



Marchés de gros

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

3^e trimestre 2014

CONTENU

Introduction	3
Faits marquants du trimestre	4
Marché de gros de l'électricité.....	4
Marché de gros du gaz	6
Marché de gros du CO₂.....	8
Indicateurs	9
Marché de gros de l'électricité.....	9
I. Principales dates.....	9
II. Chiffres clés	10
III. Graphiques.....	13
Marché de gros du gaz	28
I. Principales dates.....	28
II. Chiffres clés	29
III. Graphiques.....	31
Marché de gros du CO₂.....	49
I. Principales dates.....	49
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	57
Liste de tableaux	60
Liste de graphiques.....	61

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.

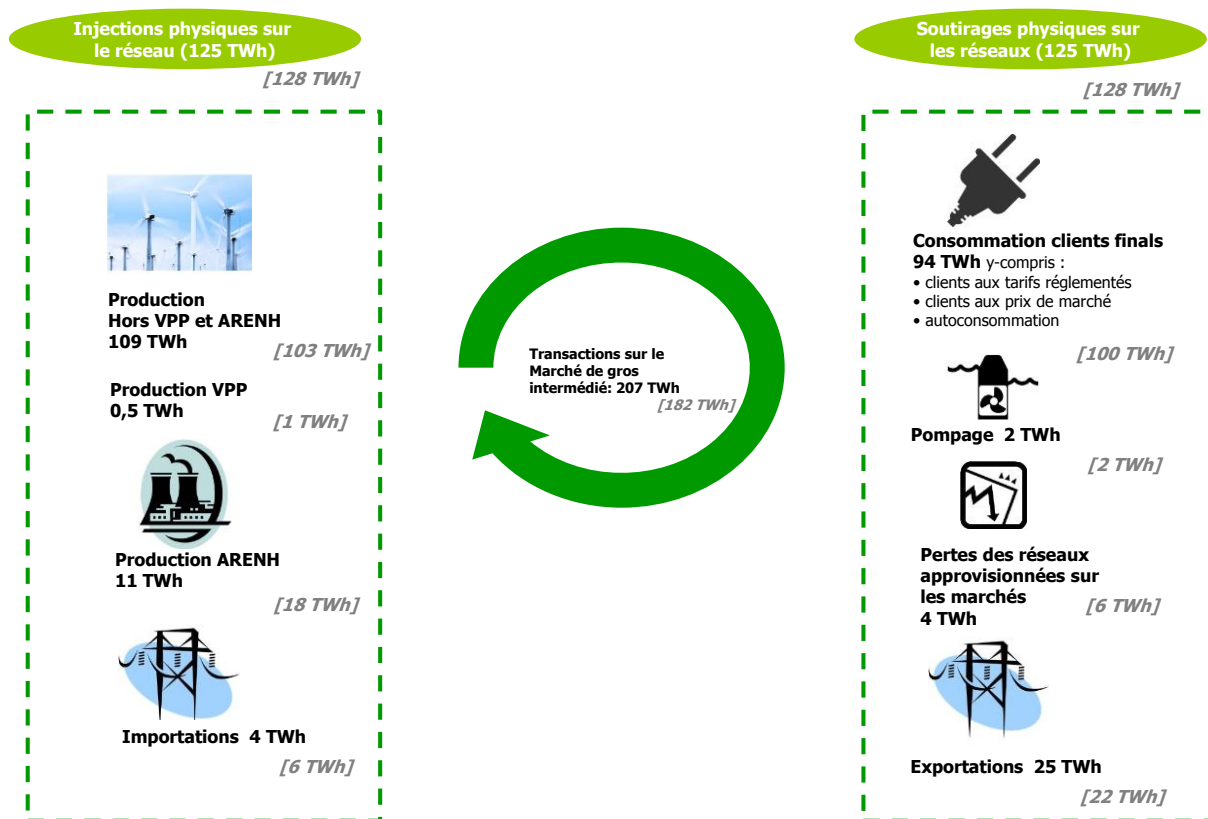
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

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 2014] et T3 2014

Des niveaux de prix sur le marché spot très faibles au cours du troisième trimestre 2014, du fait d'une bonne disponibilité du parc nucléaire et de températures basses en août et douces en septembre

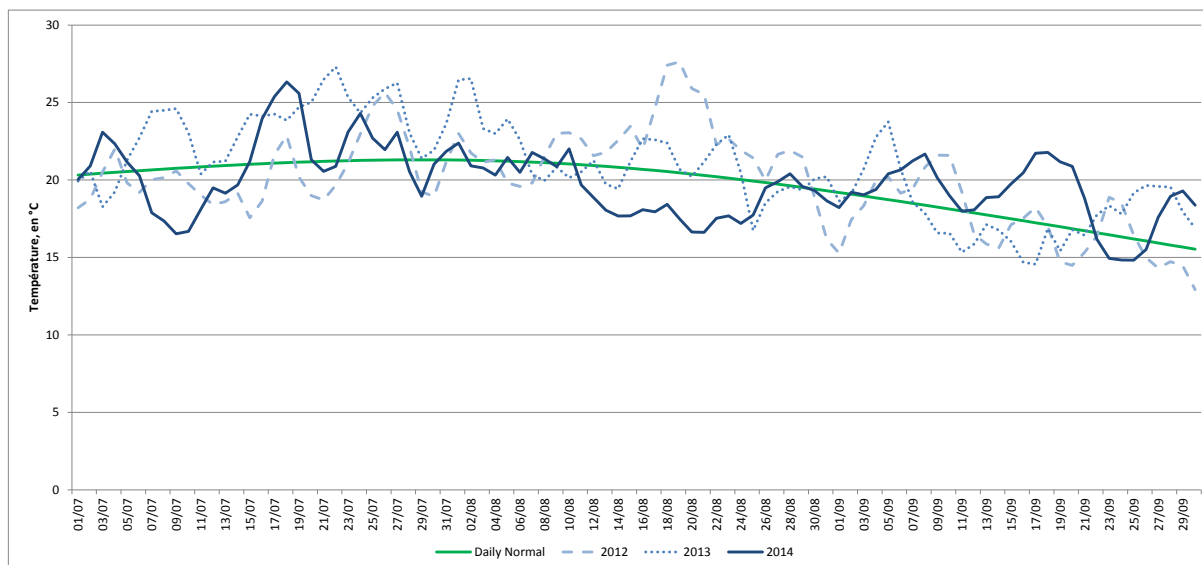
Au troisième trimestre 2014, les prix de marché Day-Ahead et Intra-journalier ont évolué à des niveaux très faibles, à respectivement 28,2 €/MWh et 28,4 €/MWh. Les prix day-ahead français et allemand sont de nouveau très proches, le taux de convergence horaire atteignant 87% sur le trimestre.

La très bonne disponibilité du nucléaire pour la période (76% en moyenne), au-dessus de son tunnel historique (voir Graphique 18, page 25), a permis un fort taux de production de la filière nucléaire assurant des prix *day-ahead* particulièrement bas au cours du trimestre. Le remplissage des stocks hydrauliques se situe dans son tunnel historique (79% à la fin du trimestre), proche du niveau de l'an dernier (voir Graphique 22, page 27).

Par ailleurs, le contexte météorologique a également contribué à la faiblesse des prix. Les températures constatées en août ont été inférieures d'un degré Celsius aux normales de saison, limitant ainsi l'utilisation des climatiseurs, tandis que le mois de septembre a connu des températures plus chaudes d'un degré et demi comparé aux normales (voir Graphique 2 ci-dessous).

Les niveaux de températures ont affecté la consommation, celle-ci étant légèrement en-dessous de son tunnel historique (voir Graphique 17, page 24).

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

Des importations en baisse, un solde exportateur en hausse

Dans un contexte de bonne production de la filière nucléaire et de faible consommation, les exportations ont augmenté au troisième trimestre (+15%) tandis que les importations diminuaient (-27%). Le solde exportateur a donc bondi à 20,7 TWh, soit une hausse de 25% par rapport au même trimestre l'année précédente (voir Tableau 6, page 11).

Les filières thermiques fossiles à des taux de production historiquement bas

Comme au trimestre précédent, les moyens de production de pointe ont été très peu sollicités. Le taux de production des filières charbon et gaz se maintient à des niveaux très bas, en dehors de son tunnel historique (voir Graphique 20, page 26). La filière hydraulique des lacs reste alors, comme depuis le début de l'année 2014, plus sollicitée que les filières thermiques fioul, charbon et gaz (voir Graphique 23, page 25).

Le prix du produit Calendaire Baseload Y+1 augmente légèrement mais reste toujours proche de 42,0 €/MWh

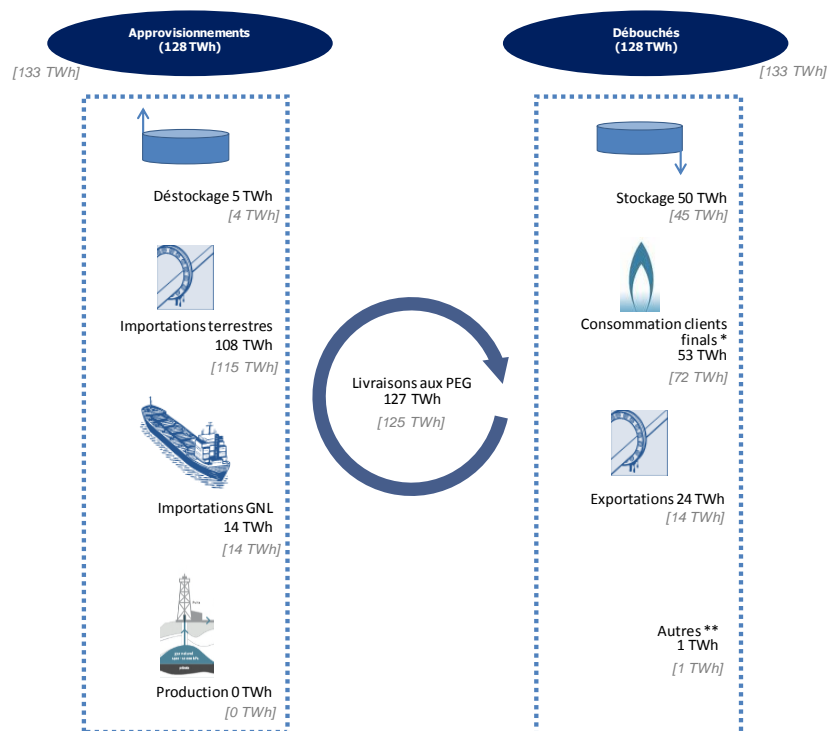
Au troisième trimestre 2014, le prix du produit Calendaire *Baseload* 2015 France a augmenté de 2%, à 42,7 €/MWh en moyenne, toujours proche du prix de l'ARENH de 42 €/MWh. Du point de vue des fondamentaux, cette légère hausse pourrait être en partie mise en regard de la légère remontée du prix du charbon et de la publication du bilan prévisionnel de RTE confirmant un déficit de capacité pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018. Toutefois, le ratio pointe/base en France continue de baisser et se situe comme au trimestre précédent en-dessous du ratio allemand, témoignant d'une baisse sensible du prix pointe tandis que le prix base restait stable autour de 42 €/MWh (voir Graphique 16, page 24).

Une liquidité en hausse par rapport au trimestre précédent malgré la baisse de consommation

La liquidité du marché Spot (day-ahead et intrajournalier) est en légère hausse du fait de l'augmentation (+8%) des volumes échangés sur la bourse. Les volumes échangés sur le marché à terme sont quant à eux en forte augmentation (+15%) (voir Tableau 4, page 11).

Marché de gros du gaz

Graphique 3 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T2 2014] et T3 2014

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

** Le poste Autres inclut les volumes consommés par les GRT et les GRD pour assurer le fonctionnement du réseau (autoconsommation, erreur de comptage, pertes...)

Des prix spot qui s'alignent progressivement avec les prix d'hiver. Des niveaux de stock au plus haut au regard de la situation en Ukraine

La moyenne du prix day-ahead au PEG Nord s'est établie à 18,9 €/MWh au 3^{ème} trimestre 2014, soit un niveau légèrement inférieur au trimestre précédent (-0,7 €/MWh). Depuis septembre 2014, les marchés de gros européens ont été marqués par une tendance haussière des prix sur le marché spot (Graphique 28, page 31). Alors que l'offre abondante expliquait les niveaux constatés durant l'été, les prix se sont progressivement alignés avec les niveaux plus élevés observés pour la saison d'hiver, qui portaient notamment une incertitude sur l'approvisionnement de gaz depuis la Russie au regard de la situation en Ukraine.

L'écart persistant durant la plupart du trimestre entre les prix spot et les prix pour livraison hiver 2014/2015 a incité les acteurs de marché à injecter davantage dans les stockages souterrains. Ainsi, les stocks européens ont entamé l'hiver avec des niveaux bien plus élevés que les années précédentes :

Tableau 1 : Niveaux de stock en France et en Europe au 30 Septembre

Année	EU 28		France	
	Niveau de stock (mcm)	Niveau de remplissage	Niveau de stock (mcm)	Niveau de remplissage
2014	76190,0	91,7%	10625,5	88,9%
2013	61155,1	78,3%	9282,0	74,5%
2012	66518,7	88,0%	9985,0	80,1%
2011	52139,4	94,2%	10673,2	85,7%

Source : Gas Infrastructure Europe

La consommation de gaz en France s'est alignée avec les niveaux observés pour le 3^{ème} trimestre 2013. Cependant, la demande cumulée pour l'année 2014 reste très en-dessous des niveaux observés les années précédentes (environ -18%), du fait d'un hiver 2013/2014 particulièrement doux (Graphique 43, page 39).

Les maintenances d'été sur le réseau de transport et les faibles arrivées de GNL à Fos ont maintenu le niveau du spread Nord/Sud

L'écart de prix entre les PEG Nord et Sud s'est maintenu en moyenne à 4,4 €/MWh au 3^{ème} trimestre 2014 (Tableau 9, page 29). Cet écart a d'abord évolué à la baisse, pour atteindre des niveaux proches de zéro durant la première semaine d'août, grâce à une arrivée plus importante de GNL à Fos entre mi-juillet et mi-août (Graphique 50, page 43). Cependant, le recul des émissions à Fos à partir de mi-août et surtout les maintenances de la liaison Nord-vers-Sud¹ au mois de septembre ont déconnecté à nouveau les deux places de marché, l'écart dépassant à plusieurs reprises le niveau de 7 €/MWh (Graphique 44, page 40). Cette tendance haussière a été aussi accentuée par la hausse progressive des exportations vers l'Espagne qui ont atteint plus de 160 GWh/j à la fin du trimestre (Graphique 53, page 44).

Avec l'arrivée de la saison d'hiver, la hausse de la demande de GNL a provoqué une augmentation des prix sur les marchés spot du GNL asiatique et sud-américain (Graphique 33, page 34). La hausse des prix dans ces marchés permet d'expliquer la hausse des prix *month-ahead* sur le marché espagnol depuis la fin du mois d'août, l'accroissement des exportations depuis la France vers l'Espagne et le rapprochement entre les prix en Espagne et les prix au PEG Sud.

Un regain d'activité dans les marchés du gros du gaz en France au 3^{ème} trimestre 2014

Après un recul d'activité durant le trimestre précédent, les volumes échangés sur les marchés de gros du gaz en France ont augmenté au 3^{ème} trimestre 2014, notamment sur le segment à terme où les échanges sur des produits saisonniers et mensuels ont progressé de plus de 40%. Les volumes échangés sur le segment spot ont quant à eux augmenté de 8% mais restent en-dessous des niveaux observés durant la même période en 2013 (Tableau 9, page 29).

Les niveaux de concentration du marché intermédié français (Graphique 41 et Graphique 42, page 38) au PEG Nord ont reculé sur le segment spot mais ont augmenté considérablement sur le segment à terme à l'achat, dépassant les niveaux constatés au PEG Sud.

¹ Avec un taux de réduction de capacités fermes atteignant jusqu'à 35%, la disponibilité des capacités Nord-vers-Sud a été de seulement 66% en moyenne au mois de septembre, contre 89% au mois de juillet et 87% au mois d'août.

Marché de gros du CO₂

Au troisième trimestre 2014, les enchères de quotas ont continué à avoir lieu sur la plateforme commune EEX pour 25 des 28 Etats-Membres, ainsi que sur les plateformes individuelles EEX pour l'Allemagne et ECX pour la Grande-Bretagne.

Les prix EUA ont augmenté au cours du troisième trimestre

Au cours du troisième trimestre 2014, le prix moyen spot du produit EUA a affiché une hausse de 14% (à 6,07 €/tCO₂) par rapport au deuxième trimestre 2014 (voir Tableau 10, page 51). Le prix EUA est au-dessus de 6 €/tCO₂ pendant presque toute la période. Cette hausse est liée à la mise en œuvre de la mesure du *backloading* et à la baisse des quotas proposés aux enchères depuis mars 2014.

Des prix CER en légère hausse

Les prix spot CER ont augmenté de 11% par rapport au trimestre précédent, avoisinant des seuils cependant toujours proches de zéro (0,16 €/tCO₂). L'écart entre les prix spot EUA et CER a augmenté de 15% au troisième trimestre 2014 (à 5,91 €/tCO₂) (voir Tableau 11, page 51).

Prix futurs

Au cours du troisième trimestre 2014, les prix des produits à terme ont suivi une tendance très similaire aux produits spot, tant pour les produits EUA que CER (voir Tableau 11, page 51).

Des volumes EUA et CER échangés en baisse

Au cours du troisième trimestre, les volumes EUA échangés ont baissé par rapport au trimestre précédent (-11% à 1 680 Mt) et par rapport au troisième trimestre 2013 (-8%). Les volumes échangés sur bourses et brokers ont baissé respectivement de -11% et -7% respectivement (voir Tableau 10, page 49). Les bourses et brokers représentent respectivement 86% et 14% des volumes EUA échangés au troisième trimestre 2014.

Les volumes CER échangés au troisième trimestre ont baissé de 23% par rapport au trimestre précédent (à 46 Mt). Les volumes échangés sur bourses ont baissé de 40% (à 27 Mt) tandis que les volumes brokers ont augmenté de 27% (à 19 Mt). Les bourses et brokers représentent respectivement 59% et 41% des volumes CER totaux échangés (voir Tableau 10, page 49).

Répartition des volumes

Au troisième trimestre, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent de nouveau essentiellement sur le marché à terme, avec une nette baisse des volumes sur le marché spot : environ 55 Mt ont été échangés sur le marché spot EUA (contre 166 Mt au deuxième trimestre), 864 Mt pour les produits Déc. 2014 et 275 Mt pour les produits Déc. 2015 (voir Tableau 10, page 51).

Les clean dark et spark spread se stabilisent par rapport au deuxième trimestre

Au cours du troisième trimestre, les clean dark et spark spread se sont stabilisés aux mêmes niveaux qu'au deuxième trimestre en moyenne. Le clean spark spread est à -10 €/MWh tandis que le clean dark spread est à +15,9 €/MWh (voir Tableau 12, page 51).

INDICATEURS

Marché de gros de l'électricité

I. Principales dates

- **Novembre 2000** : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
- **Début 2001** : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
- **Mai 2001** : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
- **Septembre 2001** : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
- **Novembre 2001** : lancement du marché Powernext Day-Ahead
- **Juin 2004** : lancement du marché Powernext Futures
- **Juillet 2004** : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- **Janvier 2006** : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- **Novembre 2006** : démarrage du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
- **Juillet 2007** : lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
- **Avril 2009** : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX SPOT et d'EPD pour les produits à terme
- **Novembre 2010** : extension du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.
- **Décembre 2010** : couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
- **Juillet 2011** : ouverture des droits à l'ARENH
- **Novembre 2011** : les produits *futures* négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
- **Novembre 2011** : arrêt des enchères VPP²
- **Janvier 2012** : début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
- **Janvier 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
- **Juin 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
- **Juin 2013** : couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT
- **Février 2014** : couplage de la zone NWE
- **Avril 2014** : couplage de la zone SWE
- **Mai 2014** : couplage des marchés NWE et SWE

² http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

II. Chiffres clés

Tableau 2 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	101	126	134	103	109	6%	6,04	9%	8,88
ARENH, en TWh	15	16	19	18	11	-37%	-6,67	-25%	-3,91
VPP, en TWh	2,0	1,3	0,8	0,8	0,5	-37%	-0,29	-76%	-1,55
Imports, en TWh	5	9	8	6	4	-28%	-1,57	-14%	-0,68
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	94	123	127	97	94	-3%	-3,18	1%	0,63
Pompage, en TWh	1,7	2,0	2,1	1,9	1,9	3%	0,06	14%	0,23
Exports, en TWh	21	18	22	22	25	14%	3,04	17%	3,52
Pertes, en TWh	6	9	10	6	4	-38%	-2,38	-33%	-1,94

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 3 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	38,3	47,6	38,3	32,3	28,4	-12%	-3,99	-26%	-9,96
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	37,6	47,8	37,8	31,5	28,2	-10%	-3,24	-25%	-9,32
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	49,3	60,4	49,1	38,8	35,4	-9%	-3,38	-28%	-13,91
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	-1,2	10,2	4,3	0,2	-3,2	-1422%	-3,45	166%	-2,00
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	0,7	9,7	5,8	1,6	-1,9	-220%	-3,50	-386%	-2,58
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	90%	41%	53%	85%	87%	2%	0,02	-3%	-0,03
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	38,7	54,3	45,9	29,2	36,4	25%	7,21	-6%	-2,27
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	1,4	14,3	10,8	-1,3	3,5	-378%	4,82	153%	2,15
Prix Q+1 France, en €/MWh	48,7	54,5	33,6	32,3	49,7	54%	17,36	2%	0,98
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	9,2	13,4	1,7	-0,4	13,0	-3537%	13,42	41%	3,80
Prix Y+1 France, en €/MWh	42,3	43,2	42,8	41,9	42,7	2%	0,76	1%	0,37
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	4,7	5,5	6,7	7,5	7,5	0%	0,00	59%	2,79
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,33	1,30	1,31	1,25	1,22	-2%	-0,03	-8%	-0,11
Allemagne	1,28	1,30	1,29	1,27	1,25	-1%	-0,01	-2%	-0,02

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

Tableau 4 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	65,1	83,7	88,6	76,0	80,4	6%	4,42	24%	15,30
Ratio NEB/Consommation française	69%	68%	69%	78%	85%	-	7,3%	-	15,8%
Marché Spot									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	0,97	1,43	1,39	1,35	0,88	-35%	-0,48	-10%	-0,10
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	80%	64%	67%	83%	75%	-9%	-0,08	-6%	-0,05
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	13,0	16,1	15,8	15,7	16,9	8%	1,18	29%	3,84
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	3,67	5,43	7,84	7,03	6,93	-1%	-0,10	89%	3,27
Marché à terme									
Volumes, en TWh									
Part de marché Brokers	96,0%	95,9%	96,3%	92,5%	90,9%	-	-1,6%	-	-5,1%
Part de marché EEX	4,0%	4,1%	3,7%	7,5%	9,1%	-	1,6%	-	5,1%
Nombre de Transactions									
Part de marché Brokers	96,7%	95,8%	96,9%	94,8%	93,2%	-	-1,7%	-	-3,5%
Part de marché EEX	3,3%	4,2%	3,1%	5,2%	6,8%	-	1,7%	-	3,5%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	28,6	24,3	39,6	43,0	46,5	8%	3,47	62%	17,85
Nombre de Transactions	573	520	747	866	882	2%	16	54%	309
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	13,6	14,0	12,4	14,9	25,3	69%	10,38	86%	11,68
Nombre de Transactions	756	920	795	964	1756	82%	792	132%	1000
Produit M+1									
Volumes, en TWh	14,3	18,9	44,2	20,1	23,9	18%	3,71	67%	9,54
Nombre de Transactions	1668	2326	5360	2368	3392	43%	1024	103%	1724

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 5 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation Annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	64,1	72,6	95,1	77	68	-12%	9	6%	3,9
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	68,3	79	86,4	72,2	76	5%	-3,8	11%	-7,7
Stocks hydrauliques									
Taux de remplissage à la fin du trimestre (%)	72	58	55	72	79	10%	7,0	10%	7,0
Taux de remplissage moyen sur le trimestre (%)	79	67	64	57,6	76	32%	18,4	-4%	-3,0

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation Annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,4	4,0	3,1	2,7	2,0	-26%	-0,71	-15%	-0,35
Importations hors-pointe (TWh)	2,4	5,4	4,4	2,9	2,1	-28%	-0,81	-14%	-0,33
Exportations (TWh)									
Exportations pointe (TWh)	7,2	6,5	7,7	7,7	8,8	15%	1,16	22%	1,61
Exportations hors-pointe (TWh)	14,0	11,8	13,7	13,8	15,9	16%	2,14	14%	1,91
Solde exportateur (TWh)	16,5	8,9	14,0	15,8	20,7	30%	4,82	25%	4,16

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 7 : Acteurs du marché français de l'électricité

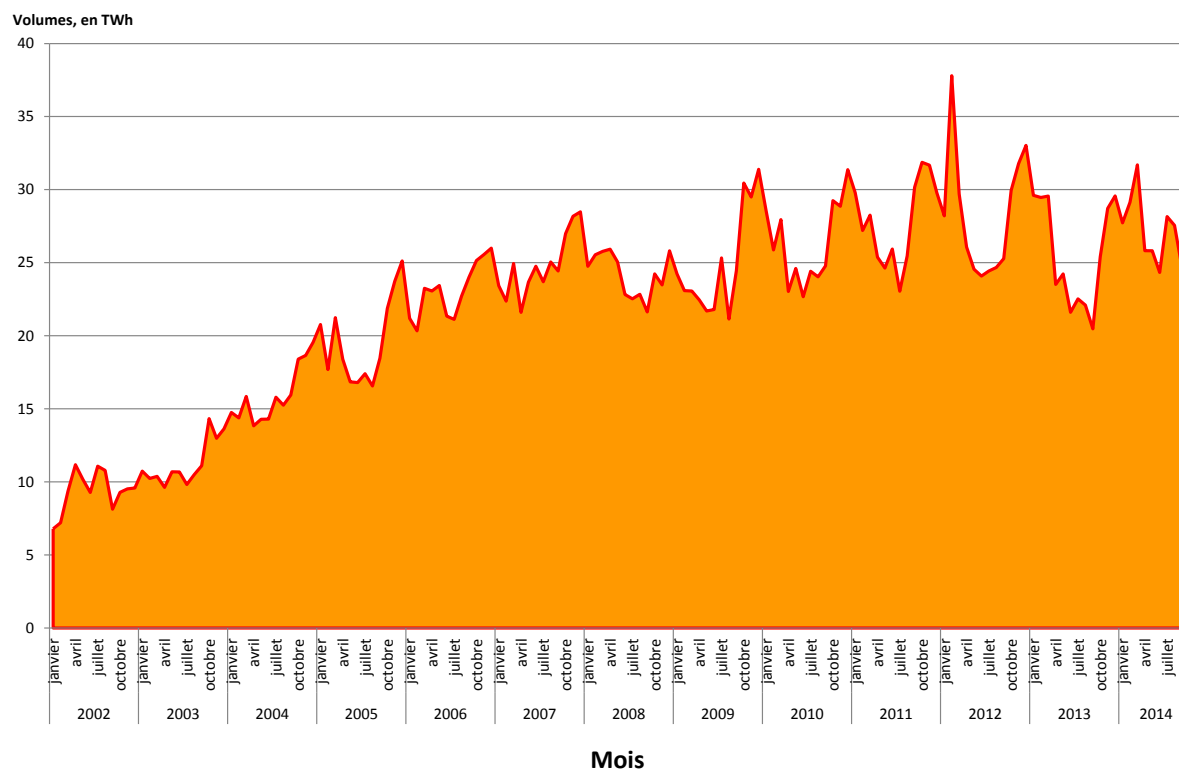
	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation Annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	18	20	16	19	22	16%	3	22%	4
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	23	20	9	8	9	13%	1	-61%	-14
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	17	17	19	19	20	5%	1	18%	3
Fournisseurs de clients finals	25	27	24	24	26	8%	2	4%	1
Actifs à l'import/export	86	83	87	88	94	7%	6	9%	8
Actifs à l'échange de blocs	102	101	99	100	98	-2%	-2	-4%	-4

