



Marchés de gros

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

3^e trimestre 2015

CONTENU

Introduction	3
Faits marquants du trimestre	4
Marché de gros de l'électricité.....	4
Marché de gros du gaz	7
Marché de gros du CO₂.....	9
Indicateurs	10
Marché de gros de l'électricité.....	10
I. Principales dates.....	10
II. Chiffres clés	11
III. Graphiques.....	14
Marché de gros du gaz	29
I. Principales dates.....	29
II. Chiffres clés	30
III. Graphiques.....	32
Marché de gros du CO₂.....	48
I. Principales dates.....	48
II. Chiffres clés	49
III. Graphiques.....	50
Glossaire	56
Glossaire commun	56
Glossaire propre au marché de gros de l'électricité	56
Glossaire propre au marché de gros du gaz.....	57
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.

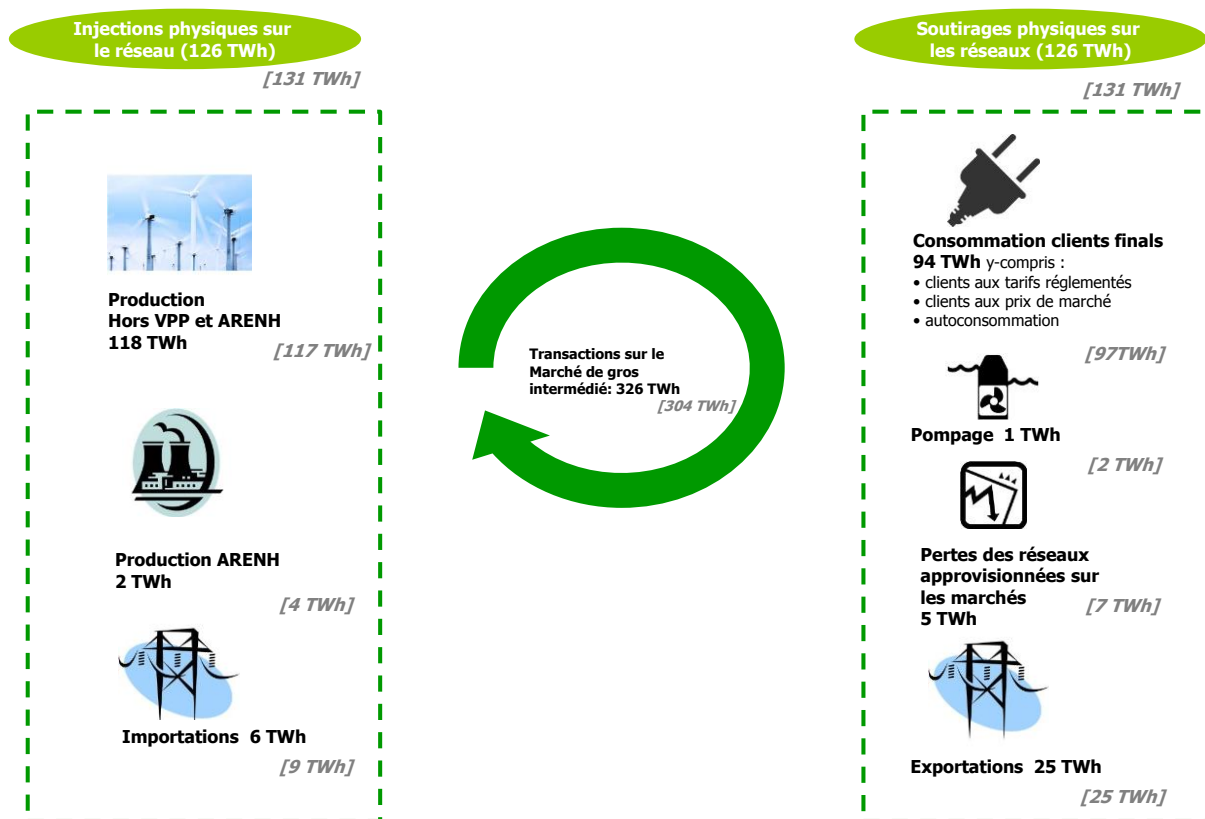
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

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 [T2 2015] et T3 2015

Un niveau de consommation proche de celui du T3 2014

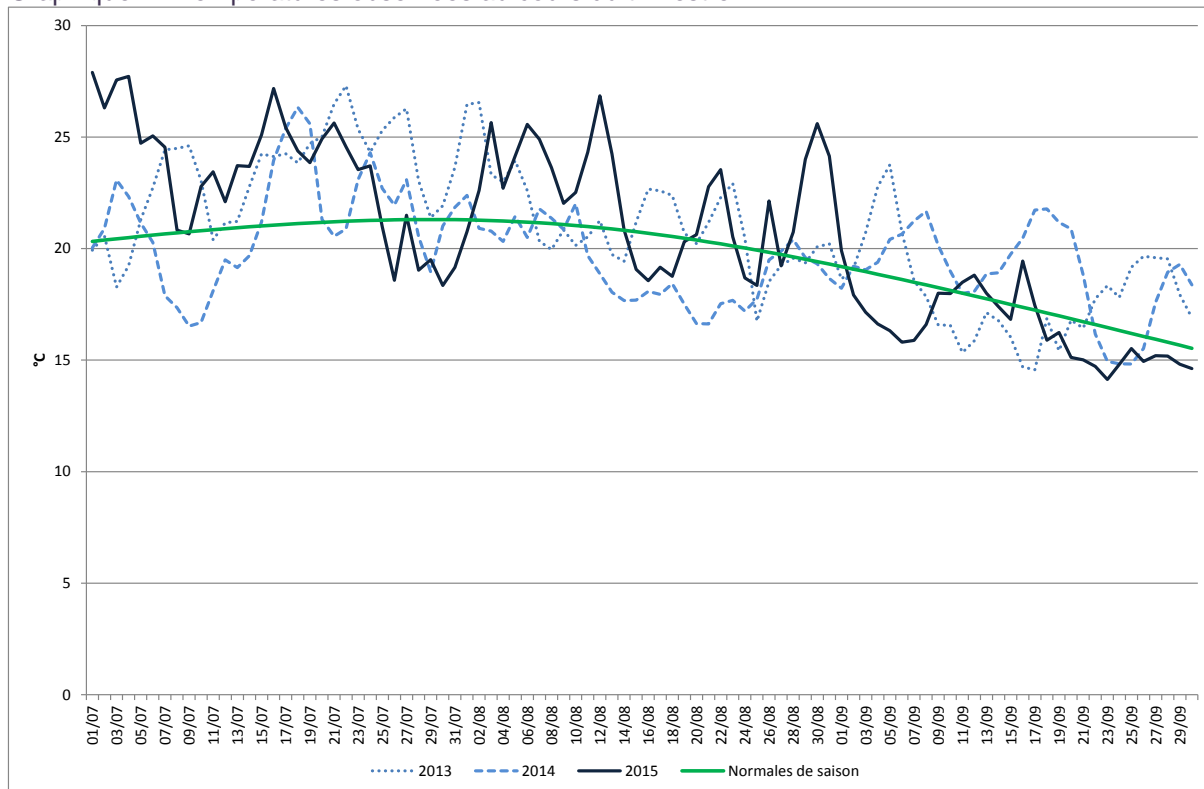
Le troisième trimestre 2015 a été marqué par des températures relativement douces, avec un écart moyen de 1°C au-dessus des normales de saison. Le mois de juillet a été le mois le plus en écart avec les normales (+2°C). A l'inverse le mois de septembre a été marqué par des températures plus fraîches, légèrement en dessous des normales (environ - 1°C). Dans ce contexte, le niveau de consommation a augmenté de 2% au mois de juillet 2015 par rapport à la même période au T3 2014 (Graphique 18). Sur l'ensemble du trimestre, la consommation a augmenté de 1% par rapport au T3 2014 (+1 TWh).

Une production hydraulique en baisse

La disponibilité du parc nucléaire a affiché une diminution de 3% par rapport au T3 2014, même si le mois d'août a été marqué par une très bonne disponibilité, atteignant même des niveaux historiquement hauts (Graphique 19). Dans ce contexte, la production nucléaire a affiché une augmentation de 1% sur le T3 2015, avec une forte production au cours du mois d'août (Graphique 20).

En raison d'une pluviométrie contrastée sur le pays au cours du T3 2015 et déficitaire au mois de juillet (de l'ordre de 40%), le taux de production hydraulique a affiché une diminution de 30% par rapport au T3 2014 (Graphique 23). Par rapport à l'année 2014, le mois d'août a été marqué par une diminution de 43% du taux de production hydraulique.

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

Augmentation de la production des énergies fossiles

Au cours du T3 2015, la production de la filière gaz a augmenté en moyenne de 36% par rapport au T3 2014 et celle de la filière charbon a augmenté de 23% (Graphique 21 et Graphique 22).

La production éolienne a fortement augmenté au T3 2015 comparé au T3 2014 (+ 63%).

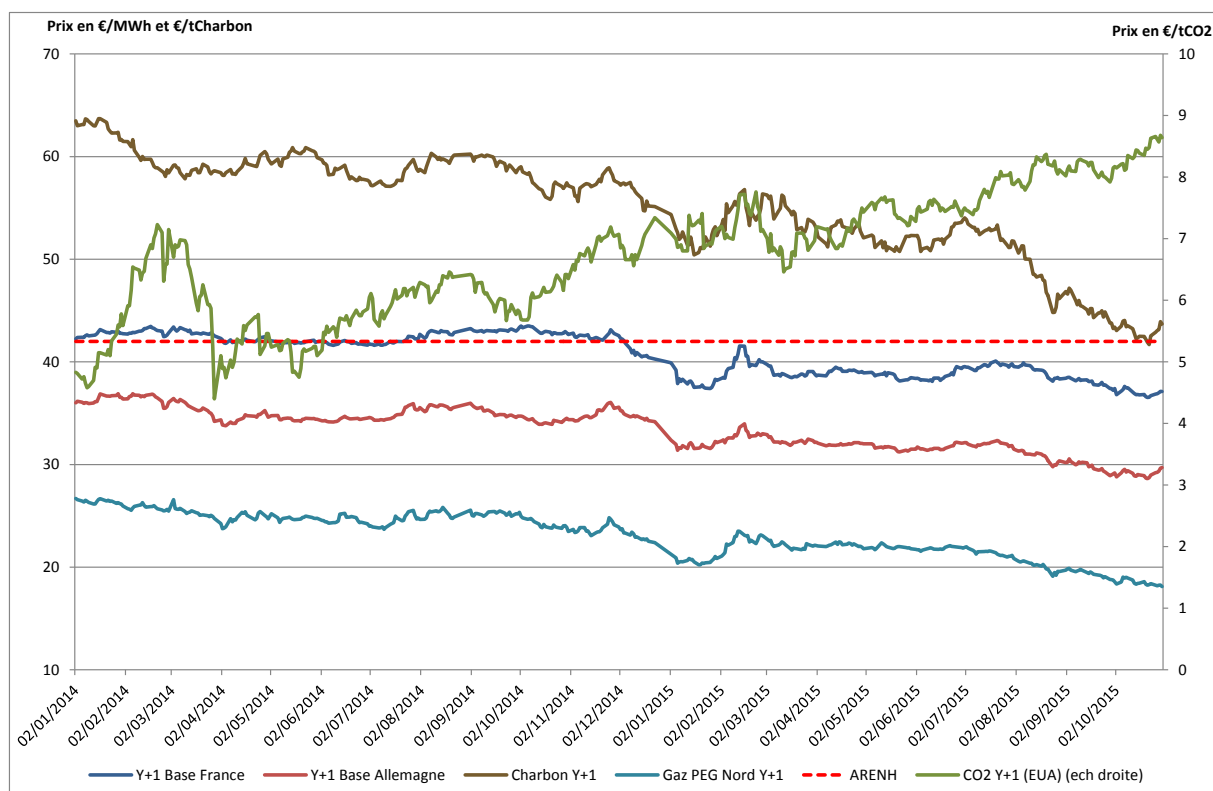
Au cours du troisième trimestre 2015 les prix sur le marché spot ont évolué à des niveaux plus élevés en moyenne qu'au trimestre précédent du fait principalement de la faible production de la filière hydraulique.

Au troisième trimestre 2015, les prix des marchés *day-ahead* et intrajournaliers se sont établis à respectivement 35,8 €/MWh et 35,5 €/MWh en moyenne. Ces prix ont augmentés par rapport au trimestre précédent et se situent à des niveaux plus hauts qu'au T3 2014. En 2014, les prix du troisième trimestre avaient été plus bas que ceux du second (Graphique 11, page 17). Les prix 2015 ont notamment été plus élevés au mois de juillet, s'établissant en moyenne à 37,95 €/MWh, en raison d'une vague de chaleur qui a entraîné une hausse de la consommation (Graphique 12, page 18).

Le prix du produit Calendaire 2016 est tombé en dessous des 37 €/MWh au cours du trimestre 2015 suivant la tendance des cours des combustibles

Le prix du produit Calendaire 2016 a diminué tout au long du troisième trimestre 2015 et s'établissait à 37,23 €/MWh au 30 septembre 2015. Les cours des produits calendaires français et allemand ont baissé respectivement de 7 % et 10 % au cours du trimestre en lien avec la chute des prix des combustibles (– 16 % pour le gaz et – 20 % pour le charbon) bien que le prix du quota EUA soit légèrement remonté à 8 €/tCO₂ (voir Graphique 3 ci-dessous).

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



Source : EEX – Analyse : CRE

Les volumes échangés sur les marchés à terme sont en légère hausse pour les produits mensuels et calendaires.

Le volume de produit Calendaire 2016 échangé a légèrement augmenté comparé au trimestre précédent, porté par le produit Y+2, dont les volumes échangés sont passés de 17,6 TWh au T2 2015 à 33 TWh au T3 2015 (Graphique 10, page 16). Cette hausse des volumes peut s'expliquer par la baisse des prix des produits calendaires, incitant les acteurs à se couvrir pour 2017.

Les volumes échangés des produits trimestriels sont quant à eux en légère baisse de 14 % (Graphique 9, page 16).

Les volumes échangés des produits mensuels sont en hausse par rapport au trimestre précédent, tirés notamment par la hausse de consommation des mois d'automne. De même ils sont en forte augmentation par rapport au troisième trimestre de 2014 (+76%) (Voir Graphique 8, page 15).

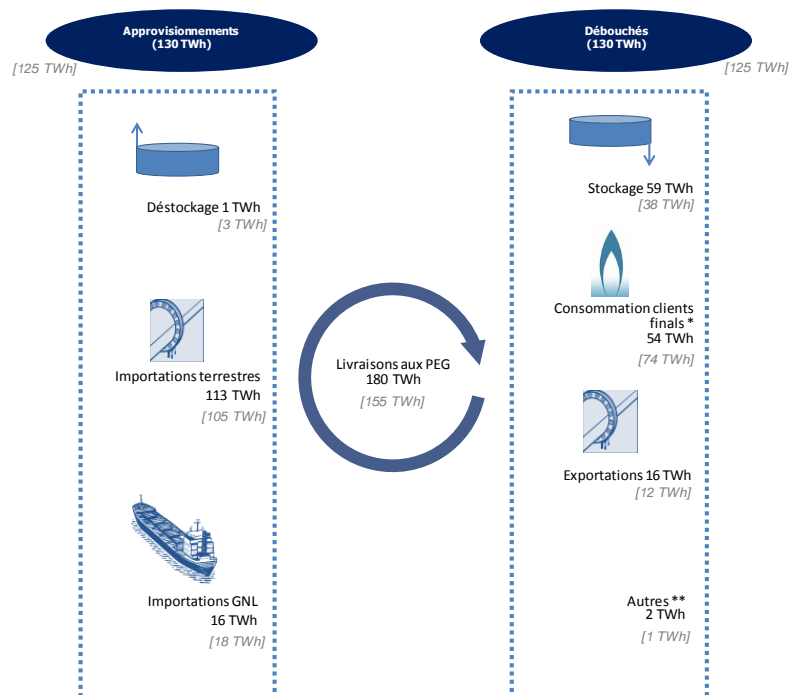
Un solde exportateur en baisse

Les importations ont augmenté au cours de ce troisième trimestre par rapport au T3 2014, avec des augmentations de 73% en période hors pointe et de 35% en période de pointe (Graphique 24). Cependant les exportations sont légèrement en baisse par rapport au T3 2014 (- 2% en période hors pointe et - 5% en période de pointe).

Le solde exportateur se porte ainsi à 17,7 TWh au T3 2015 soit une baisse significative de 14% par rapport au T3 2014 (Graphique 25).

Marché de gros du gaz

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



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T2 2015] et T3 2015

* Inclus 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...)

Des stocks correctement remplis et une demande des centrales au gaz en nette récupération

Au 3^{ème} trimestre 2015, la consommation de gaz en France affiche des niveaux proches de ceux observés pendant la même période en 2014 et en 2013 (+2%) (cf. chiffres clés, page 30, et graphique 44, page 40). La demande des sites fortement modulés (SFM), qui représente notamment la consommation des centrales électriques à cycle combiné gaz, a plus que doublé par rapport au trimestre précédent, affichant des niveaux importants notamment sur les mois de juillet et septembre. Au total sur les trois premiers trimestres de l'année, la demande des SFM a plus que doublé par rapport aux niveaux observés en 2014 et reste 15% au-dessus des niveaux de 2013.

Malgré un écart toujours très faible entre les prix pour livraison sur l'été 2015 et ceux pour livraison sur l'hiver 2015/2016, les stocks de gaz en France ont doublé par rapport au trimestre précédent et clôturé le trimestre à des niveaux relativement proches de ceux observés l'année dernière (-5%) (Graphique 45, page 40). Ce remplissage a représenté une hausse des injections dans les stockages de 19% par rapport à l'année précédente qui a été compensée par des importations plus importantes (+5%), à la fois terrestres et maritimes. Contrairement aux stocks de la zone nord, ceux de la zone sud sont nettement en-dessous des niveaux observés l'année dernière. Au T3 2015, les stocks en zone Sud représentaient 47% des stocks totaux en France, contre 53% au T3 2014. Ce changement reflète l'amélioration durable des conditions d'approvisionnement de cette zone.

Après deux mois de faible activité, les importations de GNL à Fos ont augmenté en septembre à des niveaux proches de ceux observés en avril (Graphique 46, page 41). Cette hausse des importations de GNL a permis d'approvisionner correctement le sud de la France, notamment au cours des périodes de maintenance de la liaison Nord-Sud, et d'empêcher l'apparition d'écarts de prix significatifs entre le PEG Nord et la TRS (Graphique 30, page 33).

Le nord de la France a vu au mois de septembre les premières injections de bio-méthane dans le réseau de transport. Ces injections proviennent de l'unité de traitement de déchets de la SMET 71 qui représentera une capacité de production de gaz de 28 GWh/an en 2016.

Des prix de gros européens en baisse

Après une période de stabilité observée durant le trimestre précédent, les prix spot européens entrent, au cours du mois de juillet, dans une tendance baissière qui entraîne les prix au PEG Nord de 21,25€/MWh à 18,59€/MWh au 30/09/2015 (Graphique 29, page 32). Cette tendance est marquée par une chute rapide des prix au cours du mois d'août durant laquelle les prix des différents marchés européens se sont détachés les uns des autres, jusqu'à 1,37€/MWh entre le NBP et le PEG Nord. Celle-ci est causée par des approvisionnements conséquents en GNL en Angleterre et par la saturation de l'*Interconnector*, qui réalise sur cette période des exports record depuis mai.

Les prix à terme suivent cette même tendance dès le début du mois de juillet à la suite d'un retournement des prix du pétrole après son léger rebond du S1 2015. Ce retournement est lié à la baisse de la prévision de croissance de la Chine et des stocks toujours en hausse (Graphique 33, page 34, et graphique 35, page 35).

Prix volatile du GNL à l'international impactant les marchés européens

Au cours du mois de juillet, en raison d'une demande ponctuelle importante en cargaisons spot, les prix spot asiatiques ont connu une hausse rapide, atteignant un différentiel de 5€/MWh avec le PEG Nord. Néanmoins, tout au long du trimestre, les prix asiatiques se sont progressivement rapprochés des prix européens en réponse à une demande atone et des prix pétroliers en baisse.

Du fait de la dépendance du marché espagnol envers le GNL, cette hausse a tiré les prix de l'AOC vers le haut, avec un spread de plus de 2€ avec la TRS, et a favorisé temporairement les exports de la France vers l'Espagne.

Un ralentissement des échanges sur les marchés intermédiés

Tandis que les livraisons aux PEG¹ continuent de s'accroître (+16% par rapport au trimestre précédent et +42% par rapport au T3 2014), les échanges sur les marchés intermédiés reculent, notamment sur le segment des produits à terme (Graphique 37, page 36, et graphique 39, page 37). Cette baisse d'activité sur les marchés à terme, particulièrement marquée sur les produits saisonniers, est en partie liée à la faiblesse des prix à terme comparée aux prix spot (écart été/hiver) et aux conditions d'approvisionnement abondant à court terme (notamment les stocks élevés). Malgré une diminution par rapport au trimestre précédent, les volumes échangés sur le segment spot restent au-dessus des niveaux observés au T3 2014 (+12%).

Les marchés spot ont affiché des niveaux de concentration en nette diminution au PEG Nord et stables à la TRS. Sur le segment à terme, le PEG Nord reste moins concentré que la TRS, notamment à la vente (Graphique 42 et graphique 43, page 39).

¹ Les livraisons ou nominations aux PEG représentent la matérialisation des échanges dans le marché de gros en France.

Marché de gros du CO₂

Enchères de quotas

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

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

Au cours du troisième trimestre 2015, le niveau de 8,0 €/tCO₂ a été franchi. Ce niveau n'avait plus été observé depuis novembre 2012. Le prix moyen spot du produit EUA affiche une hausse de 9% par rapport au second trimestre 2015, s'établissant à 8,0 €/tCO₂ (Tableau 10, page 49). Le prix EUA a connu une forte hausse en juillet et en août à la suite de l'approbation par le Parlement de la proposition de création d'une réserve de stabilité (MSR) (voir ci-dessous).

Une hausse sensible des échanges de quotas EUA suivant l'approbation du Parlement

Au cours du troisième trimestre, les volumes EUA échangés (1 655 Mt) ont fortement augmenté par rapport au trimestre précédent (+14 %). Les volumes EUA échangés sur les bourses et chez les brokers ont respectivement augmenté de +13% et de +18% (Tableau 9, page 49). Les bourses et brokers représentent respectivement 82% et 18% des volumes EUA échangés au troisième trimestre 2015.

Au troisième trimestre, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent toujours essentiellement sur le marché à terme, avec notamment une augmentation de 8% des volumes des principales maturités du marché à terme contre seulement 2% sur le marché spot. Environ 205 Mt ont été échangés sur le marché spot EUA (contre 201 Mt au trimestre précédent), 738 Mt pour les produits Déc. 2015 et 155 Mt pour les produits Déc. 2016 (voir Tableau 9, page 49).

Les clean spread futurs (Y+1) en nette hausse depuis début juillet

Au cours du troisième trimestre 2015, le clean dark spread pointe (Y+1) a augmenté de 7% atteignant 23,1 €/MWh dans un contexte de baisse des prix du charbon. Le clean spark spread pointe (Y+1) redevient positif et atteint 2,8 €/MWh dans un contexte de prix à terme du gaz en forte baisse (

Graphique 67, page 54). Le différentiel entre la marge des centrales de production au charbon et des centrales de production au gaz se réduit de 11%, dans un contexte de hausse de prix du quota d'émission et d'une baisse plus marquée du prix du gaz par rapport au prix du charbon.

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

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

En mai 2015, le Parlement européen et le Conseil européen s'étaient accordés sur la mise en place d'une réserve de stabilité de marché anticipée en 2018, afin d'absorber les quotas d'émission dès janvier 2019 (au lieu de janvier 2021 initialement prévu). Le 8 juillet 2015, le Parlement européen a approuvé par vote formel la proposition de réforme de la commission européenne visant à établir une réserve de stabilité de marché EU ETS. Finalement, le Conseil européen a approuvé, le 6 octobre 2015, par vote formel la proposition de réforme². Ainsi, dès 2019, des quotas seront chaque mois mis dans la réserve tant que l'excédent annuel des quotas en circulation sera supérieur à la limite de 833 millions de quotas fixée par le texte.

