%	-125
<i>bourse</i>	120	89	44	26	39	50%	13	-68%	-81
<i>brokers</i>	67	46	15	19	23	21%	4	-66%	-44
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	234	259	165	92	113	23%	21	-52%	-121
EUA futurs (Dec'13 à Dec'17)	1824	2287	1368	1338	1516	13%	178	-17%	-308
<i>Déc'13</i>	1035								
<i>Déc'14</i>	545	1631	995	866	889	3%	23	63%	344
<i>Déc'15</i>	174	343	203	275	442	61%	167	154%	268
<i>Déc'16</i>	56	200	119	140	122	-13%	-18	118%	66
<i>Déc'17</i>	14	113	51	57	63	11%	6	350%	49

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	4,3	5,5	5,2	5,9	6,6	11%	0,64	52%	2,25
Prix moyen spot EUA	4,7	5,8	5,3	6,1	6,6	9%	0,55	39%	1,87
Prix moyen spot CER	0,45	0,31	0,14	0,16	0,07	-56%	-0,09	-85%	-0,38
Prix futur (€/tCO₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'13 EUA	4,74								
Prix moyen Déc'14 EUA	4,90	5,93	5,36	6,10	6,52	7%	0,42		
Prix moyen Déc'15 EUA	5,10	6,17	5,54	6,25	6,73	8%	0,48		
CER									
Prix moyen Déc'13 CER	0,46								
Prix moyen Déc'14 CER	0,4	0,30	0,13	0,15	0,08	-51%	-0,08		
Prix moyen Déc'15 CER	0,5	0,49	0,35	0,39	0,47	20%	0,08		

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2014 / T3 2014		Variation annuelle T4 2014 / T4 2013	
	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	60,8	60,5	59,2	58,9	57,1	-3%	-1,9	-6%	-3,7
Clean Dark spread (terme) (€/MWh)	17,1	15,9	16,0	16,0	16,1	1%	0,1	-6%	-1,0
Clean Spark spread (terme) (€/MWh)	-14,7	-12,6	-10,9	-11,1	-9,2	17%	1,9	-37%	5,5

