



Marchés de gros

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

4^e trimestre 2015

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.....	10
Indicateurs	11
Marché de gros de l'électricité.....	11
I. Principales dates.....	11
II. Chiffres clés	12
III. Graphiques.....	15
Marché de gros du gaz	30
I. Principales dates.....	30
II. Chiffres clés	31
III. Graphiques.....	33
Marché de gros du CO₂.....	51
I. Principales dates.....	51
II. Chiffres clés	52
III. Graphiques.....	53
Glossaire	59
Glossaire commun	59
Glossaire propre au marché de gros de l'électricité	59
Glossaire propre au marché de gros du gaz.....	60
Glossaire propre au marché de gros du CO₂	61
Liste de tableaux	64
Liste de graphiques.....	65

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.

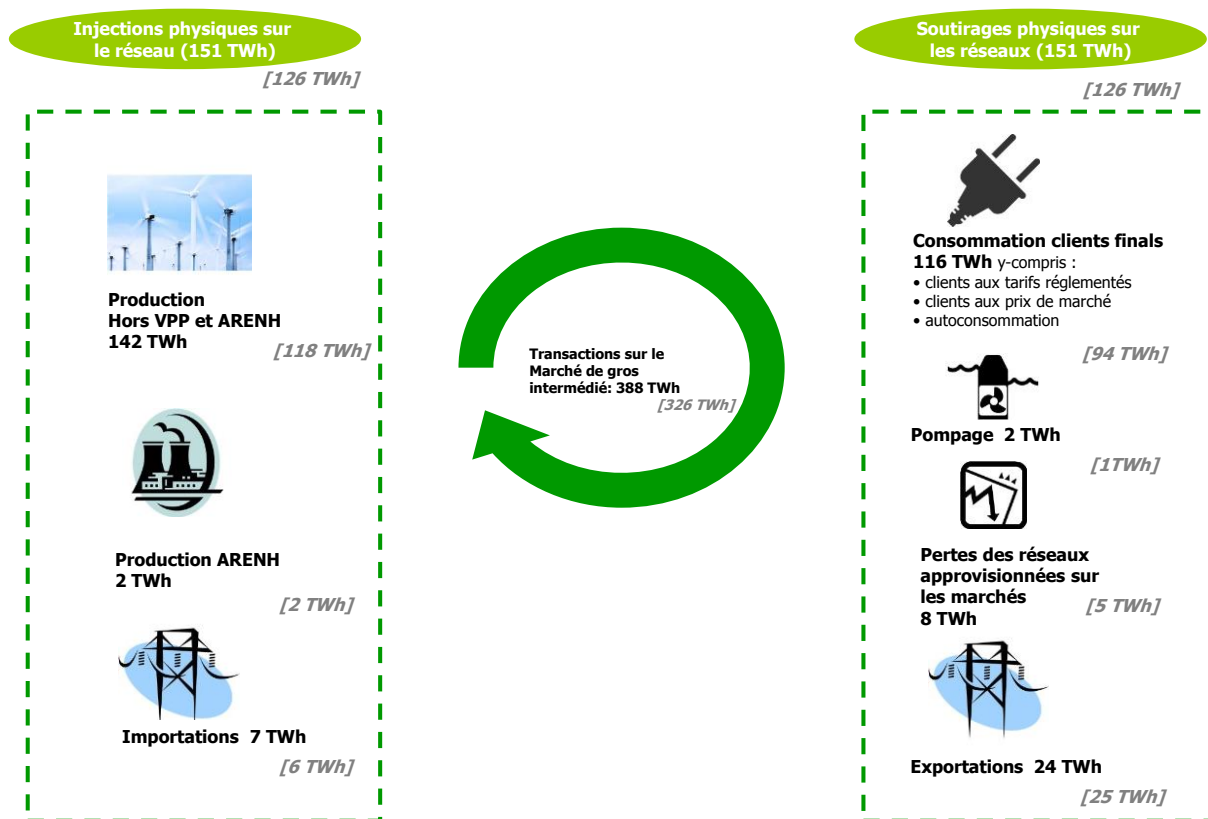
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

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



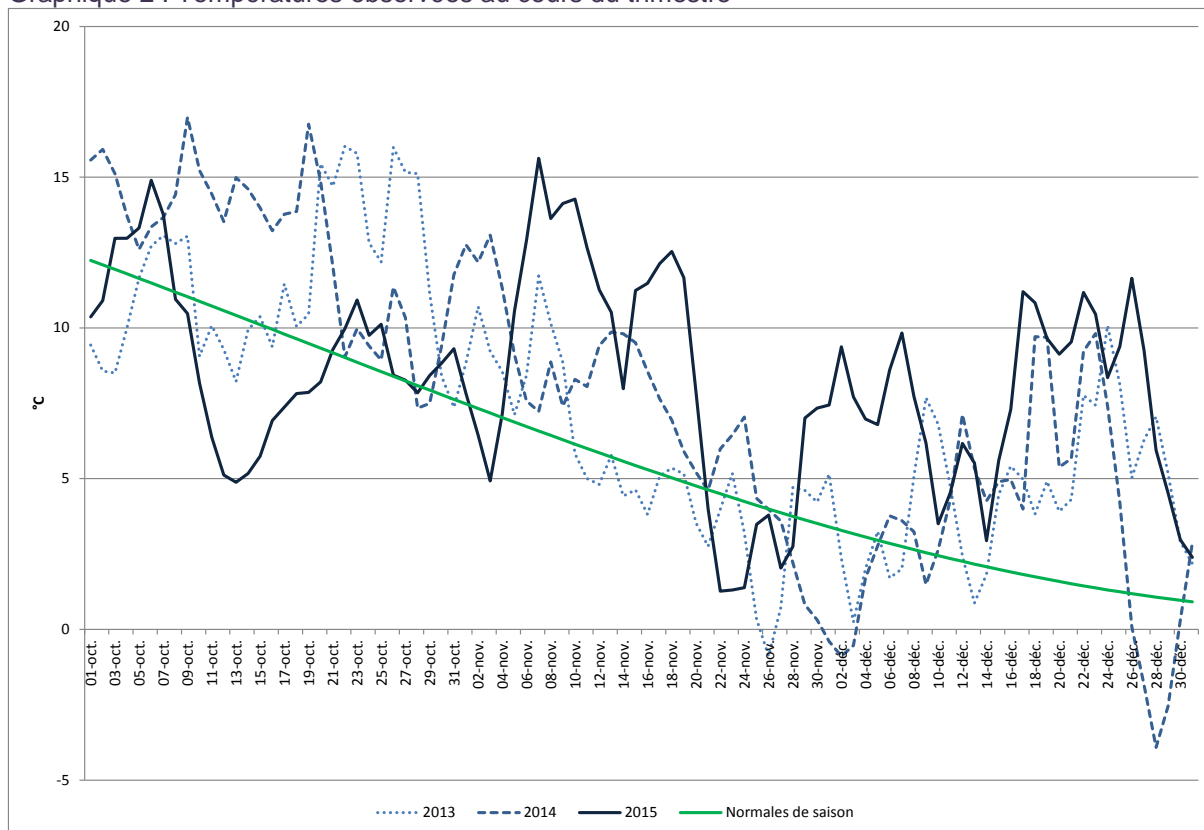
Source : RTE – Analyse : CRE ; Données [T3 2015] et T4 2015

La fin d'année 2015 a été marquée par des températures élevées

Le quatrième trimestre 2015 a été marqué par des températures élevées, avec un écart moyen de 2.6°C au-dessus des normales de saison. (Graphique 2)

Le mois d'octobre a été le mois le plus frais (-3.6°C par rapport au mois d'octobre 2014 et -0.7°C par rapport aux normales), ce qui s'est traduit par une augmentation de + 8% de la consommation sur cette période par rapport à l'année précédente. A l'inverse, les mois de novembre et décembre ont connu des températures plus douces avec un écart moyen de 4,2°C par rapport aux normales. Dans ce contexte, la consommation a été sensiblement équivalente à l'année précédente sur ces deux mois, avec des niveaux historiquement bas en fin d'année. Sur l'ensemble du trimestre, la consommation a diminué de plus de 1% par rapport au T4 2014. (Graphique 18)

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

La disponibilité nucléaire a été stable alors que la production hydraulique a baissé par rapport à 2014

La disponibilité du parc nucléaire est restée quasiment équivalente à celle du T4 2014 (Graphique 19). Le mois d'octobre a été marqué par une très bonne disponibilité, atteignant des niveaux historiquement hauts (+4% par rapport au T4 2014). Dans ce contexte, la production nucléaire a été très bonne en octobre, et est restée sur l'ensemble du trimestre à des niveaux équivalents à ceux du T4 2014, en raison des températures exceptionnellement douces en fin d'année (Graphique 20). On observe également en fin d'année une diminution de la disponibilité du parc nucléaire qui semble être corrélée à la baisse du niveau de consommation, suite aux températures clémentes observées aux mois de novembre et décembre.

Avec une pluviométrie déficitaire au cours de l'automne, le taux de production hydraulique a affiché une diminution de 24% par rapport au T4 2014, avec des niveaux au plus bas depuis 2009 en fin d'année (Graphique 23).

La production d'origine renouvelable a augmenté au quatrième trimestre 2015

La production de la filière gaz a été exceptionnellement élevée au cours du T4 2015, avec en moyenne une augmentation de 46% par rapport au T4 2014. A contrario, la production de la filière charbon a diminué de 21% par rapport au T4 2014. (Graphique 21 et Graphique 22)

Par ailleurs, en raison notamment d'un ensoleillement supérieur à la normale au cours du T4 2015, la production solaire a augmenté de 31% par rapport au T4 2014. La production éolienne a également affiché une augmentation de 32% par rapport au T4 2014 (Graphique 24).

Malgré la baisse des prix des combustibles, les prix spot du quatrième trimestre 2015 ont évolué à des niveaux équivalents à ceux observés en 2014 en raison de la baisse de la production hydraulique.

Au quatrième trimestre 2015, les prix des marchés *day-ahead* et intrajournaliers se sont établis à respectivement 40,6 €/MWh et 40,8 €/MWh en moyenne (Tableau 2). Malgré la baisse des cours des

combustibles fossiles, ils se situent aux mêmes niveaux qu'au T4 2014 en raison de la baisse de la production hydraulique, à son plus bas pour ce trimestre depuis 2009.

Comparé au trimestre précédent, les prix *day-ahead* et infra-journalier sont en augmentation de respectivement 13% et 15% du fait principalement de la hausse de consommation entre le troisième et quatrième trimestre.

Les volumes échangés sur le marché *day-ahead* ont augmenté de façon sensible au cours du quatrième trimestre 2015.

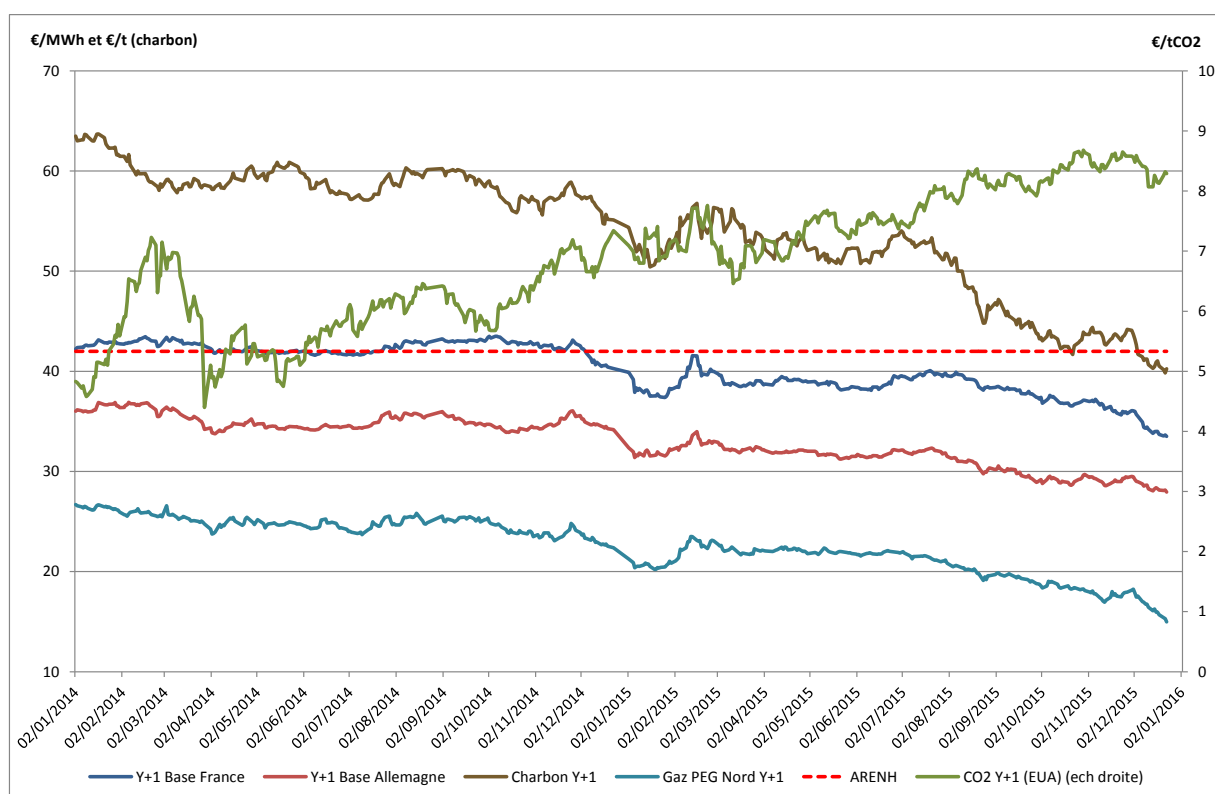
Les volumes échangés sur le marché *day-ahead* se sont établis à 43 TWh au T4 2015, en augmentation de 18 % par rapport au trimestre précédent et de 38 % par rapport au T4 2014 (Graphique 7). L'augmentation des échanges aux frontières depuis la mise en place du *flow-based* ainsi que la hausse de consommation ont pu contribuer à la hausse des volumes échangés.

Le prix du produit Calendaire 2016 a continué de baisser au cours du quatrième trimestre 2015 et s'établissait à 33,5 €/MWh à la fin du trimestre.

Le prix du produit Calendaire France 2016 a diminué de 10 % au cours du quatrième trimestre 2015, influencé par la baisse du cours du gaz (- 20 % au cours du trimestre). Il s'établissait à 33,5 €/MWh pour son dernier jour de cotation, le 23 décembre 2015 (Graphique 3 ci-dessous).

Le prix de son équivalent allemand, plus sensible au prix du charbon (- 7 % au cours du trimestre), a enregistré une baisse plus faible (-8 % au cours du trimestre).

Graphique 3 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon au T4 2015



Source : EEX – Analyse : CRE

Sur le marché à terme, les volumes échangés de produits calendaires sont en forte hausse au quatrième trimestre 2015.

Au T4 2015, les volumes échangés de produits calendaires ont augmenté de 77 % par rapport au trimestre précédent et de 36 % par rapport au T4 2014 (Graphique 10). Cette hausse s'explique en partie par l'absence de souscription ARENH pour 2016. De plus, dans un contexte de prix baissier, les acteurs ont pu préférer se couvrir pour l'année 2016 plutôt vers la fin du négoce du produit.

Les volumes échangés de produit trimestriel sont en hausse de 14% au T4 2015, tandis que les volumes échangés de produits mensuels sont en baisse de 8% comparés au trimestre précédent (Graphique 8 et Graphique 9).

Le solde exportateur a augmenté au cours du quatrième trimestre 2015

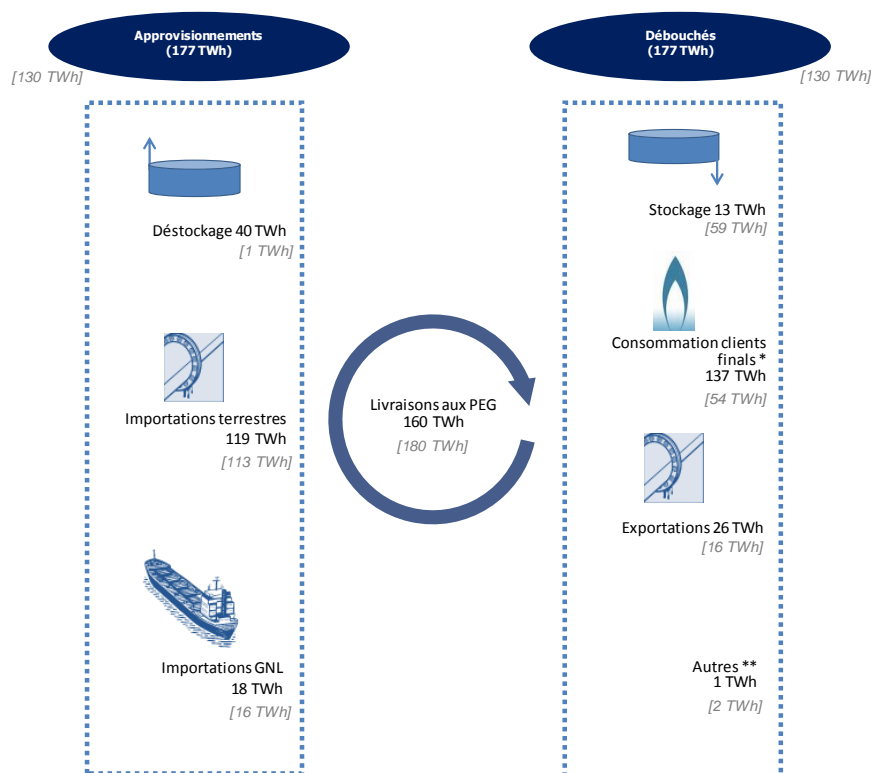
Les importations ont diminué au cours de ce dernier trimestre 2015 par rapport au T4 2014, avec une diminution de 35% en période de pointe et de 23% en période hors pointe (Graphique 25).

A contrario, les exportations sont restées à des niveaux équivalents à ceux observés lors du T4 2014.

Le solde exportateur a donc affiché une augmentation de 19% par rapport au T4 2014, atteignant ainsi des niveaux historiquement hauts sur tout le dernier trimestre de l'année 2015 (Graphique 26).

Marché de gros du gaz

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



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T3 2015] et T4 2015

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

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

Une demande des centrales au gaz en nette augmentation

Au 4^{ème} trimestre 2015, la consommation de gaz en France affiche des niveaux proches de ceux observés pendant la même période en 2014 (+2%). La consommation des clients de distribution diminue légèrement (-3%) mais est compensée par une demande des centrales électriques fonctionnant au gaz (Graphique 46). En effet, cette dernière a plus que doublé par rapport à 2014 et par rapport au trimestre précédent. Au total sur 2015, la demande des centrales au gaz est trois fois supérieure aux niveaux observés en 2014 et 46% au-dessus des niveaux de 2013. Cet état de fait s'explique par les prix spot du gaz qui baissent plus que les prix spot de l'électricité, ce qui permet aux *clean spark spreads* d'être positifs, soit une amélioration de la rentabilité des centrales au gaz.

A la fin du 4^{ème} trimestre 2015, le niveau de stock reste élevé par rapport au remplissage maximal observé depuis 2010 (89 TWh de stock, pour 119 TWh de remplissage maximal). Ce niveau est explicable par des injections régulières jusque mi-novembre et une baisse des soutirages observée sur la fin du mois de décembre, assortie d'une courte période d'injection, due à des températures douces par rapport aux normales saisonnières impactant la consommation (-17% en décembre 2015 par rapport à décembre 2014).

Les importations de GNL ont continué à augmenter du T3 au T4 2015 avec 18 TWh importés (+17%). Néanmoins, ce niveau d'import reste faible comparé à 2014 avec une baisse de 20% (Graphique 48). La faible utilisation des capacités des terminaux méthaniers s'explique par le retour d'un spread important entre les prix sur les hubs européens et ceux du GNL en Asie. Le spread moyen sur le trimestre s'est établi, pour la maturité M+1, à 4,49€/MWh avec un maximum observé à 7,40 €/MWh.

Le sud de la France a vu, au mois de décembre, les premières injections de bio-méthane dans le réseau de transport de TIGF. Ces injections proviennent de l'unité de méthanisation BioVilleneuve, qui représente une capacité de production de gaz de 34 GWh/an.

Sur les mois d'octobre et novembre, le spread nord-sud est faible sur le spot, avec en moyenne 0,26 €/MWh et plusieurs jours de spread négatif (jusqu'à -0,17 €/MWh). Néanmoins, sur le mois de décembre, celui-ci s'établit en moyenne à 1,5 €/MWh avec un pic à 2,4 €/MWh (Graphique 31). Cette augmentation est due à des restrictions de capacité de liaison nord-sud ainsi qu'à de plus importants volumes exportés vers l'Espagne en raison de prix attractifs (4 TWh à l'export contre 3,3 TWh en novembre et 2,2 TWh en octobre).

Des prix du gaz en baisse malgré l'arrivée de l'hiver

Les prix spot du gaz sur les marchés européens ont diminué de 13% par rapport au trimestre précédent pour se situer à 17,4 €/MWh soit 23% de baisse par rapport au 4^{ème} trimestre 2014. Les stocks relativement élevés et une consommation faible durant le premier trimestre de l'hiver expliquent cette tendance. La baisse de prix du gaz a été moins accentuée sur les marchés asiatiques, ce qui a creusé l'écart entre ces deux régions de marché. La différence entre les prix asiatiques et européens explique également l'écartement entre les prix espagnols, relativement sensibles aux prix du GNL, et le reste de l'Europe. Ce dernier constat explique aussi la hausse des exports vers l'Espagne (+15% par rapport au T3 2015) et la légère augmentation du Spread Nord/Sud sur le produit M+1 (Graphique 32).

Sur les marchés à terme, la tendance baissière des prix se poursuit avec un recul du PEG Nord Y+1 de 14% par rapport au trimestre précédent. Cette tendance est également observée sur d'autres matières premières et notamment sur le pétrole (-13,4% pour le Brent). Dans ce contexte, l'écart de prix entre les produits pétroliers et les produits gaziers retombe au plus bas niveau observé depuis mi-2009.

Un recul d'activité sur les marchés de gros du gaz par rapport au T4 2014

Par rapport au T4 2014, les volumes échangés sur les marchés de gros ont diminué légèrement sur le segment spot (-9%) et de façon conséquente sur le segment à terme (-44%), où on constate une forte baisse d'activité sur les plateformes des courtiers (-41%). Le recul d'activité est particulièrement élevé sur les produits de type saisonnier, ce qui pourrait s'expliquer par la faiblesse des prix de l'hiver 2015-2016 qui limite l'intérêt des acteurs pour le produit été 2016. Ceci peut s'observer également sur le Graphique 35 qui montre l'évolution de l'écart entre les prix d'hiver et les prix d'été au PEG Nord.

Malgré cette baisse globale d'activité sur les marchés, le segment spot continue de se développer sur la bourse (34 TWh au T4 2015) avec une hausse de 32% des volumes échangés par rapport au trimestre précédent et de 22% par rapport au T4 2014 (Graphique 42 et graphique 43). La part de marché de la bourse sur ce segment atteint ainsi un niveau de 76% au T4 2015.

Le recul d'activité est également observé sur les livraisons aux PEG, qui représentent la matérialisation des échanges sur les marchés de gros du gaz en France. Les livraisons aux PEG ont reculé de 32% par rapport au T4 2014 pour se situer à 93 TWh. Le ratio entre les volumes livrés aux PEG et la consommation française (indicateur généralement utilisé pour estimer le niveau de développement d'un marché) est passé de 1,01 au T4 2014 à 0,67 au T4 2015 (cf. chiffres clés du marché du gaz, page 31).

Marché de gros du CO₂

Enchères de quotas

Au quatrième 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 la Pologne et ECX pour la Grande-Bretagne.

Les prix EUA augmentent au cours du quatrième trimestre 2015

Au quatrième trimestre 2015, le prix moyen spot du produit EUA affiche une hausse de 5% par rapport au troisième trimestre 2015, s'établissant à 8,4 €/tCO₂ (Tableau 10, page 52). Il y a eu tout de même une baisse de 30 centimes le 11 décembre 2015 correspondant au dernier jour de cotation du produit *Dec 15* et à la veille de l'accord sur le climat.

Cet accord de Paris sur le climat a eu peu d'impact sur les prix des quotas d'émission, les engagements de réduction n'étant pas contraignants et le texte devant être ratifié par au moins 55 pays comptant pour au moins 55 % des émissions mondiales pour entrer en vigueur.

Une hausse sensible des échanges de quotas EUA

Au cours du quatrième trimestre, les volumes EUA échangés (2 000 Mt) ont fortement augmenté par rapport au trimestre précédent (+20,8 %). Les volumes EUA échangés sur les bourses et chez les brokers ont respectivement augmenté de +17,3 % et de +38 % (Tableau 9, page 52). Les bourses et brokers représentent respectivement 80,2 % et 19,8 % des volumes EUA échangés au quatrième trimestre 2015.

Au quatrième trimestre, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent toujours essentiellement sur le marché à terme, avec notamment une augmentation de 37,8 % des volumes des principales maturités du marché à terme tandis que les volumes échangés sur le marché spot baissent de 40 %. Environ 122 Mt ont été échangés sur le marché spot EUA (contre 205 Mt au trimestre précédent), 778 Mt pour les produits Déc. 2015 et 468 Mt pour les produits Déc. 2016 (voir Tableau 9, page 52).

Les clean spark spread futurs (Y+1) poursuivent la hausse entamée en juillet 2015

Au cours du quatrième trimestre 2015, le clean spark spread pointe (Y+1) a augmenté de 2,2 €/MWh pour atteindre 5 €/MWh dans un contexte de baisse des prix du gaz. Le clean dark spread pointe (Y+1) a baissé de 4% atteignant 22,2 €/MWh dans un contexte de baisse des prix de l'électricité.

Le différentiel entre la marge des centrales de production au charbon et des centrales de production au gaz se réduit ainsi de 17% par rapport au troisième trimestre.