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 VPP³
- **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

² Voir : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015D1814&from=EN>

³ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

- **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

II. Chiffres clés

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	104	125	152	117	119	1%	1,06	14%	14,86
ARENH, en TWh	17	18	8	4	2	-57%	-2,51	-89%	-15,08
VPP, en TWh	0,7	0,7	0,3	0,0	0,0	-100%	-0,02	-100%	-0,74
Imports, en TWh	4	10	10	9	6	-28%	-2,40	54%	2,21
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	92	118	136	97	93	-4%	-3,94	1%	1,12
Pompage, en TWh	1,9	2,0	1,7	1,9	1,7	-12%	-0,23	-13%	-0,26
Exports, en TWh	25	25	22	25	25	3%	0,63	0%	0,12
Pertes, en TWh	6	9	11	7	6	-5%	-0,33	5%	0,27

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	28,6	40,8	46,1	32,7	35,5	8%	2,75	24%	6,88
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	28,4	40,9	44,9	32,6	35,8	10%	3,20	26%	7,44
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	35,9	51,5	52,7	40,4	43,7	8%	3,30	22%	7,75
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	-3,1	6,1	12,8	4,3	3,0	-30%	-1,29	-197%	6,10
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	-1,8	5,8	11,7	7,5	8,7	16%	1,23	-586%	10,47
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	87%	46%	13%	53%	45%	-15%	-0,08	-48%	-0,42
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	36,4	48,5	41,6	30,2	35,7	18%	5,51	-2%	-0,76
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	3,5	13,0	9,3	0,9	4,0	318%	3,02	12%	0,42
Prix Q+1 France, en €/MWh	49,7	52,4	32,6	30,7	44,0	43%	13,29	-11%	-5,67
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	13,0	16,0	2,2	0,5	10,9	1894%	10,33	-17%	-2,16
Prix Y+1 France, en €/MWh	42,7	42,5	38,9	38,8	38,9	0%	0,15	-9%	-3,78
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,5	7,9	6,6	7,0	8,0	15%	1,04	7%	0,55
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,22	1,24	1,23	1,21	1,23	1%	0,02	1%	0,01
Allemagne	1,25	1,25	1,27	1,26	1,26	0%	0,00	1%	0,01

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

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	80,4	94,0	114,8	114,7	134,2	17%	19,50	67%	53,80
Ratio NEB/Consommation française	87%	80%	84%	118%	143%	-	0,25	-	0,56
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	0,88	1,59	1,33	1,40	1,40	0%	0,00	60%	0,52
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	75%	67%	47%	68%	73%	11%	0,05	-3%	-0,02
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	16,9	19,4	24,0	25,9	24,7	-5%	-1,17	46%	7,82
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	6,94	11,78	12,34	12,19	11,01	-10%	-1,19	59%	4,07
Marché à terme									
Volumes, en TWh									
Part de marché Brokers	90,9%	85,4%	81,8%	77,0%	77,1%	-	0,0%	-	-13,9%
Part de marché EEX	9,1%	14,6%	18,2%	23,0%	22,9%	-	0,0%	-	13,9%
Nombre de Transactions									
Part de marché Brokers	93,1%	89,9%	87,8%	81,3%	79,9%	-	-1,4%	-	-13,2%
Part de marché EEX	6,9%	10,1%	12,2%	18,7%	20,1%	-	1,4%	-	13,2%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	46,5	87,1	90,8	62,9	66,9	6%	4,05	44%	20,48
Nombre de Transactions	882	1709	1846	1353	1557	15%	204	77%	675
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	26,2	44,4	26,3	37,9	34,6	-9%	-3,28	32%	8,44
Nombre de Transactions	1806	3509	1673	2294	2422	6%	128	34%	616
Produit M+1									
Volumes, en TWh	26,3	33,4	57,7	35,5	50,7	43%	15,19	93%	24,36
Nombre de Transactions	3734	5287	8571	4934	7142	45%	2208	91%	3408

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

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation Annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	68	76	88	68	69	1%	-1	1%	1
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	76	82	89	71	74	4%	-3	-3%	2
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	28	24	36	30	20	-34%	10	-29%	8

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation Annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,0	4,0	3,8	3,9	2,7	-30%	-1,15	35%	0,70
Importations hors-pointe (TWh)	2,1	5,9	5,9	4,9	3,6	-26%	-1,24	73%	1,53
Exportations (TWh)									
Exportations pointe (TWh)	8,8	8,7	7,9	9,0	8,4	-6%	-0,57	-5%	-0,44
Exportations hors-pointe (TWh)	15,9	15,3	13,6	15,3	15,7	2%	0,37	-2%	-0,25
Solde exportateur (TWh)									
	20,7	14,2	11,8	15,6	17,7	14%	2,19	-14%	-2,92

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation Annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	19	18	17	19	16	-16%	-3	-16%	-3
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	7	7	5	1	0	-100%	-1	-100%	-7
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	20	20	14	13	9	-31%	-4	-55%	-11
Fournisseurs de clients finals	25	24	24	23	27	17%	4	8%	2
Actifs à l'import/export	79	83	75	76	74	-3%	-2	-6%	-5
Actifs à l'échange de blocs	99	103	100	103	98	-5%	-5	-1%	-1

Sources : RTE ; Analyse : CRE

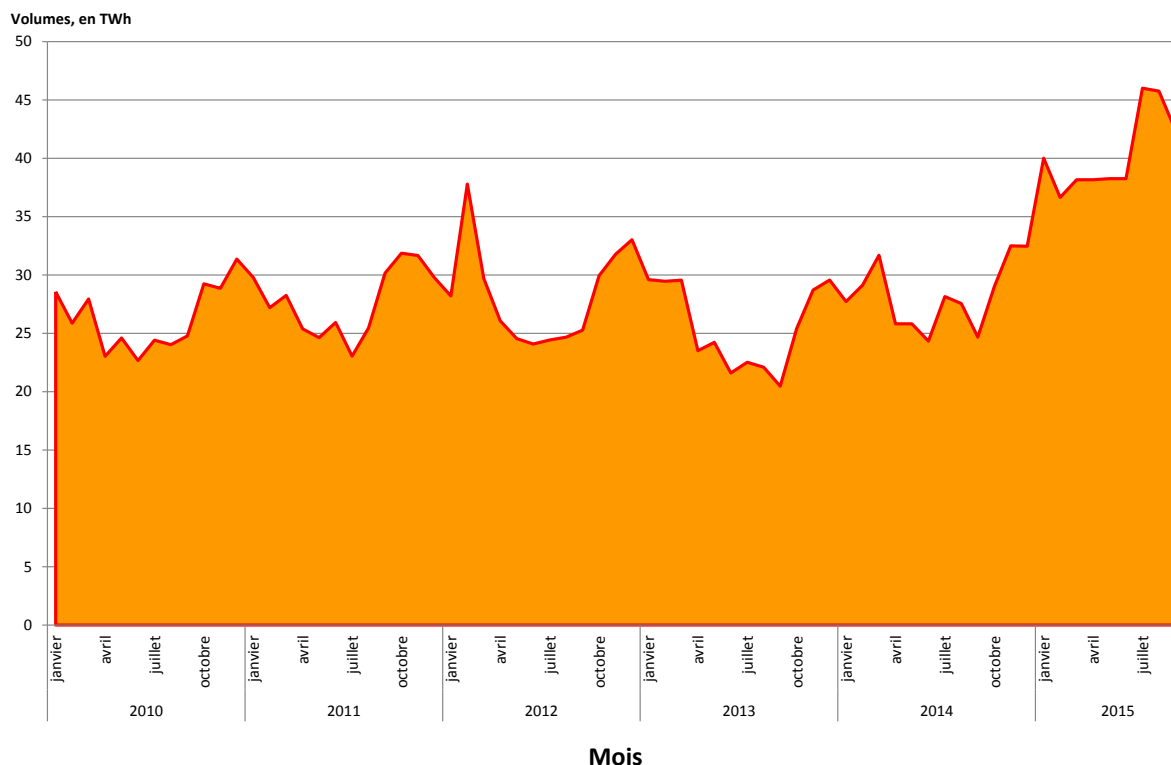
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T3 2014		T2 2015		T3 2015	
Livraisons		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>
OTC - achats de blocs	304	654	411	970	381	865
OTC - ventes de blocs	365	778	433	973	490	1104
EPEX - achats	794	744	428	410	282	290
EPEX - ventes	352	733	514	2677	527	949
Injections						
Production	5206	7136	5882	8852	4332	7858
VPP	3360		10000			
ARENH	1631		2014		2348	
Importations	1827	1546	1423	1212	728	652
Soutirages						
Consommation clients finals	1322	6237	1729	5985	1781	6393
Pertes	1347	1187	1939	1653	2105	1794
Exportations	1443	1311	2908	1956	729	1373

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

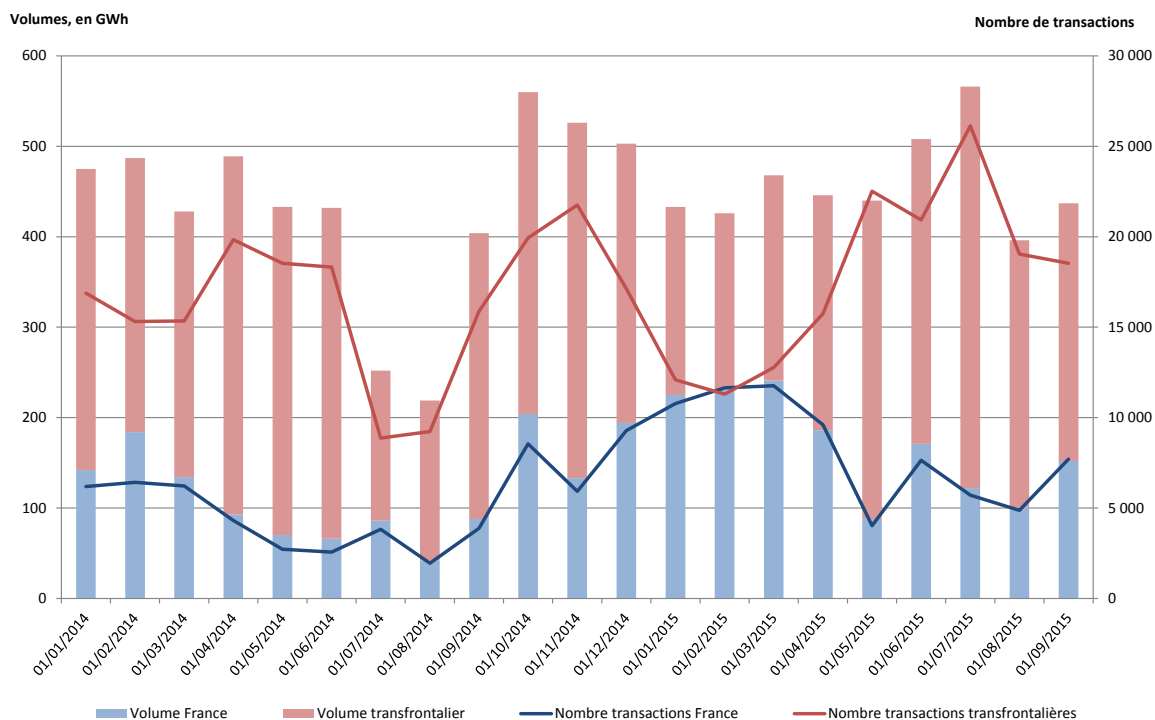
III. Graphiques

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



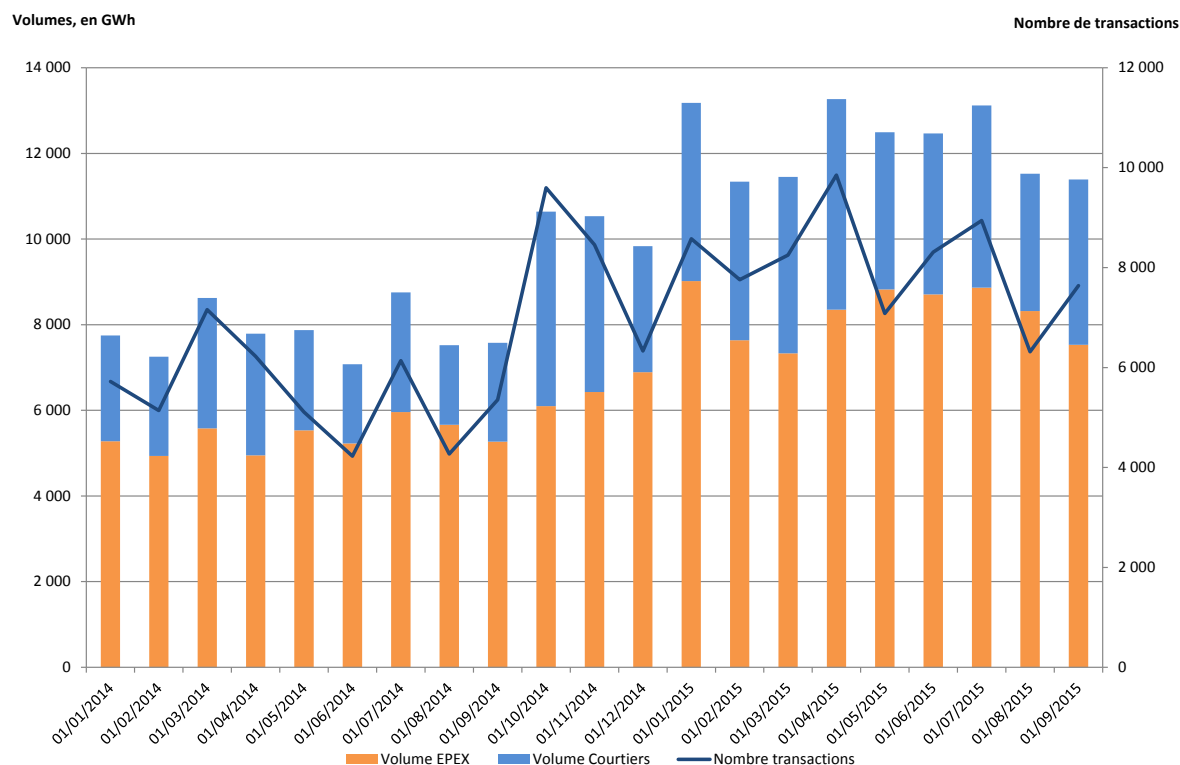
Sources : RTE ; Analyse : CRE

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



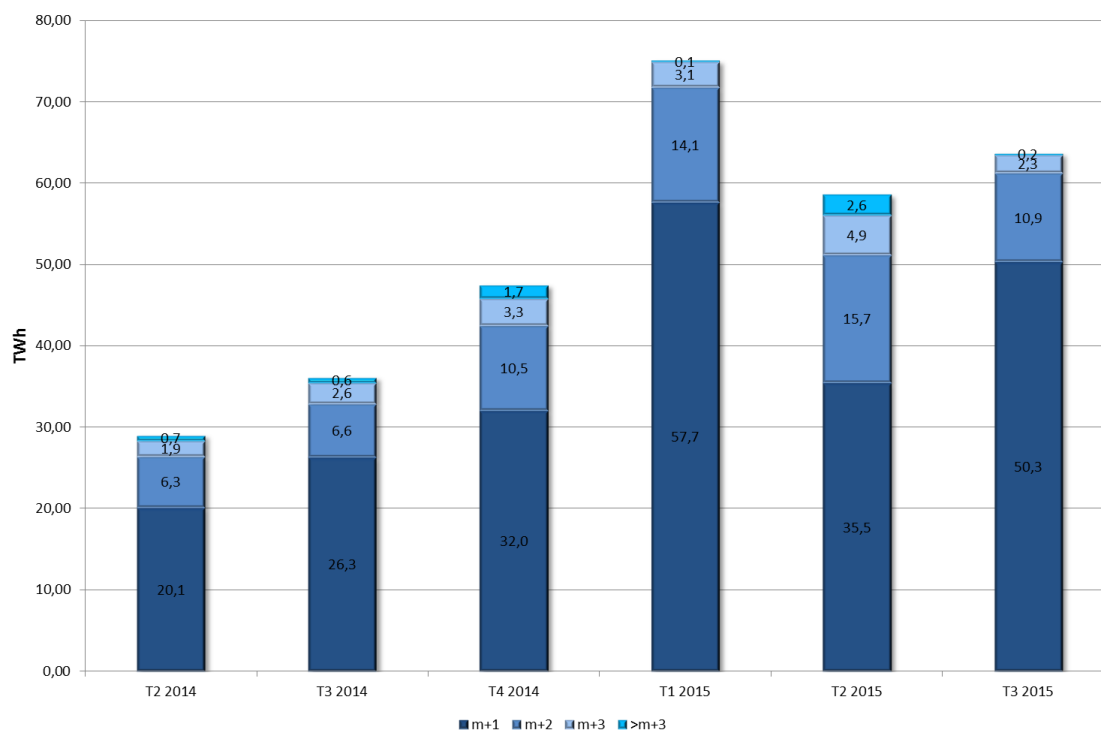
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

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



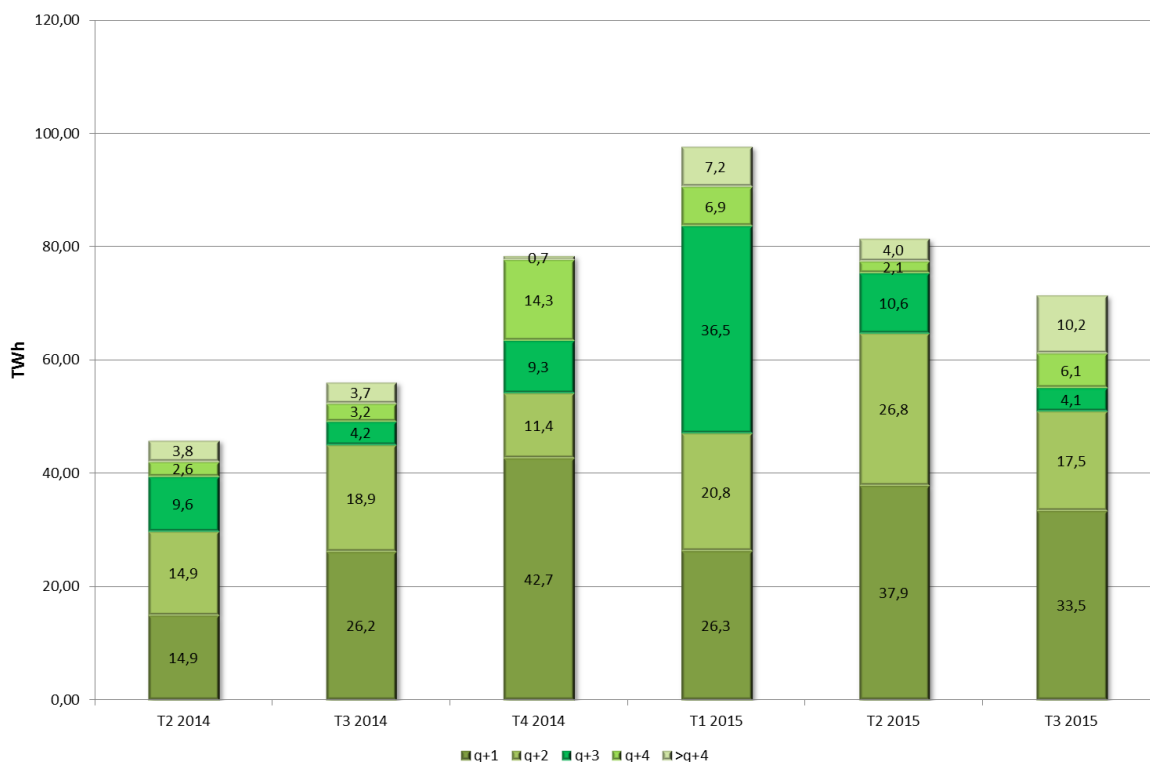
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

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



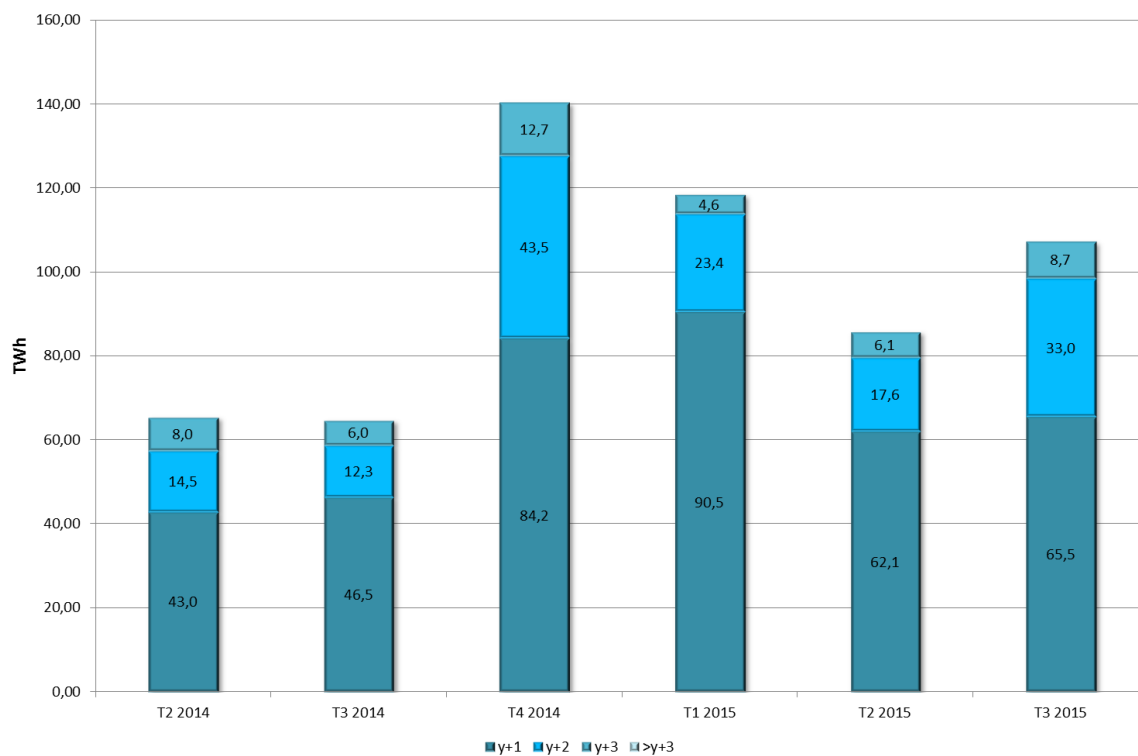
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



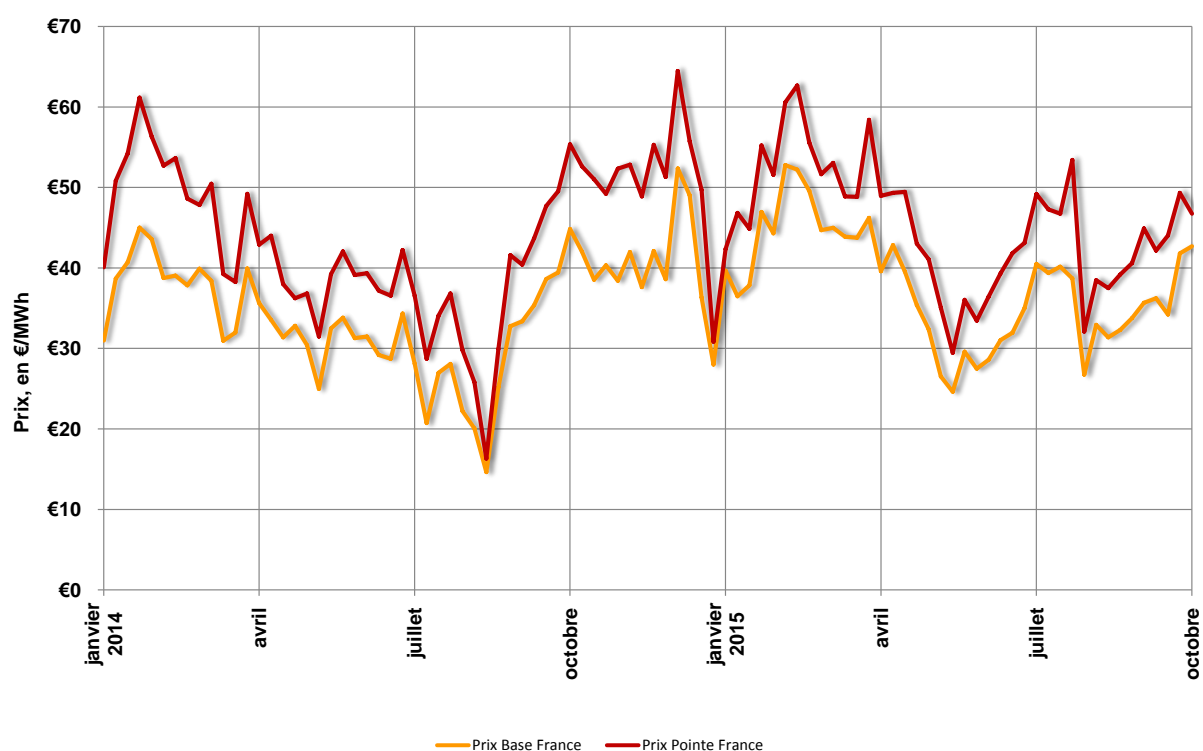
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



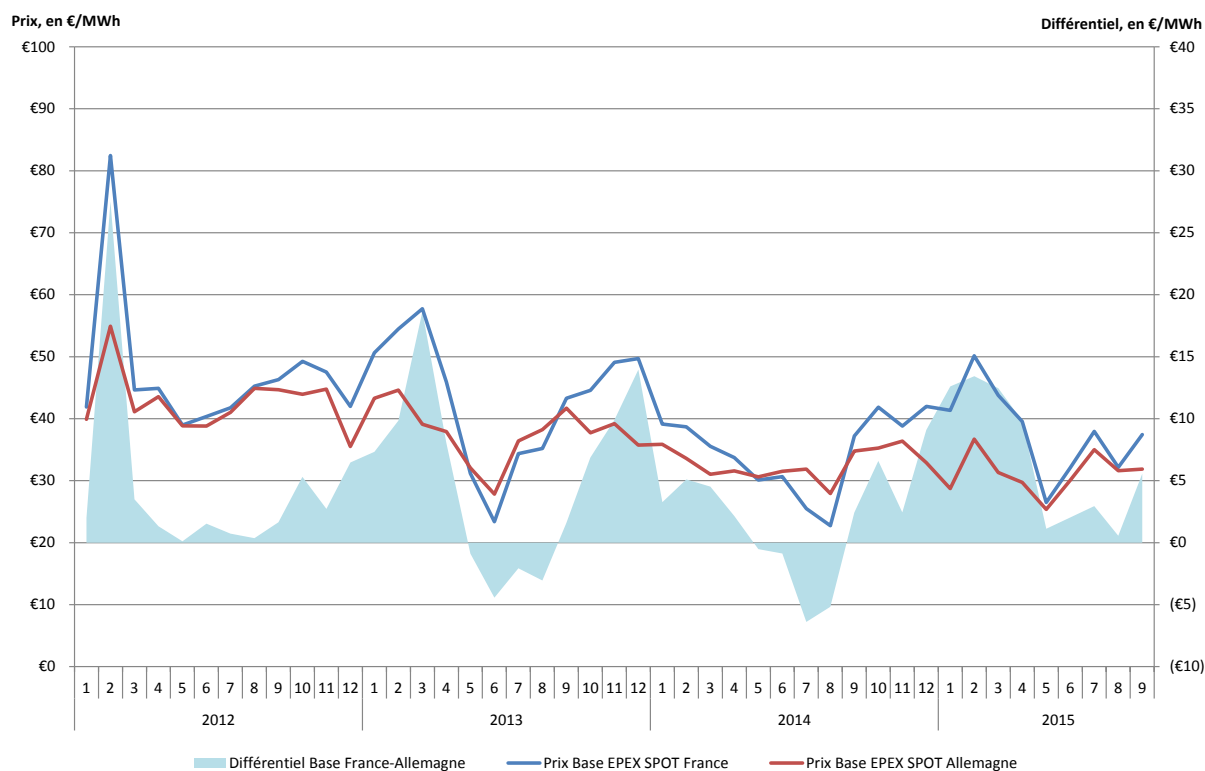
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



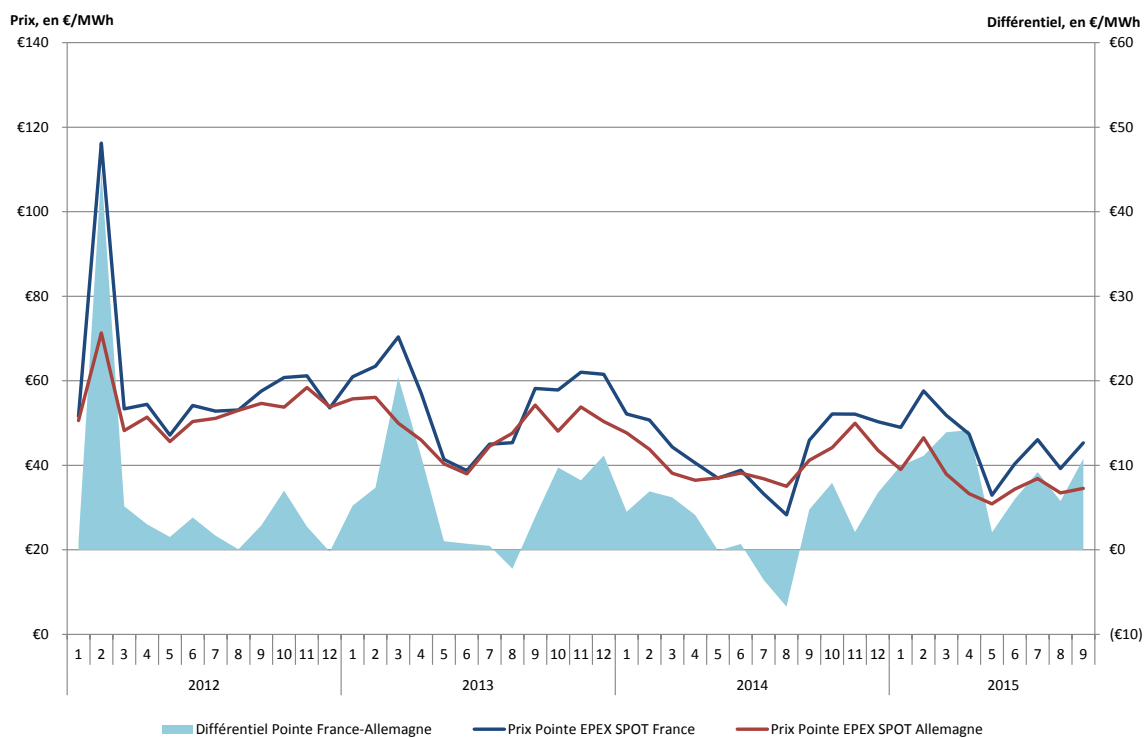
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

