



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

OBSERVATOIRE

3^E TRIMESTRE 2016 (DONNÉES AU 30/09/2016)

Les marchés de gros
de l'électricité,
du gaz naturel et du CO₂

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.

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	3
LES FAITS MARQUANTS DU TRIMESTRE	5
PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	6
PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ.....	10
PARTIE 3 : LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂.....	12
LES INDICATEURS DE MARCHÉ	13
PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	14
1. DATES-CLES.....	14
2. CHIFFRES-CLES.....	15
3. GRAPHIQUES	18
PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ.....	39
1. DATES-CLES.....	39
2. CHIFFRES-CLES.....	41
3. GRAPHIQUES	43
3.1 ÉVOLUTION DES PRIX EN FRANCE ET EN EUROPE	43
3.2 CONTEXTE INTERNATIONAL	48
3.3 DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS	50
3.4 FONDAMENTAUX	58
PARTIE 3 : LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂.....	73
1. DATES-CLES.....	73
2. CHIFFRES-CLES.....	74
3. GRAPHIQUES	75
GLOSSAIRE.....	85
GLOSSAIRE COMMUN	85
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	85
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU GAZ.....	86
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU CO₂	86
INDEX DES GRAPHIQUES	88
INDEX DES TABLEAUX	90

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

PARTIE 1 : **LE MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE**

Figure 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre

INJECTIONS PHYSIQUES SUR LE RÉSEAU

118 TWh

[131 TWh]



Production
hors VPP et ARENH

111 TWh

[124 TWh]



Production ARENH

0 TWh

[0 TWh]



Importations

7 TWh

[7 TWh]

SOUTIRAGES PHYSIQUES SUR LES RÉSEAUX

118 TWh

[131 TWh]



Consommation clients finals

93 TWh

[100 TWh]

Y compris :

- clients aux tarifs réglementés
- clients aux prix de marché
- autoconsommation



Pompage

1 TWh

[2 TWh]



Pertes des réseaux
approvisionnées sur les marchés

7 TWh

[7 TWh]



Exportations

18 TWh

[22 TWh]

Transactions
sur le marché de gros
intermédié :

259 TWh [362 TWh]

Données [T2 2016] et T3 2016

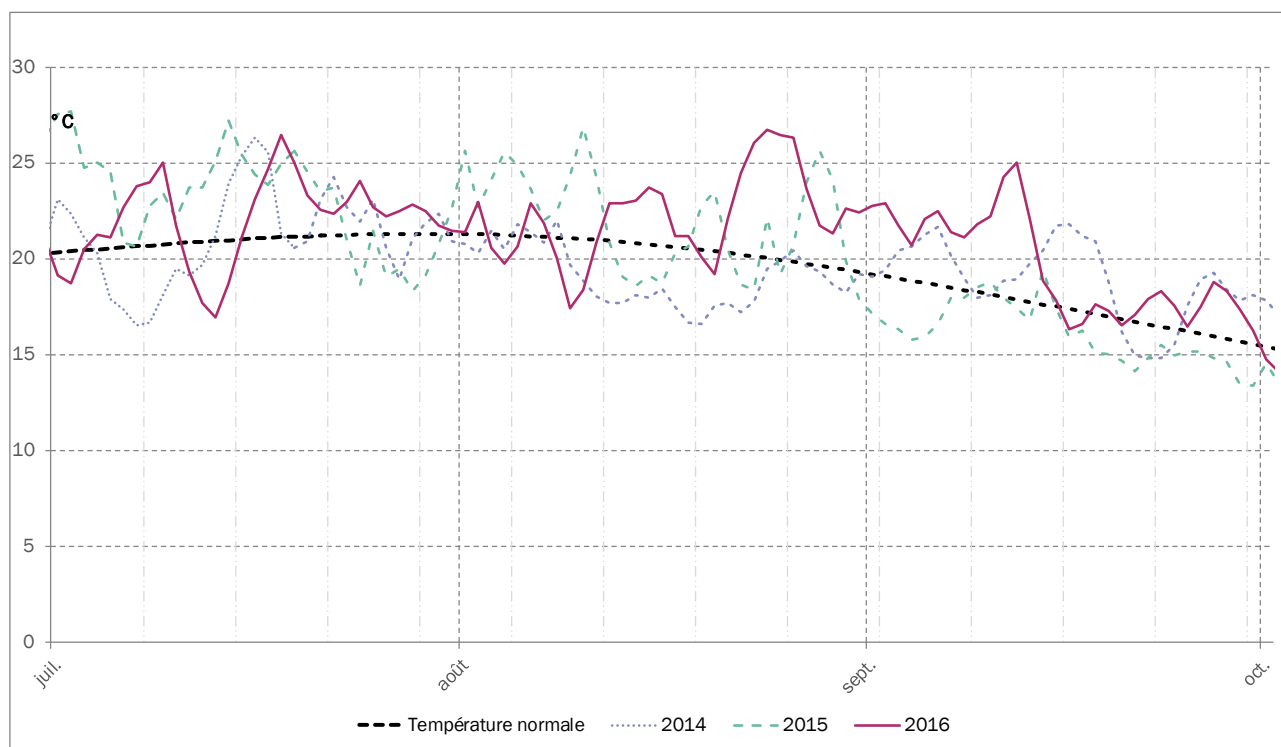
Source : RTE – Analyse : CRE

Un été légèrement plus chaud qu'au T3 2015

Les températures du T3 2016 sont légèrement plus élevées que les températures normales. La hausse des températures s'observe au cours de la troisième semaine du mois de juillet et est particulièrement marquée de mi-août à mi-septembre.

Dans ce contexte bien qu'une consommation légèrement plus haute soit observée sur la seconde moitié du trimestre, les volumes consommés sur le trimestre sont équivalents à ceux du T3 2015.

Figure 2 : Températures



Source : Reuters

Une chute de la disponibilité nucléaire en deçà des niveaux historiques

Le taux de disponibilité nucléaire se dégrade à partir de la deuxième semaine du mois de juillet, en passant de 70 % de la capacité disponible le 7 juillet à 61 % le 17 juillet 2016 et reste stable jusqu'à la fin du trimestre (Figure 17). Ce taux de disponibilité est particulièrement bas et intervient dans un contexte de publications d'informations relatives au prolongement d'arrêts de tranches nucléaires.

Une importante augmentation de la production fossile

La chute de la disponibilité nucléaire est en partie compensée par une augmentation importante des taux de production de la filière gaz et de la filière charbon.

La production de la filière gaz augmente à partir du milieu du mois de juillet, puis augmente fortement à partir du milieu du mois d'août jusqu'à la fin du T3 2016. Le taux de production moyen de la filière gaz au cours du T3 2016 se situe à 26 %, bien au-delà de celui du T3 2015 qui se situait à 10 %. De la même manière la puissance moyenne au cours du T3 2016 se situe à 2,9 GW vs 1,1 GW au cours du T3 2015.

L'augmentation du taux de production charbon se concentre sur le mois de septembre, avec une moyenne qui s'élève à 35 % en septembre 2016 par rapport à 17 % en septembre 2015. La puissance moyenne appelée sur ce mois-ci est en augmentation passant de 0,8 GW à 1 GW soit +25 %, malgré la baisse de la capacité installée de la filière charbon entre 2015 et 2016, passant de 5,1 GW à 3 GW installés en date du 1^{er} janvier.

Une nette diminution du solde exportateur

La faiblesse du taux de disponibilité du parc nucléaire français est également compensée en partie par une baisse du solde exportateur par rapport au T3 2015.

Les exportations ont largement diminué avec notamment une baisse de 27 % des exportations hors pointe et une baisse de 34 % sur des exportations pointe par rapport au T3 2015. Par ailleurs les importations ont sensiblement augmenté avec une hausse de 14 % par rapport à 2015.

Dans ce contexte, les prix SPOT sont à la hausse par rapport au T2 2016

Au troisième trimestre 2016, les prix des marchés *day-ahead* et intrajournaliers se sont établis à respectivement 32,3 €/MWh et 32,8 €/MWh en moyenne. Ils sont en forte augmentation au cours du mois de septembre 2016 dans le contexte de faible disponibilité effective de la filière nucléaire.

Par rapport au T3 2015, les prix des marchés *day-ahead* et intrajournaliers ont baissé de 10 % et 8 % respectivement. Ceci s'explique par le prix plus bas des matières premières, les prix SPOT du charbon étant à un niveau équivalent mais les prix SPOT du gaz s'établissant en moyenne à 13,1 €/MWh soit 34 % plus bas qu'au T3 2015. En outre, la hausse de la production fatale (+4 %) au T3 2016 par rapport au T3 2015 explique en partie ces écarts de prix.

Le prix du produit calendaire 2017 est remonté au troisième trimestre 2016 suivant notamment les annonces d'indisponibilité du parc nucléaire français pour l'hiver 2016/2017

Les incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver 2016/2017 expliquent en grande partie la remontée des prix et notamment le produit Calendaire France 2017 qui affiche une hausse de 12 % sur le trimestre. Cette hausse intervient notamment au cours du mois de septembre en passant de 31 €/MWh début septembre à 38 €/MWh fin septembre (Figure 13).

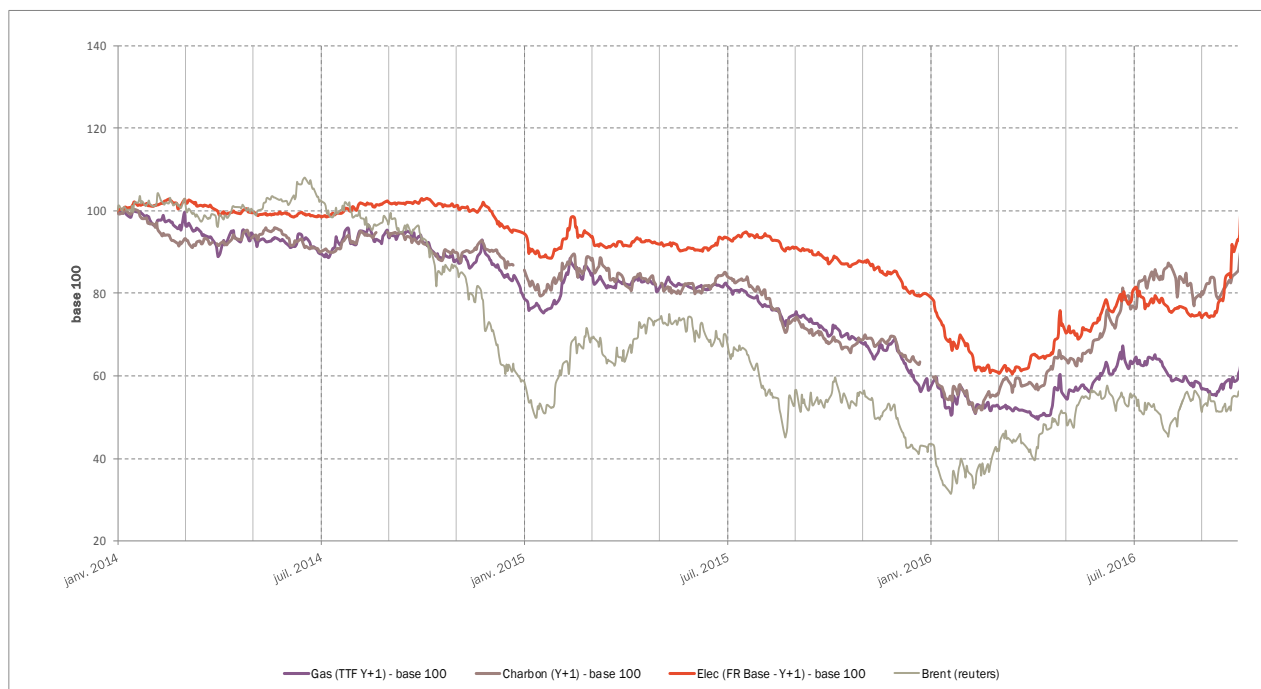
Par ailleurs la hausse des prix à terme des commodités contribue à l'augmentation des prix à terme de l'électricité (Figure 3).

Les volumes échangés sur les marchés SPOT sont en baisse par rapport au trimestre précédent

Sur le marché intrajournalier, la baisse globale des volumes échangés sont en partie liée à la baisse des volumes transfrontaliers qui n'est pas entièrement compensée par la hausse des volumes France (Figure 6). Sur le marché *day-ahead*, la baisse des échanges s'observe sur EPEX principalement, avec néanmoins une remontée du nombre de transactions en septembre.

Les volumes échangés des produits calendaires et trimestriels sont en augmentation

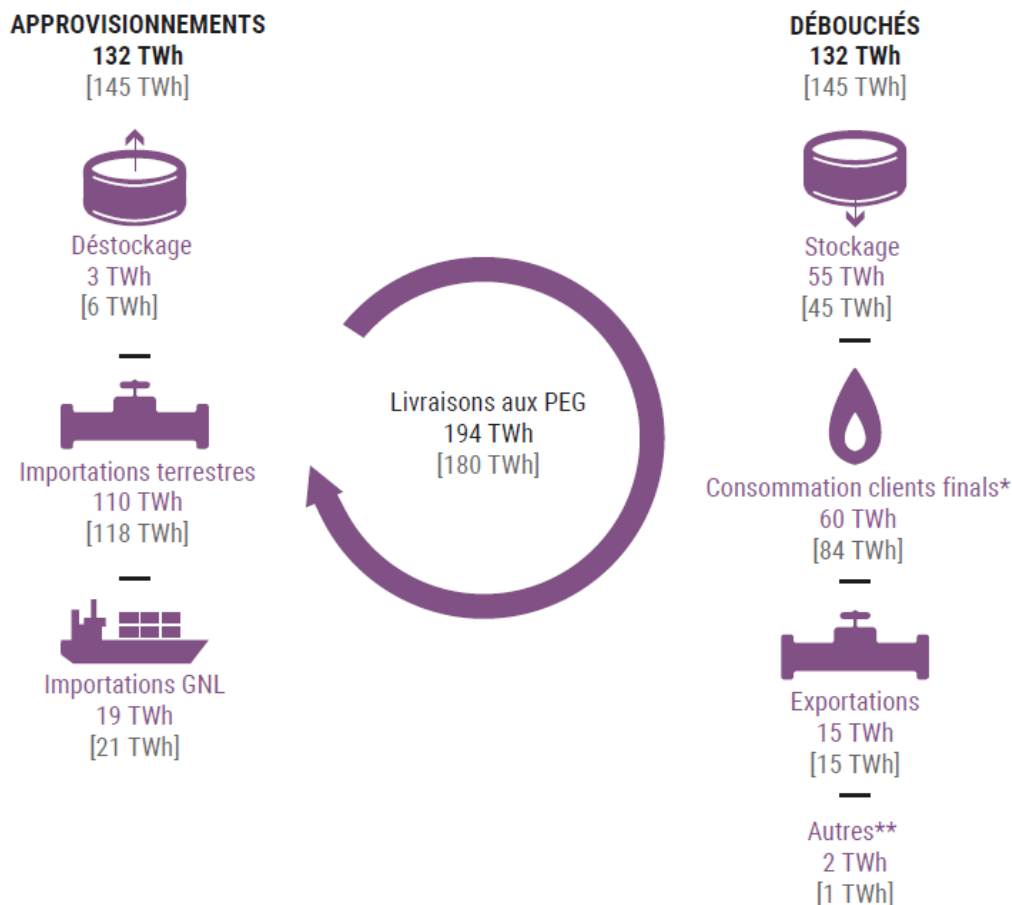
L'augmentation des volumes concerne les produits dont le prix varie fortement au cours du trimestre. Ainsi les volumes échangés du produit y+1 augmentent de 36 % entre le troisième trimestre 2015 et le troisième trimestre 2016, et les volumes échangés du produit Q+2 augmentent de 84 %.

Figure 3 : Evolution des prix des commodités

Source : EEX ; ICIS Heren ; Reuters ; ICE

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

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



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

* Clients aux tarifs réglementés et clients aux prix de marché inclus

Données [T2 2016] et T3 2016

Source : GRTgaz, TIGF

Une consommation en hausse par rapport à l'année dernière, une augmentation de la consommation des sites fortement modulés et l'arrivée des premiers méthaniers au terminal de Dunkerque

La consommation au T3 2016 a augmenté de 11 % par rapport au T3 2015. La consommation des sites fortement modulés, représentative de la consommation des centrales électriques au gaz, poursuit sa hausse et triple par rapport au T3 2015 pour s'élever à plus de 10 TWh au cours du trimestre. Cette consommation est stimulée par la faiblesse des prix du gaz, la remontée récente des prix du charbon et le contexte de faible disponibilité du parc nucléaire français (Figure 41).

Les niveaux de stockages français clôturent le trimestre à des niveaux proches des moyennes observées depuis 2010, à 119 TWh (Figure 42). De courtes périodes de déstockage (3 TWh) ont été observées en Zone Sud au mois de Septembre. Elles interviennent au cours de périodes de tension d'approvisionnement au sud de la France qui se sont matérialisées par des prix élevés sur la TRS.

Les importations sont stables par rapport au T3 2015, à 129 TWh avec des importations terrestres en baisse de 3 % (-3 TWh) compensées par des importations de GNL qui augmentent de 21 % (+3 TWh). Le terminal de Dunkerque, en phase de tests opérationnels, a reçu son premier méthanier en Juillet 2016 dont les émissions ont totalisé 0,3 TWh, soit environ 2 % des importations totales en GNL au cours du trimestre.

Une décorrélation Nord/Sud des prix du gaz en France

Le prix spot day-ahead au PEG Nord est stable par rapport au trimestre précédent mais toujours inférieur aux prix observés en 2015 au cours de la même période. En moyenne il s'établit à 13,1 €/MWh contre 19,9 €/MWh au T3 2015. Les prix sur les marchés européens et asiatiques suivent cette même tendance tandis que les prix nord-américains (Henry Hub) ont dépassé les niveaux de prix observés en 2015 au cours du même trimestre (Figure 31).

Les prix à terme PEG Nord M+1 et Y+1 sont stables par rapport au trimestre précédent et en baisse de -33 % et -21% respectivement par rapport au T3 2015. Ils s'établissent respectivement à 13,3 €/MWh et 16,0 €/MWh en moyenne, au T3 2016. Les prix à terme européens mensuels et calendaires suivent une trajectoire similaire (Figure 29).

Le différentiel de prix spot entre le PEG Nord et la TRS a significativement augmenté au cours du trimestre passant de 0,4 €/MWh à 2,3 €/MWh avec un maximum de 5,82 €/MWh atteint le 12 septembre 2016 (Figure 27).

Ces variations s'expliquent par la combinaison d'un faible apport en GNL à Fos et en Espagne ainsi qu'aux maintenances d'été sur la liaison Nord/Sud. La liaison Nord/Sud est utilisée à 100 % de sa capacité disponible (Figure 51) et par ailleurs, les volumes d'exportation vers l'Espagne sont en augmentation. La tension sur les prix TRS a été accentuée au cours des deux premières semaines de Septembre lors d'une importante maintenance de GRT Gaz sur la liaison Nord/Sud réduisant la capacité disponible jusqu'à 160 GWh le 5 septembre 2016, soit 40 % de la capacité technique maximale. Le spread a alors atteint des valeurs de plus de 5 €/MWh.

Une activité sur les marchés intermédiés en augmentation sur le spot mais en diminution sur les marchés à terme, impactée par la baisse des échanges de produits Y+1

Les volumes échangés sur les marchés spot augmentent de 18 % par rapport au T3 2015, principalement en raison d'une hausse des échanges sur la bourse (+22 %) notamment sur l'intraday (+23 %) (Figure 37).

Malgré l'augmentation des volumes de produits mensuels (+18 %) et semestriels (24 %) par rapport au T3 2015, les volumes échangés sur le marché à terme en France ont diminué avec 89 TWh échangés sur le T3 2016 contre 104 TWh au T3 2015 (Figure 38). Cette diminution est principalement liée aux produits Y+1. En effet, seulement 1 TWh de produits Y+1 ont été échangés au cours du troisième trimestre 2016 tandis que 21 TWh avaient été échangés au T3 2015.

PARTIE 3 : **LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂**

Enchères de quotas

Au troisième trimestre 2016, les enchères de quotas ont continué à avoir lieu sur la plateforme commune EEX pour 25 des 28 États-Membres, ainsi que sur les plateformes individuelles EEX pour l'Allemagne et la Pologne et ECX pour la Grande-Bretagne. Les taux de couverture (volume demandé sur volume offert) sont en baisse (2,44 en moyenne au troisième trimestre 2016 par rapport à 3,07 en moyenne au troisième trimestre 2015).

Les prix du quota de CO₂ se stabilisent dans une fourchette de 4 à 5 €/t

Au troisième trimestre 2016, le prix moyen spot du produit EUA affiche une baisse de 20,9 % par rapport au second trimestre 2016, s'établissant à 4,55 €/tCO₂ (Tableau 12). La baisse avait été enclenchée à la fin du second trimestre 2016 à la suite des résultats du référendum britannique sur le *Brexit*, et le prix du quota a depuis oscillé dans une fourchette de 4 à 5 €/t, ne retrouvant pas le palier de 6 €/t établi au trimestre précédent.

Une forte baisse des échanges de quotas EUA

Au cours du troisième trimestre 2016, les volumes EUA échangés (1450 Mt) ont fortement baissé par rapport au trimestre précédent (-24,8 %). Les volumes EUA échangés sur les bourses et chez les brokers ont respectivement baissé de 24,2 % et 27,2 % (Tableau 11). Les bourses et brokers représentent respectivement 83 % et 17 % des volumes EUA échangés au troisième trimestre 2016.

Au troisième trimestre 2016, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent toujours essentiellement sur le marché à terme, avec une baisse de -28,8 % des volumes des principales maturités du marché à terme et une baisse de -37,8 % sur les marchés spot. 163 Mt ont ainsi été échangées sur le marché spot EUA (contre 262 Mt au trimestre précédent) alors que 705 Mt ont été échangées pour le produit Déc. 2016 (voir Tableau 11).