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 VPP¹
- **Janvier 2012** : début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
- **Janvier 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
- **Juin 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
- **Juin 2013** : couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT
- **Février 2014** : couplage de la zone NWE
- **Avril 2014** : couplage de la zone SWE
- **Mai 2014** : couplage des marchés NWE et SWE
- **Septembre 2014** : nouvelle plateforme transparence EEX (www.eex-transparency.com)
- **Décembre 2014** : nouvelle plateforme transparence RTE afin de se mettre en conformité avec le règlement transparence CE 543/2013
- **Février 2015** : extension du couplage des marchés journaliers à la frontière France-Italie ainsi qu'à la frontière Autriche-Slovénie.
- **Mai 2015** : lancement du couplage de marché fondé sur la méthode « flow-based » dans la zone CWE

¹ 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 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	125	153	117	118	142	20%	23,99	13%	16,74
ARENH, en TWh	18	8	4	2	2	-2%	-0,03	-89%	-15,63
VPP, en TWh	0,7	0,3	0,0	0,0	0,0	-	-	-100%	-0,72
Imports, en TWh	10	10	9	6	7	13%	0,80	-29%	-2,92
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	118	136	97	94	116	24%	22,65	-1%	-1,48
Pompage, en TWh	2,0	1,7	1,9	1,4	1,8	22%	0,32	-13%	-0,27
Exports, en TWh	25	22	25	25	24	-1%	-0,34	-3%	-0,67
Pertes, en TWh	9	11	7	6	8	34%	2,14	-1%	-0,11

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	40,8	46,1	32,7	35,5	40,8	15%	5,31	0%	-0,02
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	40,9	44,9	32,6	35,8	40,6	13%	4,76	-1%	-0,31
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	51,5	52,7	40,4	43,7	49,8	14%	6,17	-3%	-1,66
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	6,1	12,8	4,3	3,0	5,9	98%	2,95	-2%	-0,13
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	5,8	11,7	7,5	8,7	8,1	-6%	-0,54	42%	2,40
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	46%	13%	53%	45%	27%	-40%	-0,18	-41%	-0,19
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	48,5	41,6	30,2	35,7	40,2	13%	4,56	-17%	-8,26
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	13,0	9,3	0,9	4,0	9,6	142%	5,63	-26%	-3,40
Prix Q+1 France, en €/MWh	52,4	32,6	30,7	44,0	41,0	-7%	-3,00	-22%	-11,39
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	16,0	2,2	0,5	10,9	11,0	2%	0,18	-31%	-4,99
Prix Y+1 France, en €/MWh	42,5	38,9	38,8	38,9	36,0	-7%	-2,89	-15%	-6,48
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,9	6,6	7,0	8,0	7,1	-12%	-0,97	-10%	-0,79
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,24	1,23	1,21	1,23	1,25	1%	0,02	1%	0,01
Allemagne	1,25	1,27	1,26	1,26	1,24	-1%	-0,02	-1%	-0,01

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

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	94,0	114,8	114,7	134,2	139,3	4%	5,12	48%	45,36
Ratio NEB/Consommation française	80%	84%	118%	143%	120%	-	-0,23	-	0,40
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,59	1,33	1,40	1,40	1,30	-7%	-0,10	-18%	-0,29
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	67%	47%	68%	73%	57%	-24%	-0,16	-15%	-0,10
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	19,4	24,0	25,9	24,7	31,8	27%	7,06	64%	12,36
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	11,78	12,34	12,19	11,50	11,13	-3%	-0,38	-6%	-0,65
Marché à terme									
Volumes, en TWh									
Part de marché Brokers	85,4%	81,8%	77,0%	77,1%	74,1%	-	-2,9%	-	-11,2%
Part de marché EEX	14,6%	18,2%	23,0%	22,9%	25,9%	-	2,9%	-	11,2%
Nombre de Transactions									
Part de marché Brokers	89,9%	87,8%	81,3%	79,9%	76,5%	-	-3,3%	-	-13,4%
Part de marché EEX	10,1%	12,2%	18,7%	20,1%	23,5%	-	3,3%	-	13,4%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	87,1	90,8	62,9	66,9	118,2	77%	51,25	36%	31,14
Nombre de Transactions	1709	1846	1353	1557	2640	70%	1083	54%	931
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	44,4	26,3	37,9	34,6	45,8	32%	11,11	3%	1,33
Nombre de Transactions	3509	1673	2294	2422	3133	29%	711	-11%	-376
Produit M+1									
Volumes, en TWh	33,4	57,7	35,5	50,7	44,3	-13%	-6,35	33%	10,96
Nombre de Transactions	5287	8571	4934	7142	7076	-1%	-66	34%	1789

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

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2015 / T3 2015		Variation Annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	76	88	68	69	76	10%	-7	0%	0
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	82	89	71	74	82	11%	-8	0%	0
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	24	36	30	20	18	-10%	2	-25%	6

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2015 / T3 2015		Variation Annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	4,0	3,8	3,9	2,7	2,6	-4%	-0,10	-35%	-1,42
Importations hors-pointe (TWh)	5,9	5,9	4,9	3,6	4,5	24%	0,88	-23%	-1,36
Exportations (TWh)									
Exportations pointe (TWh)	8,7	7,9	9,0	8,4	8,8	5%	0,40	1%	0,07
Exportations hors-pointe (TWh)	15,3	13,6	15,3	15,7	15,2	-3%	-0,46	-1%	-0,11
Solde exportateur (TWh)	14,2	11,8	15,6	17,7	16,9	-5%	-0,84	19%	2,74

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2015 / T3 2015		Variation Annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	18	17	19	16	16	0%	0	-11%	-2
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	7	5	1	0	0	0%	0	-100%	-7
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	20	14	13	9	8	-11%	-1	-60%	-12
Fournisseurs de clients finals	24	24	23	27	28	4%	1	17%	4
Actifs à l'import/export	83	75	76	74	71	-4%	-3	-14%	-12
Actifs à l'échange de blocs	103	100	103	98	98	0%	0	-5%	-5

Sources : RTE ; Analyse : CRE

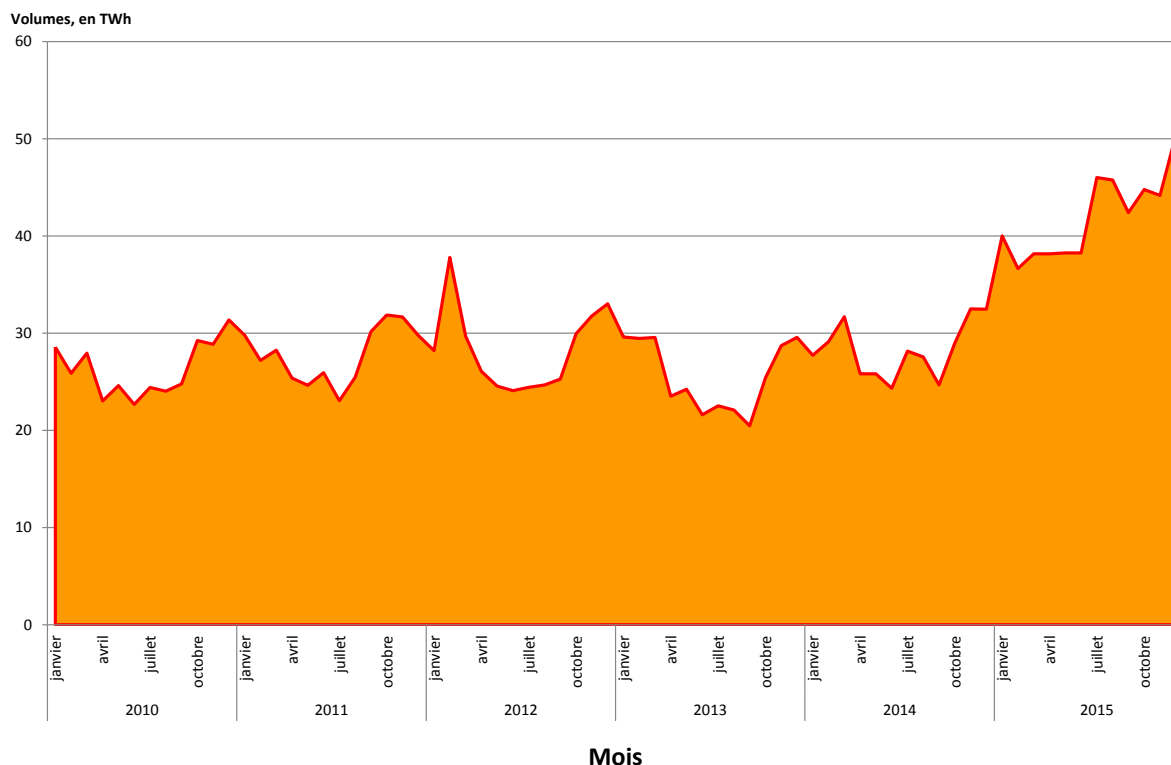
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T4 2014		T3 2015		T4 2015	
Livraisons		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>
OTC - achats de blocs	285	642	381	865	398	924
OTC - ventes de blocs	350	608	490	1104	541	776
EPEX - achats	334	374	282	290	636	601
EPEX - ventes	397	1126	527	949	475	3099
Injections						
Production	3436	8645	4332	7858	3628	7318
VPP	3999					
ARENH	1751		2348		2426	
Importations	1795	1597	728	652	861	740
Soutirages						
Consommation clients finals	1820	6710	1781	6393	1952	6346
Pertes	1321	1177	2105	1794	1739	1492
Exportations	729	844	729	1373	780	1867

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

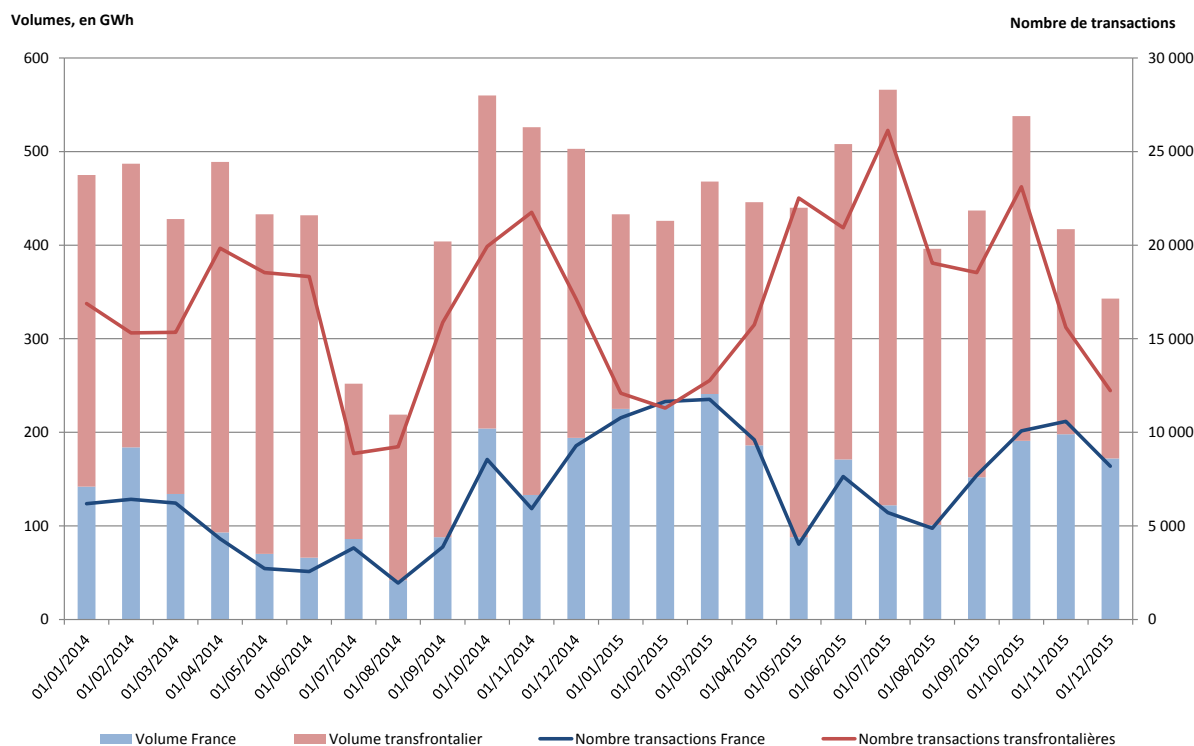
III. Graphiques

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

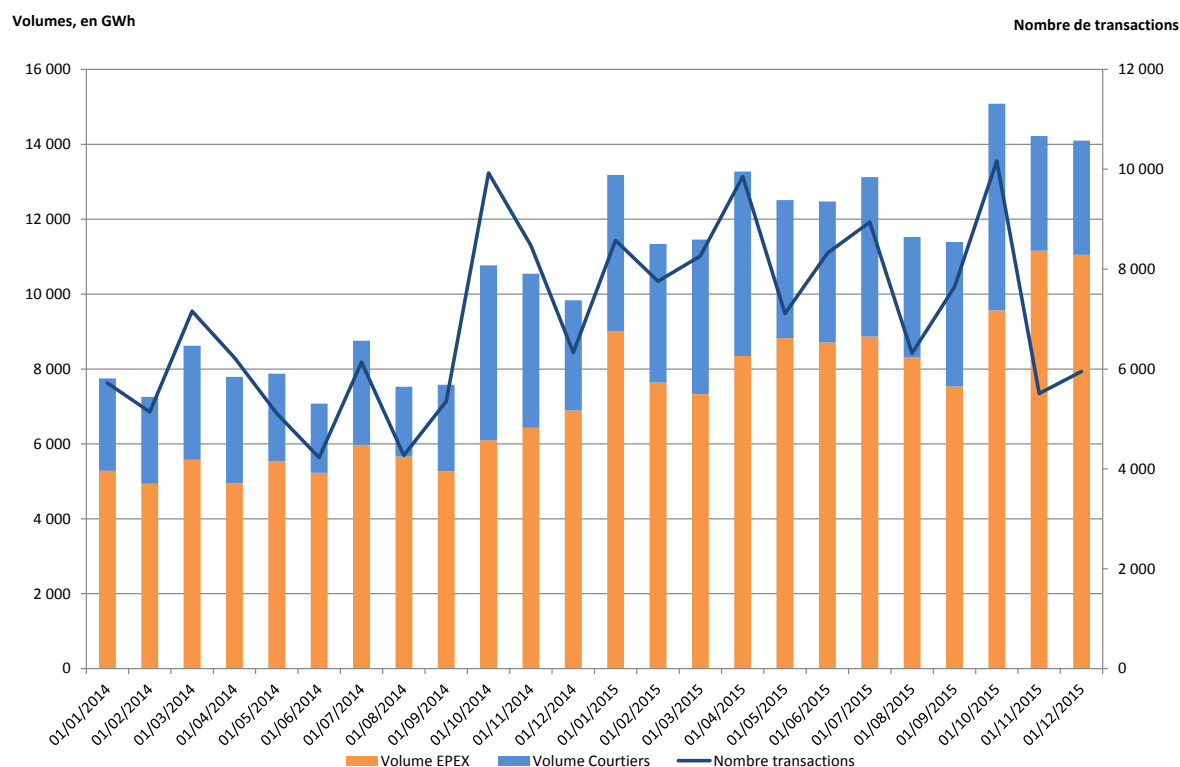


Sources : RTE ; Analyse : CRE

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

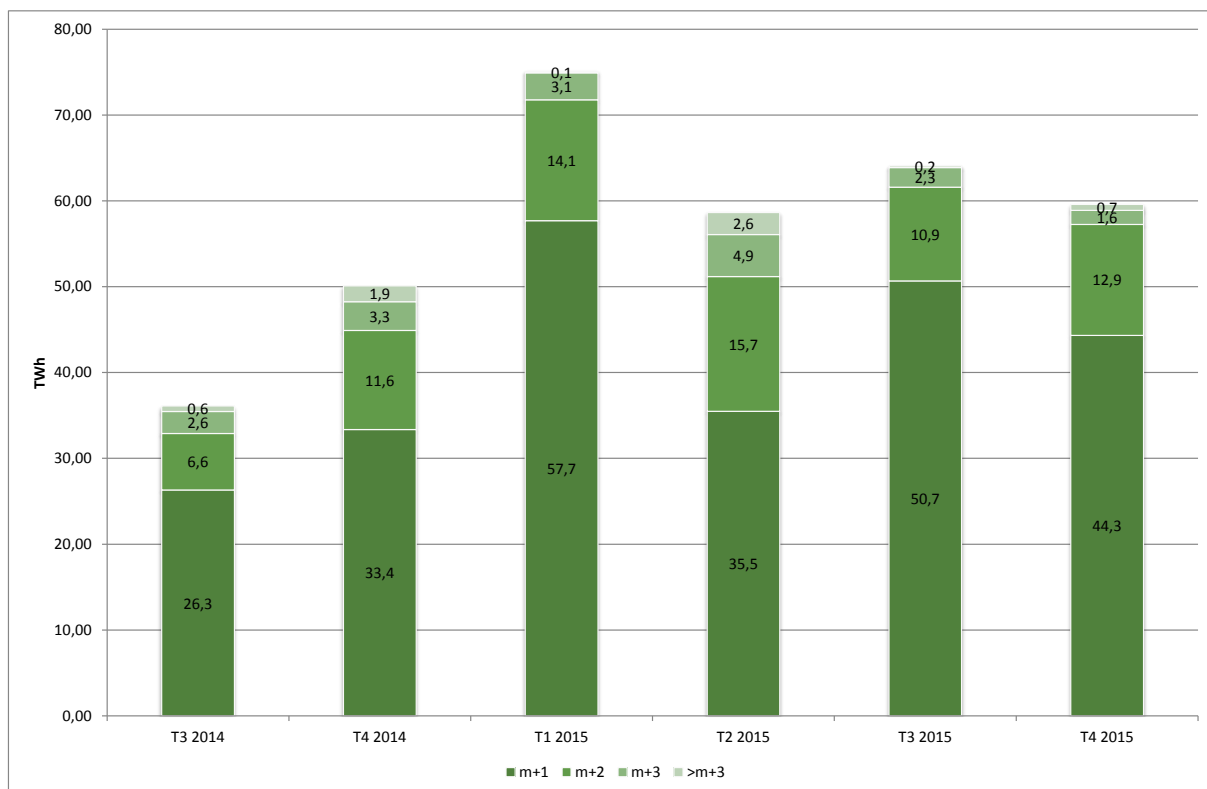


Graphique 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



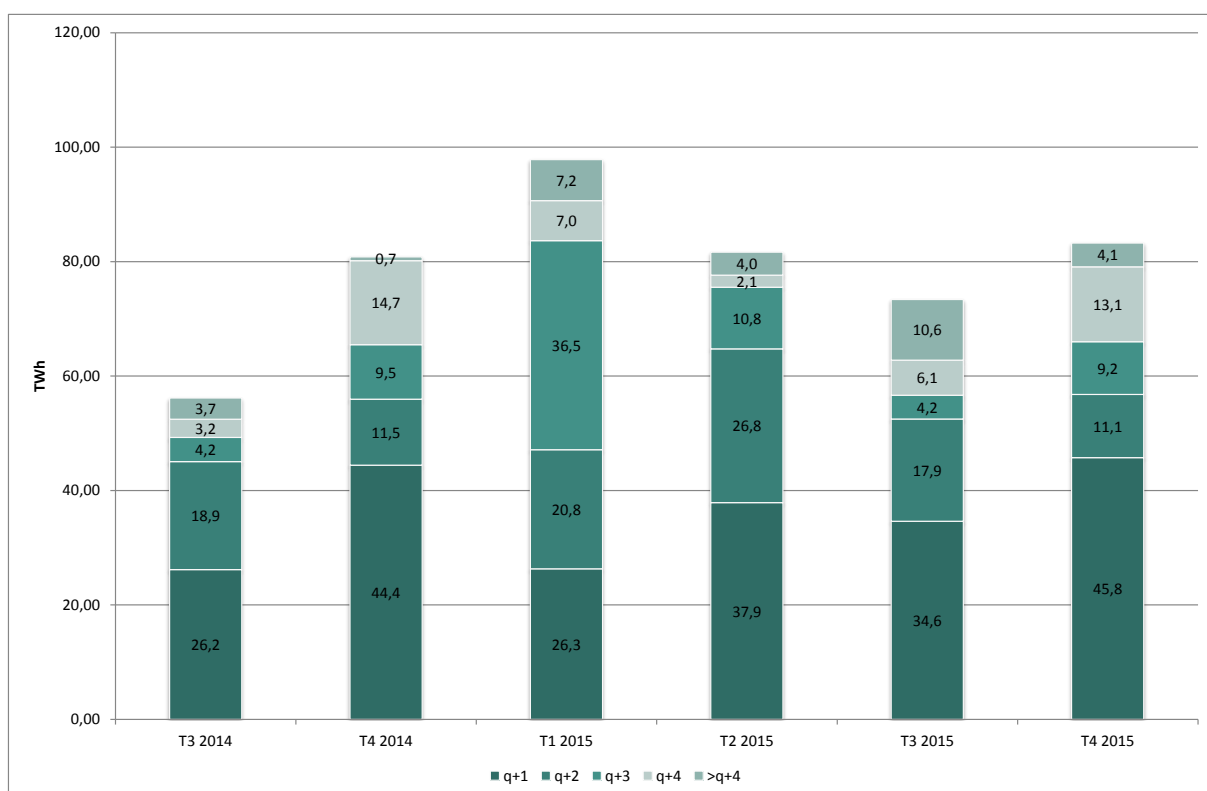
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

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



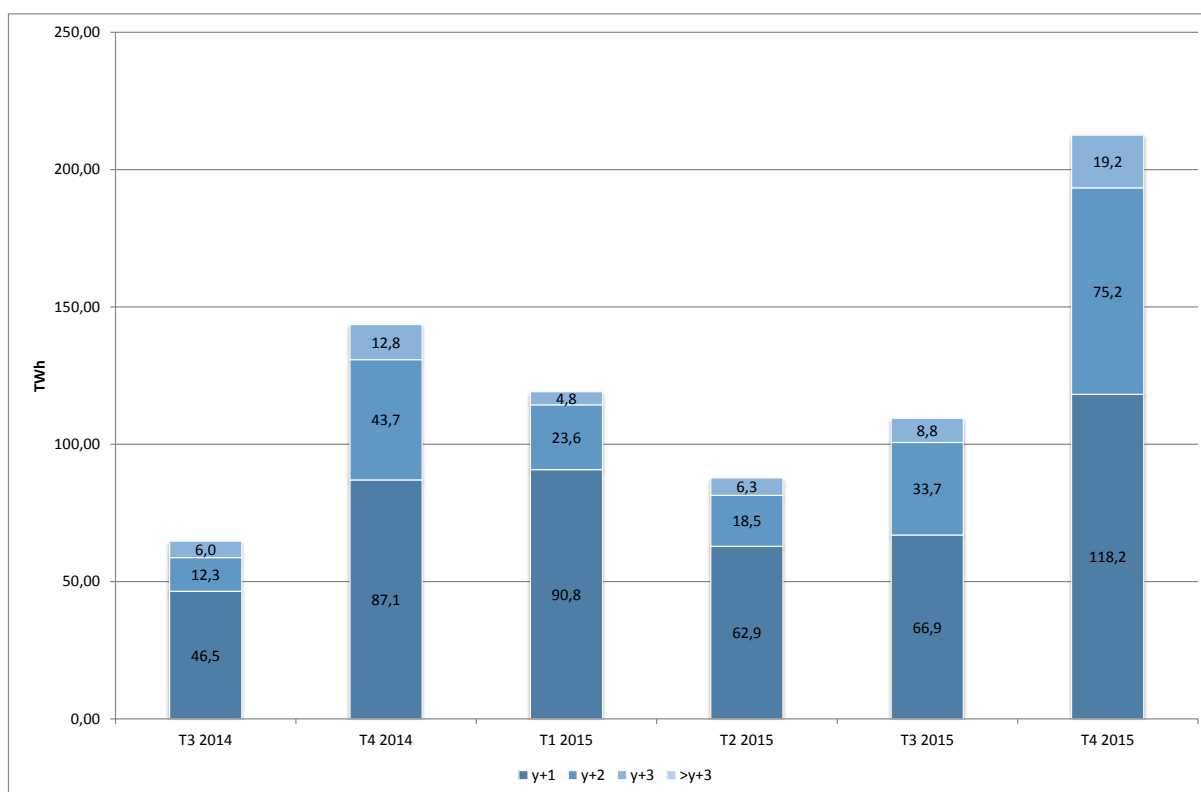
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



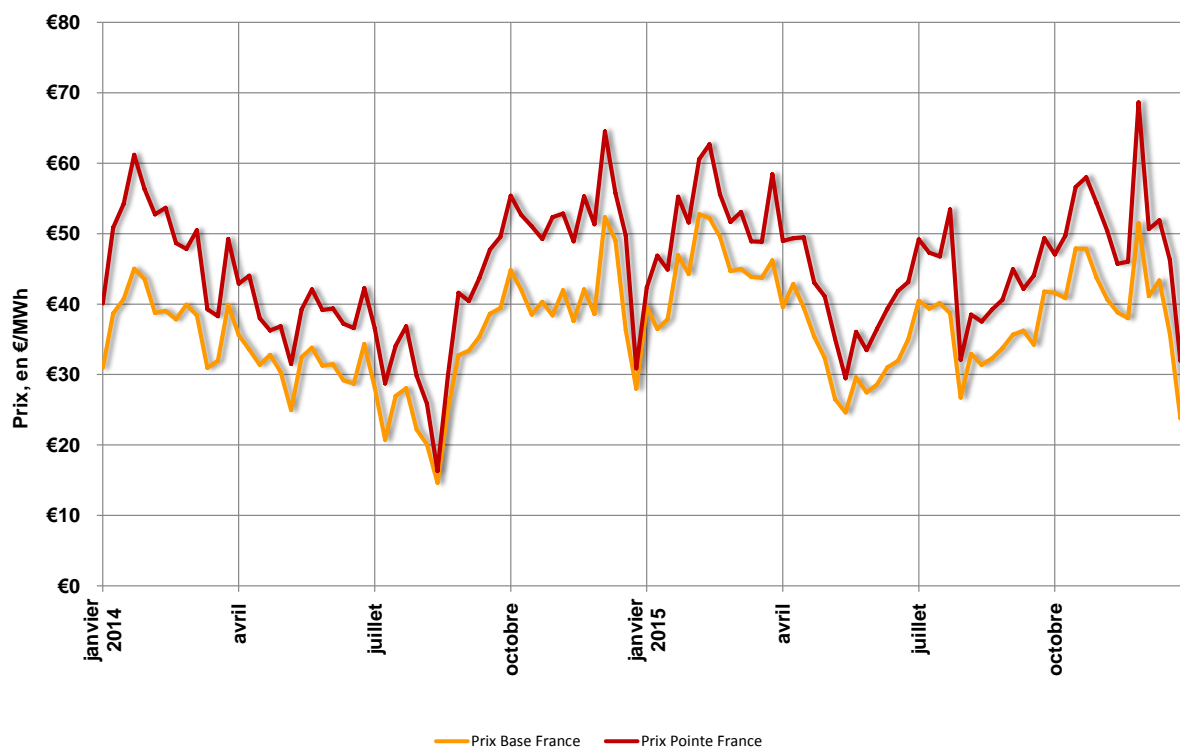
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



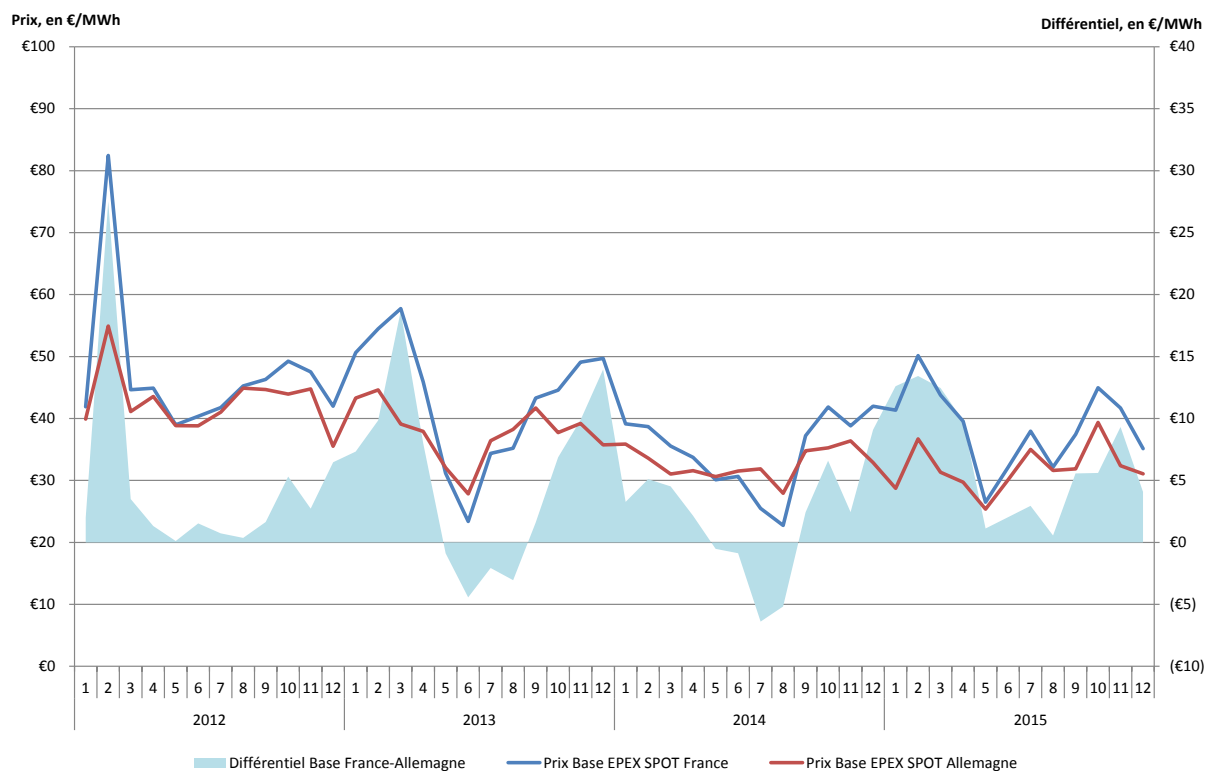
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



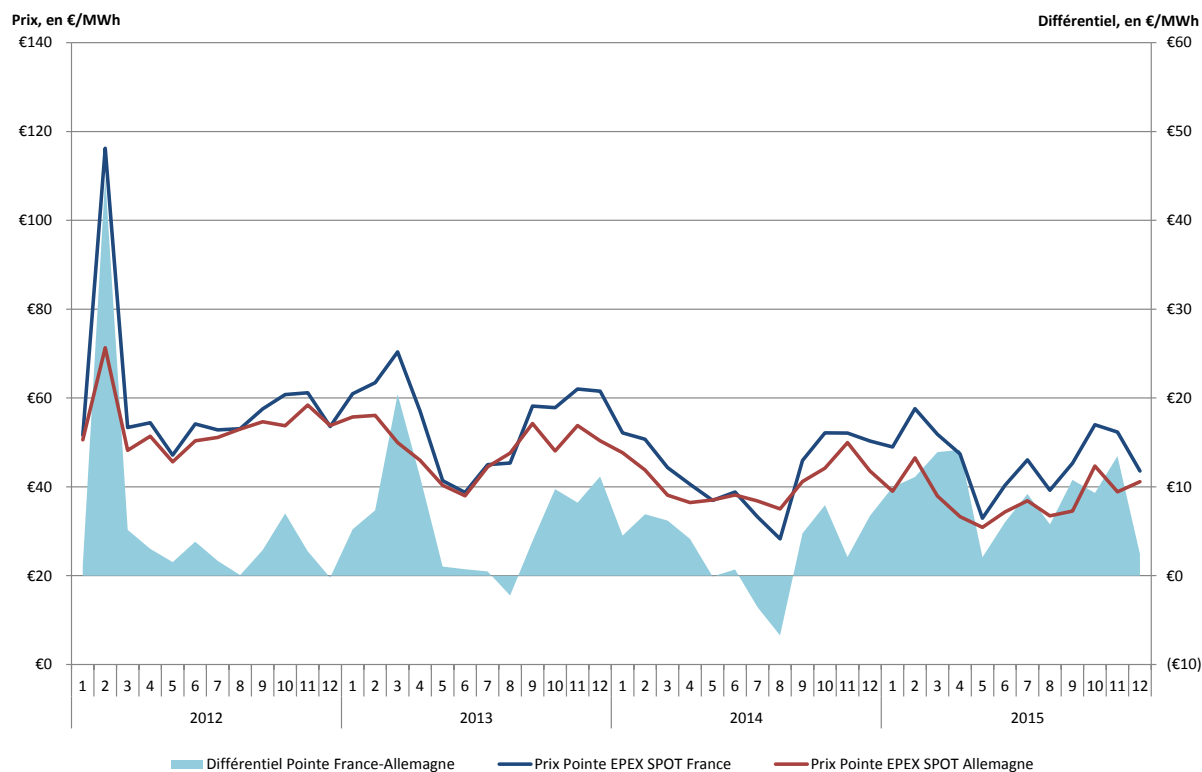
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