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



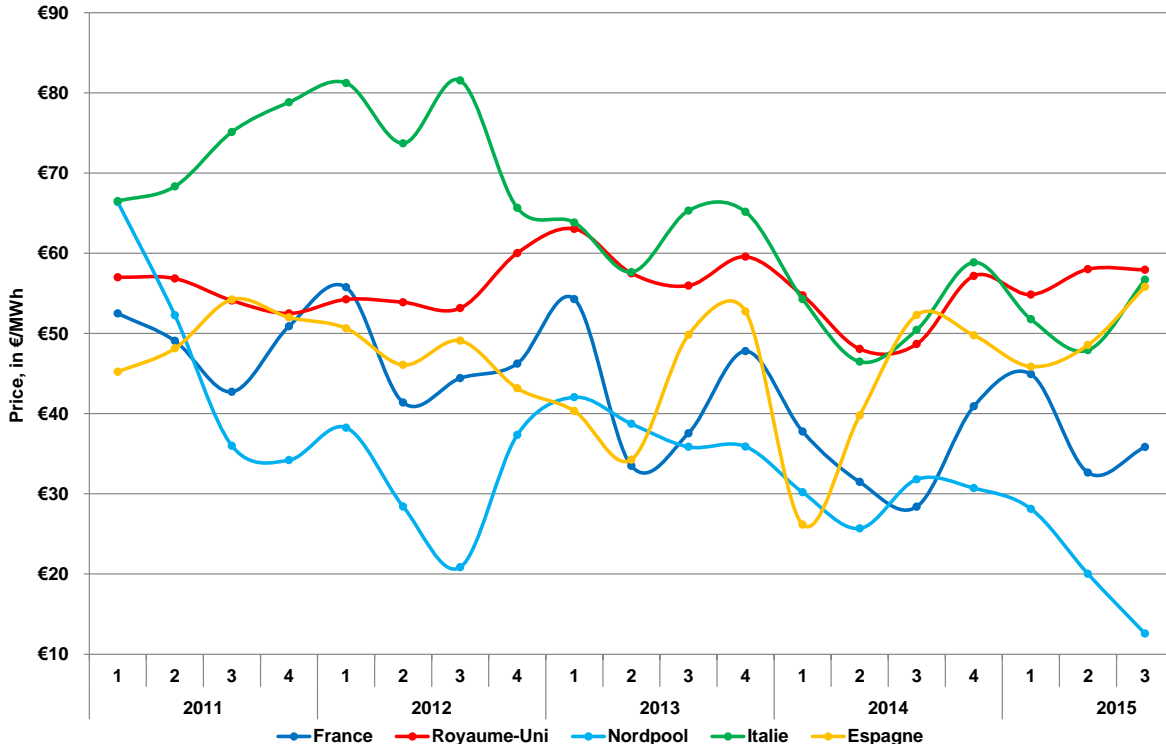
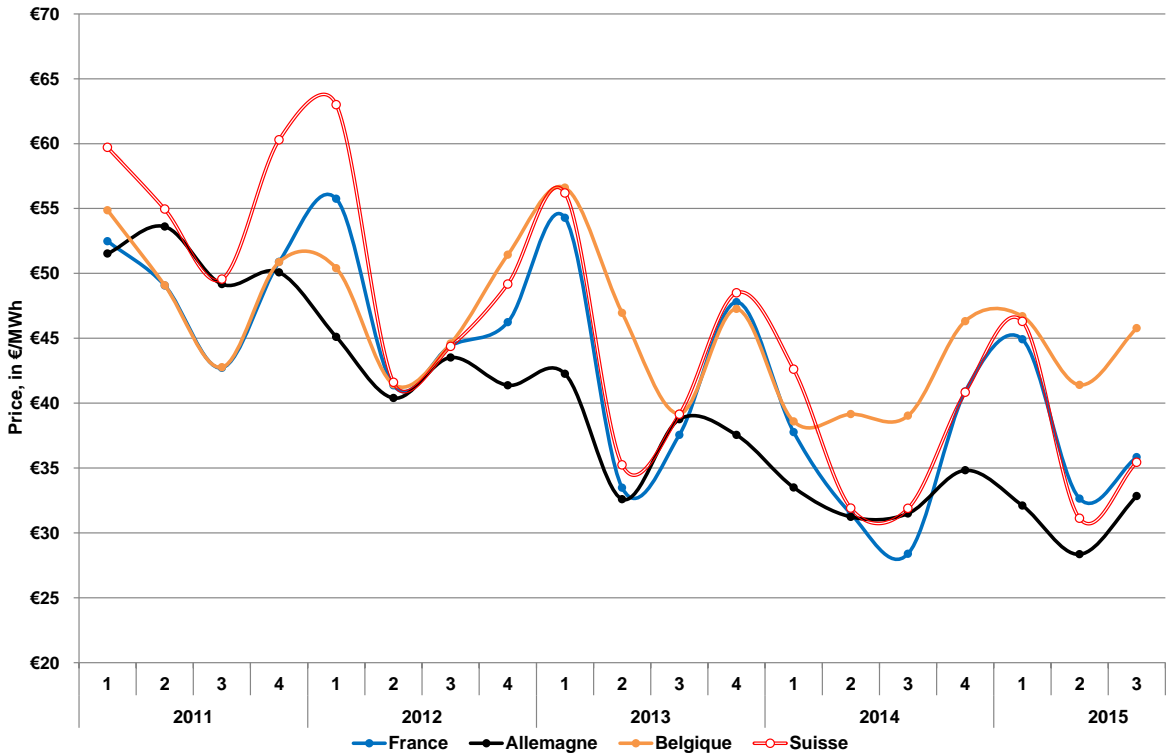
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

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



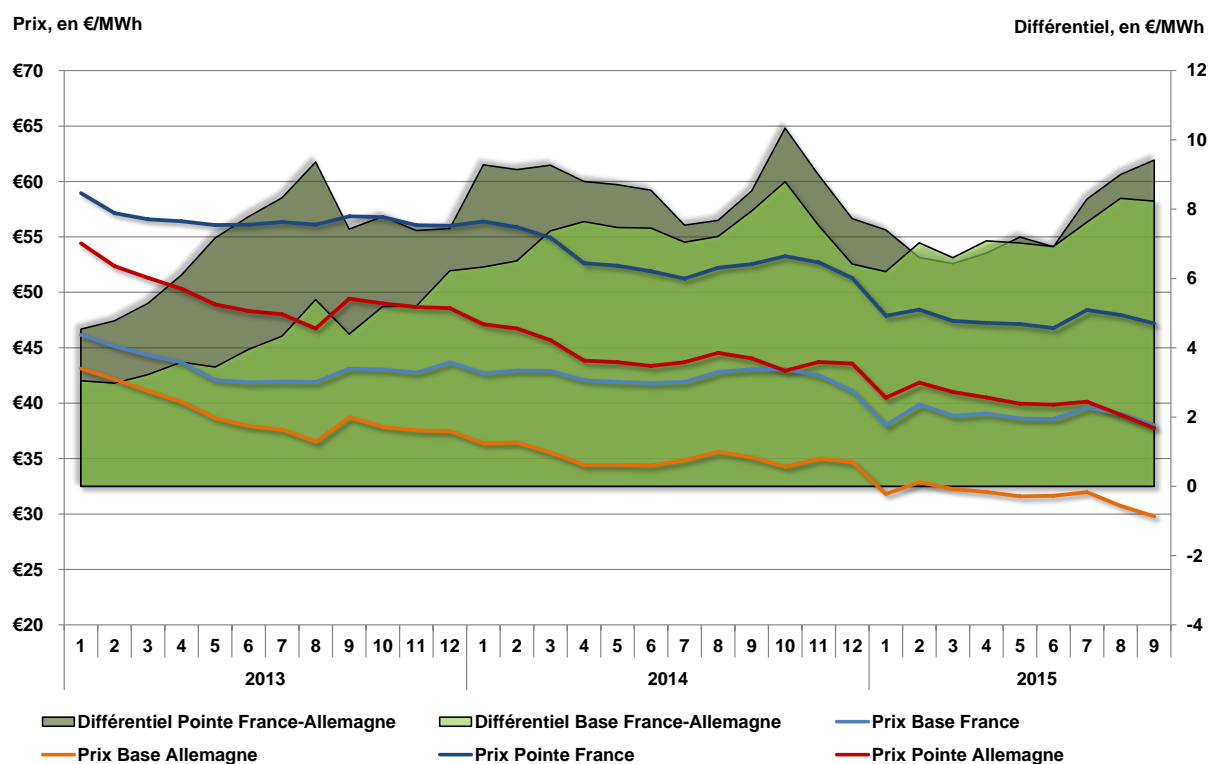
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

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



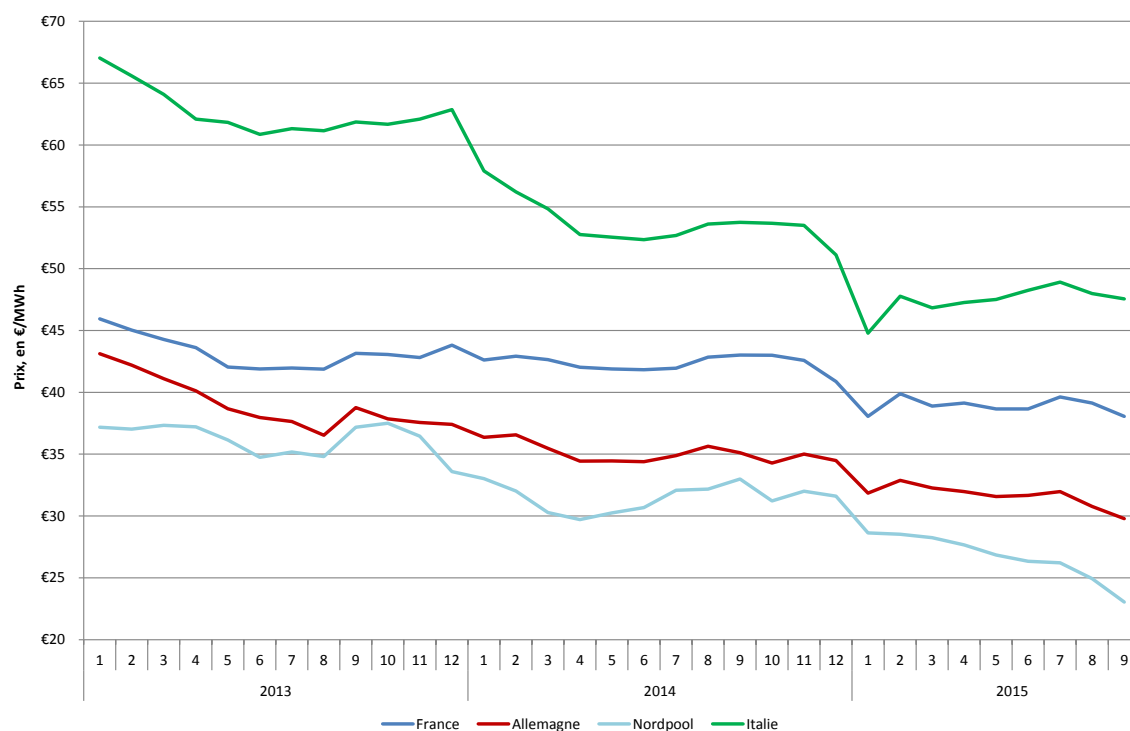
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

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



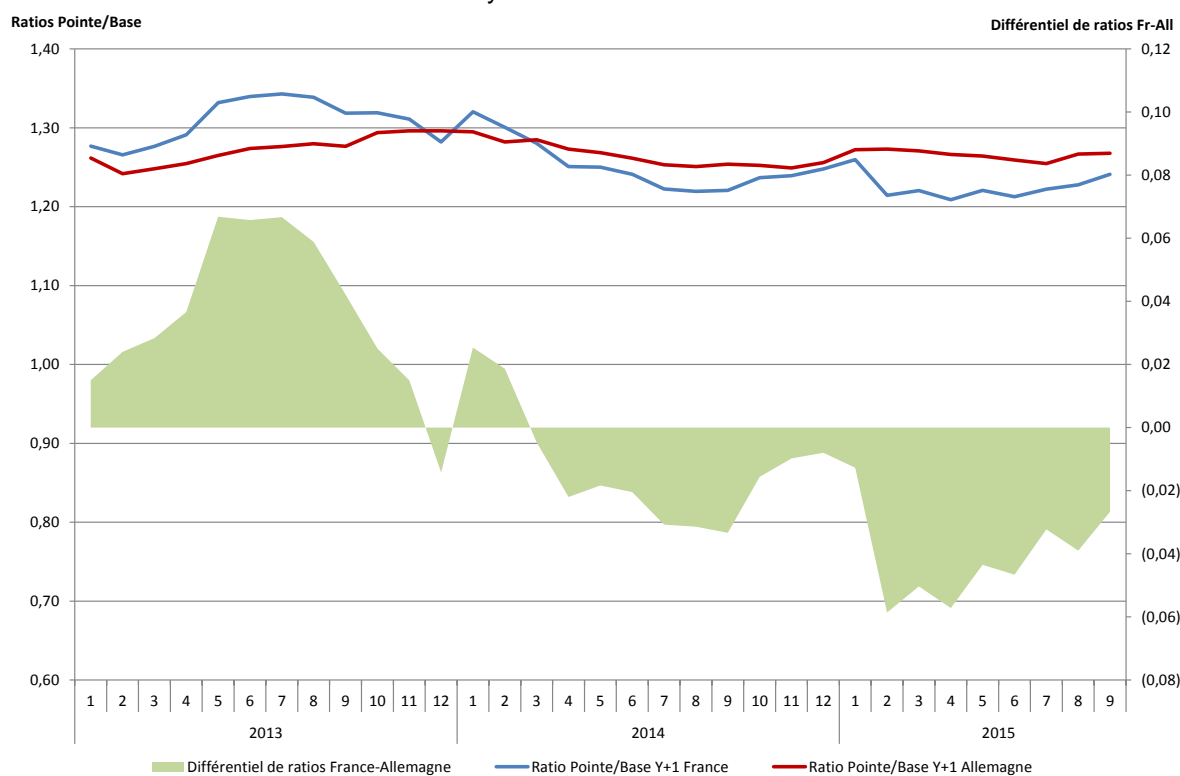
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

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



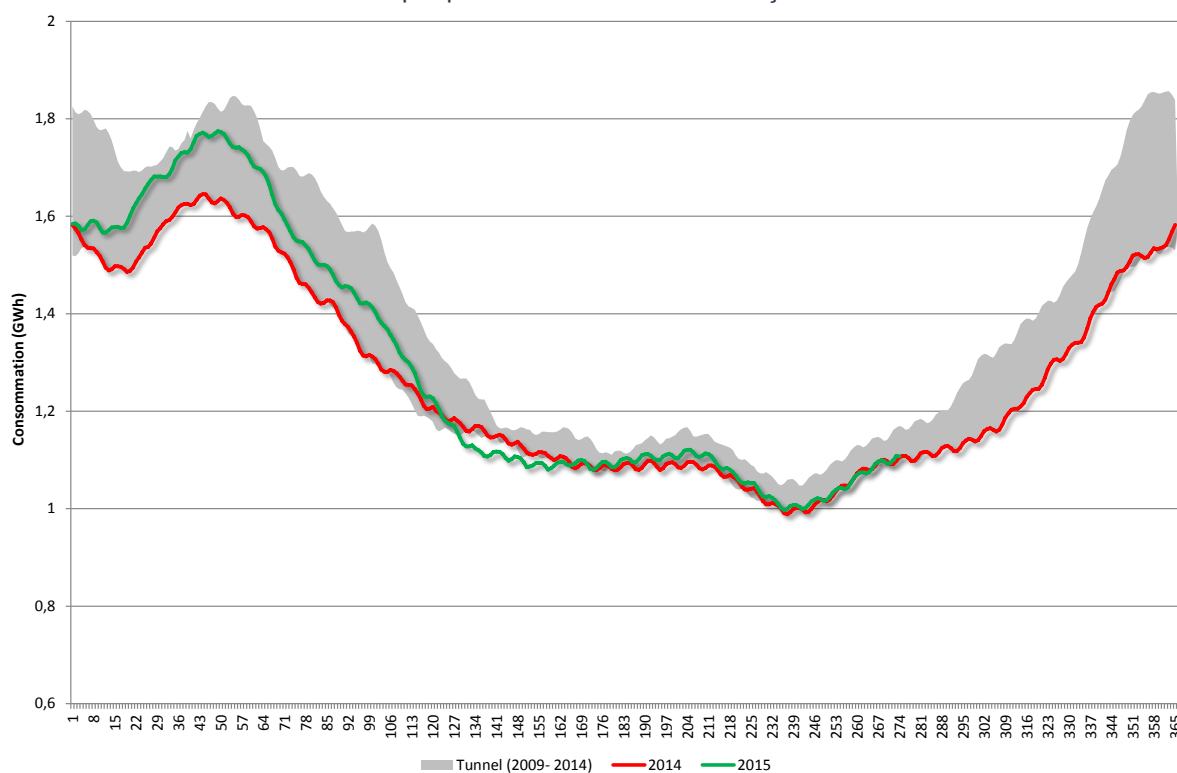
Sources : Courtiers – Analyse : CRE

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



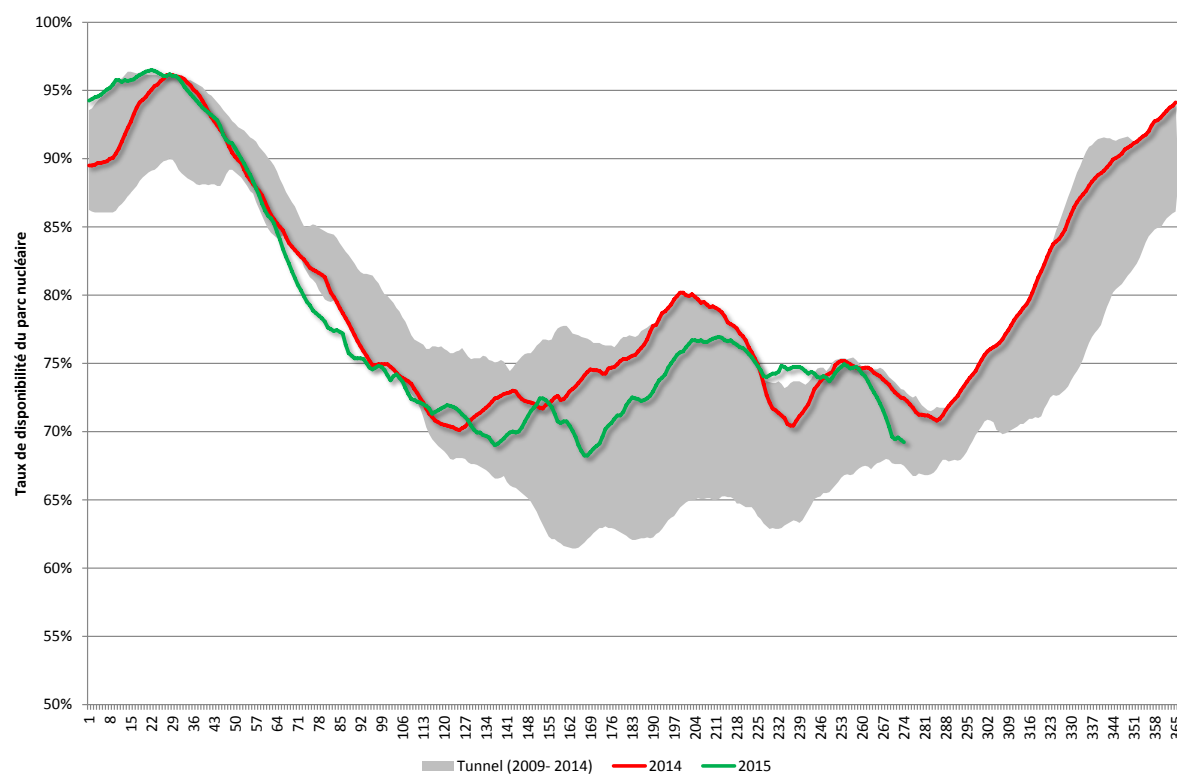
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 18: Consommation française



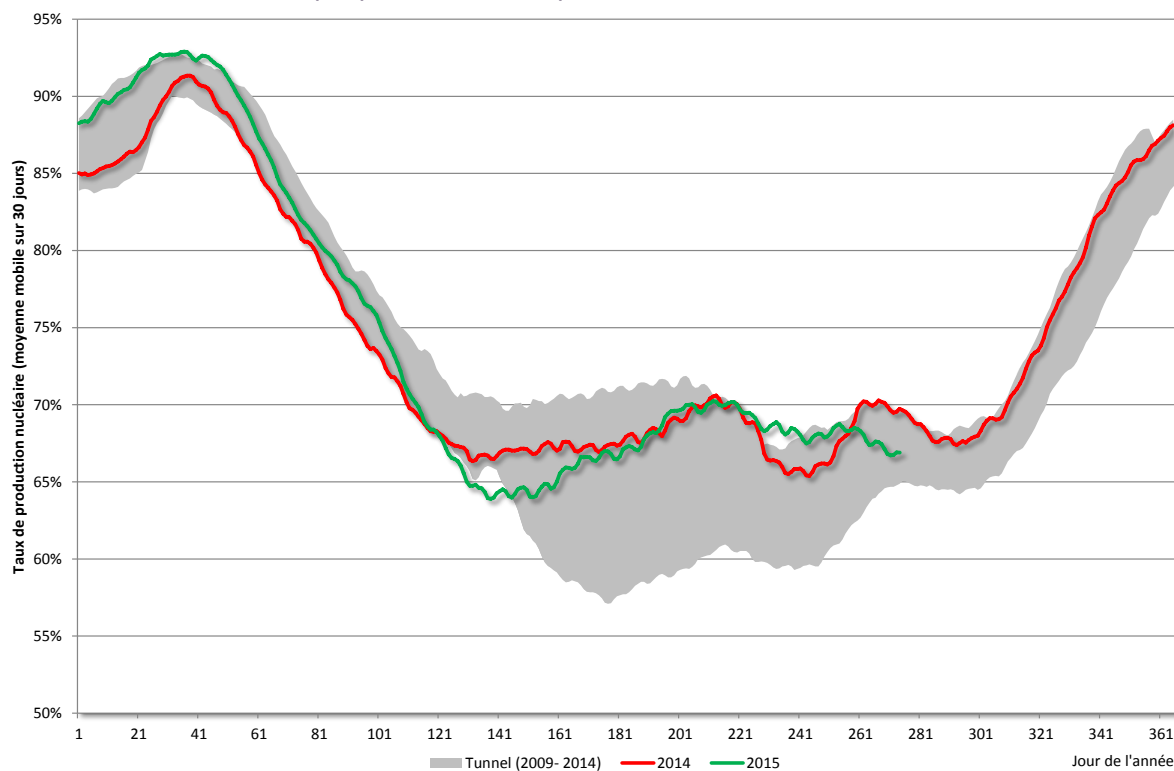
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 19 : Disponibilité du parc nucléaire français



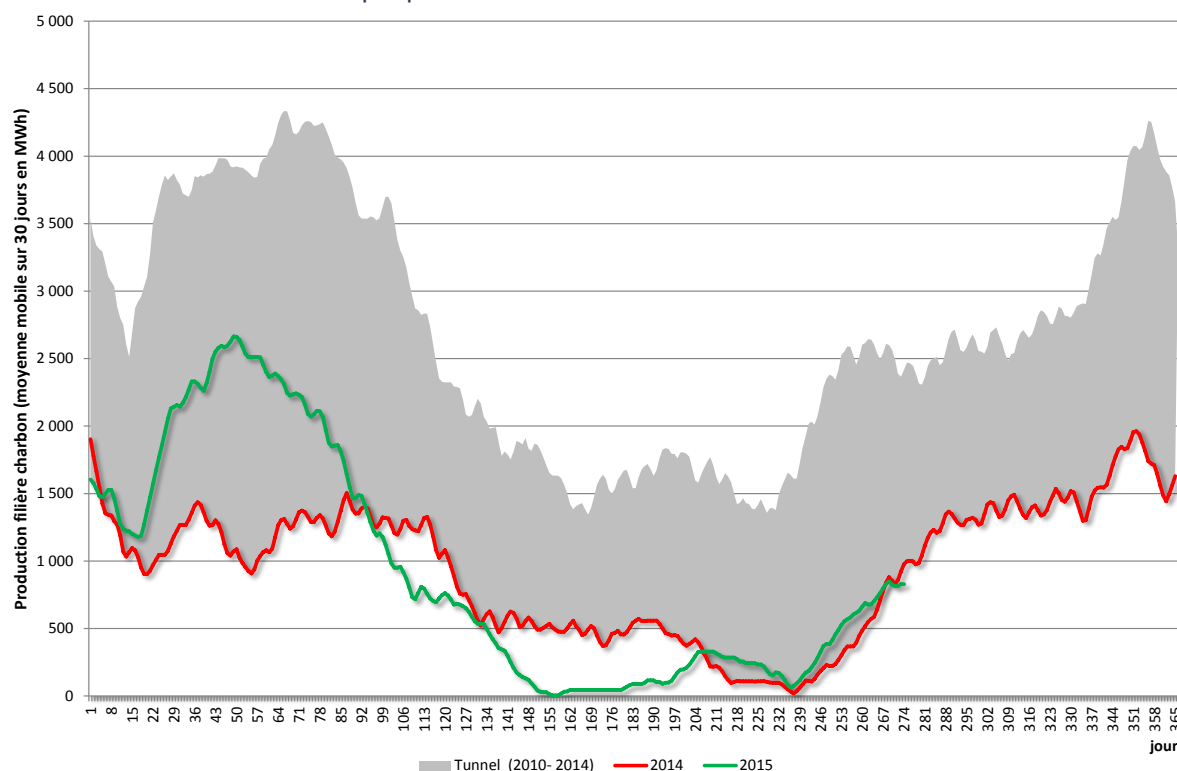
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 20 : Taux de production de la filière nucléaire



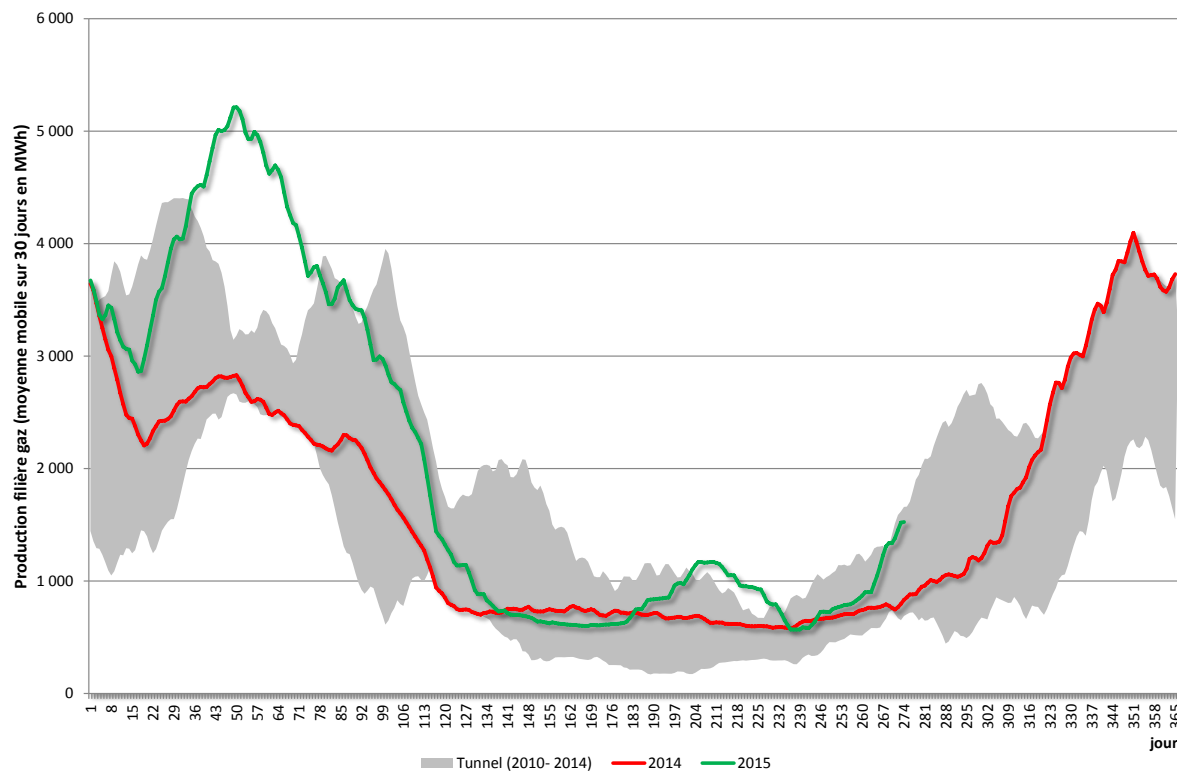
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 21 : Production de la filière charbon