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

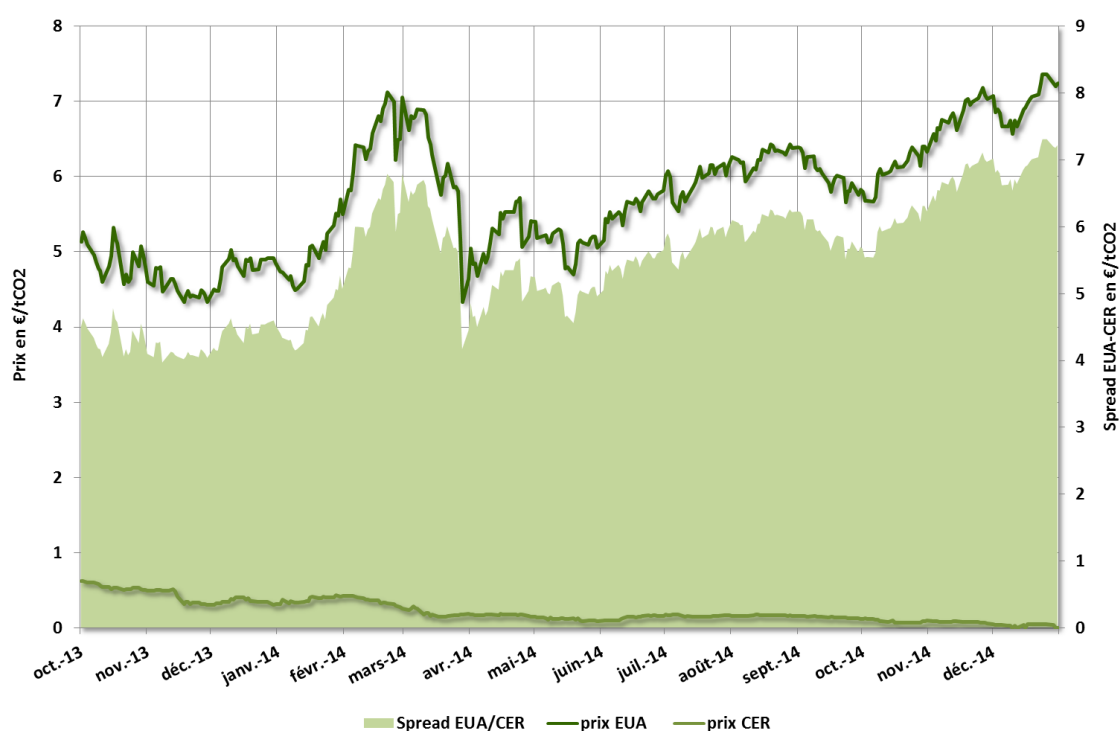
III. Graphiques

Graphique 64 : Evolution des prix EUA



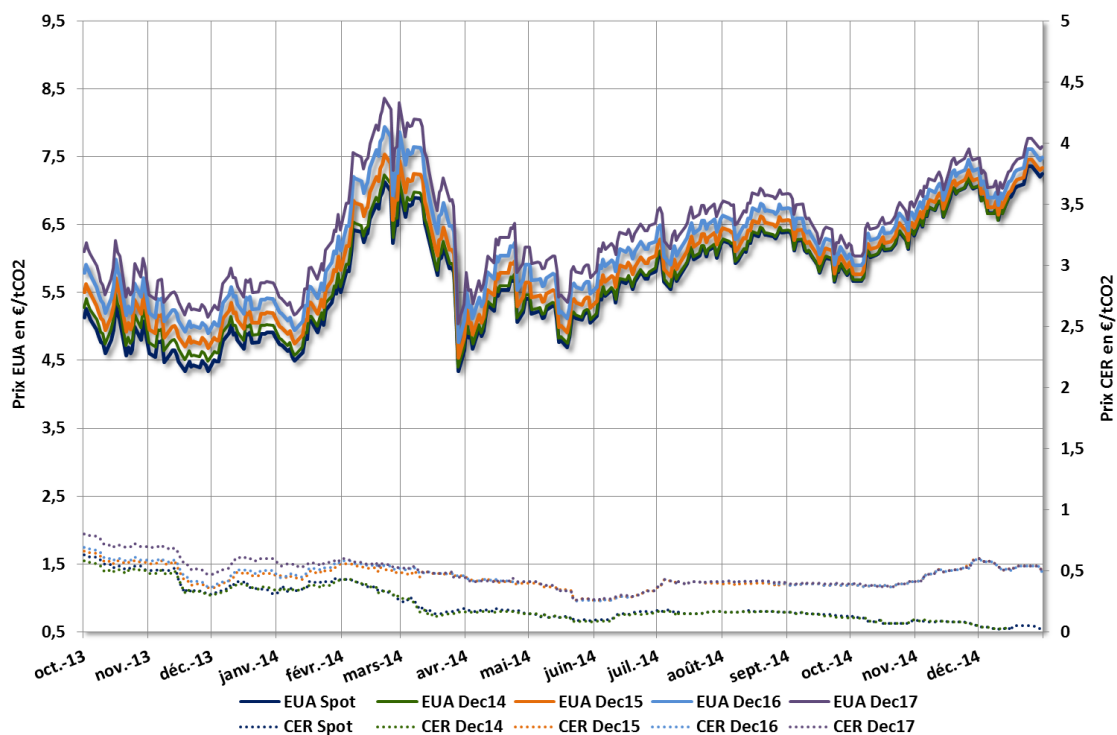
Source : ECX

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



Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