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

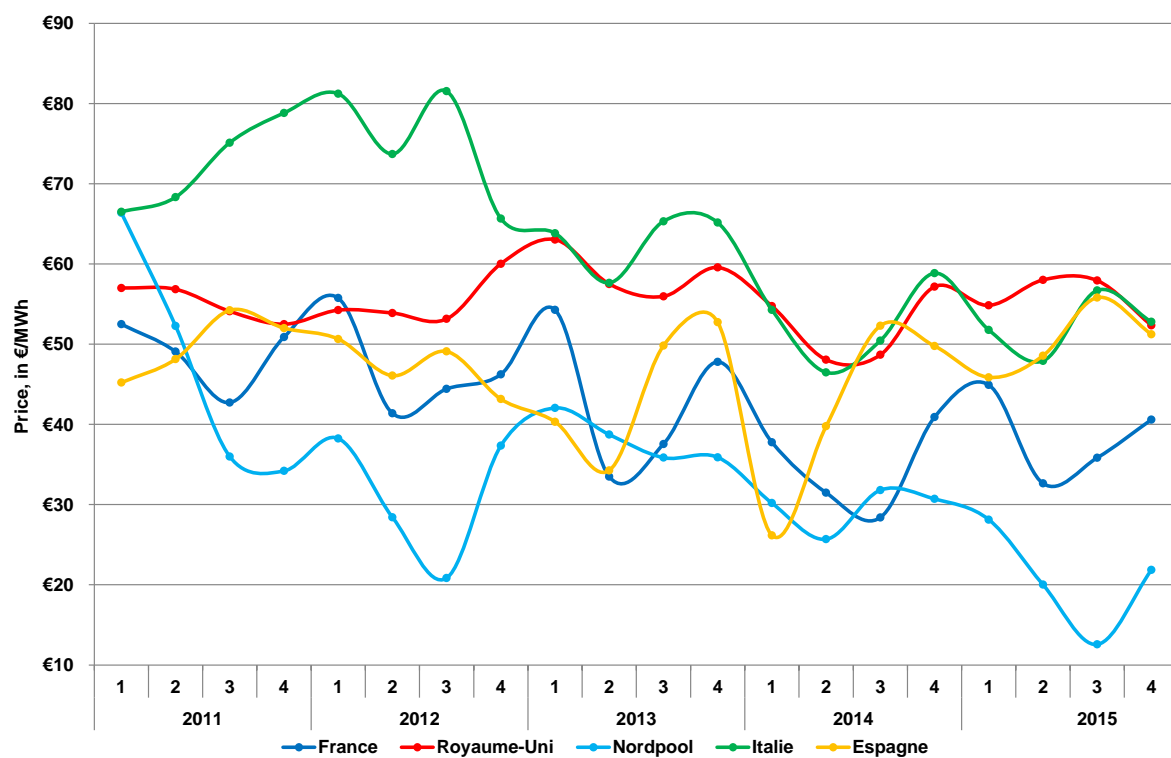
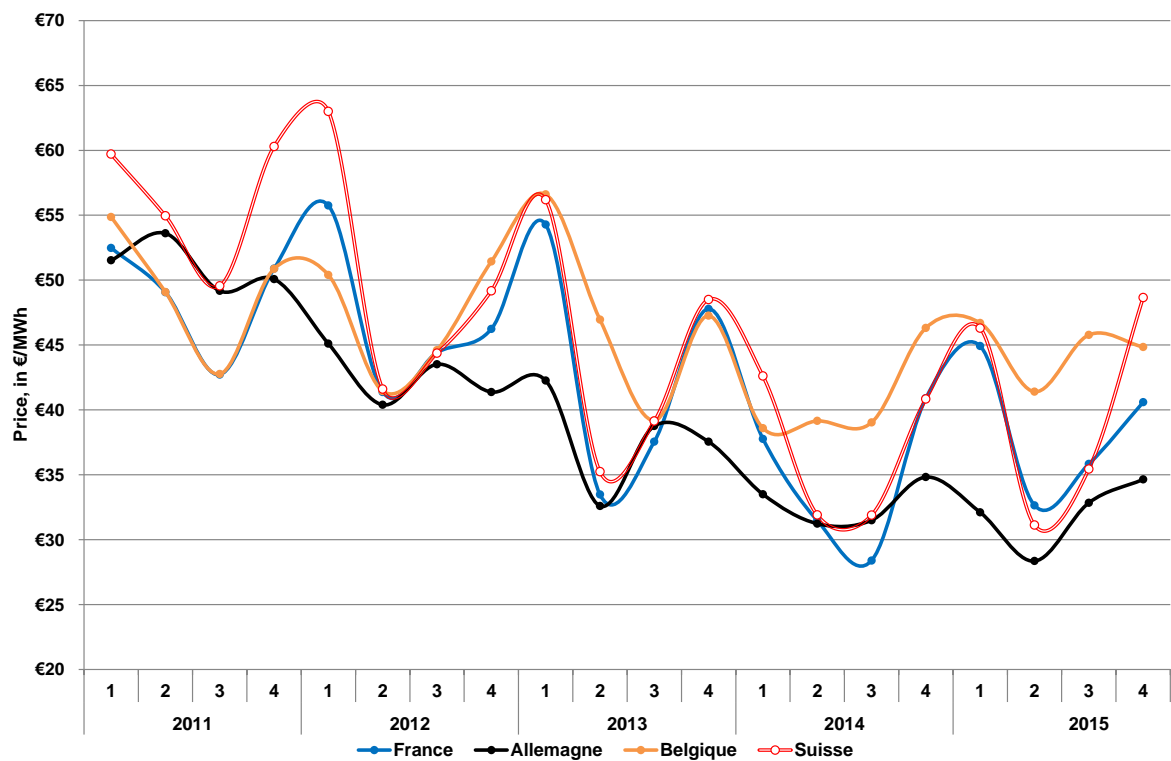


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

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

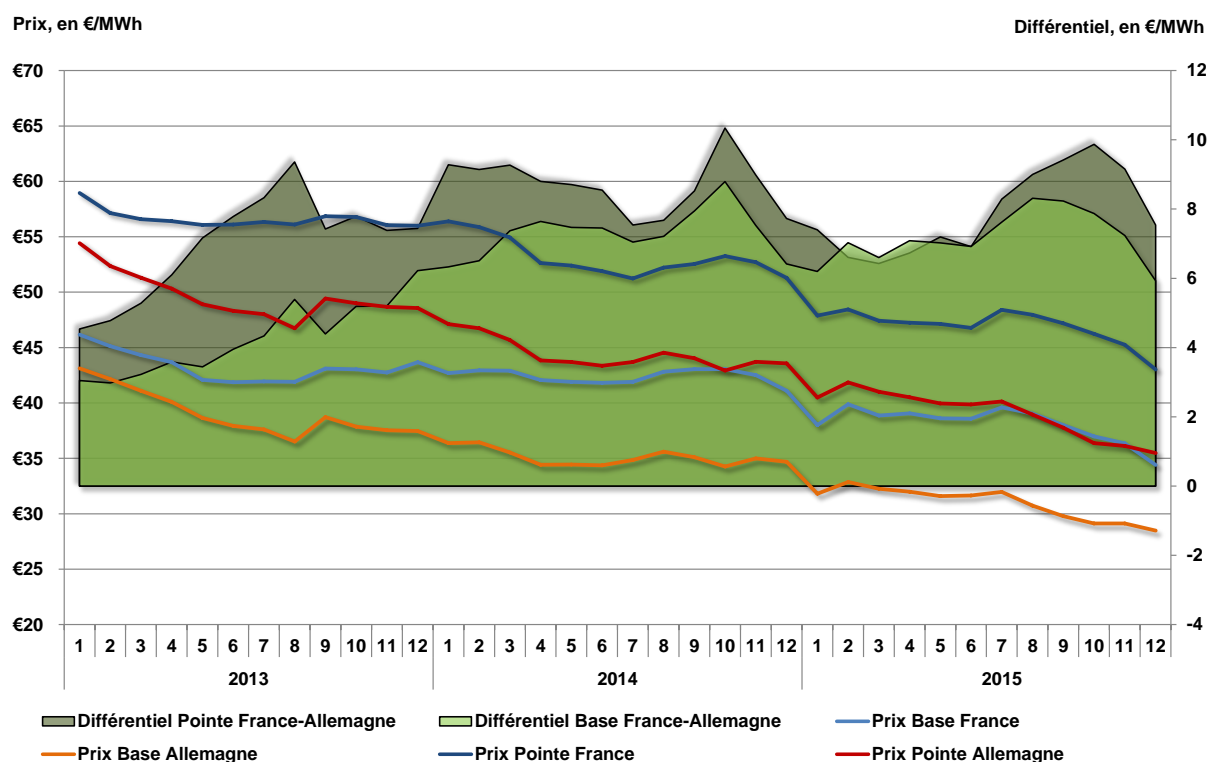


Graphique 14 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens
– moyennes trimestrielles –



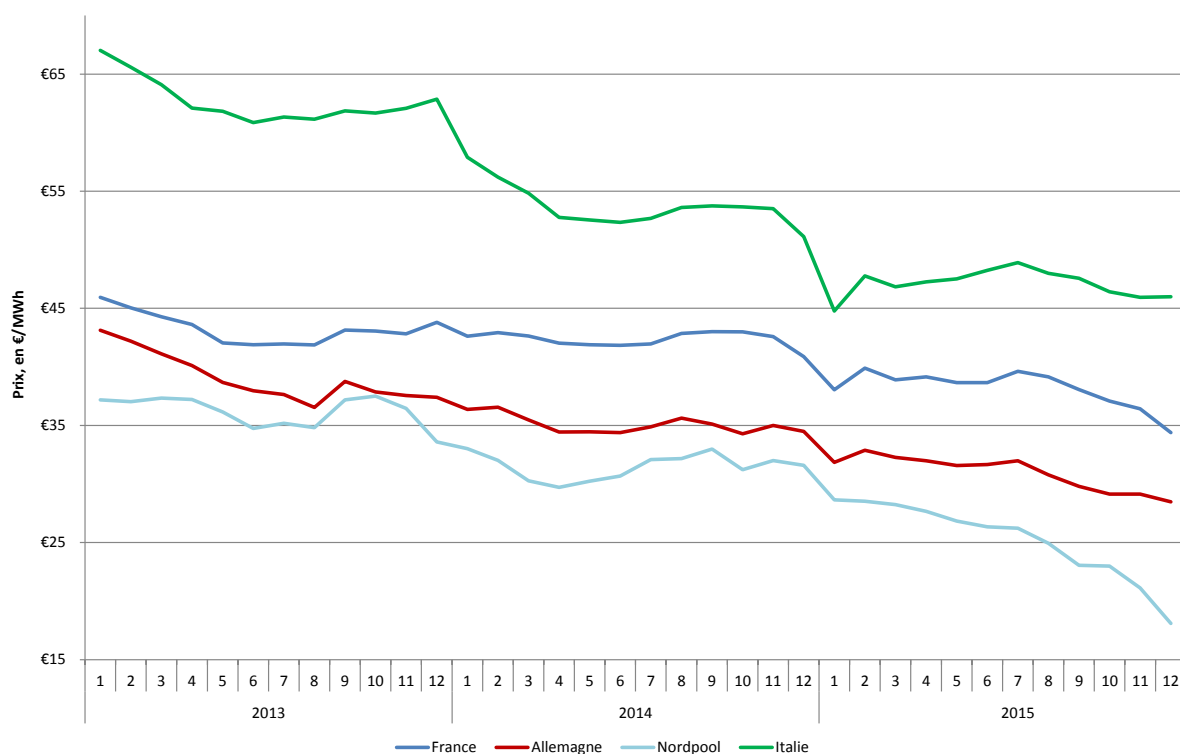
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

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

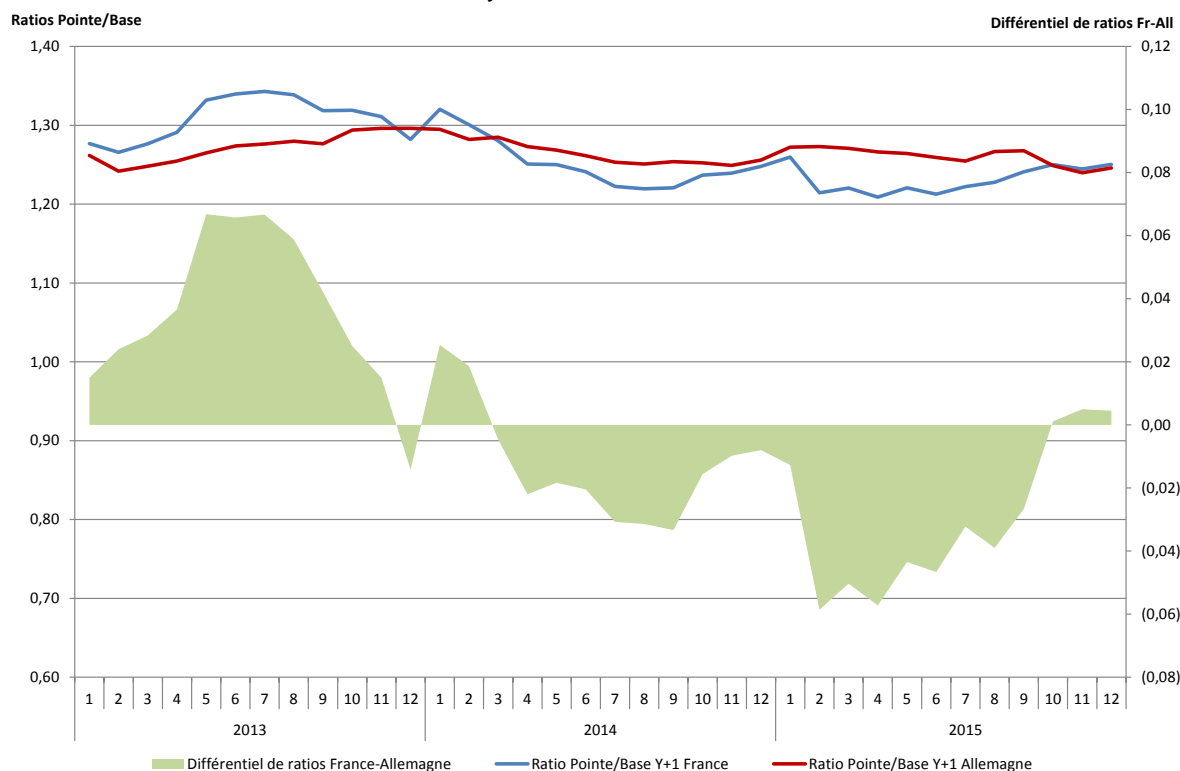


Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

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

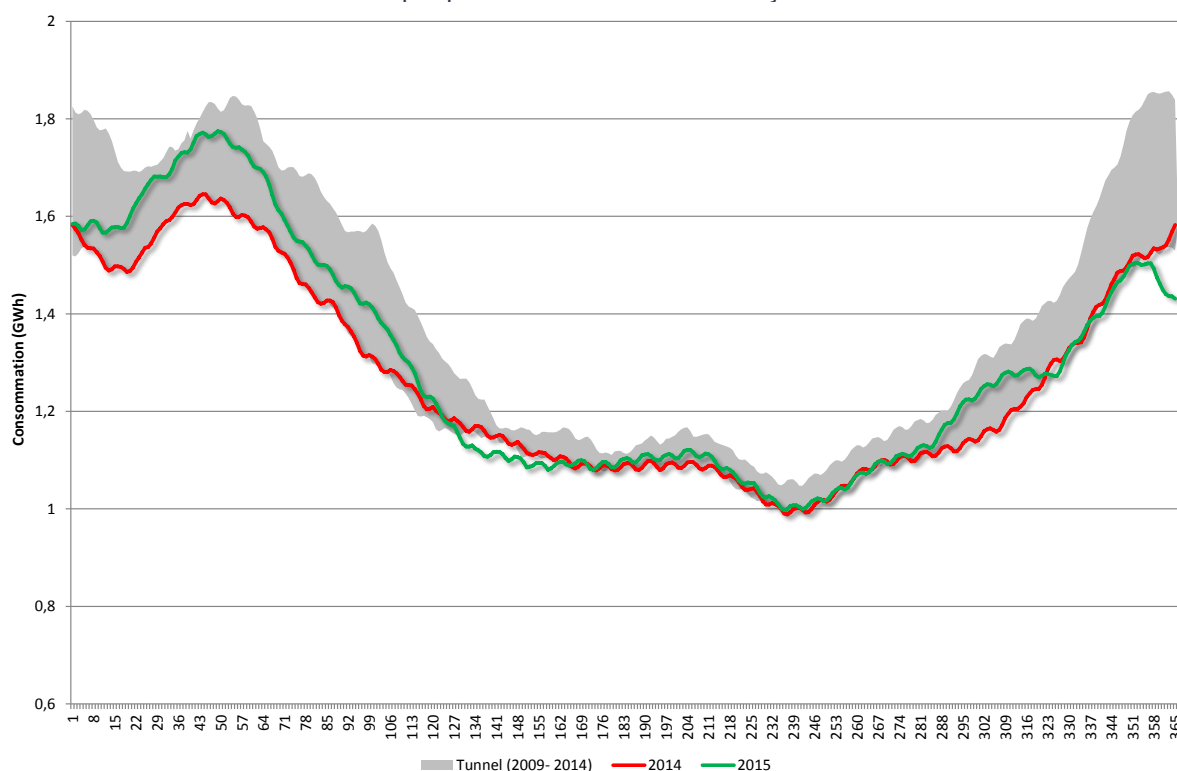


Graphique 17 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



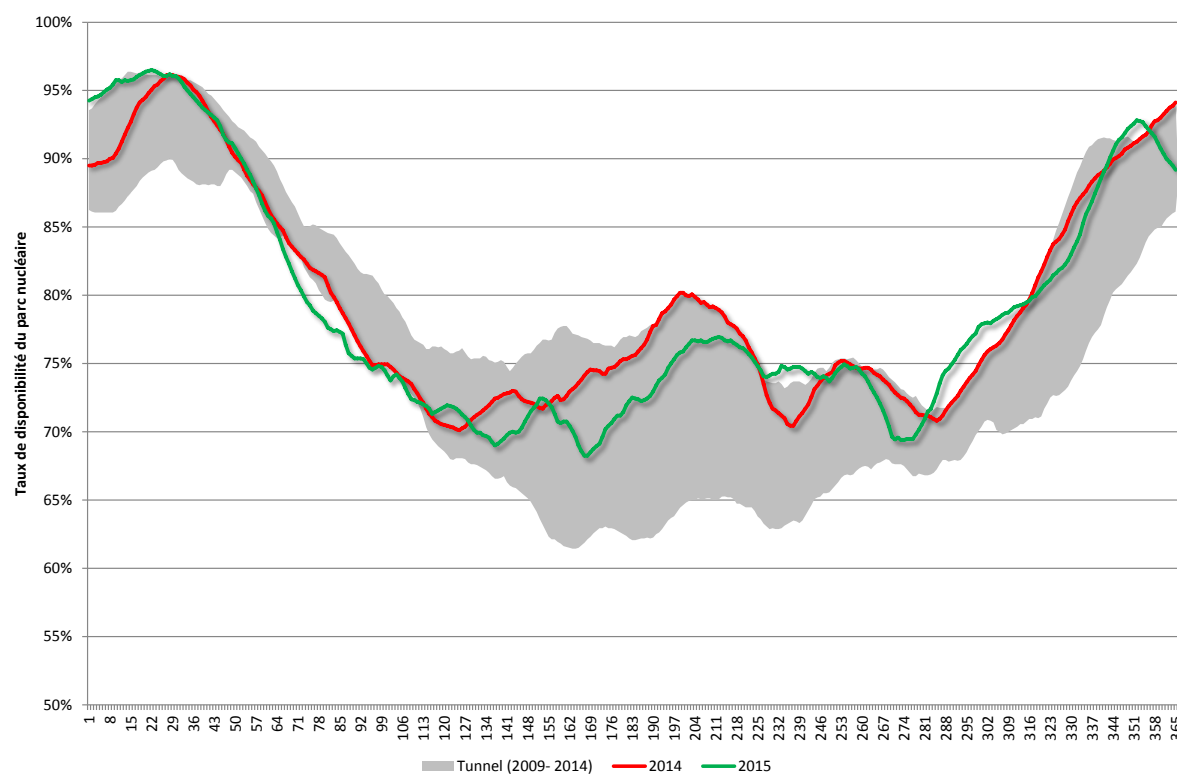
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 18: Consommation française



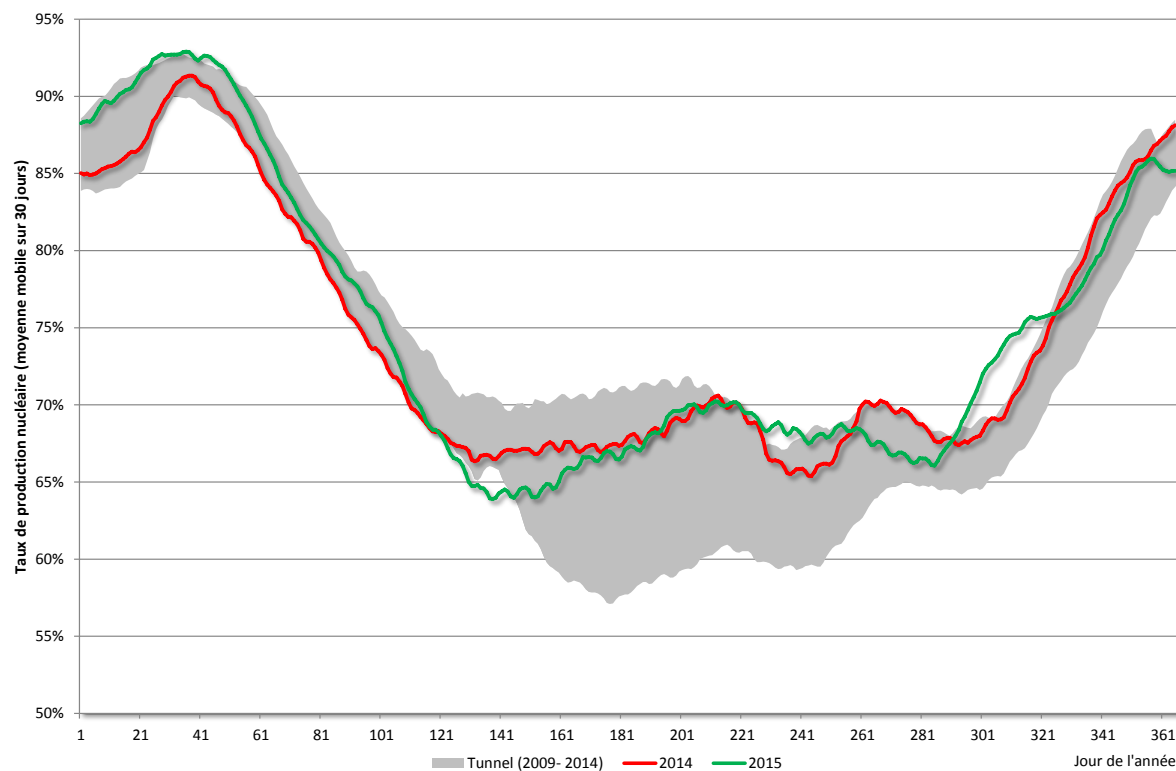
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 19 : Disponibilité du parc nucléaire français



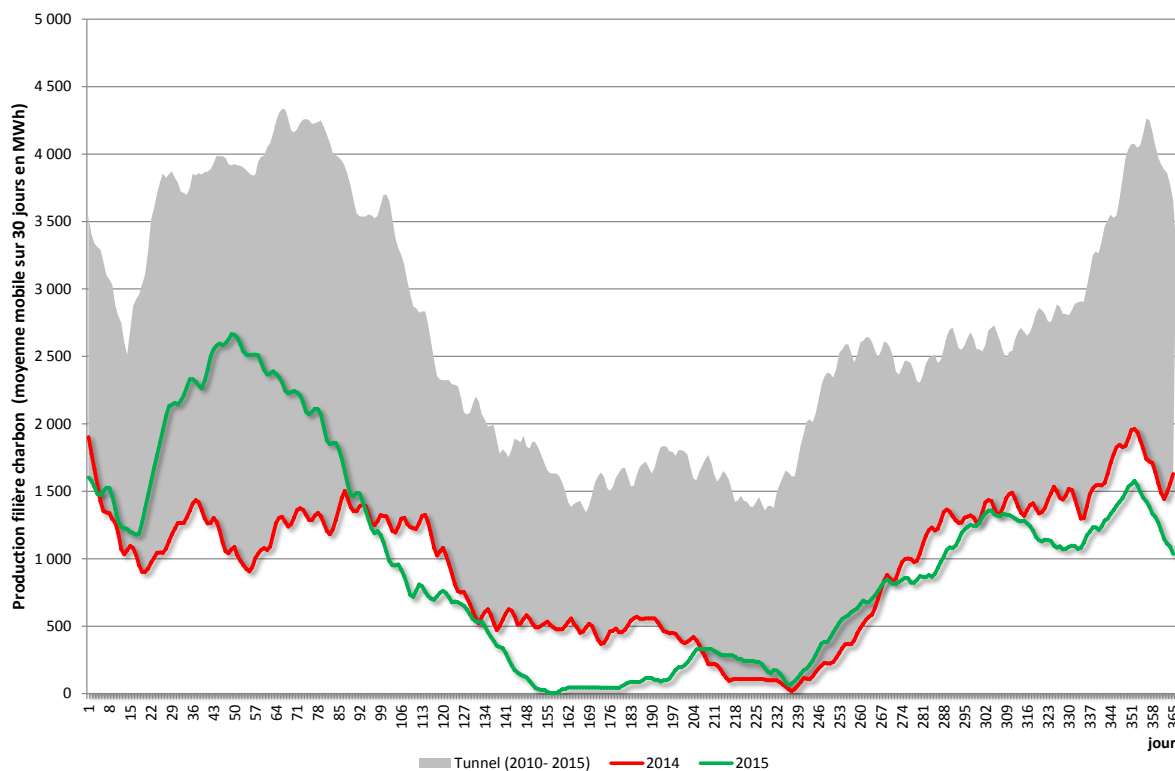
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 20 : Taux de production de la filière nucléaire



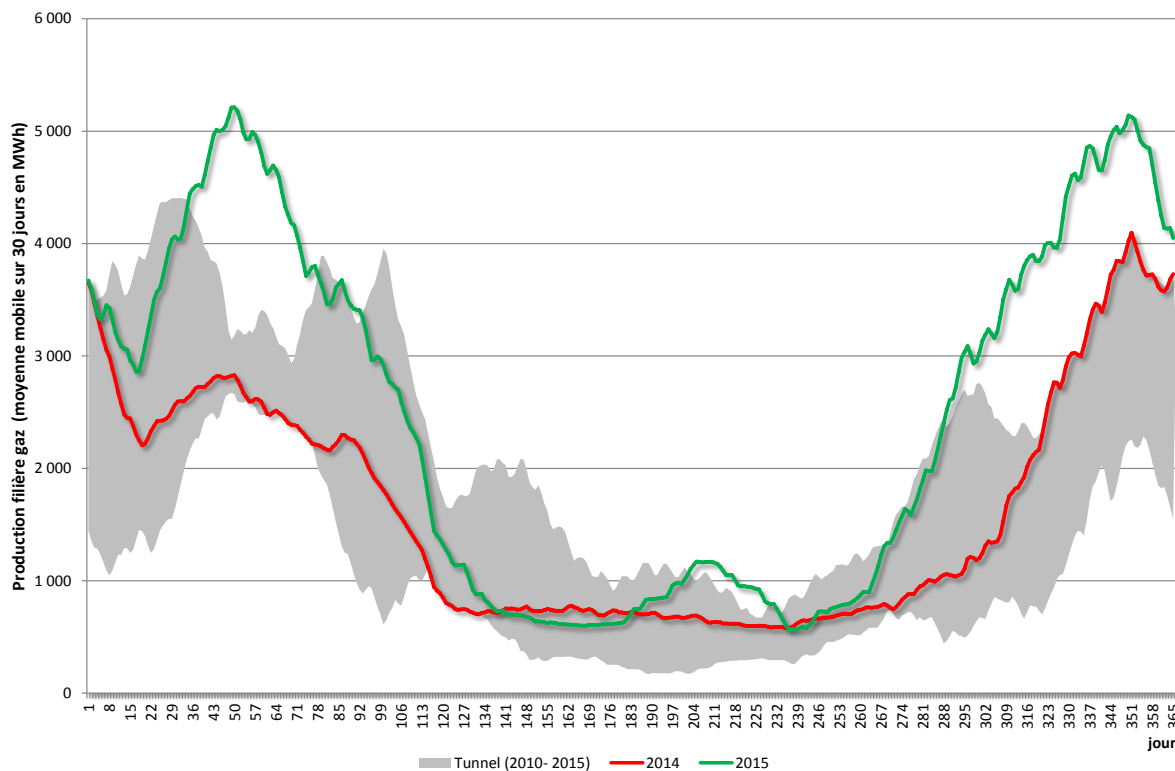
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 21 : Production de la filière charbon



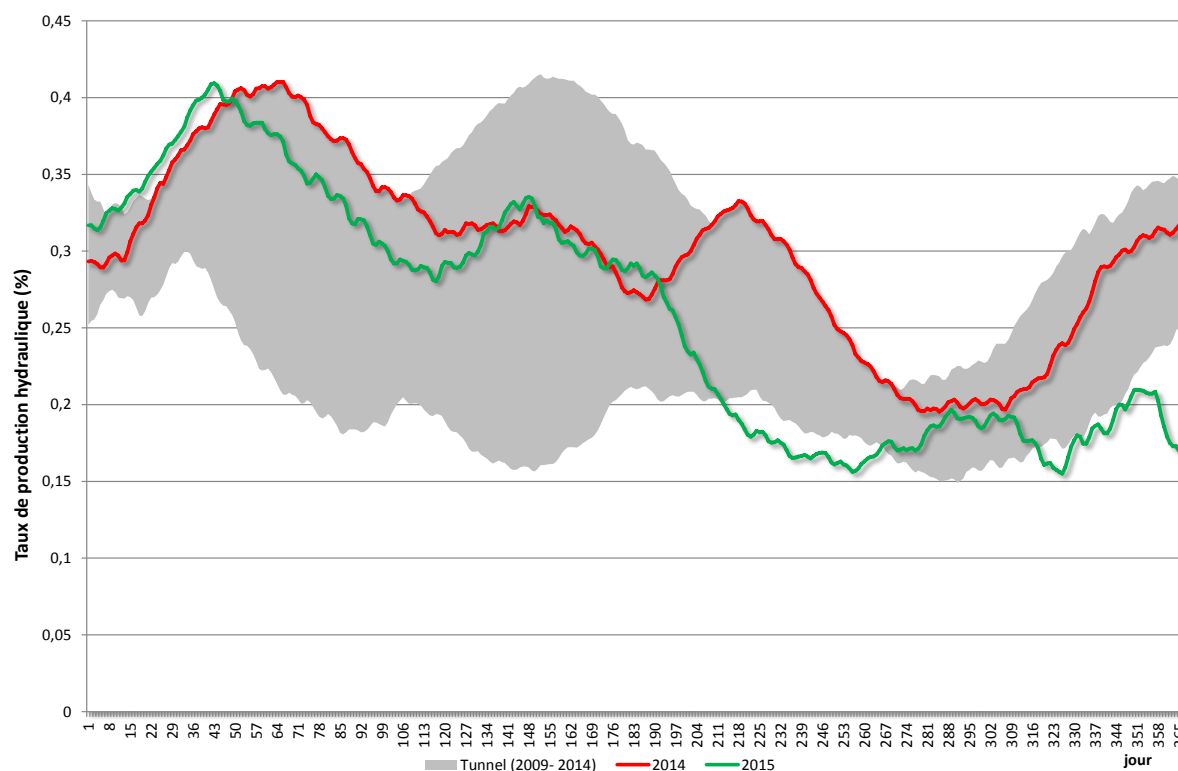
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 22 : Production de la filière gaz