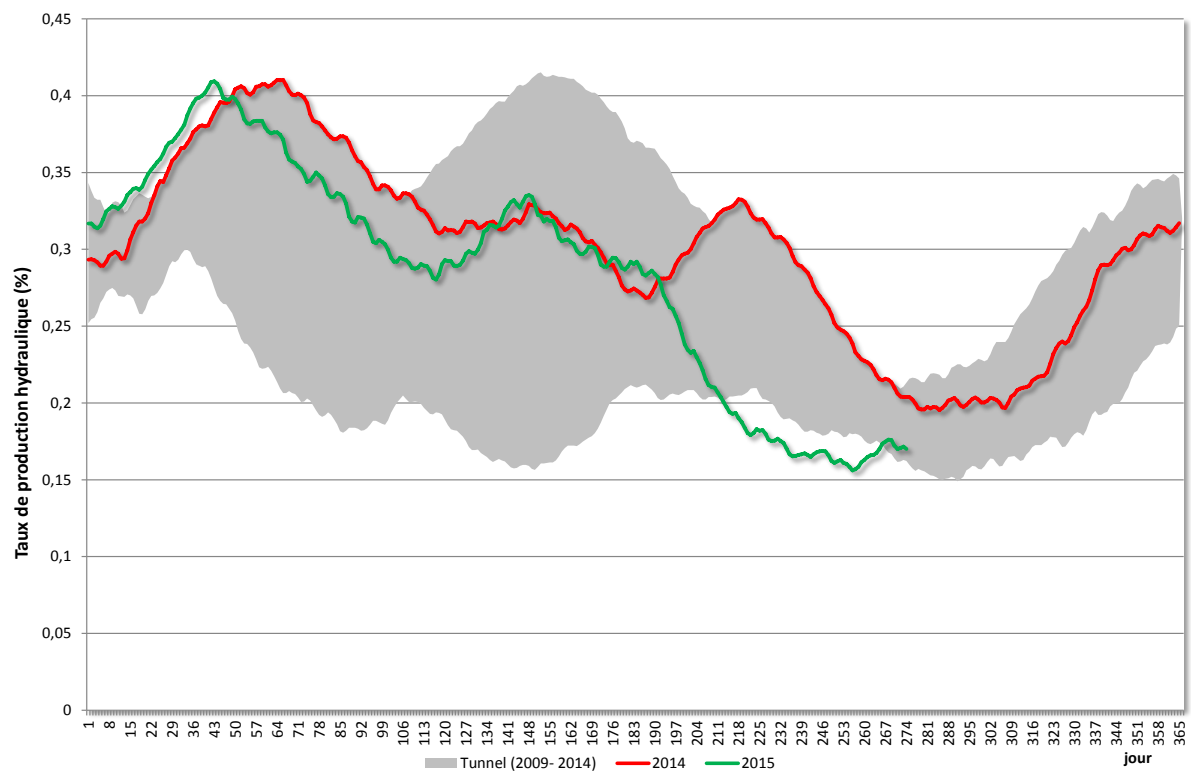
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 22 : Production de la filière gaz



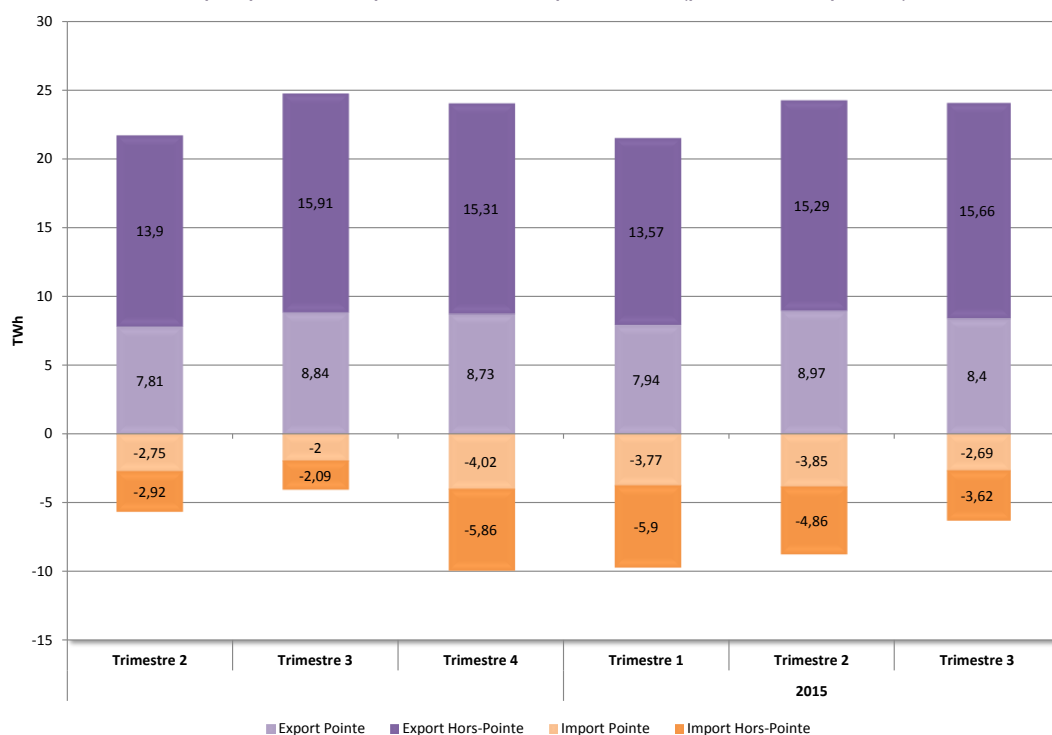
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 23 : Taux de production hydraulique



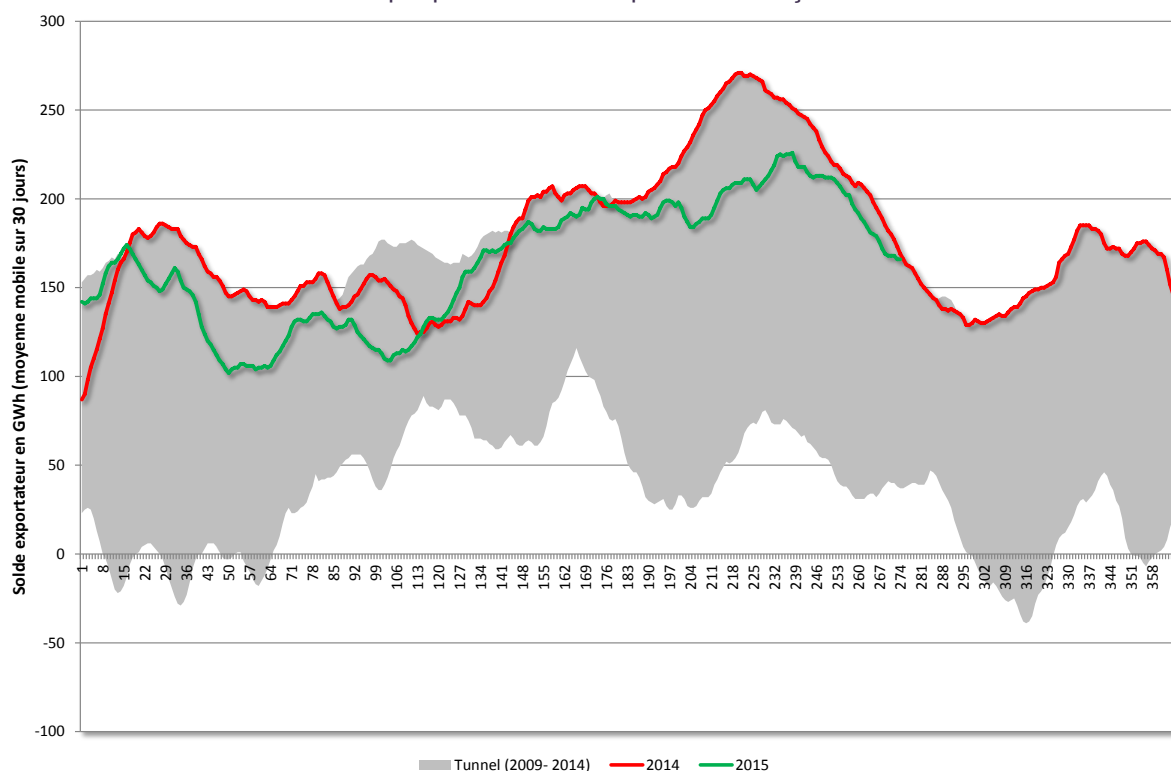
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 24 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)



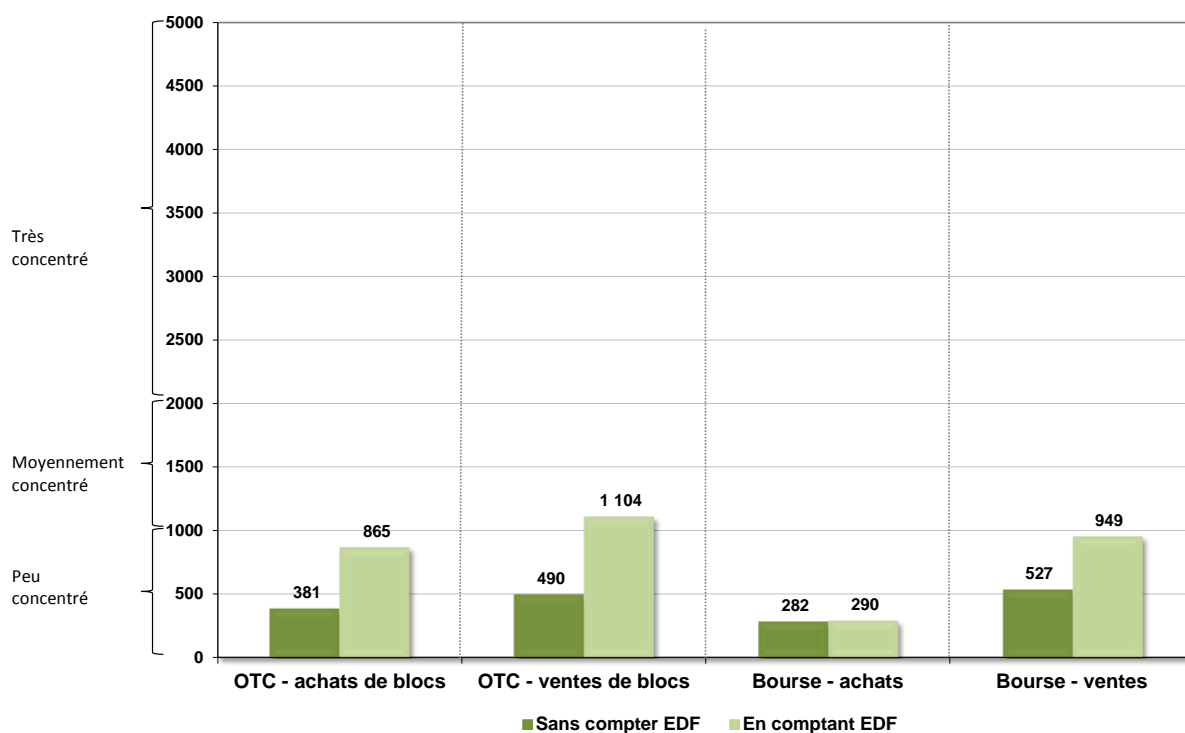
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 25 : Solde exportateur français



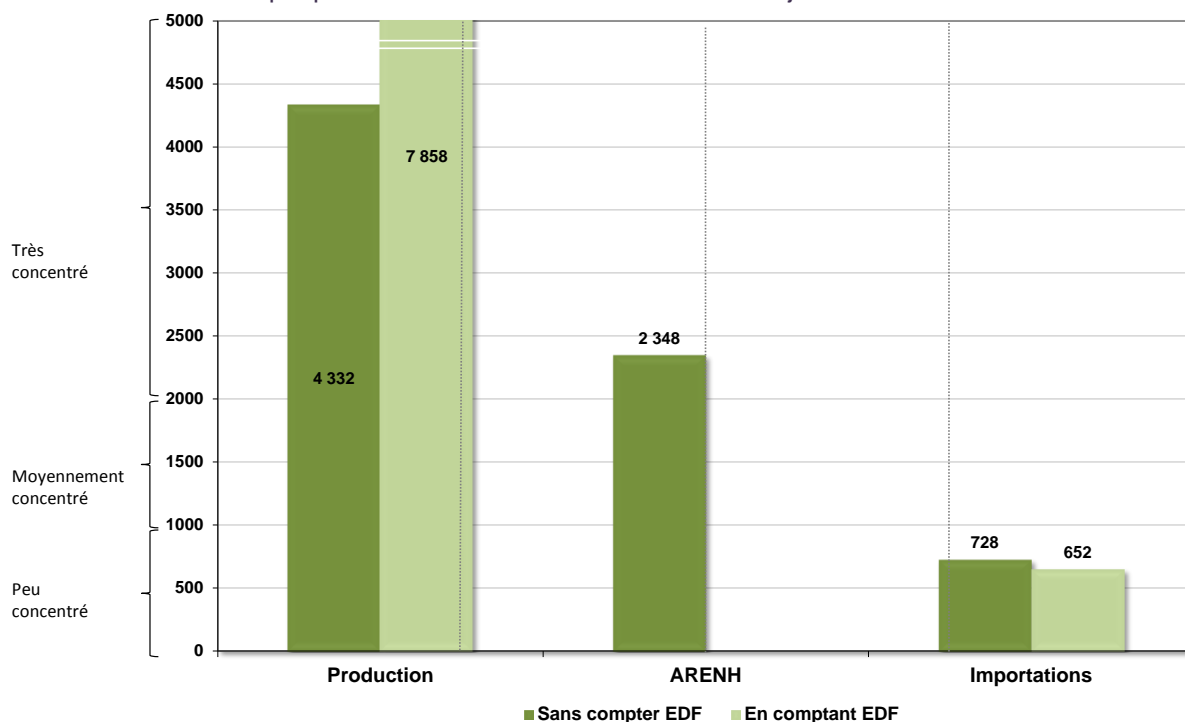
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 26 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2015



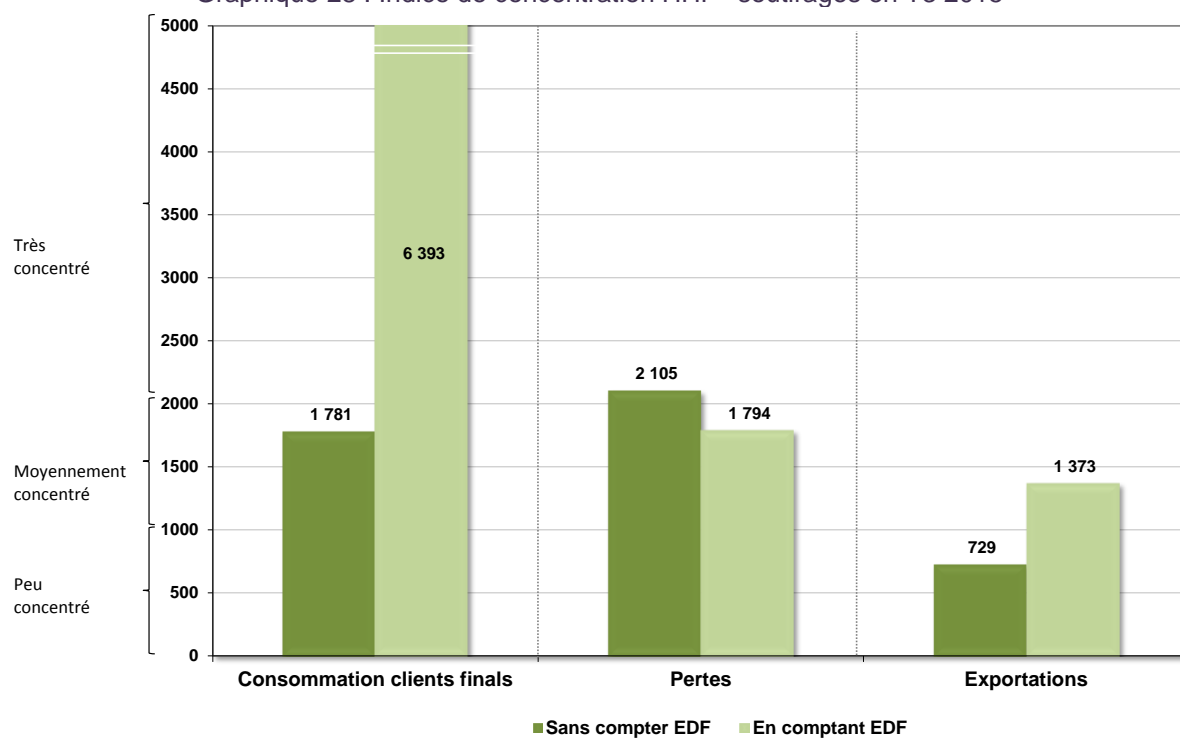
Source : RTE, bourse, courtiers Analyse CRE

Graphique 27 : Indice de concentration HHI – injections T3 2015



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

Graphique 28 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 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 T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	128	178	215	125	130	4%	5	2%	3
Déstockage	5	40	76	3	1	-47%	-1	-74%	-4
Importations	122	139	139	122	129	5%	7	5%	7
Importations terrestres	108	116	126	105	113	8%	9	5%	5
Importations GNL	14	23	14	18	16	-13%	-2	9%	1
Débouchés (TWh)	128	178	215	125	130	4%	5	2%	3
Stockage	50	12	4	38	59		21	19%	10
Consommation clients finals	53	135	183	74	54	-27%	-20	2%	1
Clients distribution	23	91	135	42	24	-43%	-18	2%	0
Clients directement reliés au réseau de transport	30	44	48	32	30	-7%	-2	2%	1
Exportations	24	30	27	12	16	34%	4	-35%	-9
Autres	1	1	1	1	2	87%	1	59%	1
Livraisons aux PEG (TWh)	127	158	186	155	180	16%	25	42%	53
PEG Nord	95	124	148	126	141	12%	15	49%	46
TRS*	33	34	38	30	40	34%	10	22%	7
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	99%	77%	86%	90%	94%		4%		-6%
Disponibilité liaison Nord Sud	81%	89%	80%	83%	83%		0%		2%
Utilisation de Taisnières H	83%	76%	78%	70%	58%		-11%		-25%
Utilisation de Obergailbach	62%	25%	24%	50%	32%		-18%		-31%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	122	96	23	58	116	99%	58	-5%	-6
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	482	-303	-800	394	629	60%	235	30%	147
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	154	245	149	201	168	-17%	-33	9%	14
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	139	151	127	80	91	15%	12	-34%	-48

Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	18,9	22,6	21,9	21,1	19,9	-6%	-1,2	5%	1,0
TRS day-ahead (moyenne) **	23,3	23,7	22,5	21,5	20,4	-5%	-1,1	-13%	-2,9
Spread Nord/Sud	4,4	1,1	0,6	0,4	0,5	31%	0,1	-89%	-3,9
Spread PEG Nord/TTF	0,7	0,4	0,6	0,1	0,0	-102%	-0,1	-100%	-0,7
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	19,5	23,5	21,6	20,9	19,8	-5%	-1,1	1%	0,3
PEG Nord Y+1 (moyenne)	24,9	23,7	21,8	22,0	20,3	-8%	-1,7	-19%	-4,6
Spread Nord/Sud (M+1)	4,3	1,6	0,5	0,6	0,7	18%	0,1	-85%	-3,6
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,5	0,5	0,4	0,4	0,2	-41%	-0,2	-50%	-0,2
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	5,5	1,8	1,7	1,5	0,9	-39%	-0,6	-83%	-4,6

Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

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

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

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	97	134	134	90	108	20%	18	11%	11
En % de la consommation nationale	185%	99%	73%	121%	201%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	31	47	49	38	35	-8%	-3	14%	4
Intraday	4	4	5	3	4	26%	0,9	20%	0,7
Day Ahead	18	29	29	21	20	-3%	-0,6	16%	2,9
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	21	28	31	26	26	-3%	-0,9	24%	5,0
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	10	20	18	12	10	-17%	-2,0	-5%	-0,5
Marché à terme (TWh)	83	87	74	45	54	20%	9	-36%	-30
M+1	26	32	20	11	19	66%	7,5	-28%	-7,3
Q+1	3	17	1	12	4	-65%	-8,0	45%	1,3
S+1	24	21	26	4	6	66%	2,5	-74%	-17,4
Y+1	3	5	1	2	6	254%	4,1	96%	2,8
Bourse (toutes échéances)	11	10	15	7	7	-4%	-0,3	-38%	-4,0
Brokers (toutes échéances)	73	77	59	38	47	24%	9,3	-35%	-25,6
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	27 130	33 114	37 555	29 306	30 109	3%	803	11%	2979
Intraday	5 720	5 362	7 249	5 116	5 968	17%	852	4%	248
Day Ahead	17 523	23 144	24 845	19 400	19 687	1%	287	12%	2164
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	21 446	25 626	30 137	24 473	25 687	5%	1214	20%	4241
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	5 684	7 488	7 418	4 833	4 422	-9%	-411	-22%	-1262
Marché à terme	1 289	1 465	1 222	750	913	22%	163	-29%	-376
M+1	830	931	733	458	573	25%	115	-31%	-257
Q+1	47	172	12	123	58	-53%	-65	23%	11
S+1	127	129	177	45	55	22%	10	-57%	-72
Y+1	21	37	11	10	36	260%	26	71%	15
Bourse (toutes échéances à terme)	386	424	410	238	288	21%	50	-25%	-98
Brokers (toutes échéances à terme)	903	1 041	812	512	625	22%	113	-31%	-278
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	97	99	99	94	92	-2%	-2	-5%	-5
dont actifs chez Powernext Gas Spot	48	50	49	80	52	-35%	-28	8%	4
dont actifs chez Powernext Gas Futures	34	33	32	39	53	36%	14	56%	19

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

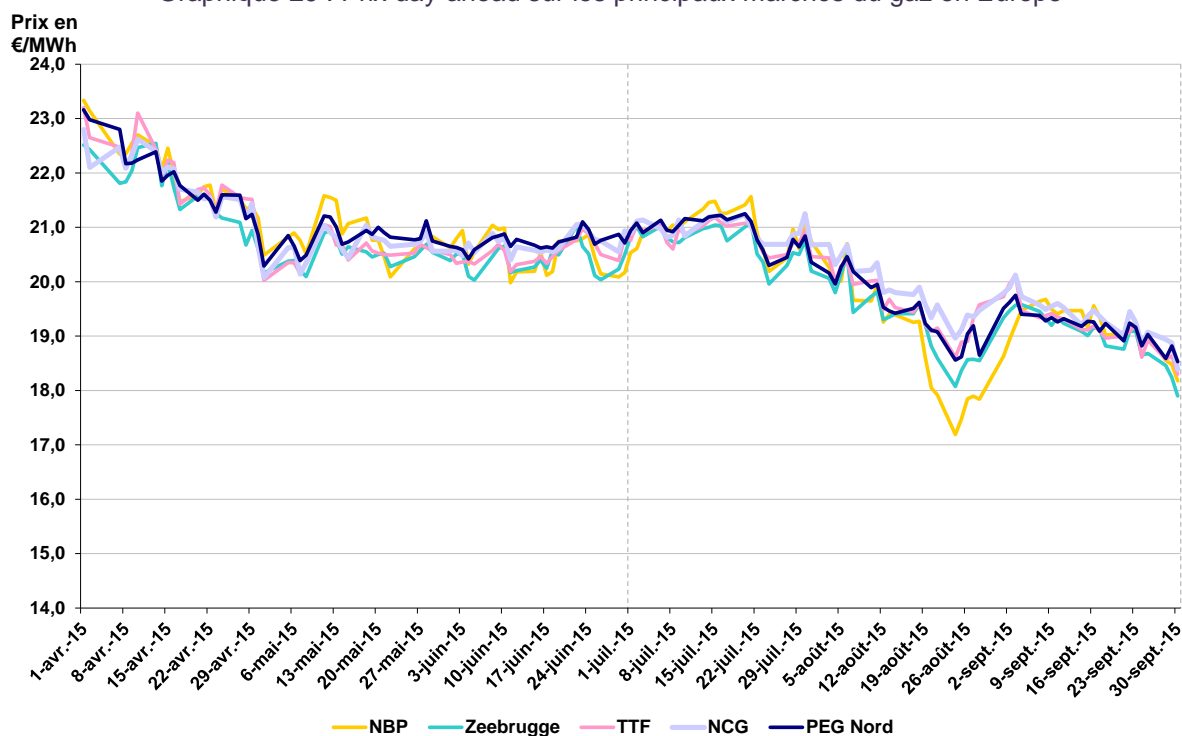
* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

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

III. Graphiques

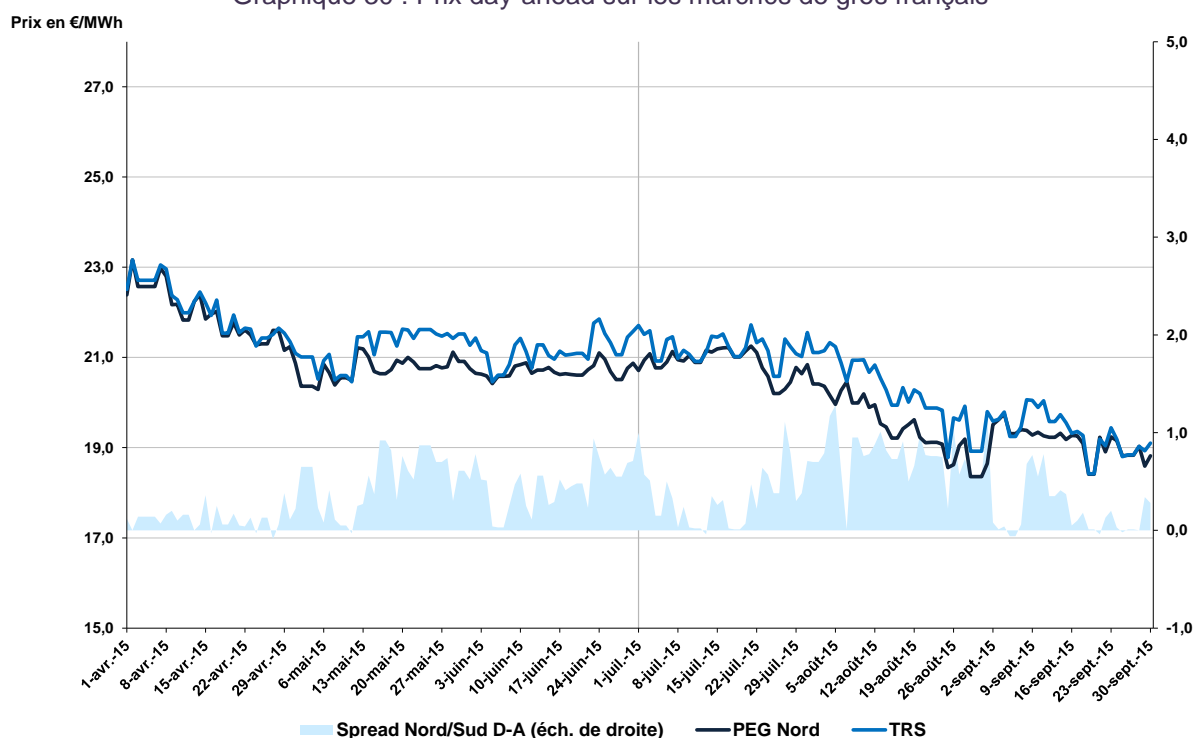
Evolution des prix en France et en Europe

Graphique 29 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



Source: Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

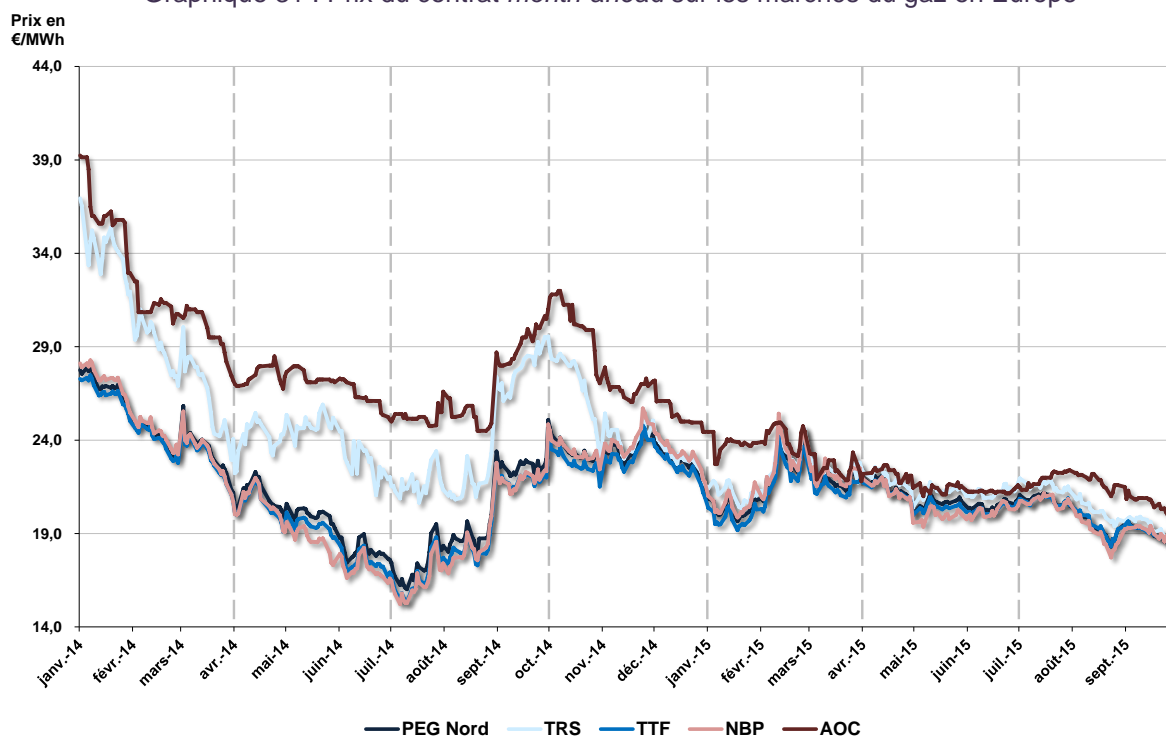
Graphique 30 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