Une hausse des clean dark spread et clean spark spread au troisième trimestre

Au cours du troisième trimestre 2016, le *clean spark spread* pointe (Y+1) a augmenté de 33,6 % pour atteindre 8,2 €/MWh, et le *clean dark spread* pointe (Y+1) a augmenté de près de 4 % atteignant 20,2 €/MWh, dans un contexte de hausse des prix à terme de l'électricité.

LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ELECTRICITE

1. DATES-CLES

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 Allemagne
Décembre 2010	Couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
Juillet 2011	Ouverture des droits à l'ARENH
Novembre 2011	Les produits futures négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
Novembre 2011	Arrêt des enchères VPP ¹
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

¹ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

2. CHIFFRES-CLES

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH, en TWh	118	142	160	124	111	-10%	-12,96	-6%	-6,66
ARENH, en TWh	2	2	0	0	0	-	0,00	-100%	-1,92
Imports, en TWh	6,3	7,1	8,3	6,8	7,2	6%	0,43	14%	0,90
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	94	116	133	100	93	-7%	-7,09	-1%	-0,91
Pompage, en TWh	1,4	1,8	1,9	1,6	1,5	-5%	-0,08	3%	0,04
Exports, en TWh	25	24	23	22	18	-22%	-4,82	-28%	-6,94
Pertes, en TWh	6,4	8,9	10,7	7,1	6,5	-8%	-0,54	2%	0,13

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	35,5	40,8	29,3	26,3	32,8	25%	6,50	-8%	-2,66
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	35,8	40,6	28,8	25,9	32,3	25%	6,37	-10%	-3,56
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	43,7	49,8	35,8	31,4	38,8	24%	7,40	-11%	-4,81
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	3,0	7,4	3,6	0,6	4,0	531%	3,37	34%	1,01
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	8,7	9,3	3,8	1,6	6,5	301%	4,90	-25%	-2,15
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	28%	26%	40%	52%	43%	-17%	-0,09	54%	0,15
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	35,7	40,2	29,5	24,5	33,4	36%	8,88	-6%	-2,30
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	4,0	9,6	4,5	0,3	4,7	1363%	4,41	19%	0,76
Prix Q+1 France, en €/MWh	44,0	41,0	24,5	25,5	39,2	53%	13,64	-11%	-4,86
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	10,9	11,0	1,1	0,2	9,0	3946%	8,77	-17%	-1,88
Prix Y+1 France, en €/MWh	38,9	36,0	27,5	30,4	32,9	8%	2,54	-15%	-5,99
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	8,0	7,1	4,9	5,3	6,0	15%	0,78	-25%	-2,00
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	123%	125%	129%	132%	130%	-1%	-0,02	6%	0,07
Allemagne	126%	124%	128%	125%	126%	1%	0,01	0%	-0,01

Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 3^{EME} TRIMESTRE 2016

LES INDICATEURS DE MARCHÉ // Partie 1 : Le marché de gros de l'électricité

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	134,19	139,31	151,01	138,33	126,95	-8%	-11,38	-5%	-7,24
Ratio NEB/Consommation française	138%	153%	132%	101%	127%	-	0,25	-	-0,11
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,4	1,3	1,3	1,7	1,4	-22%	-0,28	2%	0,02
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	73%	57%	62%	75%	58%	-27%	-0,17	-21%	-0,15
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	24,7	31,8	29,0	29,0	26,4	-9%	-2,62	7%	1,69
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	11,6	11,3	8,2	7,8	6,0	-22%	-1,74	-48%	-5,56
Marché à terme									
Volumes, en TWh	248,6	338,0	332,8	324,4	225,8	-30%	-98,5	-9%	-22,75
Part de marché Brokers	91,2%	89,5%	88,4%	84,4%	84,0%	-	-0,4%	-	-7,2%
Part de marché EEX	8,8%	10,5%	11,6%	15,6%	16,0%	-	0,4%	-	7,2%
Nombre de Transactions	27 792	28 887	20 695	18 184	9 463	-48%	- 8 721	-66%	- 18 329
Part de marché Brokers	92,3%	99,7%	125,5%	100,4%	164,6%	-	64,2%	-	72,3%
Part de marché EEX	7,7%	10,9%	14,1%	13,4%	27,6%	-	14,2%	-	19,9%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	58,5	102,8	107,2	146,2	79,6	-46%	-66,60	36%	21,14
Nombre de Transactions	1381	2307	2501	3497	1970	-44%	-1527	43%	589
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	28,9	37,3	27,7	18,6	29,9	60%	11,24	3%	0,96
Nombre de Transactions	2095	2728	1921	1347	2190	63%	843	5%	95
Produit M+1									
Volumes, en TWh	42,1	37,8	34,2	21,5	22,4	4%	0,90	-47%	-19,69
Nombre de Transactions	6022	6067	5365	3459	3524	2%	65	-41%	-2498

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation Annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	68,7	79,1	82,3	65,3	58,3	-7,0		-10,4	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	74,4	82,4	87,3	68,4	62,8	-5,6		-11,6	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	20,8	21,1	36,9	39,6	30,1	-9,5		9,3	

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation Annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,7	2,6	3,0	2,7	2,6	-5,1%	-0,1	-3,7%	-0,1
Importations hors-pointe (TWh)	3,6	4,5	5,3	4,0	4,6	14,1%	0,6	27,3%	1,0
Exportations (TWh)	24,1	24,0	22,0	21,7	17,0	-21,8%	-4,7	-29,5%	-7,1
Exportations pointe (TWh)	8,4	8,8	8,1	7,9	5,5	-29,9%	-2,4	-34,3%	-2,9
Exportations hors-pointe (TWh)	15,7	15,2	13,9	13,8	11,4	-17,2%	-2,4	-26,9%	-4,2
Solde exportateur (TWh)	17,7	16,9	13,7	14,9	9,8	-34,6%	-5,2	-45,0%	-8,0

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation Annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	16	16	17	18	19	5,6%	1	18,8%	3
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	9	8	0	0	0	0,0%	0	-100,0%	-9
Fournisseurs de clients finals	27	28	27	28	29	3,6%	1	7,4%	2
Actifs à l'import/export	74	71	70	62	65	4,8%	3	-12,2%	-9
Actifs à l'échange de blocs	98	98	93	95	91	-4,2%	-4	-7,1%	-7

Source : RTE – Analyse : CRE

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

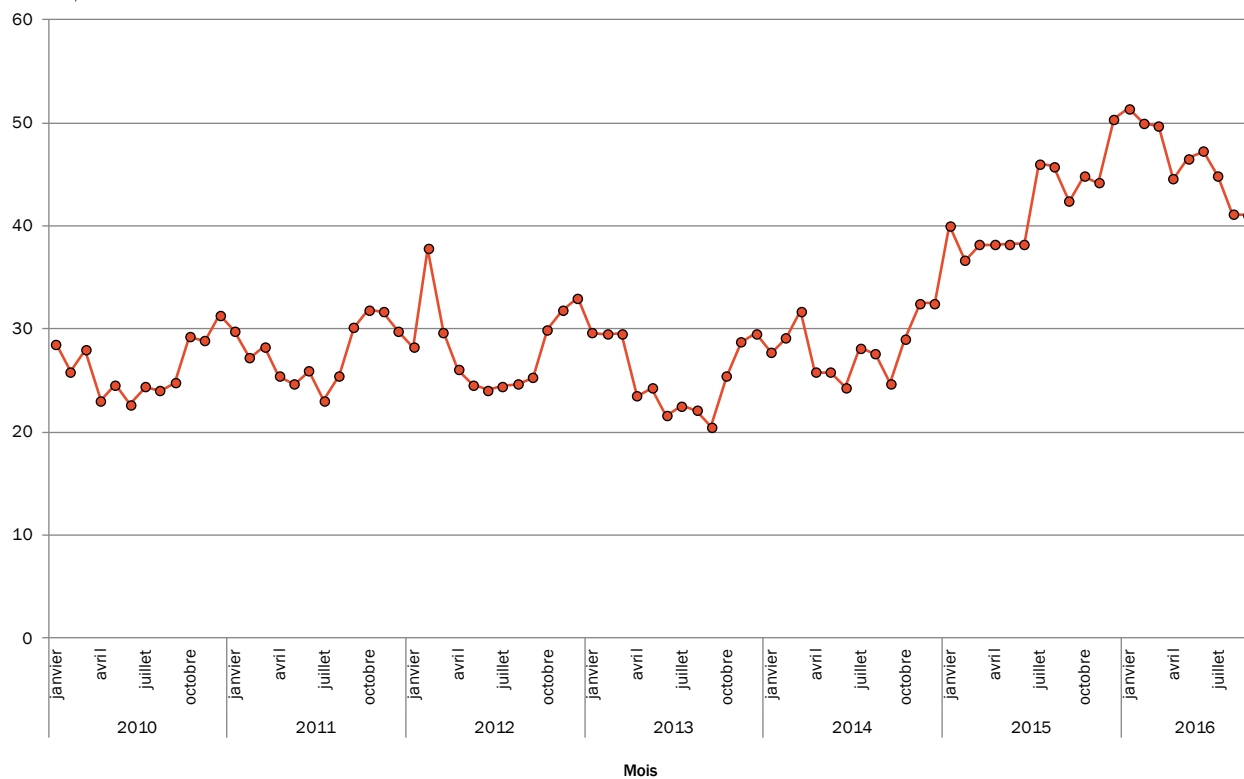
		HHI - Concentration du marché				
		T3 2015		T2 2016		T3 2016
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	381	865	463	1206	511	1206
OTC - ventes de blocs	490	1104	645	1158	648	1120
EPEX - achats	494	481	592	673	734	737
EPEX - ventes	513	1723	368	3197	406	3867
Injections						
Production	4347	7859	4109	7279	3331	7341
Importations	728	652	967	950	722	734
Soutirages						
Consommation clients finals	1781	6393	1751	5175	1704	4888
Pertes	2105	1794	1597	1571	1626	1514
Exportations	729	1373	616	1294	606	745

Source : RTE, EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers - Analyse : CRE

3. GRAPHIQUES

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

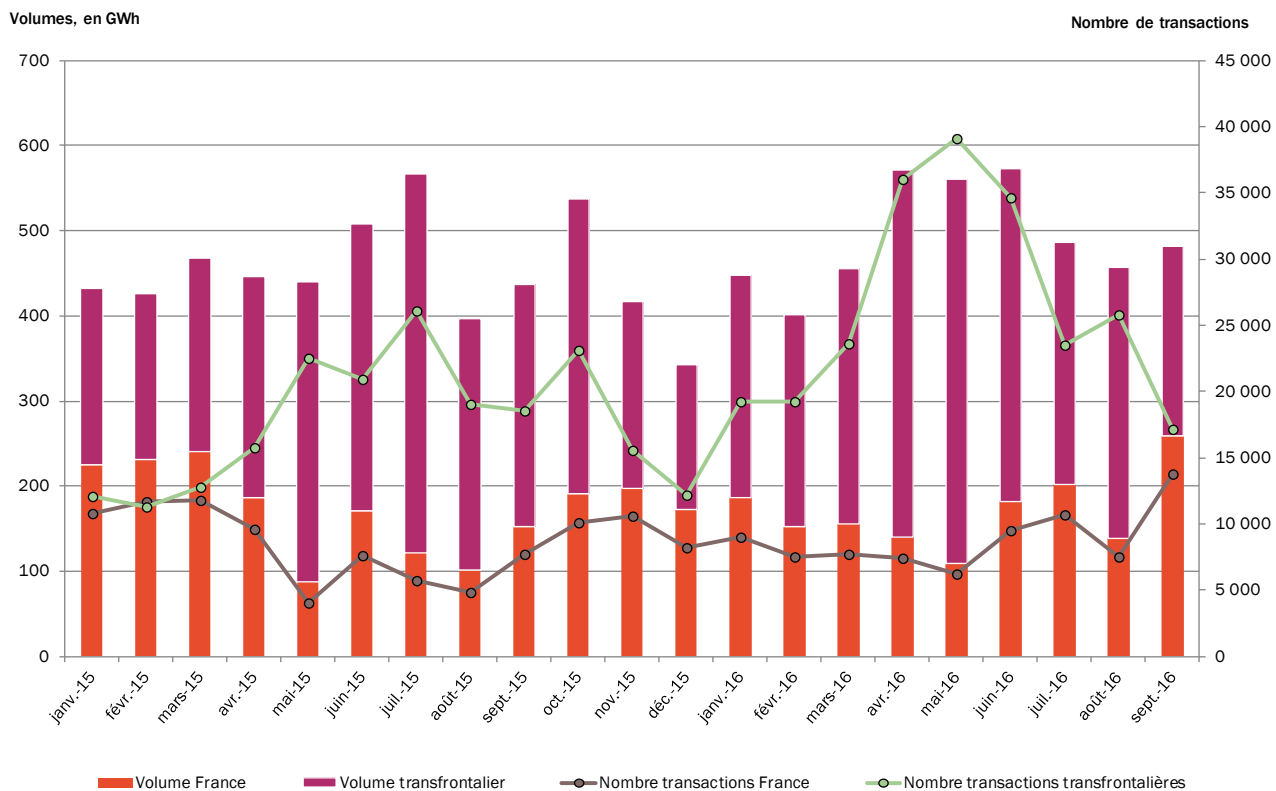
Volumes, en TWh



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 6 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT

// SOMMES MENSUELLES //



Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

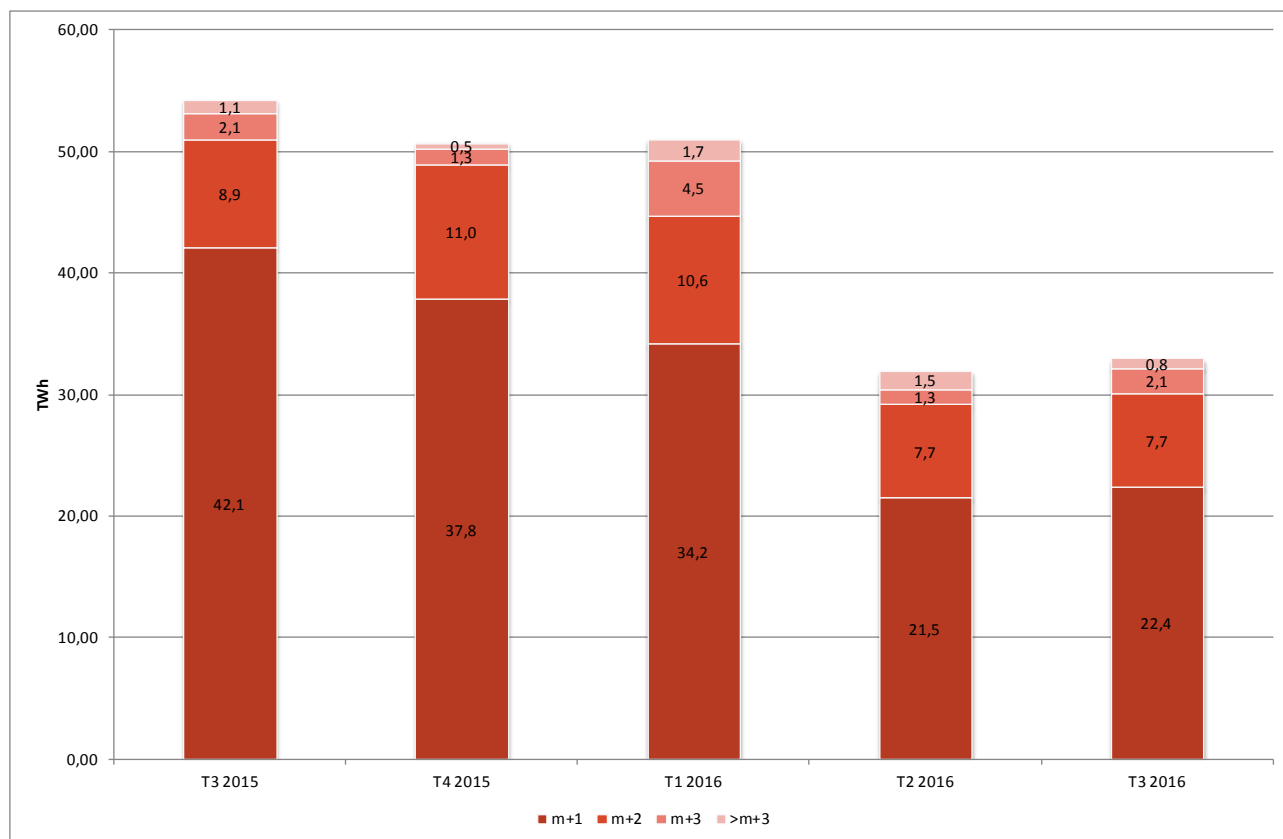
Figure 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire

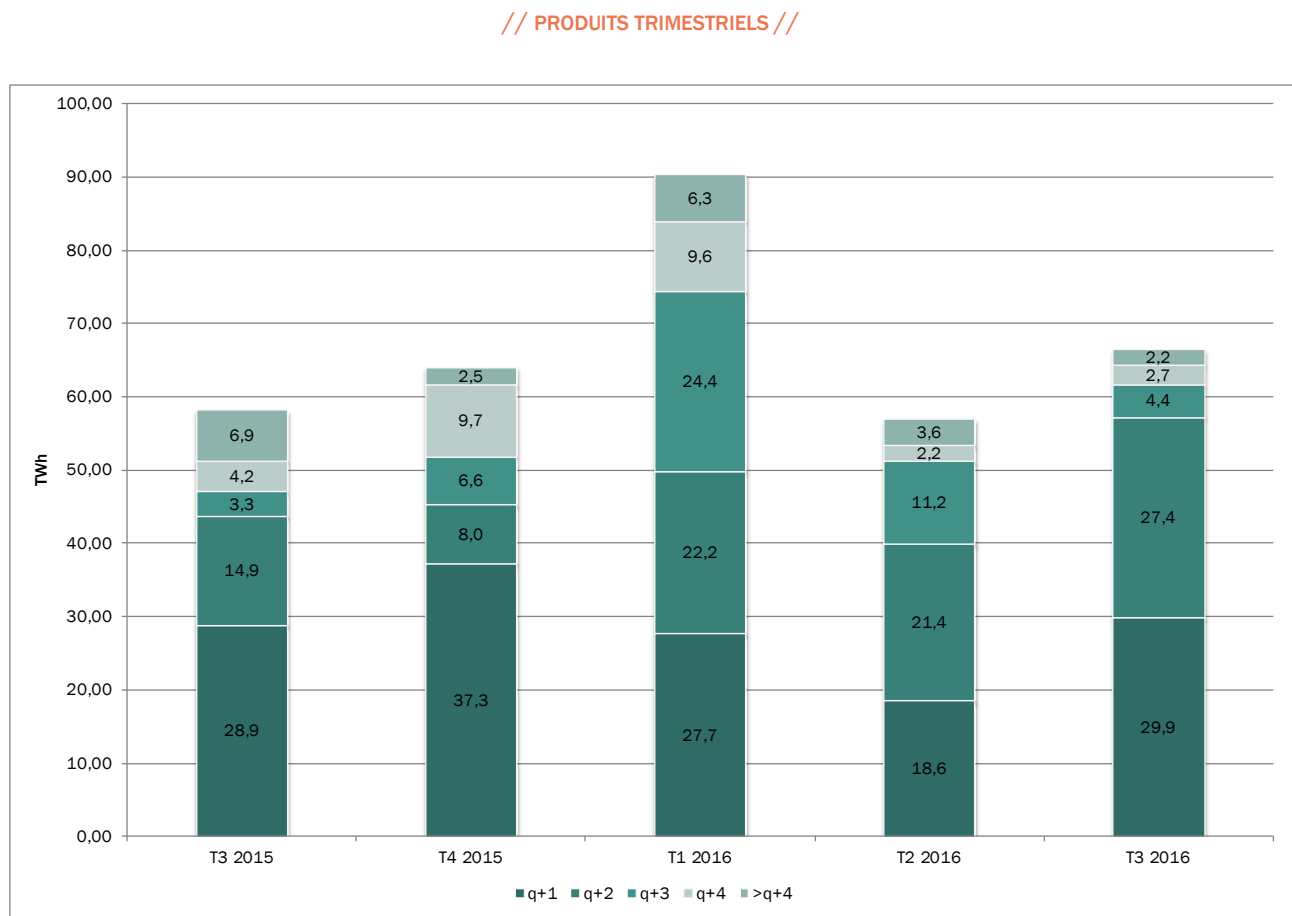
// PRODUITS MENSUELS //



NB : Les volumes OTC *clearés* sur les bourses ne sont plus pris en compte dans le graphique à compter du présent observatoire.

Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire

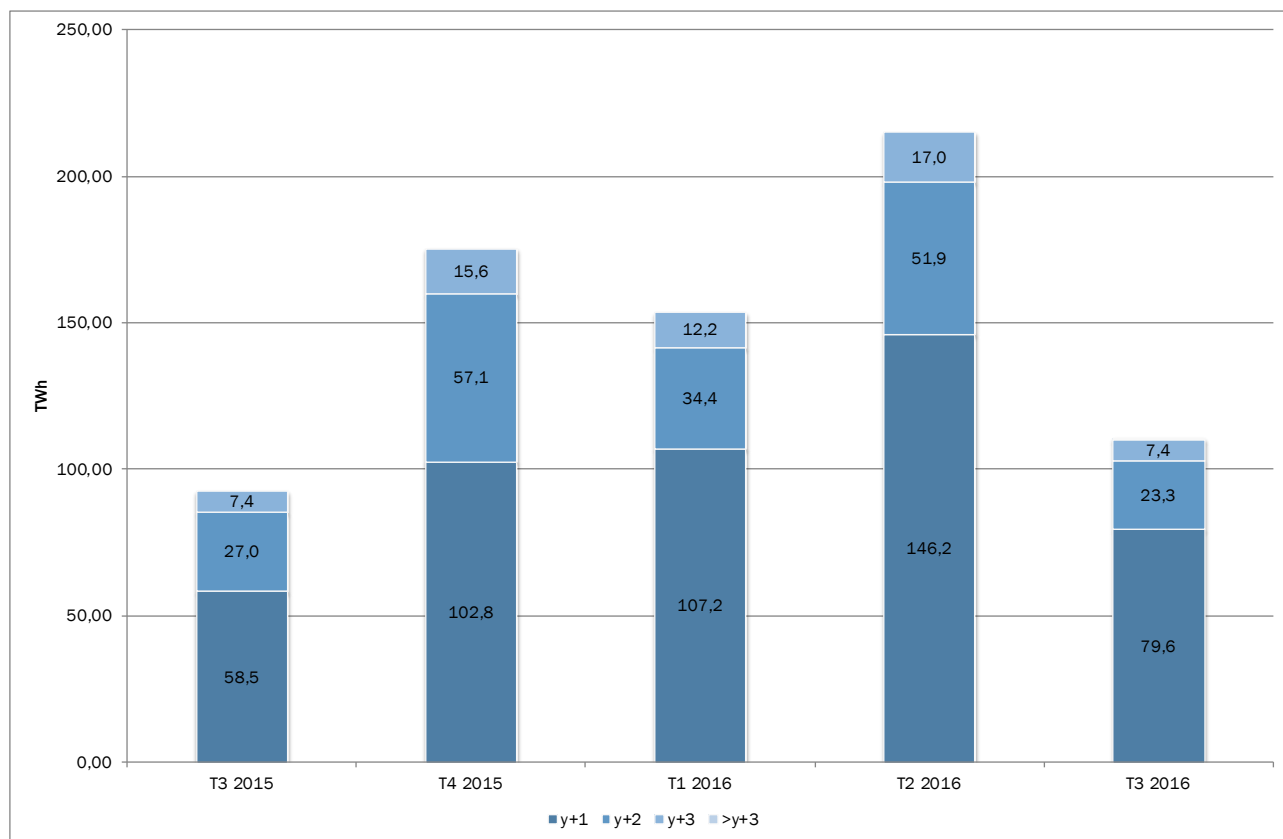


NB : Les volumes OTC *clearés* sur les bourses ne sont plus pris en compte dans le graphique à compter du présent observatoire.

Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire

// PRODUITS CALENDAIRES //



NB : Les volumes OTC *clearés* sur les bourses ne sont plus pris en compte dans le graphique à compter du présent observatoire.

Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT

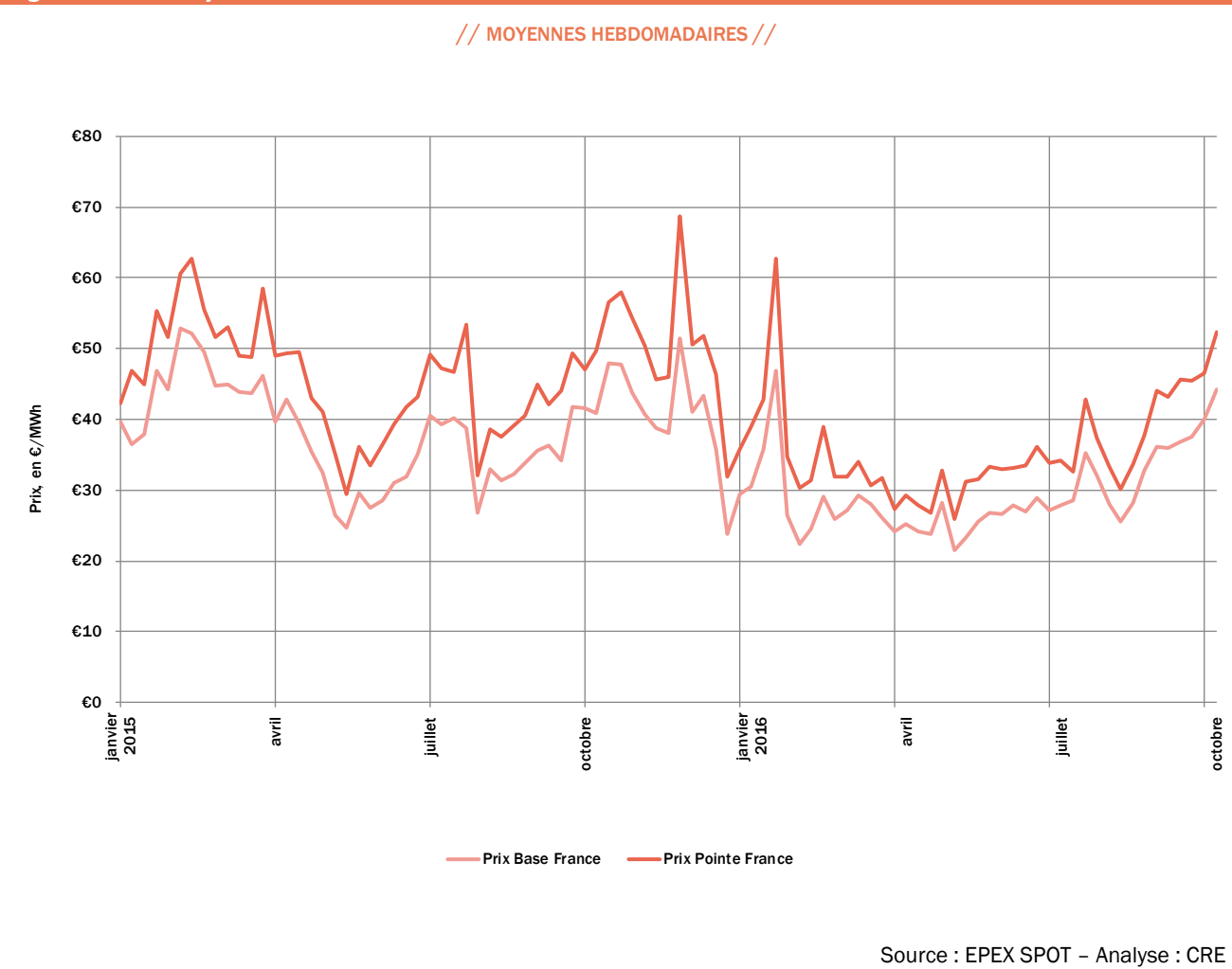
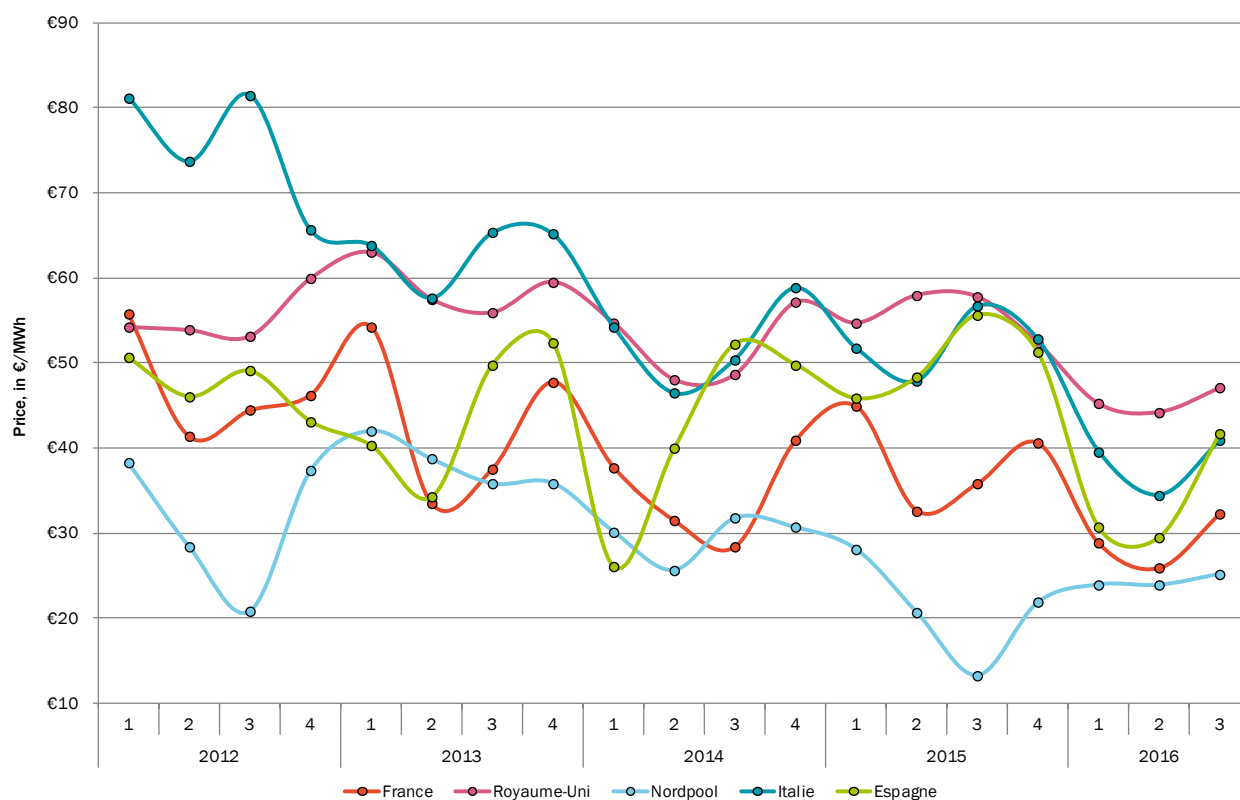
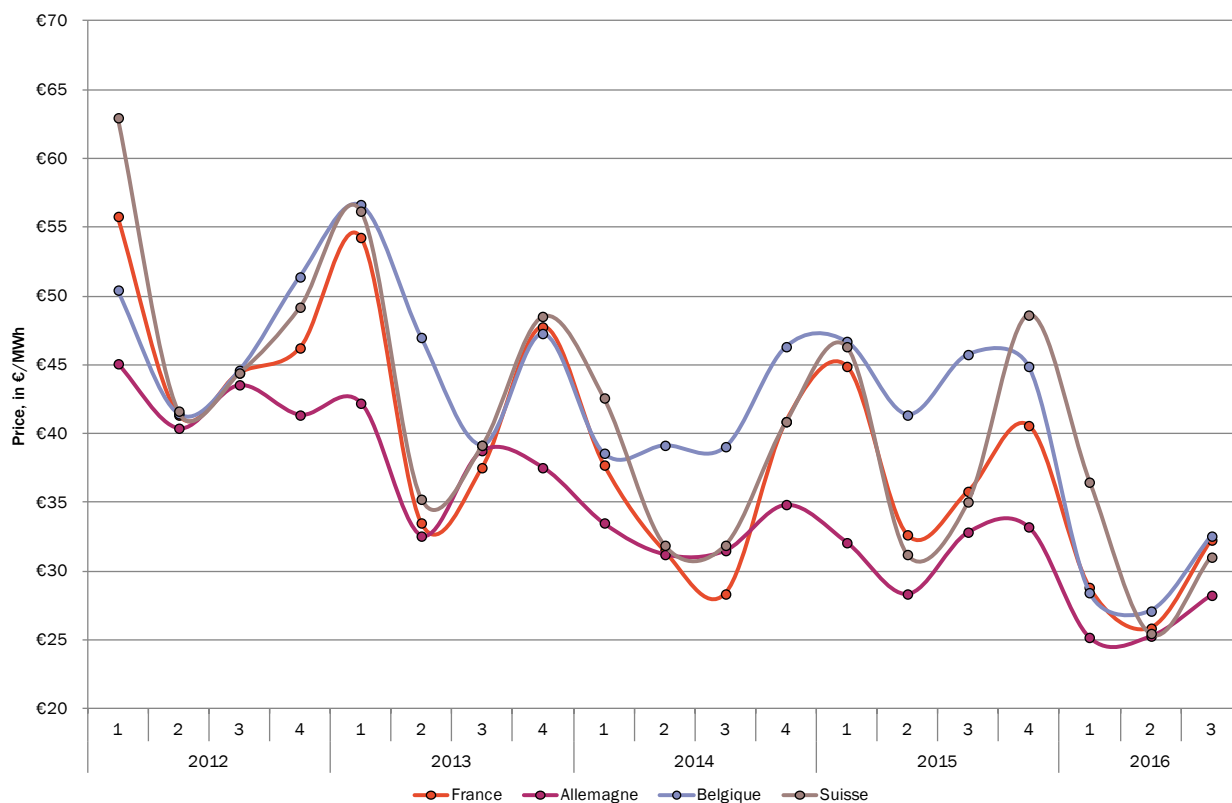


Figure 12 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens

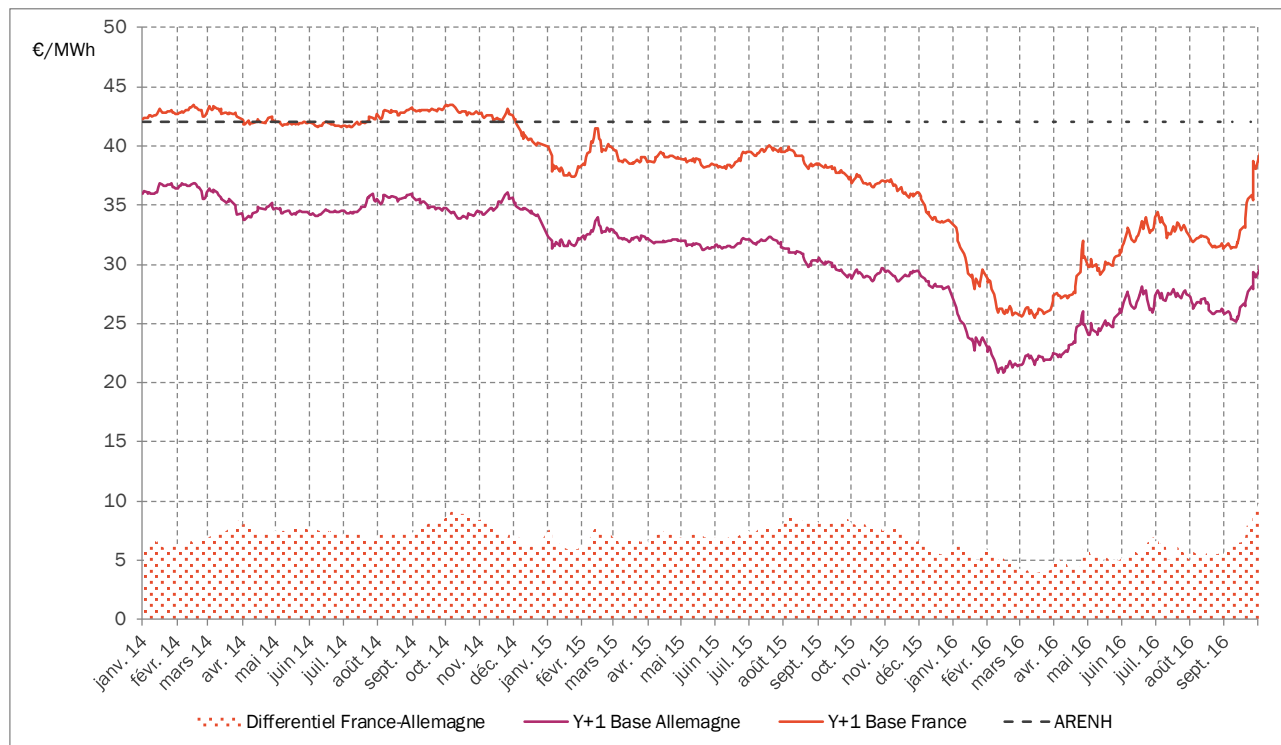
// MOYENNES TRIMESTRIELLES //



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

Figure 13 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne

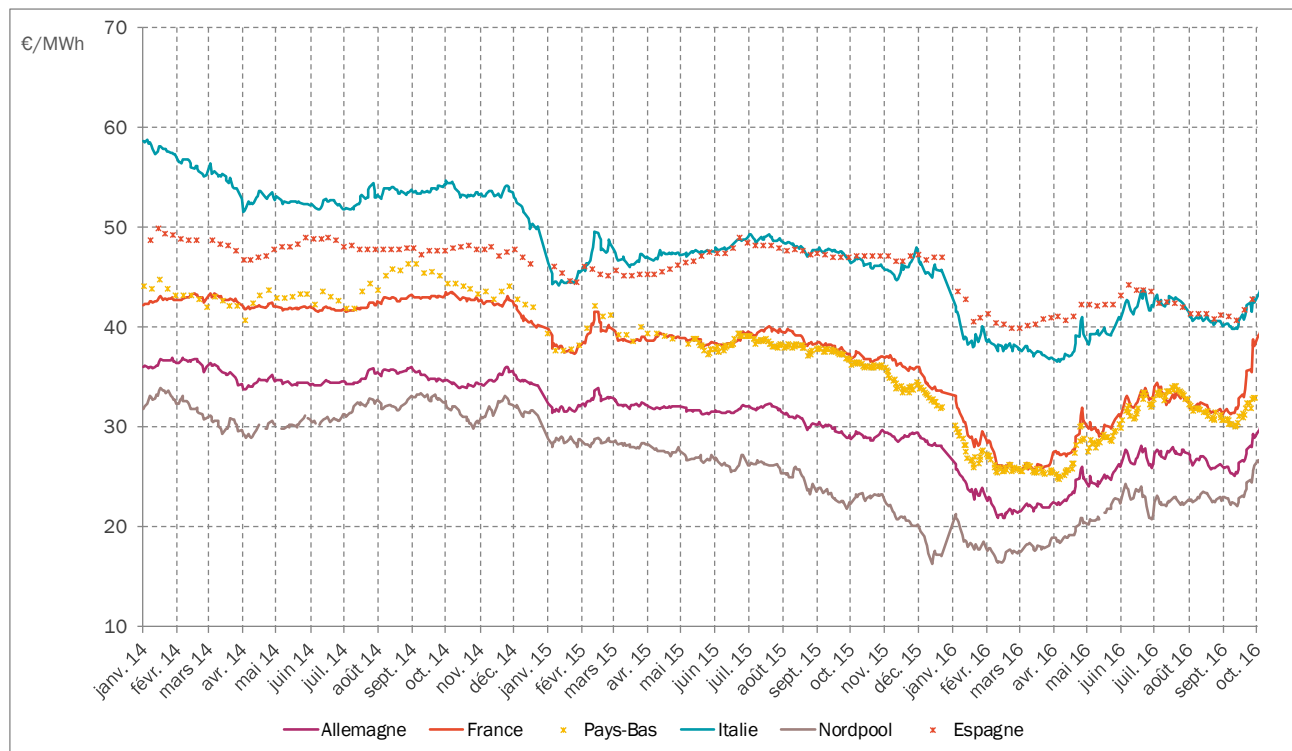
// VALEURS JOURNALIERES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

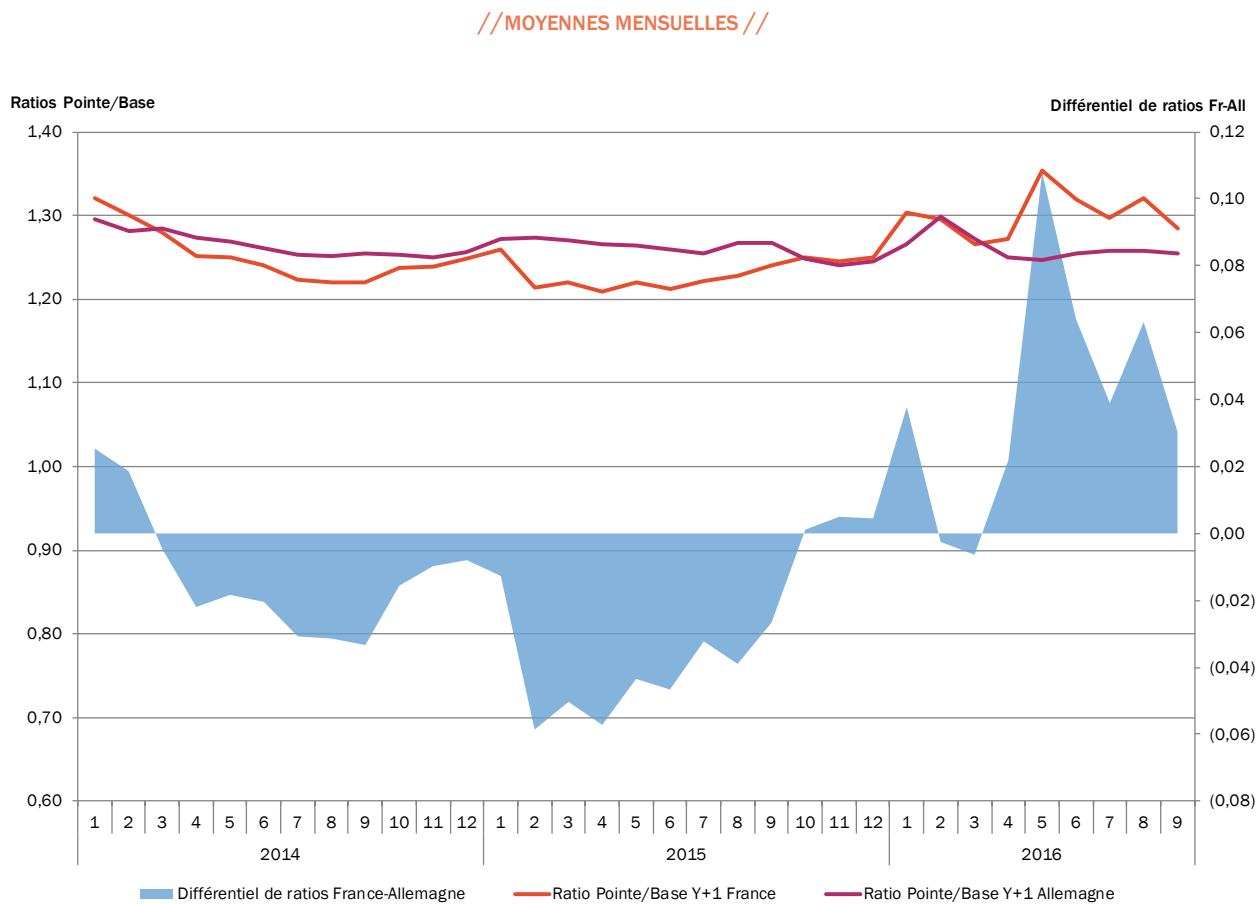
Figure 14 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe