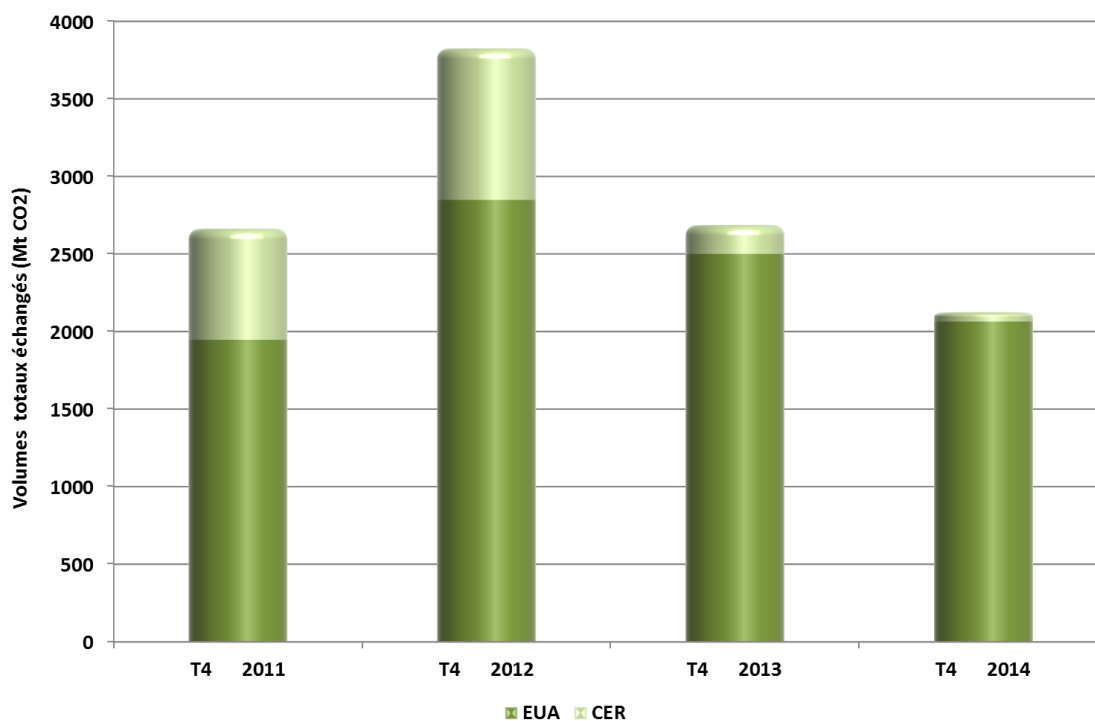
Graphique 66 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER



Sources : Bluenext (jusqu'au 5 déc. 2012), ECX.

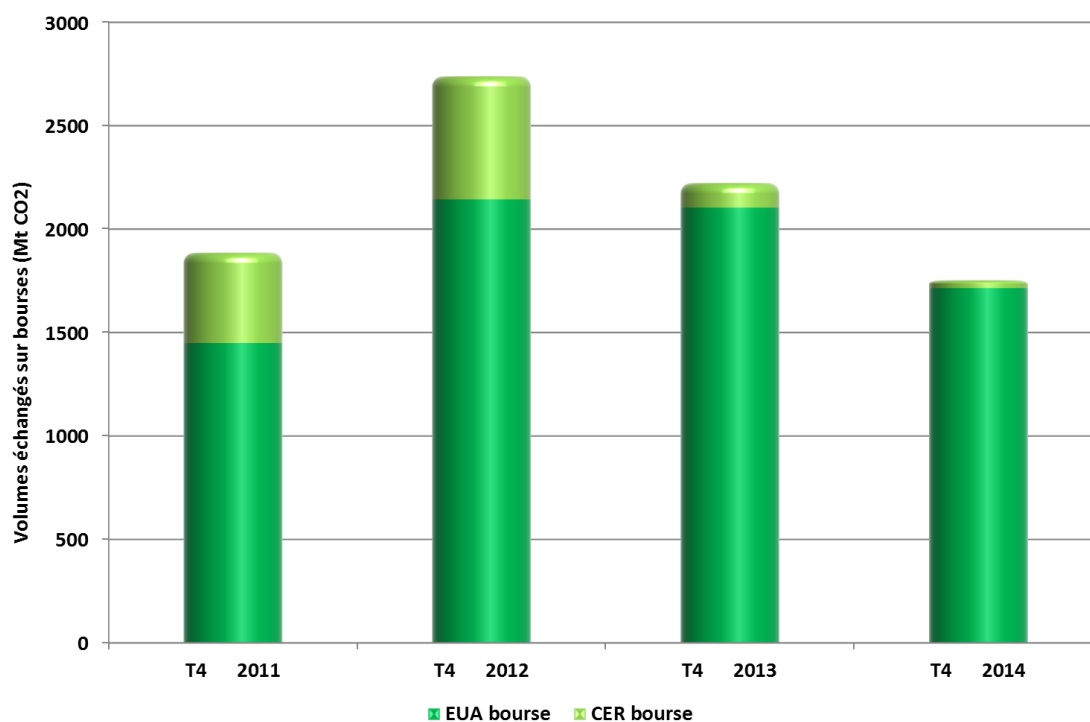
A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1^{er} jan. 2014