Source: Powernext EOD et Heren pour le TRS – Analyse : CRE

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

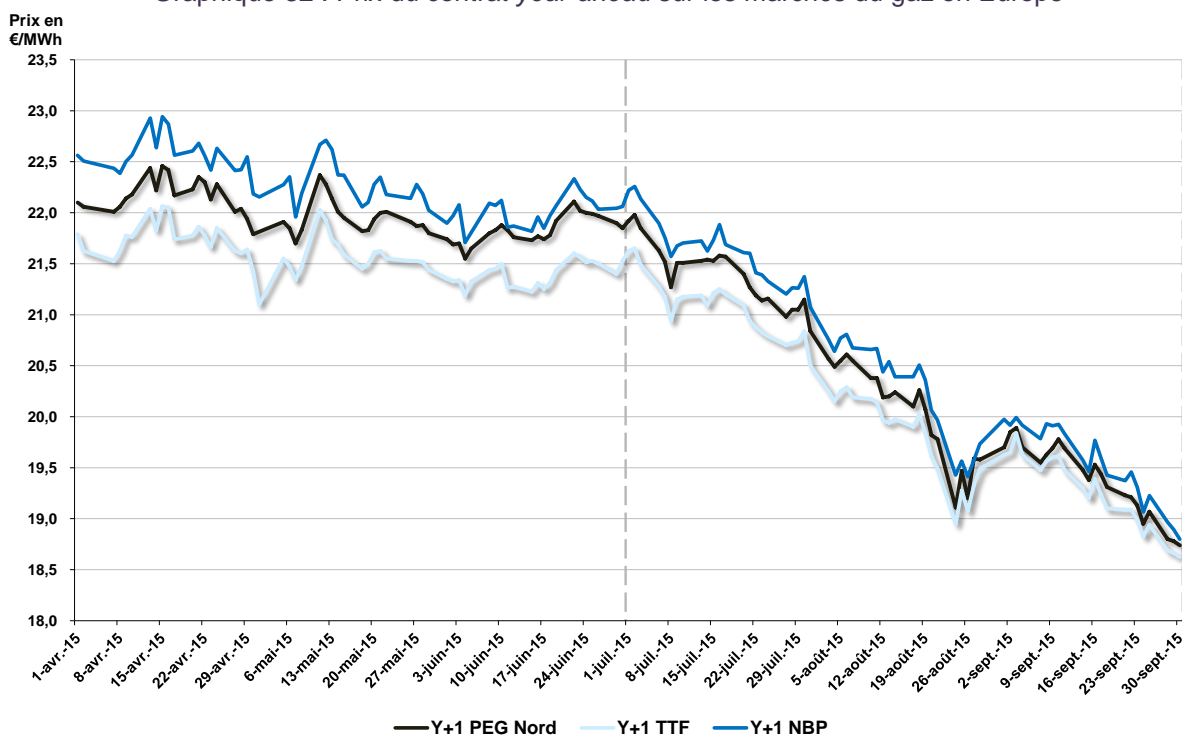
Graphique 31 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

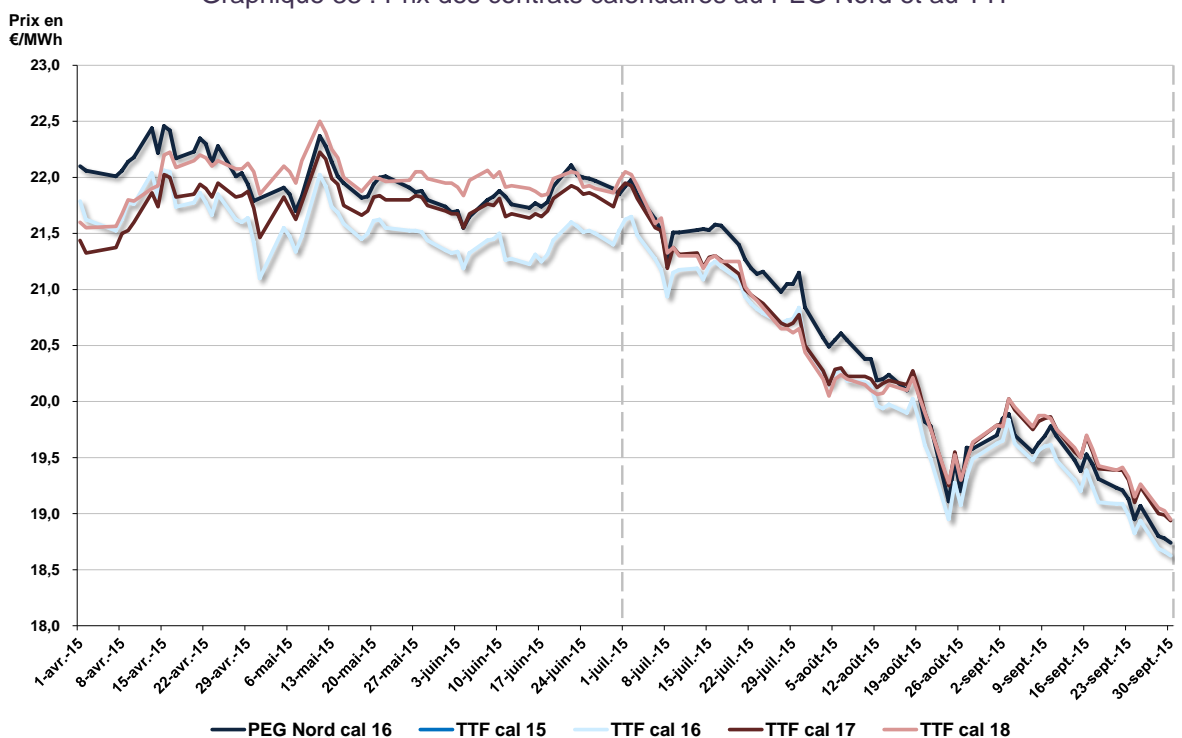
*Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

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



Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

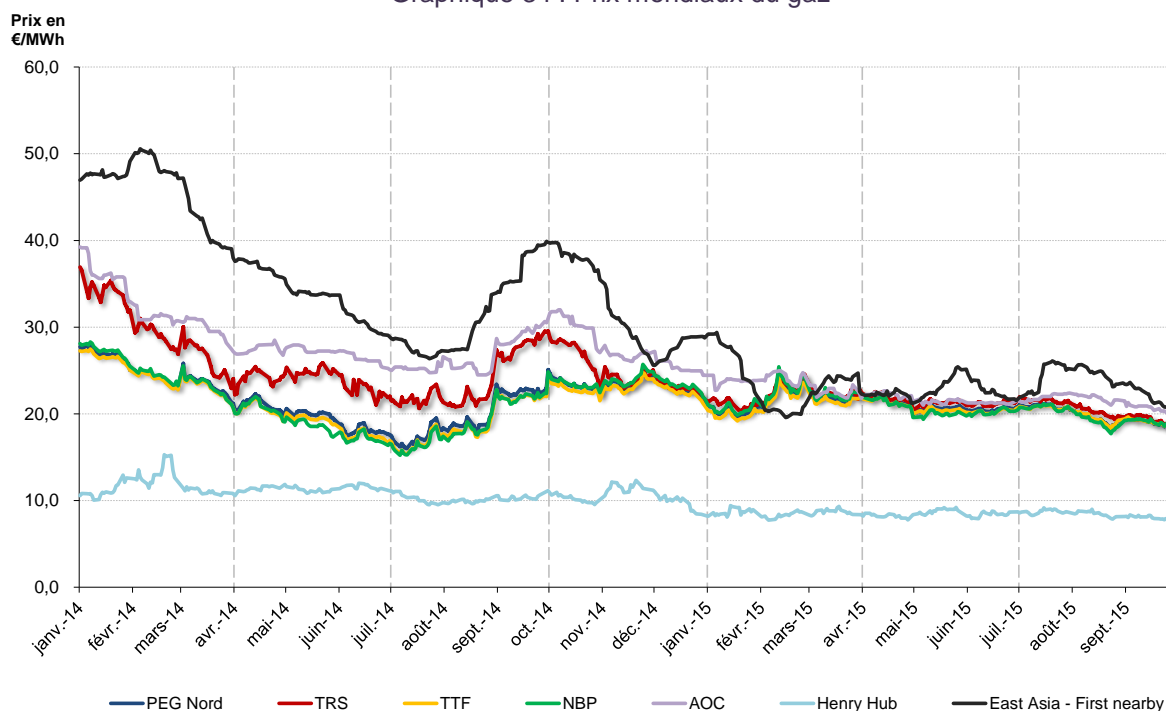
Graphique 33 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Contexte international

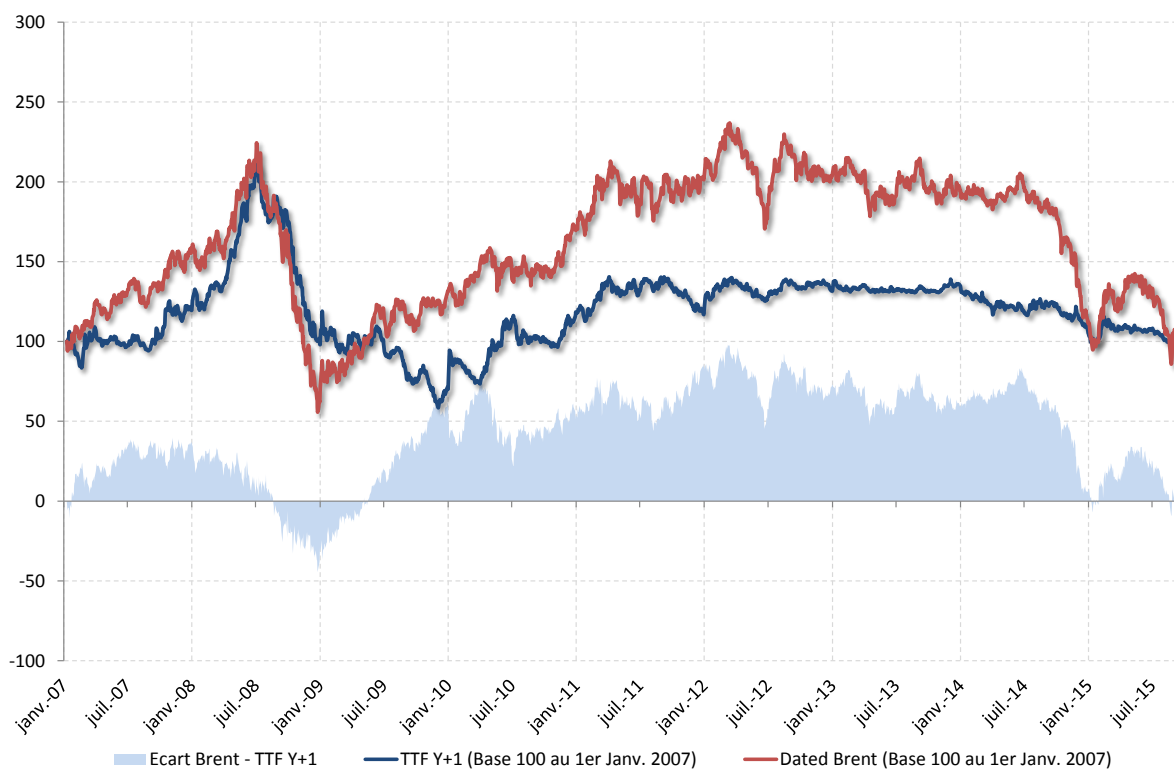
Graphique 34 : Prix mondiaux du gaz



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

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

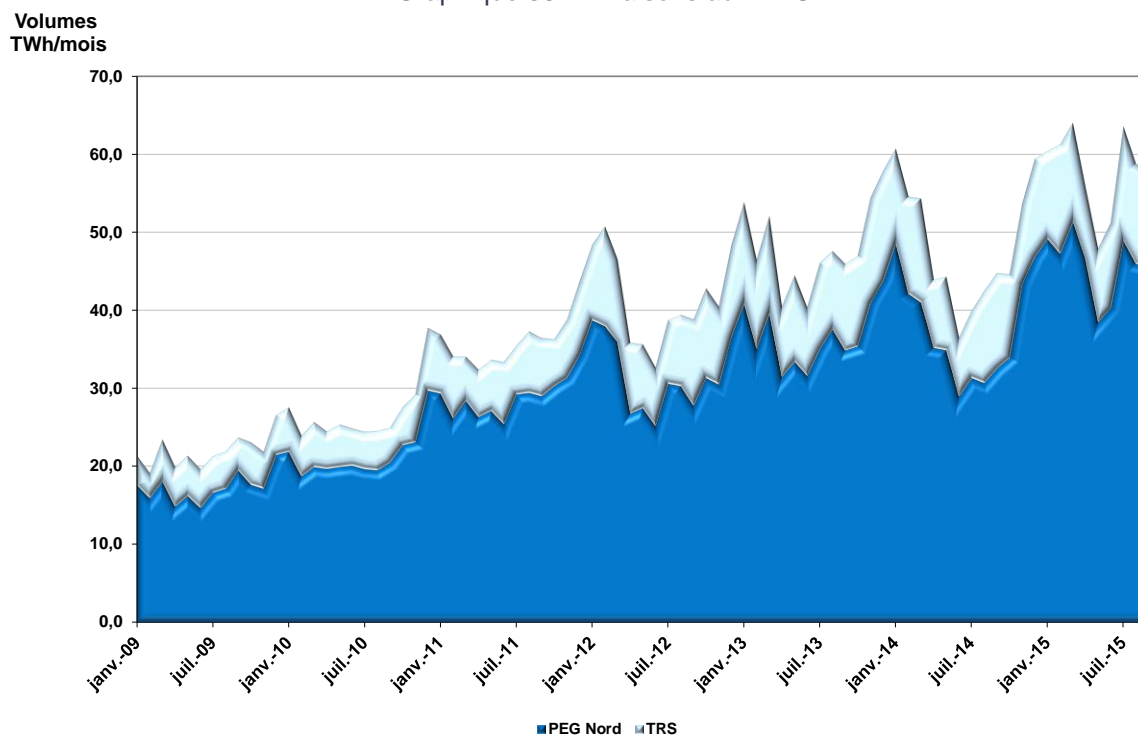
Graphique 35 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Développement du négoce sur le marché français

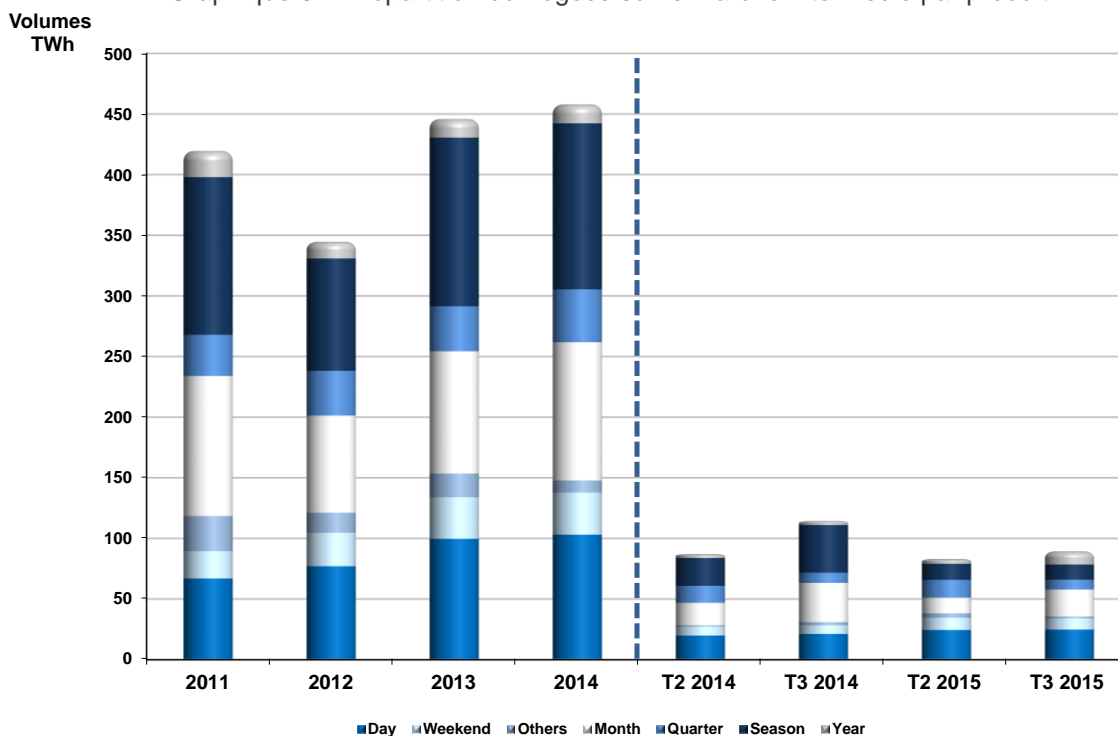
Graphique 36 : Livraisons aux PEG



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

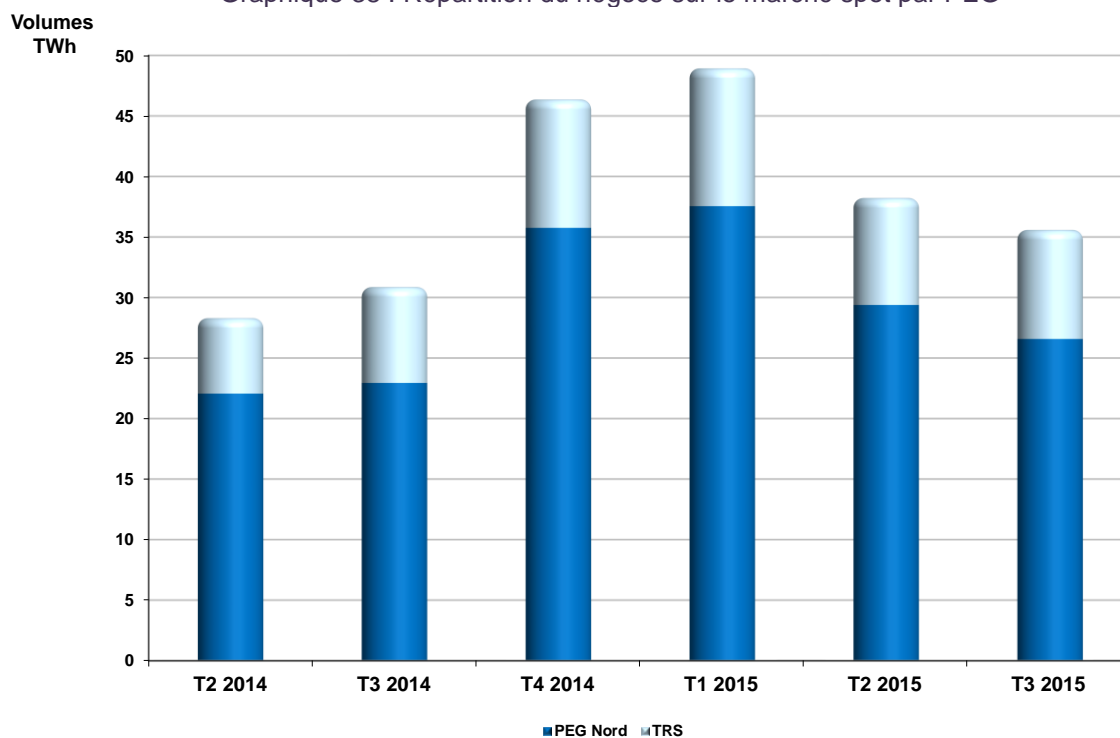
*Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Graphique 37 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

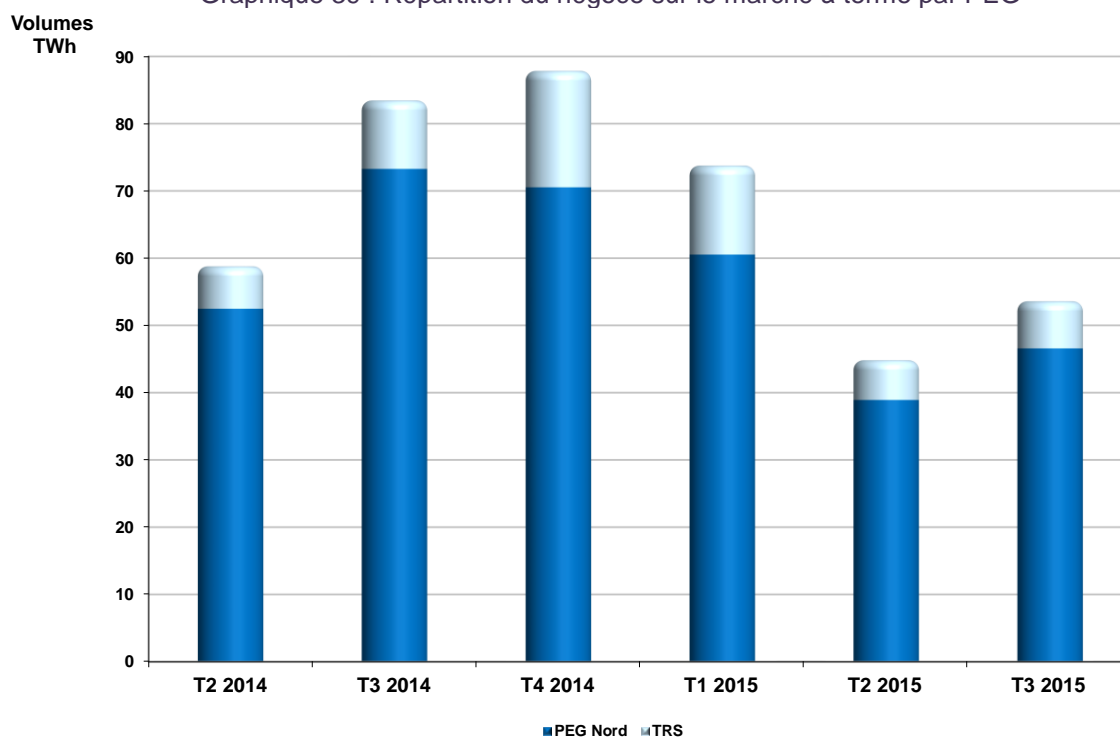
Graphique 38 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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

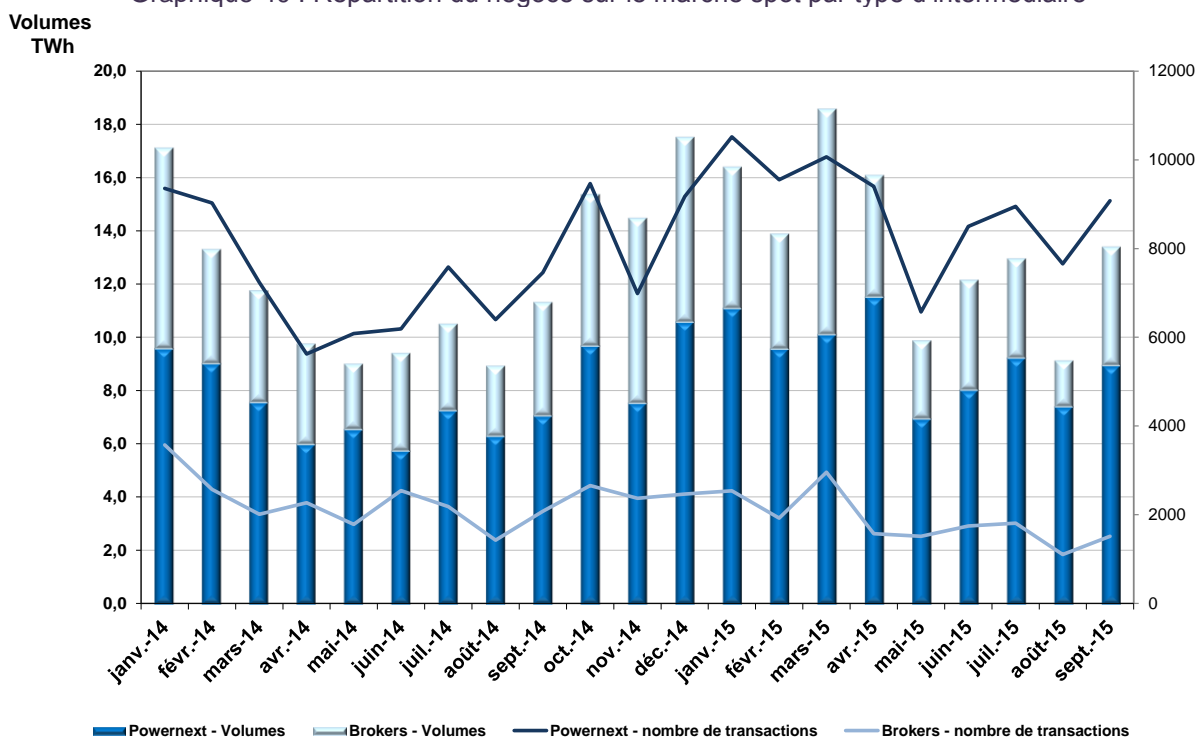
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

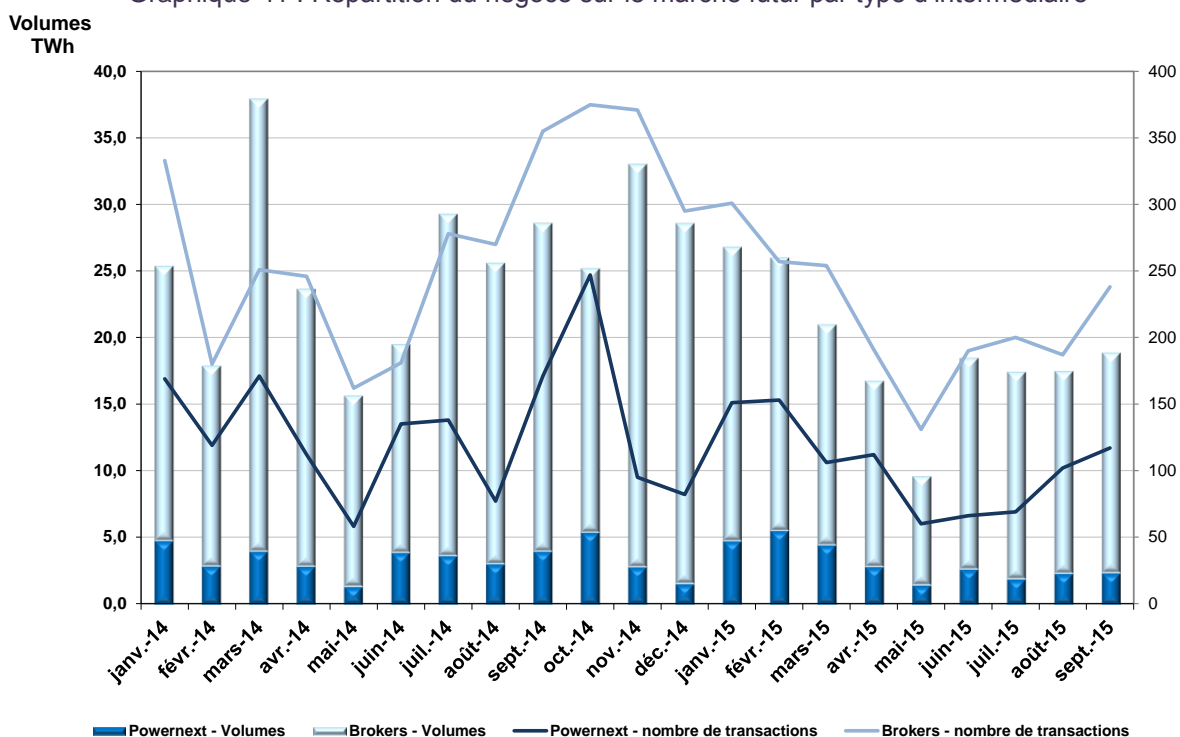
*Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