// VALEURS JOURNALIERES //



Source : EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

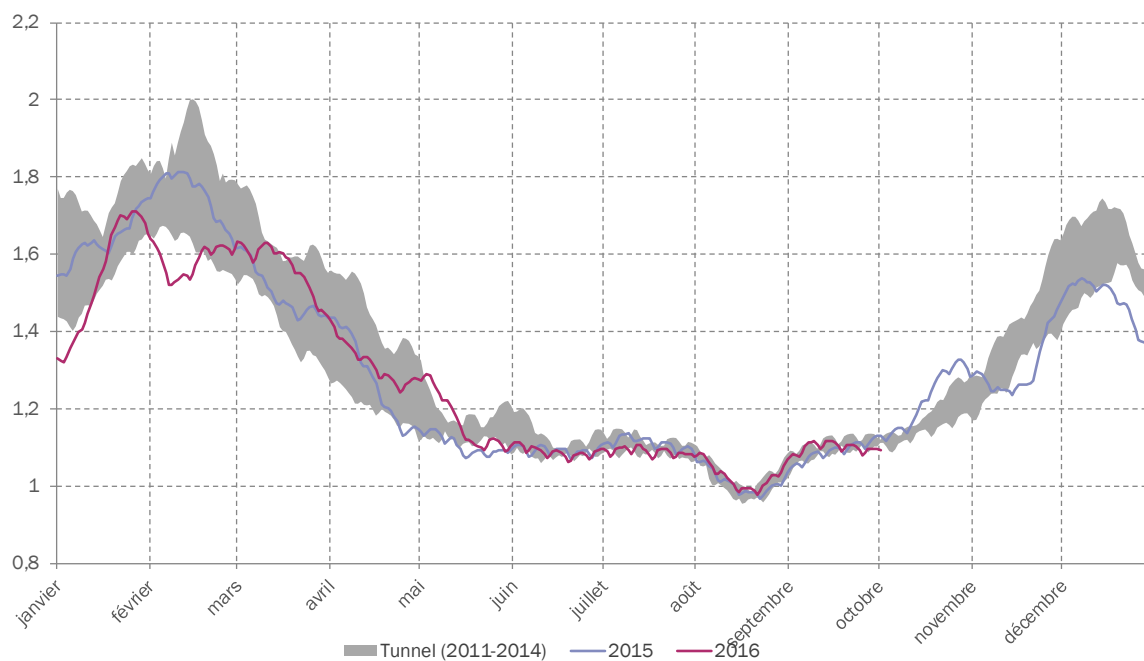
Figure 15 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

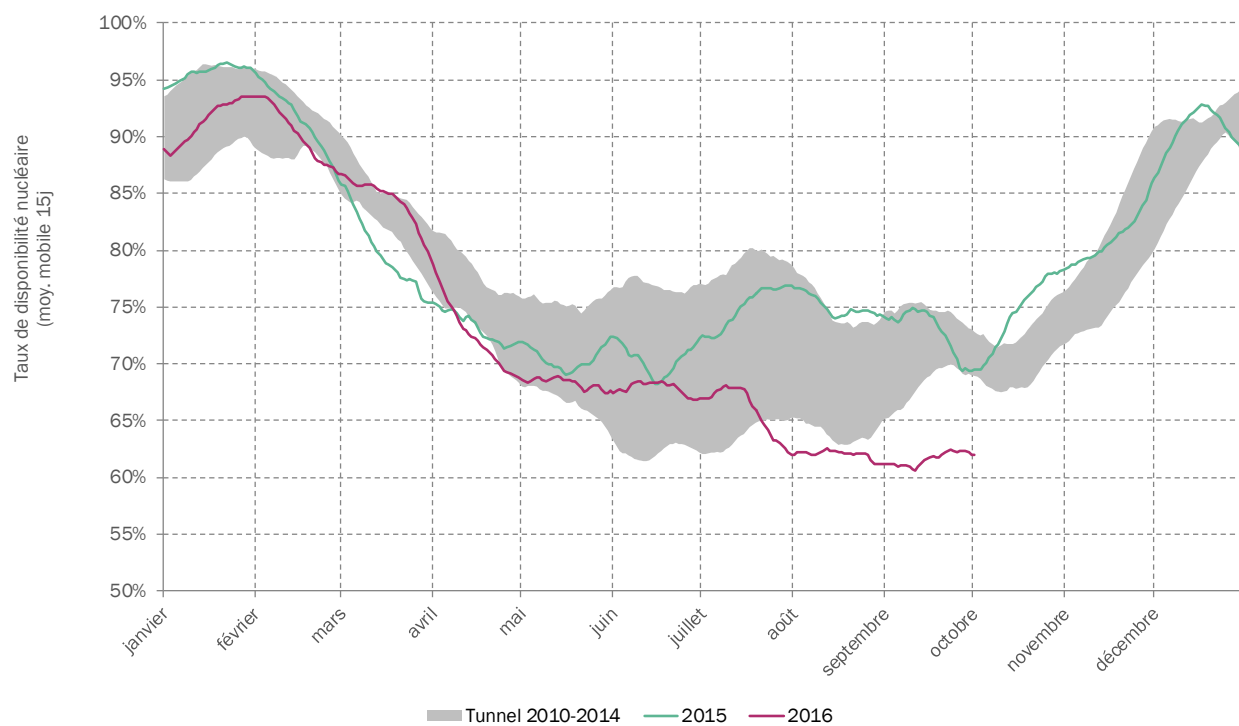
Figure 16 : Consommation

Consommation journalière (TWh) -
(moyenne mobile 15j)



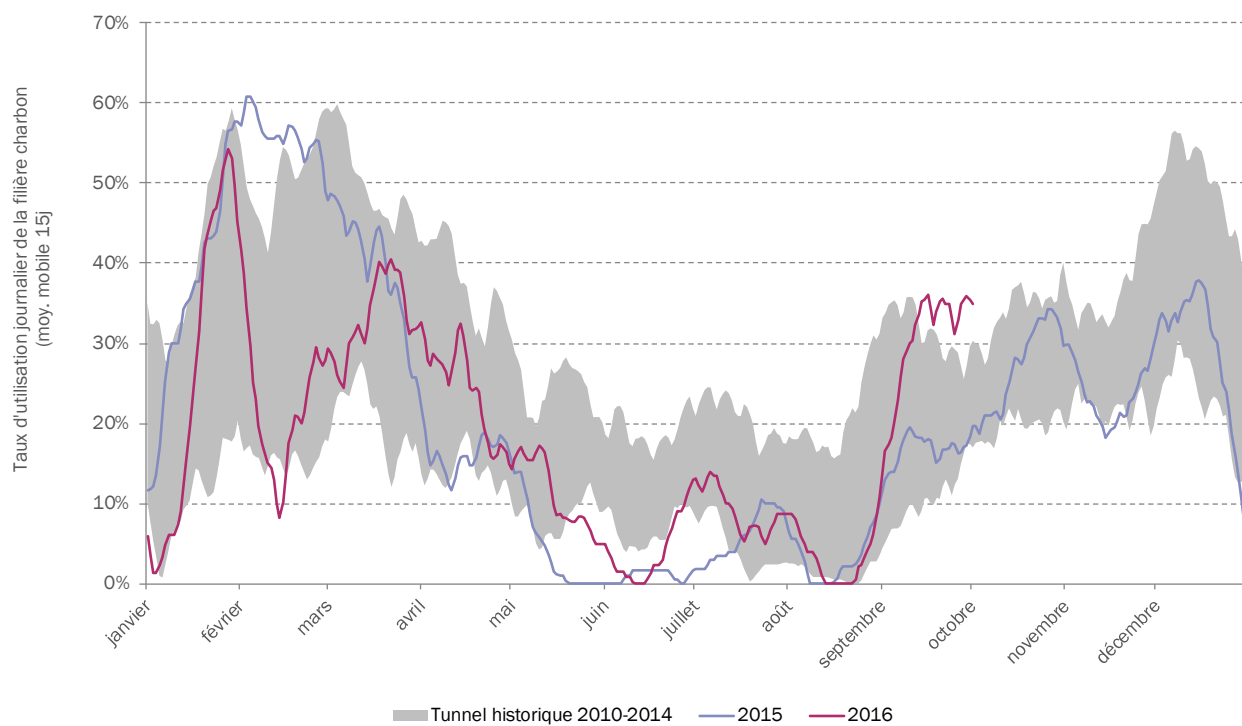
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 17 : Taux de disponibilité nucléaire



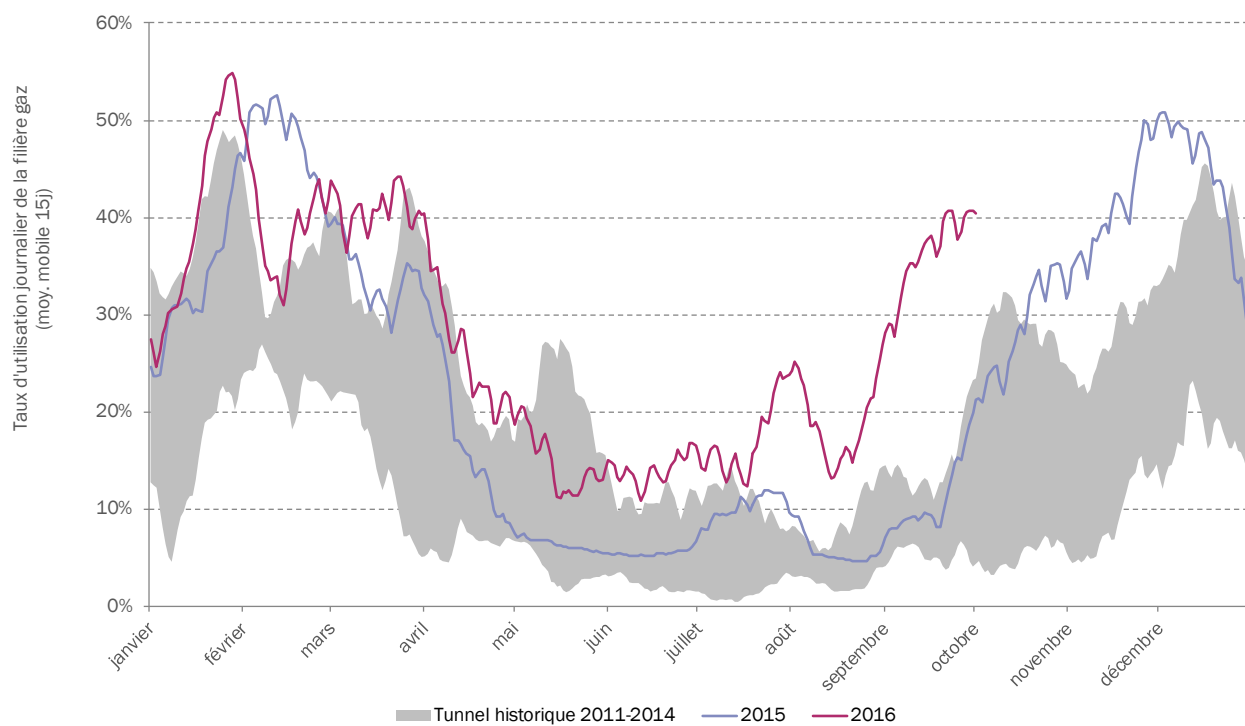
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 18 : Taux de production de la filière charbon



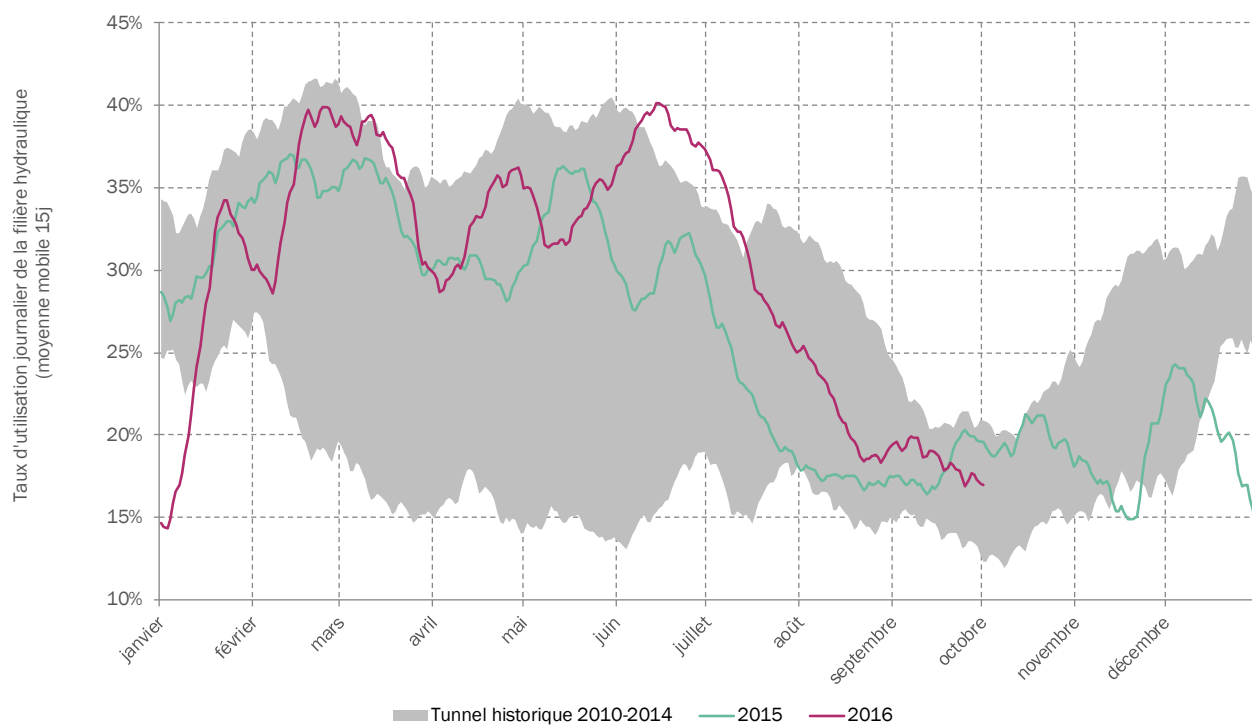
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 19 : Taux de production de la filière gaz



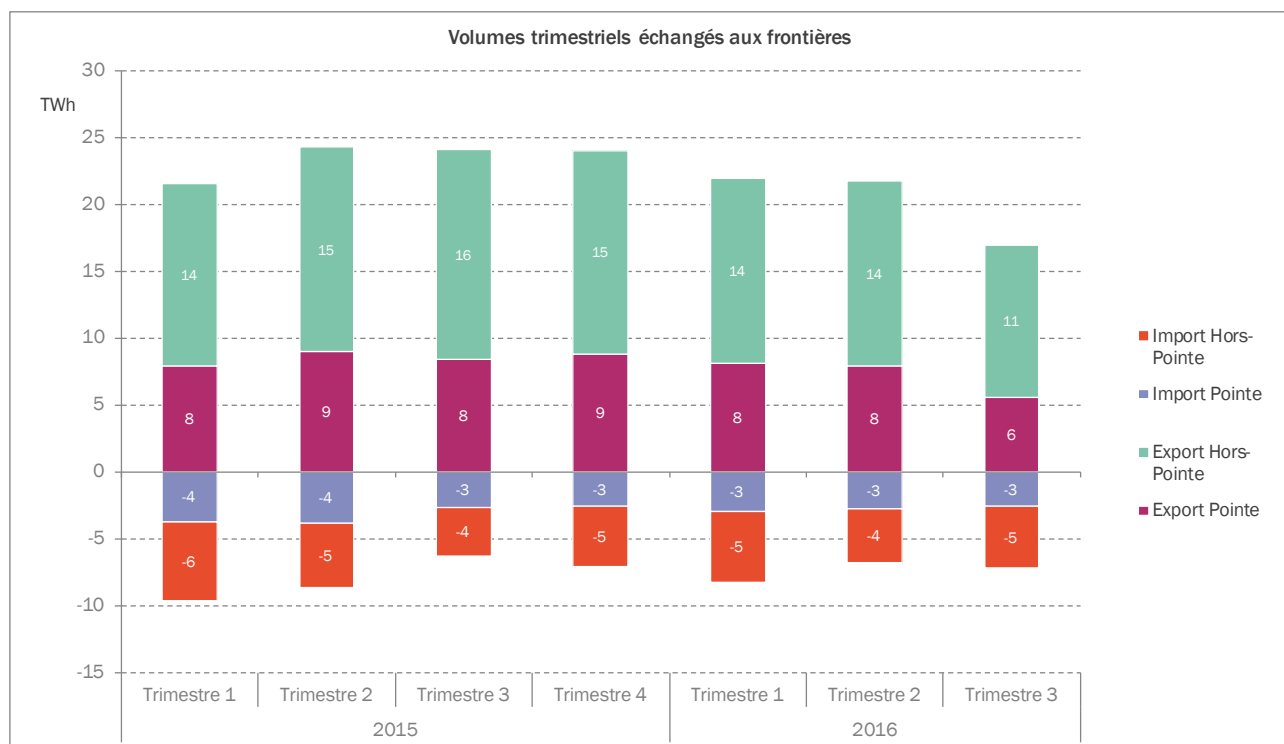
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 20 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

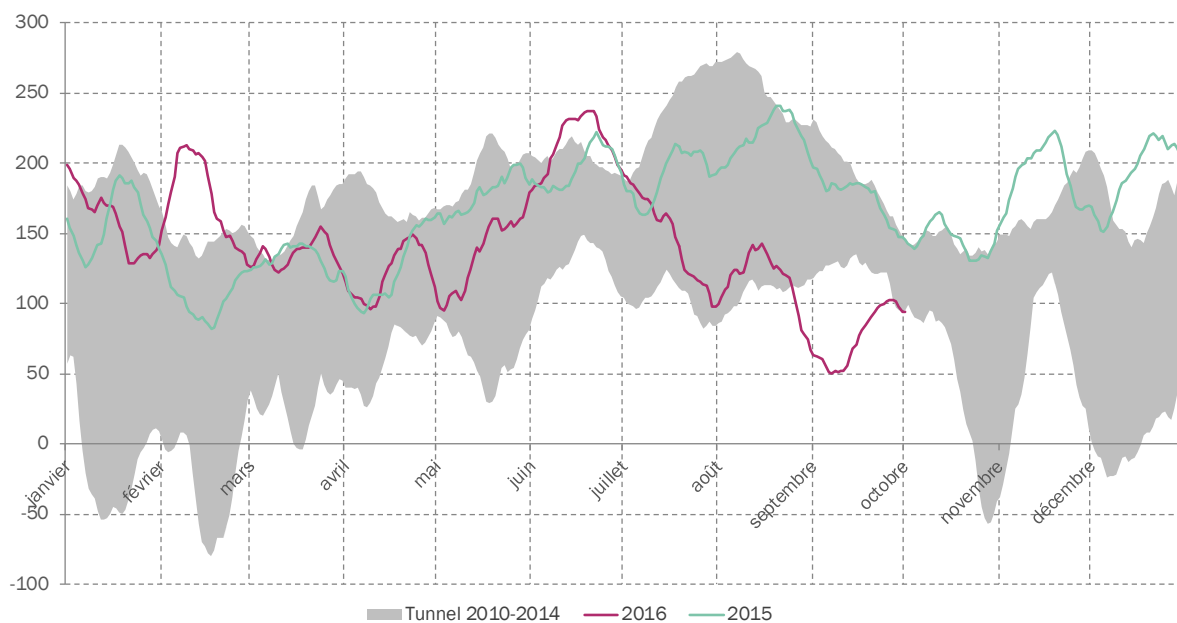
Figure 21 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)