Graphique 67 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER



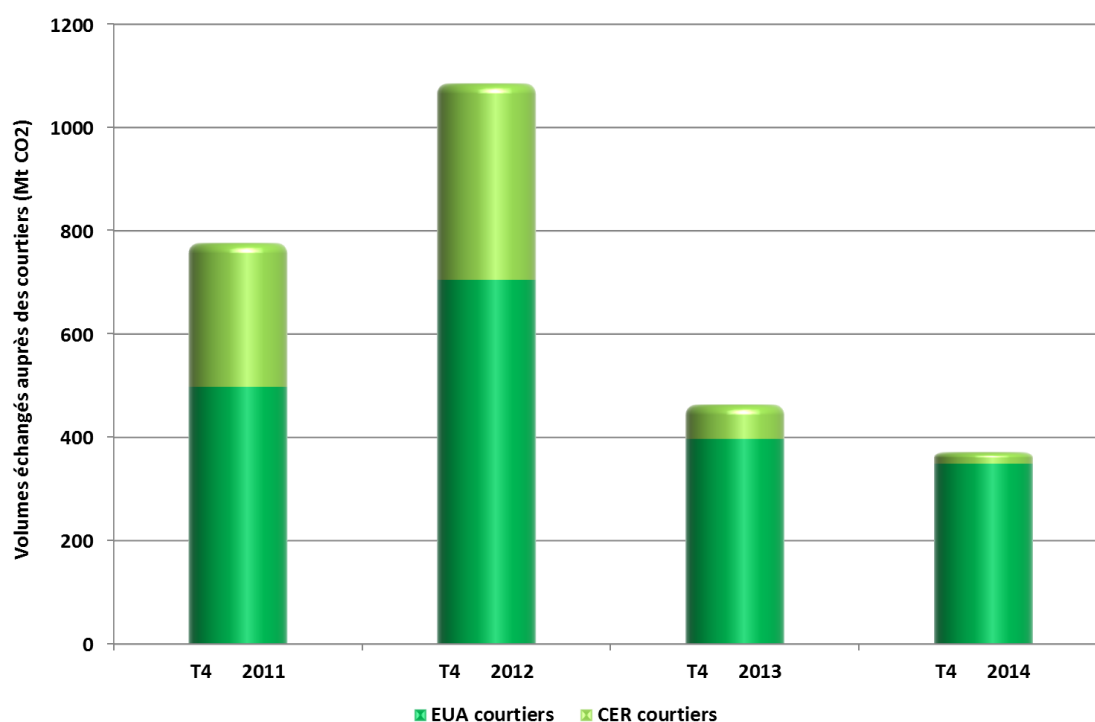
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