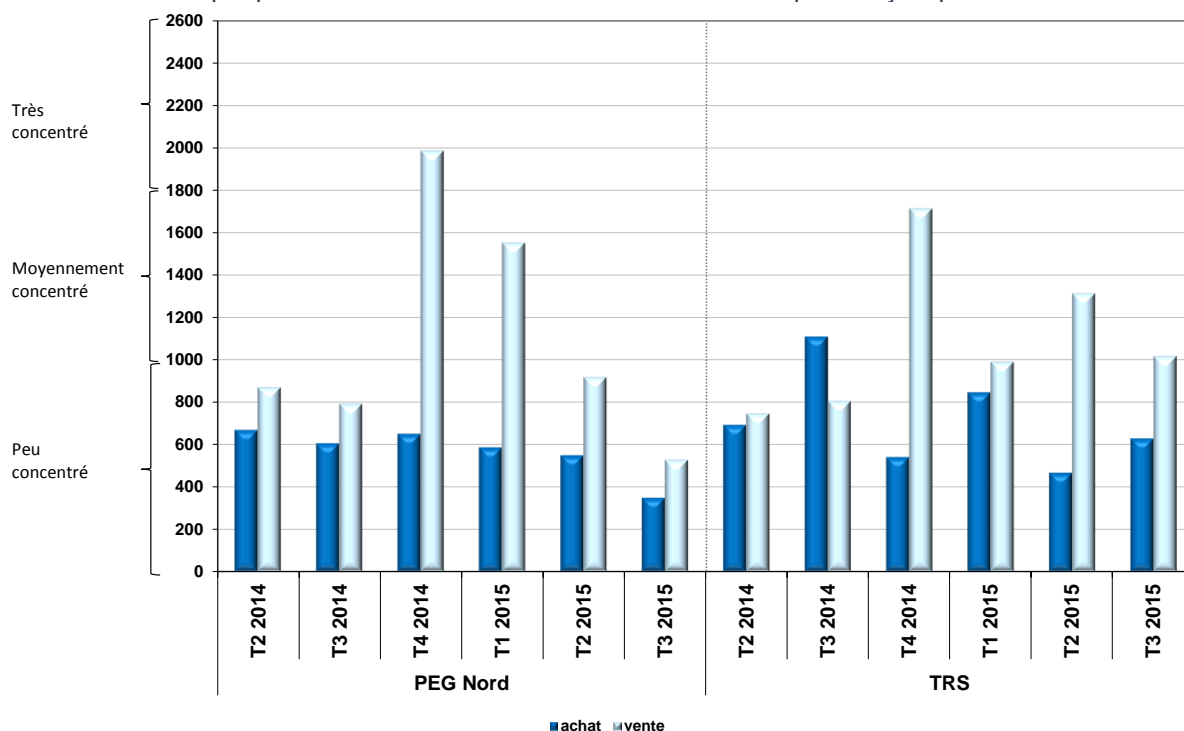
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

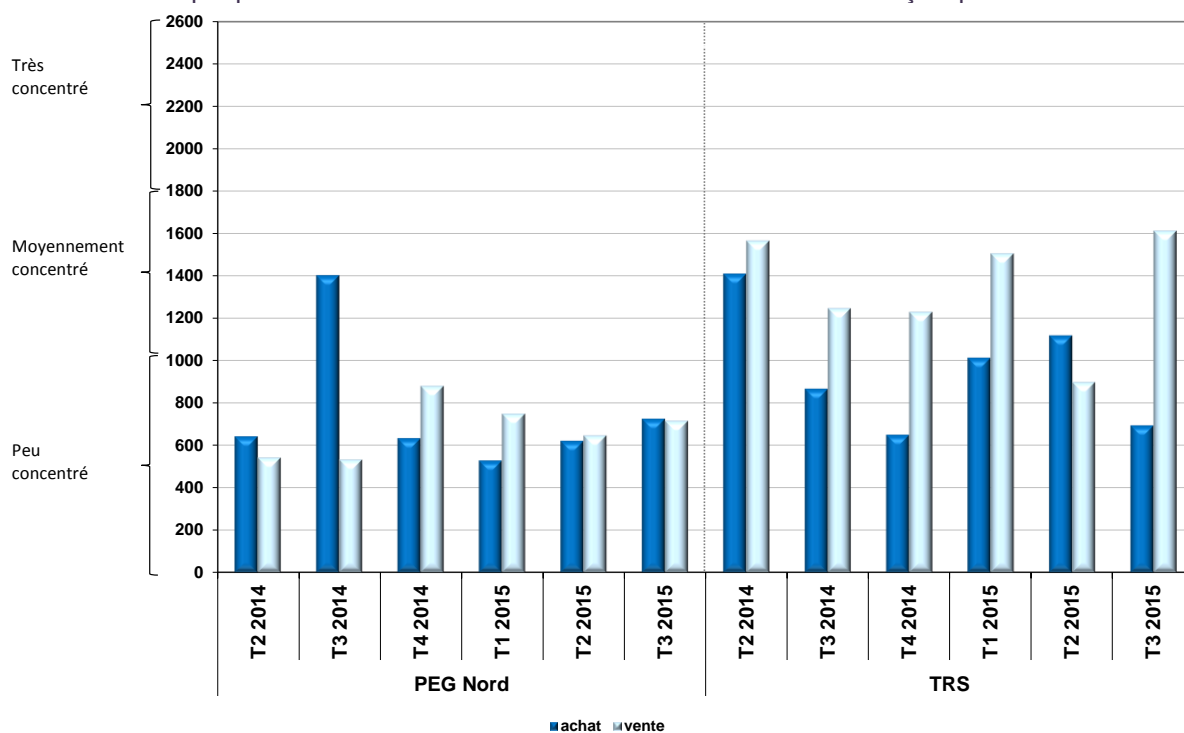
Graphique 42 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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

Graphique 43 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG

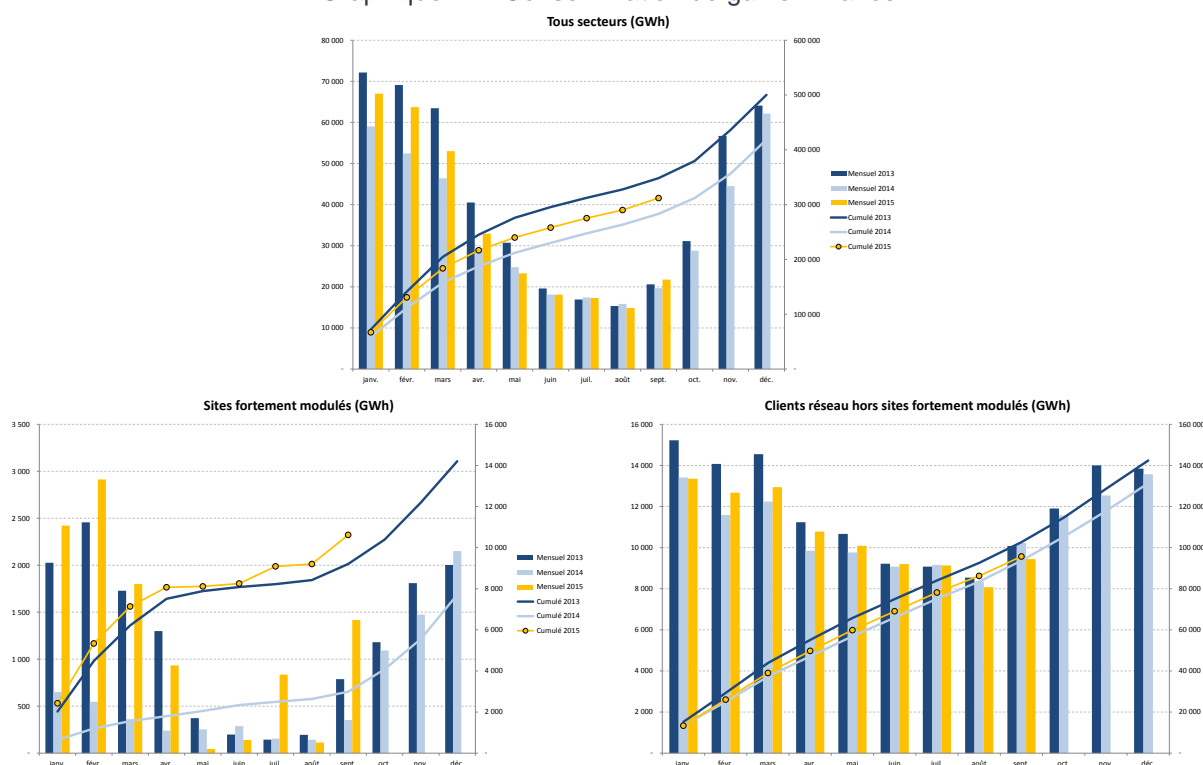


Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

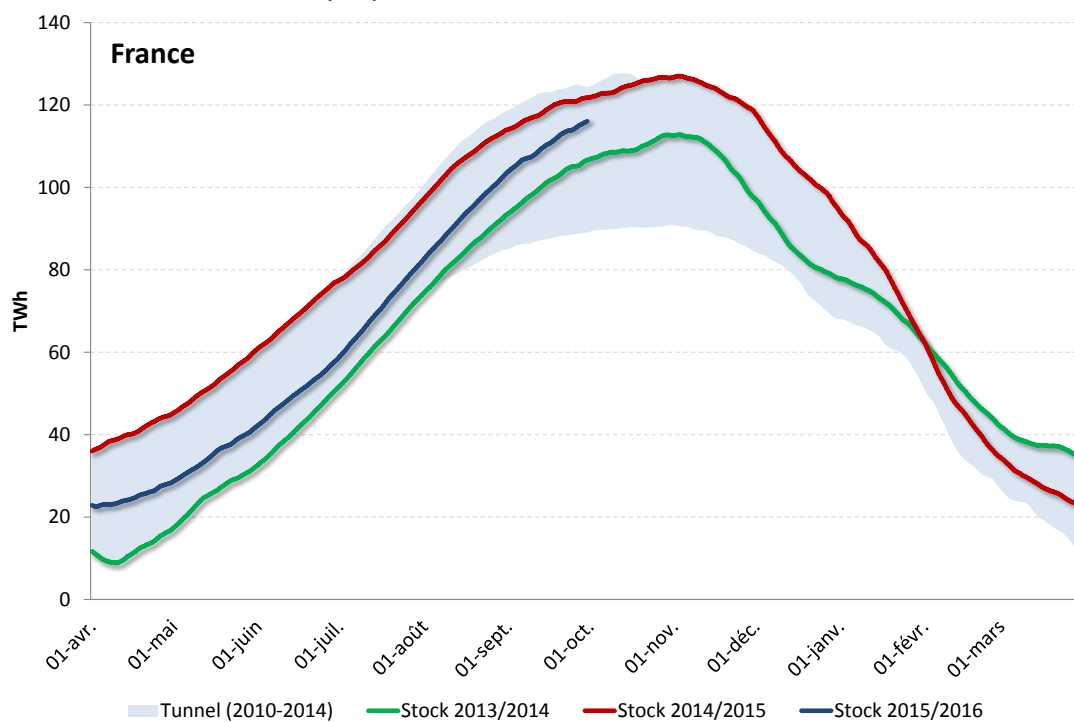
*Sur les périodes précédant le 1er avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Fondamentaux

Graphique 44 : Consommation de gaz en France

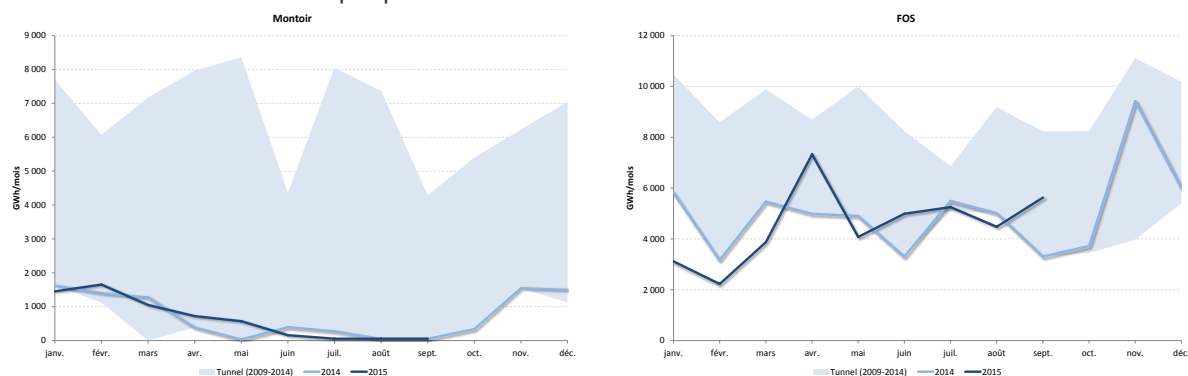


Graphique 45 : Niveaux des stocks en France



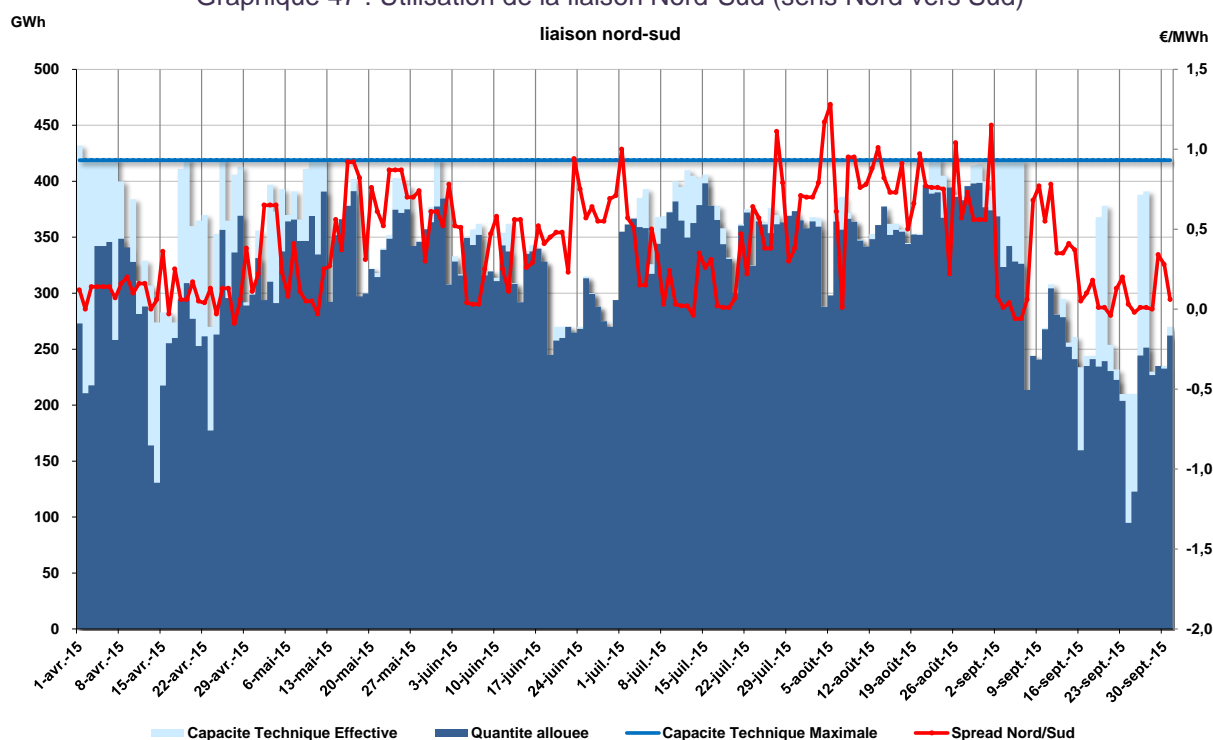
Source: Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 46 : Emissions des terminaux méthaniers



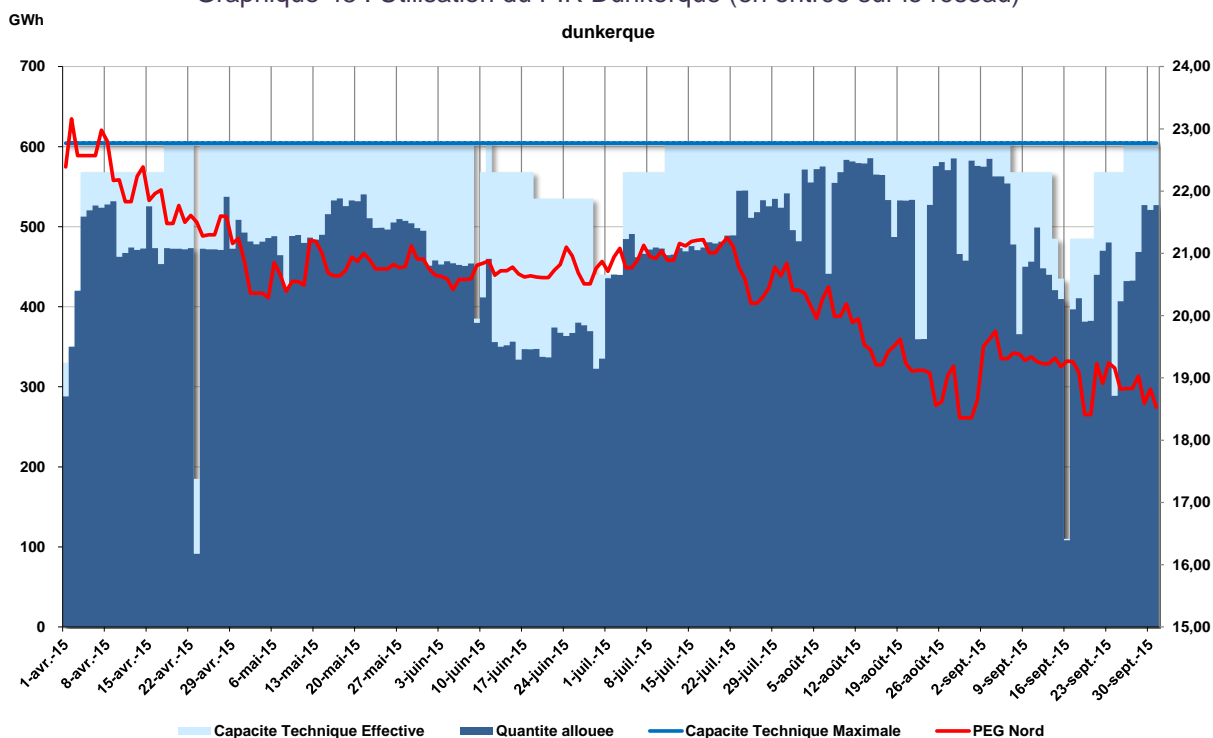
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 47 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)



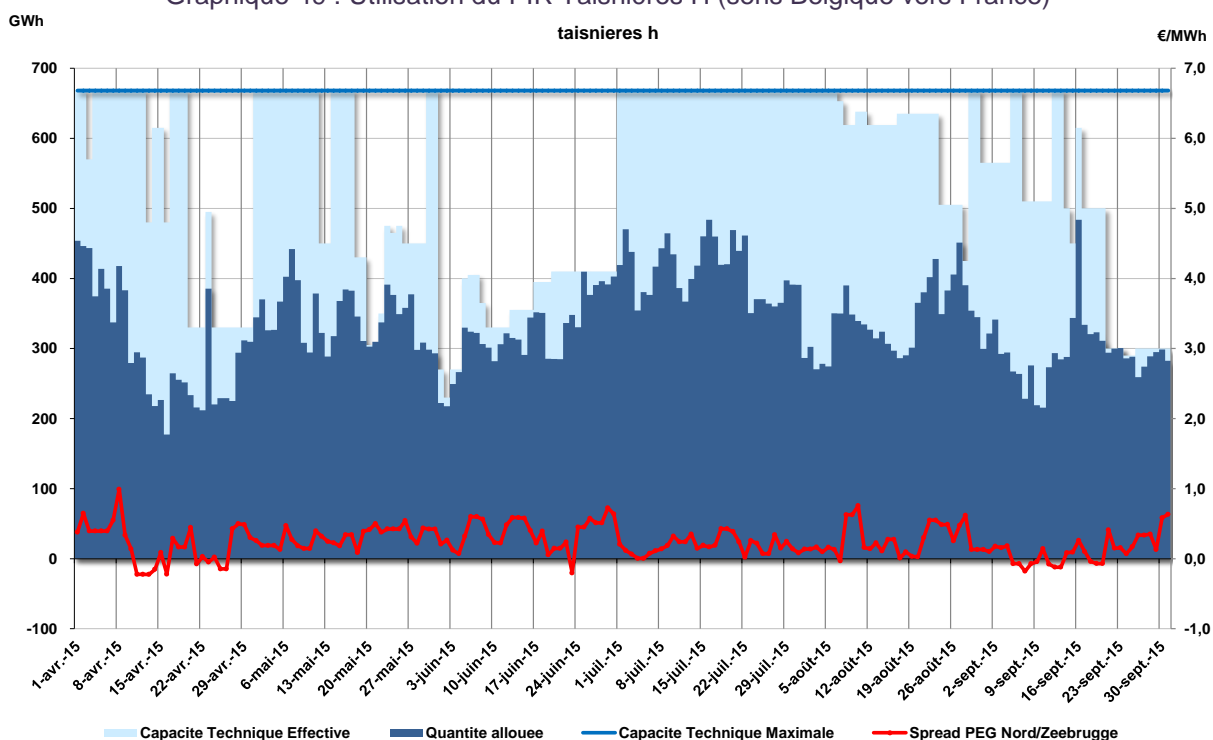
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 48 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



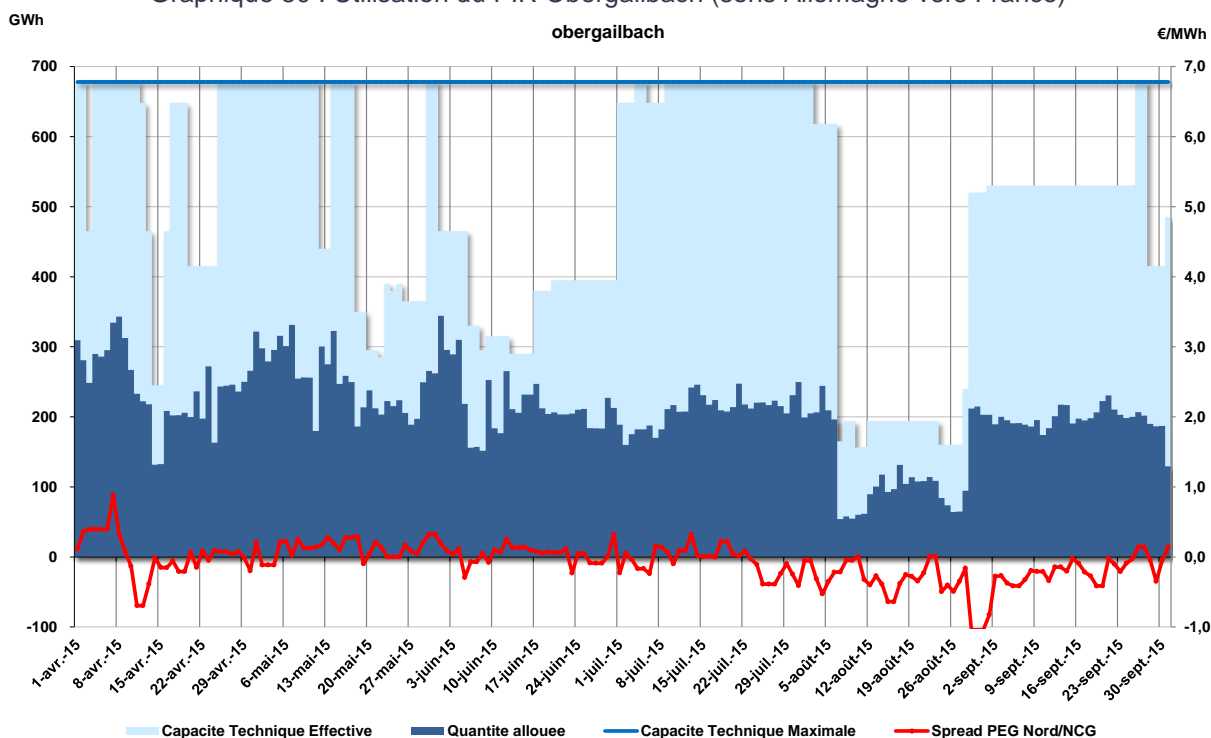
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 49 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



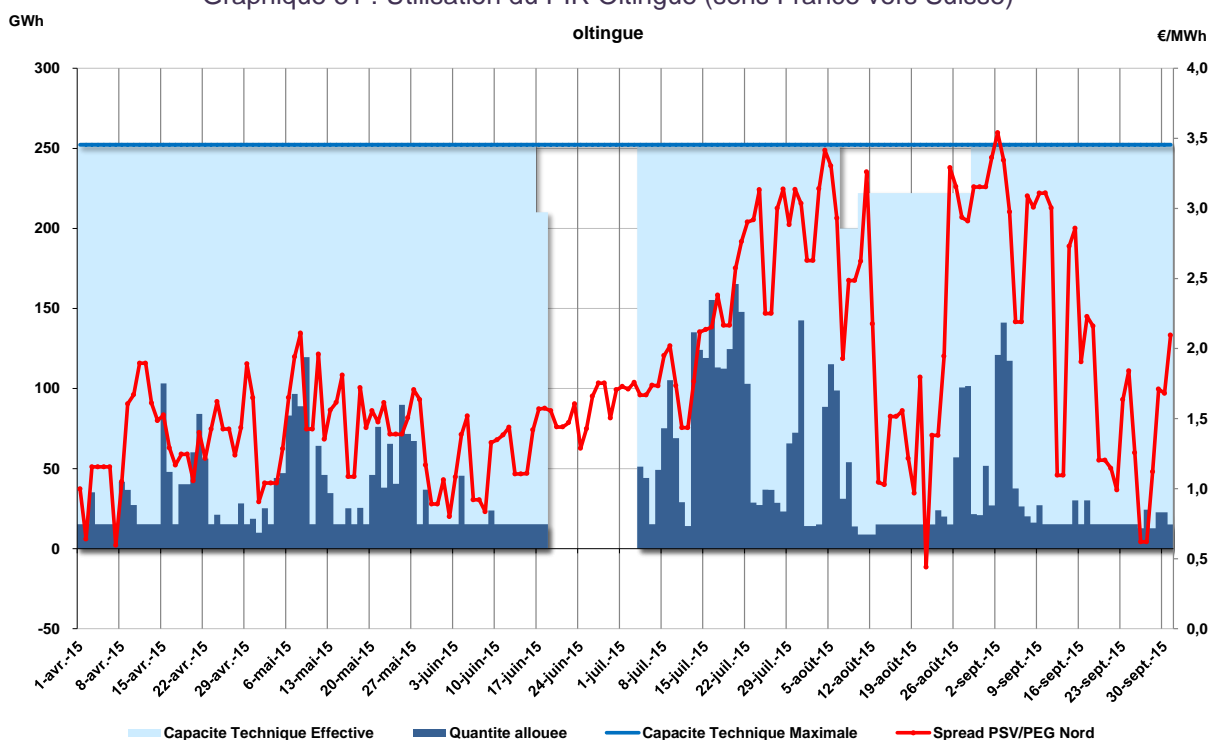
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 50 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)