Source : RTE – Analyse : CRE

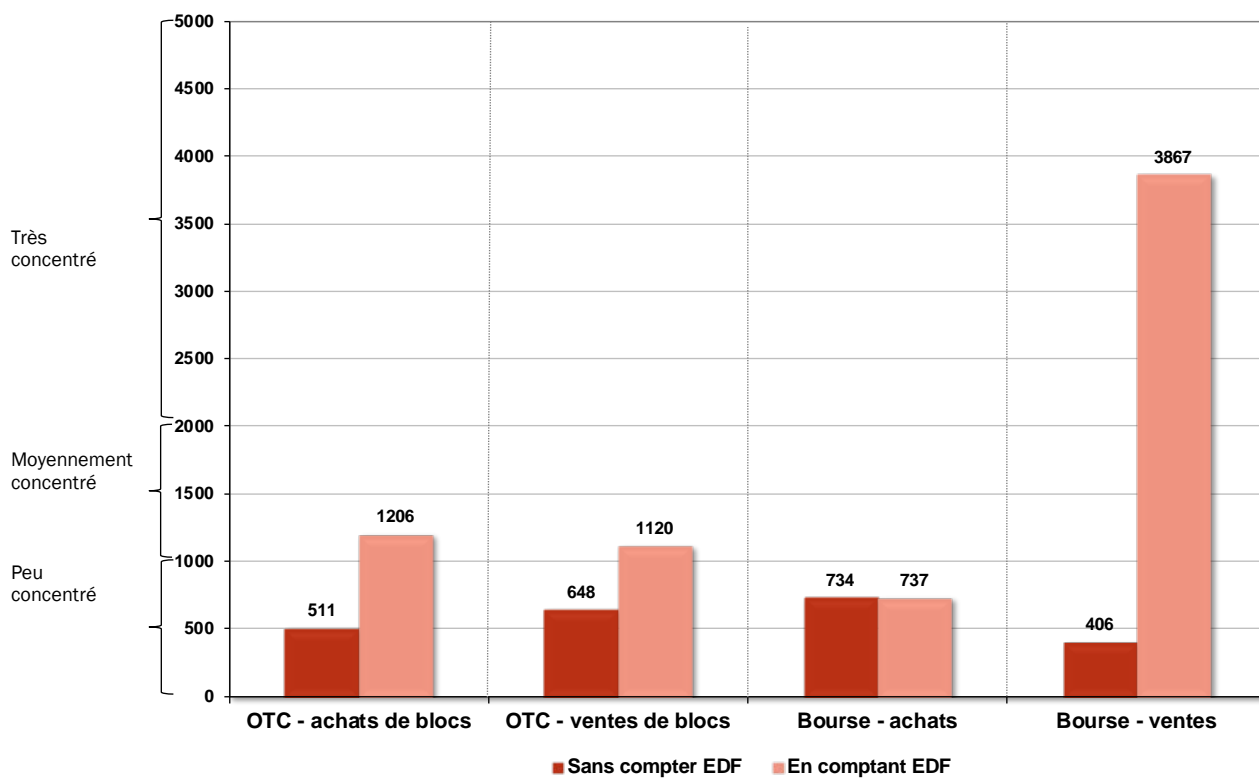
Figure 22 : Solde exportateur

Exports nets journaliers (GWh)
moy. mobile 15j



Source : RTE – Analyse : CRE

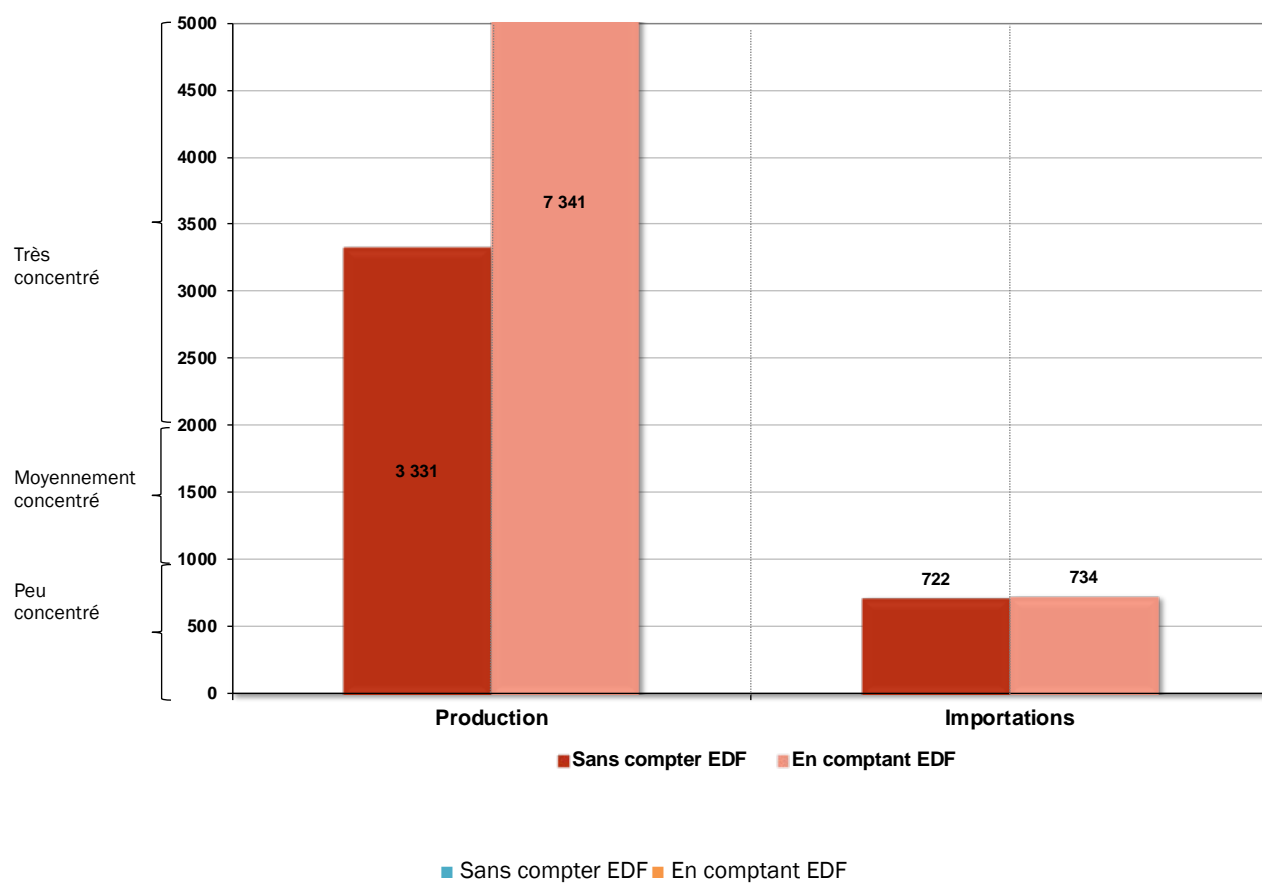
Figure 23 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2016



■ Sans compter EDF ■ En comptant EDF

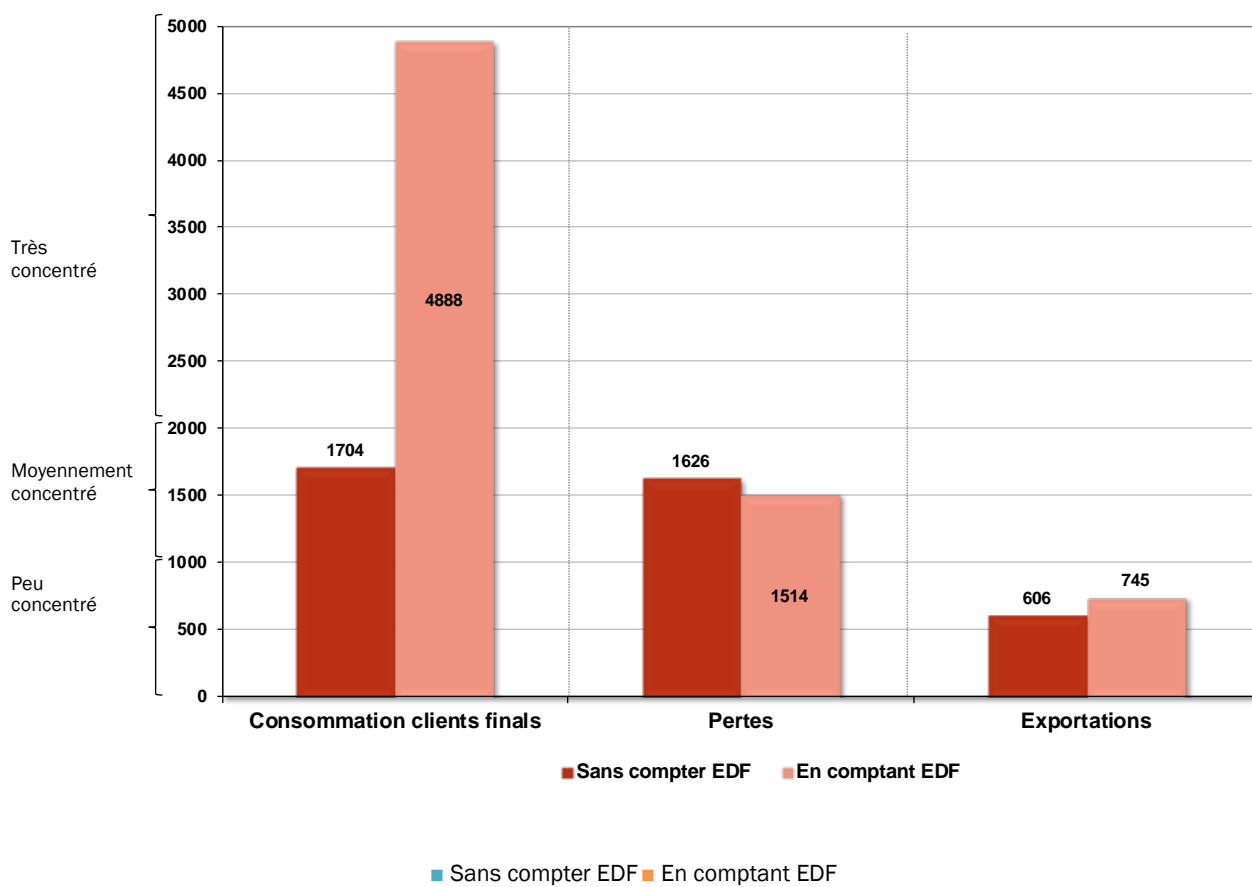
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 24 : Indice de concentration HHI – injections T3 2016



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 25 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2016



Source : RTE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : **LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ**

1. DATES-CLES

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 Pownext 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 Pownext Gas Spot et Pownext 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 Pownext Gas Spot (abandon de la plateforme Pownext 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	Pownext lance un produit Spread PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme Pownext 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 Pownext Gas Spot
Décembre 2011	TIGF devient membre de Pownext 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	Pownext 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 Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B Mise 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
Mai 2013	Pownext 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	Pownext 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

2. CHIFFRES-CLES

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T3 2016 / T2 2016		T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	130	177	204	145	132	-9%	-13	0	2
Déstockage	1	40	64	6	3	-49%	-3	129%	2
Importations	129	137	140	139	129	-7%	-10	0%	0
Importations terrestres	113	119	123	118	110	-6%	-7	-3%	-3
Importations GNL	16	18	17	21	19	-10%	-2	21%	3
Débouchés (TWh)	130	177	204	145	132	-9%	-13	1%	2
Stockage	59	13	4	45	55	24%	11	-6%	-4
Consommation clients finals	54	137	176	84	60	-29%	-24	11%	6
Clients distribution	24	88	128	49	21	-57%	-28	-9%	-2
Clients directement reliés au réseau de transport	30	49	48	35	38	11%	4	27%	8
Exportations	16	26	23	15	15	-1%	0	-3%	0
Autres	2	1	1	1	2	84%	1	-1%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	180	160	203	180	194	8%	14	8%	14
PEG Nord	141	129	164	147	160	9%	13	14%	20
TRS*	40	31	39	33	33	3%	1	-16%	-6
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	94%	90%	92%	91%	100%		+9%		+6%
Disponibilité liaison Nord Sud	83%	85%	92%	75%	76%		+1%		-7%
Utilisation de Taisnières H	62%	71%	62%	65%	71%		+6%		+9%
Utilisation de Obergailbach	38%	25%	34%	53%	51%		-2%		+14%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	116	90	29	67	119	78%	52	2%	3
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	629	-291	-655	422	568	35%	146	-10%	-60
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	170	197	187	227	201	-12%	-26	18%	31
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	91	105	129	74	88	20%	14	-3%	-3

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T3 2016 / T2 2016		T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	19,9	17,4	13,2	13,3	13,1	-1%	-0,1	-34%	-6,8
TRS day-ahead (moyenne) **	20,4	18,1	13,5	13,6	15,8	16%	2,2	-23%	-4,6
Spread Nord/Sud	0,5	0,7	0,3	0,3	2,6	781%	2,3	473%	2,2
Spread PEG Nord/TTF	0,0	0,3	0,3	0,1	0,3	377%	0,3	-12591%	0,3
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	19,8	17,5	12,8	13,2	13,3	1%	0,1	-33%	-6,5
PEG Nord Y+1 (moyenne)	20,3	17,6	14,2	15,3	16,0	4%	0,6	-21%	-4,4
Spread Nord/Sud (M+1)	0,7	0,6	0,6	0,4	2,3	432%	1,8	243%	1,6
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	22%	0,0	-2%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	0,9	1,5	1,7	2,0	2,6	29%	0,6	181%	1,7

* 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

Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

Tableau 10 : Négocier

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T3 2016 / T2 2016		T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	141	130	163	130	144	11%	14	2%	3
En % de la consommation nationale	263%	95%	93%	155%	241%				
Volumes échangés sur le marché intermédié français									
Marché spot (TWh)	38	48	50	41	45	10%	4	18%	7
Intraday	4	5	7	6	5	-16%	-1,1	23%	1,0
Day Ahead	22	27	28	23	25	9%	1,9	13%	2,8
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	26	34	34	29	31	7%	2,0	22%	5,7
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	13	14	16	12	14	16%	1,9	10%	1,3
Marché à terme (TWh)	104	115	154	109	89	-18%	-20	-14%	-14
M+1	26	31	27	31	31	0%	0,0	18%	4,6
Q+1	7	22	3	14	6	-57%	-8,3	-10%	-0,7
S+1	10	13	34	14	12	-18%	-2,7	24%	2,3
Y+1	21	16	2	2	1	-45%	-1,0	-94%	-19,7
Bourse (toutes échéances)	6	8	17	7	7	10%	0,7	14%	0,9
Brokers (toutes échéances)	97	107	136	102	82	-20%	-20,5	-16%	-15,4
Nombre de transactions sur le marché intermédié français									
Marché spot	31391	37089	35137	31086	35147	13%	4061	12%	3756
Intraday	5 971	6 072	7 227	7 204	6 537	-9%	-667	9%	566
Day Ahead	20 788	24 968	23 014	19 756	22 828	16%	3072	10%	2040
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	25 690	30 654	28 748	25 648	29 603	15%	3955	15%	3913
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	5 701	6 435	6 389	5 438	5 544	2%	106	-3%	-157
Marché à terme	1412	1768	1581	1521	1503	-1%	-18	6%	91
M+1	738	995	809	826	886	7%	60	20%	148
Q+1	88	269	40	166	104	-37%	-62	18%	16
S+1	77	77	171	107	95	-11%	-12	23%	18
Y+1	114	73	28	13	6	-54%	-7	-95%	-108
Bourse (toutes échéances à terme)	280	411	399	264	309	17%	45	10%	29
Brokers (toutes échéances à terme)	1 132	1 357	1 182	1 257	1 194	-5%	-63	5%	62
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	92	97	96	92	94	2%	2	2%	2
dont actifs chez Powernext Gas Spot	50	51	51	52	53	2%	1	6%	3
dont actifs chez Powernext Gas Futures	33	33	37	34	35	3%	1	6%	2

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

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

3. GRAPHIQUES

3.1 Évolution des prix en France et en Europe

Figure 26 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe

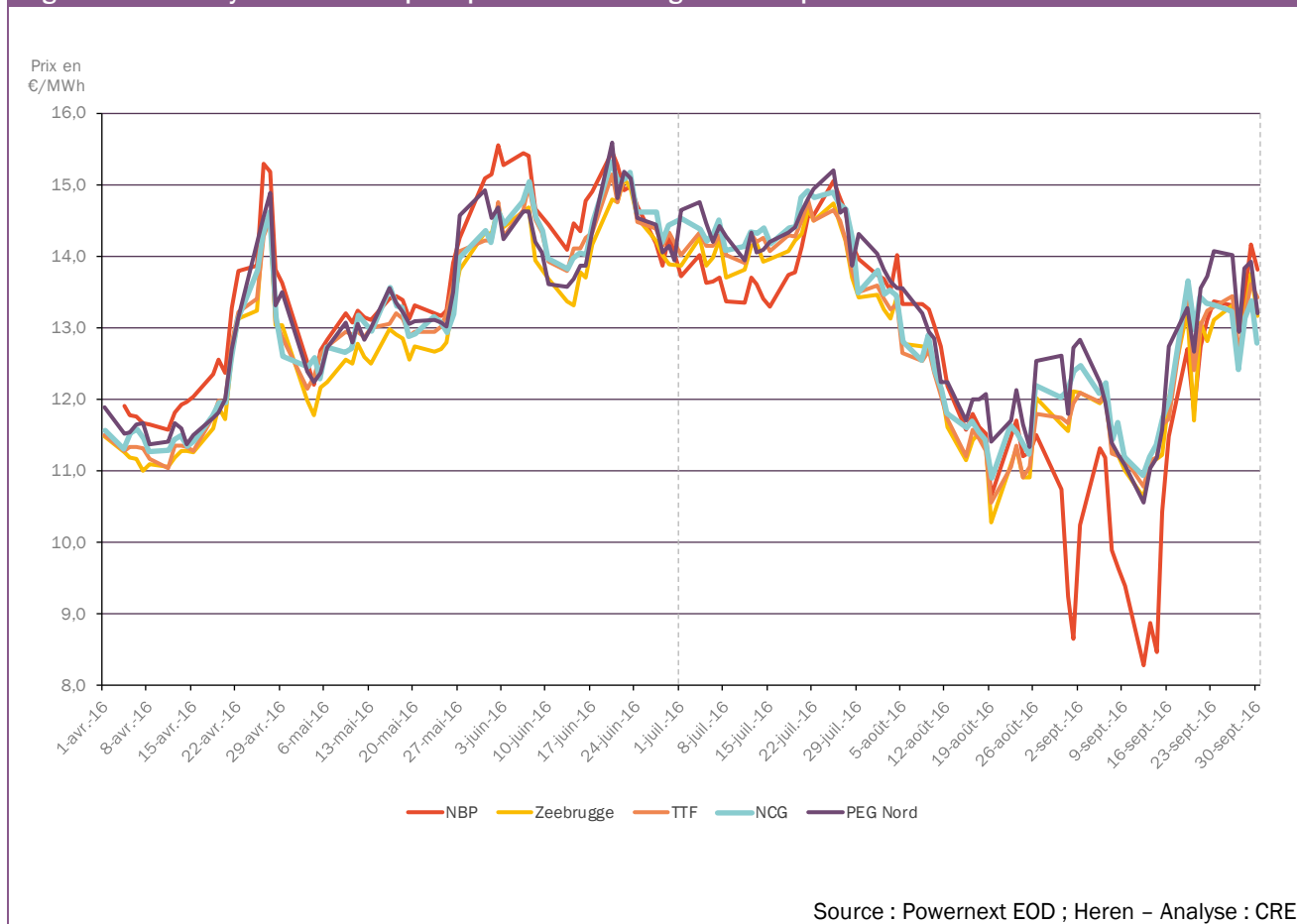
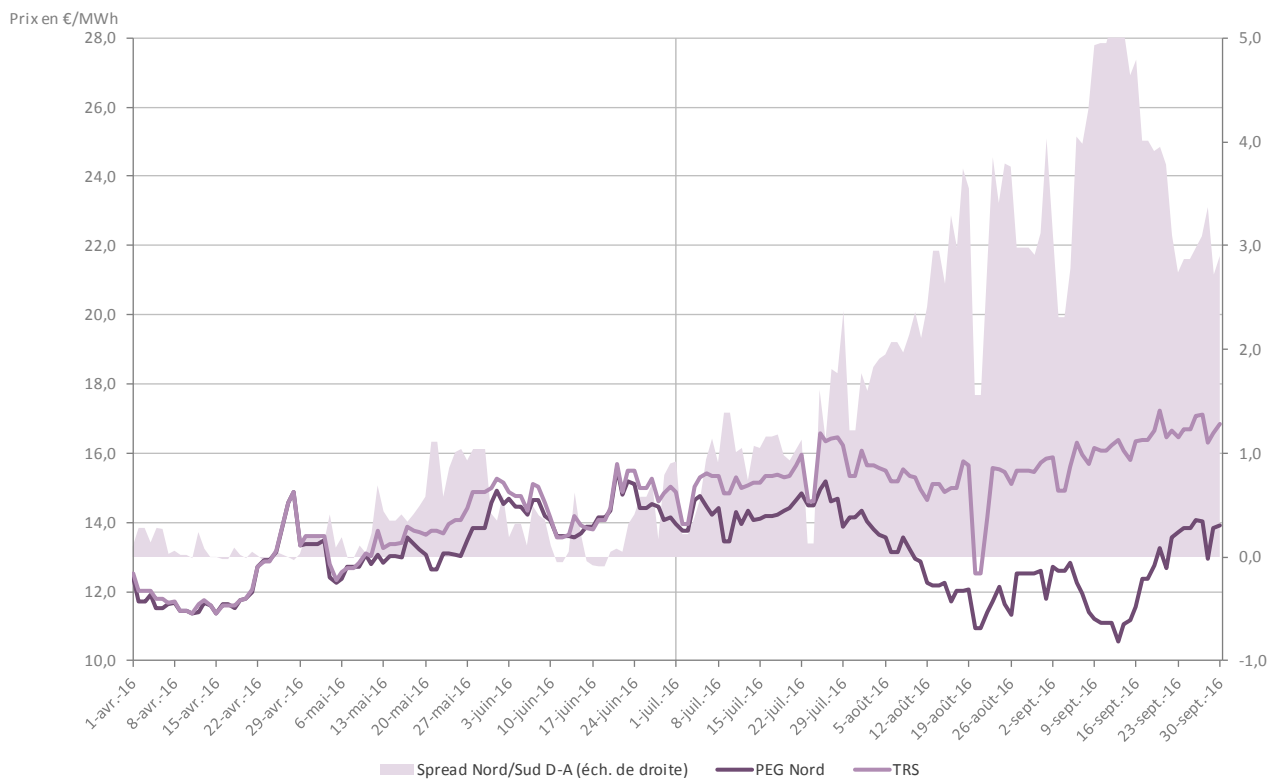