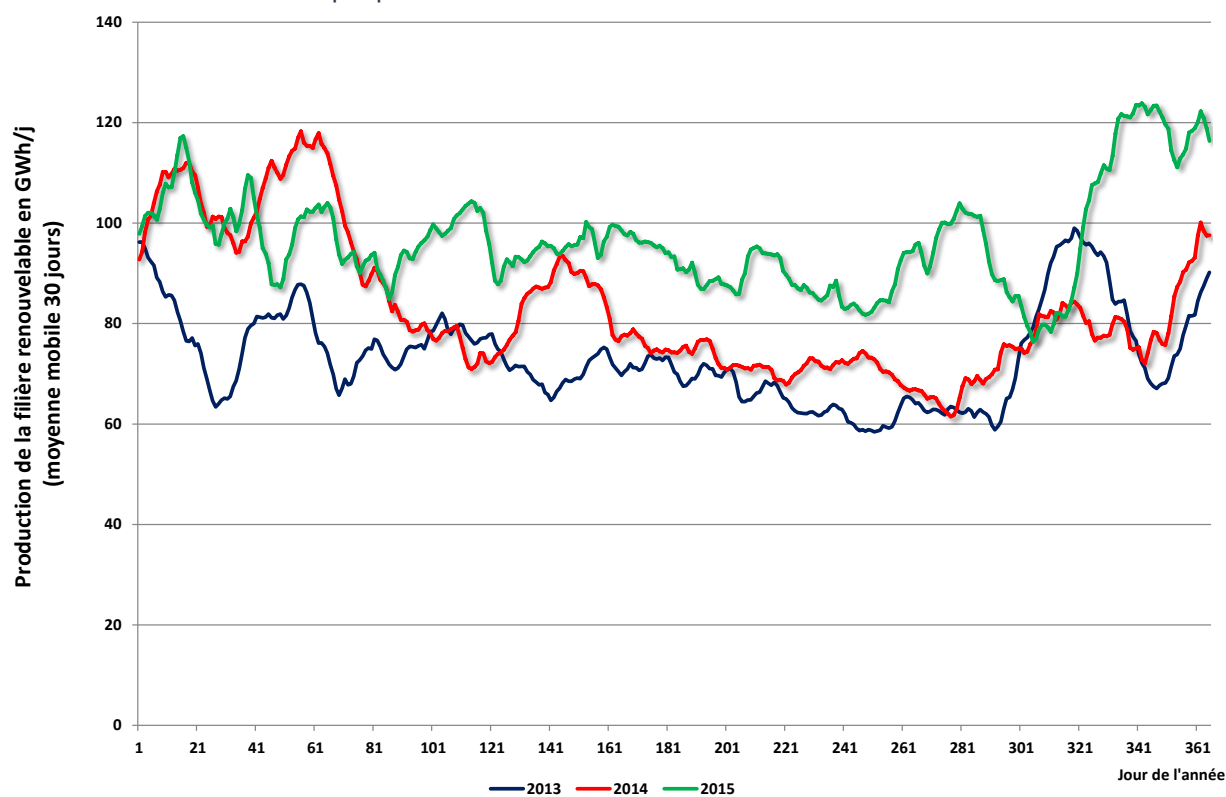
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 23 : Taux de production hydraulique

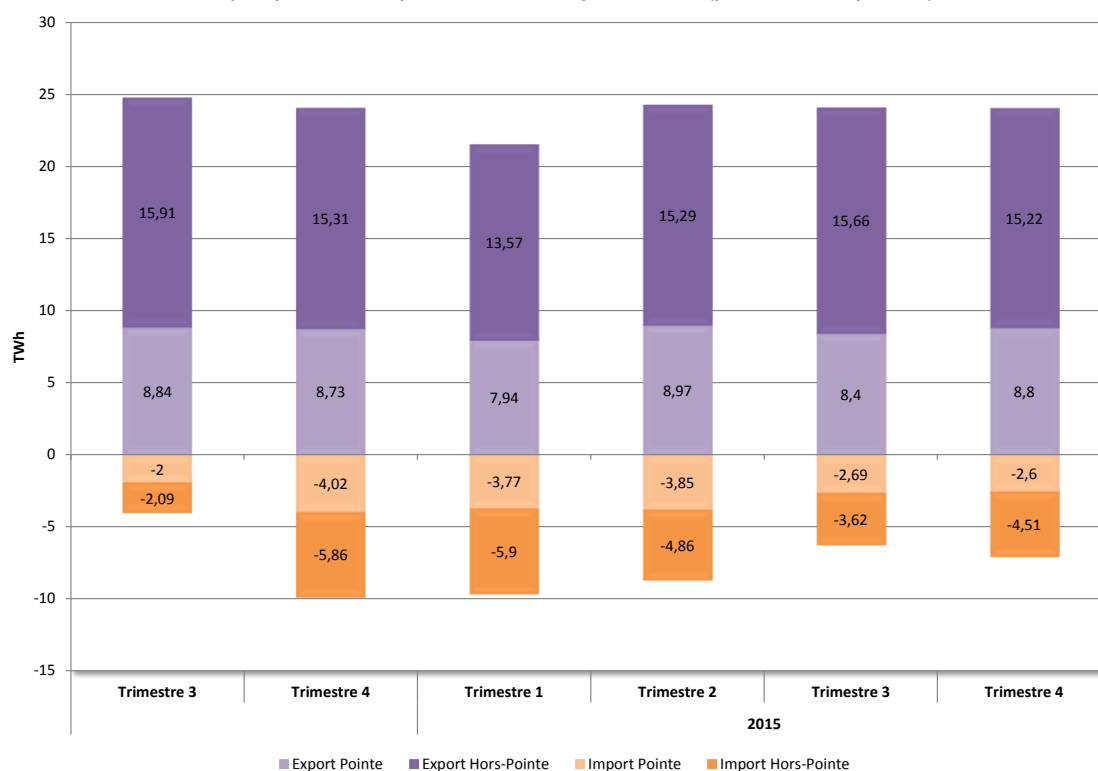


Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 24 : Production de la filière renouvelable

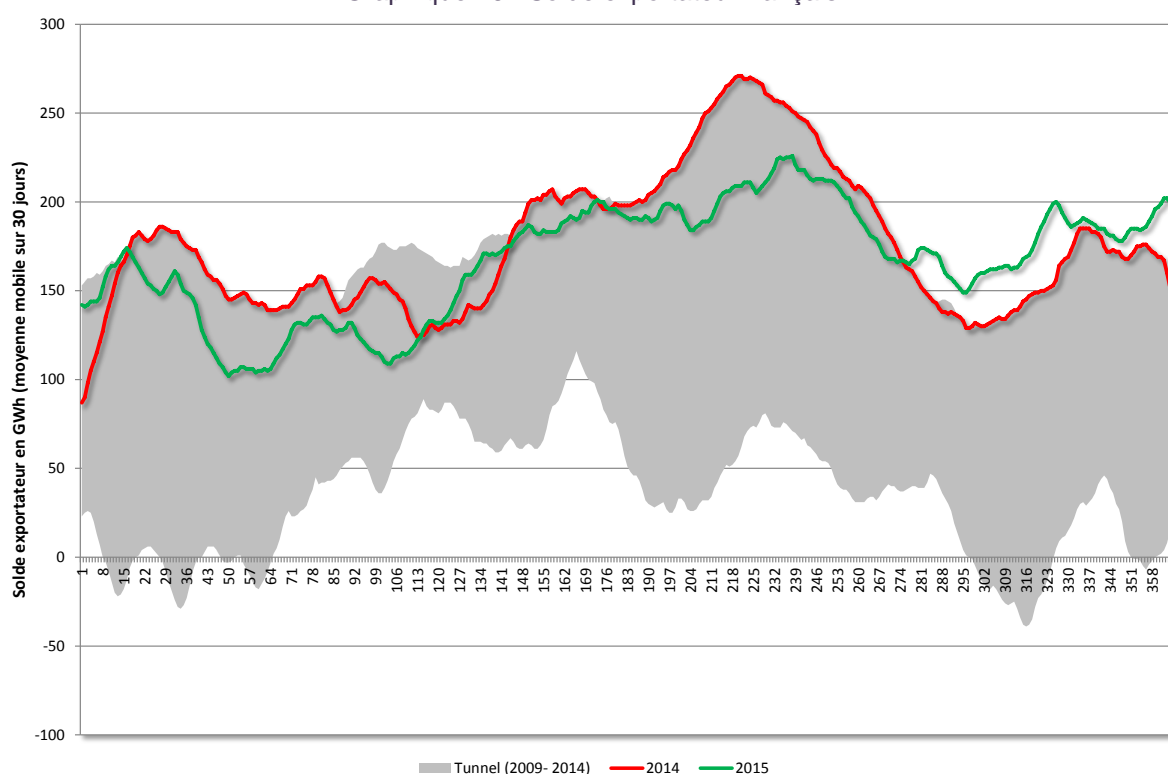


Graphique 25 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)



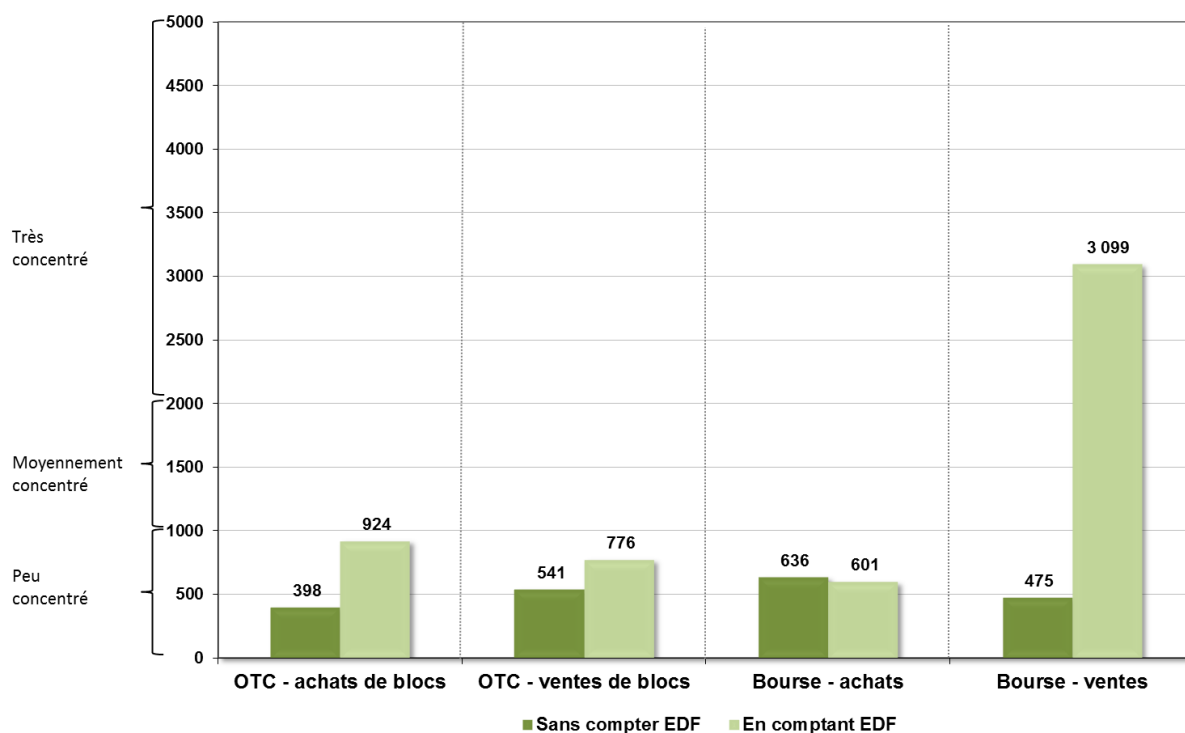
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 26 : Solde exportateur français



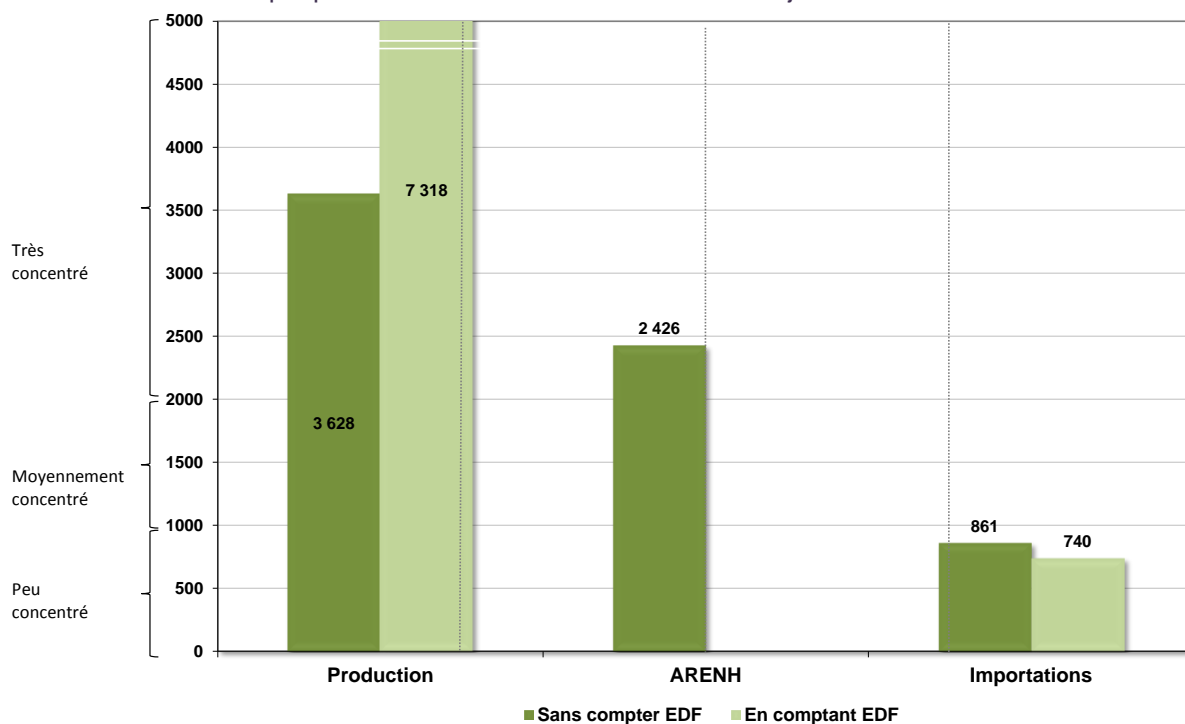
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 27 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T4 2015



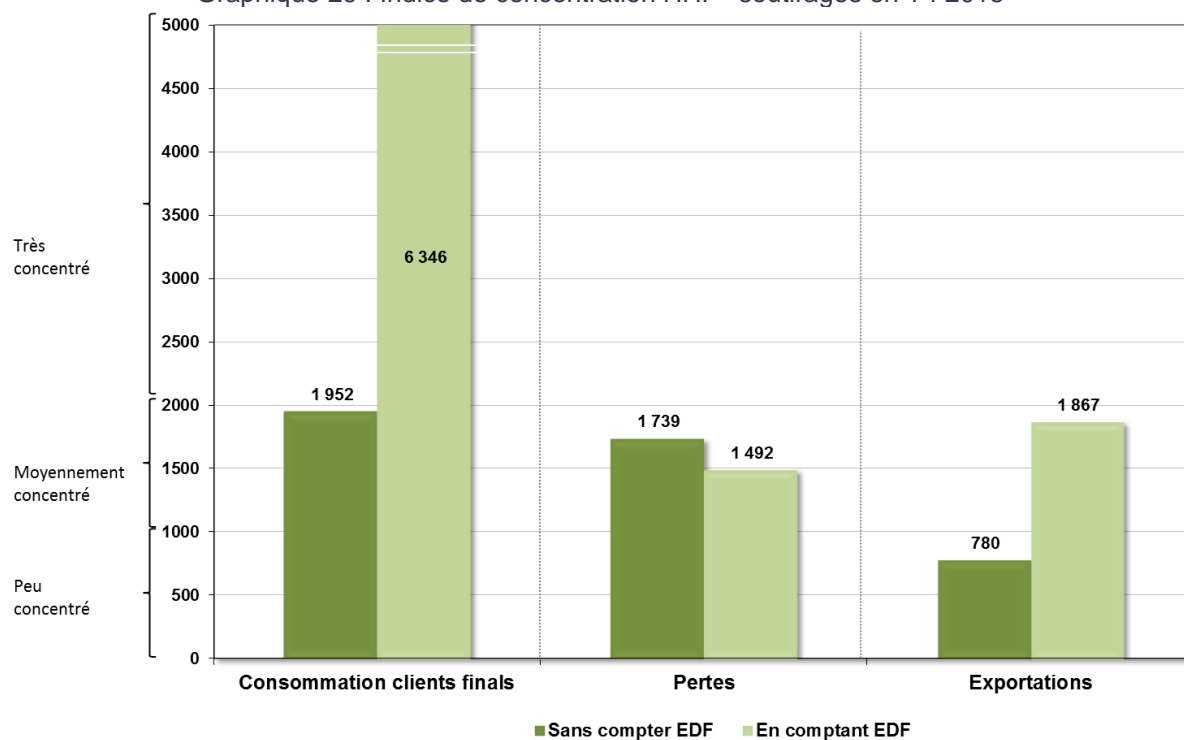
Source : RTE, bourse, courtiers Analyse CRE

Graphique 28 : Indice de concentration HHI – injections T4 2015



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

Graphique 29 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 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 T4 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	178	215	125	130	177	36%	47	-1%	-1
Déstockage	40	76	3	1	40	2791%	38	0%	0
Importations	139	139	122	129	137	6%	8	-1%	-1
Importations terrestres	116	126	105	113	119	5%	6	3%	3
Importations GNL	23	14	18	16	18	17%	3	-20%	-5
Débouchés (TWh)	178	215	125	130	177	36%	47	-1%	-1
Stockage	12	4	38	59	13		-46	10%	1
Consommation clients finals	135	183	74	54	137	156%	84	2%	3
Clients distribution	91	135	42	24	88	275%	65	-3%	-3
Clients directement reliés au réseau de transport	44	48	32	30	49	63%	19	12%	5
Exportations	30	27	12	16	26	65%	10	-14%	-4
Autres	1	1	1	2	1	-68%	-1	-54%	-1
Livraisons aux PEG (TWh)	158	186	155	180	160	-11%	-21	1%	2
PEG Nord	124	148	126	141	129	-8%	-12	4%	5
TRS*	34	38	30	40	31	-23%	-9	-8%	-3
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	77%	86%	90%	94%	90%		-4%		13%
Disponibilité liaison Nord Sud	89%	80%	83%	83%	85%		3%		-4%
Utilisation de Taisnières H	76%	78%	70%	62%	71%		8%		-5%
Utilisation de Obergailbach	25%	24%	50%	38%	25%		-13%		0%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	96	23	58	116	90	-23%	-26	-6%	-6
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-303	-800	394	629	-291	-146%	-920	-4%	12
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	245	149	201	170	197	16%	27	-20%	-48
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	151	127	80	91	105	15%	14	-30%	-45

Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	22,6	21,9	21,1	19,9	17,4	-13%	-2,5	-23%	-5,2
TRS day-ahead (moyenne) **	23,7	22,5	21,5	20,4	18,1	-11%	-2,3	-24%	-5,6
Spread Nord/Sud	1,1	0,6	0,4	0,5	0,7	49%	0,2	-38%	-0,4
Spread PEG Nord/TTF	0,4	0,6	0,1	0,0	0,3	-11843%	0,3	-22%	-0,1
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	23,5	21,6	20,9	19,8	17,5	-12%	-2,4	-26%	-6,0
PEG Nord Y+1 (moyenne)	23,7	21,8	22,0	20,3	17,6	-14%	-2,7	-26%	-6,1
Spread Nord/Sud (M+1)	1,6	0,5	0,6	0,7	0,6	-2%	0,0	-61%	-1,0
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,5	0,4	0,4	0,2	0,1	-41%	-0,1	-73%	-0,4
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,8	1,7	1,5	0,9	1,5	58%	0,5	-20%	-0,4

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 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	136	134	97	108	93	-14%	-15	-32%	-43
En % de la consommation nationale	101%	73%	131%	201%	67%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	47	49	38	35	45	27%	9	-6%	-3
Intraday	4	5	3	4	5	18%	0,8	30%	1,2
Day Ahead	29	29	21	20	25	24%	4,8	-12%	-3,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	28	31	26	26	34	32%	8,2	22%	6,0
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	20	18	12	10	11	12%	1,2	-44%	-8,7
Marché à terme (TWh)	87	74	45	54	49	-10%	-5	-44%	-38
M+1	32	20	11	19	17	-7%	-1,4	-45%	-14,0
Q+1	17	1	12	4	8	95%	4,0	-50%	-8,4
S+1	21	26	4	6	4	-33%	-2,0	-80%	-16,9
Y+1	5	1	2	6	6	-2%	-0,1	3%	0,2
Bourse (toutes échéances)	10	15	7	7	8	16%	1,1	-21%	-2,1
Brokers (toutes échéances)	77	59	38	47	41	-13%	-6,3	-47%	-36,2
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	33 114	37 555	29 306	30 109	35 736	19%	5627	8%	2622
Intraday	5 362	7 249	5 116	5 968	6 070	2%	102	13%	708
Day Ahead	23 144	24 845	19 400	19 687	23 835	21%	4148	3%	691
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	25 626	30 137	24 473	25 687	30 654	19%	4967	20%	5028
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	7 488	7 418	4 833	4 422	5 082	15%	660	-32%	-2406
Marché à terme	1 465	1 222	750	913	1 031	13%	118	-30%	-434
M+1	925	733	458	573	682	19%	109	-26%	-243
Q+1	172	12	123	58	119	105%	61	-31%	-53
S+1	129	177	45	55	38	-31%	-17	-71%	-91
Y+1	37	11	10	36	28	-22%	-8	-24%	-9
Bourse (toutes échéances à terme)	424	410	238	288	416	44%	128	-2%	-8
Brokers (toutes échéances à terme)	1 041	812	512	625	615	-2%	-10	-41%	-426
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	99	99	94	92	97	5%	5	-2%	-2
dont actifs chez Powernext Gas Spot	50	49	80	52	52	0%	0	4%	2
dont actifs chez Powernext Gas Futures	33	32	39	53	47	-11%	-6	42%	14

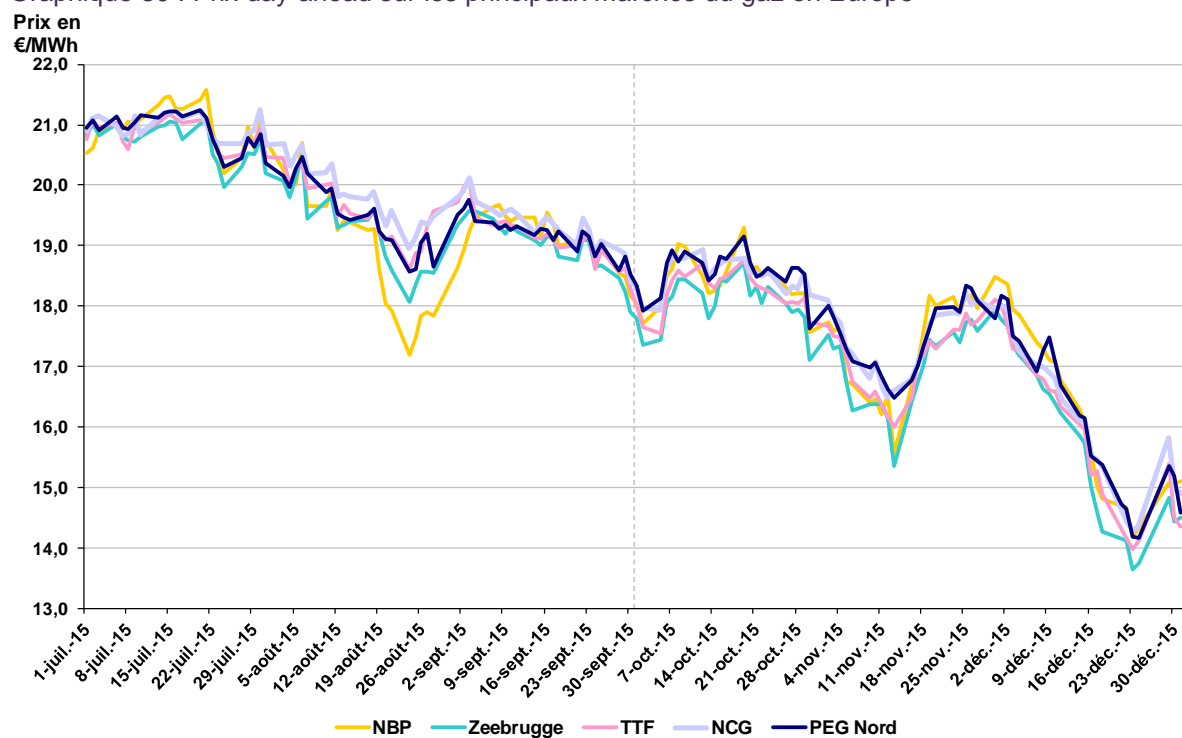
Source: GRTgaz, TIGF, Powernext, brokers – Analyse : CRE

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

III. Graphiques

Evolution des prix en France et en Europe

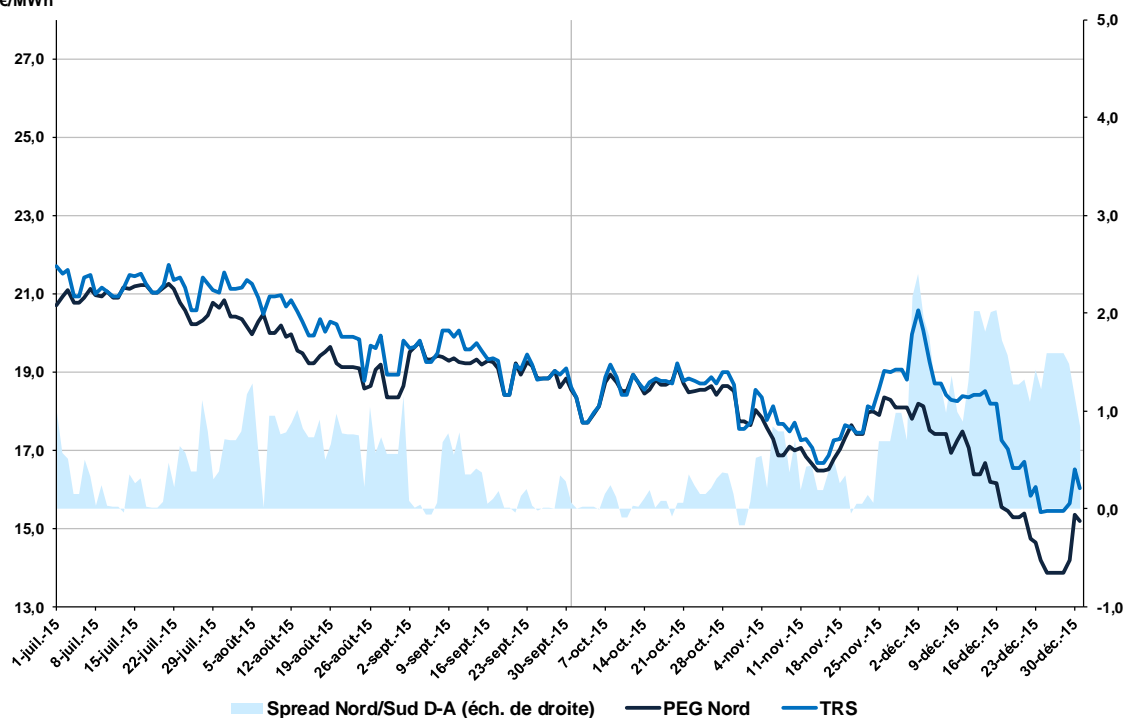
Graphique 30 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