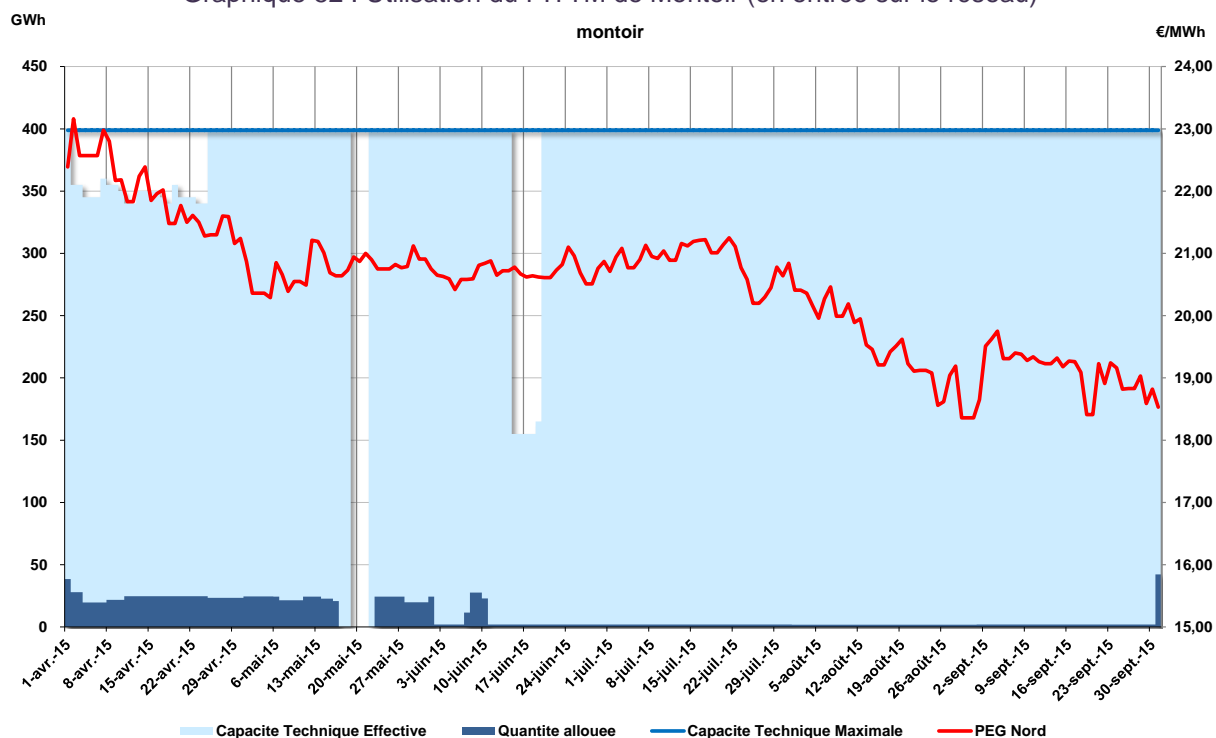
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 51 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)



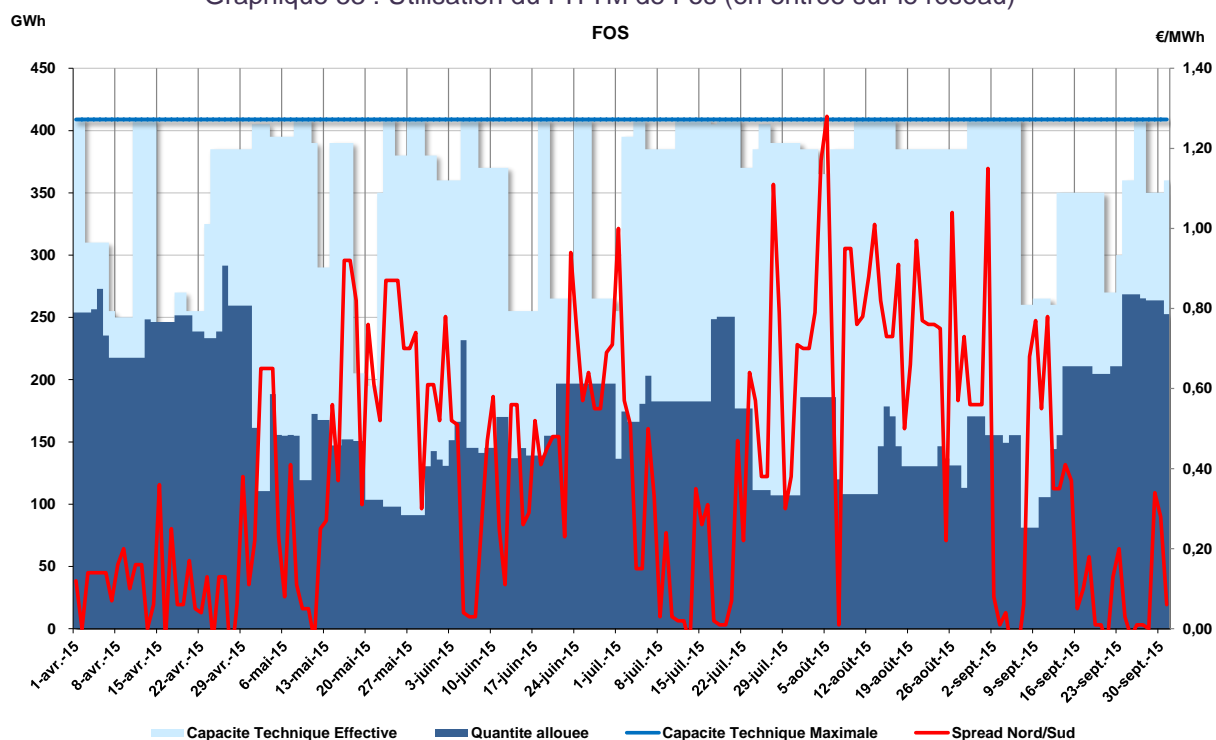
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 52 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



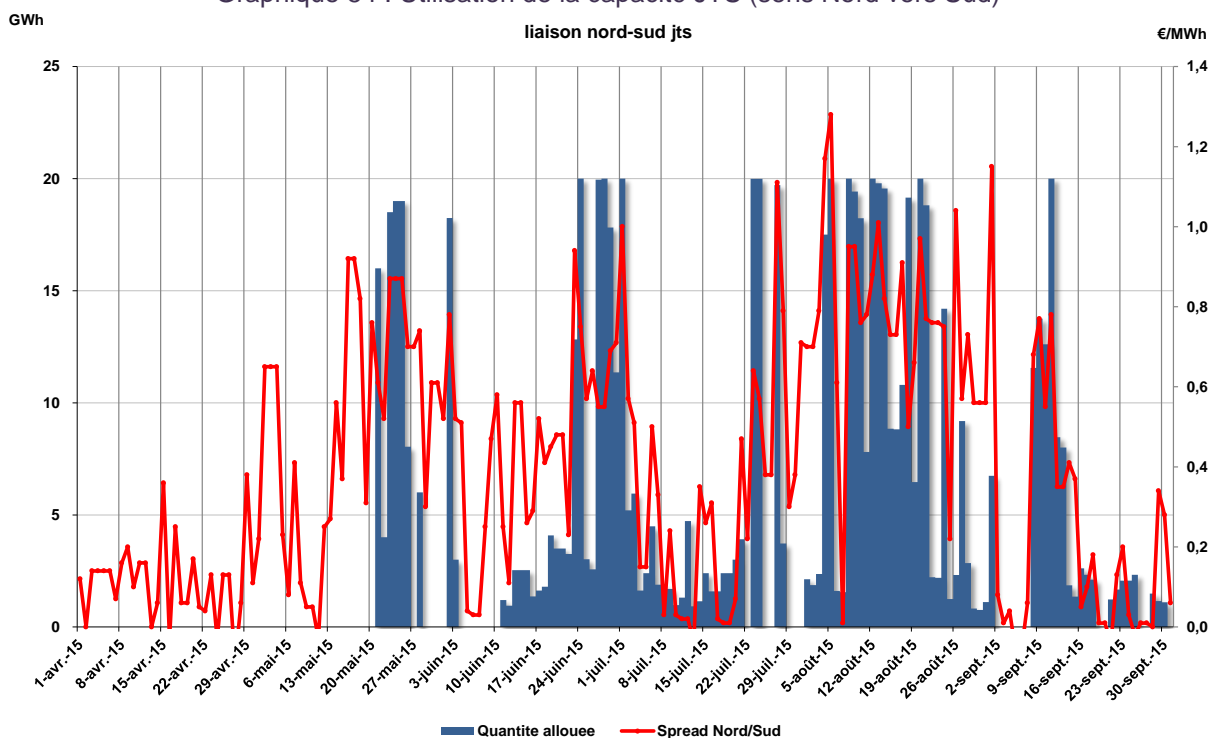
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 53 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



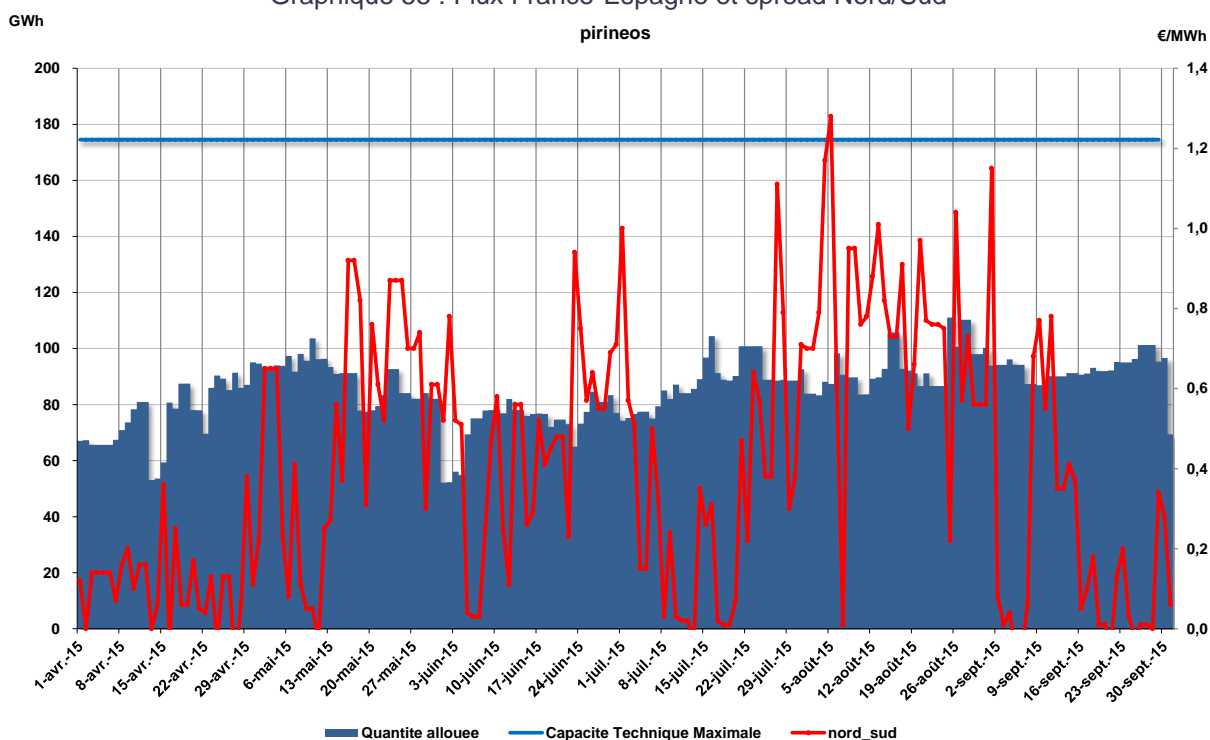
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 54 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



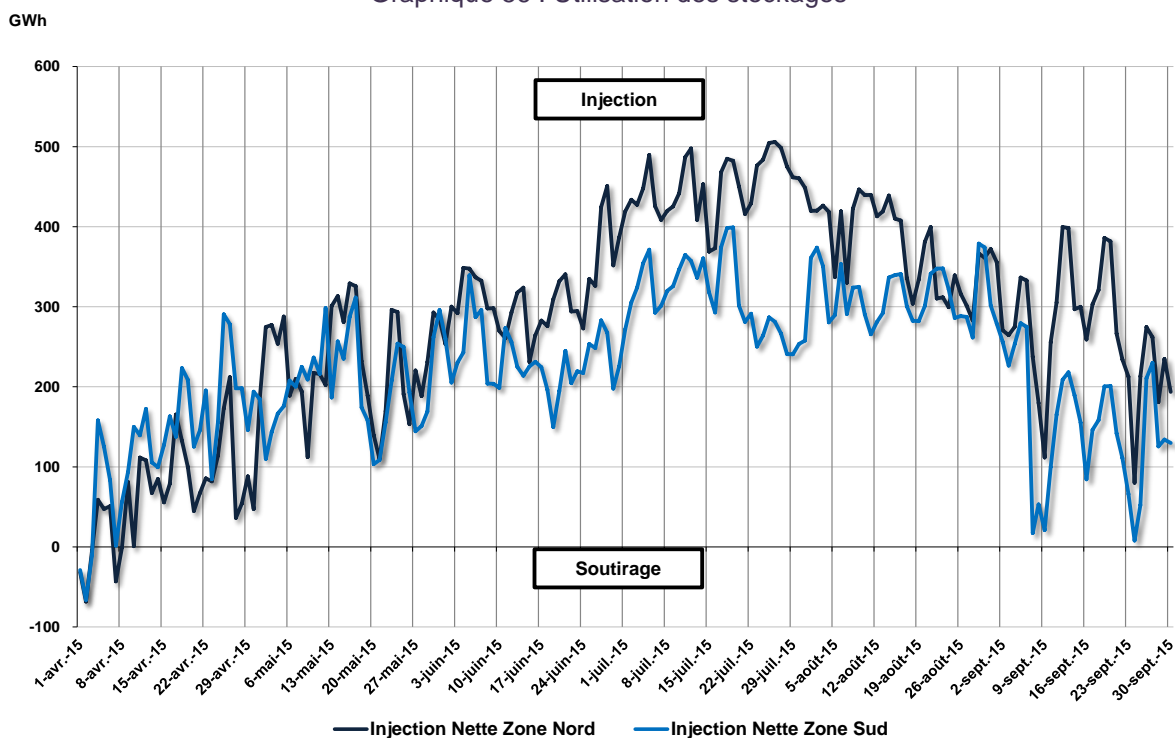
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 55 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



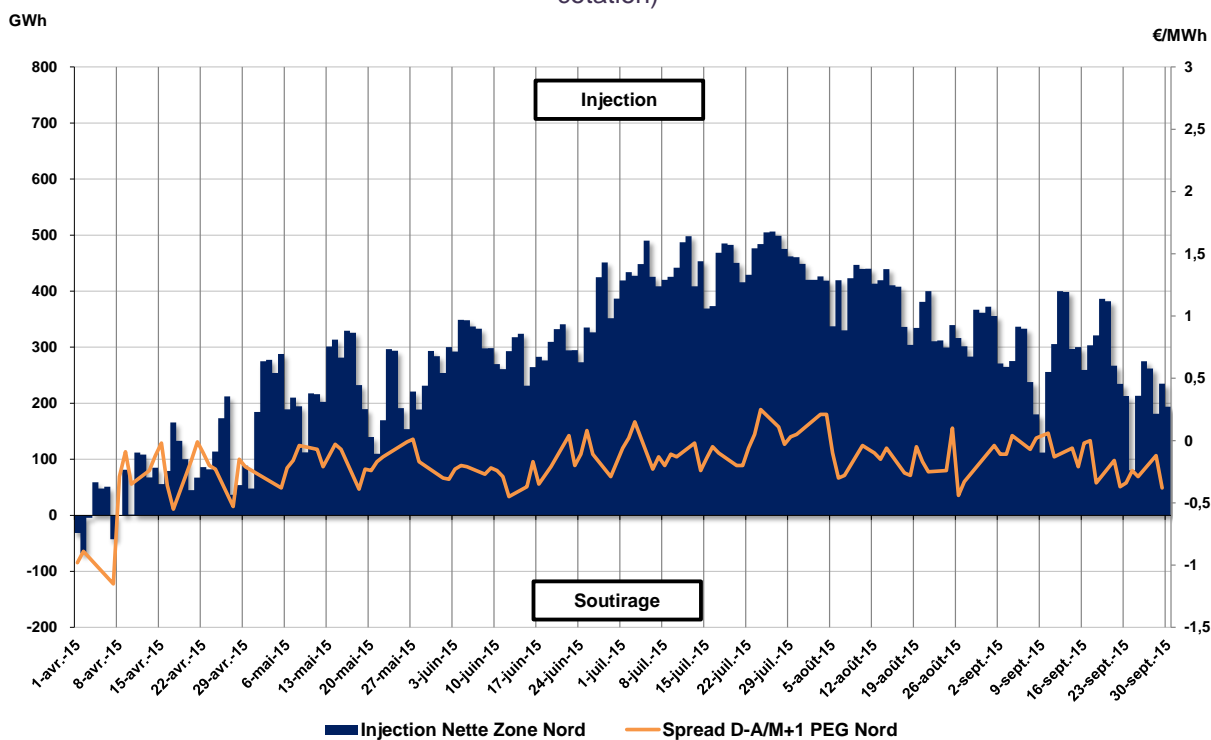
Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 56 : Utilisation des stockages



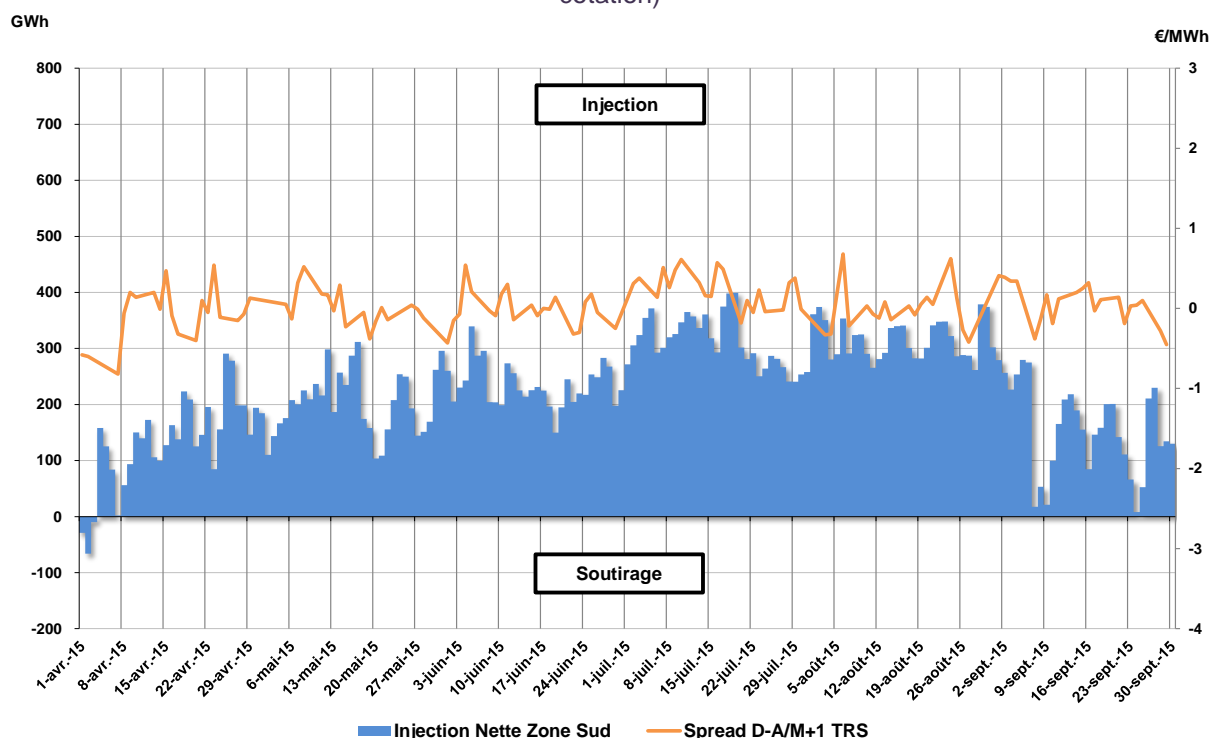
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 57 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)



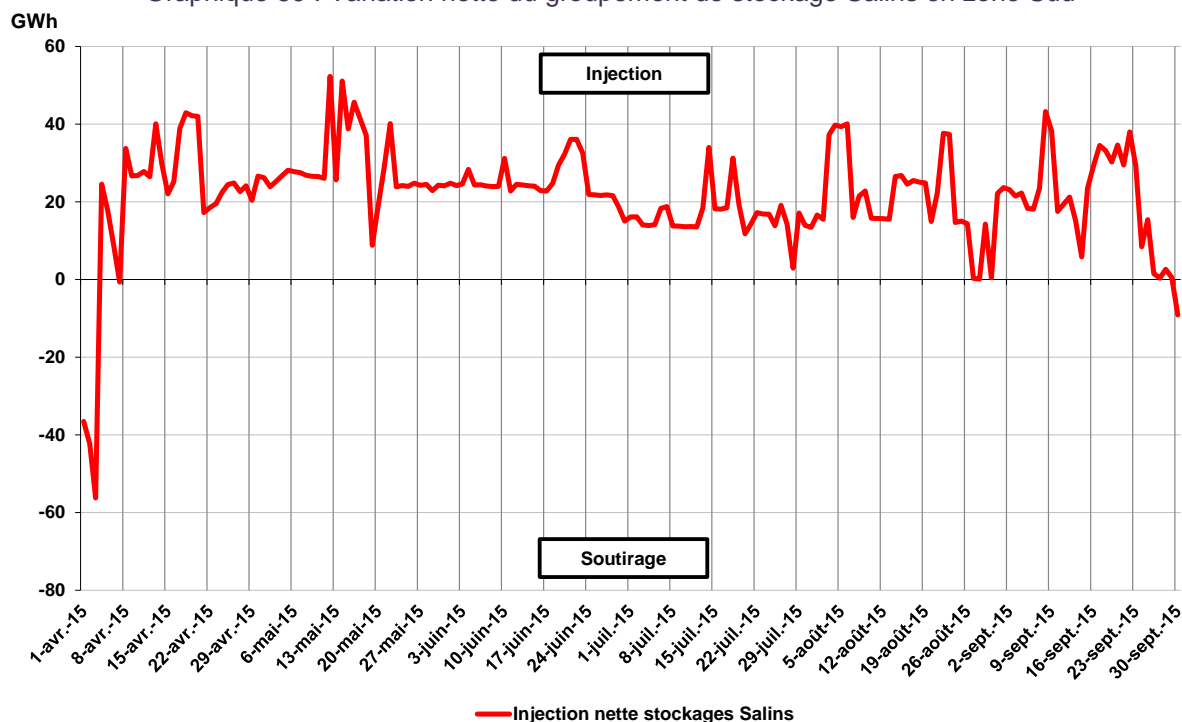
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 58 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 59 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

I. Principales dates

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

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

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

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

II. Chiffres clés

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	1767	2126	2084	1476	1682	14,00%	207	-4,79%	-85
Volumes EUA	1722	2064	2059	1458	1655	14%	197	-4%	-67
bourse	1492	1715	1737	1214	1368	13%	154	-8%	-124
brokers	230	349	322	244	287	18%	43	25%	57
Volumes CER	45	62	24	17	27	55%	10	-40%	-18
bourse	26	39	20	13	22	69%	9	-15%	-4
brokers	19,0	23,0	4,4	4,4	5,0	14%	0,6	-0,7	-14,0
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	92	113	213	201	205	2%	4	123%	113
EUA futurs (Dec'14 à Dec'17)	1467	1493	2246	913	983	8%	70	-33%	-484
Déc'15	275	442	1141	690	738	7%	48	168%	463
Déc'16	140	122	154	153	155	1%	2	11%	15
Déc'17	57	63	62	70	90	29%	20	58%	33

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	5,9	6,6	7,0	6,9	7,5	9%	0,60	26%	1,56
Prix moyen spot EUA	6,1	6,6	7,0	7,3	8,0	9%	0,63	31%	1,89
Prix moyen spot CER	0,2	0,1	0,0	0,5	0,5	8%	0,03	208%	0,33
Prix futur (€/tCO₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'15 EUA	6,25	6,73	7,07	7,37	8,00	8%	0,62	28%	1,75
Prix moyen Déc'16 EUA	6,42	6,87	7,18	7,45	8,08	8%	0,62		
Prix moyen Déc'17 EUA	6,63	7,03	7,32	7,56	8,19	8%	0,63		
CER									
Prix moyen Déc'15 CER	0,39	0,47	0,43	0,45	0,48	7%	0,03	21%	0,08
Prix moyen Déc'16 CER	0,40	0,47	0,43	0,44	0,45	3%	0,01		
Prix moyen Déc'17 CER	0,40	0,47	0,43	0,44	0,44	1%	0,00		

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

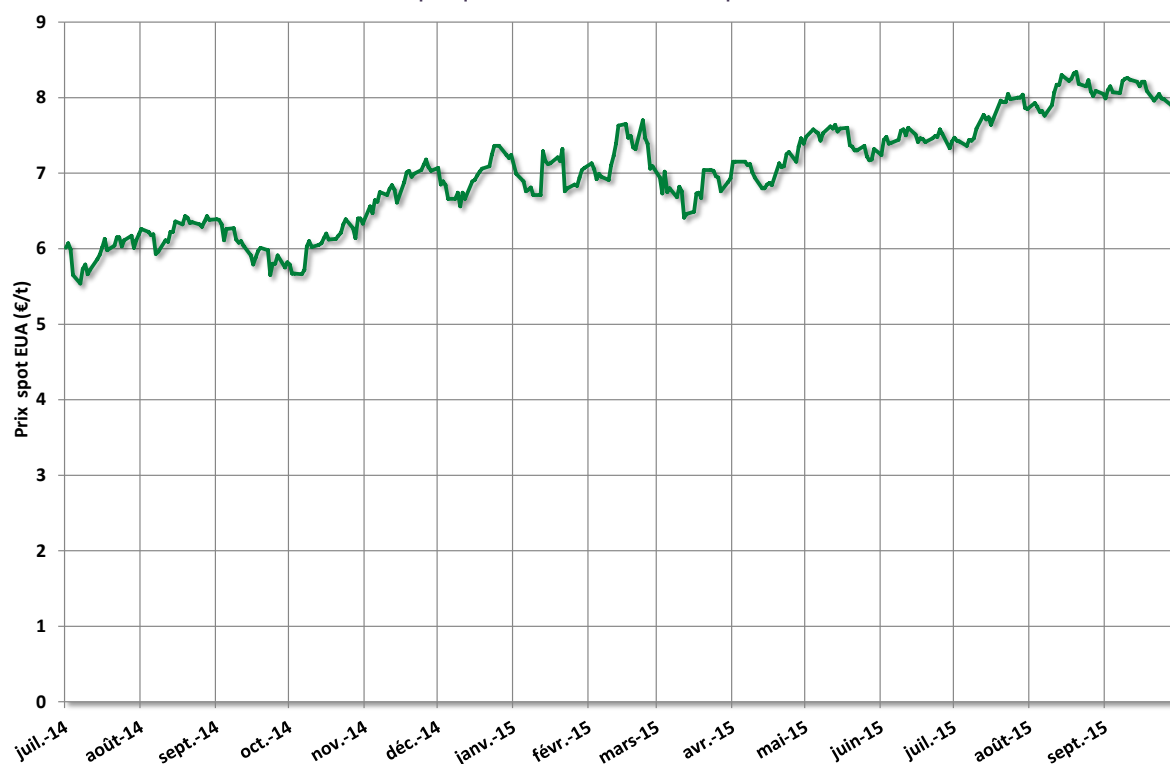
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2015 / T2 2015		Variation annuelle T3 2015 / T3 2014	
	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	58,9	57,1	53,7	52,2	48,7	-7%	-3,4	-17%	-10,2
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	25,4	26,3	22,3	21,7	23,1	7%	1,4	-9%	-2,3
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	-1,7	1,0	0,2	-1,2	2,8	335%	4,0	-264%	4,5