Tableau 8 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T3 2013		T2 2014		T3 2014	
Livraisons		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>
OTC - achats de blocs	326	581	327	623	304	654
OTC - ventes de blocs	417	620	378	768	365	778
EPEX - achats	381	423	378	617	794	744
EPEX - ventes	506	650	834	788	352	733
Injections						
Production	4128	8613	5481	9061	5206	7136
VPP	1223		3408		3360	
ARENH	1712		1581		1631	
Importations	2258	1835	1555	1310	1827	1546
Soutirages						
Consommation clients finals	1451	6805	1758	6503	1322	6237
Pertes	1254	1220	1339	1181	1347	1187
Exportations	771	1036	1464	1304	1443	1311

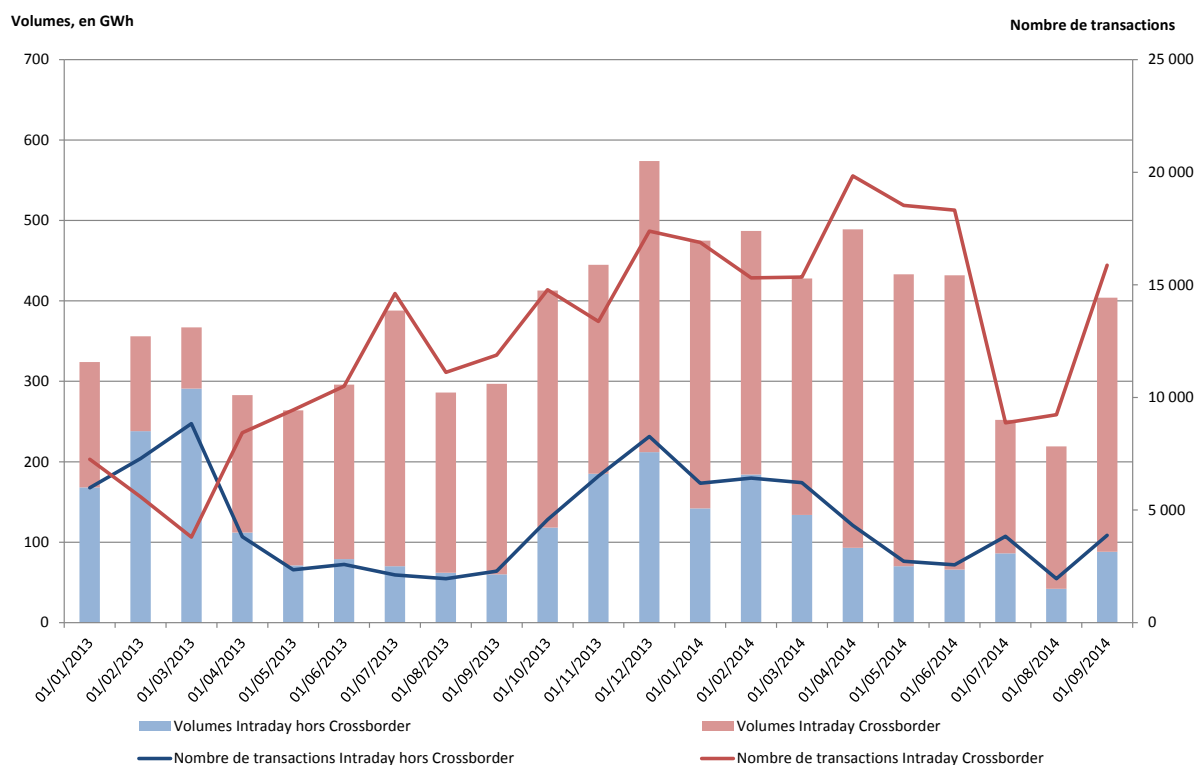
III. Graphiques

Graphique 4 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



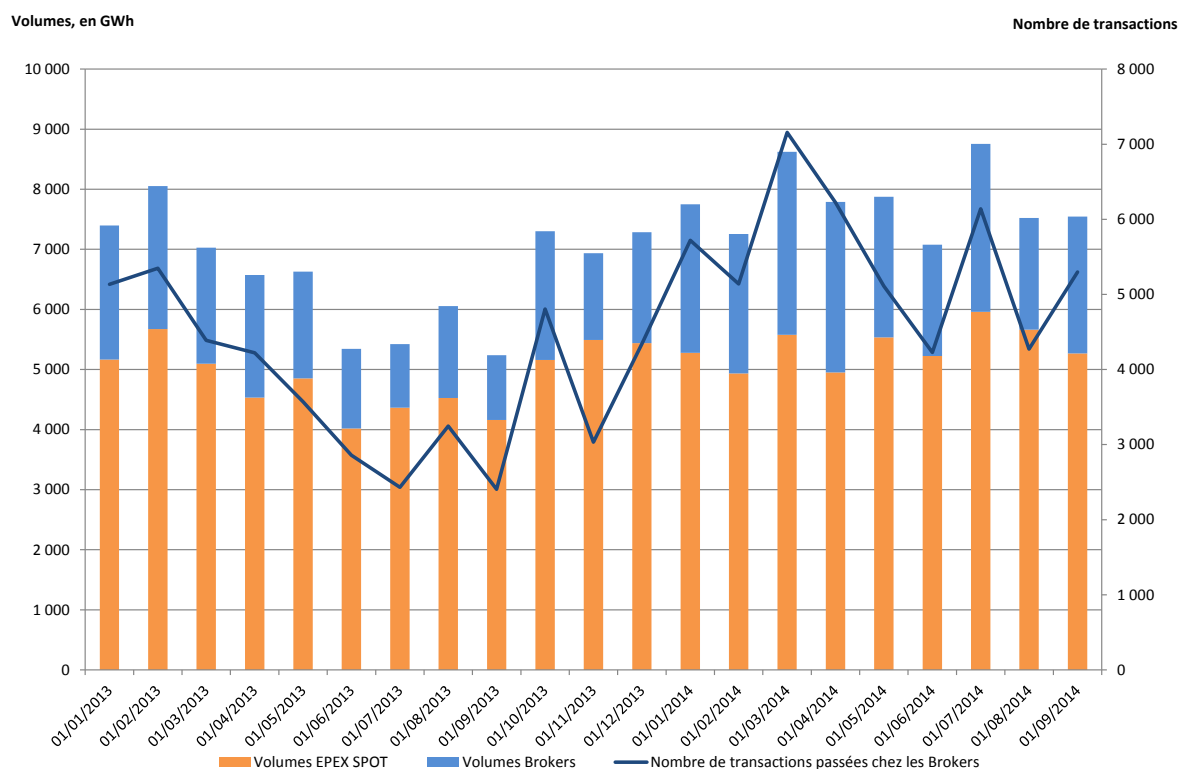
Sources : RTE ; Analyse : CRE

Graphique 5 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT
–sommes mensuelles–

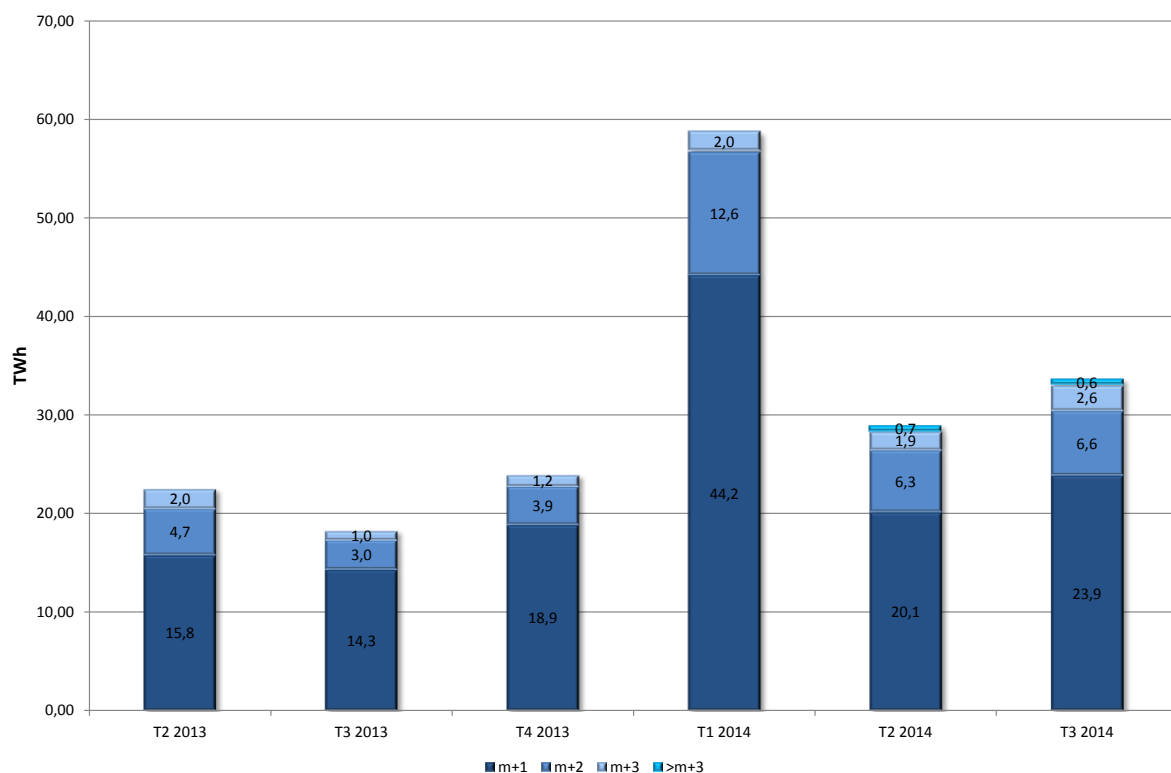


Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

Graphique 6 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT

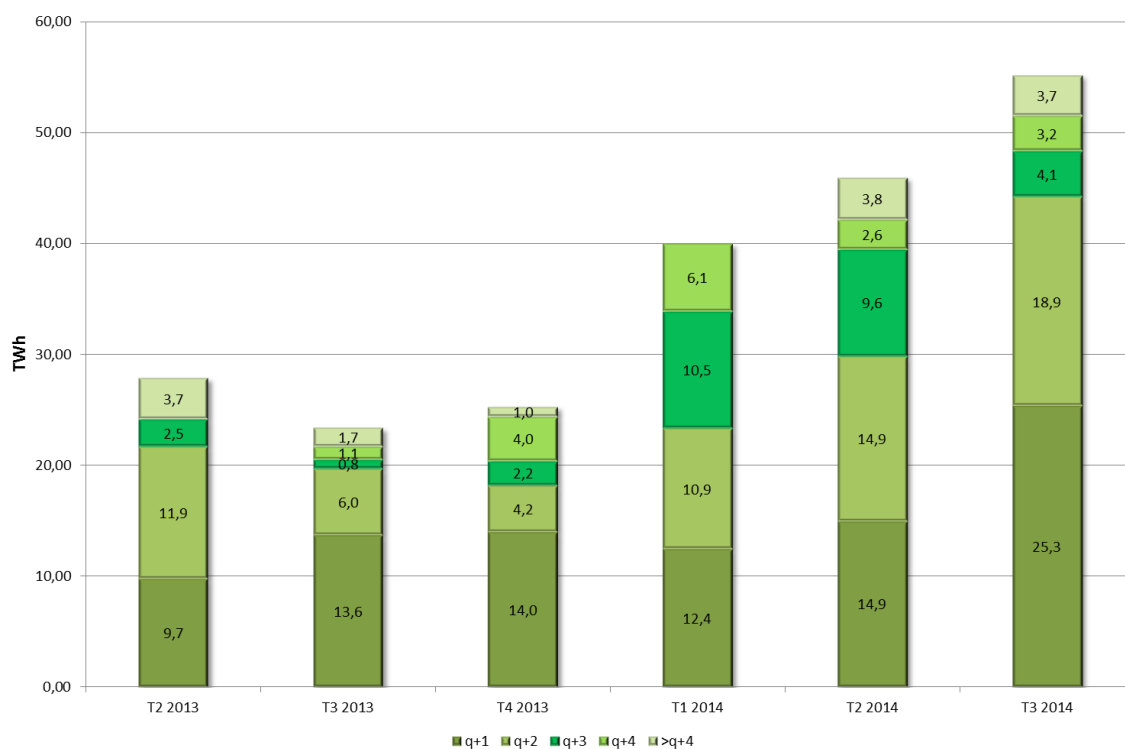


Graphique 7 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire
– produits mensuels –



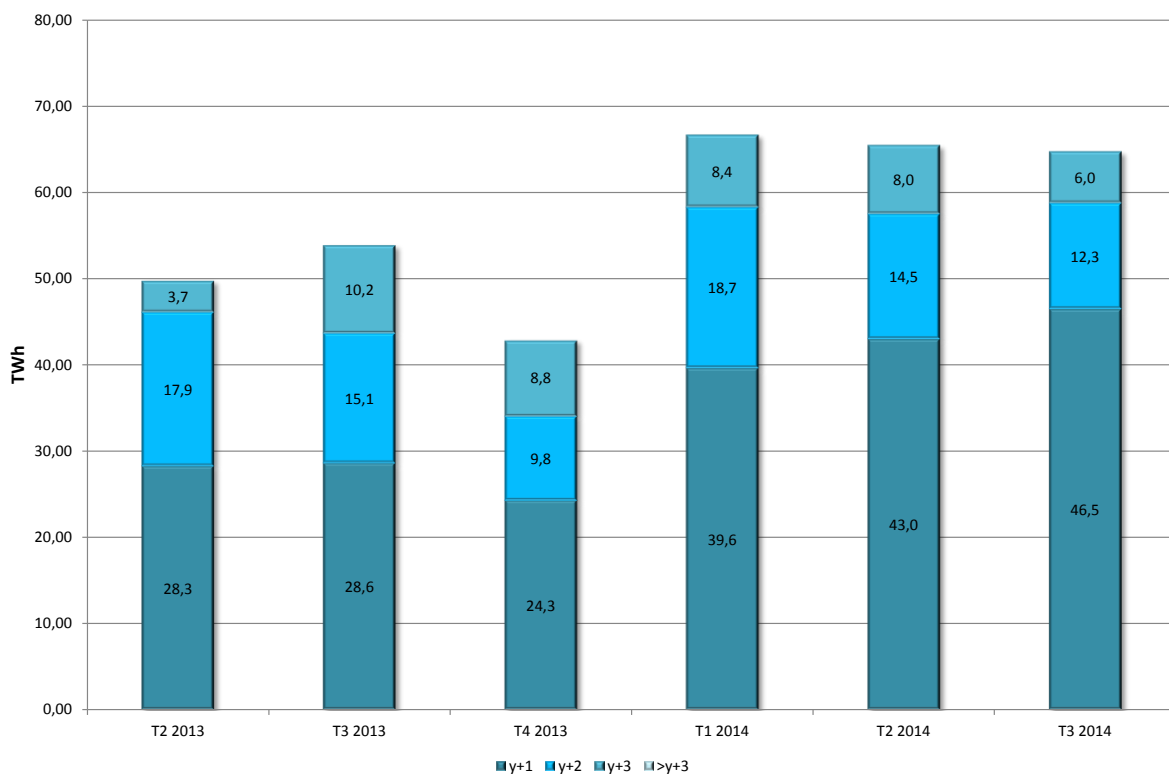
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



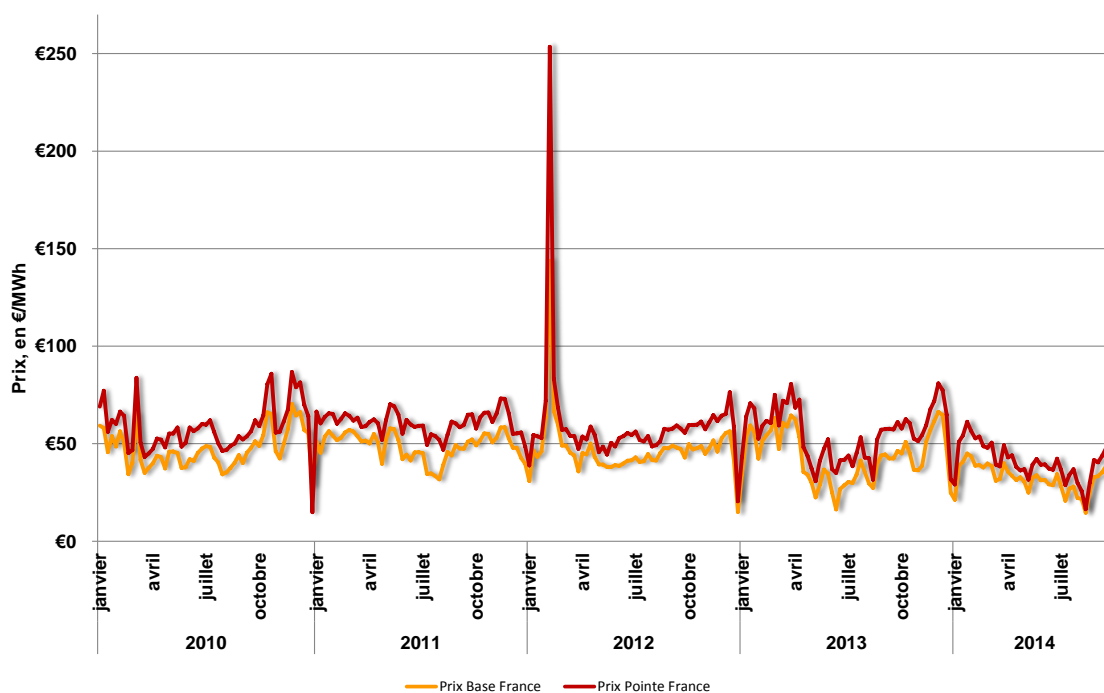
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



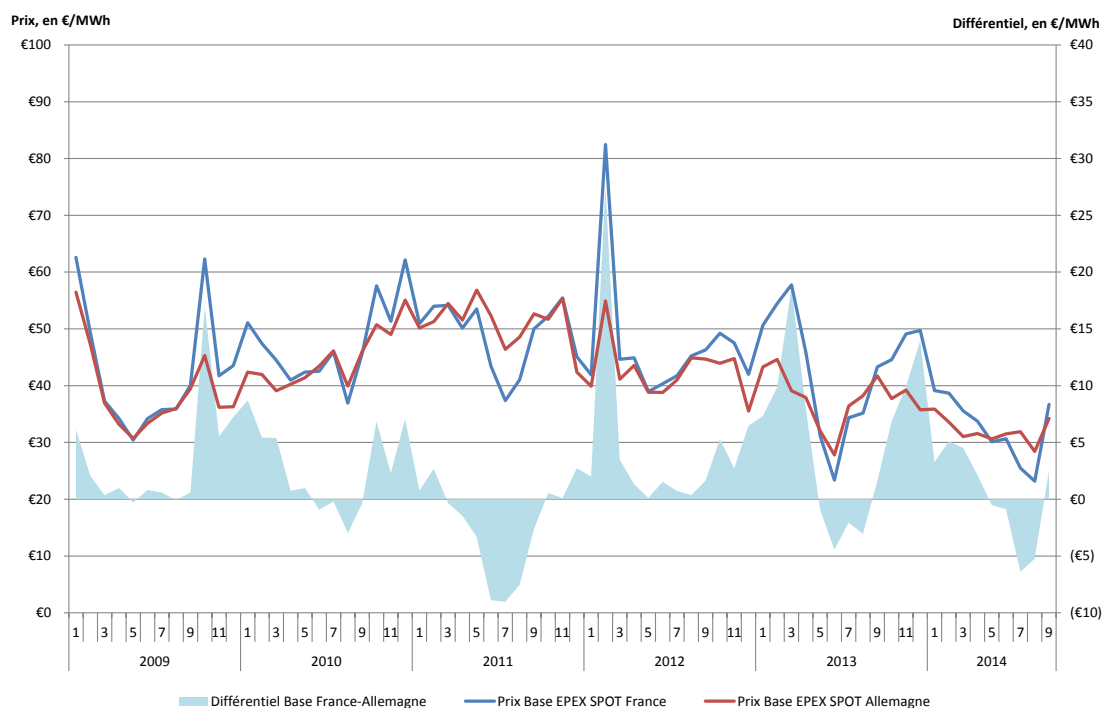
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 10 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT
– moyennes hebdomadaires –



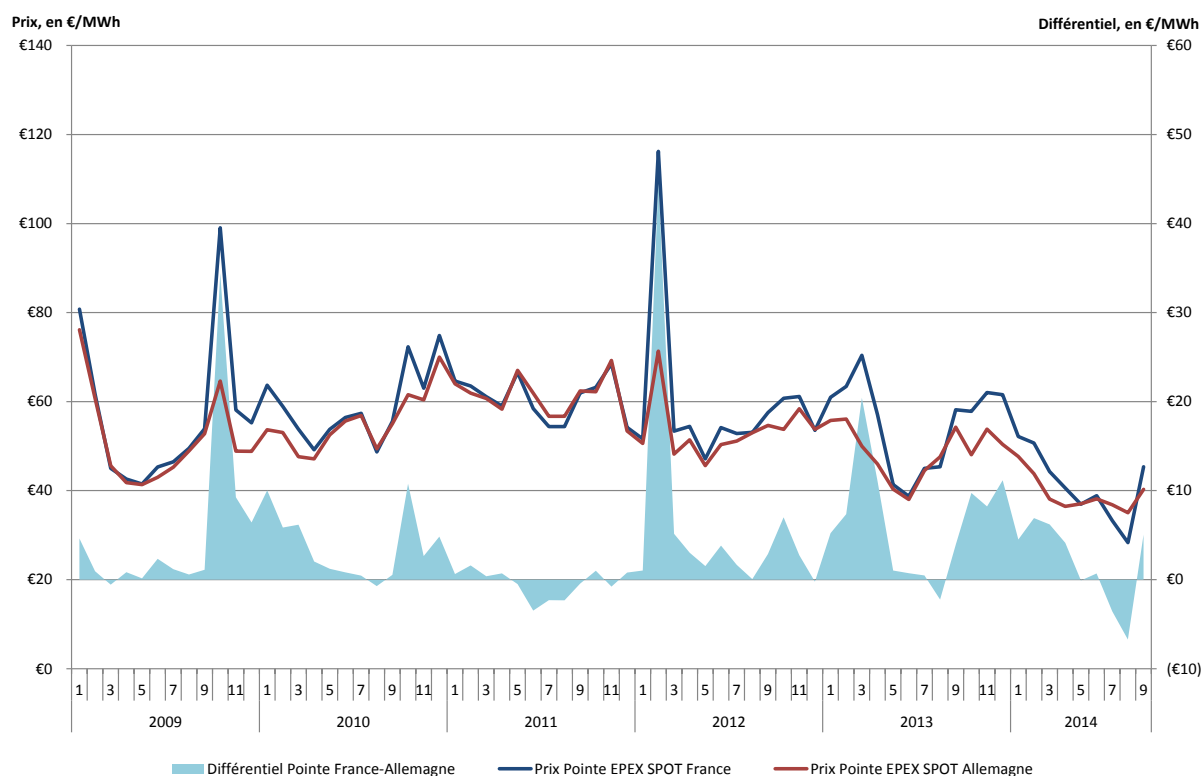
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE
Extrêmes horaires : 1938,50 €/MWh le 9 février 2012 ; -200 €/MWh le 16 juin 2013

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

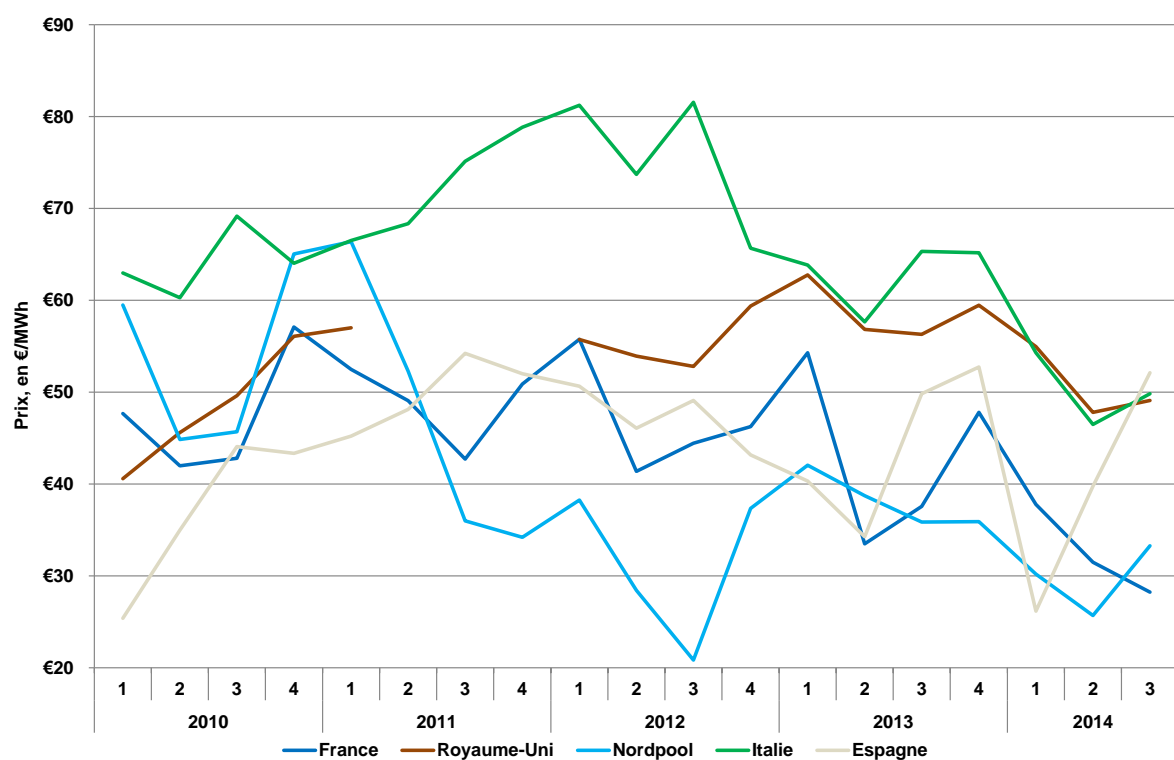
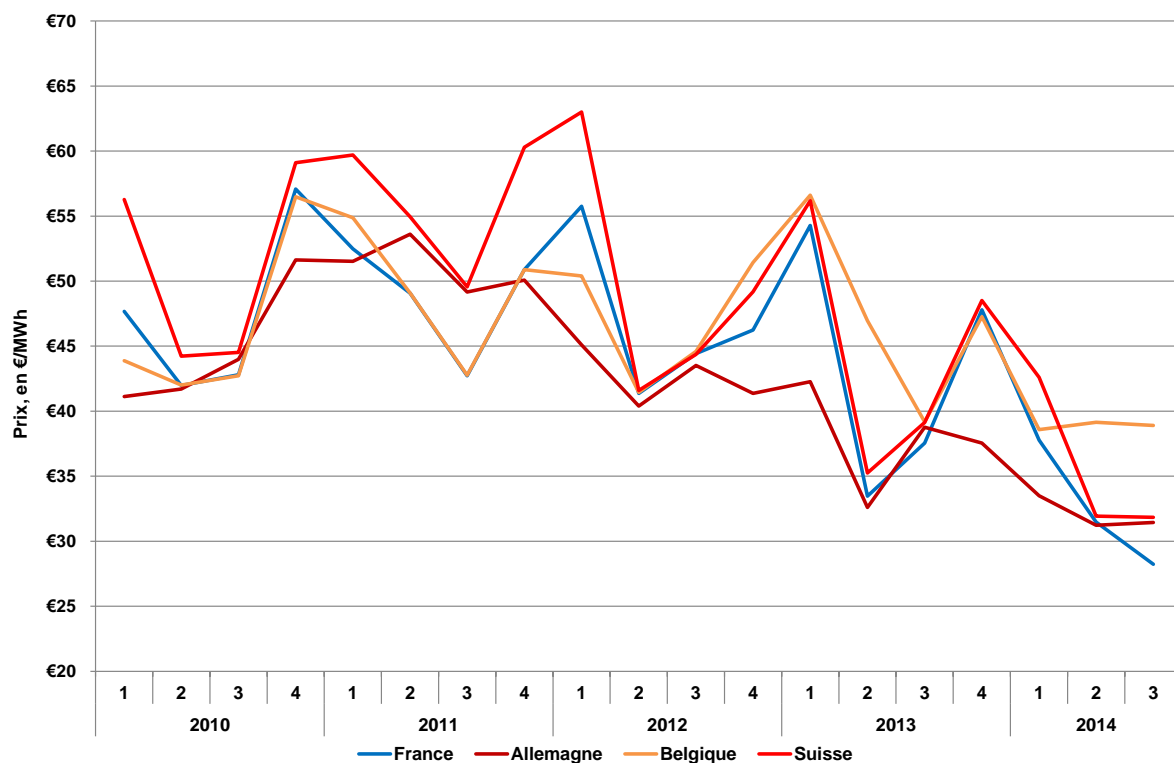