Source: Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

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

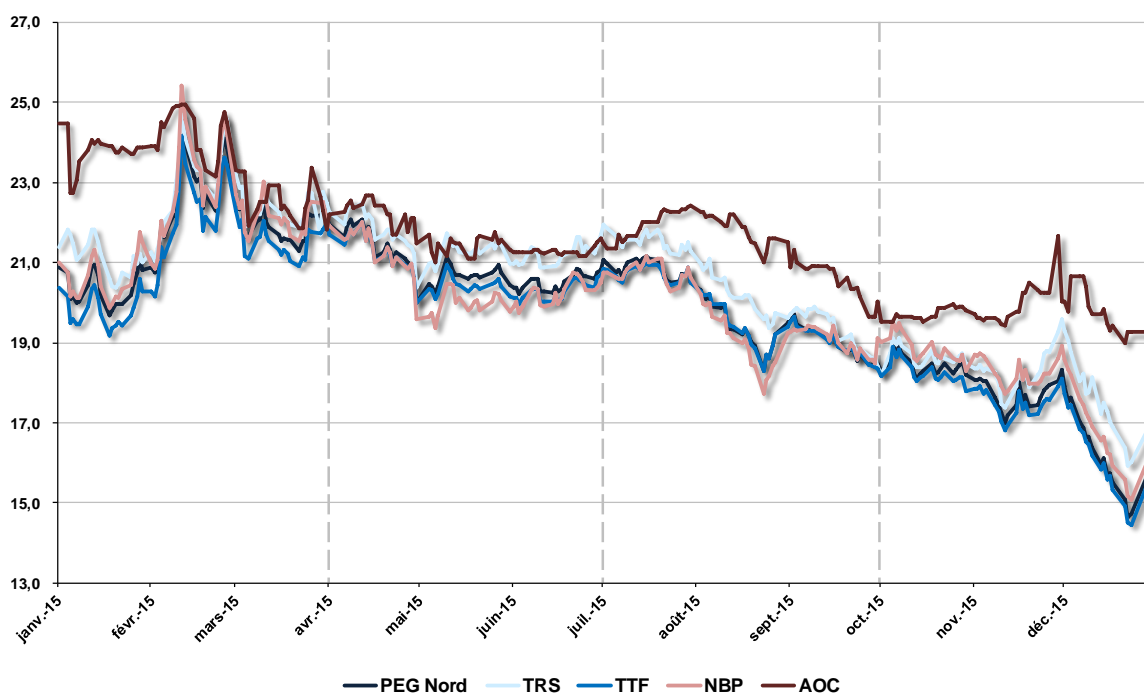
Prix en €/MWh



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

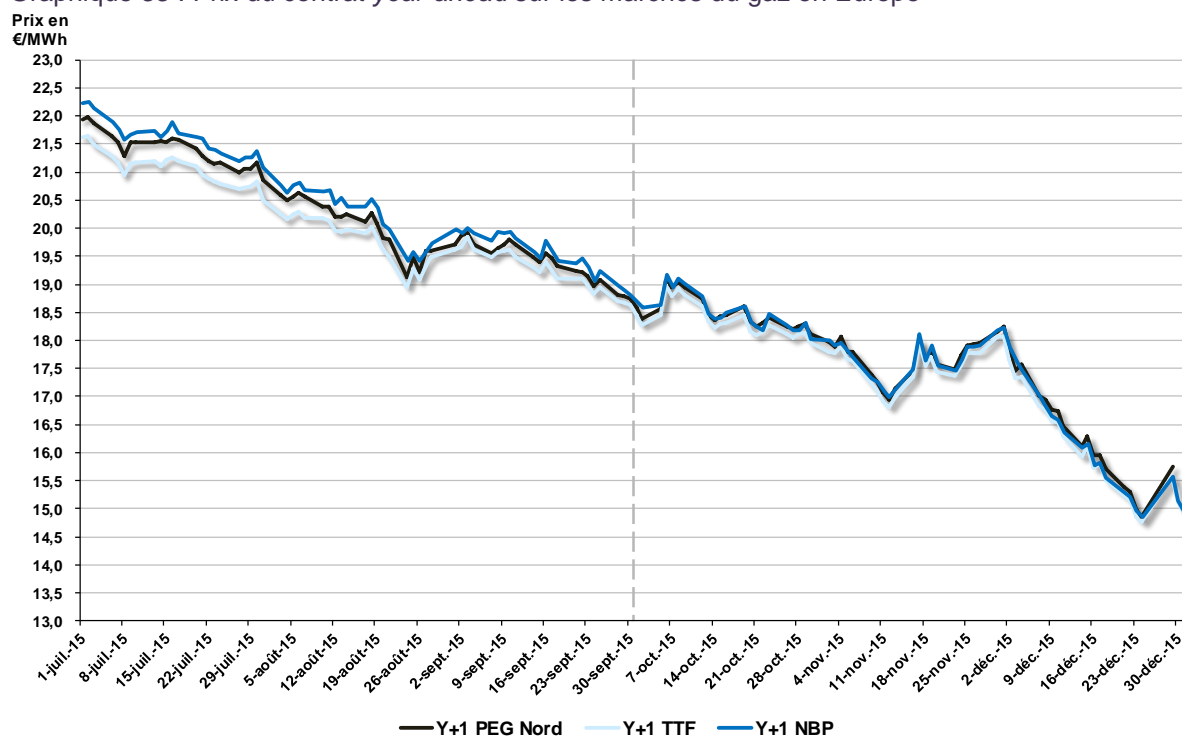
Graphique 32 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe

Prix en €/MWh



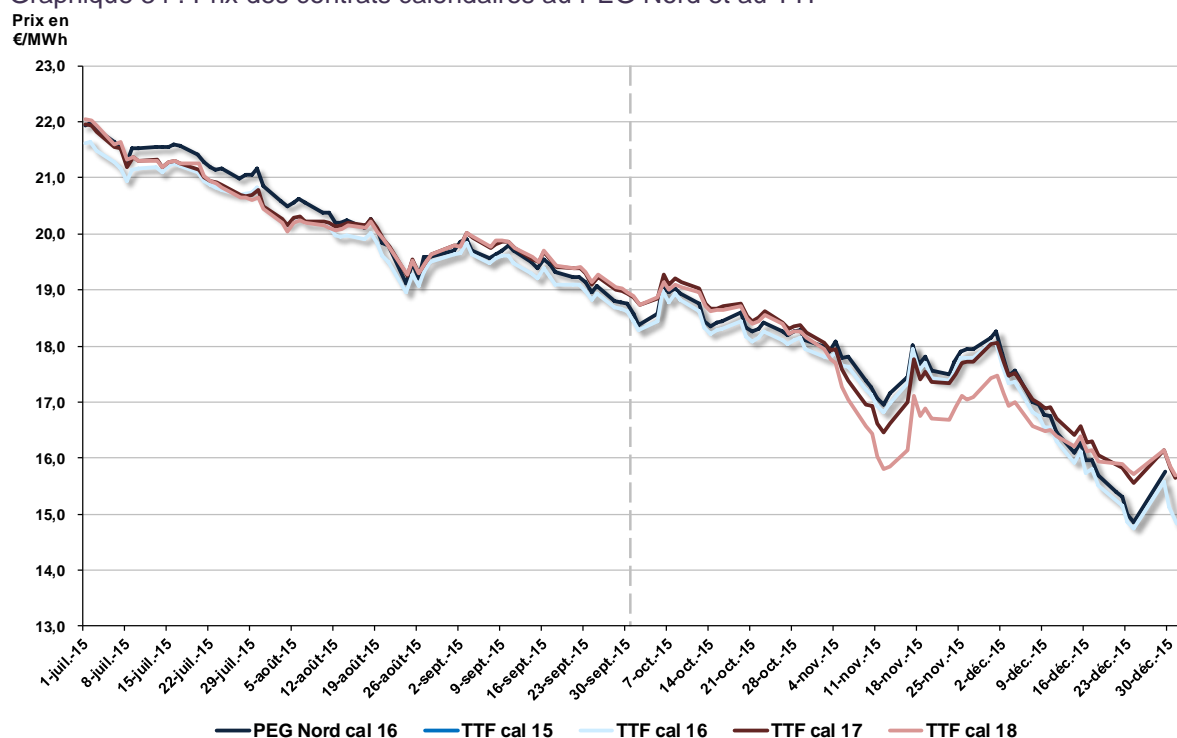
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

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



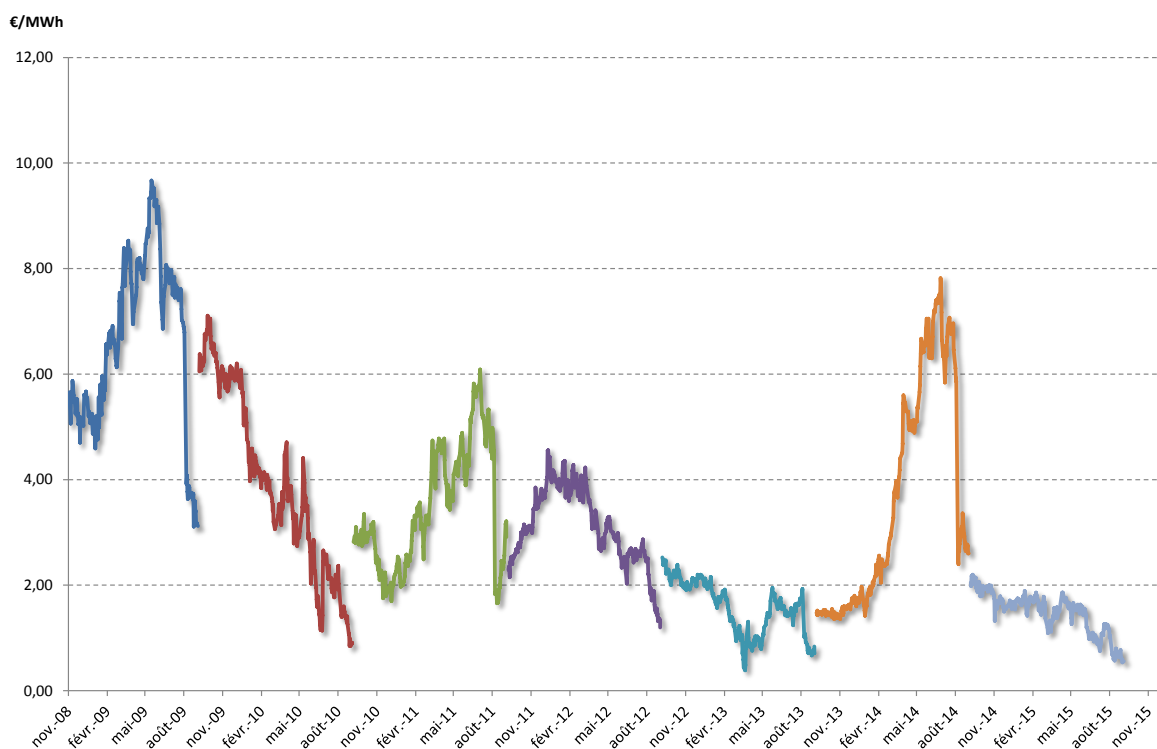
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

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



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

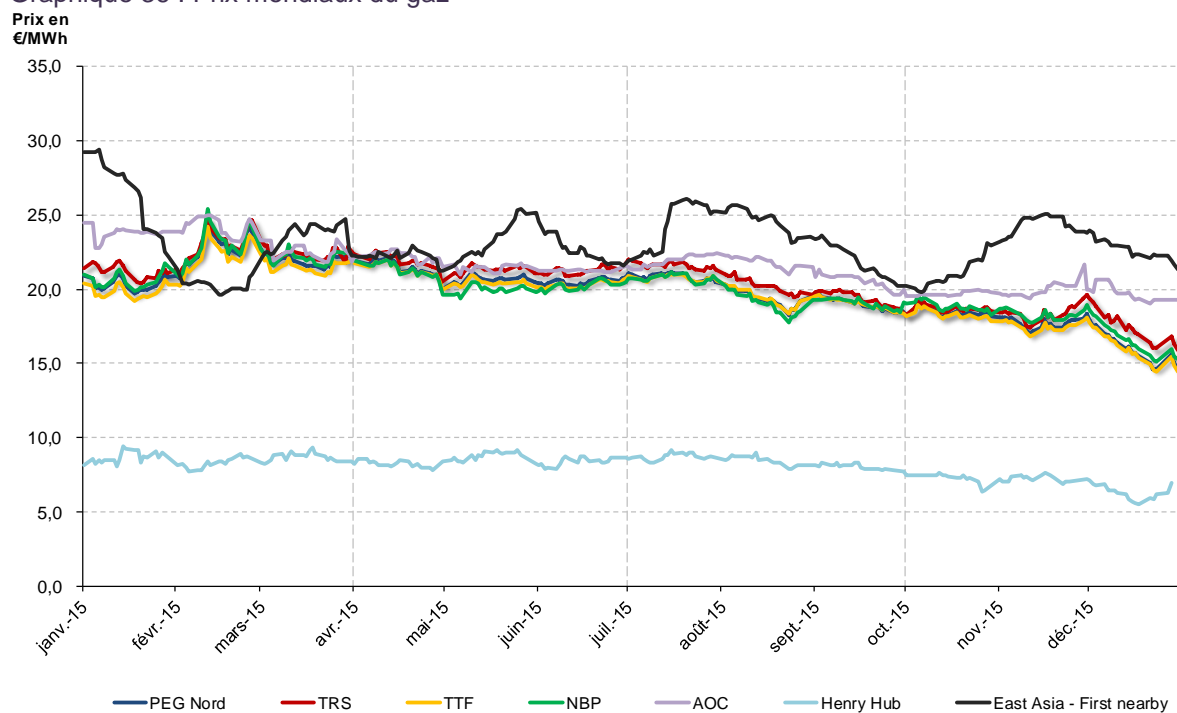
Graphique 35 : Écart de prix entre l'hiver et l'été au PEG Nord



Source: Powernext – Analyse : CRE

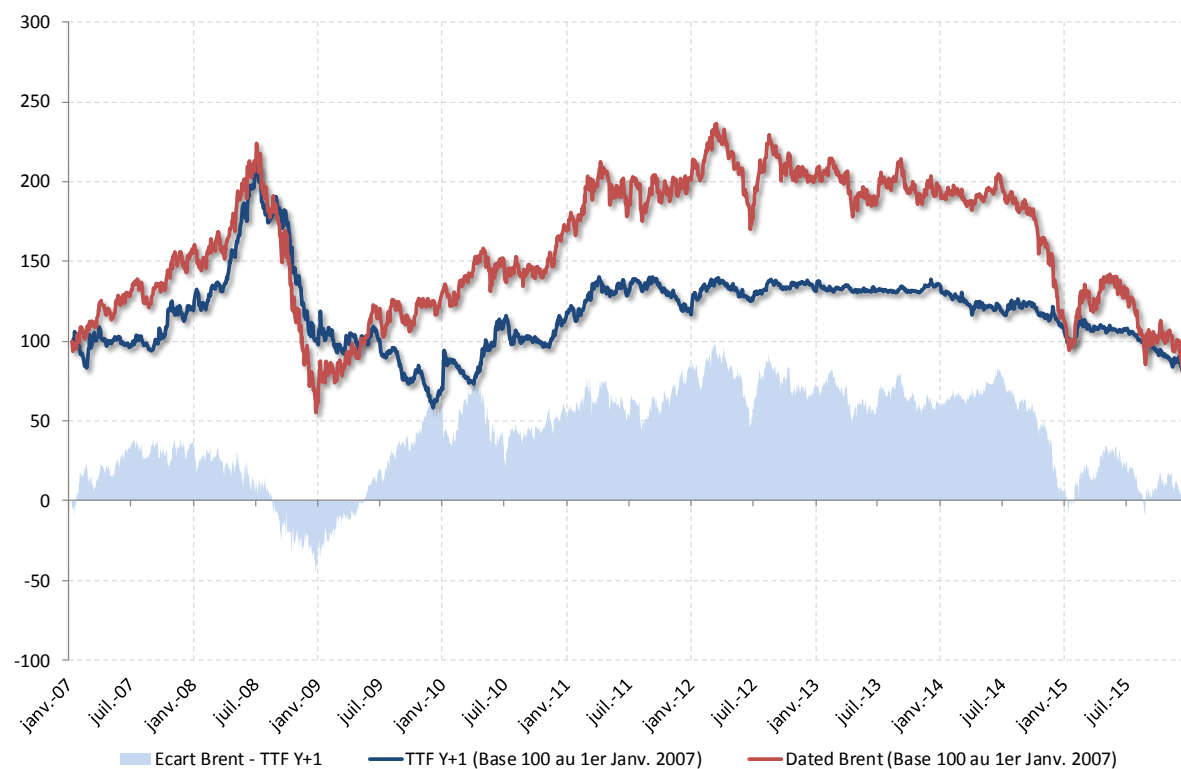
Contexte international

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

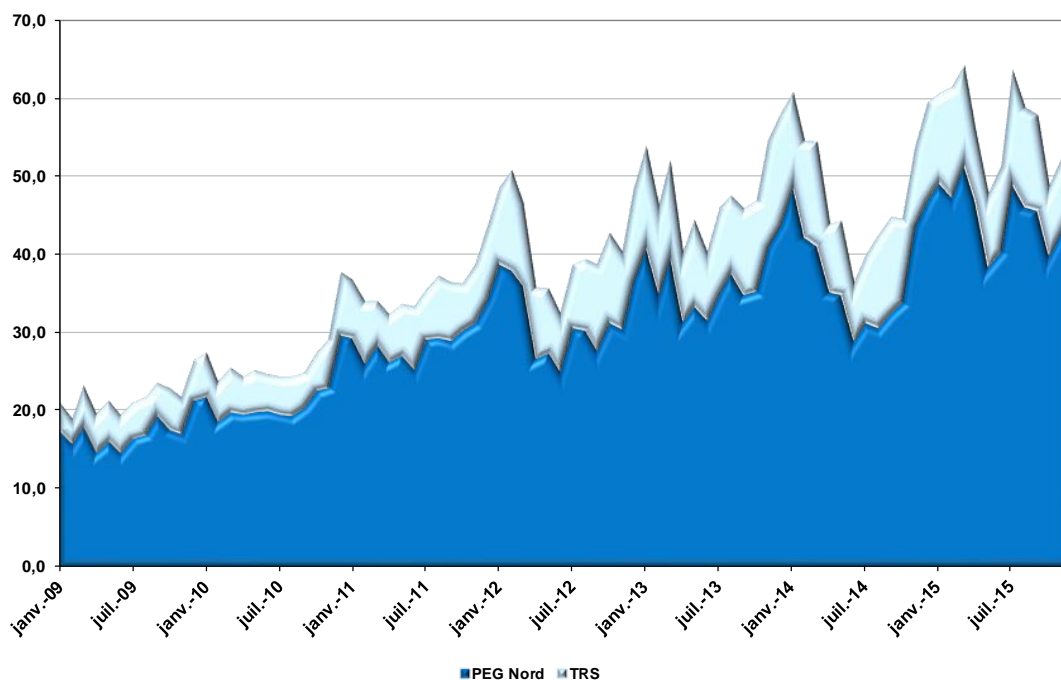


Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Développement du négoce sur le marché français

Graphique 38 : Livraisons aux PEG

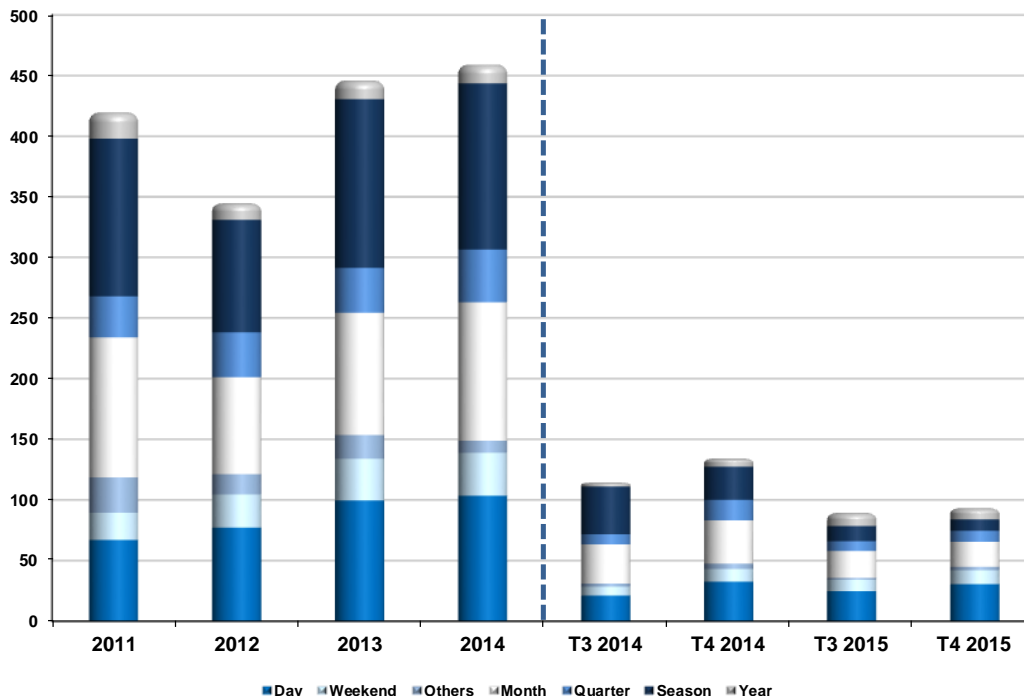
Volumes
TWh/mois



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

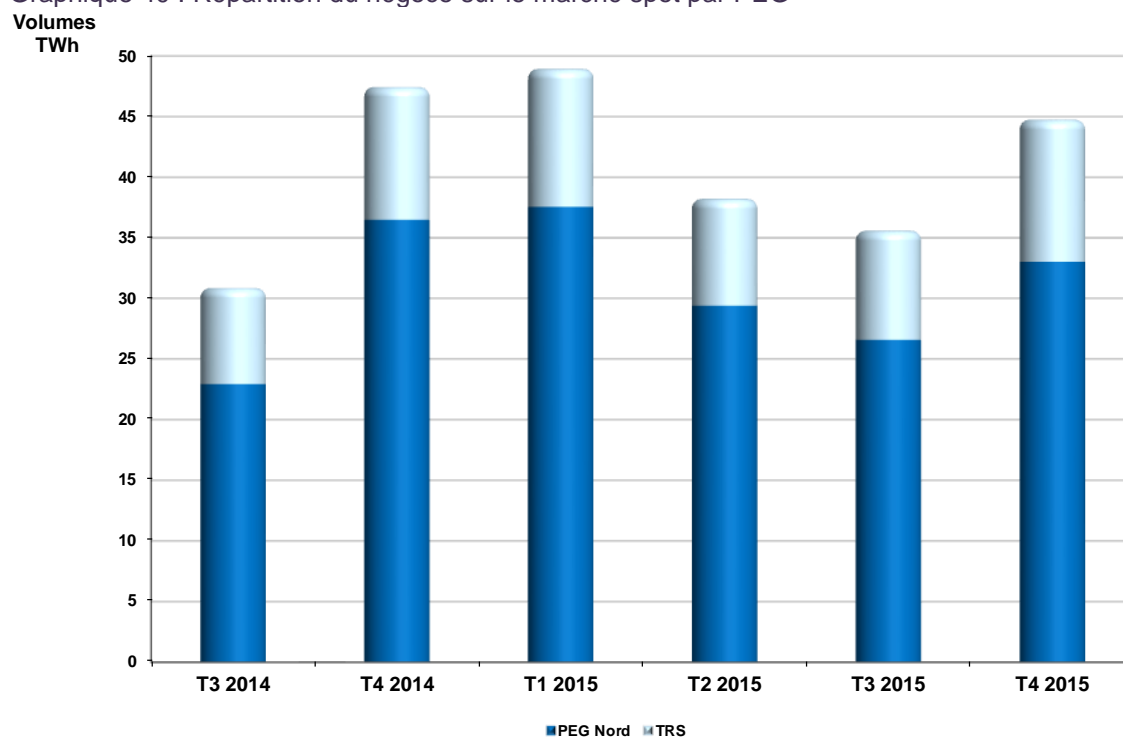
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit

Volumes
TWh



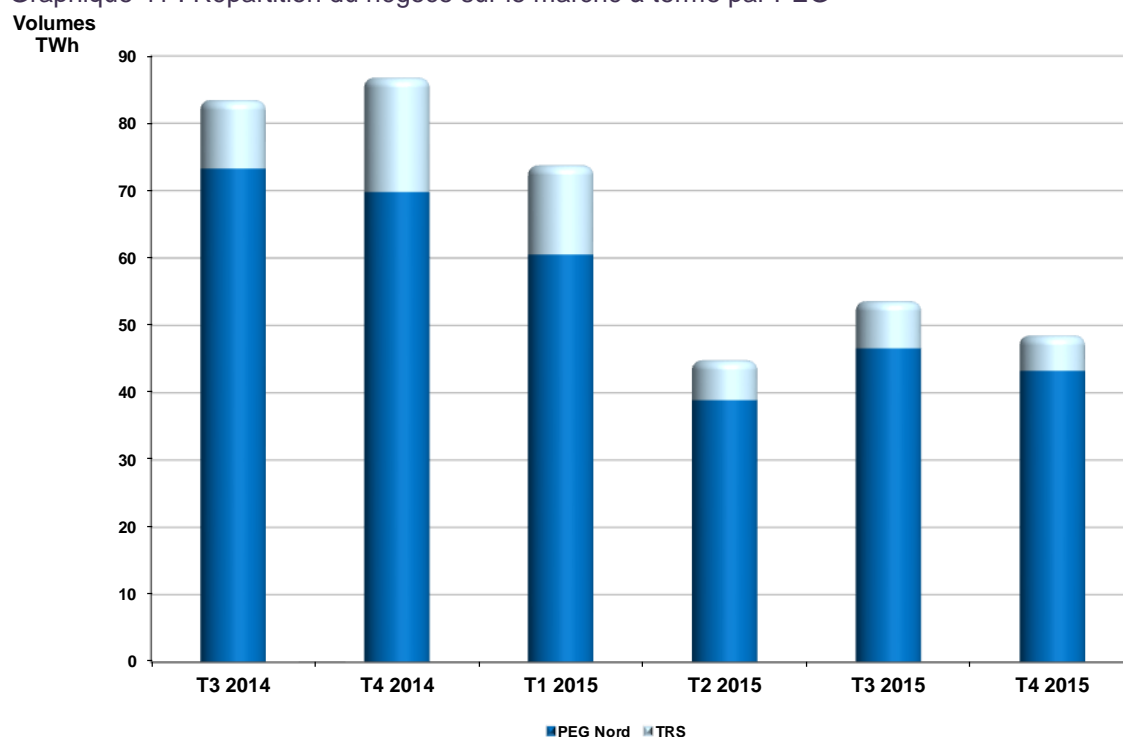
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



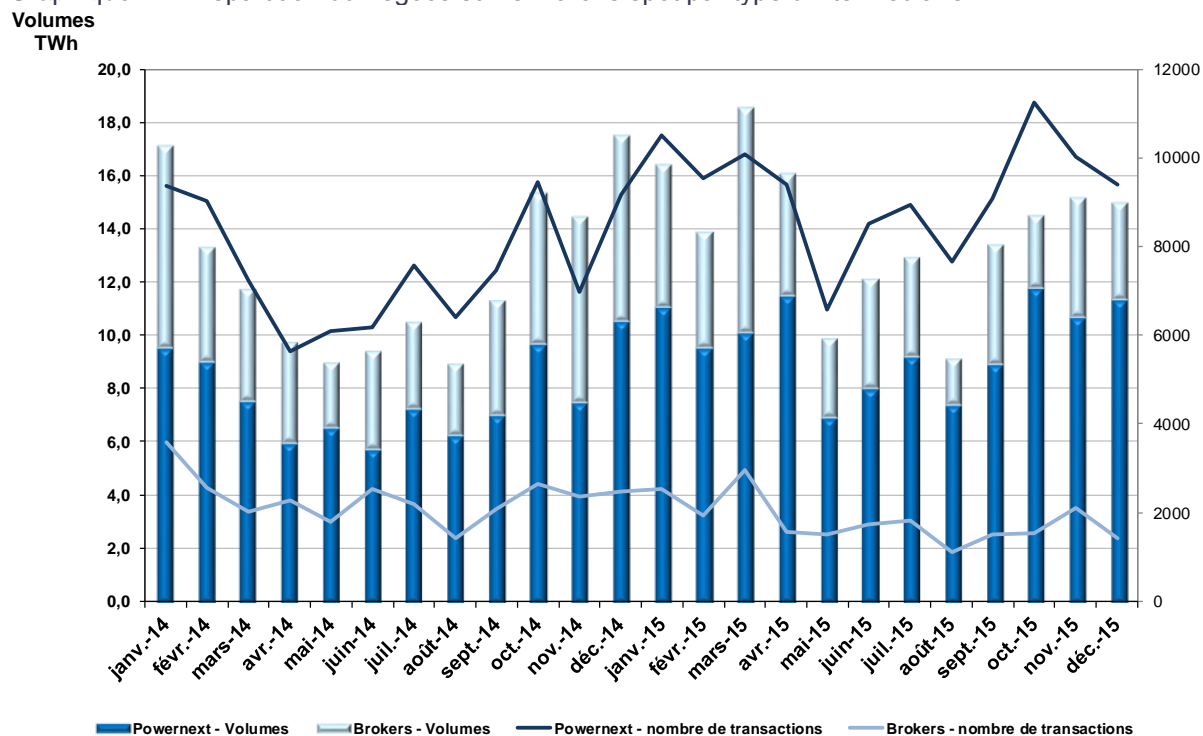
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



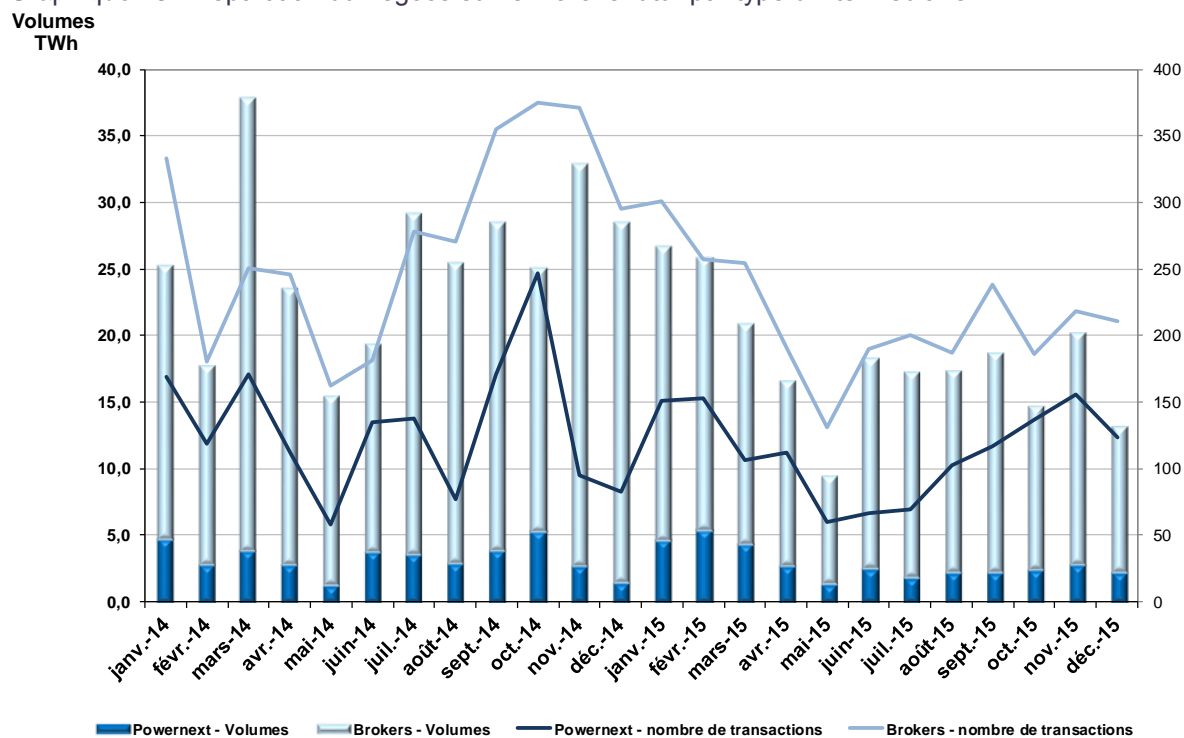
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