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

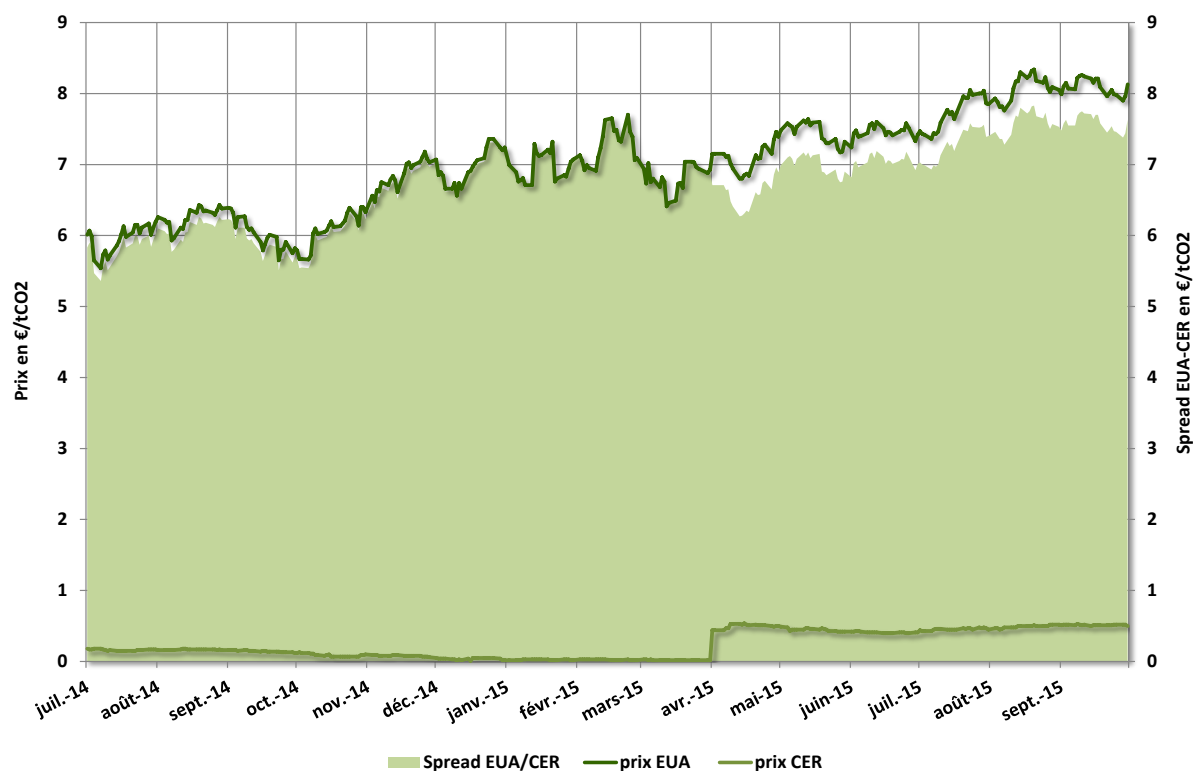
III. Graphiques

Graphique 60 : Evolution des prix EUA



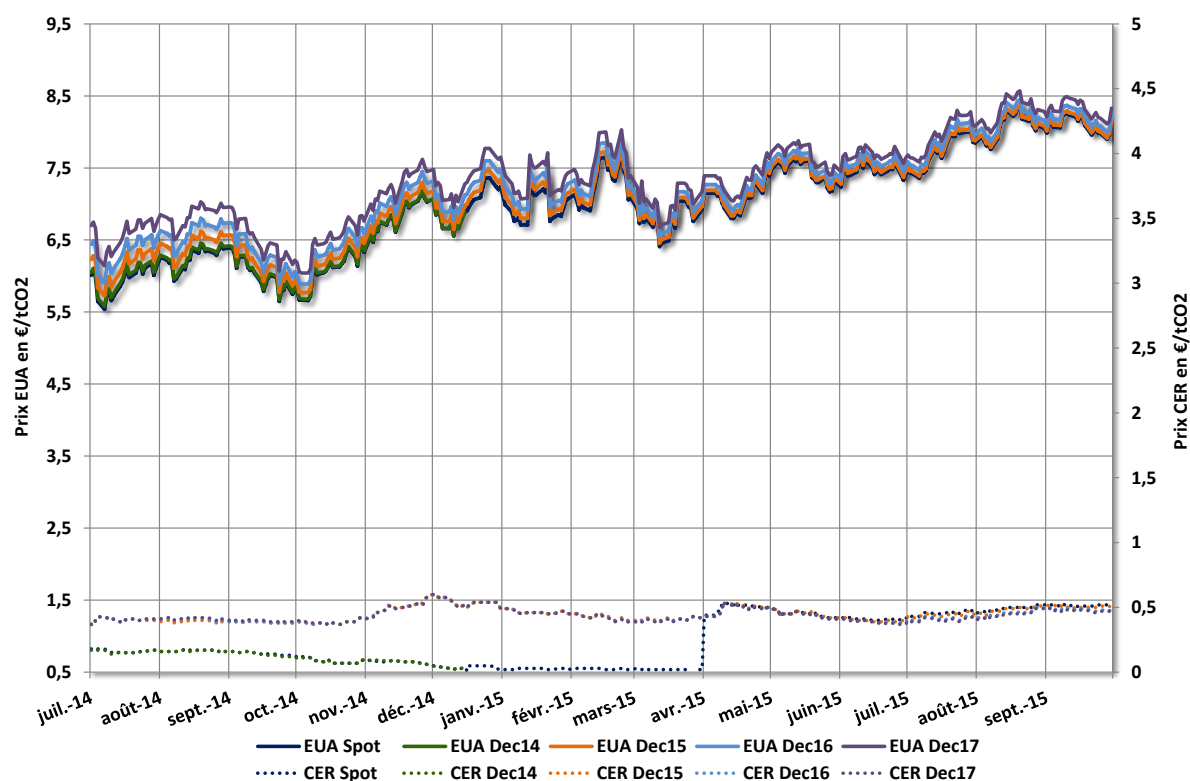
Source : ECX

Graphique 61 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



Sources : ECX

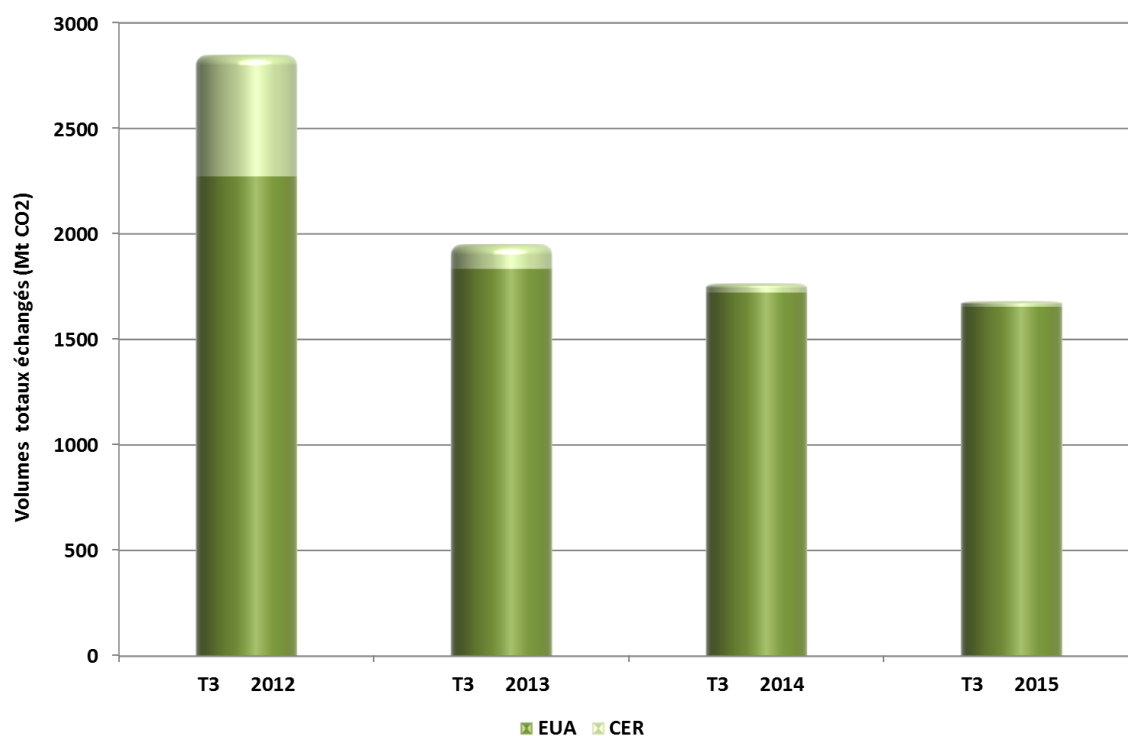
Graphique 62 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER



Sources : ECX.

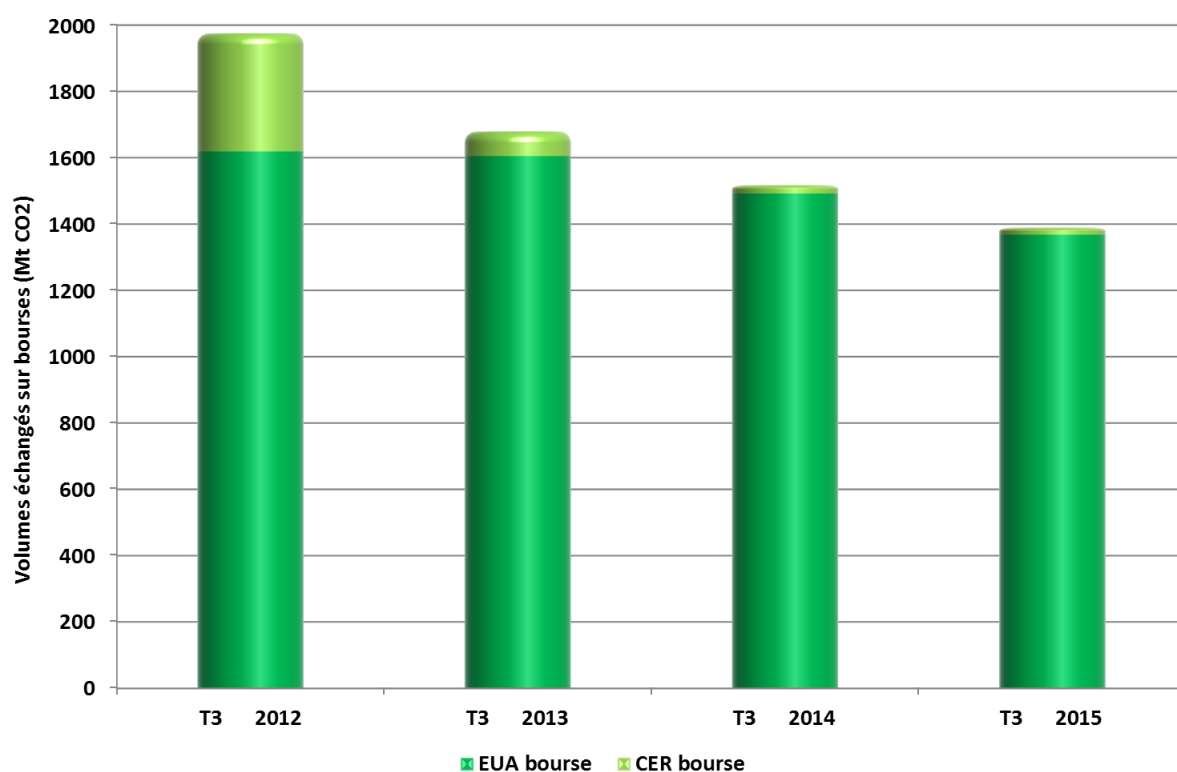
A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1^{er} jan. 2014

Graphique 63 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers



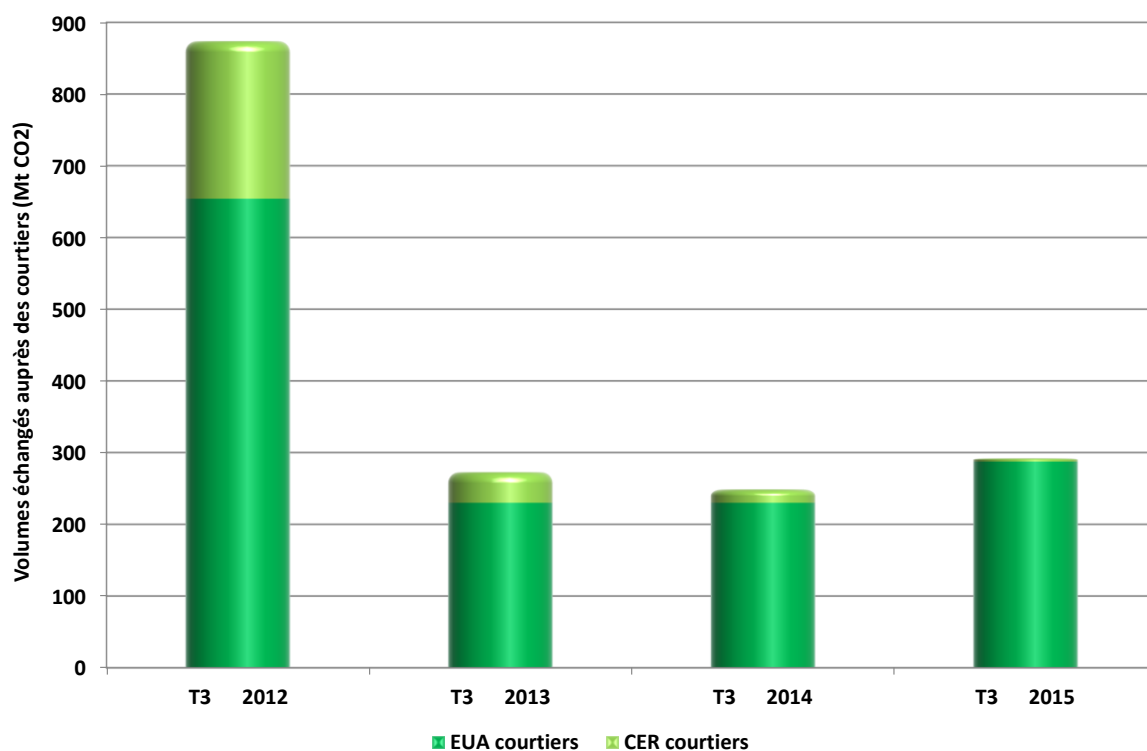
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 64 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse



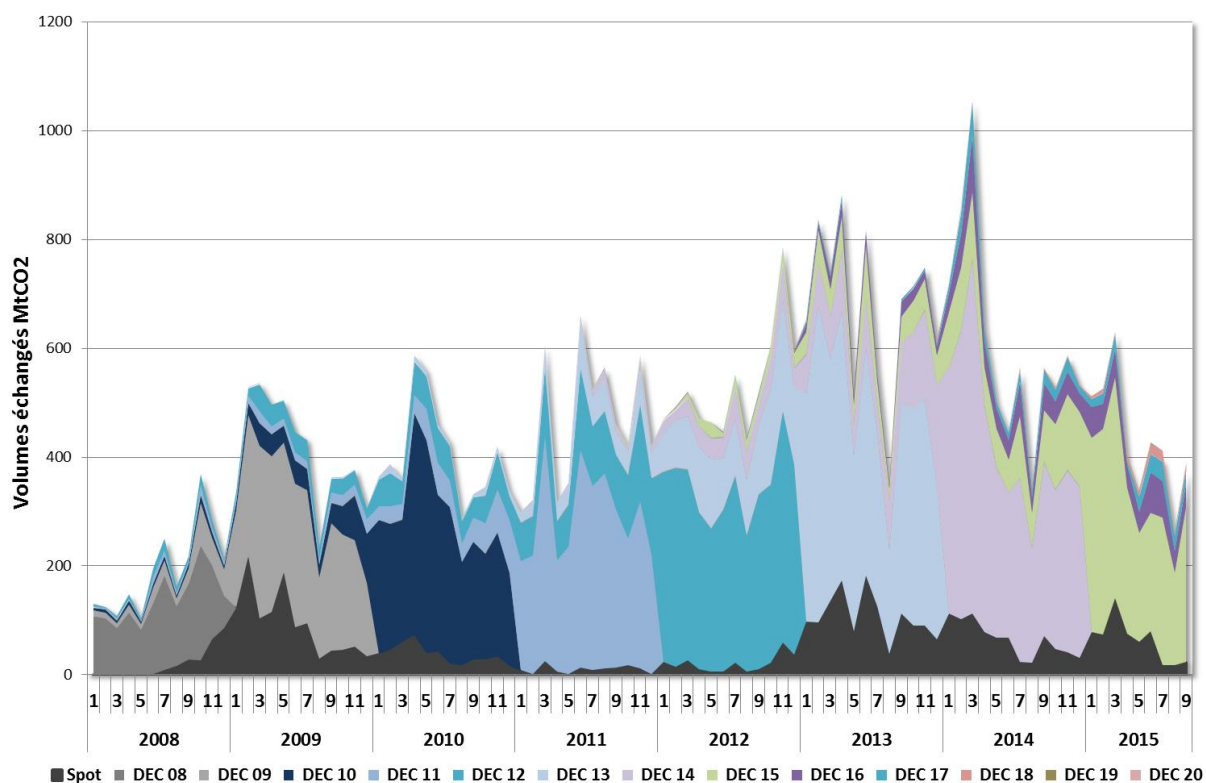
Sources : Bluenext, ECX, EEX

Graphique 65 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers



Sources : LEBA

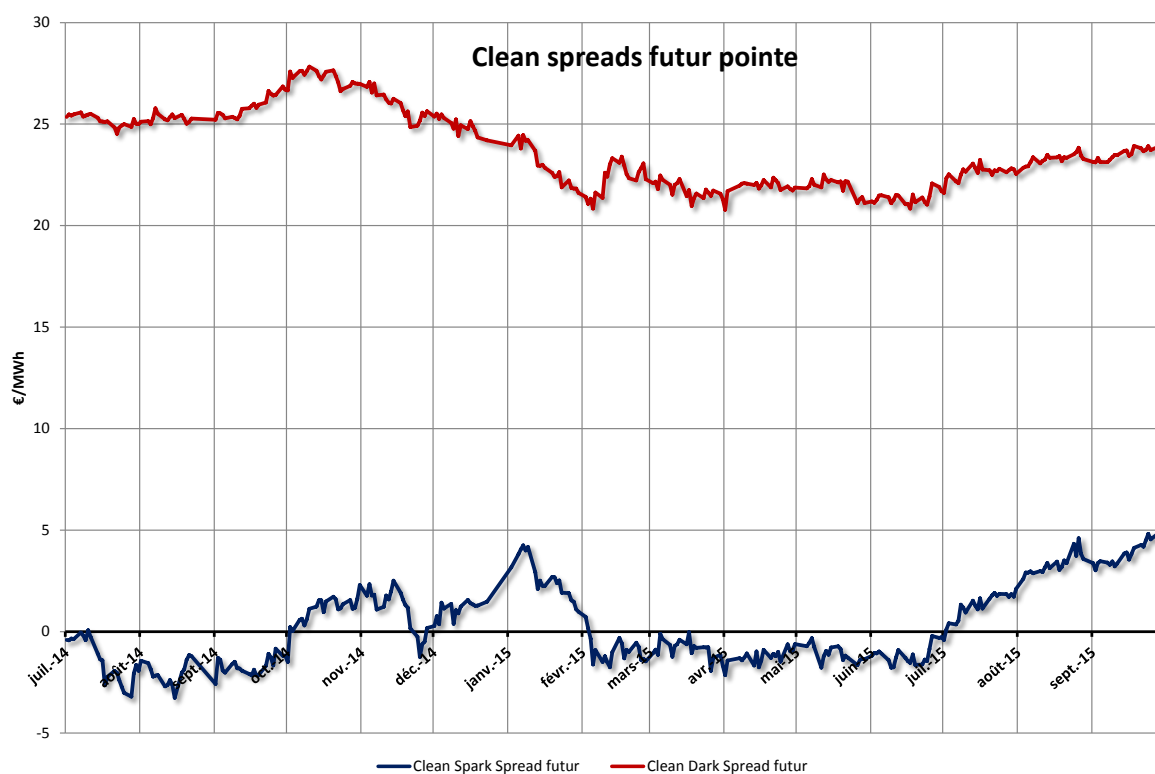
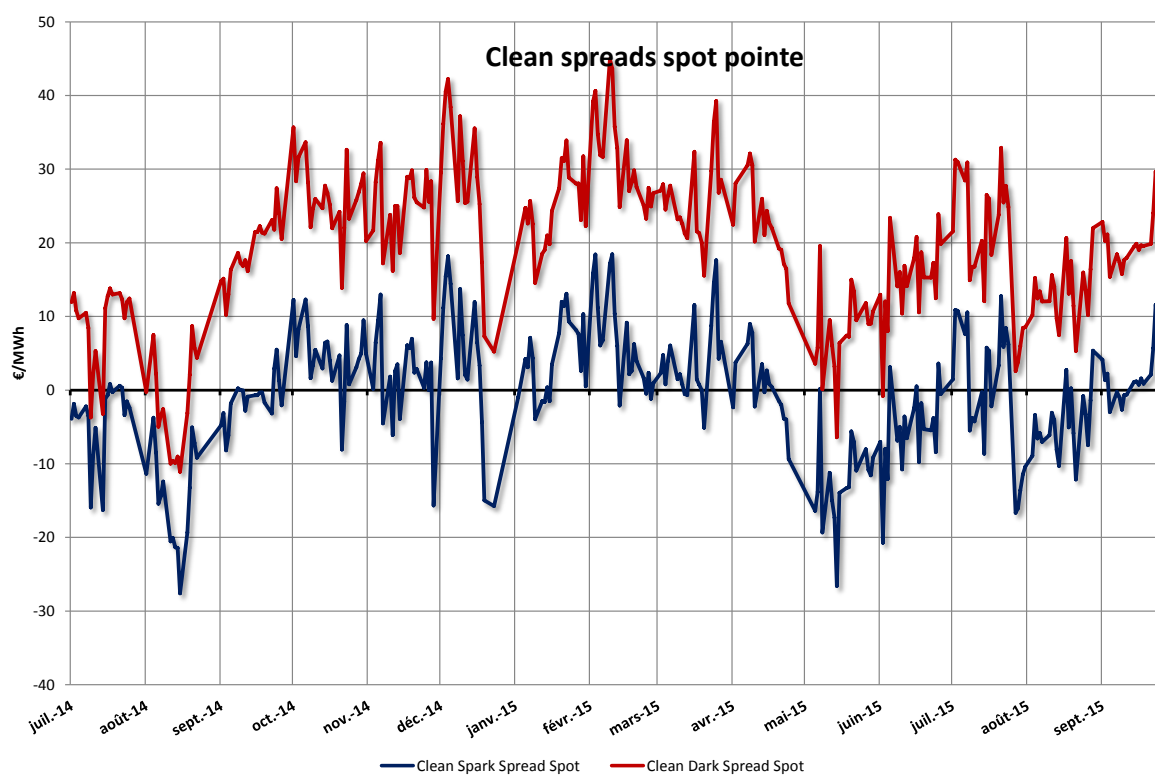
Graphique 66 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : ECX, EEX.

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

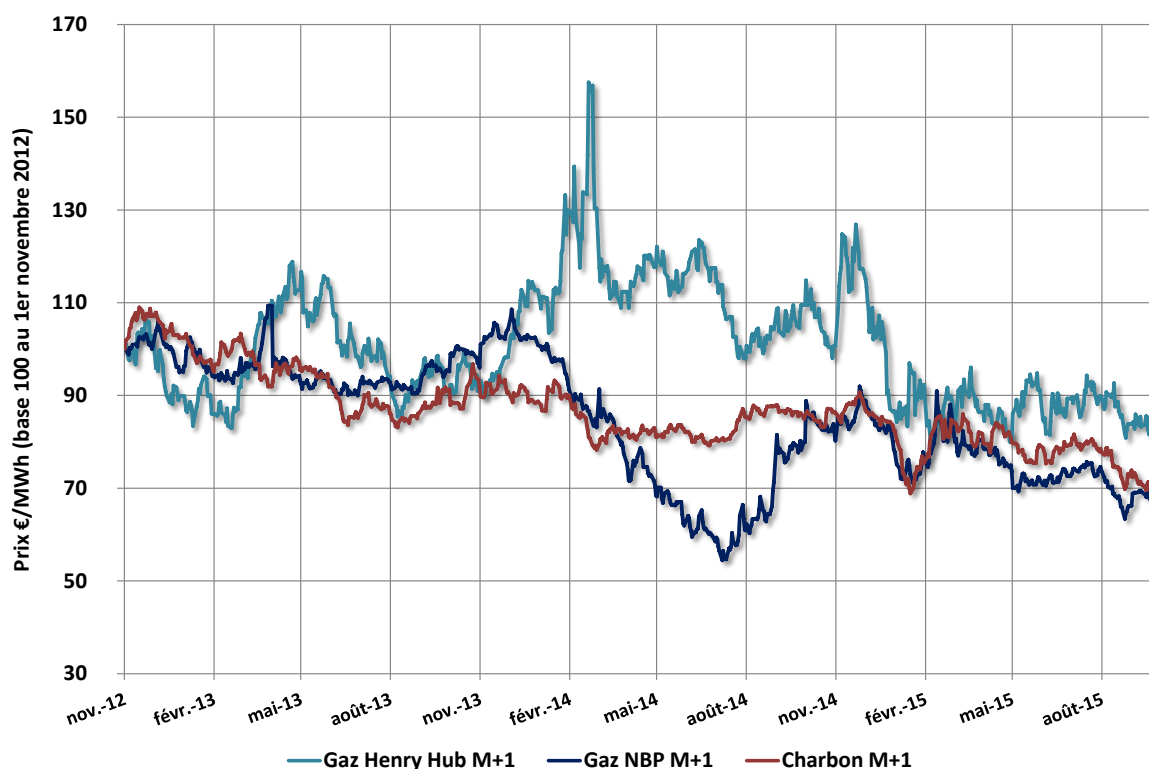
Graphique 67 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)



<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 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 charbon⁴ • β le facteur d'émission charbon⁵ 	<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 gaz⁶ • δ le facteur d'émission gaz⁷

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

Graphique 68 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)



Sources : Heren, EEX.

⁴ 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.

⁵ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon

⁶ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

⁷ 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)⁸** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**, la bourse française de l'électricité : www.pownernext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :**
- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
 - **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

Glossaire propre au marché de gros du gaz

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

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

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

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

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

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

Gaz non conventionnels : les gaz non conventionnels regroupent trois types de gaz naturel : les gaz de schistes (ou shale gas), les gaz houille (ou coal bed methane) et les gaz de réservoir compact (ou tight gas). À la différence des gaz dits conventionnels, les gaz non conventionnels sont présents dans

⁸ « Over the Counter » ou de gré à gré

des roches à faible perméabilité difficiles d'accès. Leur extraction est faite à l'aide de deux techniques : le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

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

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

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

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

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

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

Point d'échange de gaz (PEG) : point virtuel du système gazier français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Avant avril 2015, il existait trois PEG en France, chacun rattaché à une zone d'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 SEQUE couvrant la période 2013-2020 au cours de laquelle des changements significatifs en termes de conduite des enchères auront lieu.

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

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

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

LISTE DE TABLEAUX

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité	11
Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre	11
Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre	12
Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production.....	12
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	12
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	12
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité	13
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz.....	30
Tableau 9 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO ₂	49
Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	49
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux	49

LISTE DE GRAPHIQUES

Graphique 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre	4
Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre	5
Graphique 3 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon au T2 2015	6
Graphique 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France	7
Graphique 5 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	14
Graphique 6 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	14
Graphique 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT	15
Graphique 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	15
Graphique 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	16
Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	16
Graphique 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	17
Graphique 12 : Prix day-ahead base sur EPEX SPOT	18
Graphique 13 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT	18
Graphique 14 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	19
Graphique 15 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne	20
Graphique 16 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe	20
Graphique 17 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	21
Graphique 18 : Consommation française	22
Graphique 19 : Disponibilité du parc nucléaire français	22
Graphique 20 : Taux de production de la filière nucléaire	23
Graphique 21 : Production de la filière charbon	24
Graphique 22 : Production de la filière gaz	24
Graphique 23 : Taux de production hydraulique	25
Graphique 24 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)	26
Graphique 25 : Solde exportateur français	26
Graphique 26 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2015	27
Graphique 27 : Indice de concentration HHI – injections T3 2015	27
Graphique 28 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2015	28
Graphique 29 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe	32
Graphique 30 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	33
Graphique 31 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	33
Graphique 32 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	34
Graphique 33 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	34
Graphique 34 : Prix mondiaux du gaz	35
Graphique 35 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	35
Graphique 36 : Livraisons aux PEG	36
Graphique 37 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit	36
Graphique 38 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	37
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	37
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	38
Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	38
Graphique 42 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	39
Graphique 43 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	39
Graphique 44 : Consommation de gaz en France	40
Graphique 45 : Niveaux des stocks en France	40
Graphique 46 : Emissions des terminaux méthaniers	41
Graphique 47 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)	41
Graphique 48 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)	42
Graphique 49 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)	42
Graphique 50 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	43
Graphique 51 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)	43
Graphique 52 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)	44
Graphique 53 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)	44
Graphique 54 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	45

Graphique 55 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud.....	45
Graphique 56 : Utilisation des stockages.....	46
Graphique 57 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation).....	46
Graphique 58 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	47
Graphique 59 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud	47
Graphique 60 : Evolution des prix EUA.....	50
Graphique 61 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER	50
Graphique 62 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER.....	51
Graphique 63 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers	51
Graphique 64 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse	52
Graphique 65 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers.....	52
Graphique 66 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	53
Graphique 67 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)	54
Graphique 68 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)	55