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

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

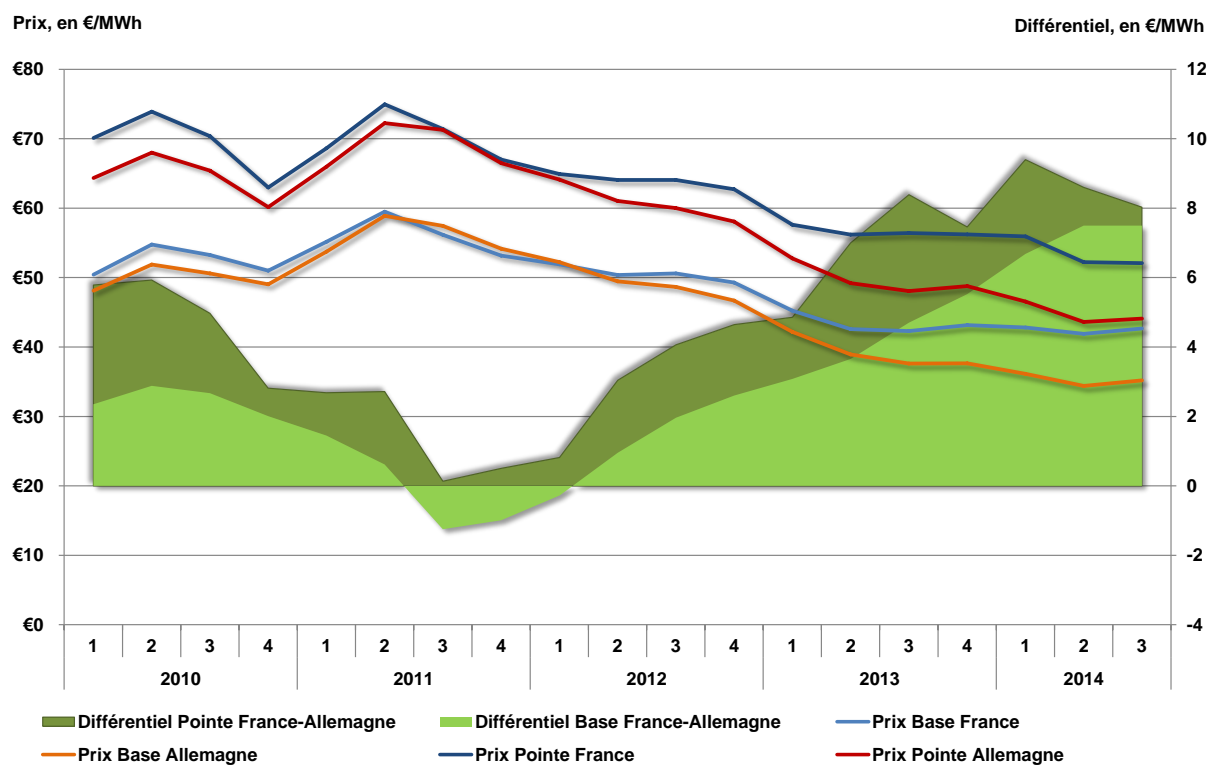


Graphique 13 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens
– moyennes trimestrielles –



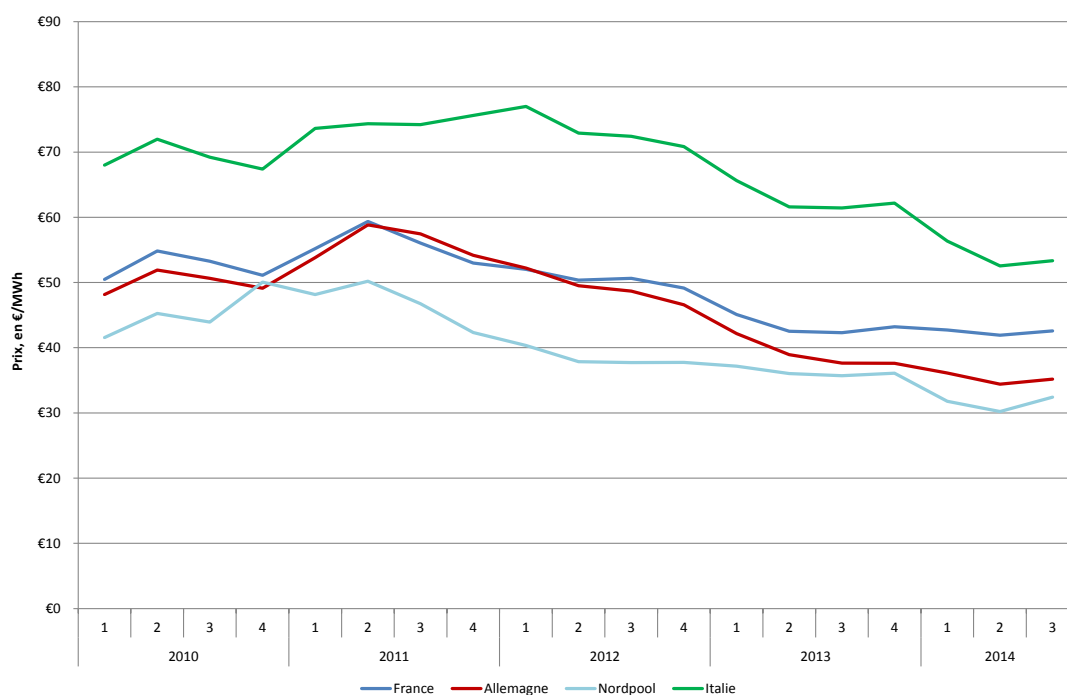
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

Graphique 14 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



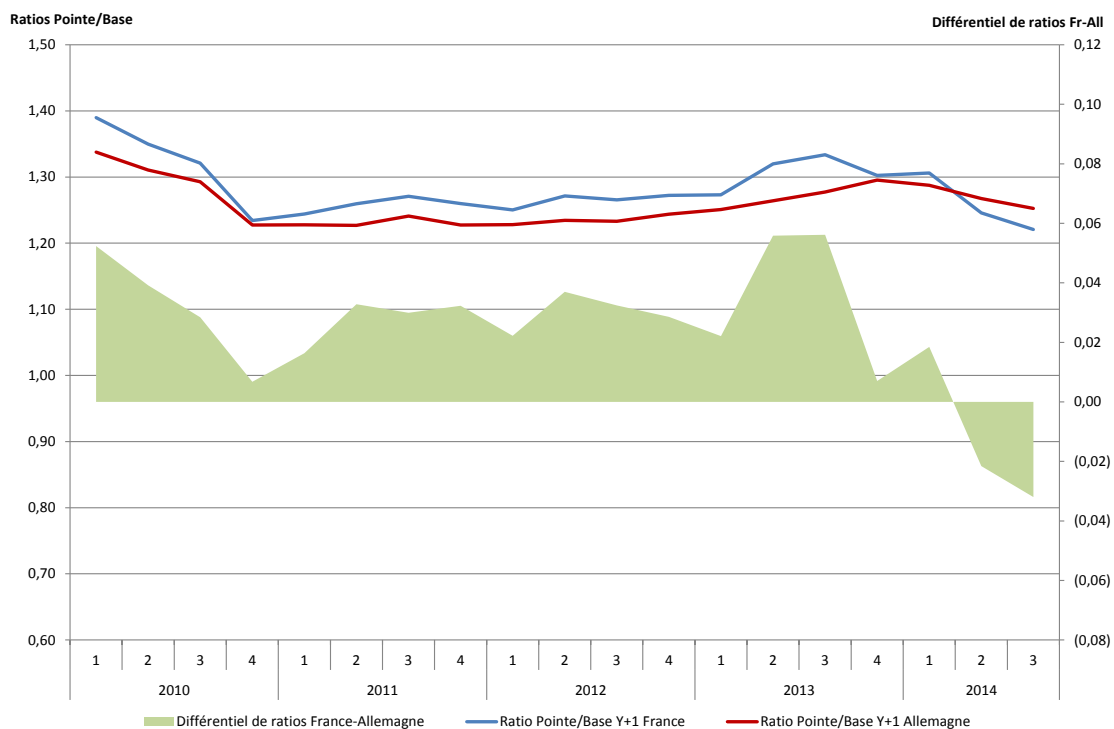
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 15 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe
– moyennes trimestrielles –



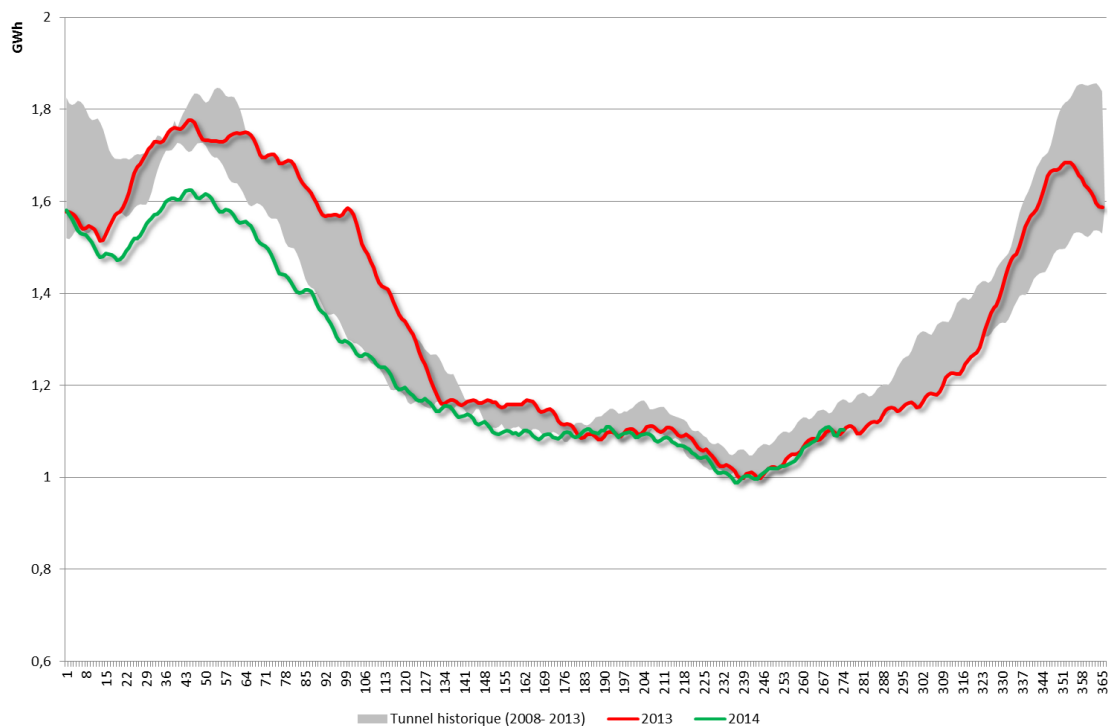
Sources : Courtiers – Analyse : CRE

Graphique 16 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



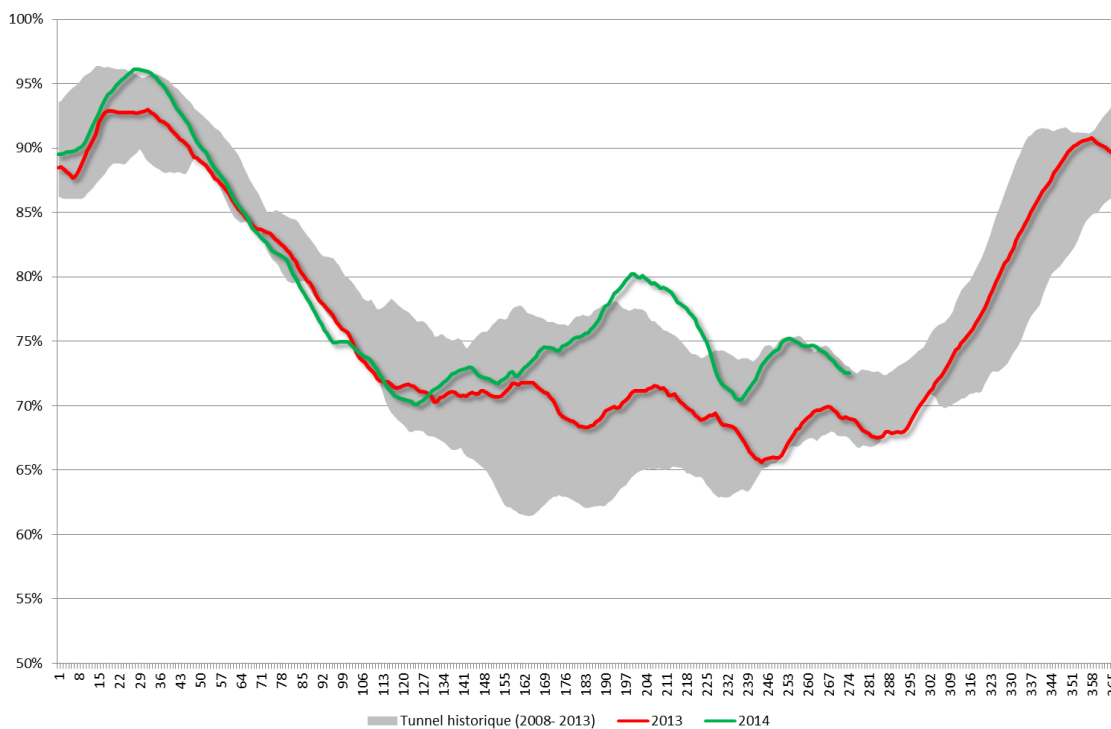
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 17: Consommation française



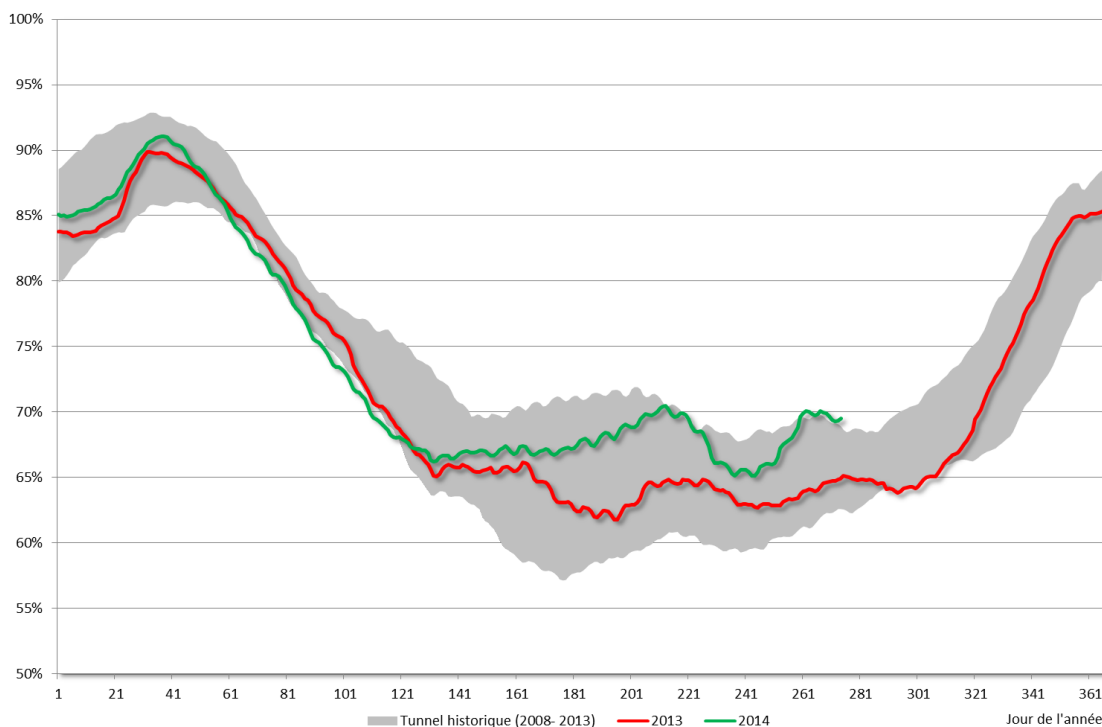
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 18 : Disponibilité du parc nucléaire français



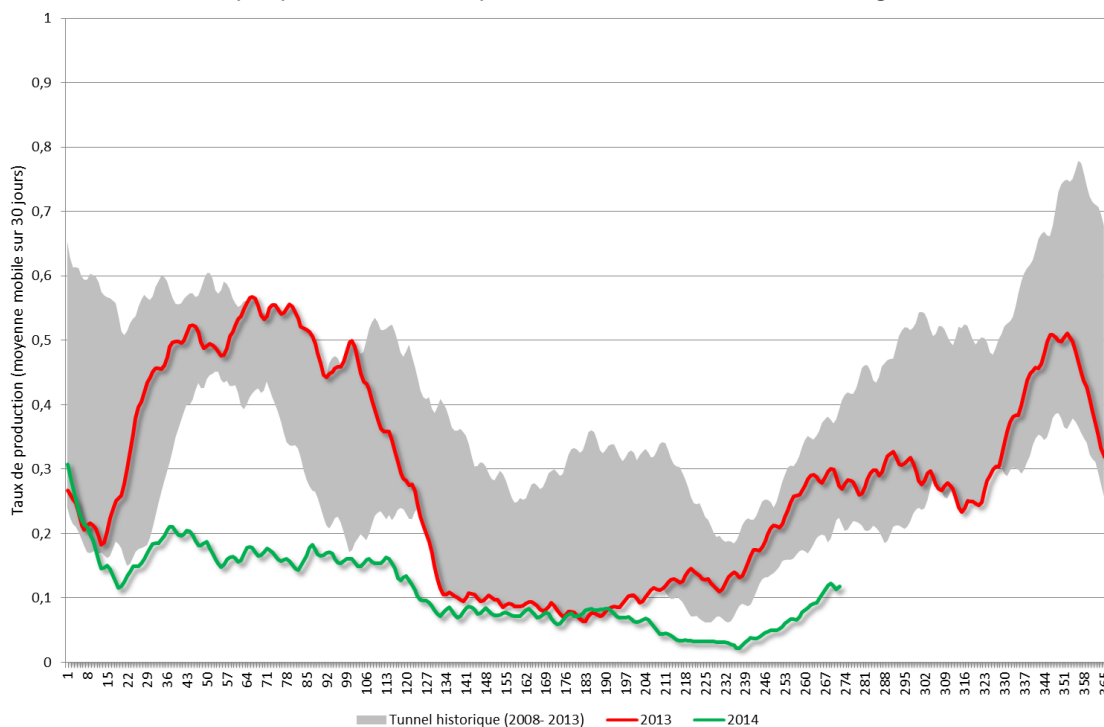
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 19 : Taux de production de la filière nucléaire



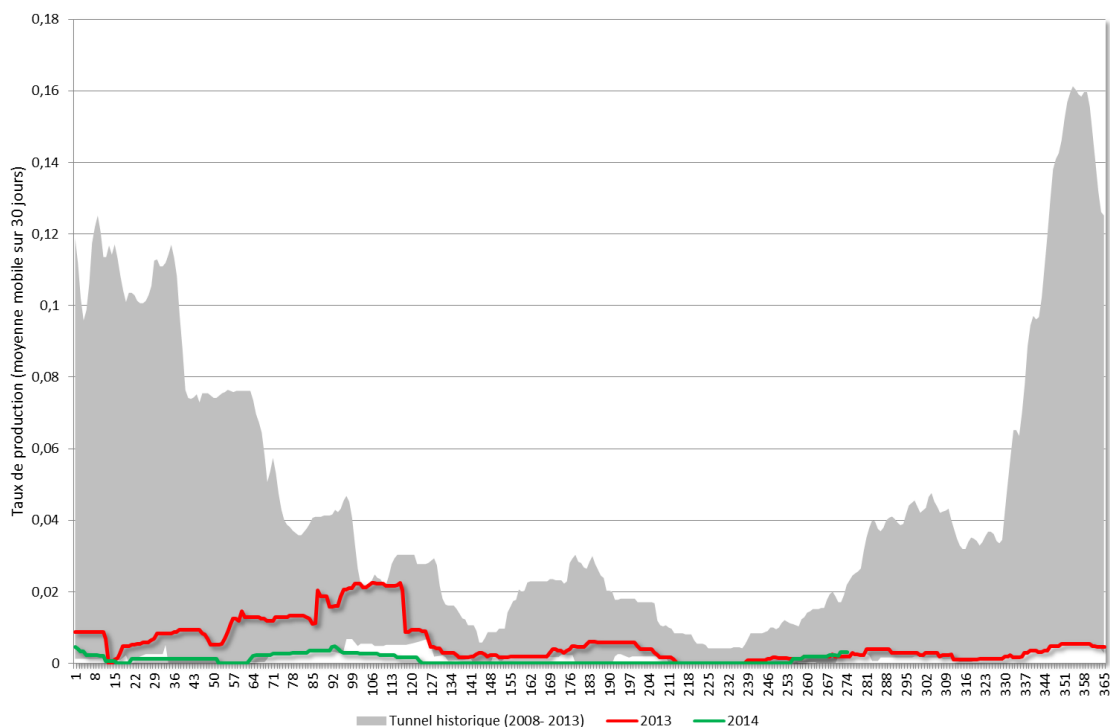
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 20 : Taux de production de la filière charbon + gaz



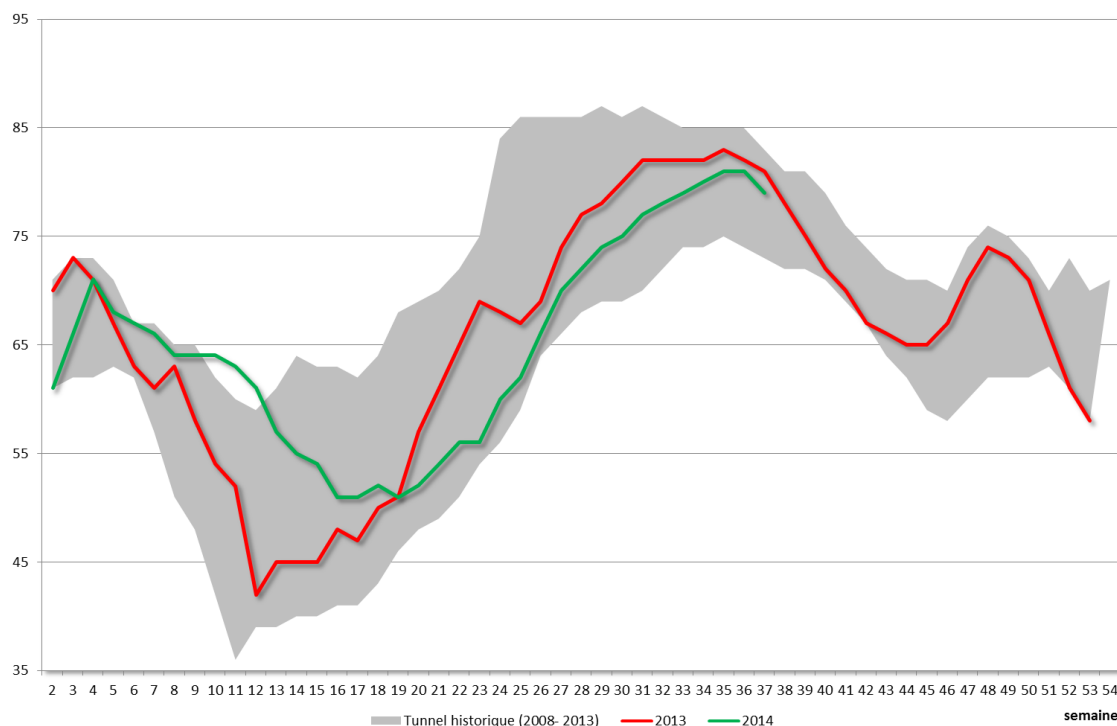
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 21 : Taux de production de la filière fioul pointe