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



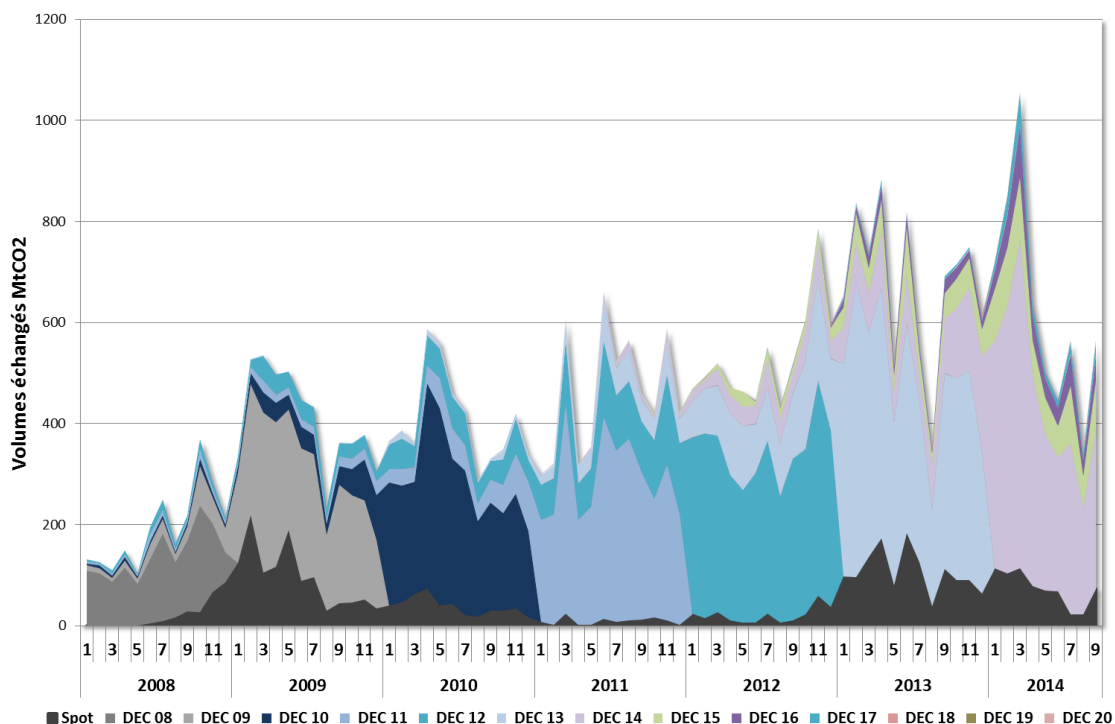
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

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



Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

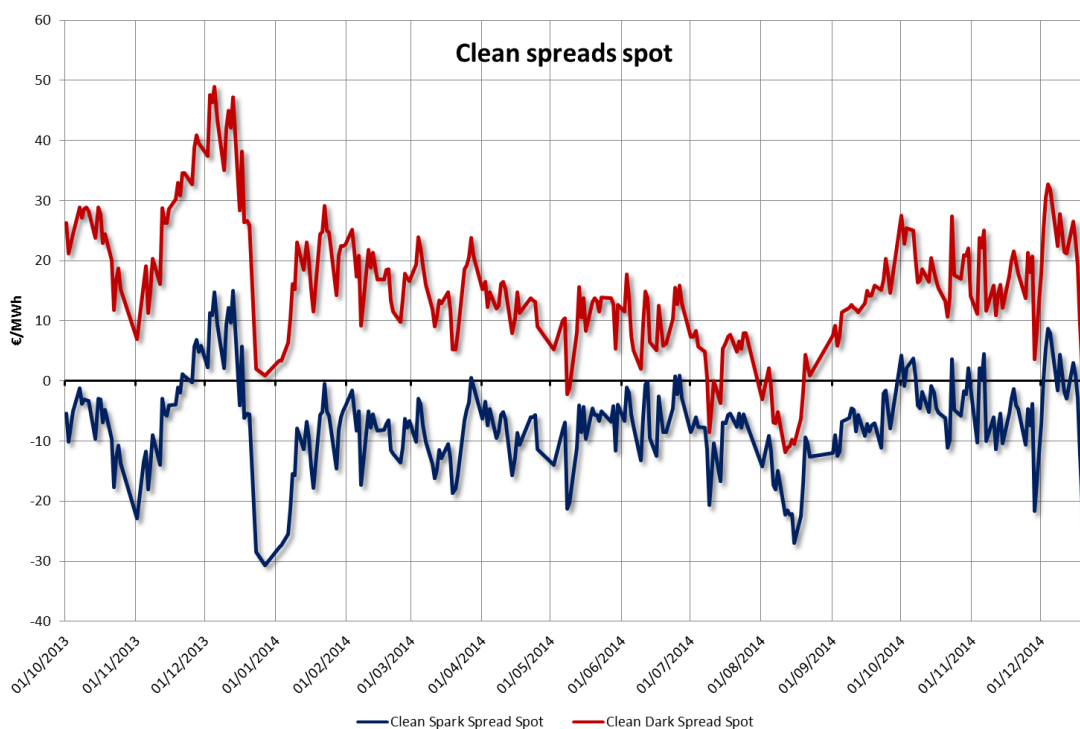
Graphique 70 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA

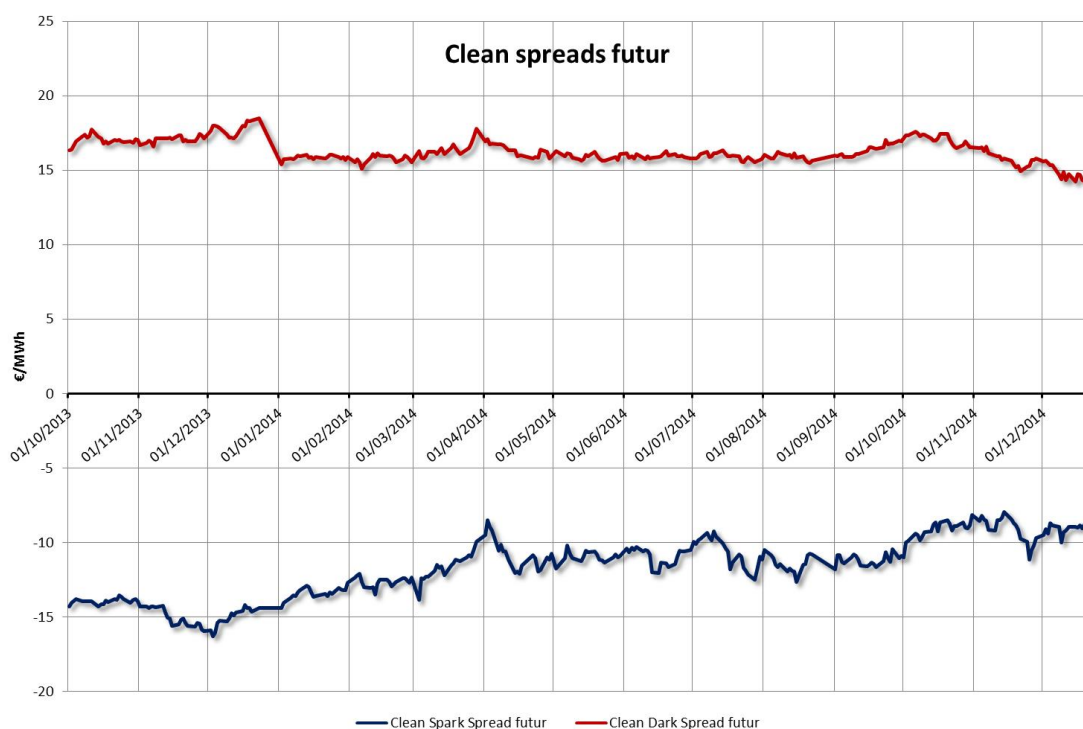


Sources : Bluenext (jusqu'à décembre 2012), ECX, EEX.

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

Graphique 71 : 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 CO_2 (€/MWh) • α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon³ • β le facteur d'émission charbon⁴ 	<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 CO_2 (€/MWh) • γ le rendement gaz⁵ • δ le facteur d'émission gaz⁶