Figure 27 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français

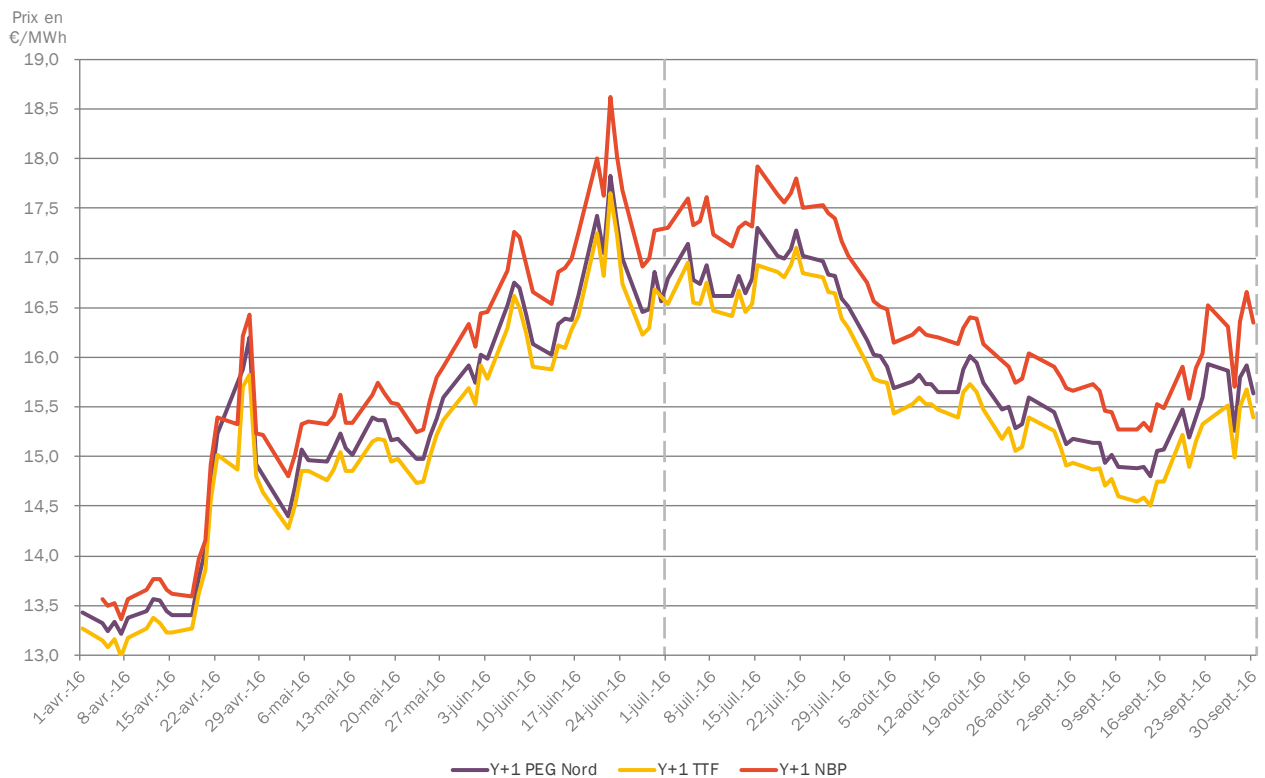


Source : Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF – Analyse : CRE

Figure 28 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe

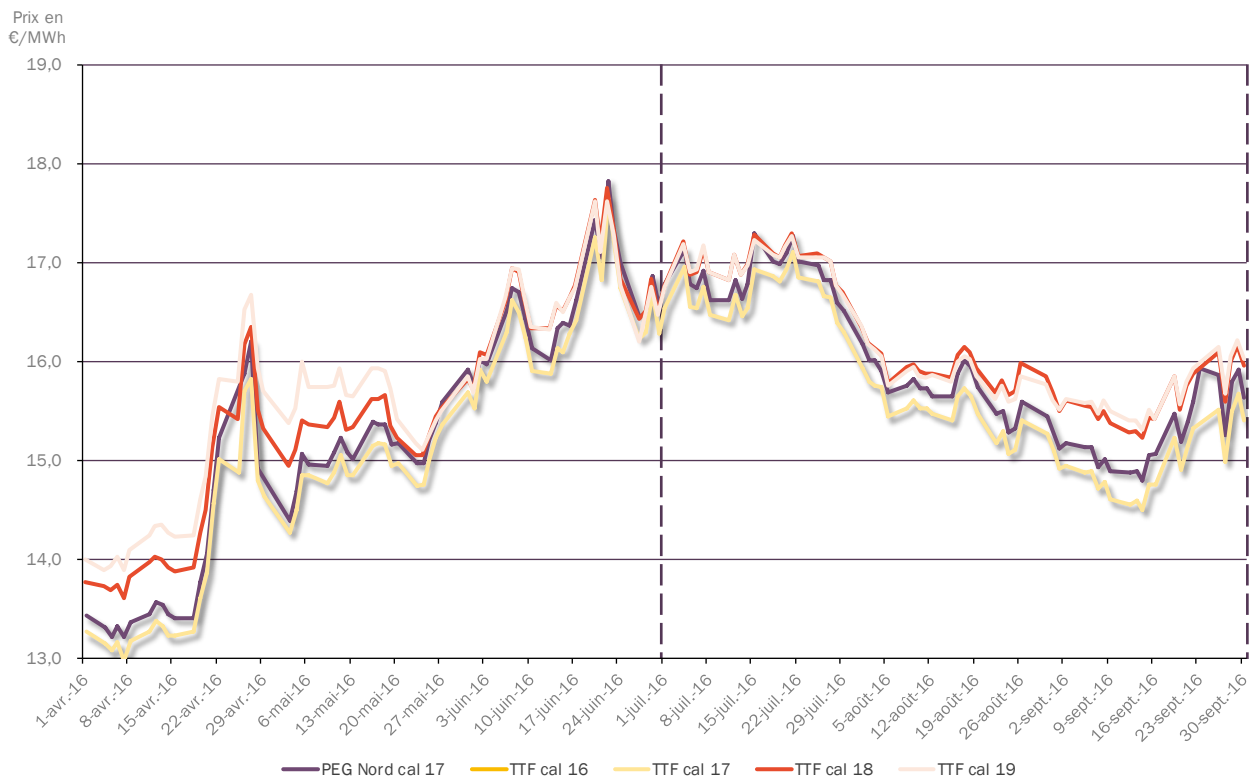
Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Figure 29 : Prix du contrat year-ahead sur les marchés du gaz en Europe



Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Figure 30 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

3.2 Contexte international

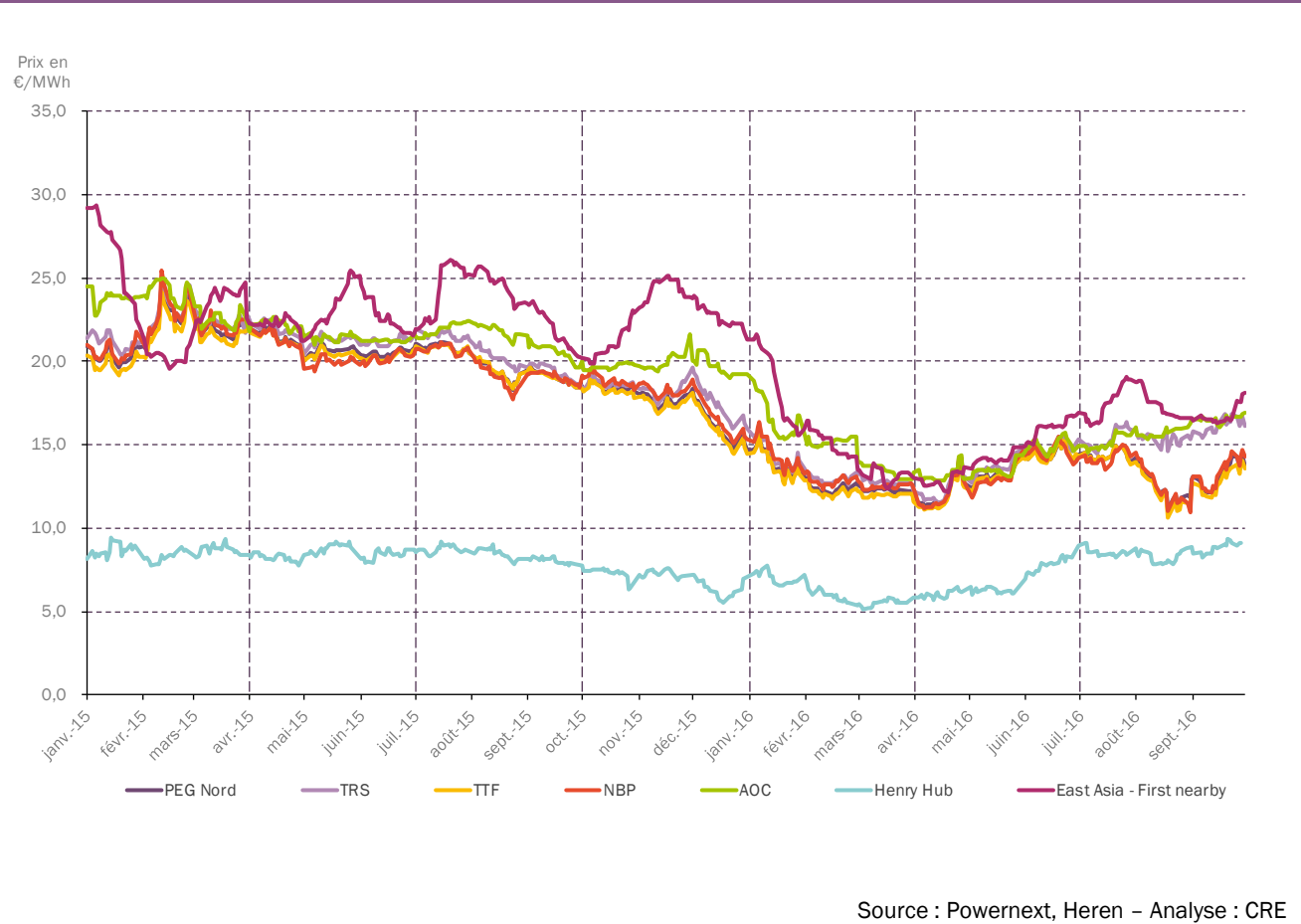
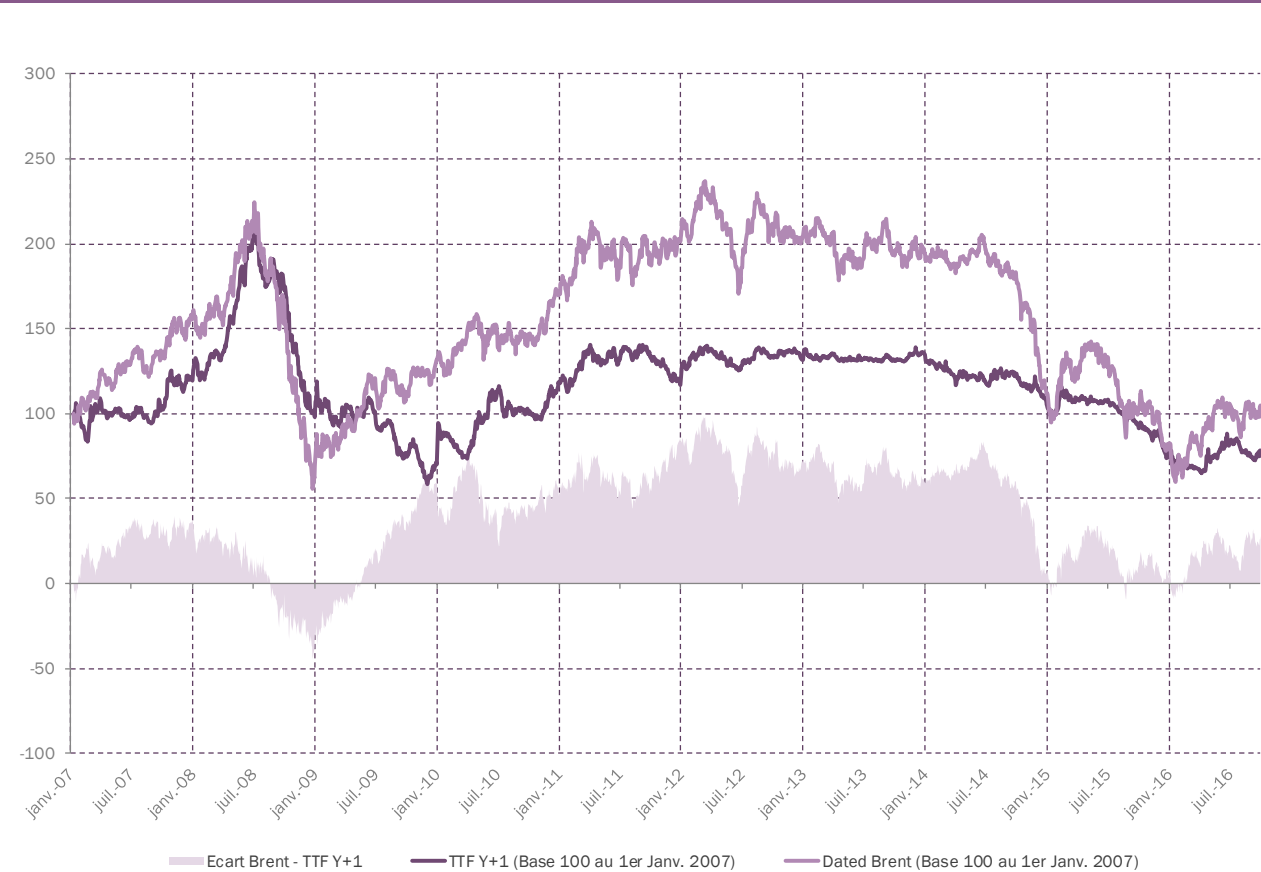
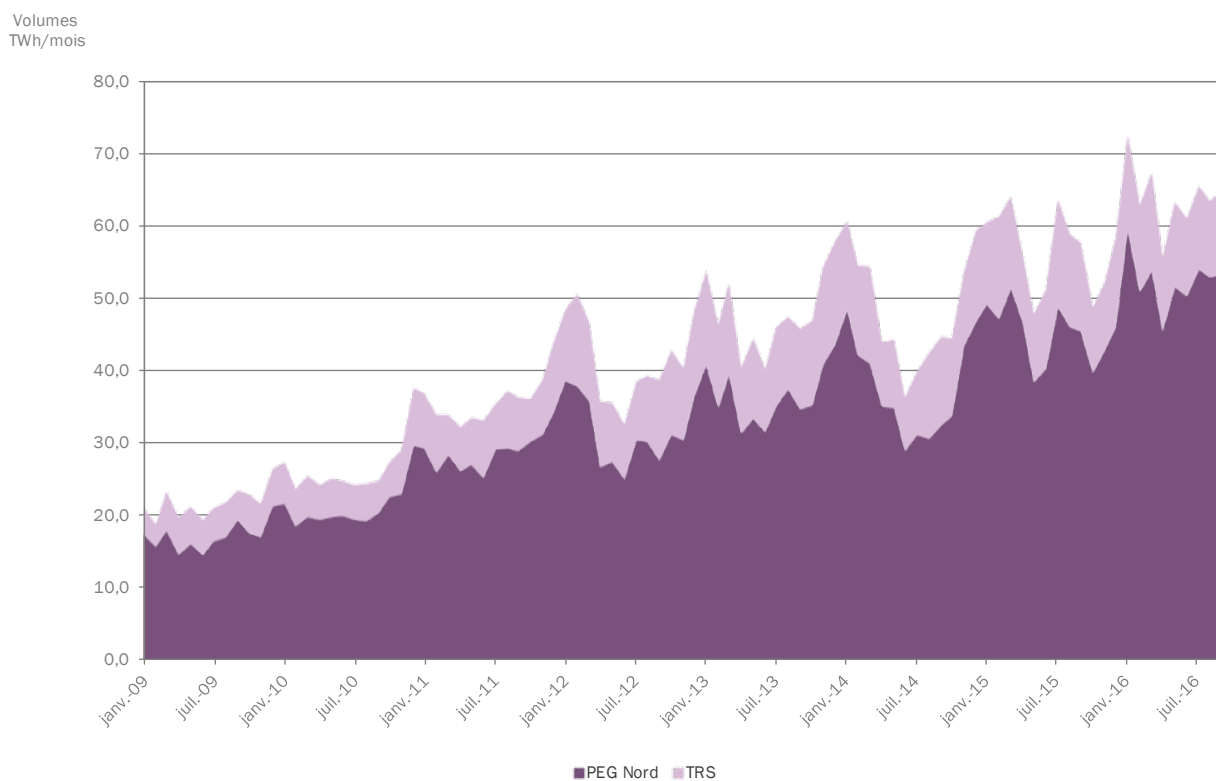
Figure 31 : Prix mondiaux du gaz

Figure 32 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



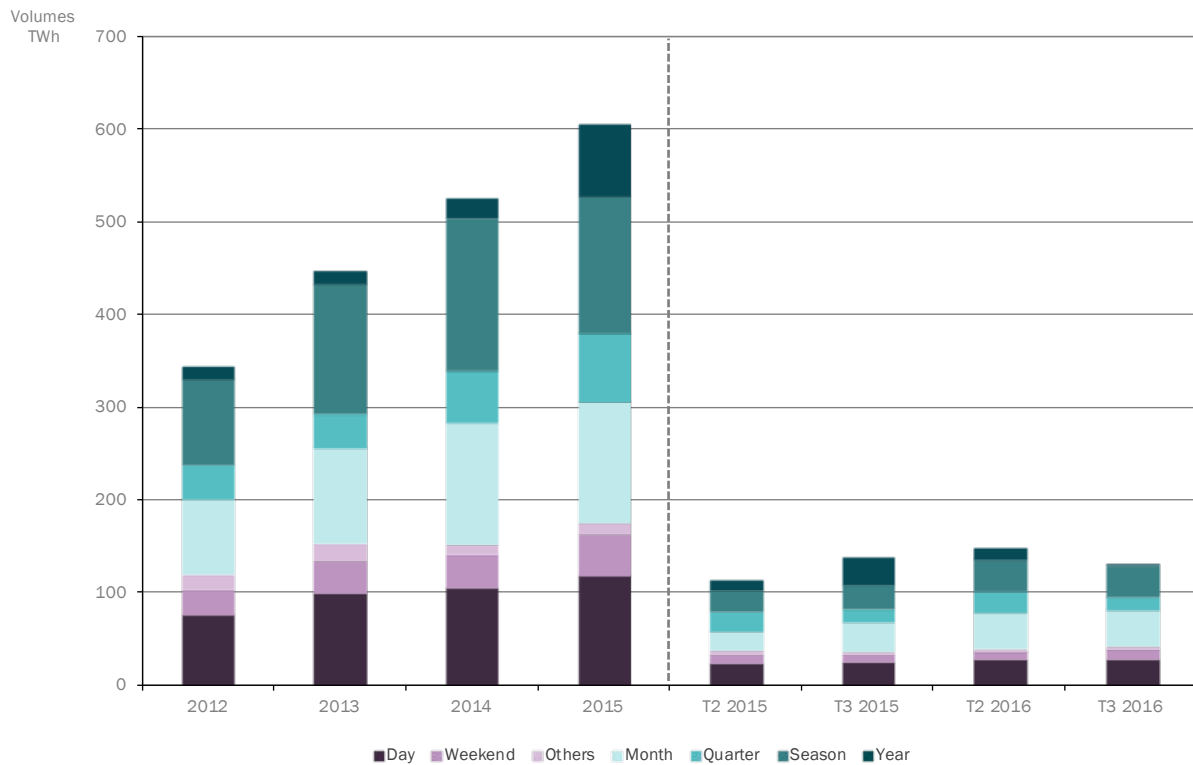
Source : Pownertext, Heren – Analyse : CRE

3.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 33 : Livraisons aux PEG

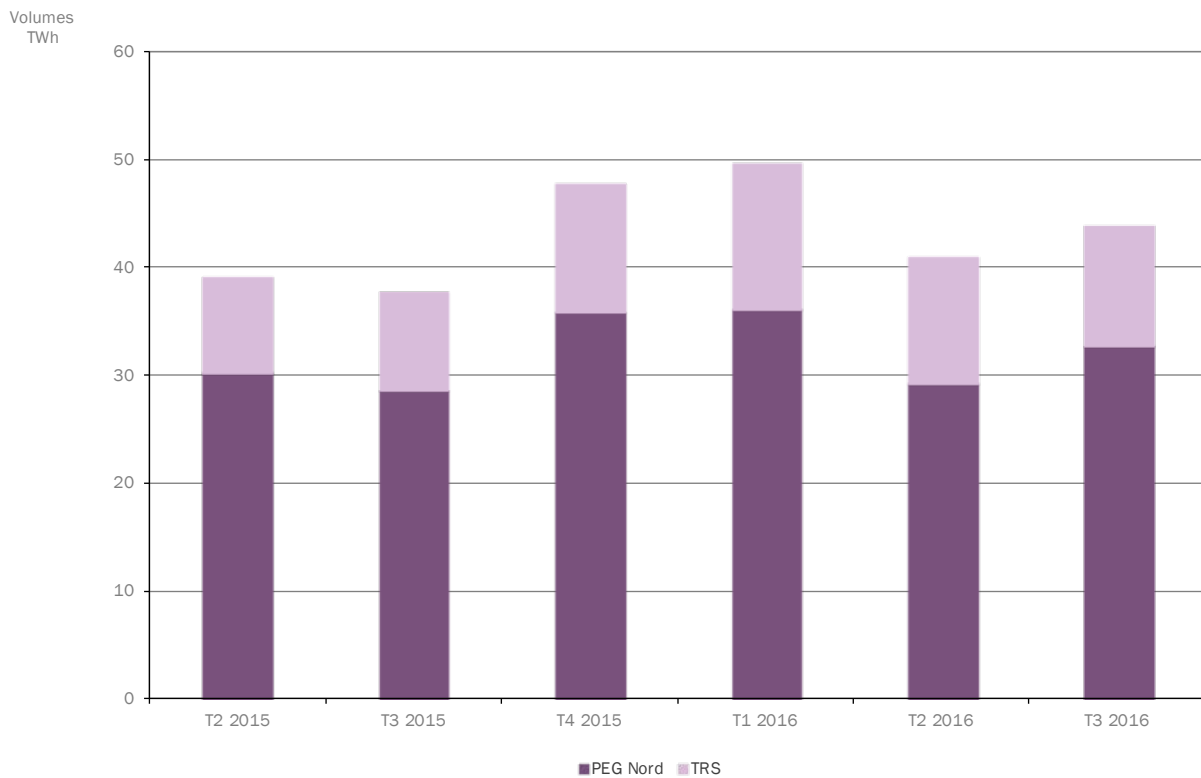
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit