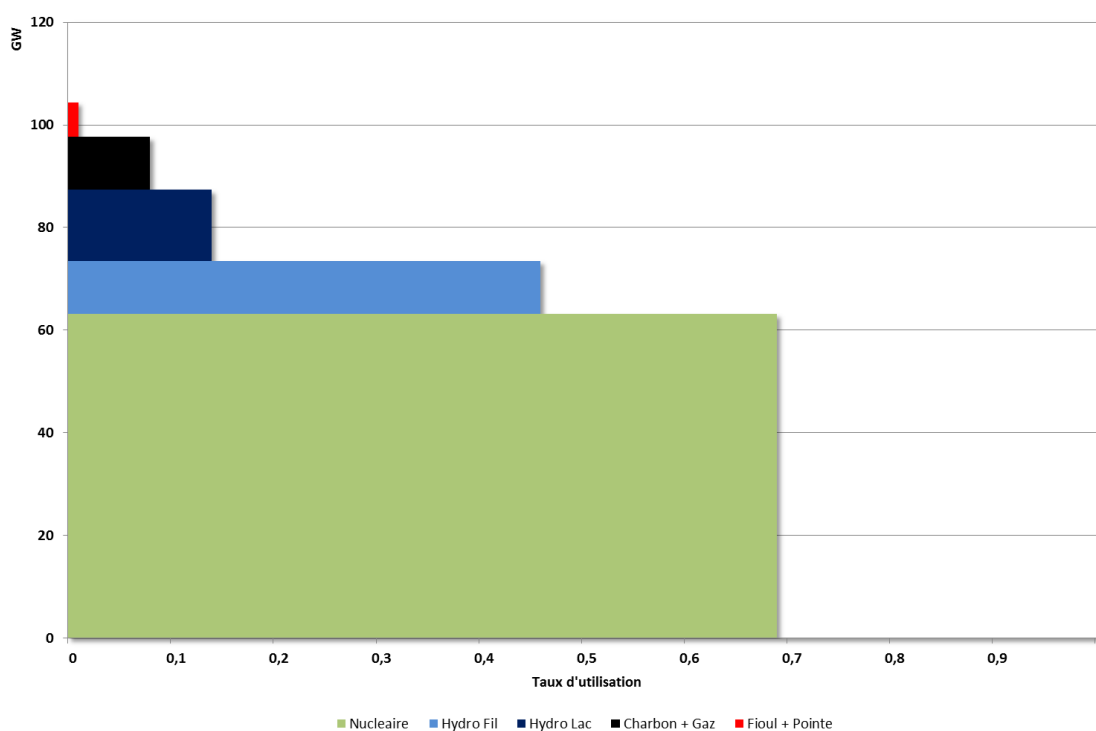
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 22 : Taux de remplissage des stocks hydrauliques



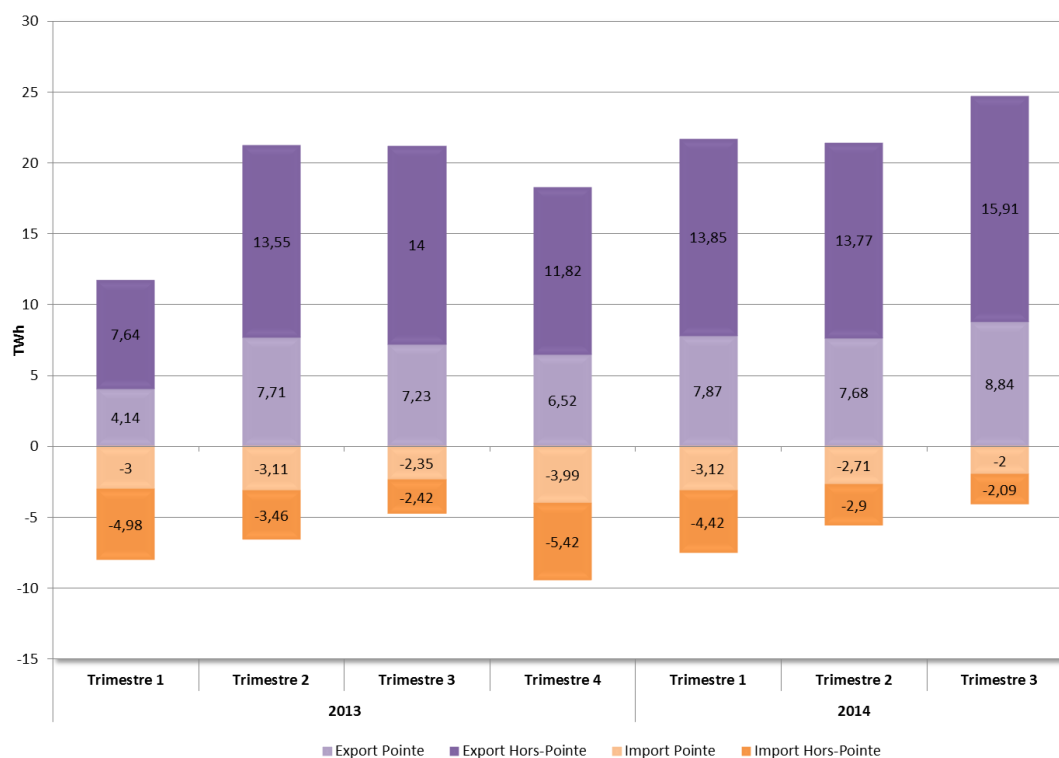
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 23 : Taux d'utilisation moyen au T3 2014

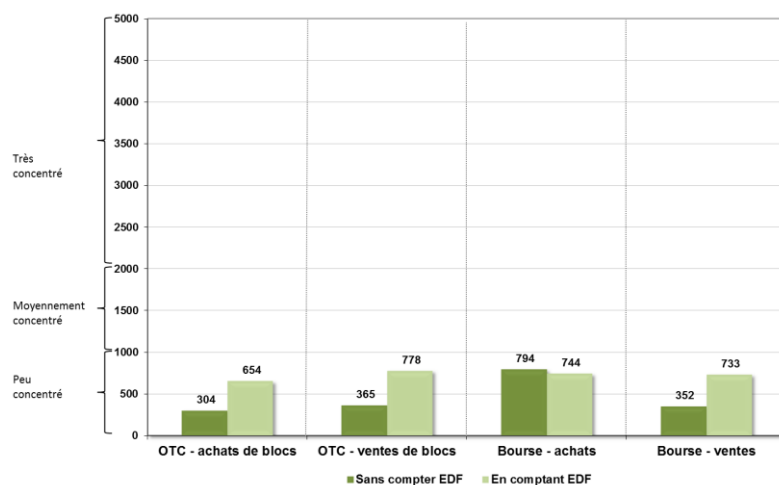


Données : RTE, Analyse : CRE

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

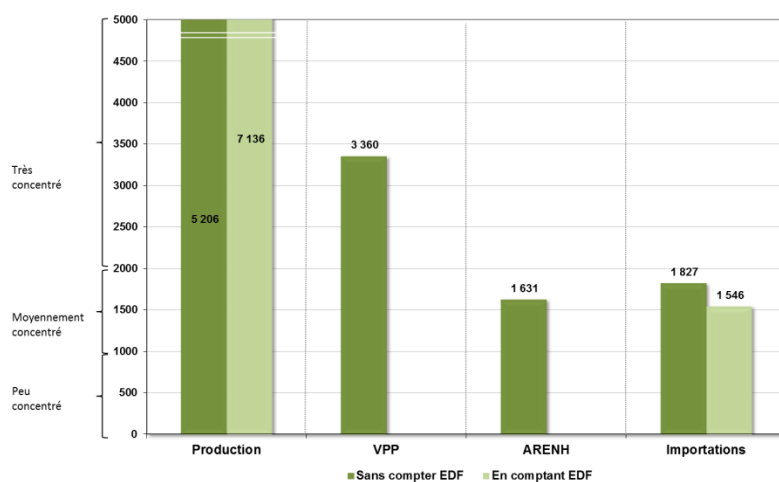


Graphique 25 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2014



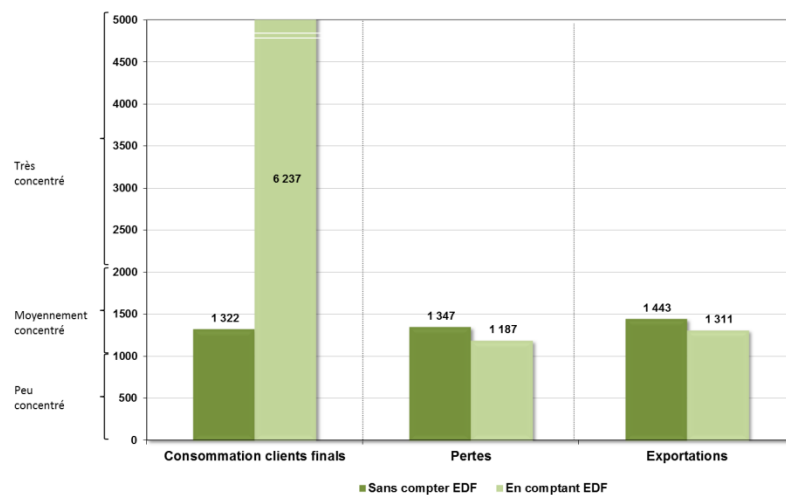
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 26 : Indice de concentration HHI – injections T3 2014



Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 27 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2014



Source : RTE, Analyse CRE

Marché de gros du gaz

I. Principales dates

- **2004** : premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
- **Janvier 2005** : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
- **Avril 2007** : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
- **2008** : possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
- **Novembre 2008** : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*
- **Janvier 2009** : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
- **Décembre 2009** : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz)
- **Novembre 2010** : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
- **Décembre 2010** : Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
- **Janvier 2011** : GRTgaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
- **Mai 2011** : Powernext lance un produit *Spread* PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Juillet 2011** : Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Décembre 2011** : TIGF devient membre de *Powernext Gas Spot* afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG TIGF
- **Février 2012** : Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
- **Février 2013** : *Powernext Gas Futures* lance des produits *TTF* et *spread PEGNord / TTF*
- **Avril 2013** : Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion
- **Avril 2013** : Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B
- **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.
- **Octobre 2013** : Powernext lance un contrat à terme *Front Month* sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud.

II. Chiffres clés

Tableau 9 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	127	184	186	133	128	-4%	-5	0%	0
Déstockage	2	42	51	4	5	34%	1	114%	3
Importations	124	142	134	129	122	-5%	-6	-1%	-1
Importations terrestres	102	125	116	115	108	-6%	-6	6%	6
Importations GNL	22	17	19	14	14	1%	0	-35%	-8
Production	1	0	0	0	0	-52%	0	-98%	-1
Débouchés (TWh)	127	184	186	133	128	-4%	-5	0%	0
Stockage	57	13	9	45	50	9%	4	-12%	-7
Consommation clients finals	53	151	157	72	53	-27%	-19	0%	0
Clients distribution	23	104	116	41	23	-44%	-18	1%	0
Clients directement reliés au réseau de transport	30	47	40	31	30	-4%	-1	-1%	0
Exportations	16	18	19	14	24	74%	10	47%	8
Autres	1	2	2	1	1	-13%	0	-22%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	140	159	170	125	127	2%	2	-9%	-12
PEG Nord	108	120	132	99	95	-5%	-5	-12%	-13
PEG Sud	28	33	33	23	30	31%	7	7%	2
PEG TIGF	4	6	5	3	3	-5%	0	-35%	-1
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	97%	99%	100%	100%	99%		0%		2%
Disponibilité liaison Nord Sud	75%	80%	91%	85%	81%		-3%		6%
Utilisation de la liaison GRTgaz-TIGF	75%	54%	53%	70%	85%		15%		9%
Utilisation de Taisnières H	87%	63%	64%	77%	83%		6%		-3%
Utilisation de Obergailbach	71%	54%	36%	55%	63%		8%		-8%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	52	107	78	36	77	116%	41	49%	25
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	588	-313	-470	455	482	6%	27	-18%	-106
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	236	189	209	154	154	0%	0	-34%	-81
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	121	131	128	120	139	16%	20	15%	18

Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	26,5	27,3	24,5	19,6	18,9	-3%	-0,7	-29%	-7,6
PEG Sud day-ahead (moyenne)	28,0	32,7	29,2	23,2	23,3	0%	0,1	-17%	-4,7
PEG TIGF day-ahead (moyenne)	28,3	33,0	29,4	23,8	23,7	-1%	-0,2	-16%	-4,6
Spread Nord/Sud	1,5	5,5	4,7	3,6	4,4	20%	0,7	196%	2,9
Spread PEG Nord/TTF	0,5	0,4	0,2	0,7	0,7	1%	0,0	37%	0,2
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	26,6	28,0	24,9	19,7	19,5	-1%	-0,2	-26%	-7,0
PEG Nord Y+1 (moyenne)	27,0	27,2	25,8	24,7	24,9	1%	0,2	-8%	-2,0
Spread Nord/Sud (M+1)				4,2	4,3	3%	0,1		
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,5	0,5	0,3	0,4	0,5	25%	0,1	-8%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	1,6	1,5	2,1	2,0	2,1	4%	0,1	33%	0,5

Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2014 / T2 2014		Variation annuelle T3 2014 / T3 2013	
	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	95	128	139	84	97	15%	13	1%	1
En % de la consommation nationale	181%	85%	89%	117%	184%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	32	45	42	28	30	8%	2	-4%	-1
Intraday	3	5	5	3	3	4%	0,1	9%	0,3
Day Ahead	17	24	25	16	17	5%	0,8	-1%	-0,2
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	16	24	26	18	20	10%	1,9	30%	4,6
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	16	21	16	10	10	2%	0,2	-37%	-6,0
Marché à terme (TWh)	76	64	81	59	83	42%	25	10%	7
M+1	27	22	23	17	26	55%	9,3	-3%	-0,9
Q+1	2	17	0	12	3		-9,5	22%	0,5
S+1	21	9	28	17	24	42%	7,0	15%	3,0
Y+1	3	4	2	3	3	7%	0,2	-16%	-0,5
Bourse (toutes échéances)	8	8	11	8	11	32%	2,6	39%	3,0
Brokers (toutes échéances)	68	57	70	51	73	44%	22,1	7%	4,5
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	21 237	31 026	33 773	24 491	26 586	9%	2095	25%	5349
Intraday	3 925	5 791	5 929	4 941	5 511	12%	570	40%	1586
Day Ahead	14 283	20 547	22 898	16 115	17 191	7%	1076	20%	2908
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	14 880	22 312	25 621	17 897	20 902	17%	3005	40%	6022
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	6 357	8 714	8 152	6 594	5 684	-14%	-910	-11%	-673
Marché à terme	21 237	31 026	33 773	24 491	26 586	9%	2095	25%	5349
M+1	603	726	744	549	836	52%	287	39%	233
Q+1	21	156	6	98	47	-52%	-51	124%	26
Y+1	19	29	7	18	21	17%	3	11%	2
Bourse (toutes échéances)	14 880	22 312	25 621	17 897	20 902	17%	3005	40%	6022
Brokers (toutes échéances)	6 357	8 714	8 152	6 594	5 684	-14%	-910	-11%	-673
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	86	89	91	98	97	-1%	-1	13%	11
dont actifs chez Powernext Gas Spot	40	40	41	48	48	0%	0	20%	8
dont actifs chez Powernext Gas Futures	27	28	30	31	34	10%	3	26%	7

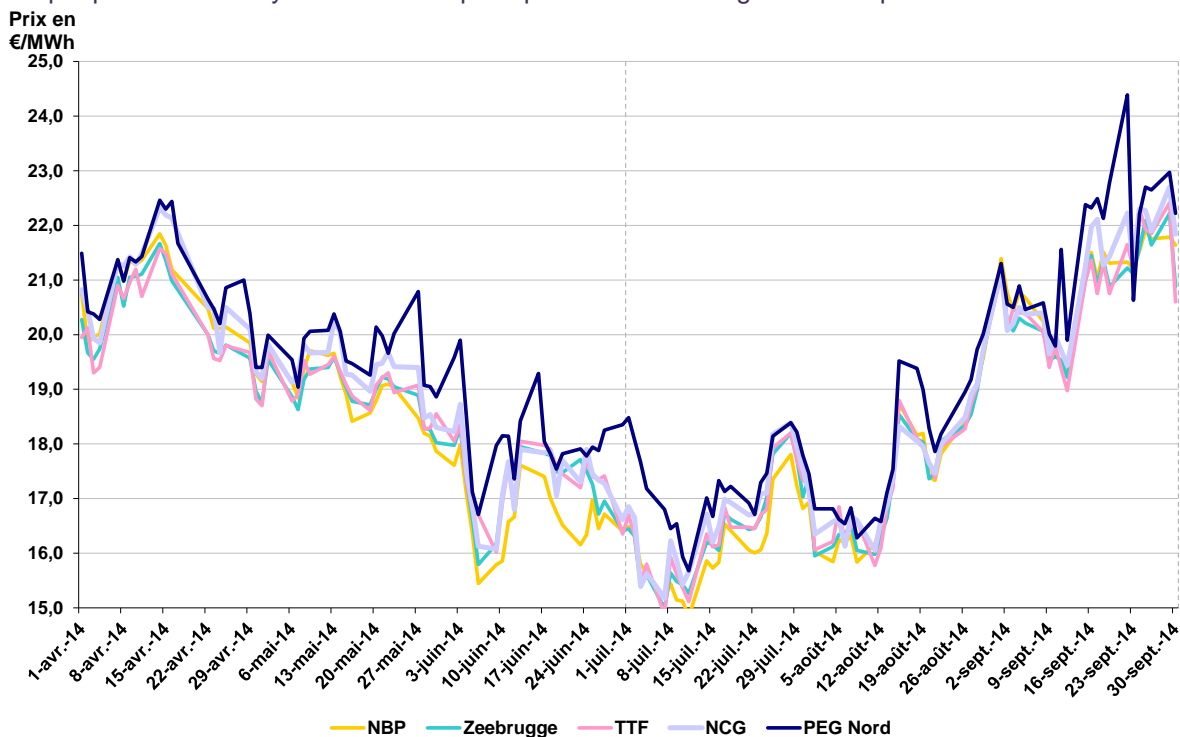
Source: GRTgaz, TIGF, Powernext, brokers – Analyse : CRE

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

III. Graphiques

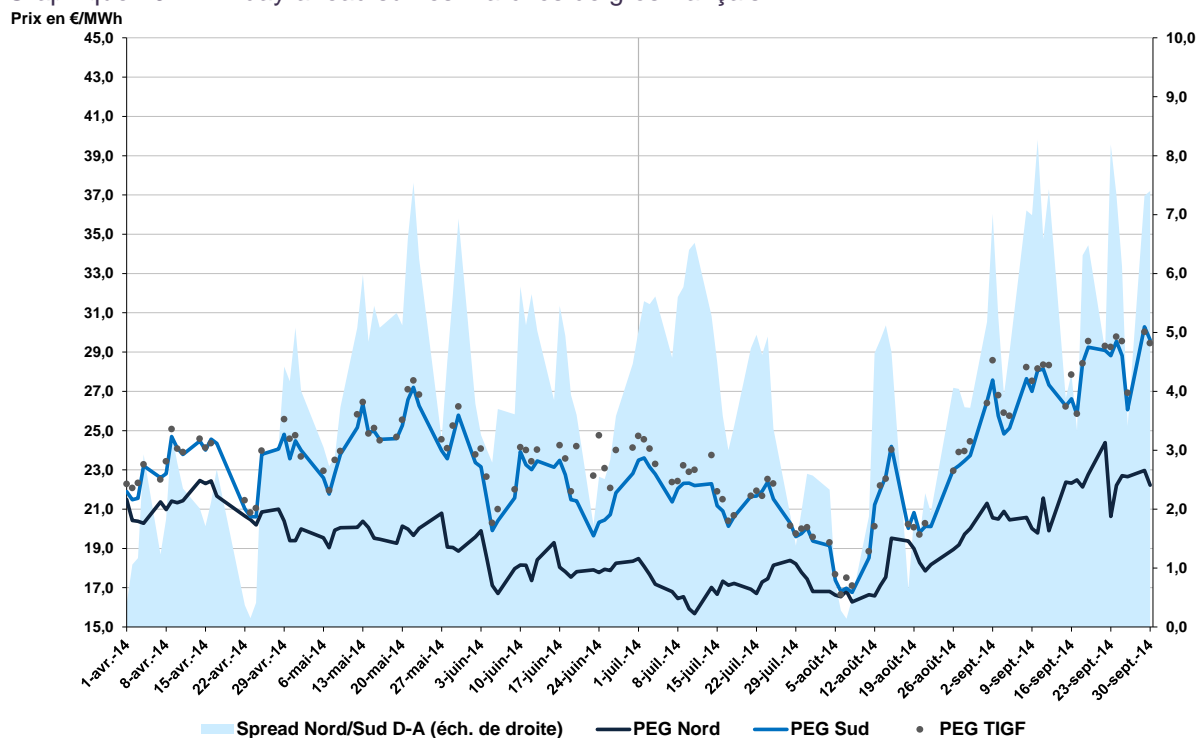
Evolution des prix en France et en Europe

Graphique 28 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



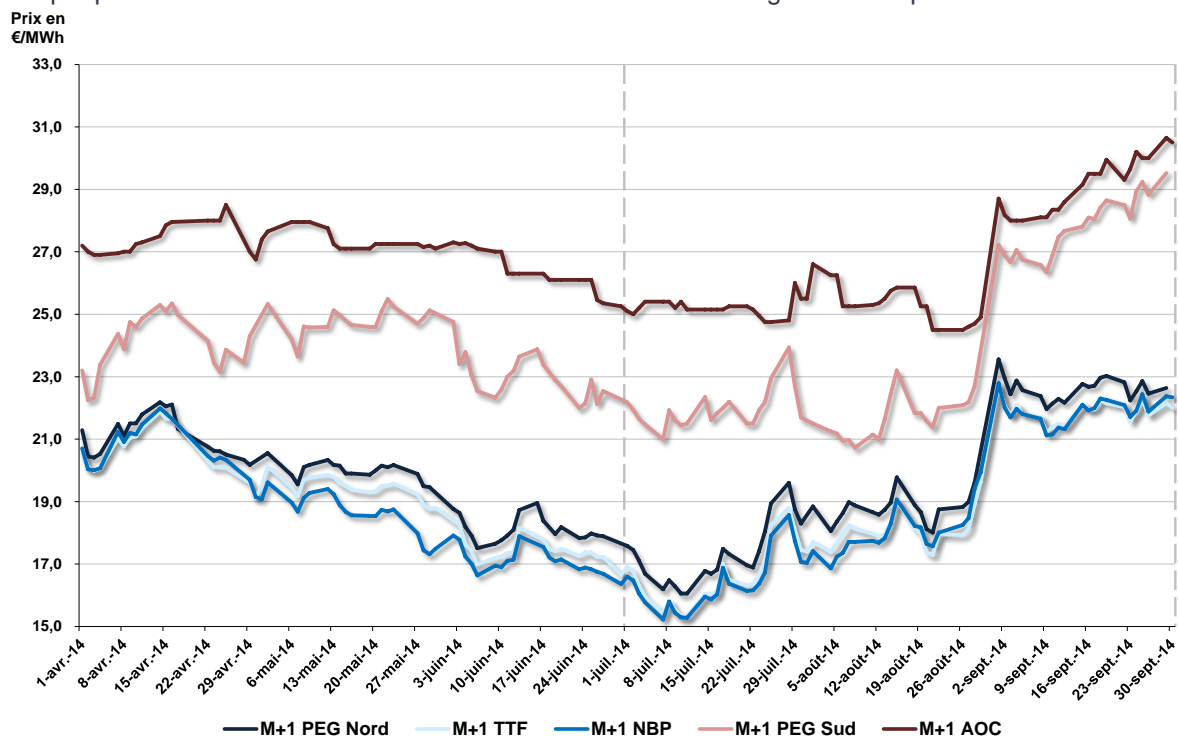
Source: Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 29 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



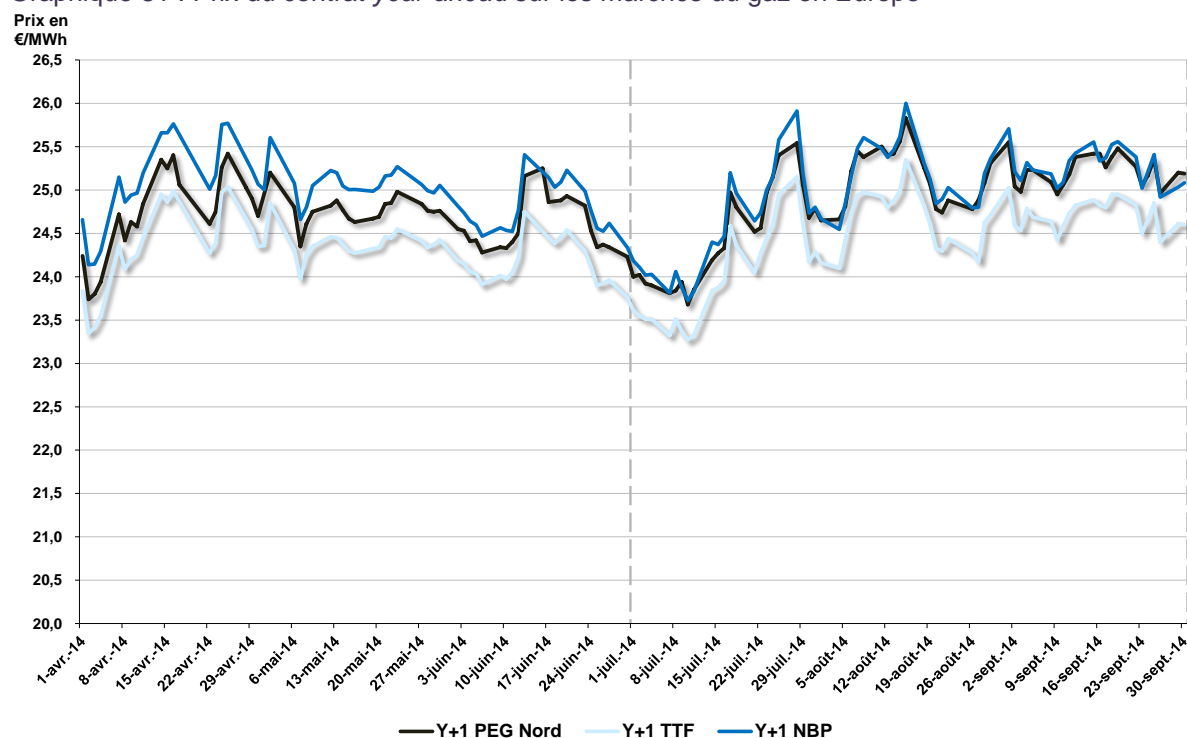
Source: Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF – Analyse : CRE

Graphique 30 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



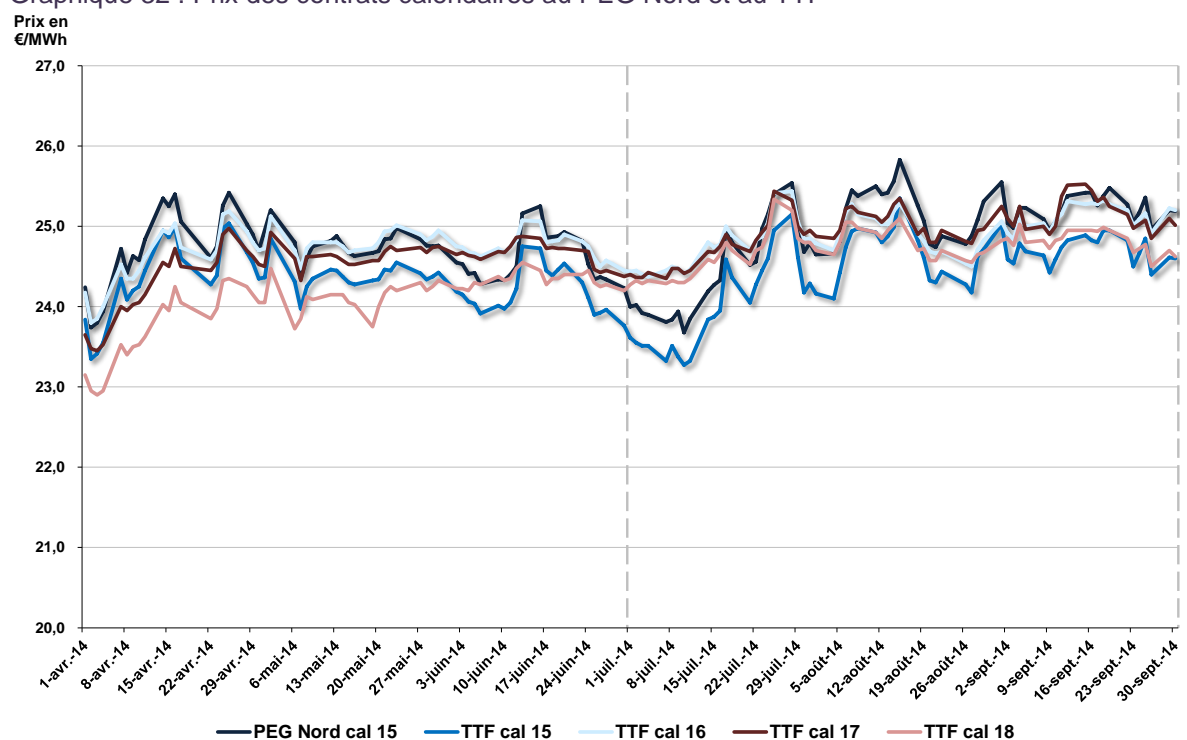
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