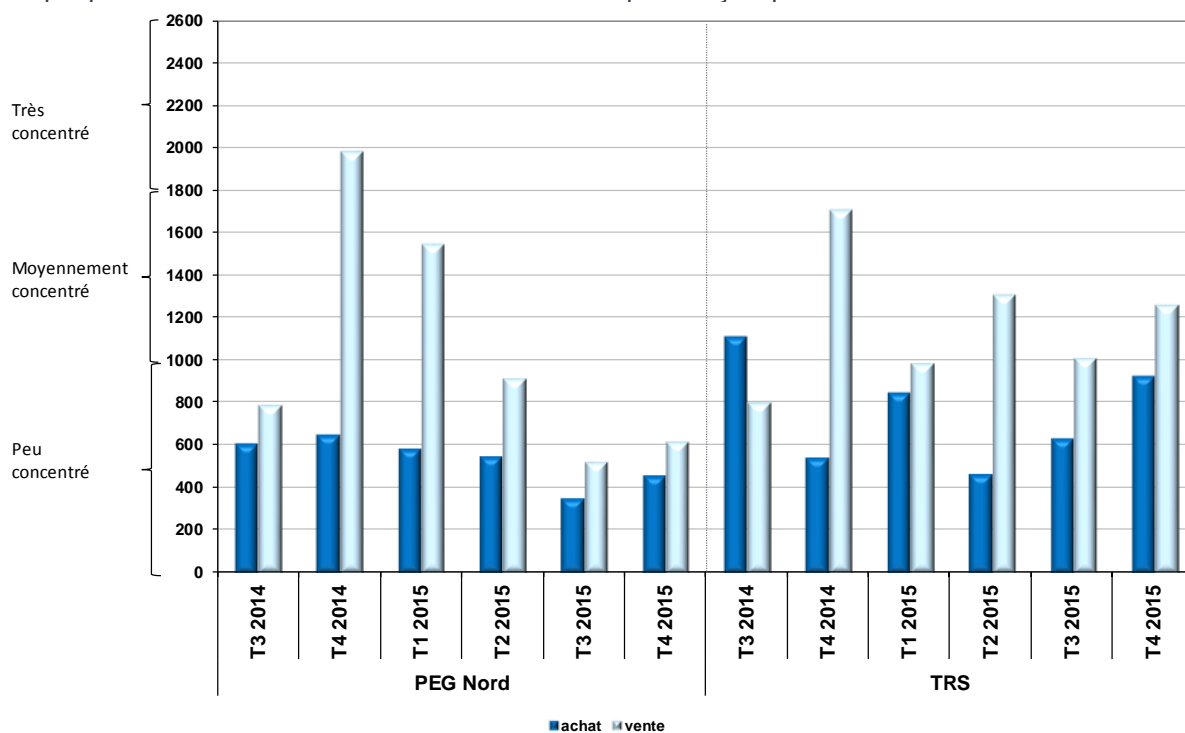
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



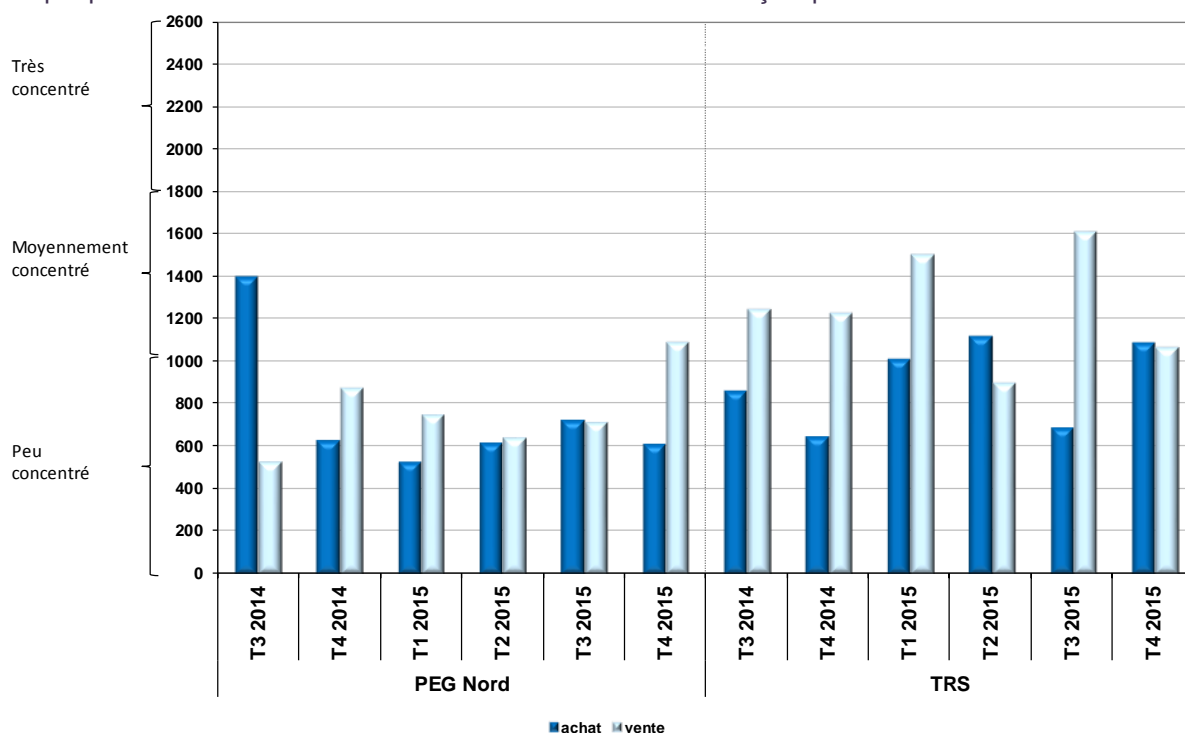
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

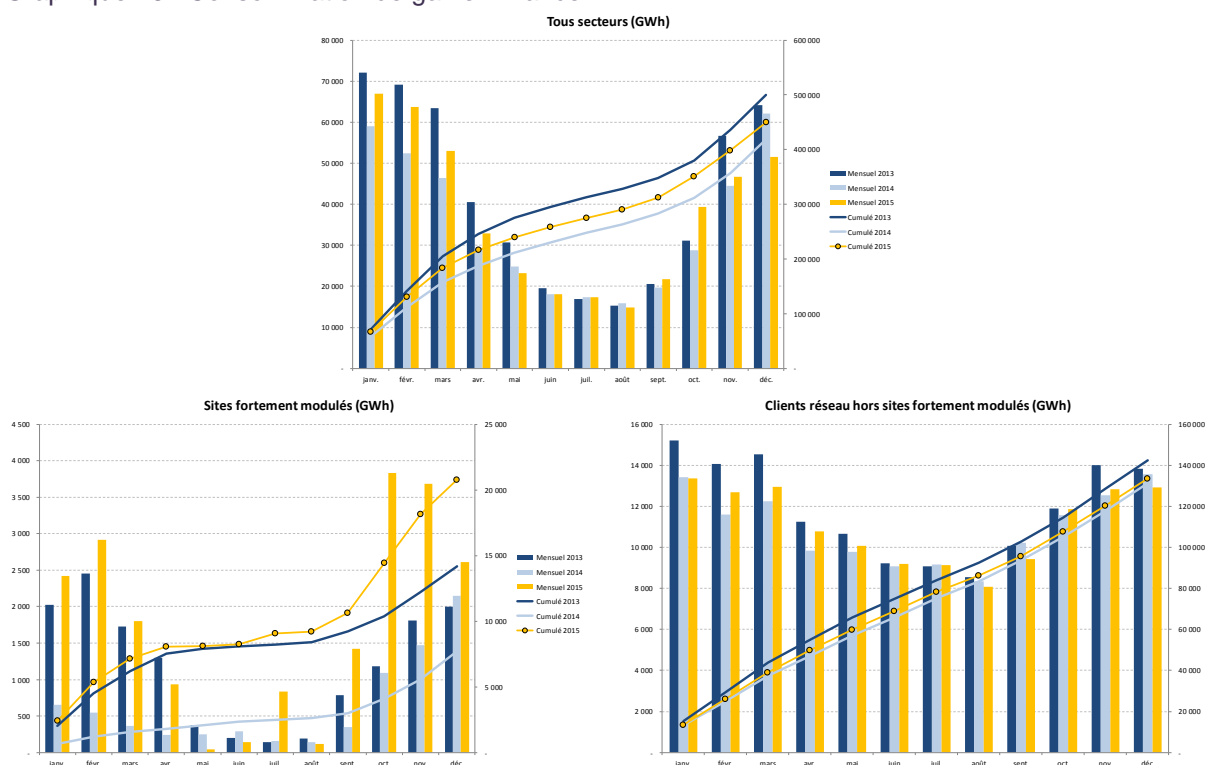
Graphique 45 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



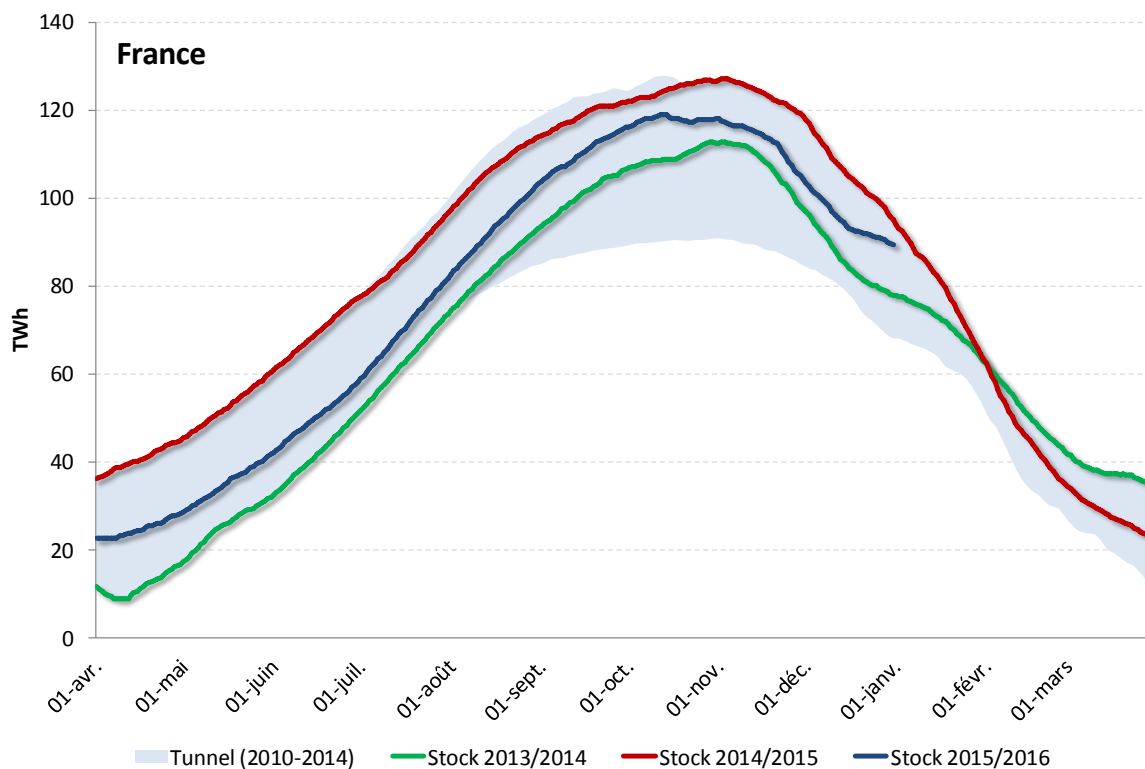
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

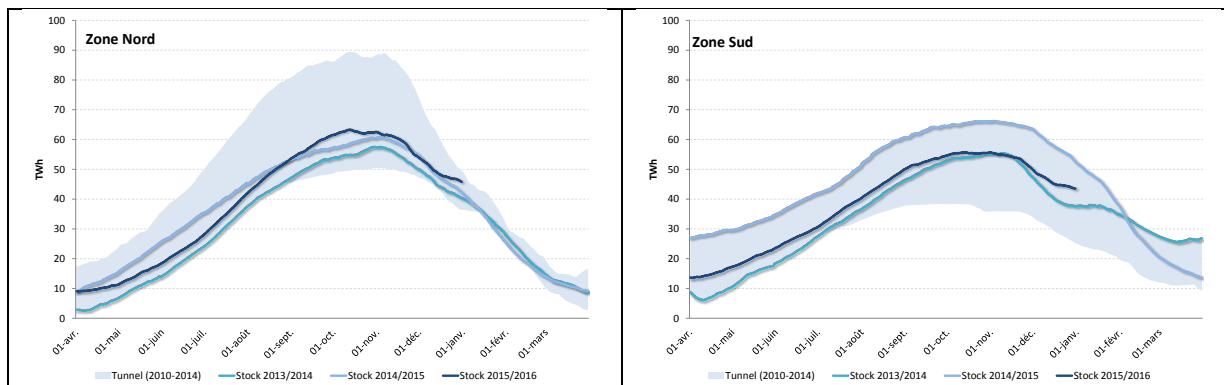
Fondamentaux

Graphique 46 : Consommation de gaz en France



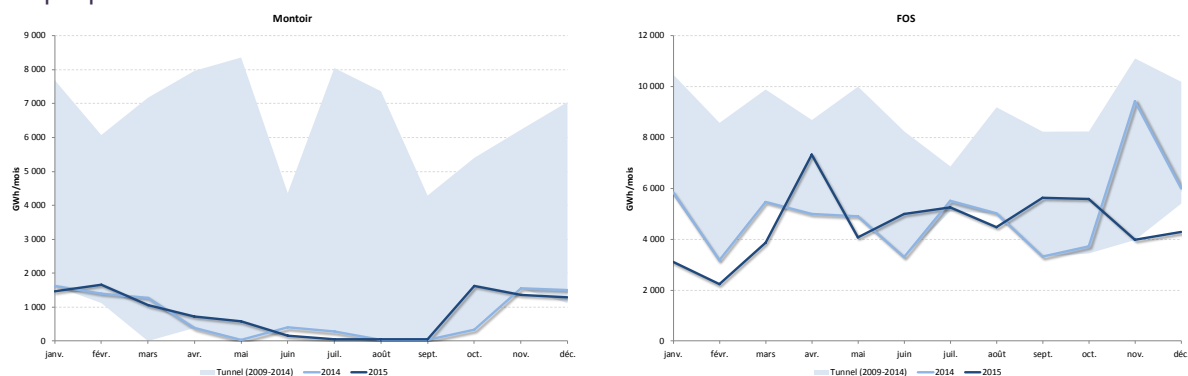
Graphique 47 : Niveaux des stocks en France





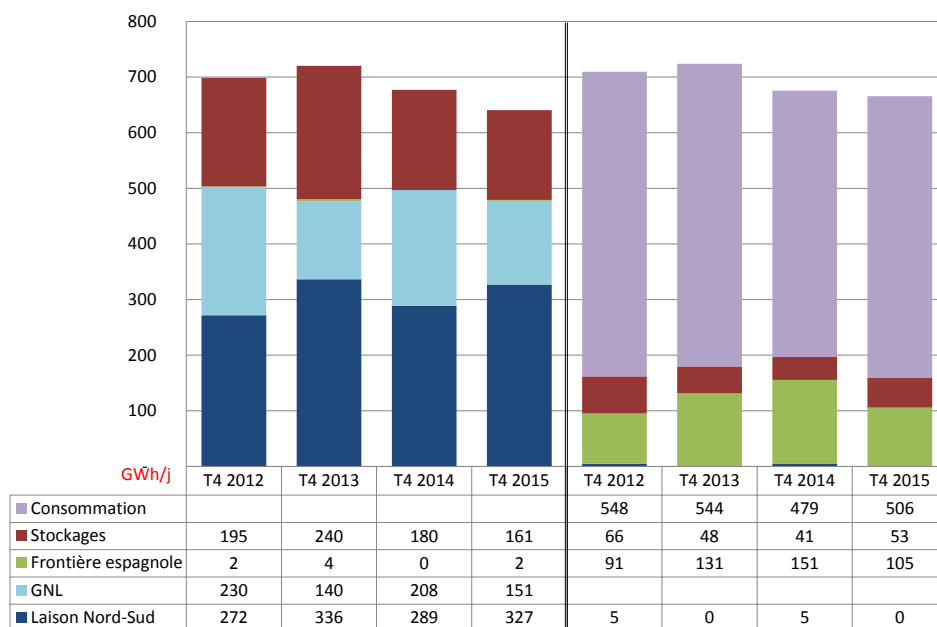
Source: Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 48 : Emissions des terminaux méthaniers



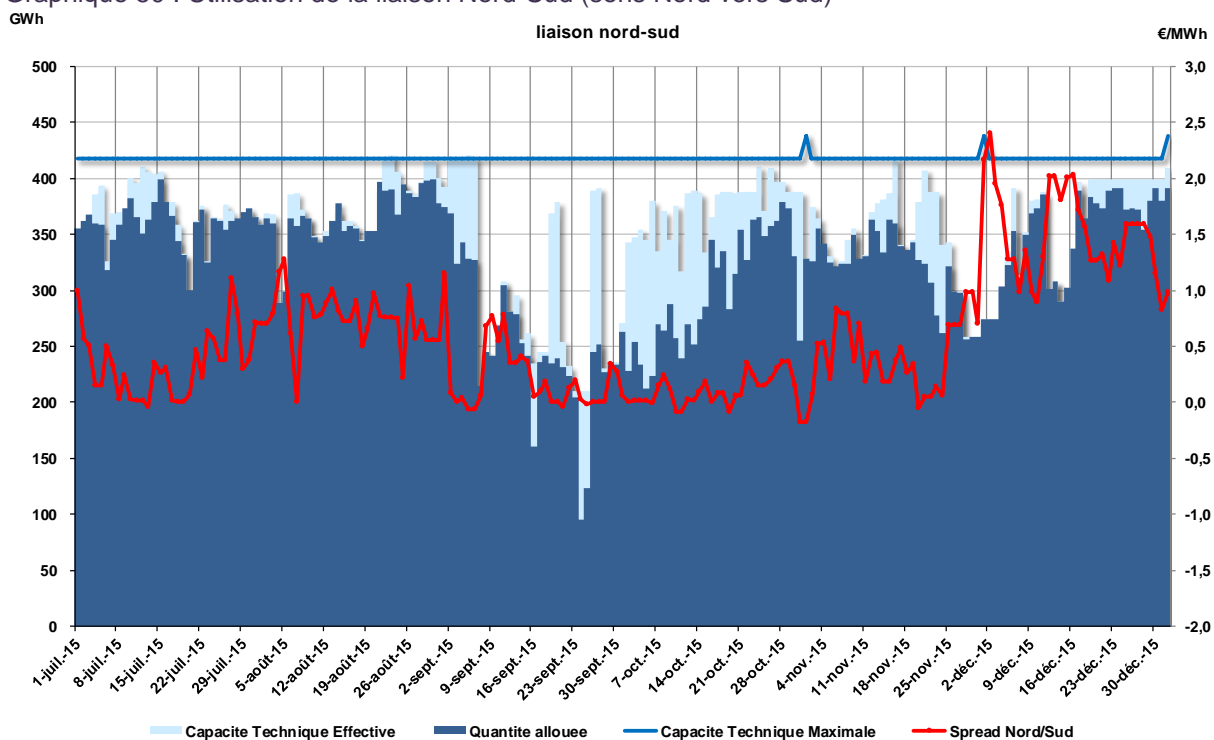
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 49 : Bilan entrée / sortie de la zone sud



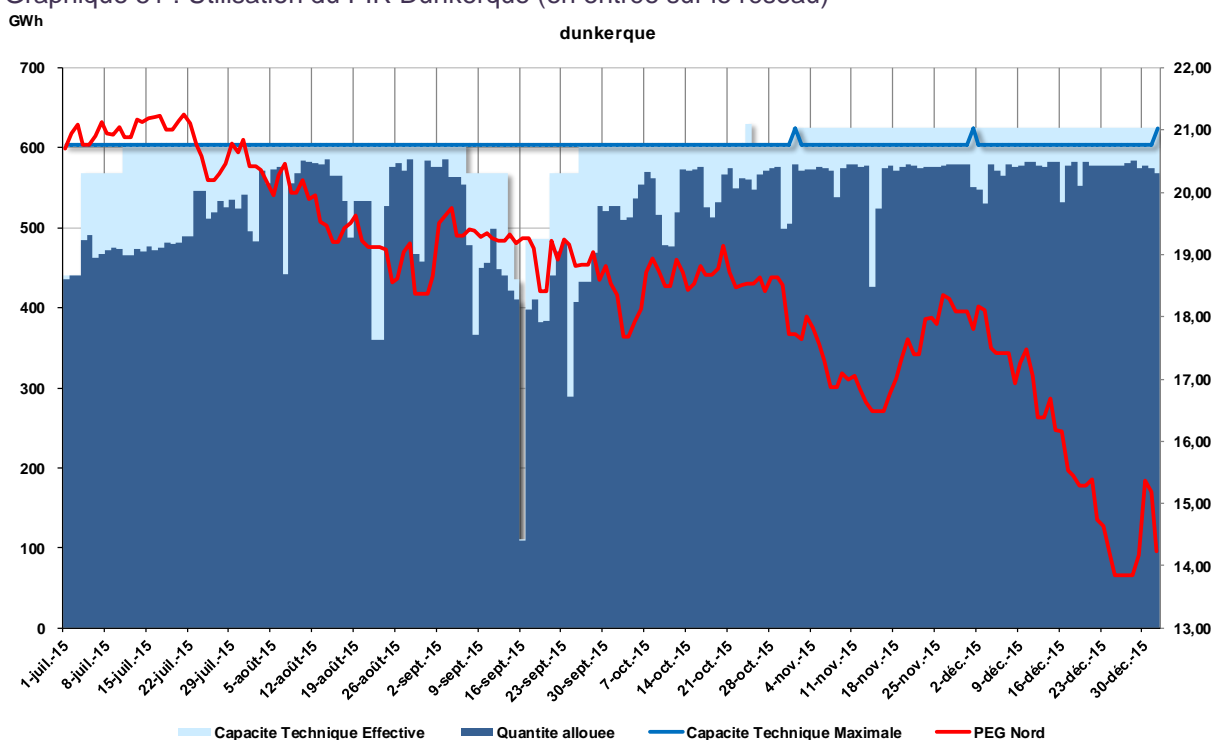
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



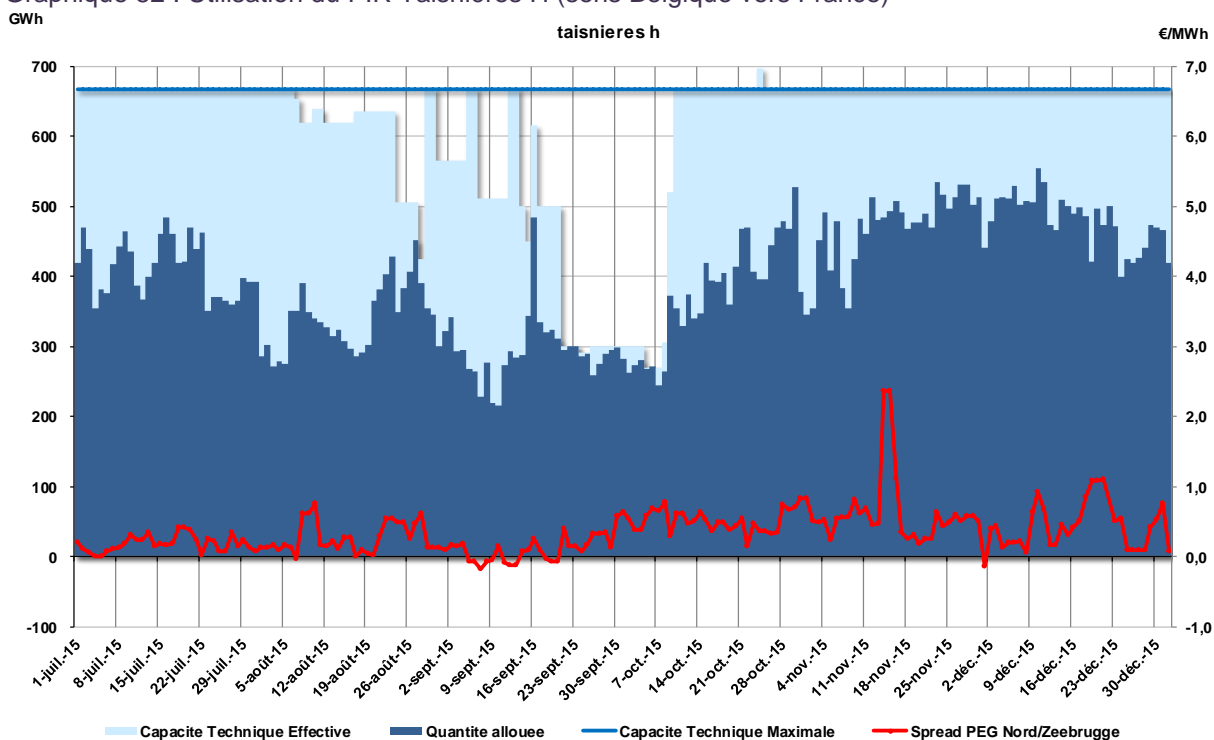
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



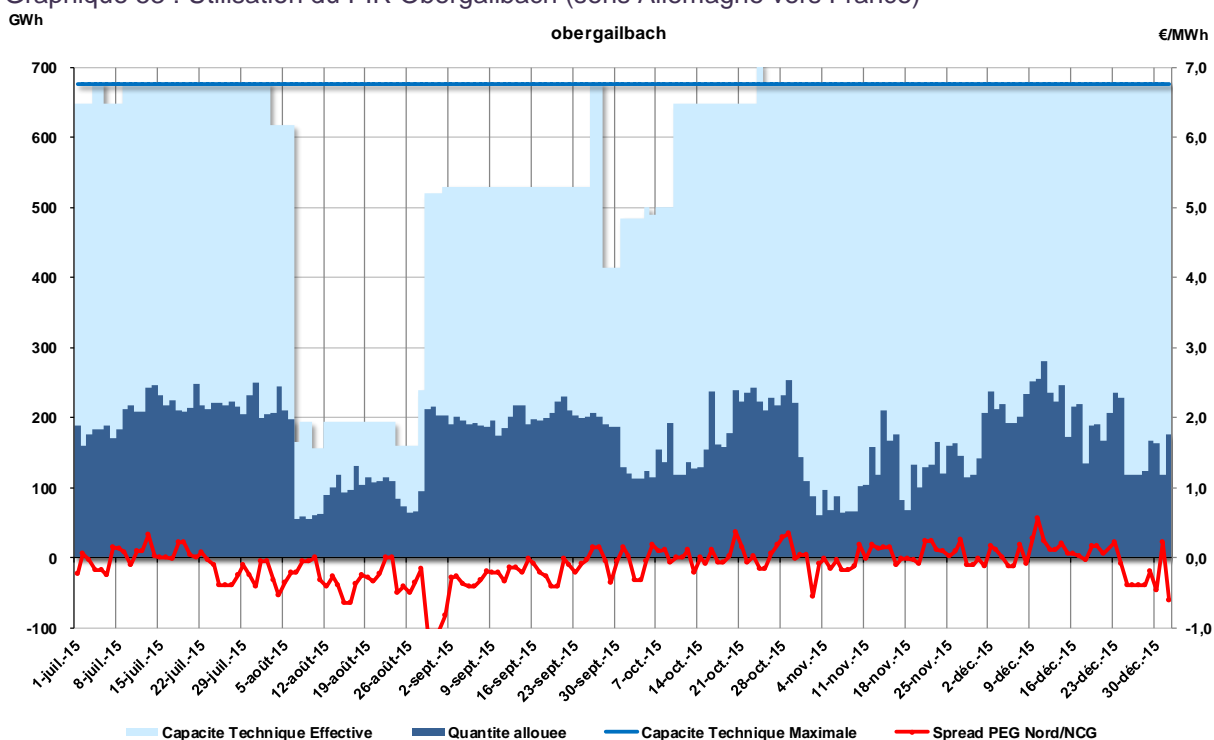
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

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



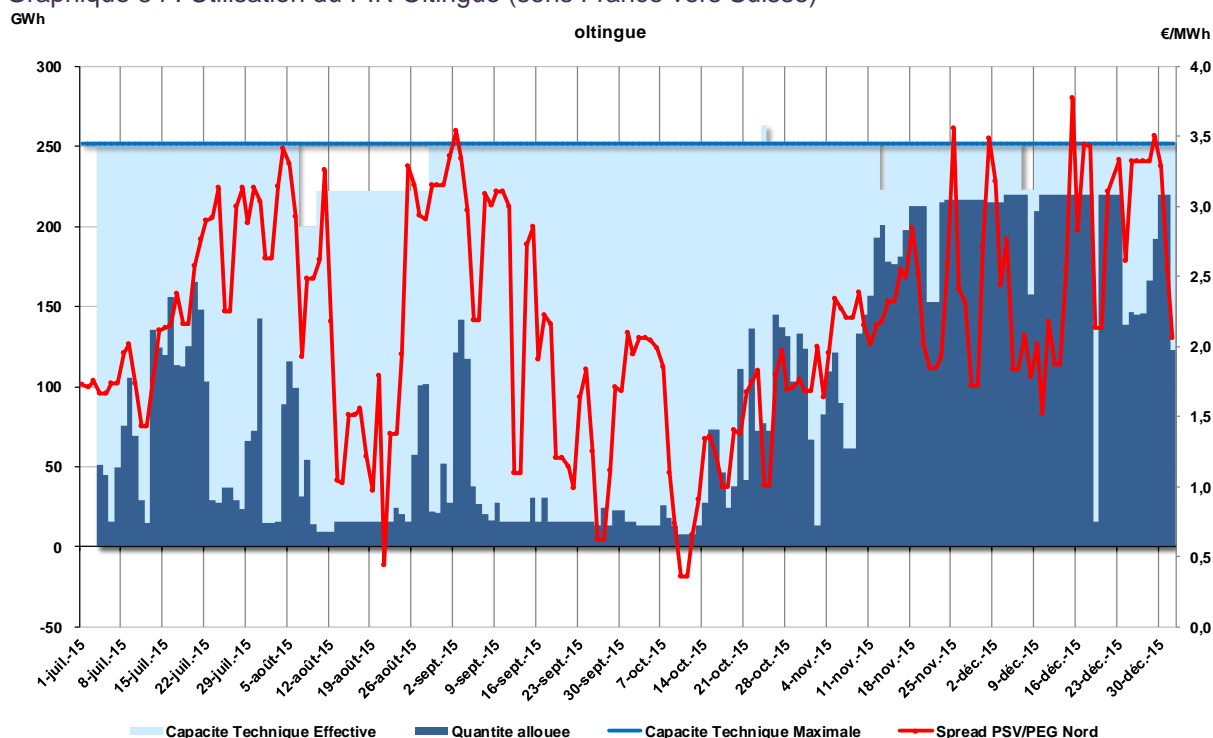
Source: Pownext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