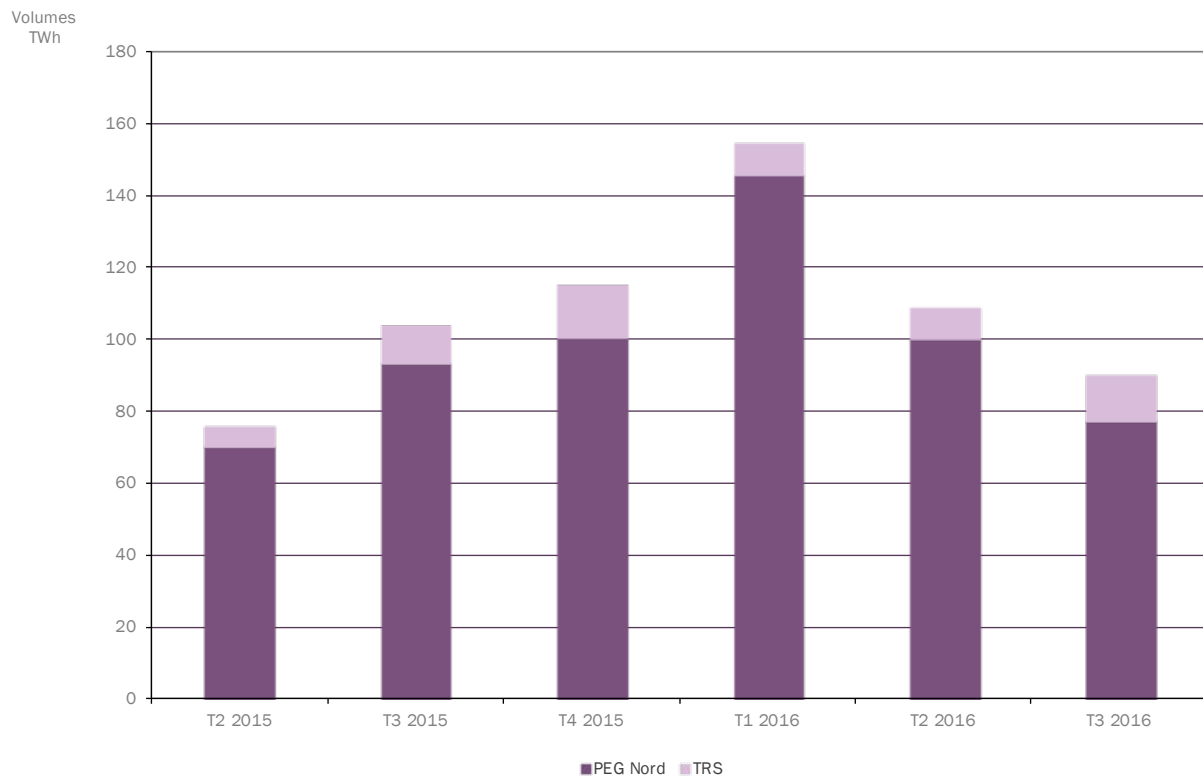
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



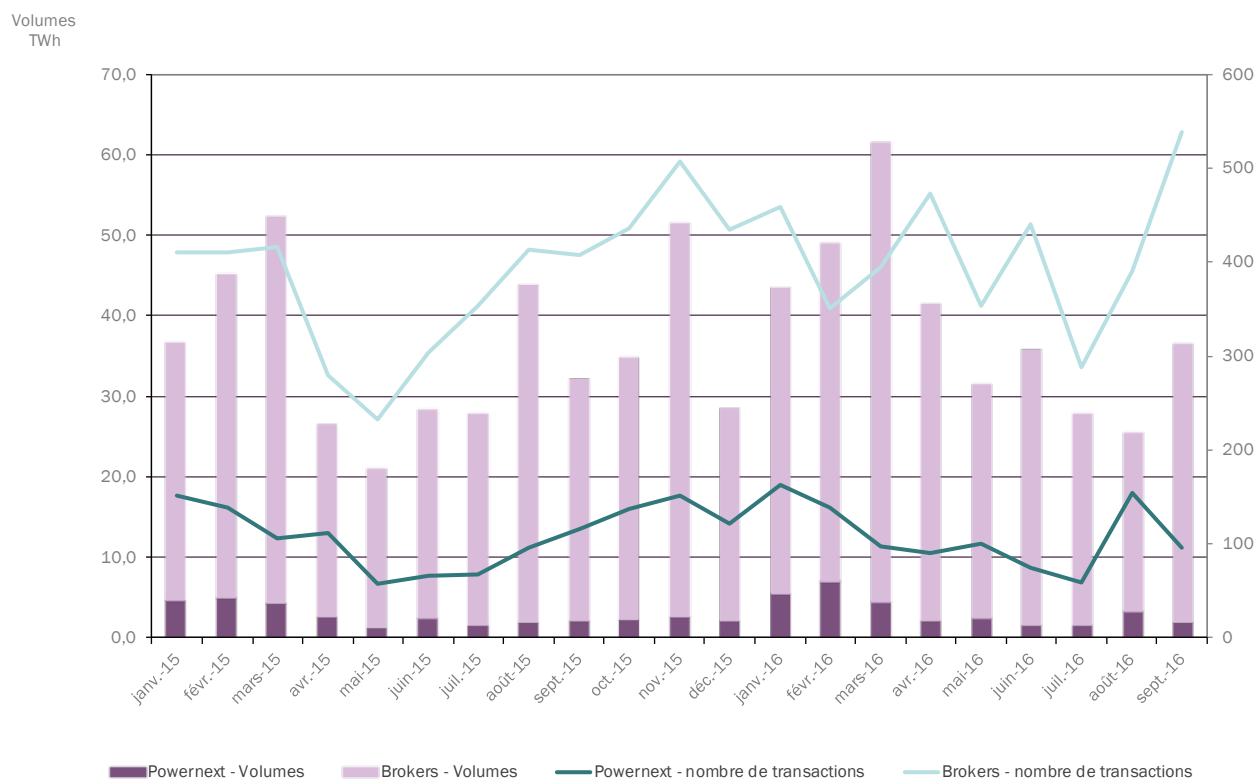
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 37 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



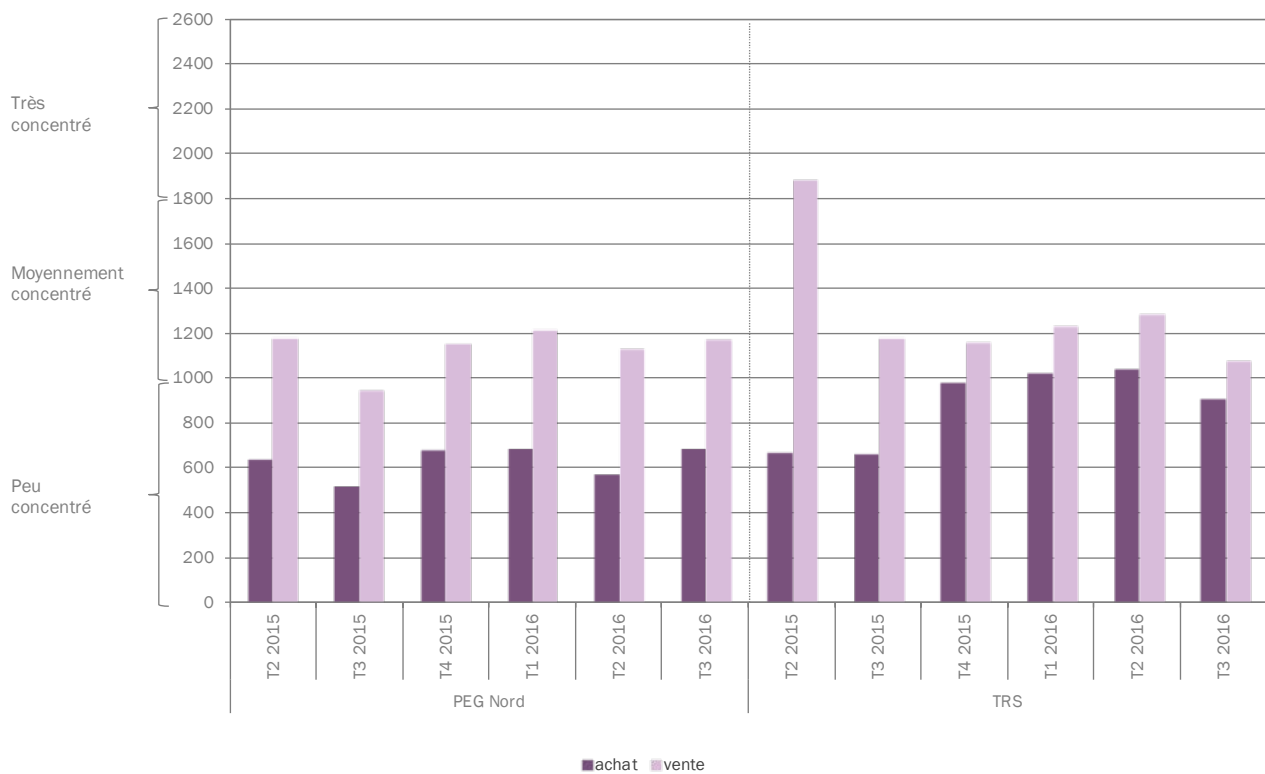
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 38 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



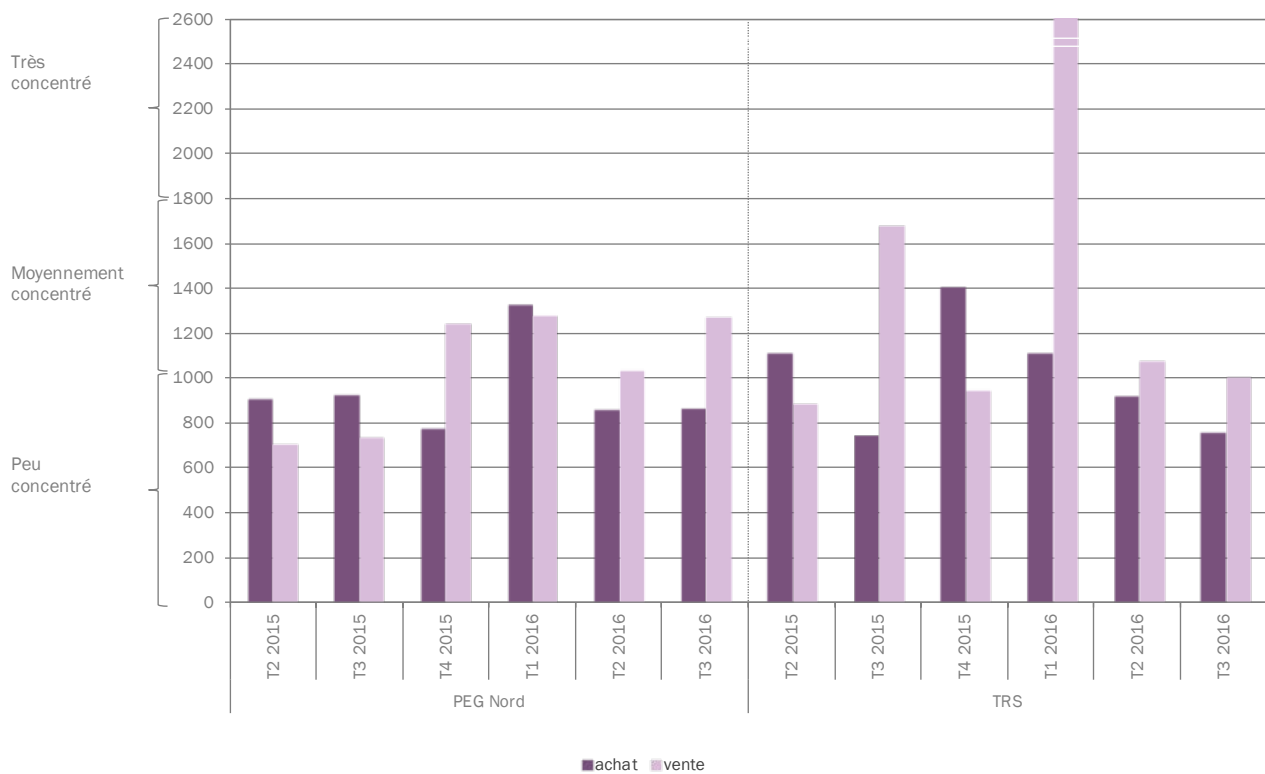
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 39 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 40 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

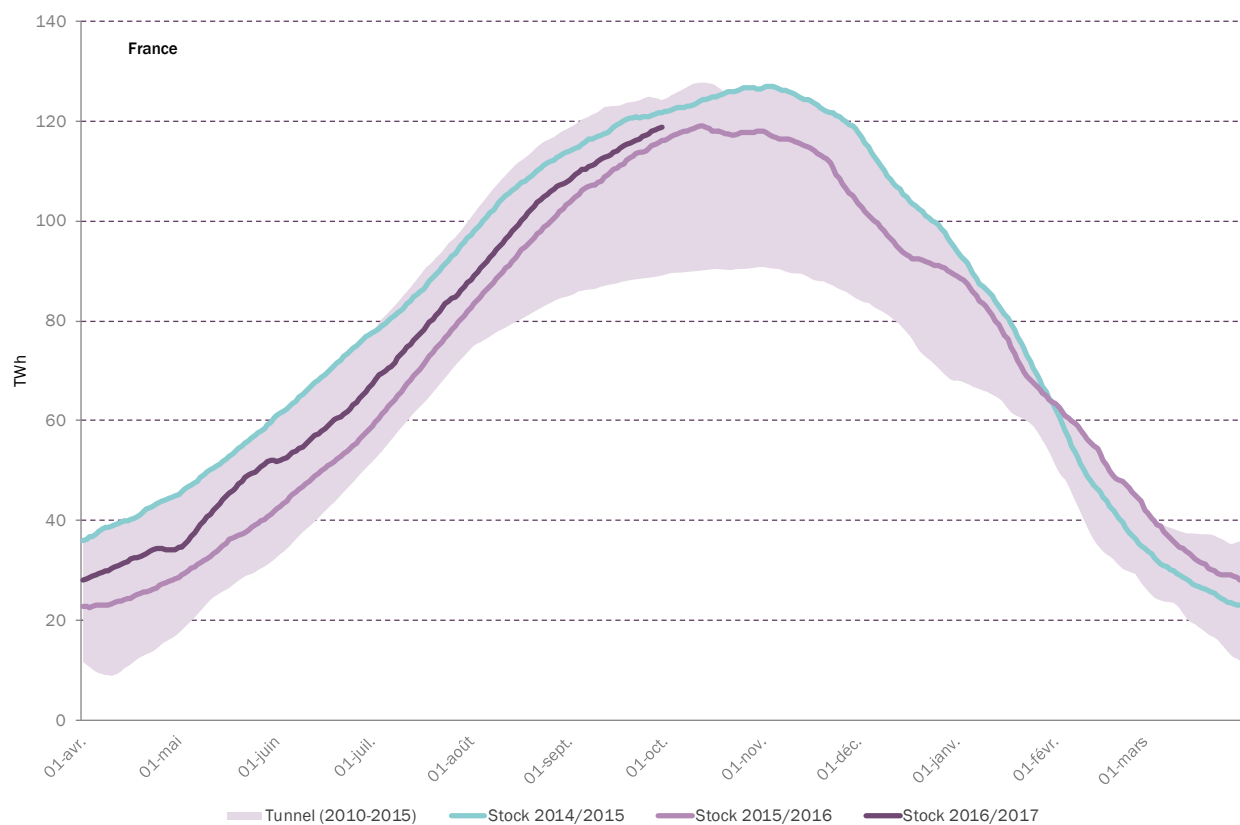
3.4 Fondamentaux

Figure 41 : Consommation de gaz en France



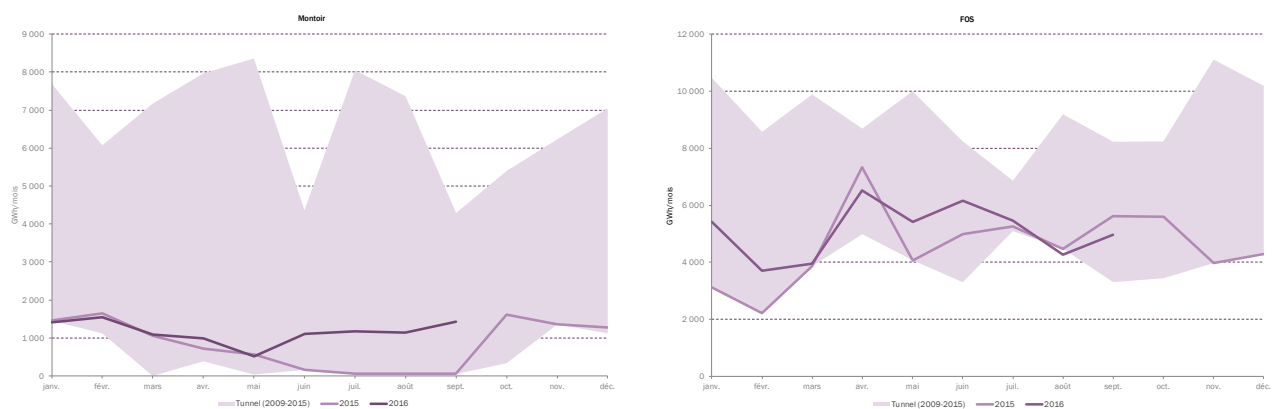
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Figure 42 : Niveaux des stocks en France



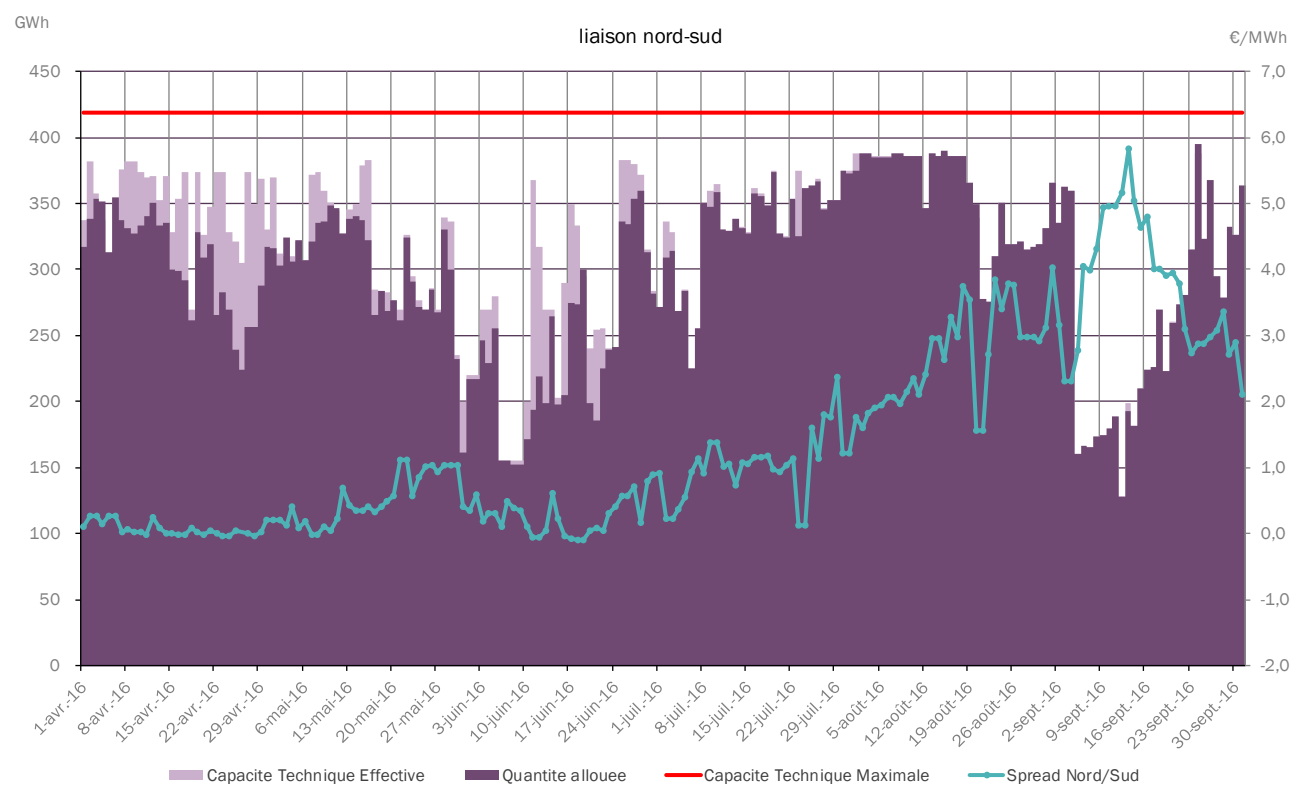
Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Figure 43 : Émissions des terminaux méthaniens



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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