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



Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

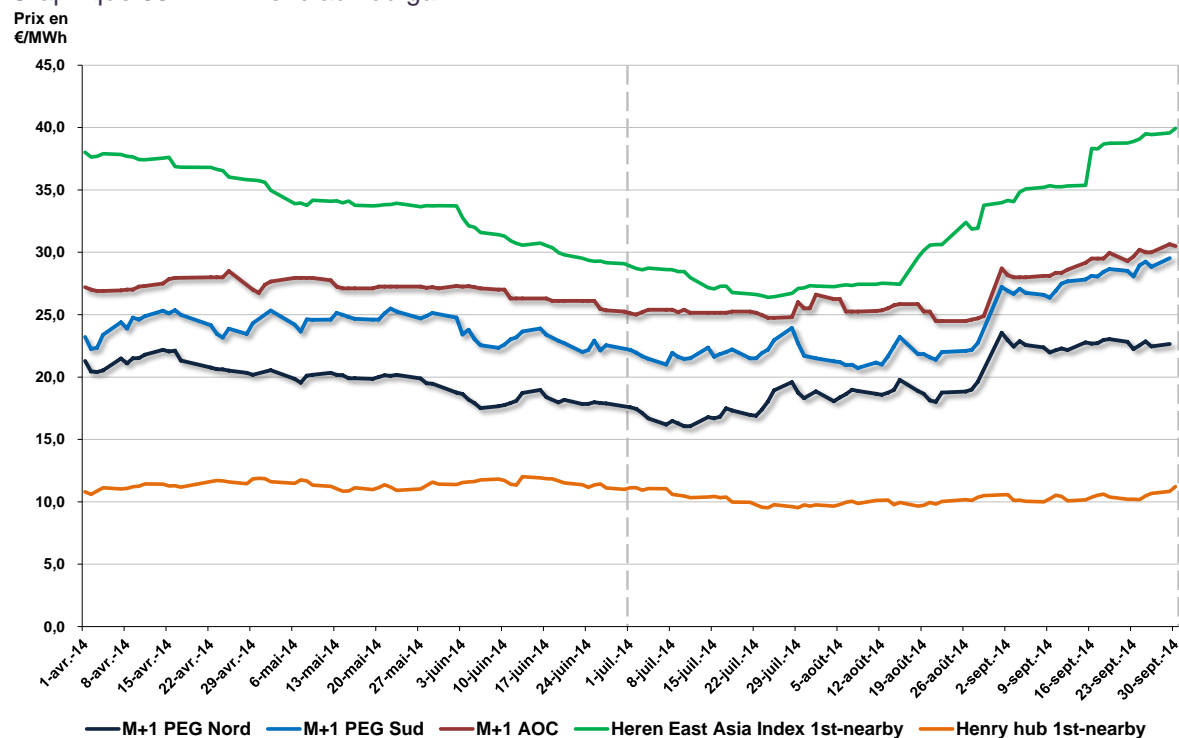
Graphique 32 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

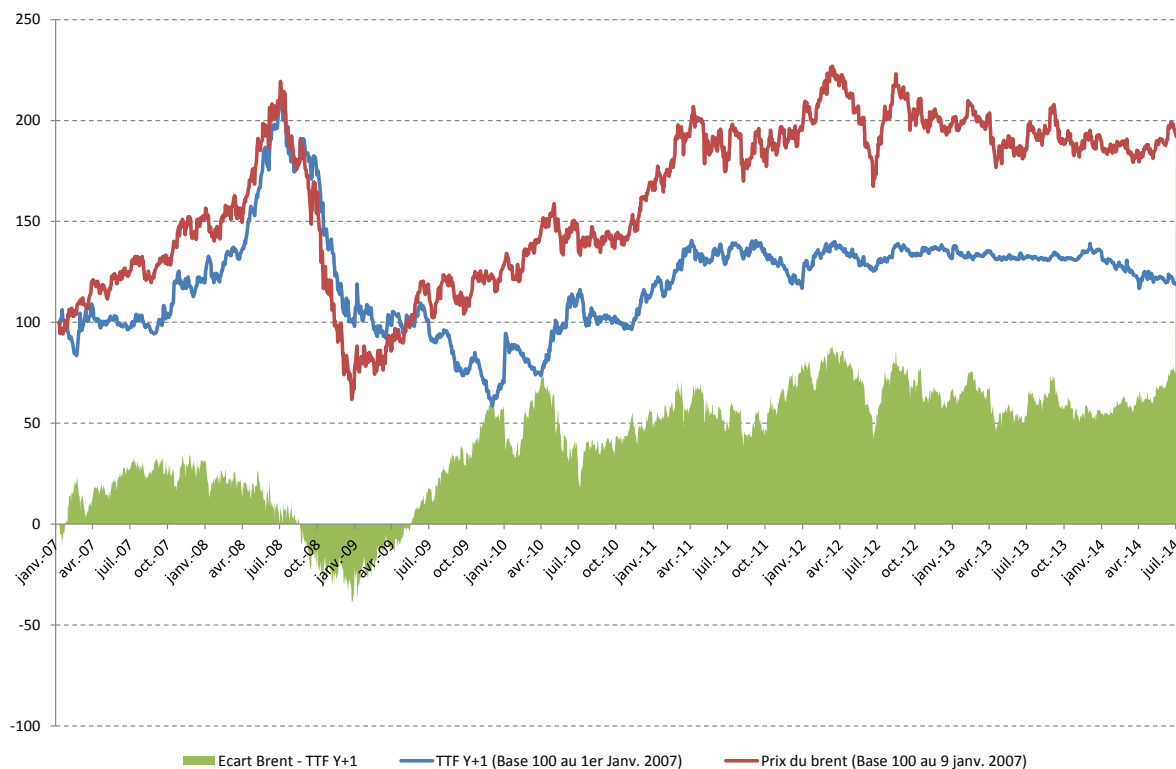
Contexte international

Graphique 33 : Prix mondiaux du gaz



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

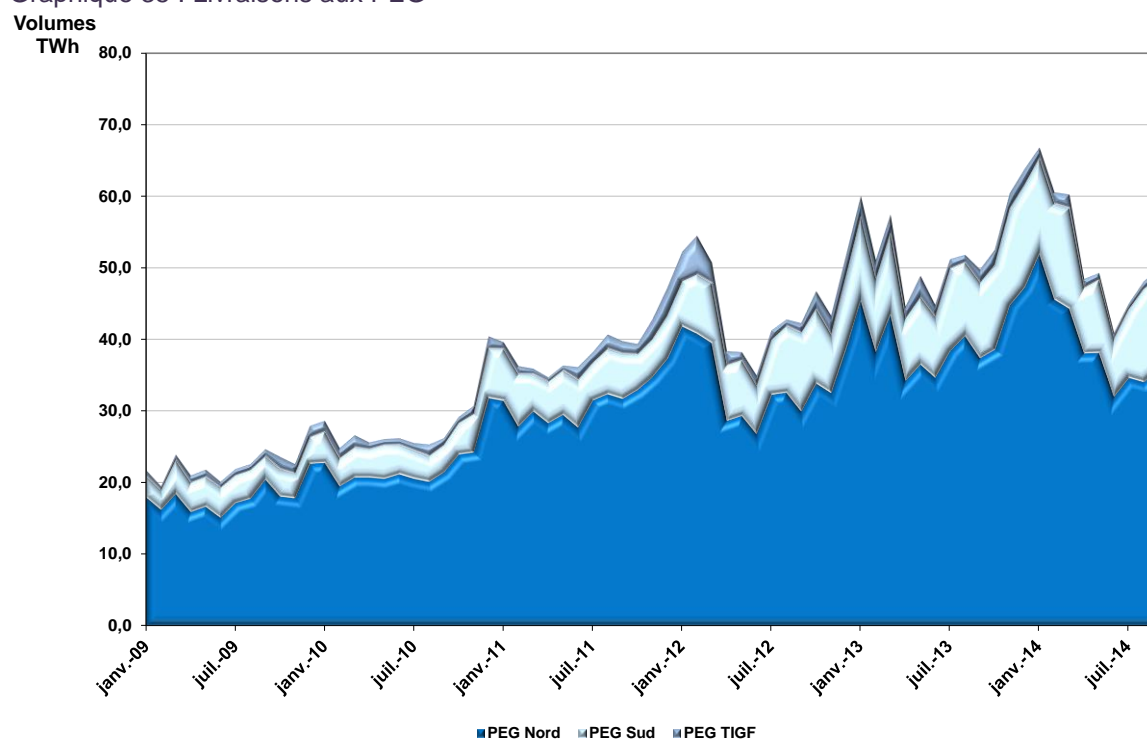
Graphique 34 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

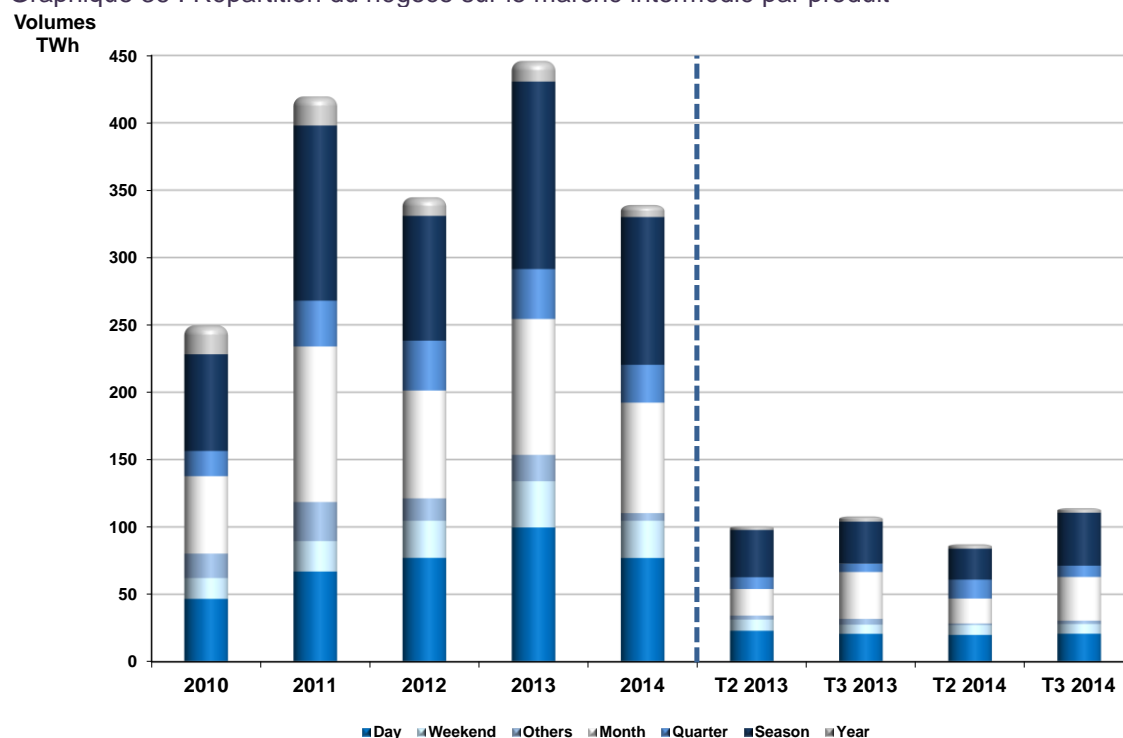
Développement du négoce dans le marché français

Graphique 35 : Livraisons aux PEG



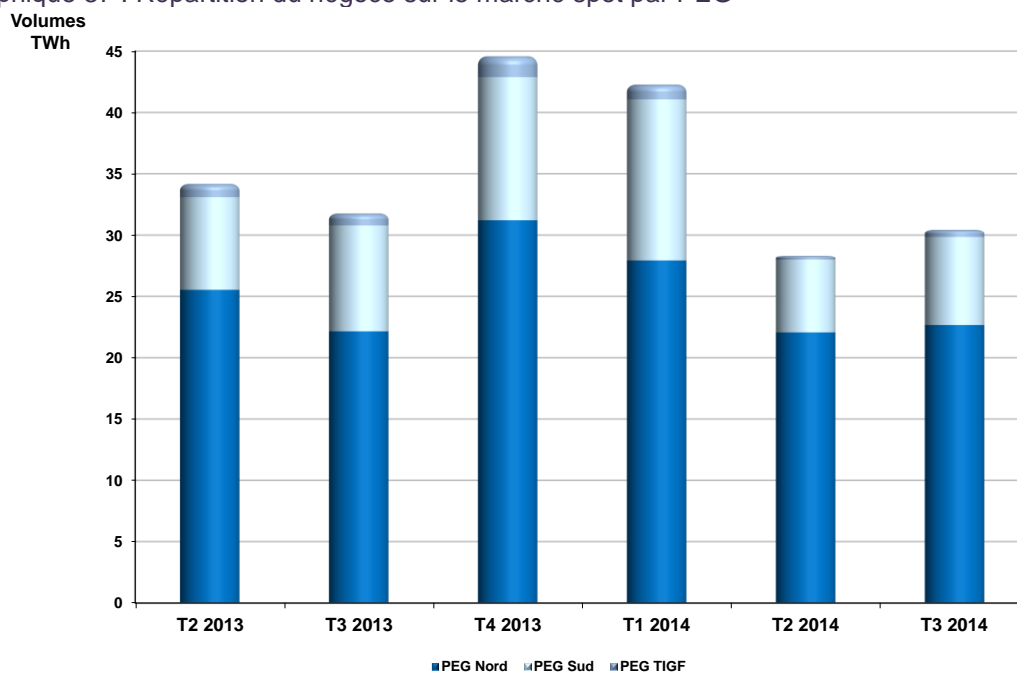
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 36 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit



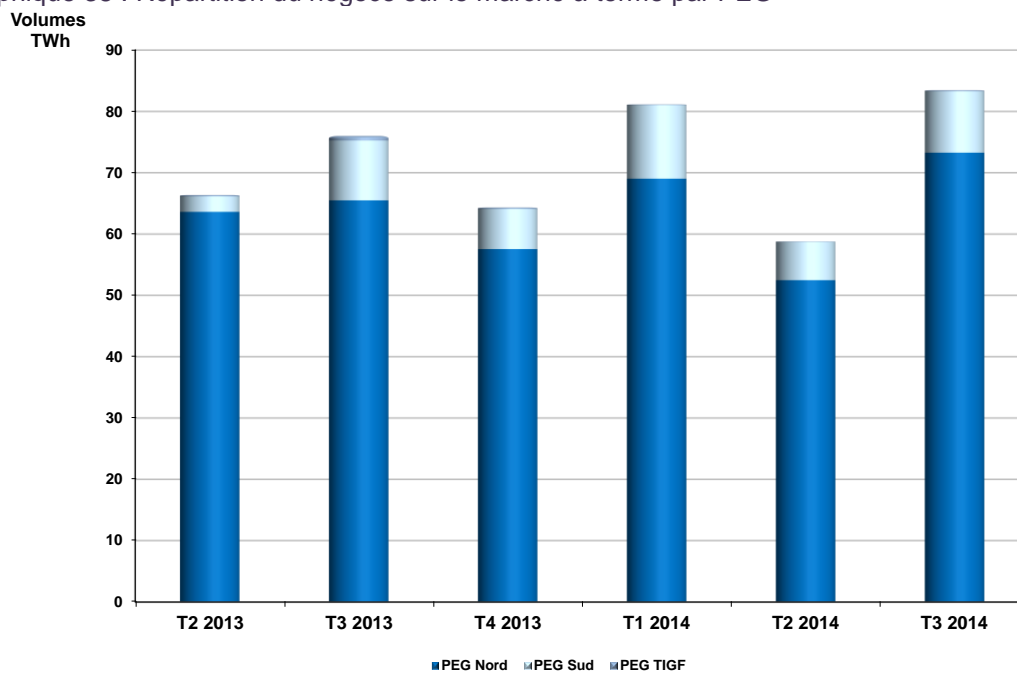
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 37 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



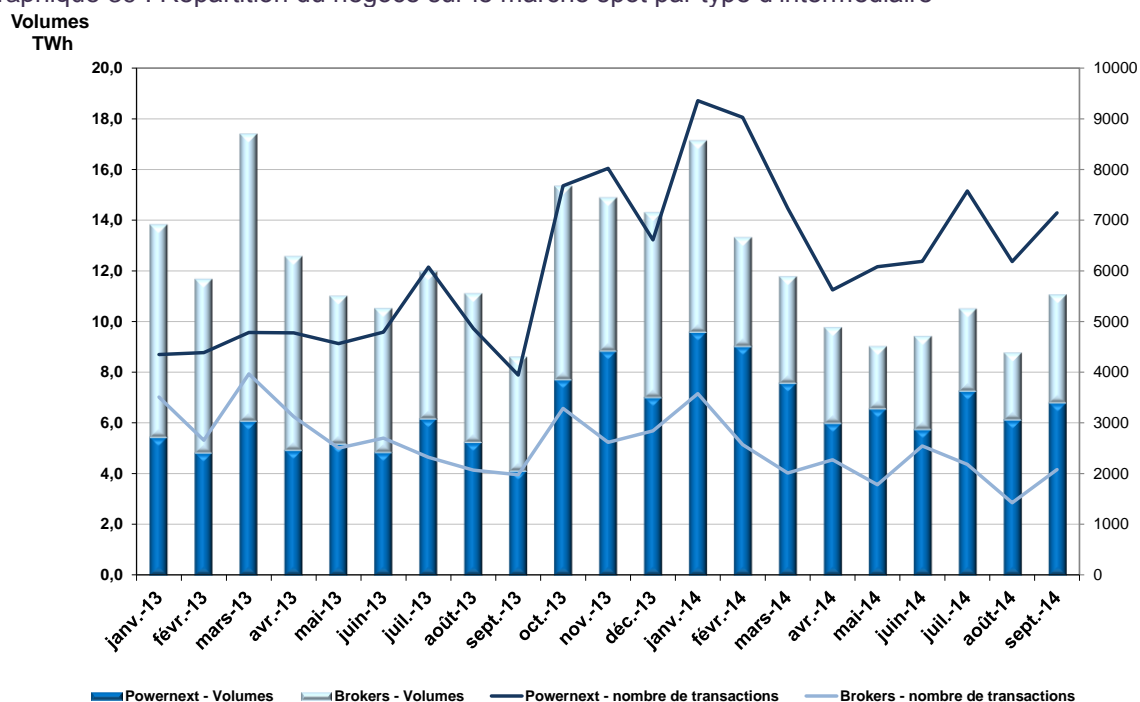
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 38 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



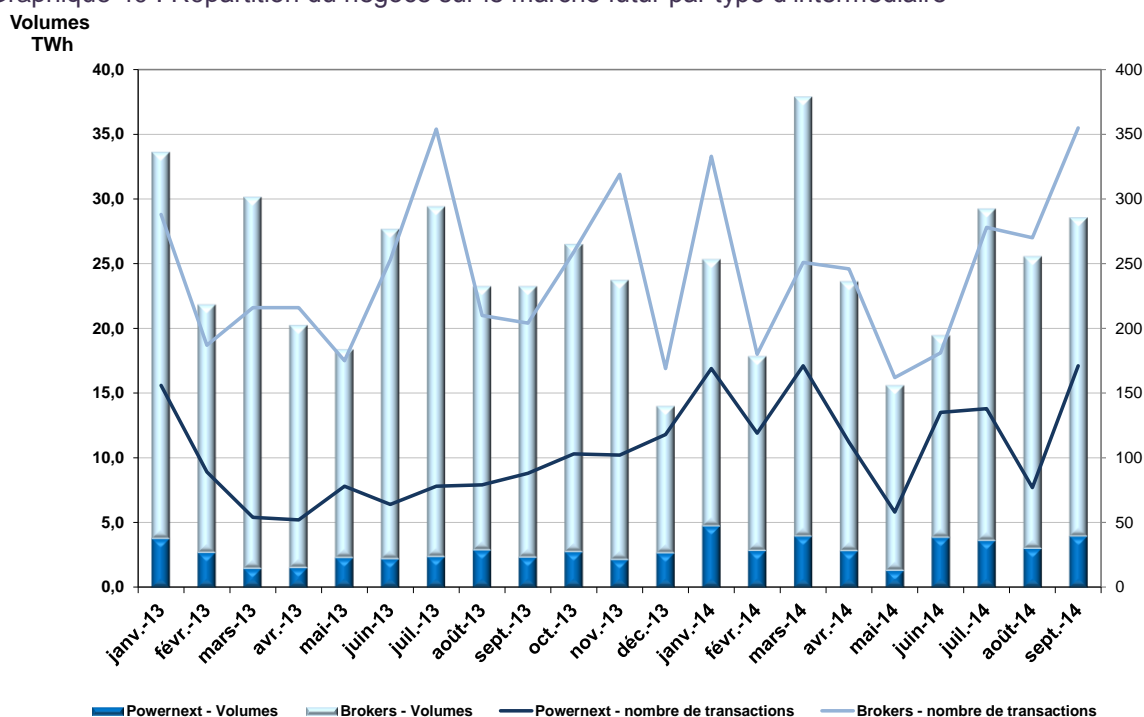
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



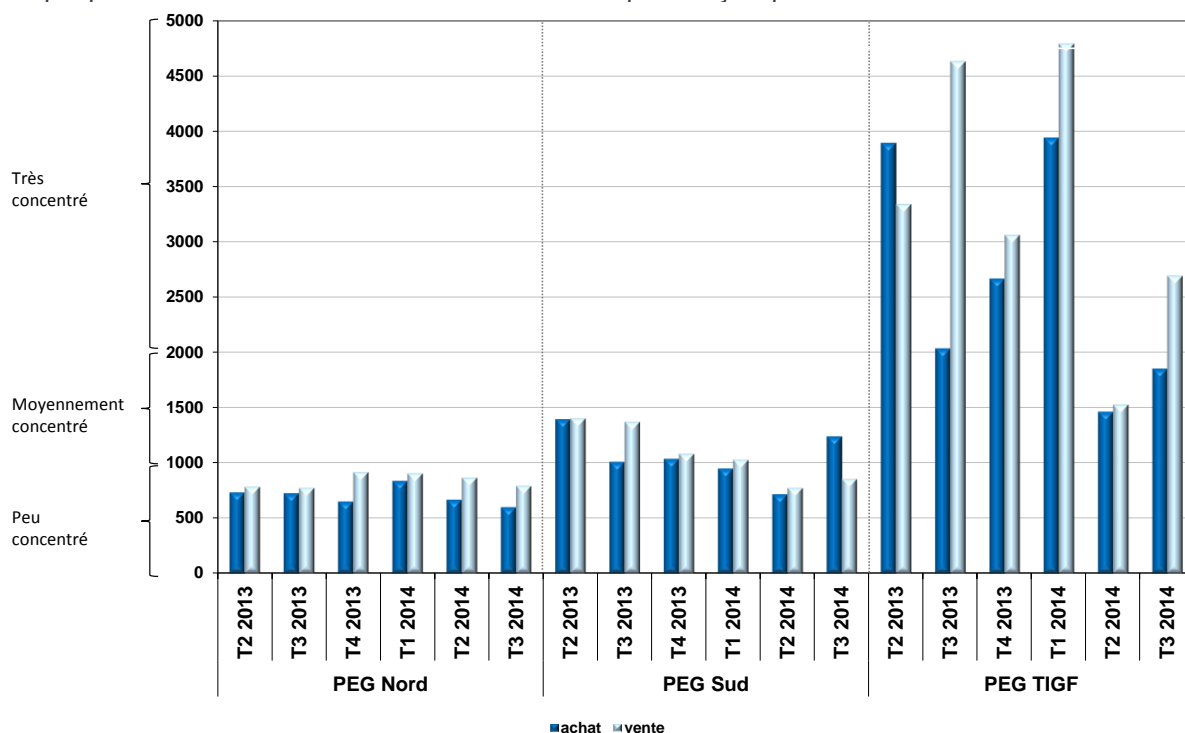
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



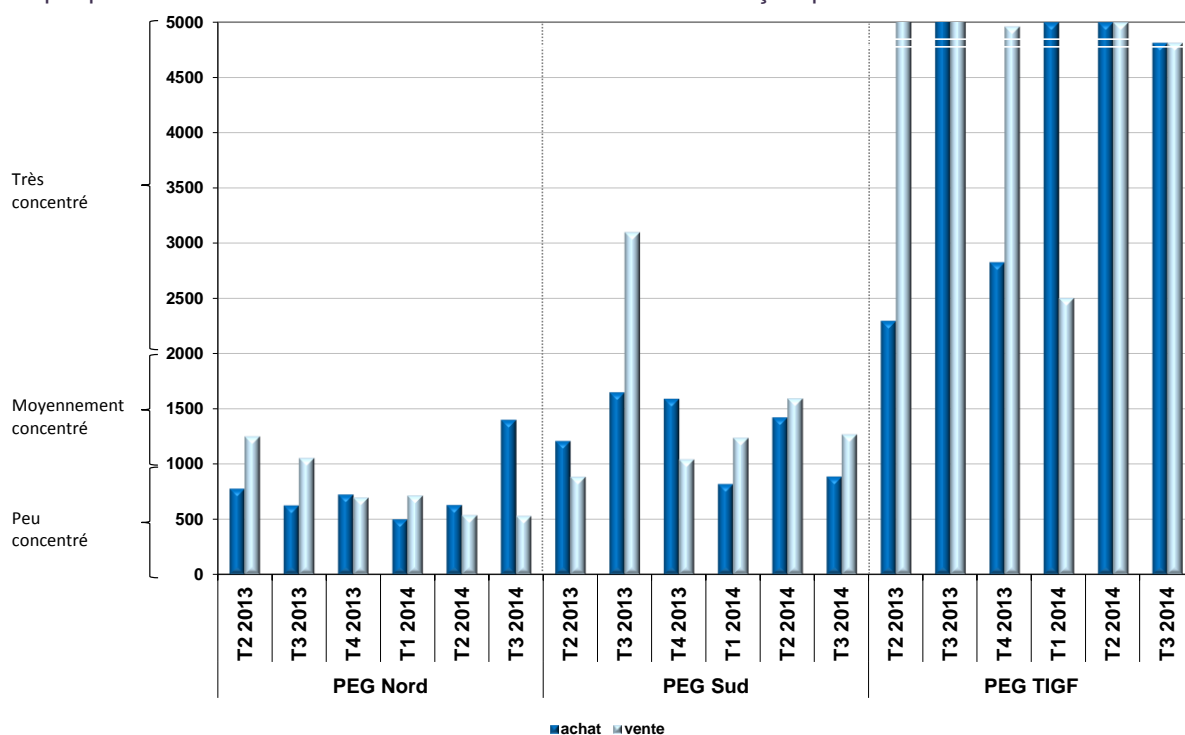
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 41 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