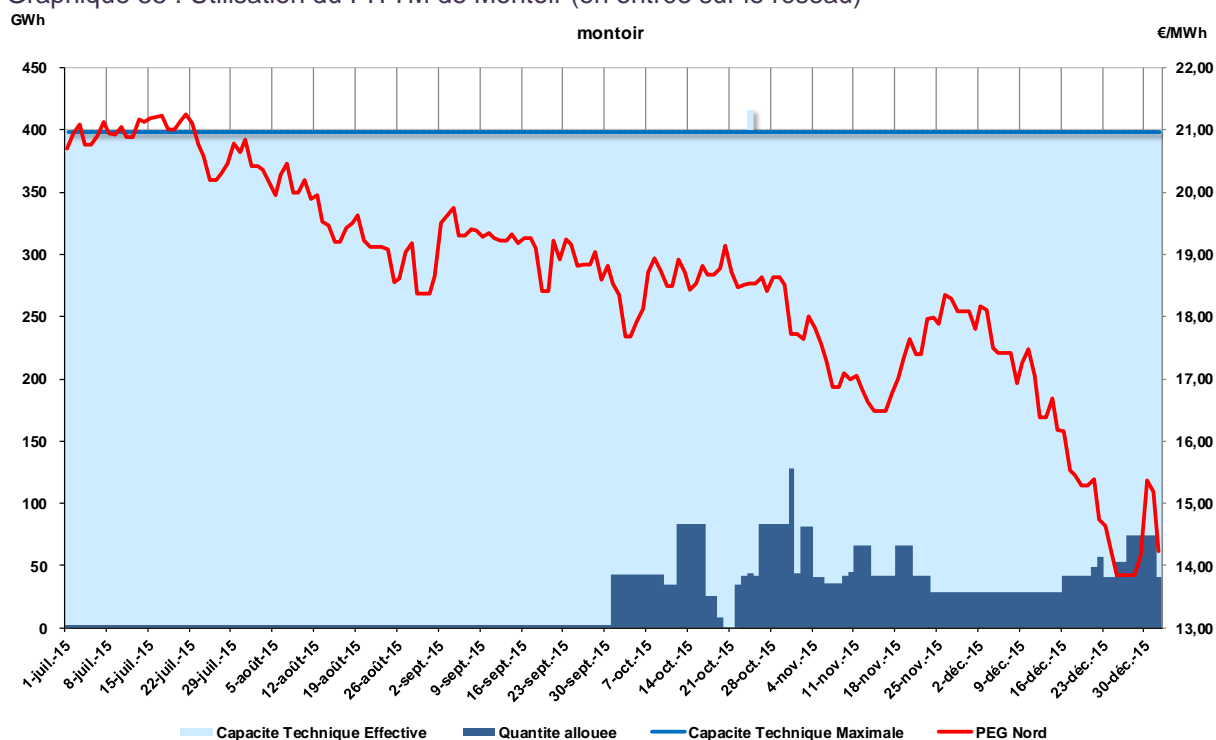
Source: Pownext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



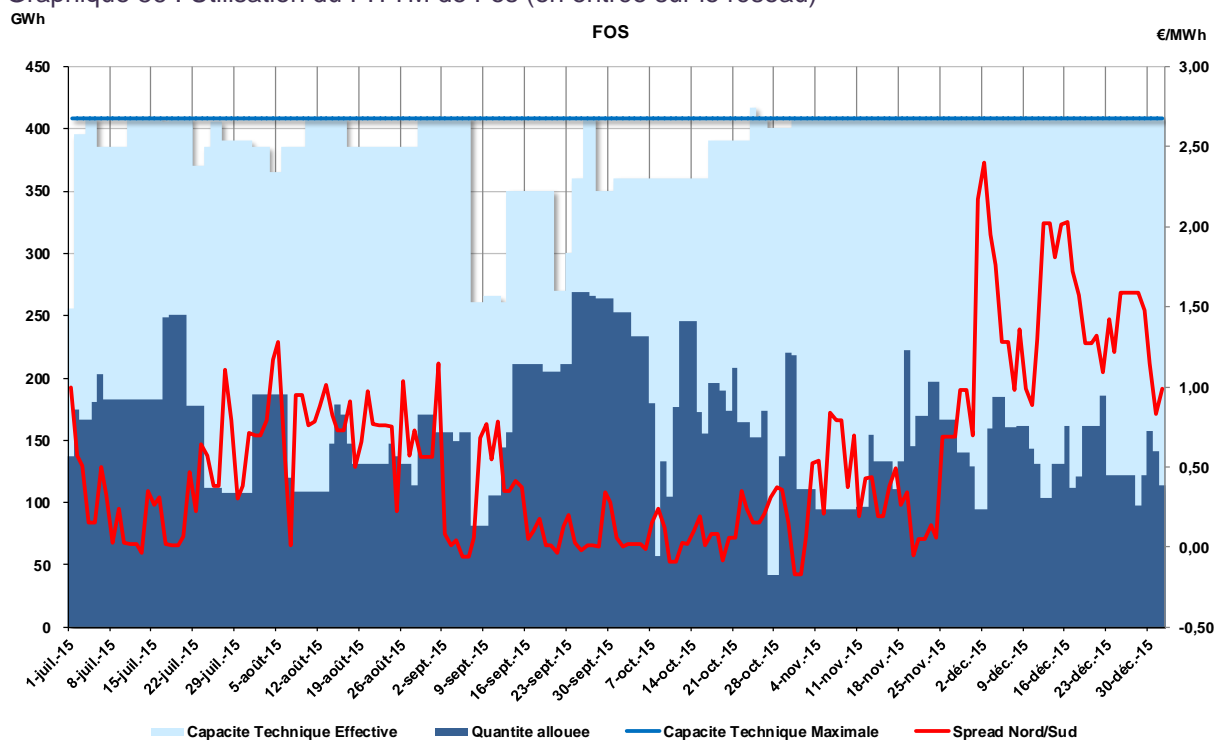
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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

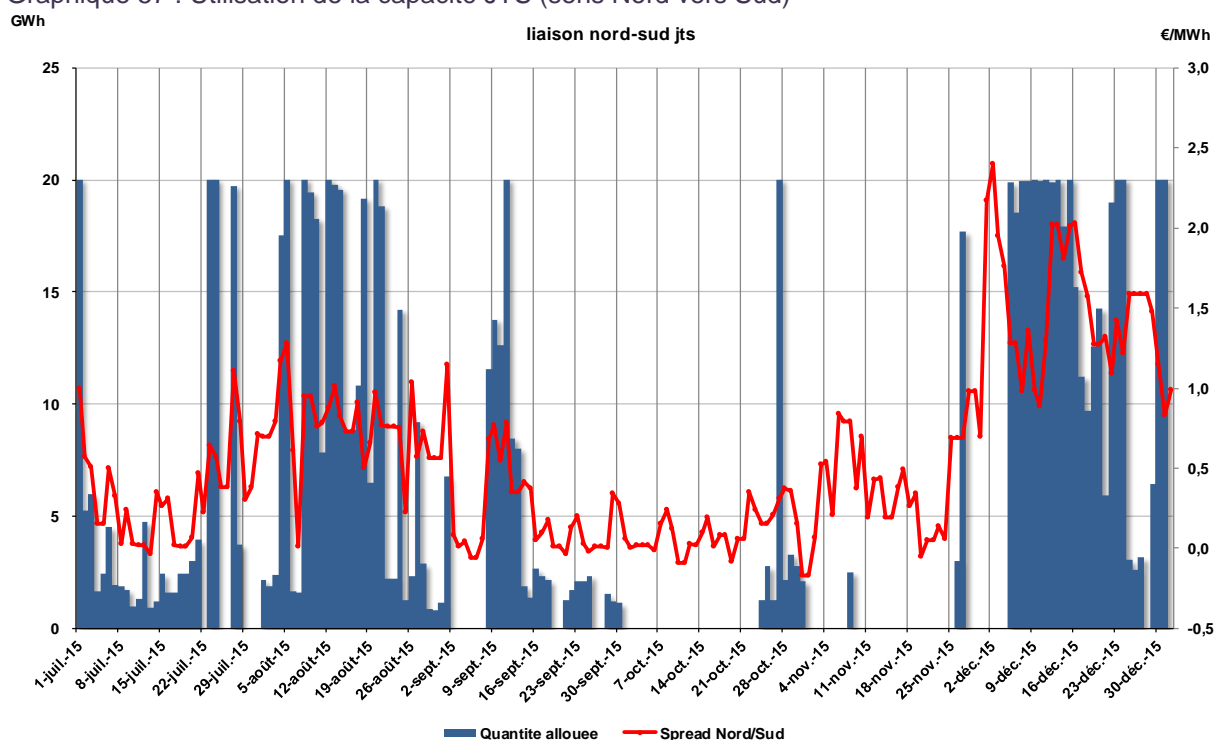


Source: GRTgaz – Analyse : CRE

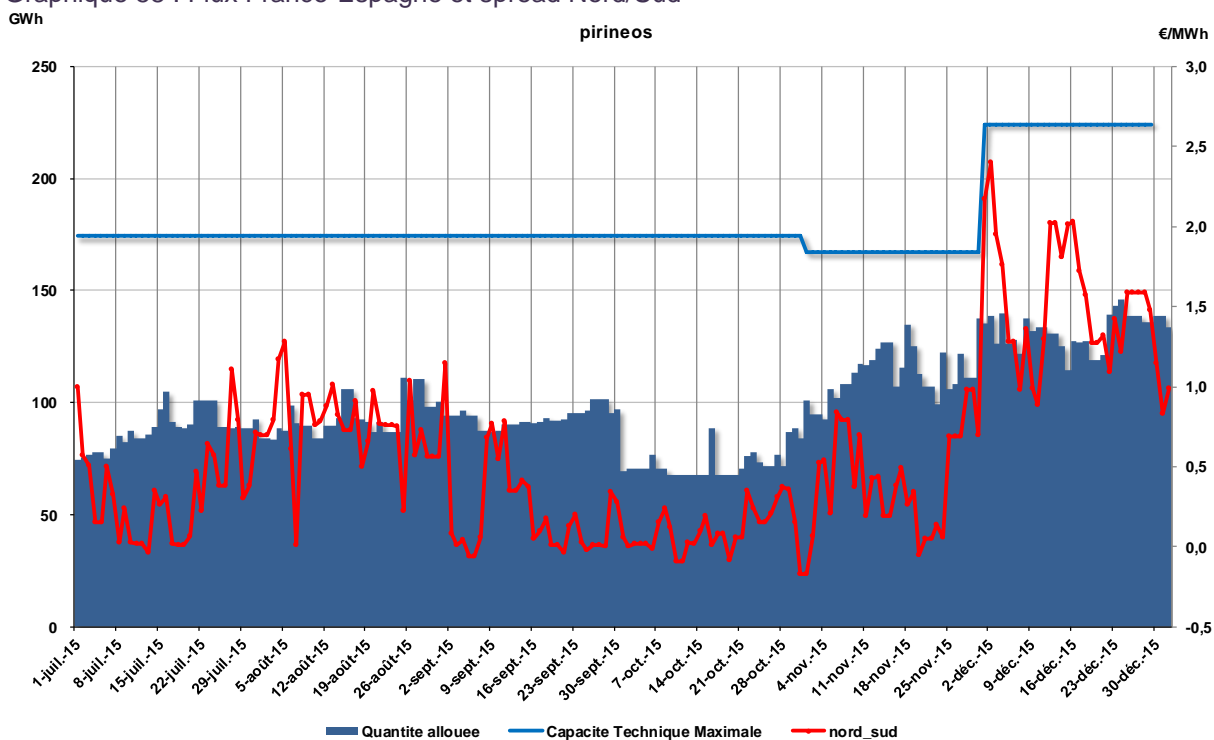
Graphique 56 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



Graphique 57 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)

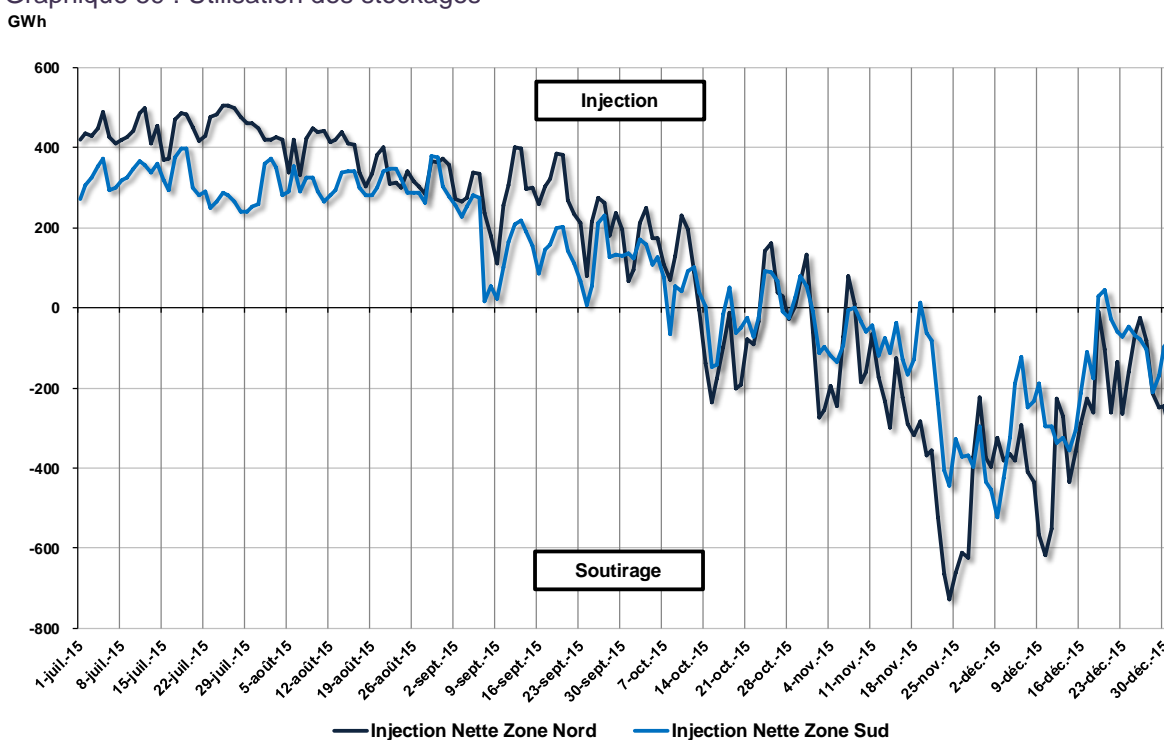


Graphique 58 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



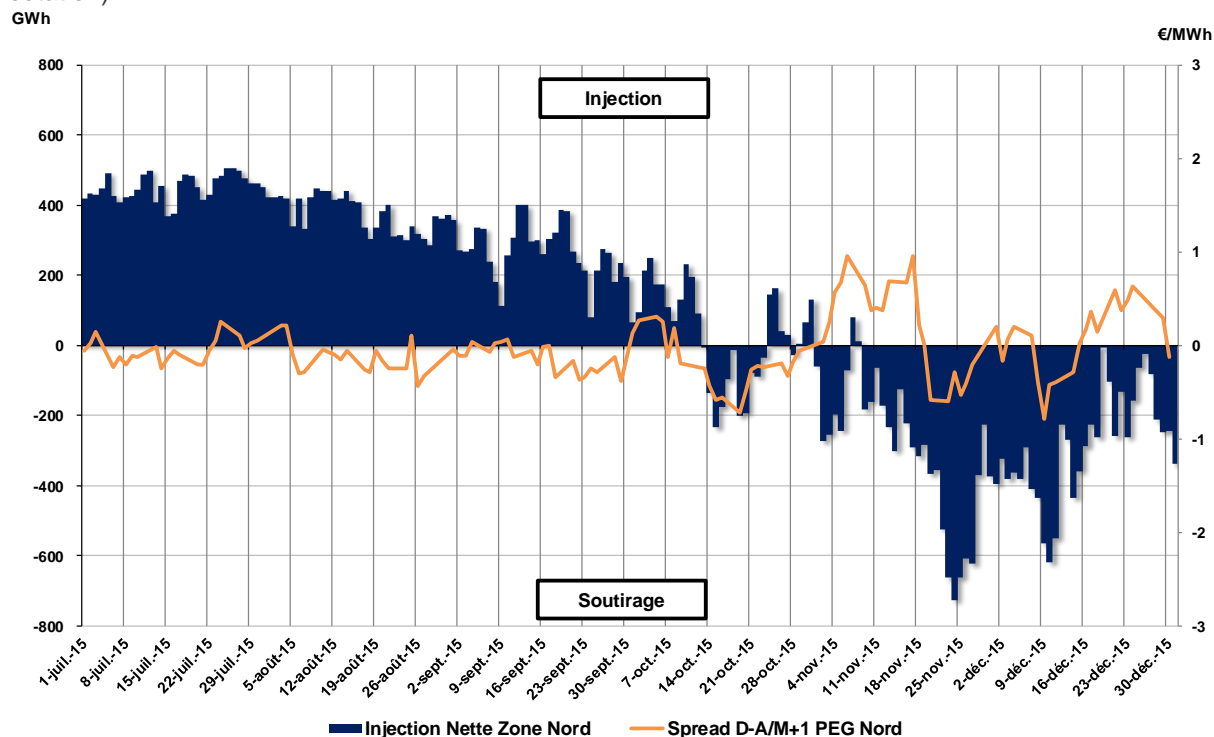
Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 59 : Utilisation des stockages



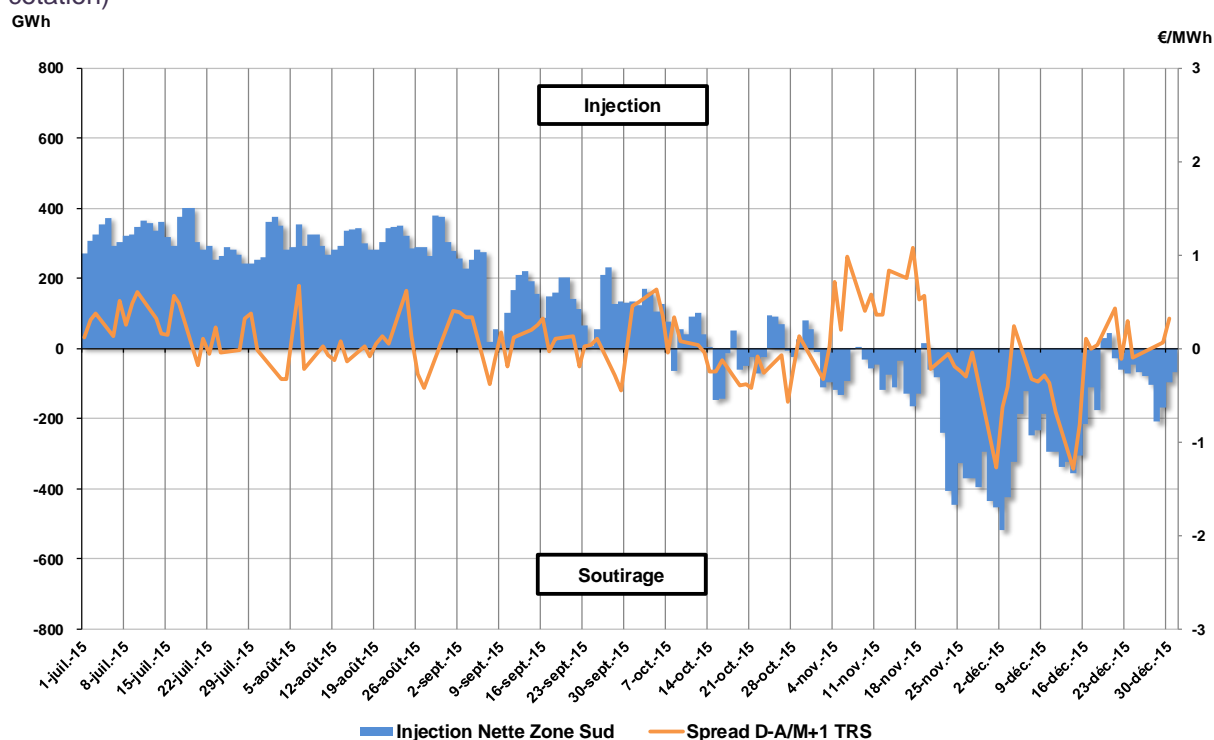
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



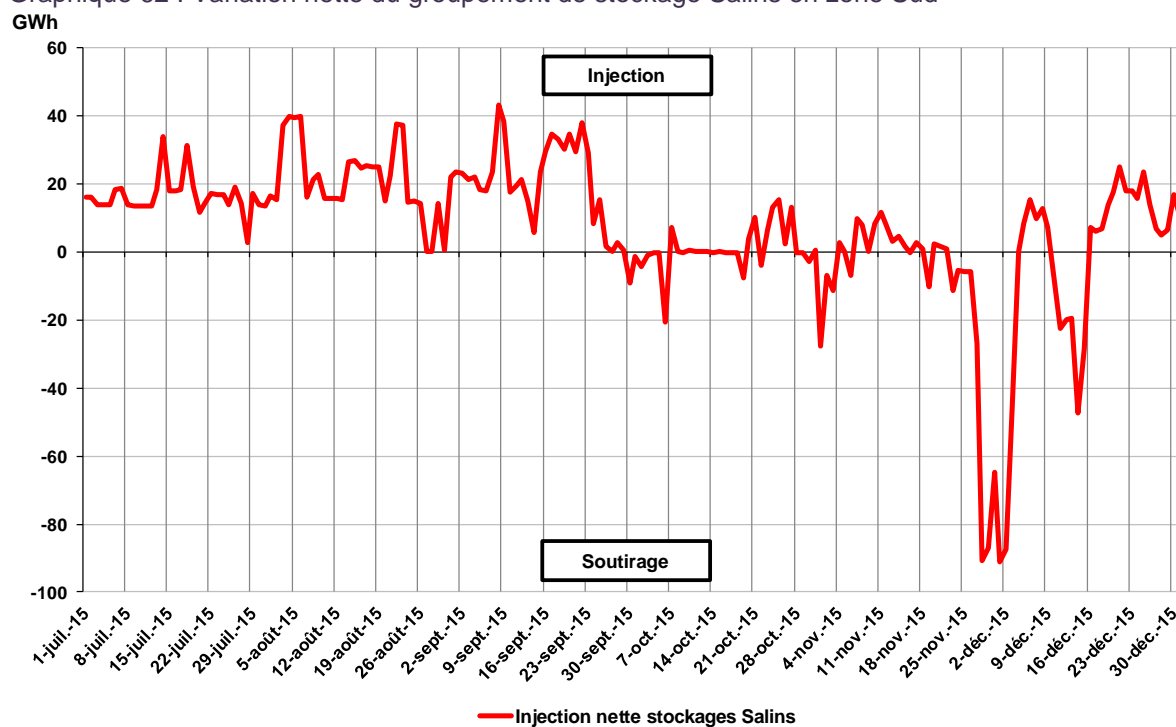
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Marché de gros du CO₂

I. Principales dates

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

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

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

6 octobre 2015 : le Conseil européen approuve formellement la proposition de réforme de la Commission européenne visant à établir une réserve de stabilité de marché EU ETS. La MSR sera mise en place en 2018 et les premiers quotas seront placés dans la réserve dès le 1^{er} janvier 2019.

12 décembre 2015 : Accord universel sur le climat à la suite de la COP21 (21^{ème} Conférence des Parties) qui s'est tenue à Paris.

II. Chiffres clés

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	2126	2084	1476	1682	2031	20,74%	349	-4%	-95
Volumes EUA	2064	2059	1458	1655	2000	21%	345	-3%	-64
<i>bourse</i>	1715	1737	1214	1368	1604	17%	236	-6%	-111
<i>brokers</i>	349	322	244	287	396	38%	109	14%	47
Volumes CER	62	24	17	27	31	15%	4	-50%	-31
<i>bourse</i>	39	20	13	22	23	5%	1	-41%	-16
<i>brokers</i>	23,0	4,4	4,4	5,0	8,1	62%	3,1	-65%	-14,9
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	113	213	201	205	122	-40%	-83	8%	9
EUA futurs (Dec'15 à Dec'17)	627	1357	913	983	1354	38%	371	116%	727
<i>Déc'15</i>	442	1141	690	738	778	5%	40	76%	336
<i>Déc'16</i>	122	154	153	155	468	202%	313	284%	346
<i>Déc'17</i>	63	62	70	90	108	20%	18	71%	45

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 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	6,6	7,0	6,9	7,5	7,8	4%	0,32	19%	1,25
Prix moyen spot EUA	6,6	7,0	7,3	8,0	8,4	5%	0,42	27%	1,77
Prix moyen spot CER	0,1	0,0	0,5	0,5	0,6	22%	0,11	756%	0,52
Prix futur (€/tCO₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'15 EUA	6,73	7,07	7,37	8,00	8,44	6%	0,45	25%	1,71
Prix moyen Déc'16 EUA	6,87	7,18	7,45	8,08	8,47	5%	0,39	23%	1,60
Prix moyen Déc'17 EUA	7,03	7,32	7,56	8,19	8,57	5%	0,38	22%	1,54
CER									
Prix moyen Déc'15 CER	0,47	0,43	0,45	0,48	0,61	27%	0,13	28%	0,13
Prix moyen Déc'16 CER	0,47	0,43	0,44	0,45	0,53	17%	0,08	12%	0,06
Prix moyen Déc'17 CER	0,47	0,43	0,44	0,44	0,53	20%	0,09	12%	0,06

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

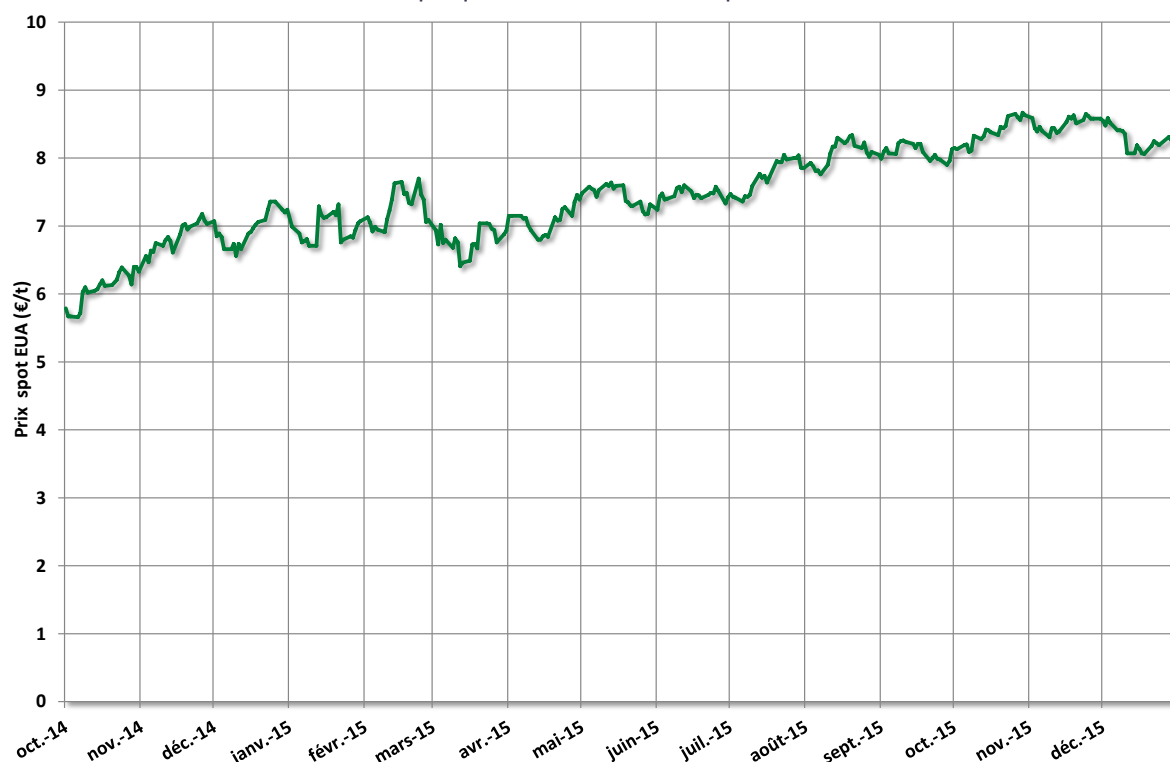
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2015 / T3 2015		Variation annuelle T4 2015 / T4 2014	
	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	57,1	53,7	52,2	48,7	42,7	-12%	-6,1	-25%	-14,4
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	26,3	22,3	21,7	23,1	22,2	-4%	-0,9	-16%	-4,2
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	1,0	0,2	-1,2	2,8	5,0	79%	2,2	387%	3,9