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

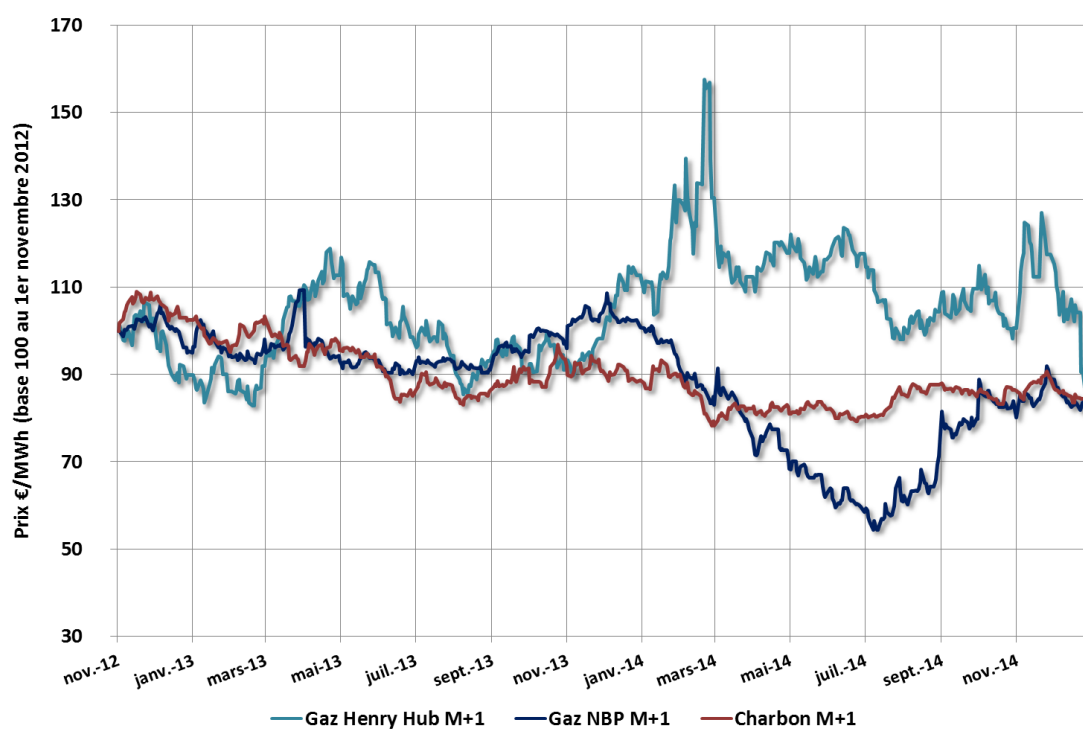
³ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 35 % pour les centrales à charbon. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

⁴ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO_2 / MWh pour les centrales à charbon

⁵ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

⁶ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO_2 / 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).
- **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)

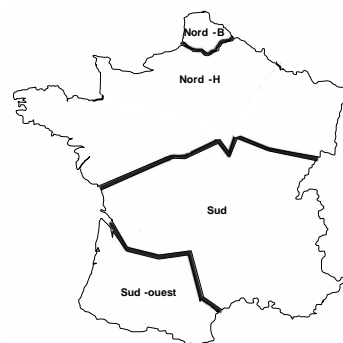
- **Achats et ventes en gros (OTC)⁷** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**, 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

« **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.

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.

⁷ « Over the Counter » ou de gré à gré

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 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 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).

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 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	50
Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	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	4
Graphique 3 : Evolution des prix des produits calendaires allemands et français au T4 2014	6
Graphique 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France	8
Graphique 5 : Historique du prix du Brent	9
Graphique 6 : Approvisionnements et débouchés au sud de la France	10
Graphique 7 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	16
Graphique 8 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	16
Graphique 9 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT	17
Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	17
Graphique 11 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	18
Graphique 12 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	19
Graphique 13 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	19
Graphique 14 : Prix day-ahead base sur EPEX SPOT	20
Graphique 15 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT	20
Graphique 16 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	21
Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne	22
Graphique 18 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe	23
Graphique 19 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	23
Graphique 20 : Consommation française	24
Graphique 21 : Disponibilité du parc nucléaire français	24
Graphique 22 : Taux de production de la filière nucléaire	25
Graphique 23 : Taux de production de la filière charbon + gaz (parc de référence)	25
Graphique 24 : Taux de production de la filière fioul (parc de référence)	26
Graphique 25 : Taux de remplissage des stocks hydrauliques	26
Graphique 26 : Taux d'utilisation moyen au T4 2014	27
Graphique 27 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)	27
Graphique 28 : Solde exportateur français	28
Graphique 29 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T4 2014	28
Graphique 30 : Indice de concentration HHI – injections T4 2014	29
Graphique 31 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2014	29
Graphique 32 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe	33
Graphique 33 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	34
Graphique 34 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	34
Graphique 35 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	35
Graphique 36 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	35
Graphique 37 : Prix mondiaux du gaz	36
Graphique 38 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	36
Graphique 39 : Livraisons aux PEG	37
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit	37
Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	38
Graphique 42 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	38
Graphique 43 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	39
Graphique 44 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	39
Graphique 45 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	40
Graphique 46 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	40
Graphique 47 : Consommation de gaz en France (périmètre GRTgaz)	41
Graphique 48 : Emissions des terminaux méthaniers	41
Graphique 49 : Niveaux de stock en 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	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