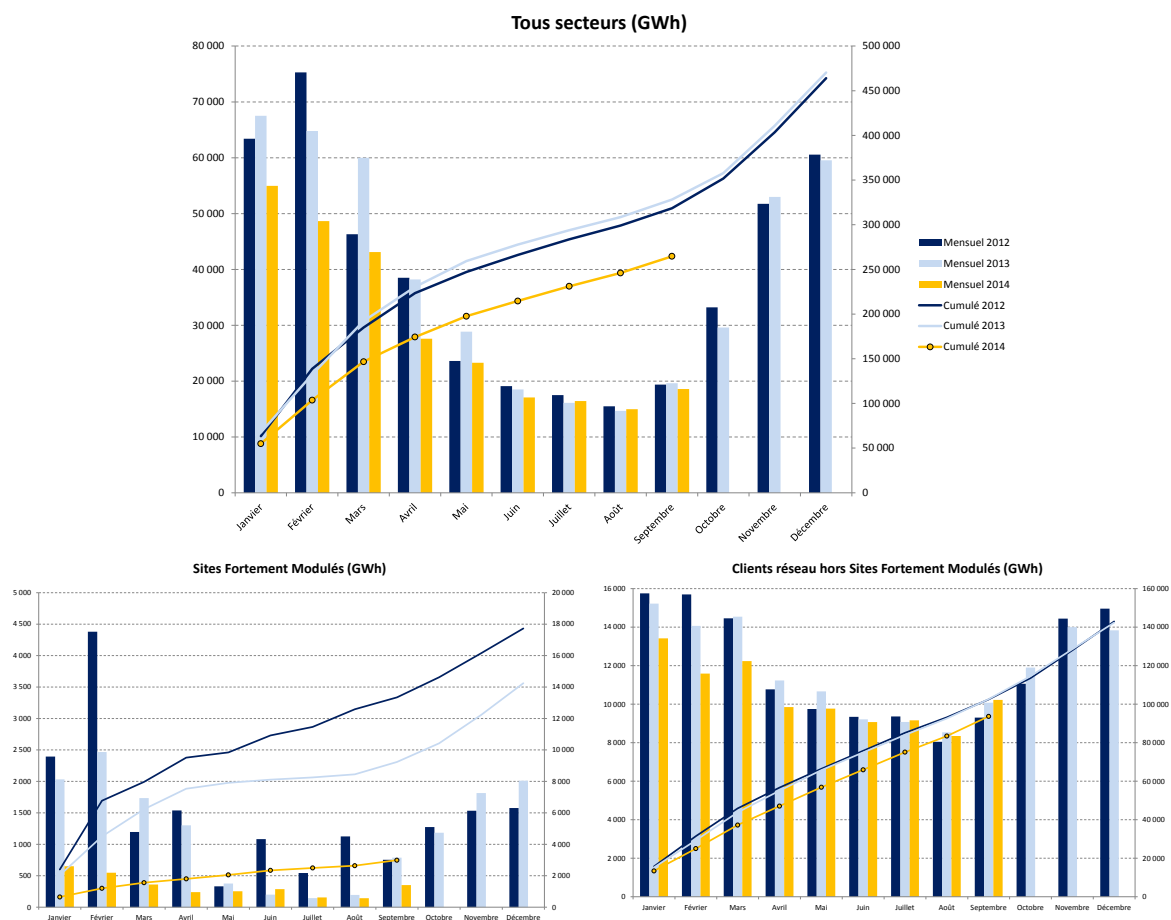
Graphique 42 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

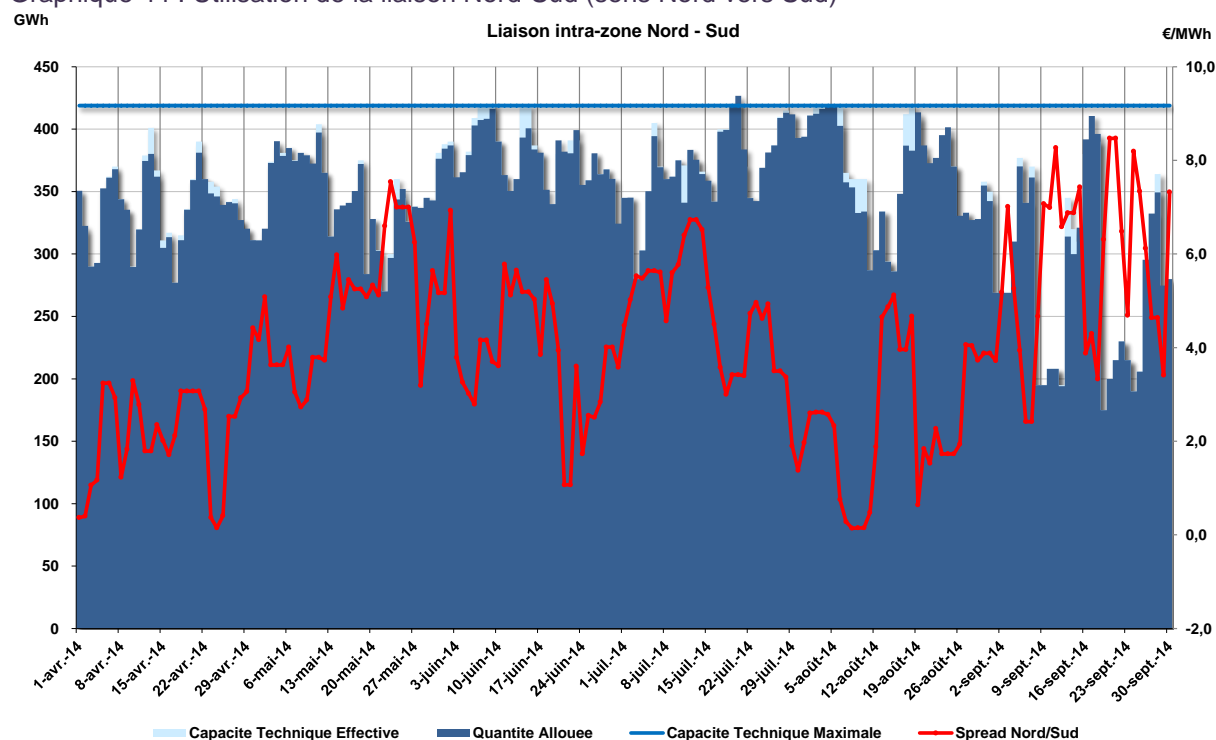
Utilisation des infrastructures

Graphique 43 : Consommation de gaz dans les zones GRTgaz



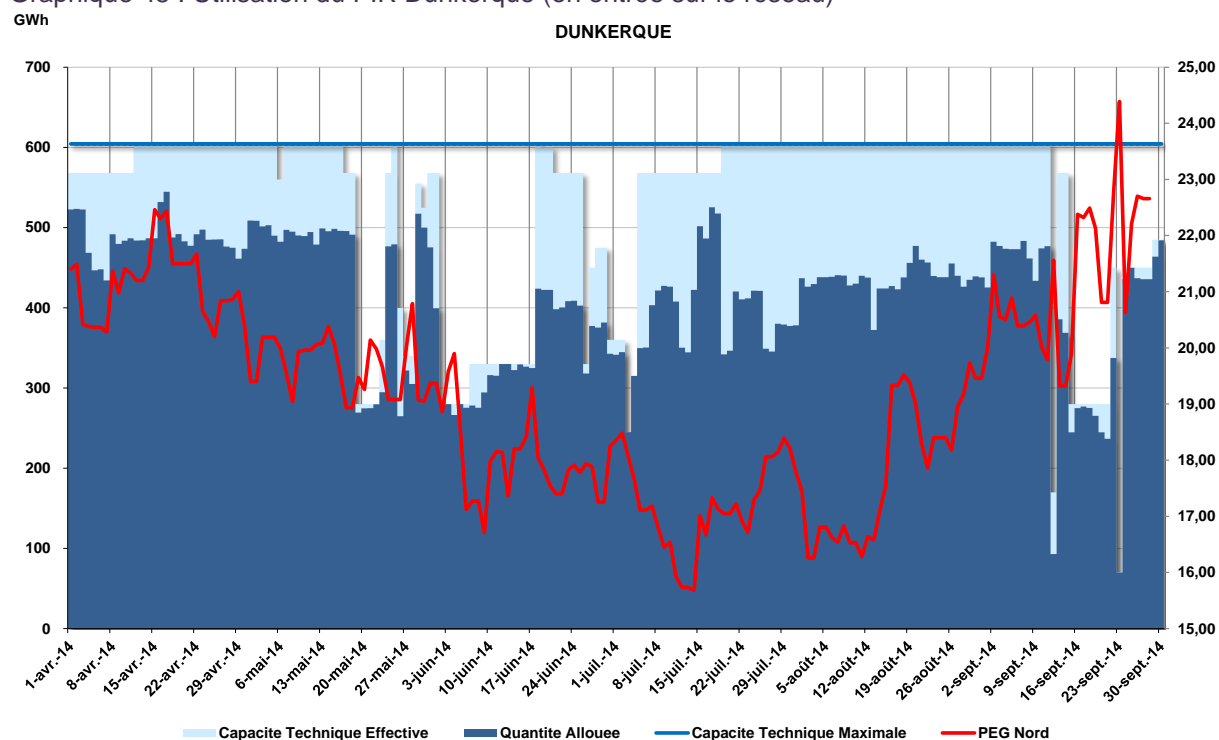
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)



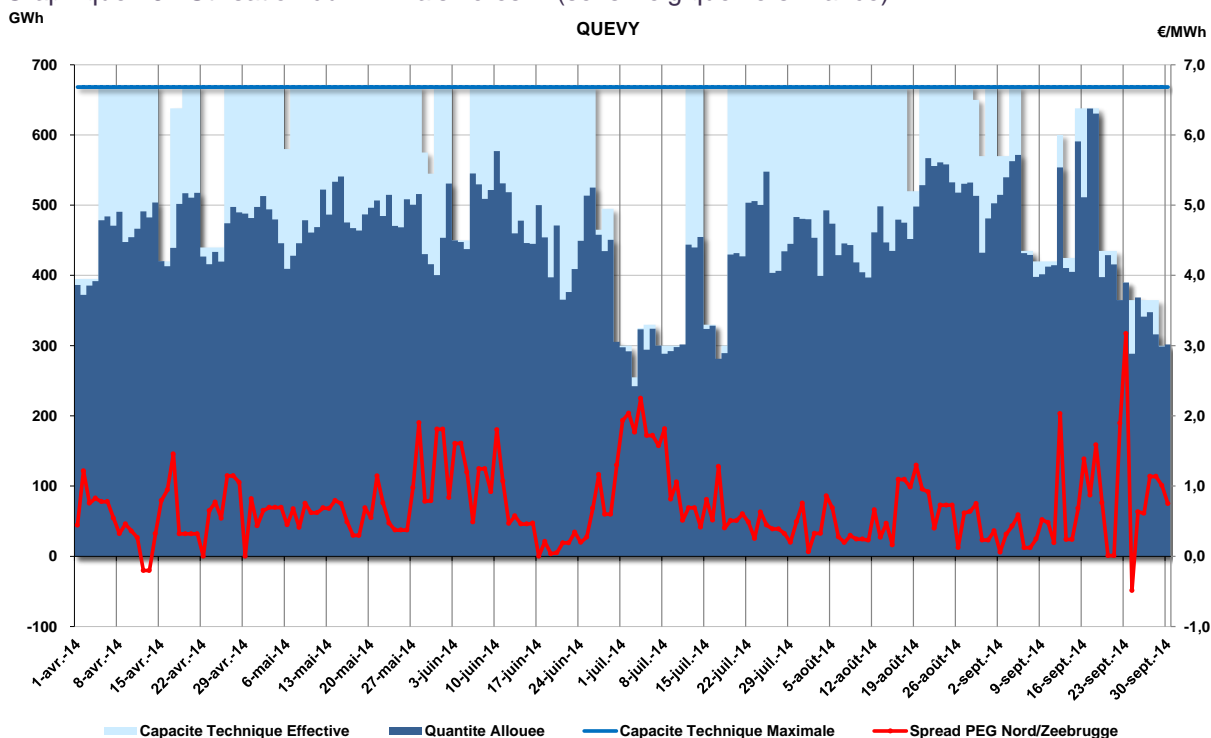
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



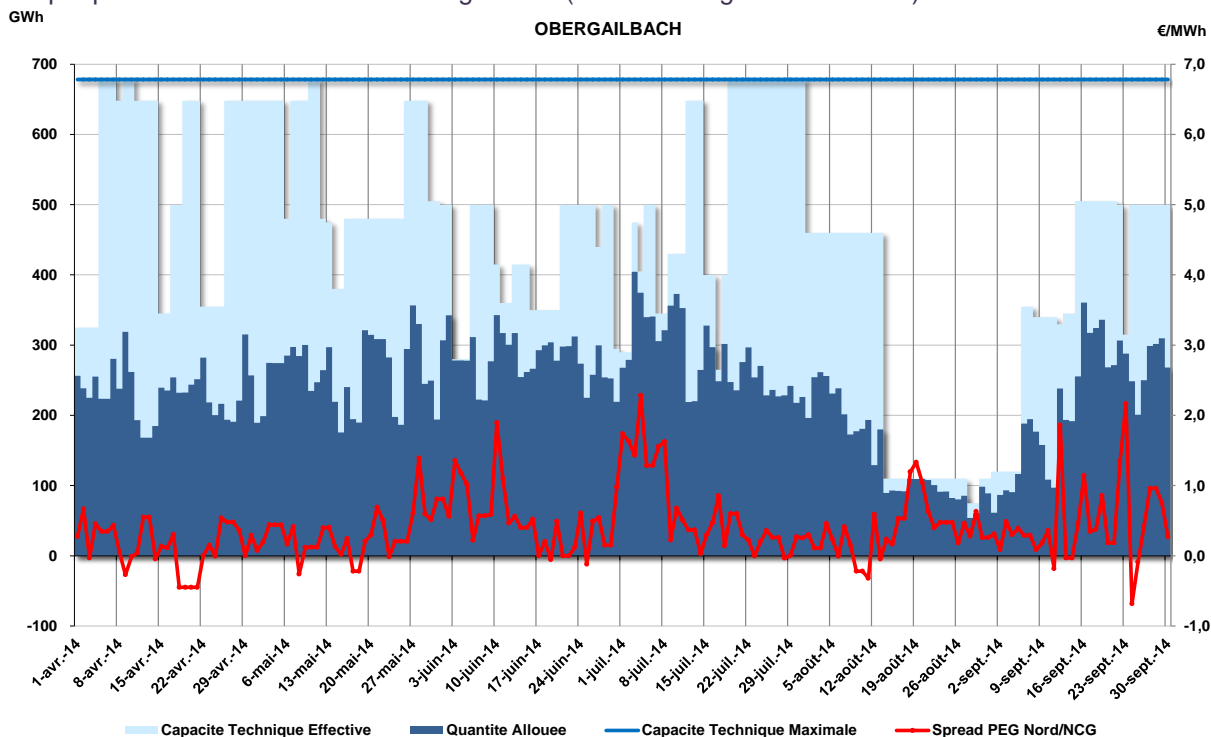
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



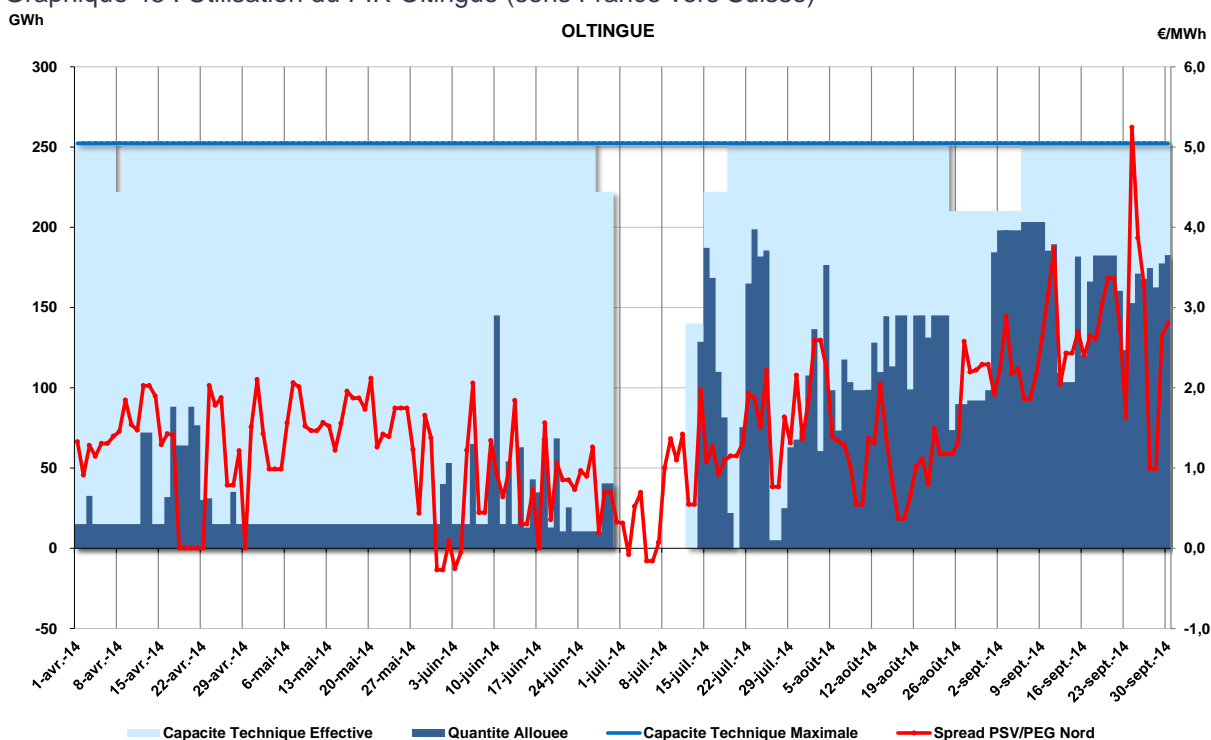
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)



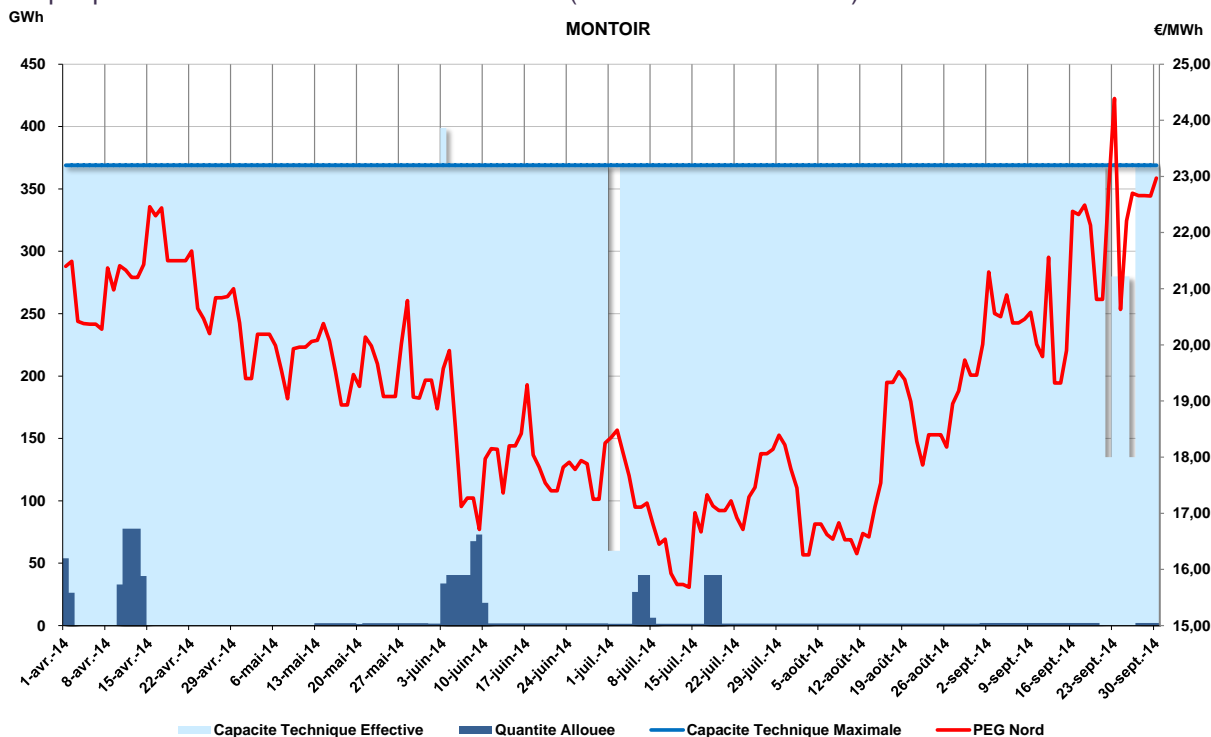
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)



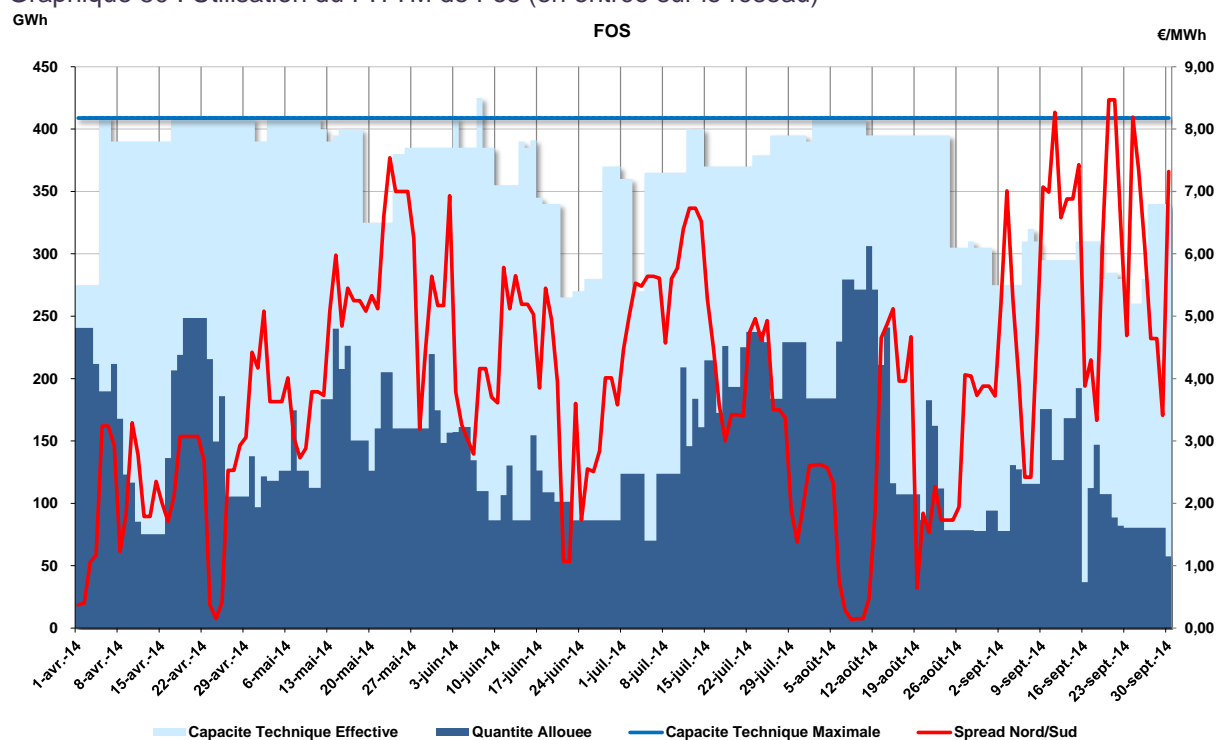
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



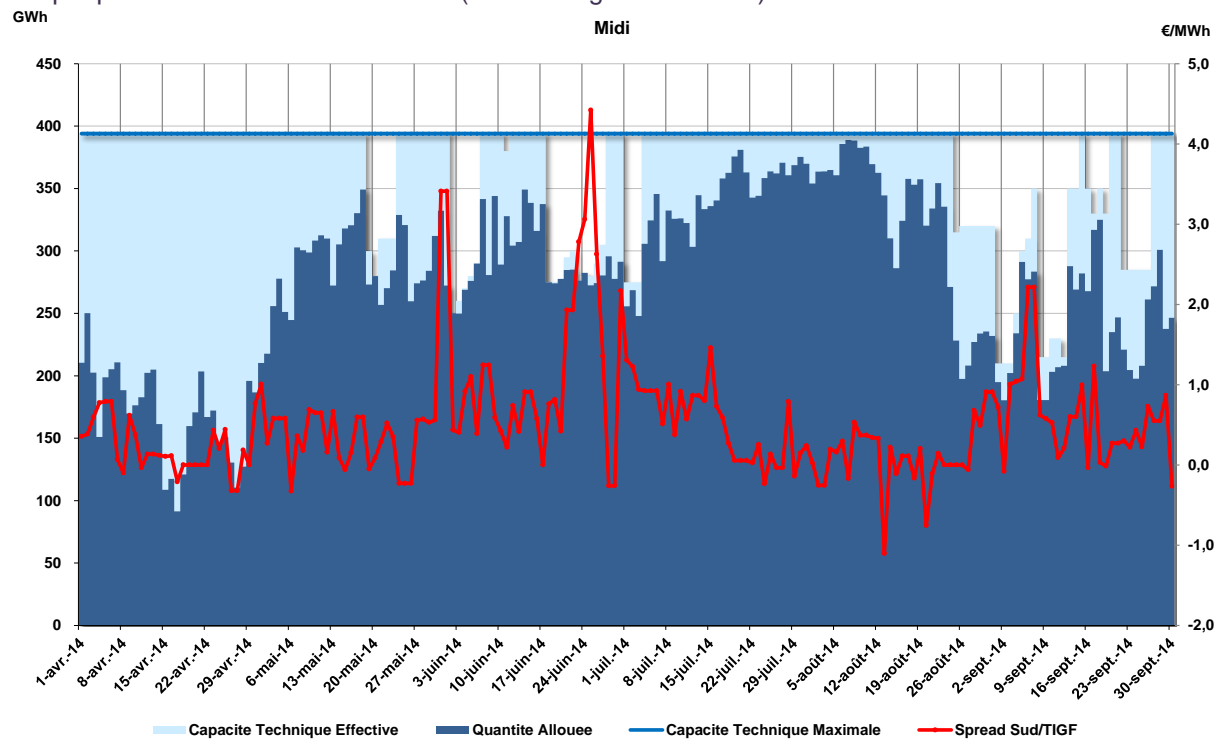
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