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

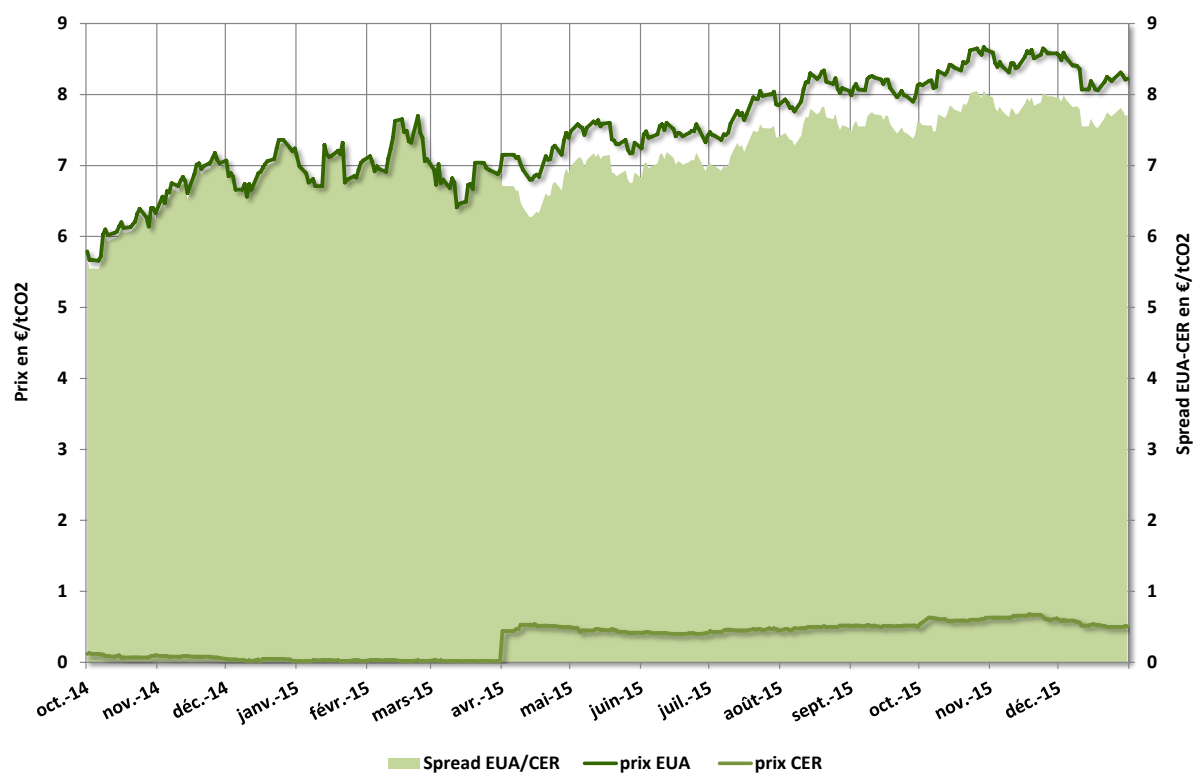
III. Graphiques

Graphique 63 : Evolution des prix EUA



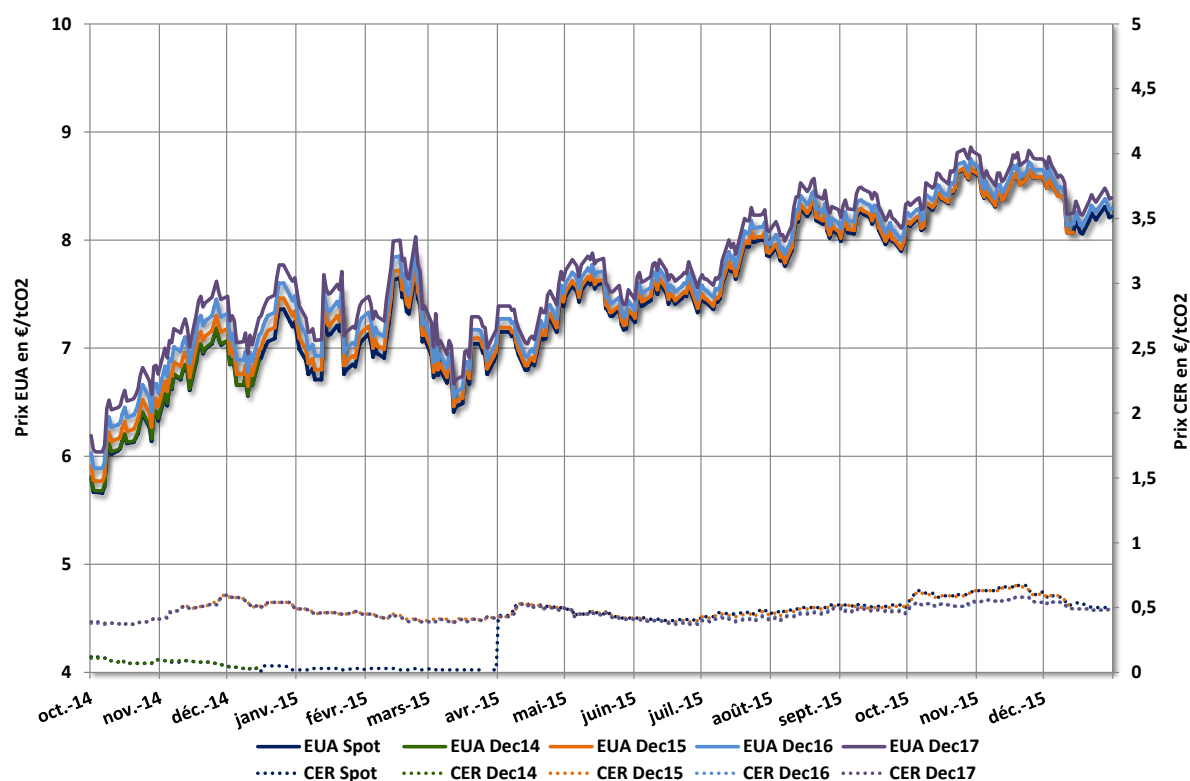
Source : ECX

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



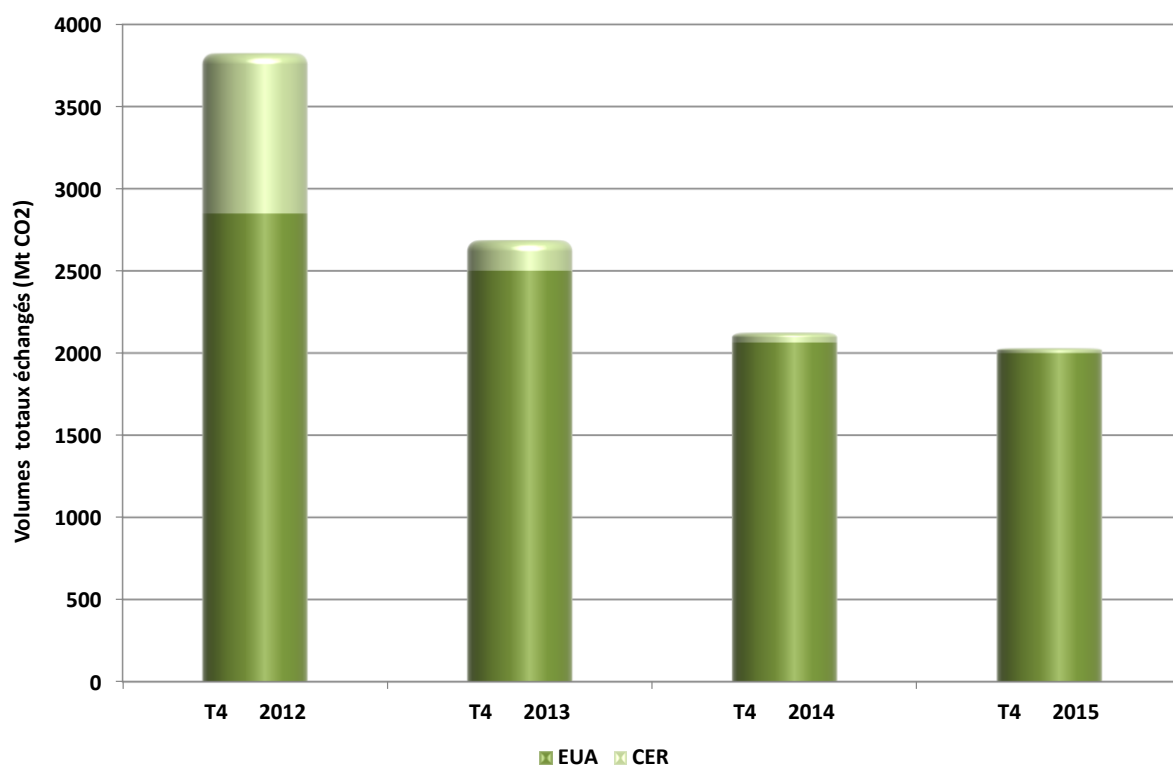
Sources : ECX

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



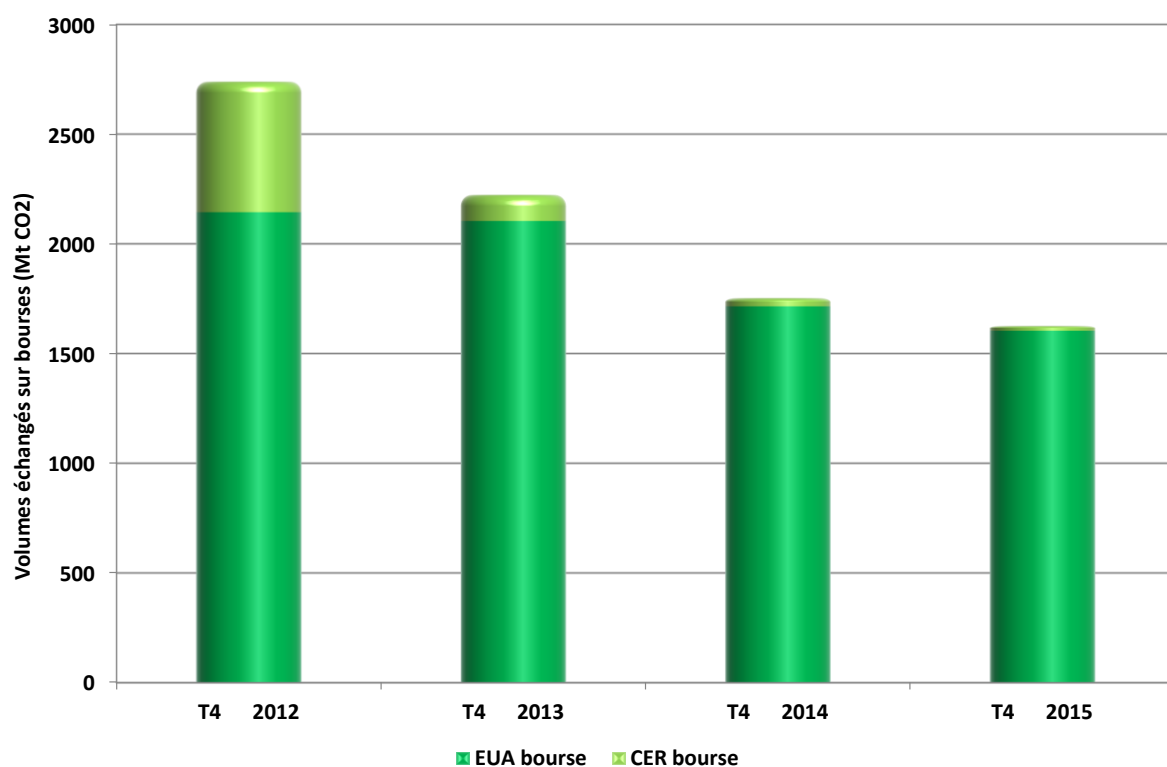
Sources : ECX.

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



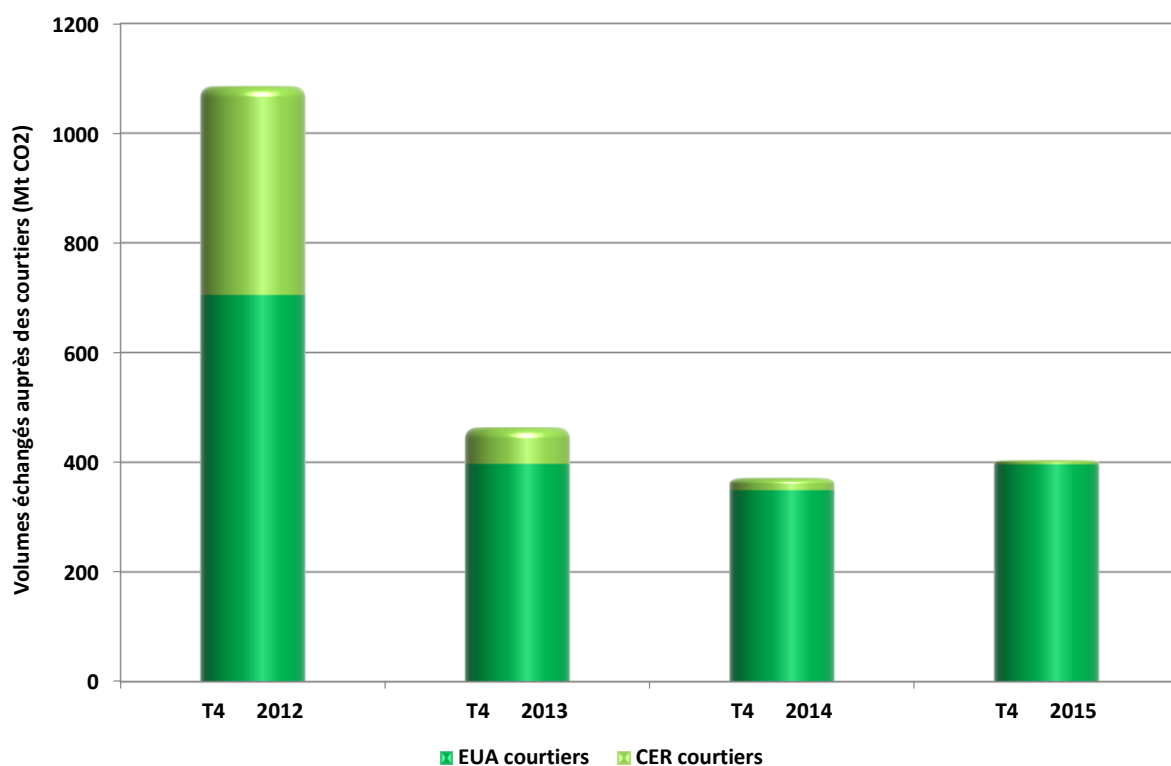
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

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



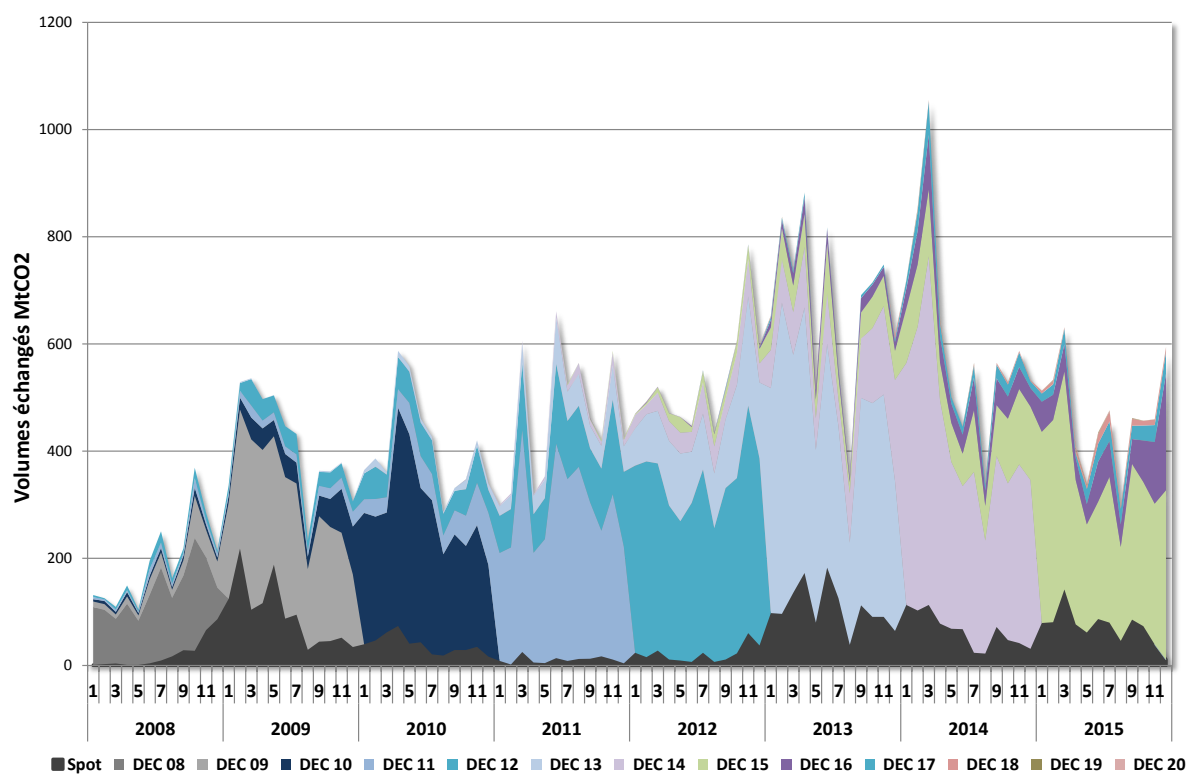
Sources : Bluenext, ECX, EEX

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



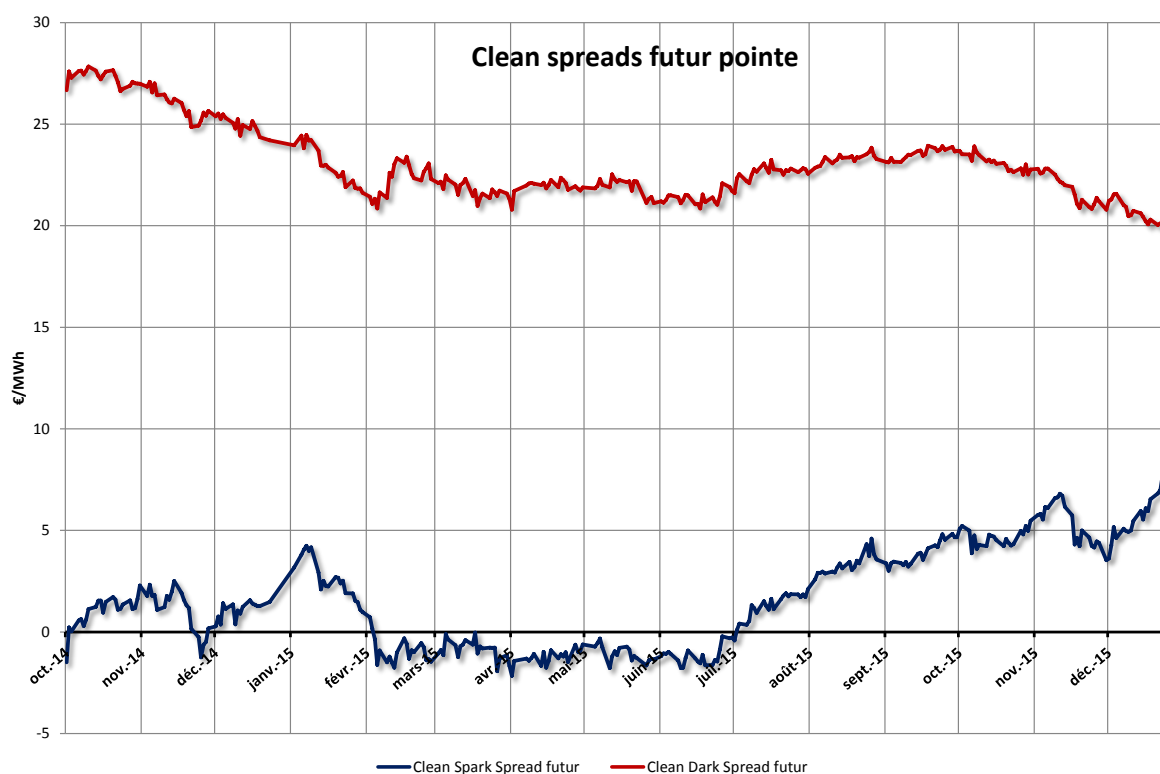
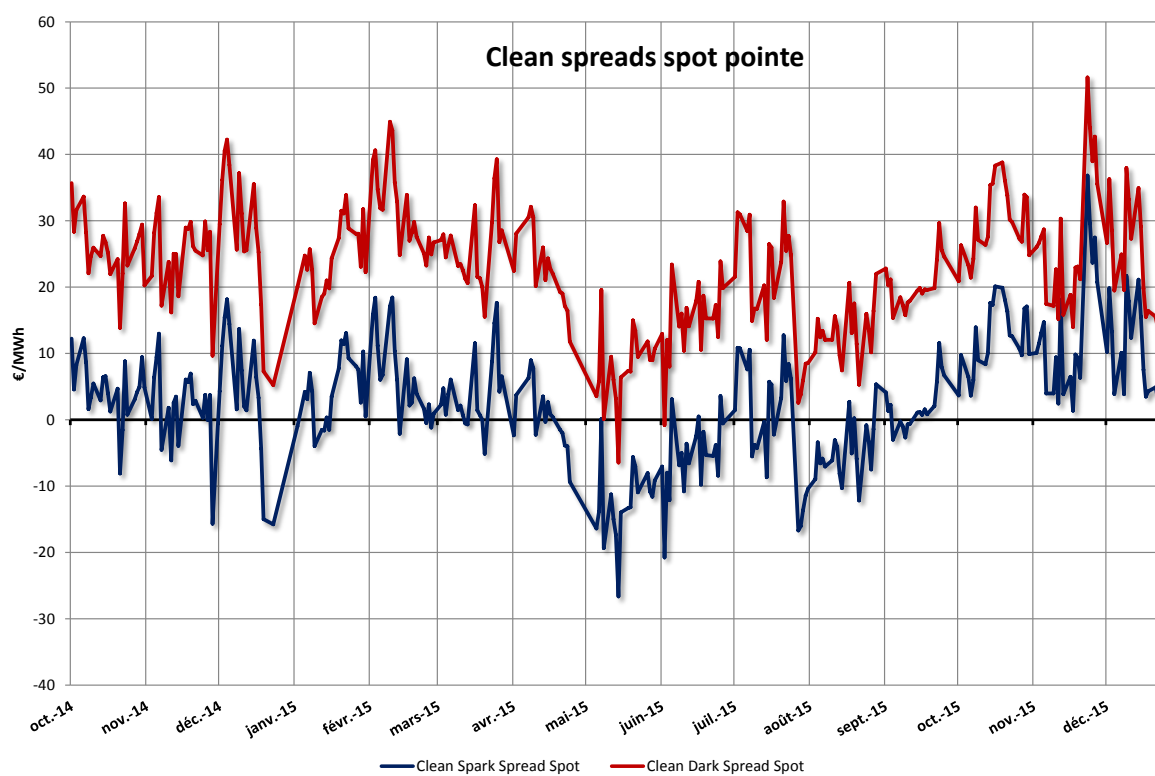
Sources : LEBA

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



Sources : ECX, EEX.

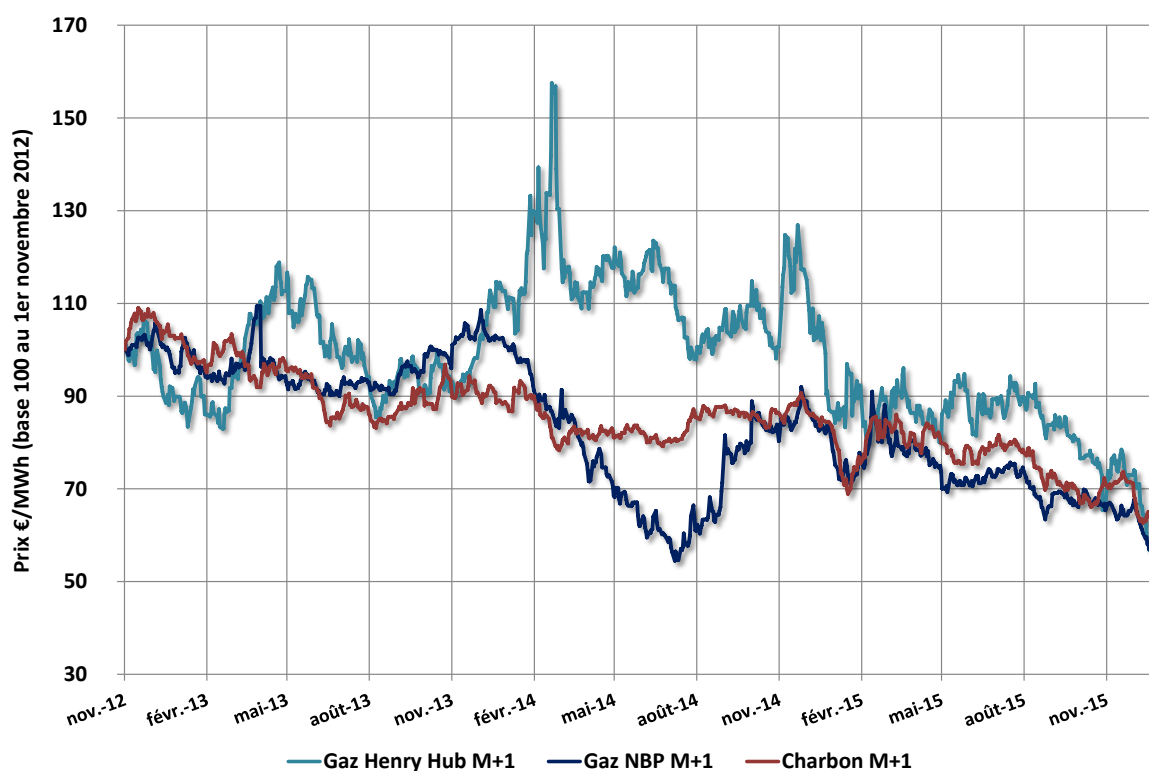
Graphique 70 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)



Clean Dark Spread (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$	Clean Spark Spread (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$
<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh) • p_C prix M+1 ou Y+1 charbon (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO₂ (€/MWh) • α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon² • β le facteur d'émission charbon³ 	<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh) • p_G prix M+1 ou Y+1 gaz PEG Nord (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO₂ (€/MWh) • γ le rendement gaz⁴ • δ le facteur d'émission gaz⁵

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

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



Sources : Heren, EEX.

² 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.

³ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon

⁴ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

⁵ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO₂ / MWh pour les centrales à gaz

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)⁶** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**, la bourse française de l'électricité : www.pownernext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :**
- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
 - **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

Glossaire propre au marché de gros du gaz

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

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

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

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

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

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

Gaz non conventionnels : les gaz non conventionnels regroupent trois types de gaz naturel : les gaz de schistes (ou shale gas), les gaz houille (ou coal bed methane) et les gaz de réservoir compact (ou

⁶ « Over the Counter » ou de gré à gré

tight gas). À la différence des gaz dits conventionnels, les gaz non conventionnels sont présents dans des roches à faible perméabilité difficiles d'accès. Leur extraction est faite à l'aide de deux techniques : le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

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

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

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

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

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

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

Point d'échange de gaz (PEG) : point virtuel du système gazier français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Avant avril 2015, il existait trois PEG en France, chacun rattaché à une zone d'équilibrage. La fusion des PEG Sud et TIGF, pour créer la TRS (Trading Region South), a réduit le nombre de points d'échange à deux.

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

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

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

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

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

Glossaire propre au marché de gros du CO₂

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EU ETS : voir SEQUE

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

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

Mise en réserve : voir *set aside*

Permis d'émission : voir quotas d'émission

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

Phase III : troisième phase du 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	12
Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre	12
Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre	13
Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production.....	13
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	13
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	13
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité	14
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	52
Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	52
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux	52

LISTE DE GRAPHIQUES

Graphique 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre	4
Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre	5
Graphique 3 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon au T4 2015	6
Graphique 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France	8
Graphique 5 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	15
Graphique 6 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	15
Graphique 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédiaire et sur la bourse EPEX SPOT	16
Graphique 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	16
Graphique 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	17
Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	18
Graphique 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	18
Graphique 12 : Prix day-ahead base sur EPEX SPOT	19
Graphique 13 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT	19
Graphique 14 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	20
Graphique 15 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne	21
Graphique 16 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe	21
Graphique 17 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	22
Graphique 18 : Consommation française	23
Graphique 19 : Disponibilité du parc nucléaire français	23
Graphique 20 : Taux de production de la filière nucléaire	24
Graphique 21 : Production de la filière charbon	25
Graphique 22 : Production de la filière gaz	25
Graphique 23 : Taux de production hydraulique	26
Graphique 24 : Production de la filière renouvelable	26
Graphique 25 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)	27
Graphique 26 : Solde exportateur français	27
Graphique 27 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T4 2015	28
Graphique 28 : Indice de concentration HHI – injections T4 2015	28
Graphique 29 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2015	29
Graphique 30 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe	33
Graphique 31 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	34
Graphique 32 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	34
Graphique 33 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	35
Graphique 34 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	35
Graphique 35 : Écart de prix entre l'hiver et l'été au PEG Nord	36
Graphique 36 : Prix mondiaux du gaz	36
Graphique 37 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	37
Graphique 38 : Livraisons aux PEG	38
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit	38
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	39
Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	39
Graphique 42 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	40
Graphique 43 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	40
Graphique 44 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	41
Graphique 45 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	41
Graphique 46 : Consommation de gaz en France	42
Graphique 47 : Niveaux des stocks en France	42
Graphique 48 : Emissions des terminaux méthaniers	43
Graphique 49 : Bilan entrée / sortie de la zone sud	43
Graphique 50 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)	44
Graphique 51 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)	44
Graphique 52 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)	45
Graphique 53 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	45
Graphique 54 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)	46

Graphique 55 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)	46
Graphique 56 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)	47
Graphique 57 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	47
Graphique 58 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud.....	48
Graphique 59 : Utilisation des stockages.....	48
Graphique 60 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation).....	49
Graphique 61 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	49
Graphique 62 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud	50
Graphique 63 : Evolution des prix EUA.....	53
Graphique 64 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER	53
Graphique 65 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER.....	54
Graphique 66 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers	54
Graphique 67 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse	55
Graphique 68 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers.....	55
Graphique 69 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	56
Graphique 70 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)	57
Graphique 71 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)	58