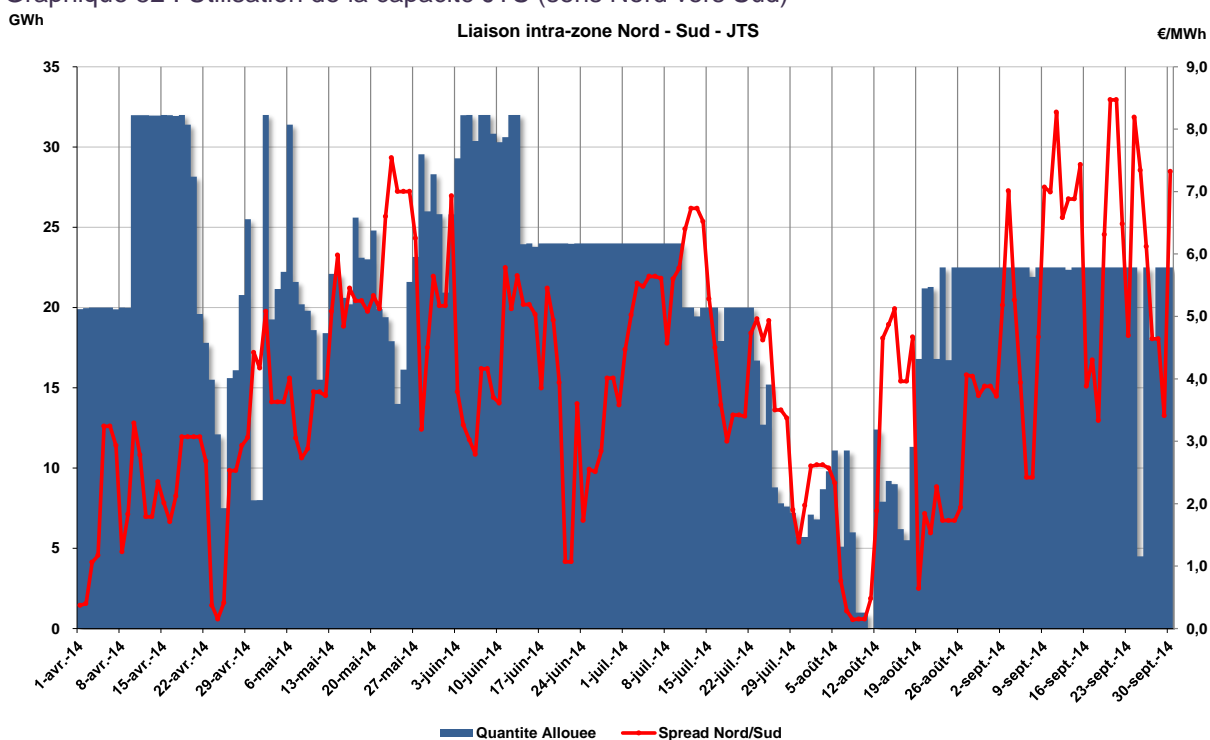
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 51 : Utilisation du PIR Midi (sens GRTgaz vers TIGF)



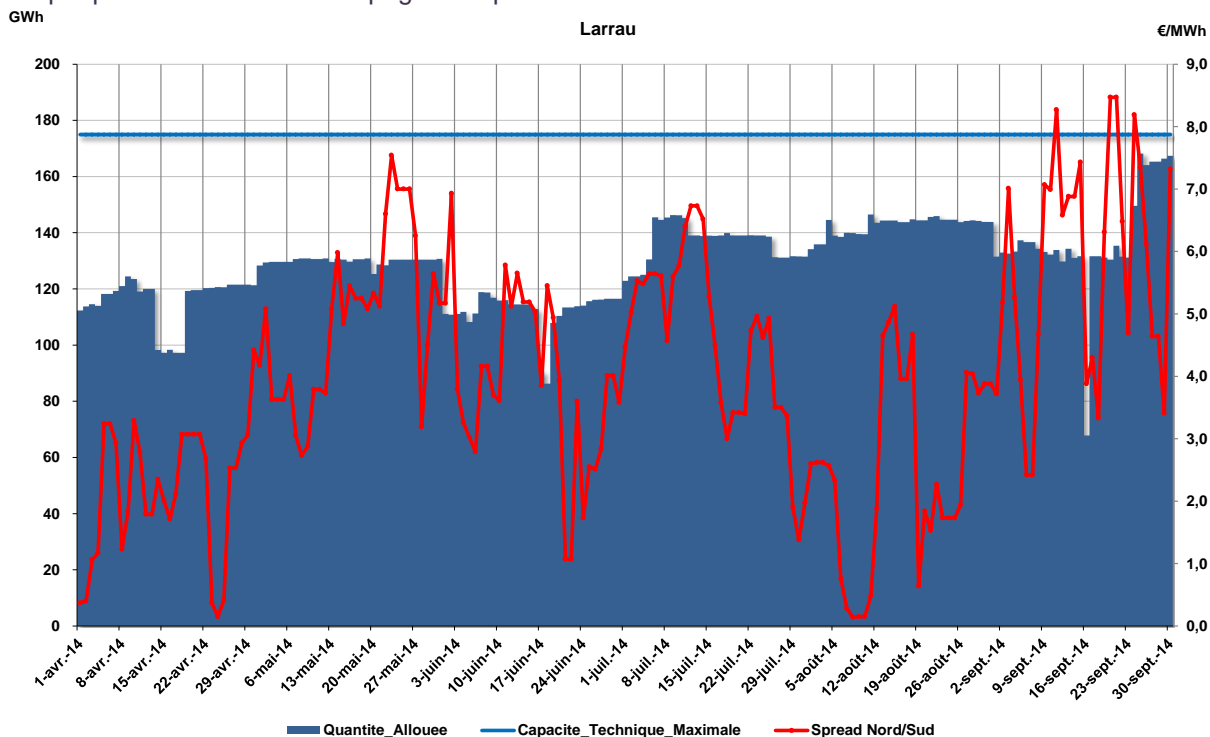
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 52 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



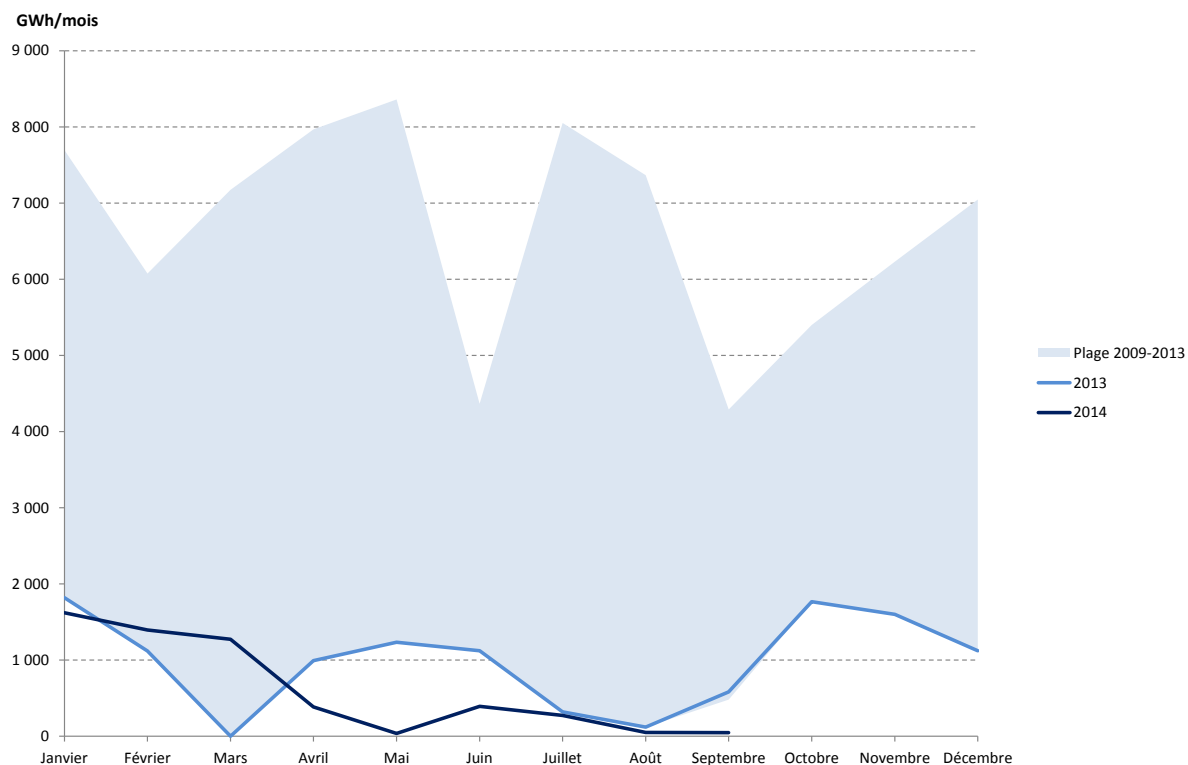
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 53 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



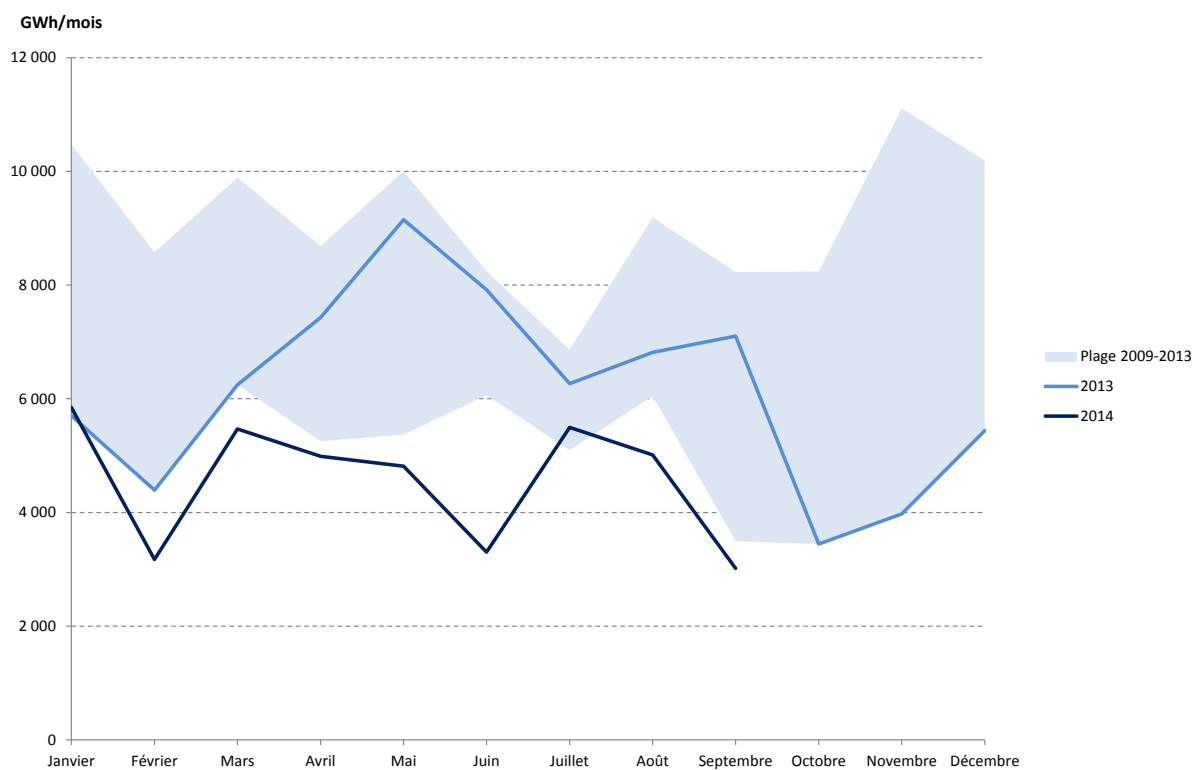
Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 54 : Emissions du PITTM de Montoir (PEG Nord)



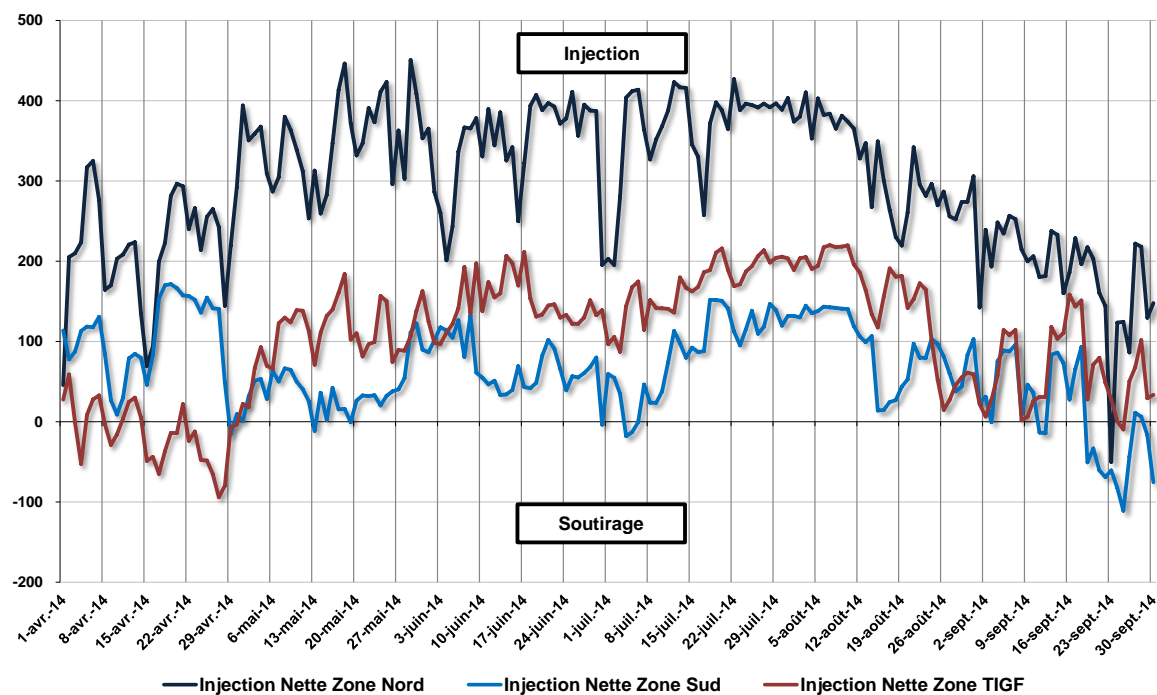
Source: Elengy – Analyse : CRE

Graphique 55 : Emissions au PITTM de Fos (PEG Sud)



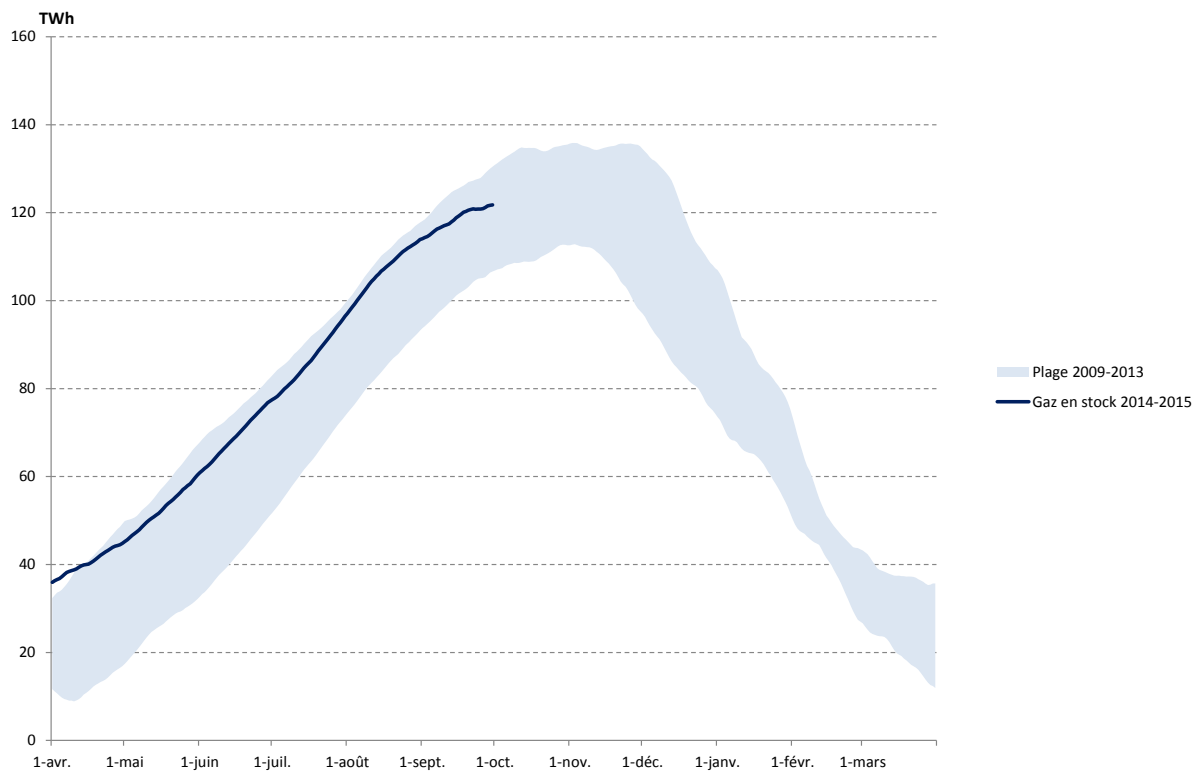
Source: Elengy, FosMax – Analyse : CRE

Graphique 56 : Utilisation des stockages
GWh



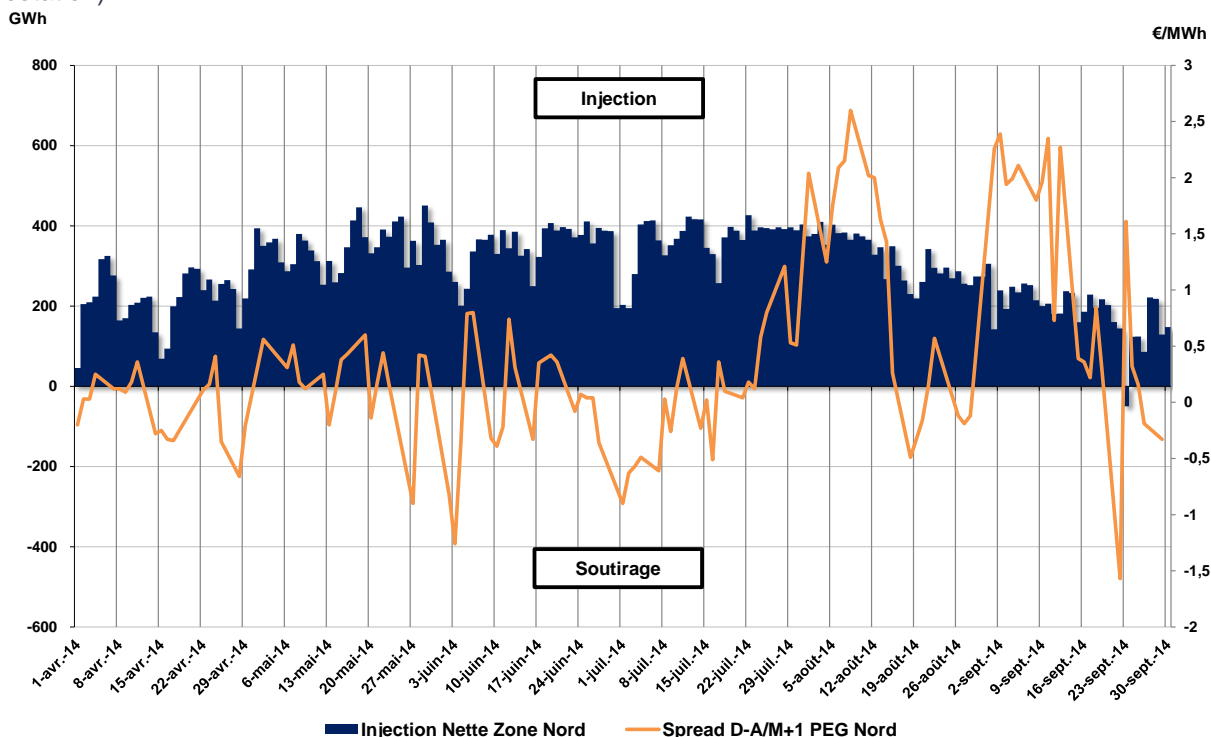
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 57 : Gaz en stock périmètre France



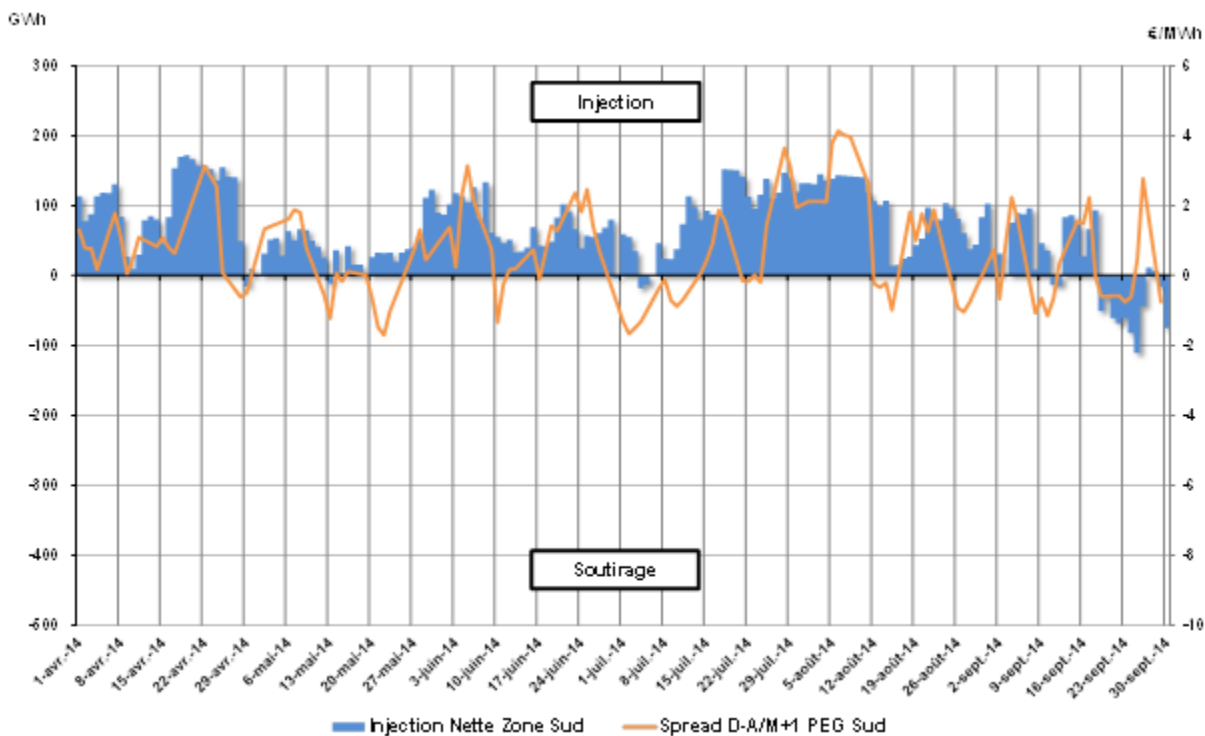
Source: Storengy, TIGF – Analyse : CRE

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



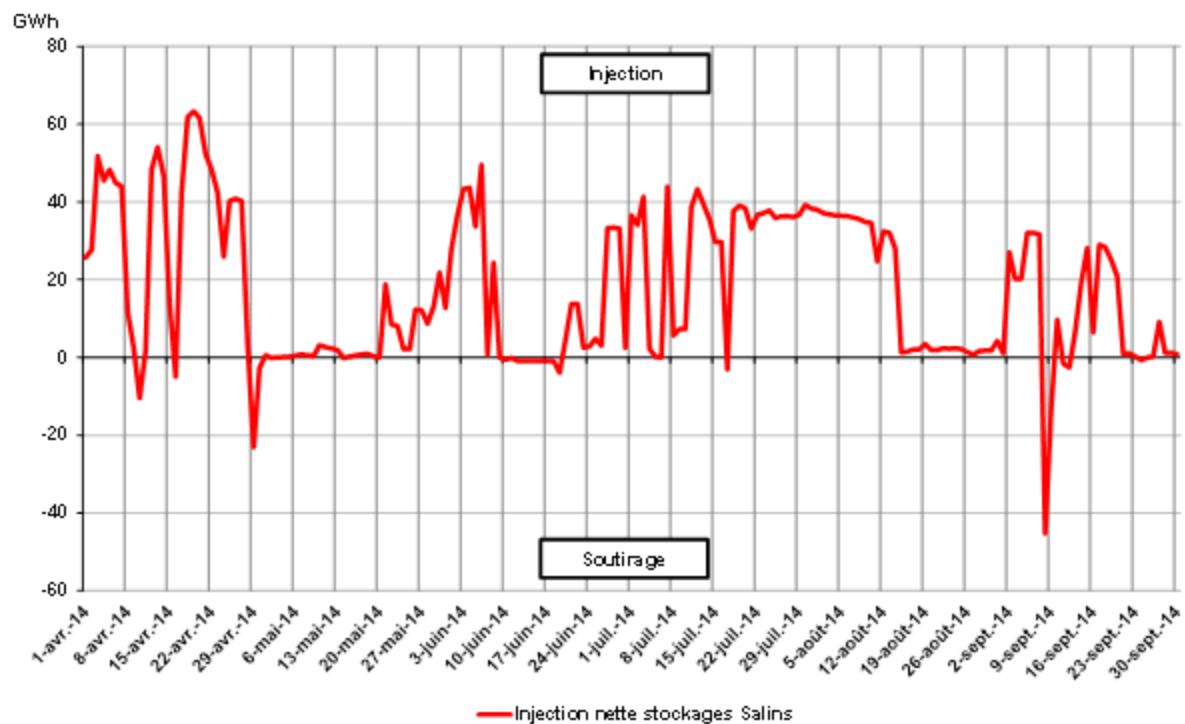
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 59 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 60 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Marché de gros du CO₂

I. Principales dates

16 juillet 2014 : Proposition de la Grande-Bretagne de supprimer les quotas *backloadés* au lieu de les mettre en réserve.

8 septembre 2014 : les gouvernements de l'UE reprennent les discussions concernant la réserve de stabilité de marché. Plusieurs votes par les comités du Parlement européen sont prévus d'ici la fin de l'année.

II. Chiffres clés

Tableau 10 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO₂

	Quarterly values						Quarterly variation Q3 2014 / Q2 2014		Yearly variation Q3 2014 / Q3 2013	
	Q2 2013	Q3 2013	Q4 2013	Q1 2014	Q2 2014	Q3 2014	In percentage	In value	In percentage	In value
Volumes exchanged (Mt)										
Volumes EUA	2910	1836	2501	3297	1885	1680	-11%	-205	-8%	-156
<i>exchange</i>	2249	1606	2104	2701	1638	1450	-11%	-188	-10%	-156
<i>brokers</i>	661	230	379	596	247	230	-7%	-17	0%	0
Volumes CER	157	118	188	135	60	46	-23%	-14	-61%	-72
<i>exchange</i>	92	75	121	89	45	27	-40%	-18	-64%	-48
<i>brokers</i>	65	43	67	46	15	19	27%	4	-56%	-24
Volumes EUA via exchange (Mt)										
EUA spot	325	211	234	260	160	55	-66%	-105	-74%	-156
EUA future				2287	1370	1334	-3%	-36		
<i>Dec'13</i>	1235	899	1035							
<i>Dec'14</i>	261	254	488	1631	995	864	-13%	-131	240%	610
<i>Dec'15</i>				343	204	275	35%	71		
<i>Dec'16</i>				201	119	137	15%	18		
<i>Dec'17</i>				112	52	58	12%	6		

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 11 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO₂

	Quarterly values						Quarterly variation Q3 2014 / Q2 2014		Yearly variation Q3 2014 / Q3 2013	
	Q2 2013	Q3 2013	Q4 2013	Q1 2014	Q2 2014	Q3 2014	In percentage	In value	In percentage	In value
Spot price (€/tCO₂)										
EUA/CER average spot price	3,7	4,0	4,3	5,5	5,16	5,91	15%	0,75	47%	1,9
EUA average spot price	3,9	4,6	4,8	5,8	5,3	6,07	15%	0,77	32%	1,47
CER average spot price	0,2	0,6	0,5	0,3	0,14	0,16	14%	0,02	-73%	-0,44
Future price (€/tCO₂)										
EUA										
<i>Dec'13</i> EUA average price	3,9	4,6	4,7							
<i>Dec'14</i> EUA average price	4,1	4,8	4,9	5,9	5,4	6,1	14%	0,74	28%	1,33
CER										
<i>Dec'13</i> CER average price	0,4	0,6	0,5							
<i>Dec'14</i> CER average price	0,4	0,6	0,4	0,3	0,1	0,2	7%	0,01	-75%	-0,45

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 12 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Quarterly values						Quarterly variation Q3 2014 / Q2 2014		Yearly variation Q3 2014 / Q3 2013	
	Q2 2013	Q3 2013	Q4 2013	Q1 2014	Q2 2014	Q3 2014	In percentage	In value	In percentage	In value
Coal (€/t)	69,6	63,8	60,7	57,0	54,52	56,75	4%	2,23	-11%	-7,06
Clean Dark spread (future) (€/MWh)	14,3	15,3	17,2	15,7	15,86	15,89	0%	0,03	4%	0,54
Clean Spark spread (future) (€/MWh)	-13,1	-13,7	-13,7	-12,0	-9,97	-10,03	1%	-0,06	-27%	3,66

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

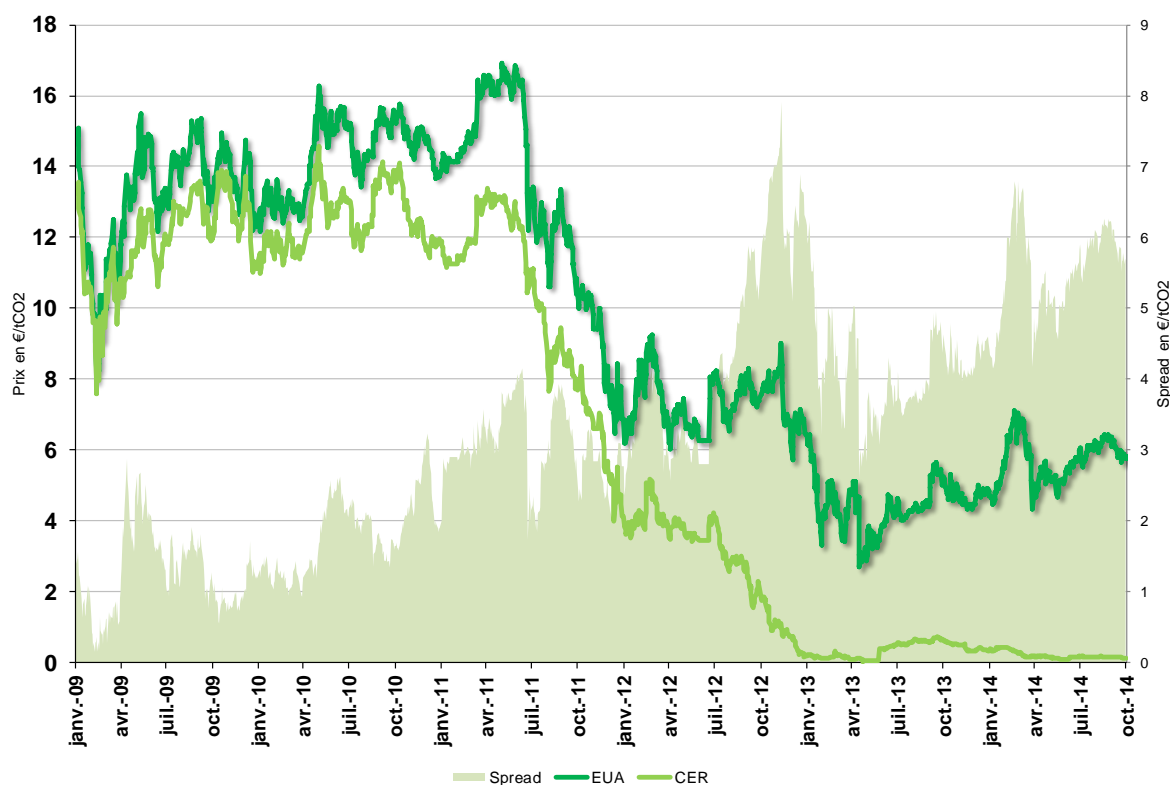
III. Graphiques

Graphique 61 : Evolution des prix EUA

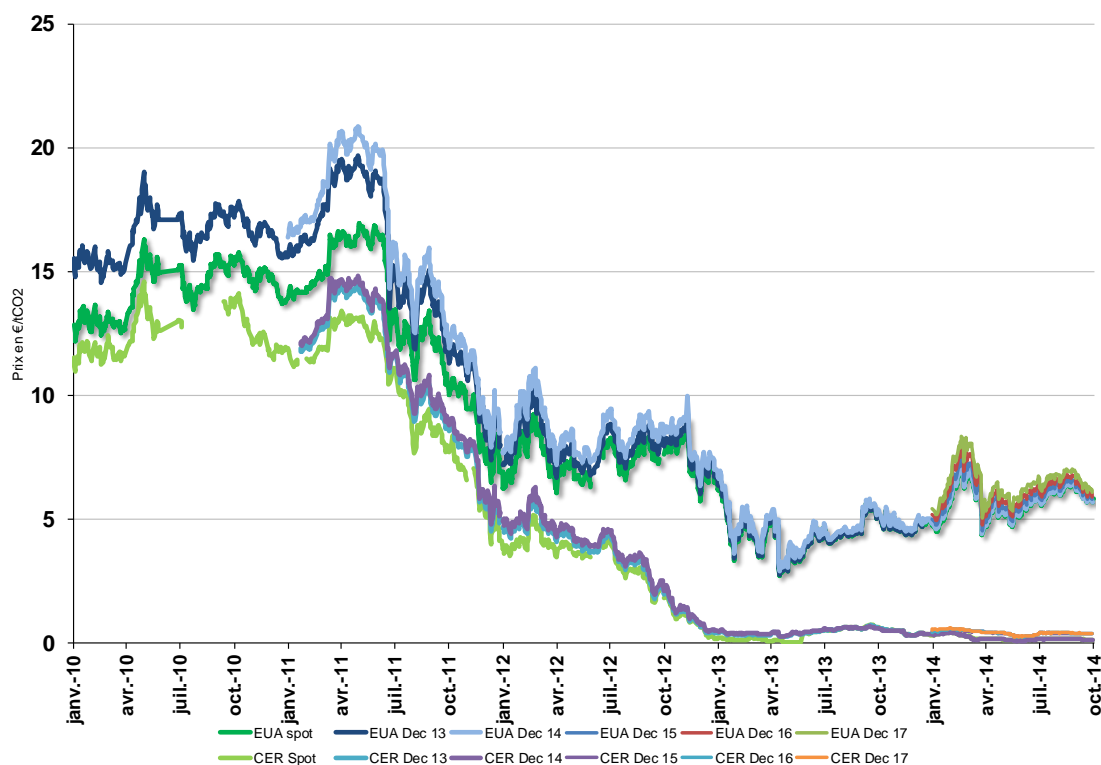


Source : ECX

Graphique 62 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER

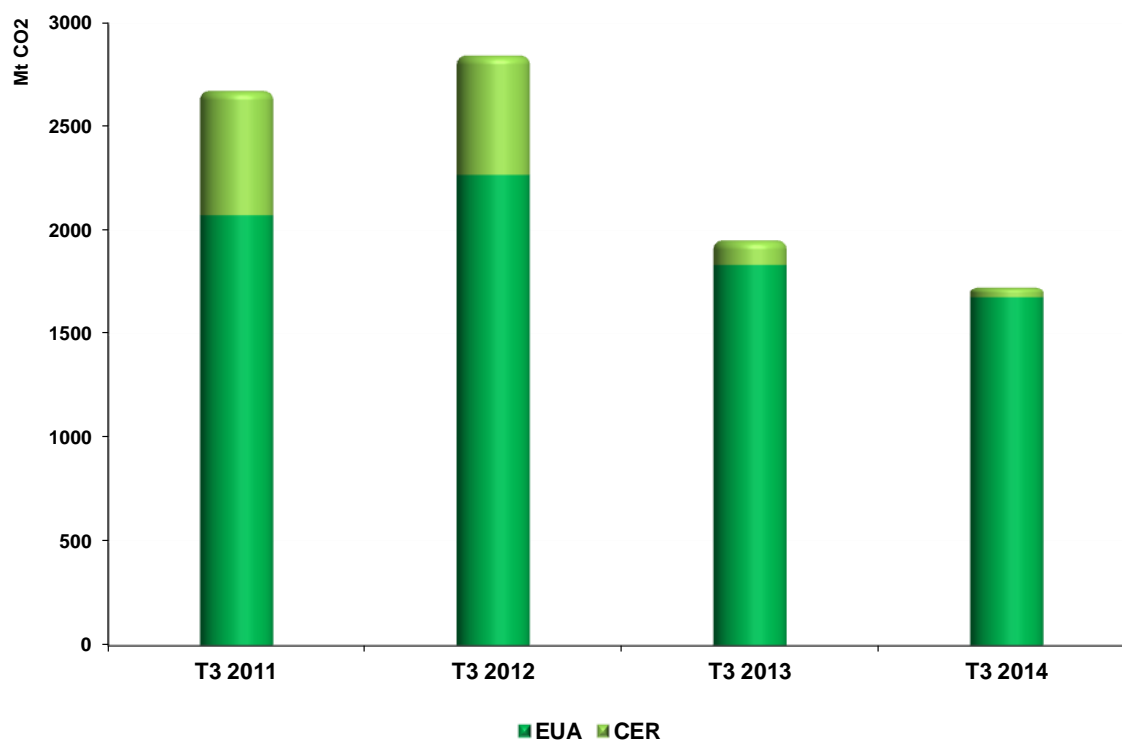


Graphique 63 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER

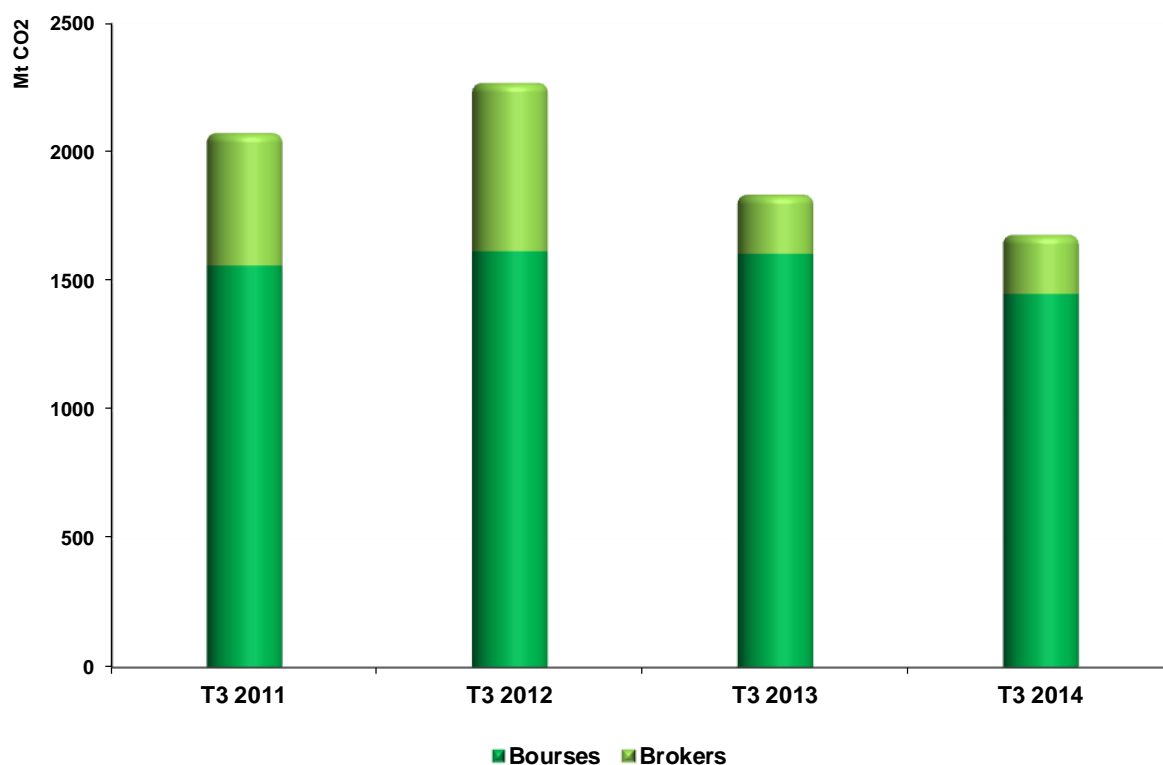


Sources : Bluenext (jusqu'au 5 déc. 2012), ECX. A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1^{er} jan. 2014

Graphique 64 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER

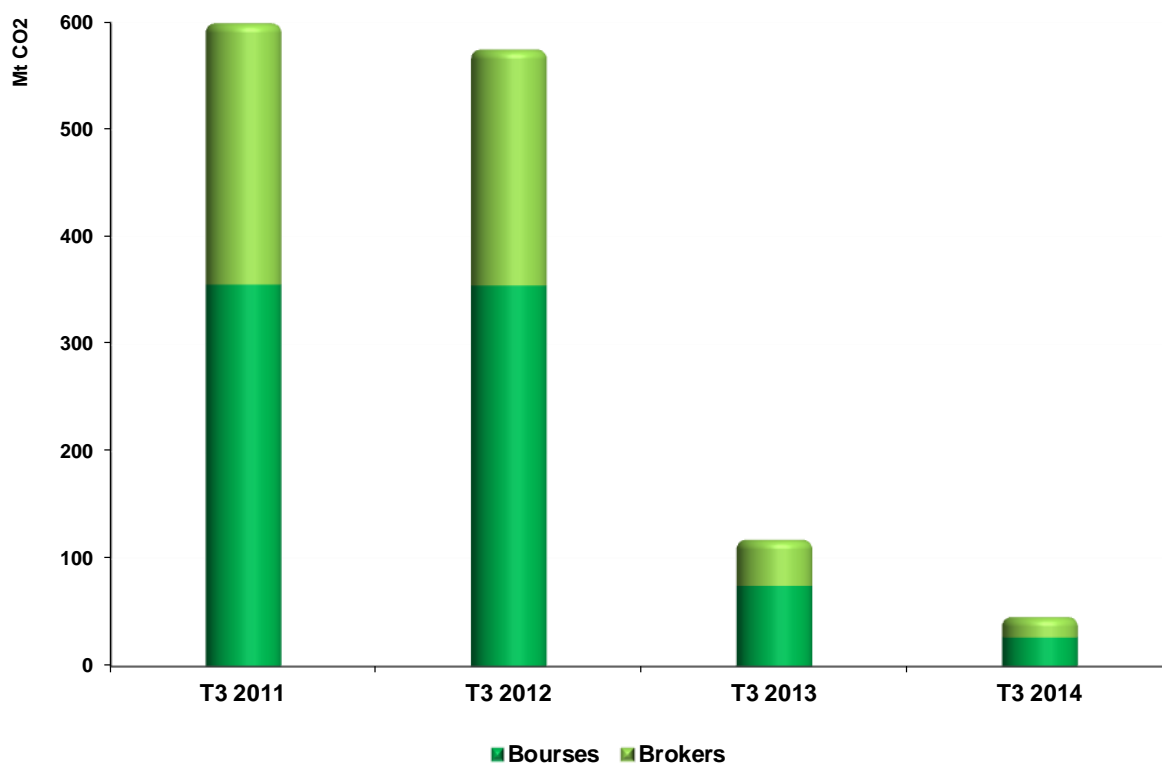


Graphique 65 : Volumes trimestriels EUA par marché



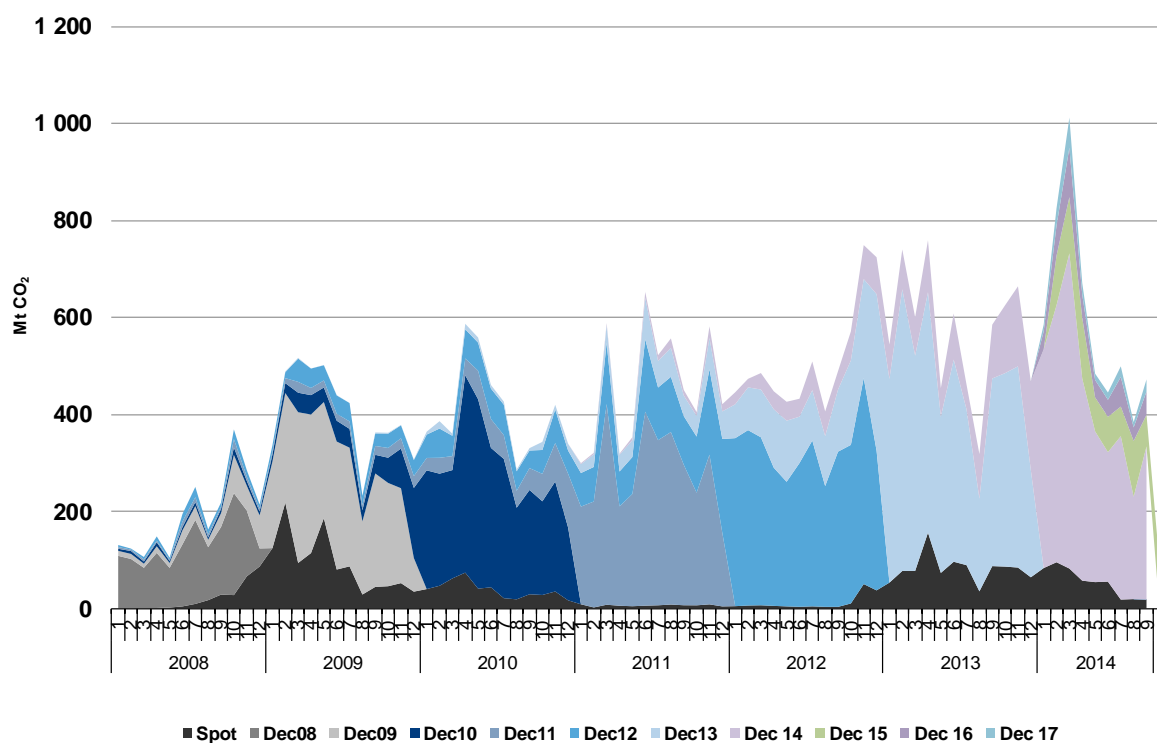
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 66 : Volumes trimestriels CER par marché



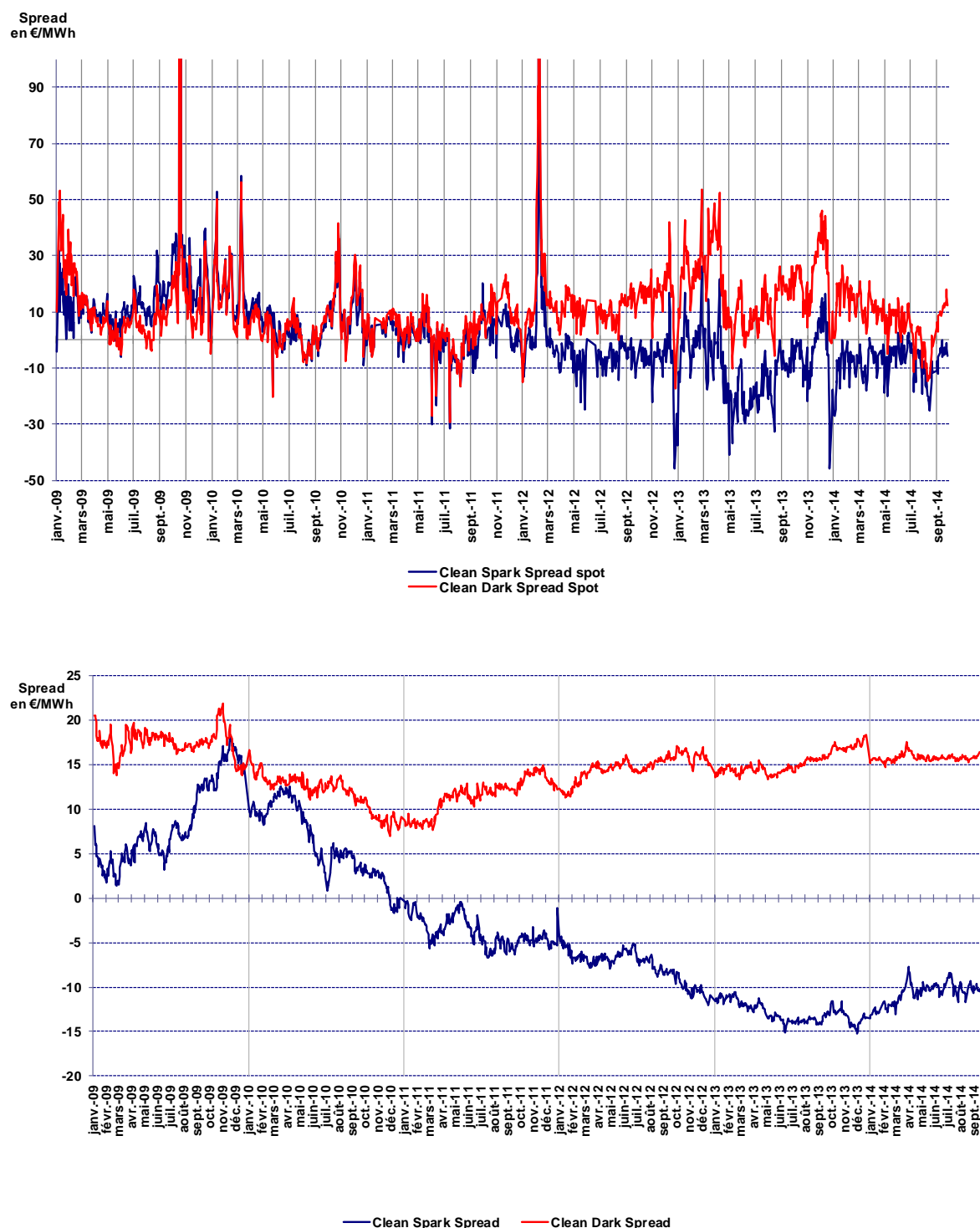
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 67 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : Bluenext (jusqu'à décembre 2012), ECX, EEX. A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1^{er} jan. 2014

Graphique 68 : 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 base Allemagne (€/MWh) 	<ul style="list-style-type: none"> p_E prix spot ou Y+1 base Allemagne (€/MWh)

<ul style="list-style-type: none"> • 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 charbon³ • β le facteur d'émission charbon⁴ 	<ul style="list-style-type: none"> • p_G prix M+1 ou Y+1 gaz (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO₂ (€/MWh) • γ le rendement gaz⁵ • δ le facteur d'émission gaz⁶
--	--

Graphique 69 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en janvier 2010)



Sources : NBP, Henry Hub, EEX. A noter : la courbe charbon M+1 a été corrigée par rapport au deuxième trimestre 2014

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

⁴ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon

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

⁶ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t 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)

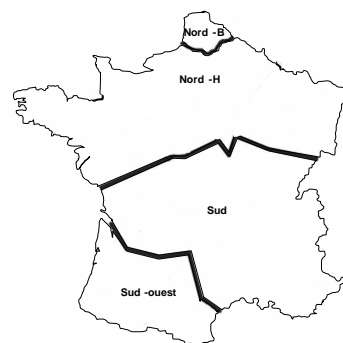
- **Achats et ventes en gros (OTC)⁷** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**,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

Glossaire propre au marché de gros du gaz

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

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

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



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

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

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

Glossaire propre au marché de gros du CO₂

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

⁷ « Over the Counter » ou de gré à gré

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EU ETS : voir SEQUE

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

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

Mise en réserve : voir *set aside*

Permis d'émission : voir quotas d'émission

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

Phase III : troisième phase du SEQE couvrant la période 2013-2020 au cours de laquelle des changements significatifs en termes de conduite des enchères auront lieu.

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

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

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

LISTE DE TABLEAUX

Tableau 1 : Niveaux de stock en France et en Europe au 30 Septembre	6
Tableau 2 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité	10
Tableau 3 : Prix de marché observés sur le trimestre	10
Tableau 4 : Volumes négociés sur le trimestre	11
Tableau 5 : Disponibilité des moyens de production.....	11
Tableau 6 : Flux aux frontières	11
Tableau 7 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	11
Tableau 8 : Indices de concentration du marché de l'électricité	12
Tableau 9 : Chiffres clés du marché de gros du gaz.....	29
Tableau 10 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO ₂	49
Tableau 11 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	49
Tableau 12 : 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 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France	6
Graphique 4 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	13
Graphique 5 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	14
Graphique 6 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT	14
Graphique 7 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	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 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	17
Graphique 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	18
Graphique 12 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	18
Graphique 13 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	19
Graphique 14 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne	20
Graphique 15 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe	21
Graphique 16 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	21
Graphique 17 : Consommation française	22
Graphique 18 : Disponibilité du parc nucléaire français	22
Graphique 19 : Taux de production de la filière nucléaire	23
Graphique 20 : Taux de production de la filière charbon + gaz	23
Graphique 21 : Taux de production de la filière fioul pointe	24
Graphique 22 : Taux de remplissage des stocks hydrauliques	24
Graphique 23 : Taux d'utilisation moyen au T3 2014	25
Graphique 24 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)	25
Graphique 25 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2014	26
Graphique 26 : Indice de concentration HHI – injections T3 2014	26
Graphique 27 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2014	26
Graphique 28 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe	31
Graphique 29 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	32
Graphique 30 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	32
Graphique 31 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	33
Graphique 32 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	33
Graphique 33 : Prix mondiaux du gaz	34
Graphique 34 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	34
Graphique 35 : Livraisons aux PEG	35
Graphique 36 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit	35
Graphique 37 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	36
Graphique 38 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	36
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	37
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	37
Graphique 41 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	38
Graphique 42 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	38
Graphique 43 : Consommation de gaz dans les zones GRTgaz	39
Graphique 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)	40
Graphique 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)	40
Graphique 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)	41
Graphique 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	41
Graphique 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)	42
Graphique 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)	42
Graphique 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)	43
Graphique 51 : Utilisation du PIR Midi (sens GRTgaz vers TIGF)	43
Graphique 52 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	44
Graphique 53 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud	44
Graphique 54 : Emissions du PITTM de Montoir (PEG Nord)	45
Graphique 55 : Emissions au PITTM de Fos (PEG Sud)	45

Graphique 56 : Utilisation des stockages	46
Graphique 57 : Gaz en stock périmètre France	46
Graphique 58 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)	47
Graphique 59 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)	47
Graphique 60 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud	48
Graphique 61 : Evolution des prix EUA.....	50
Graphique 62 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER	50
Graphique 63 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER	51
Graphique 64 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER	51
Graphique 65 : Volumes trimestriels EUA par marché	52
Graphique 66 : Volumes trimestriels CER par marché	52
Graphique 67 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	53
Graphique 68 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)	54
Graphique 69 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en janvier 2010).....	55