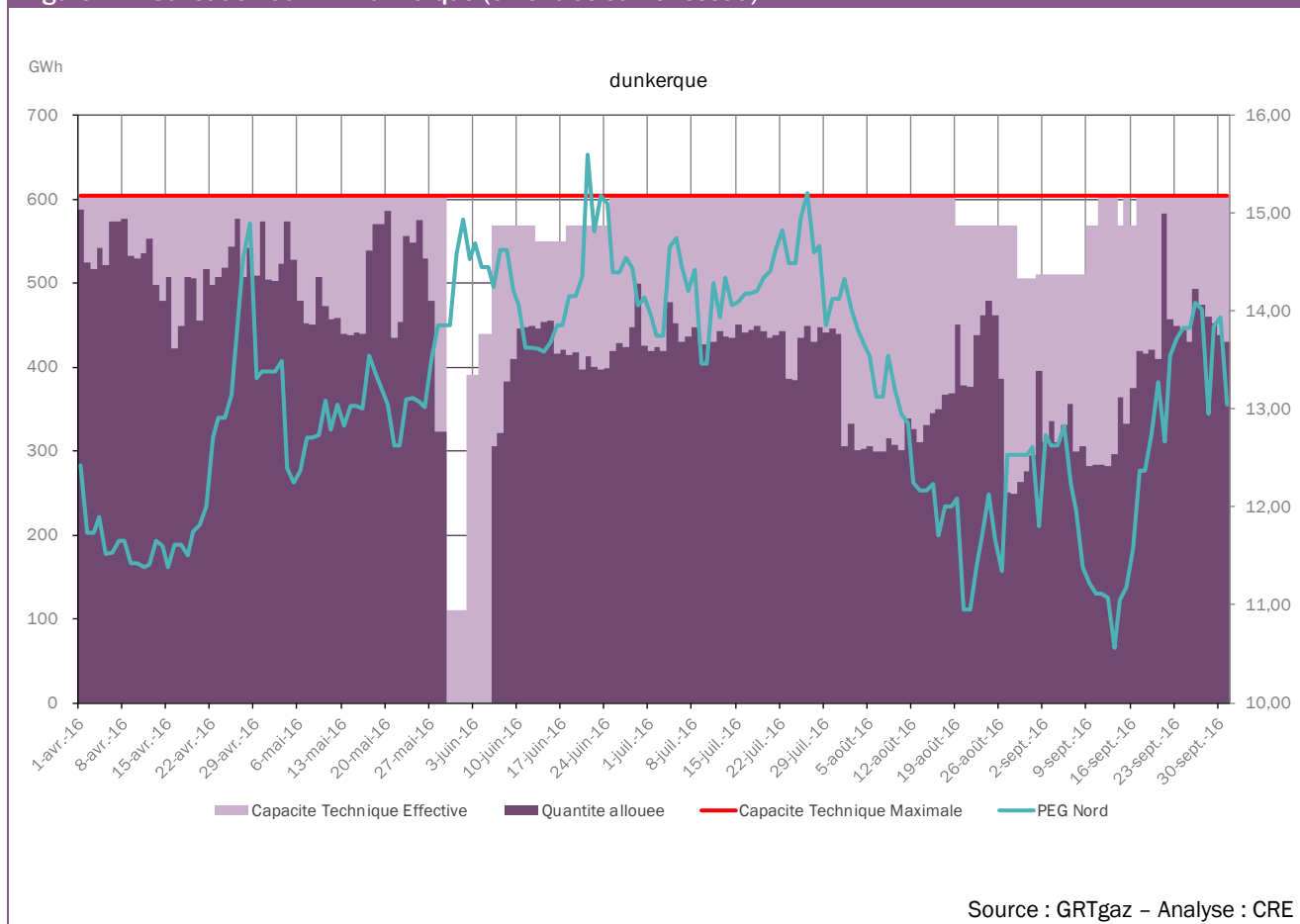
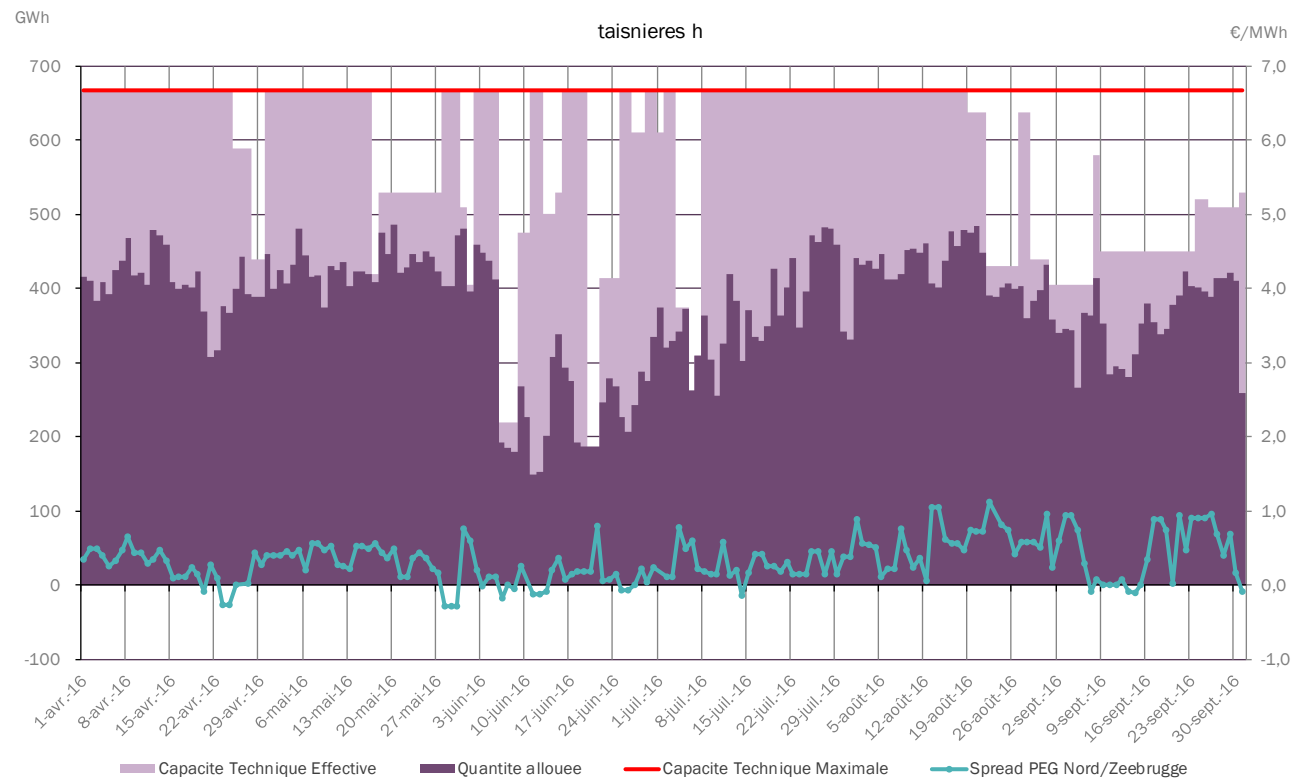
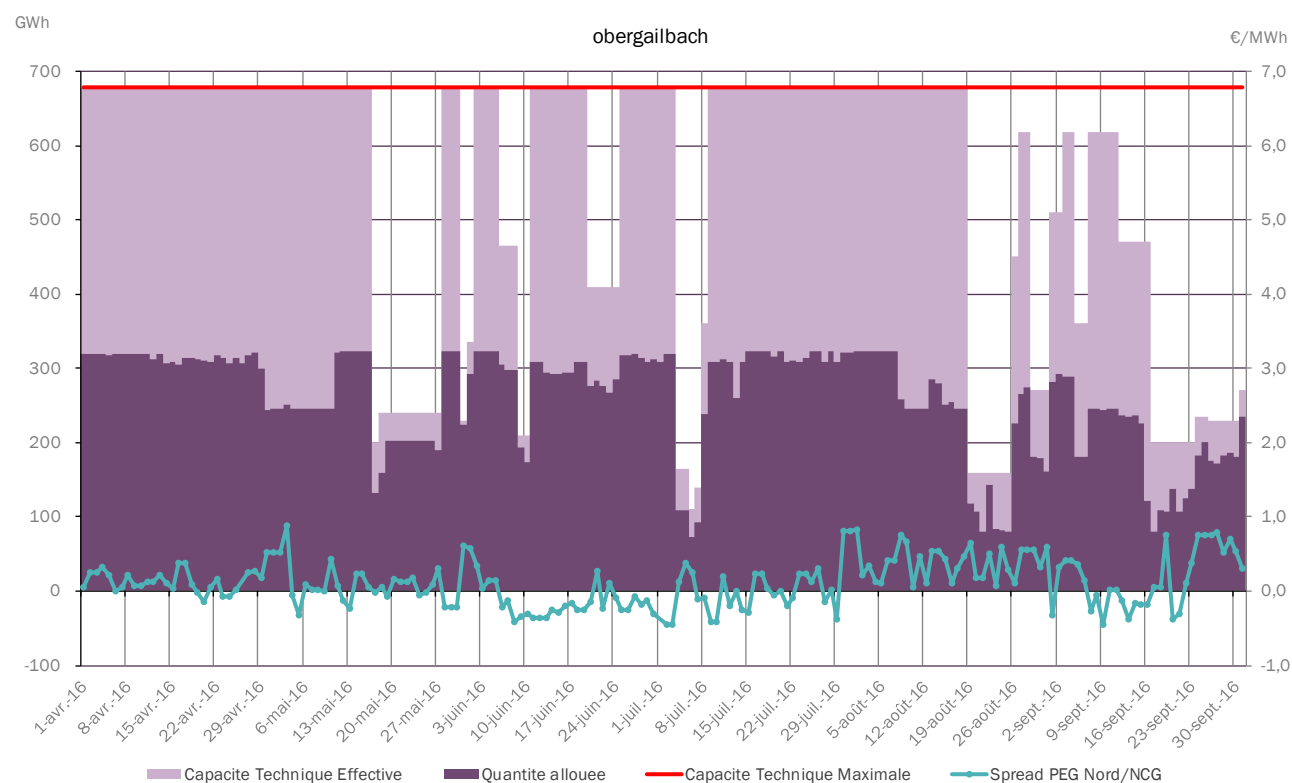


Figure 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



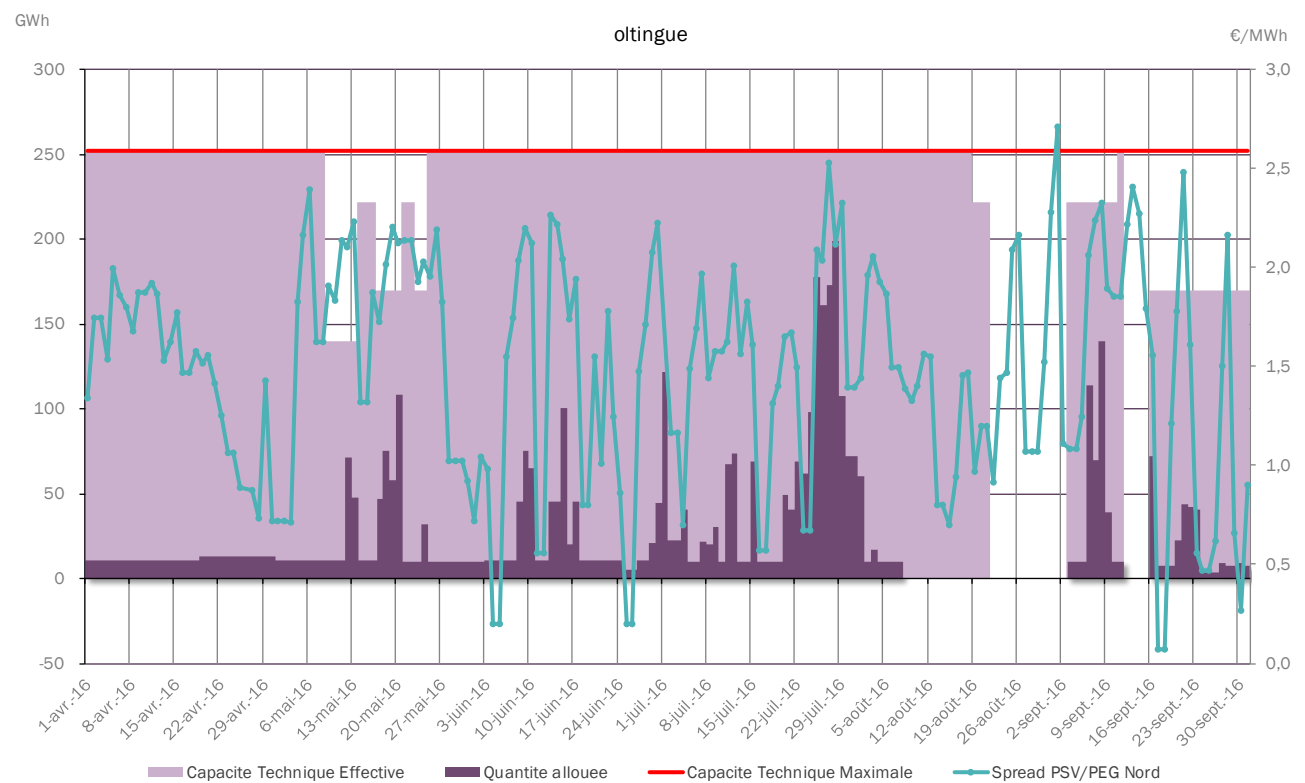
Source : Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source : Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source : Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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

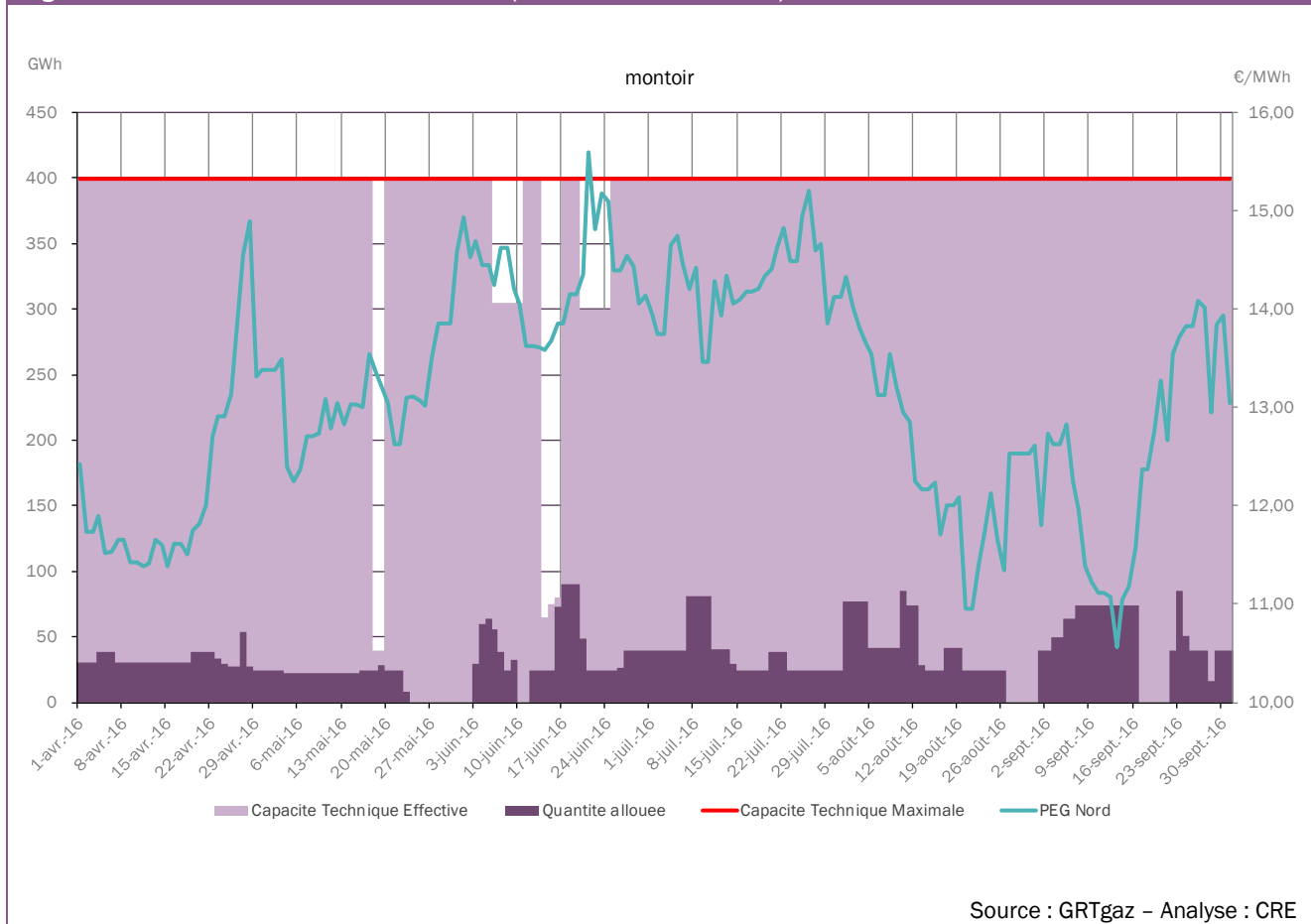
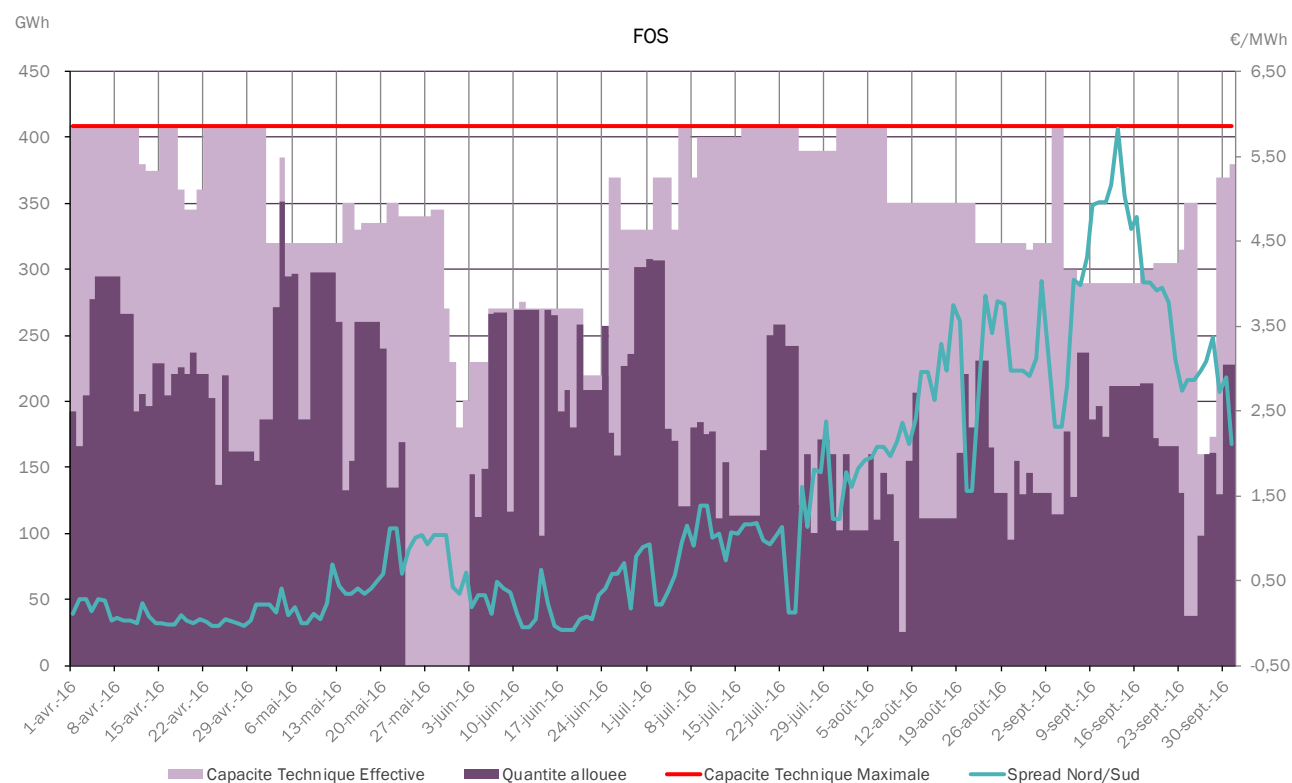
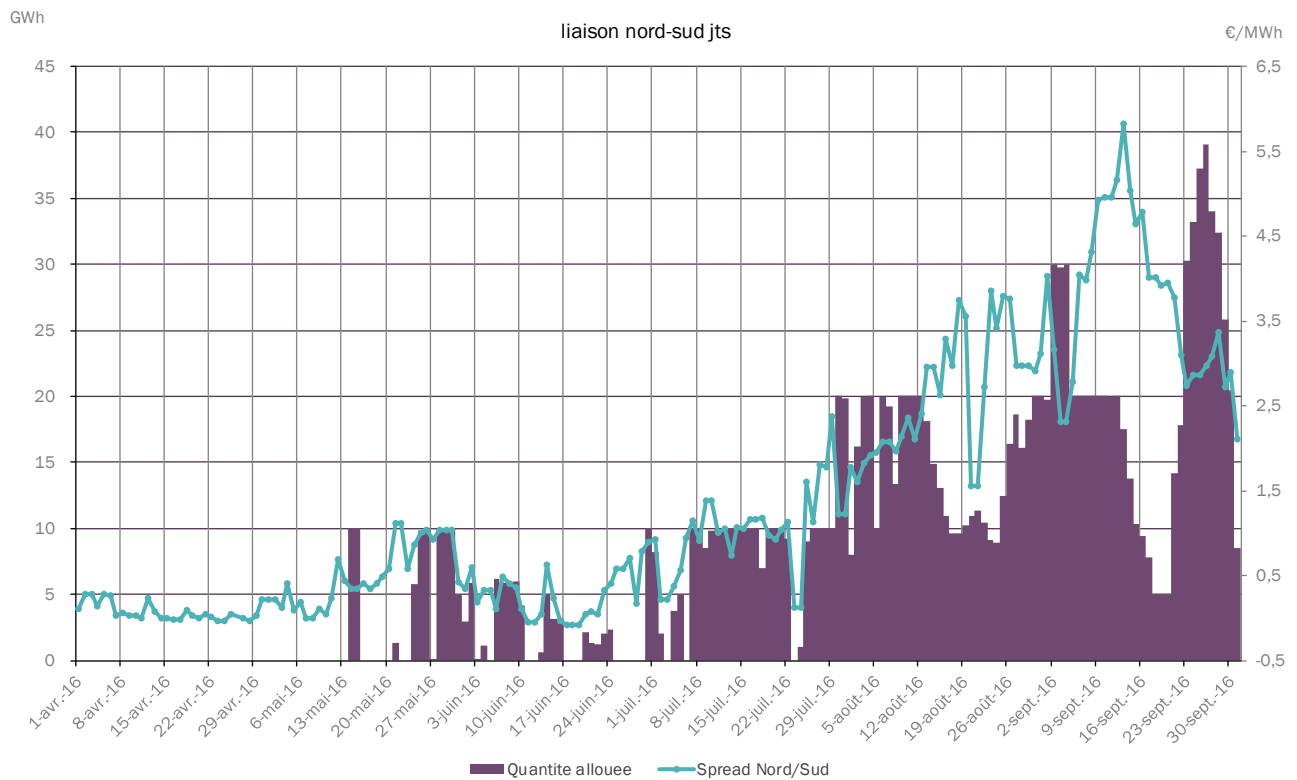


Figure 50 : Utilisation du PITM de Fos (en entrée sur le réseau)



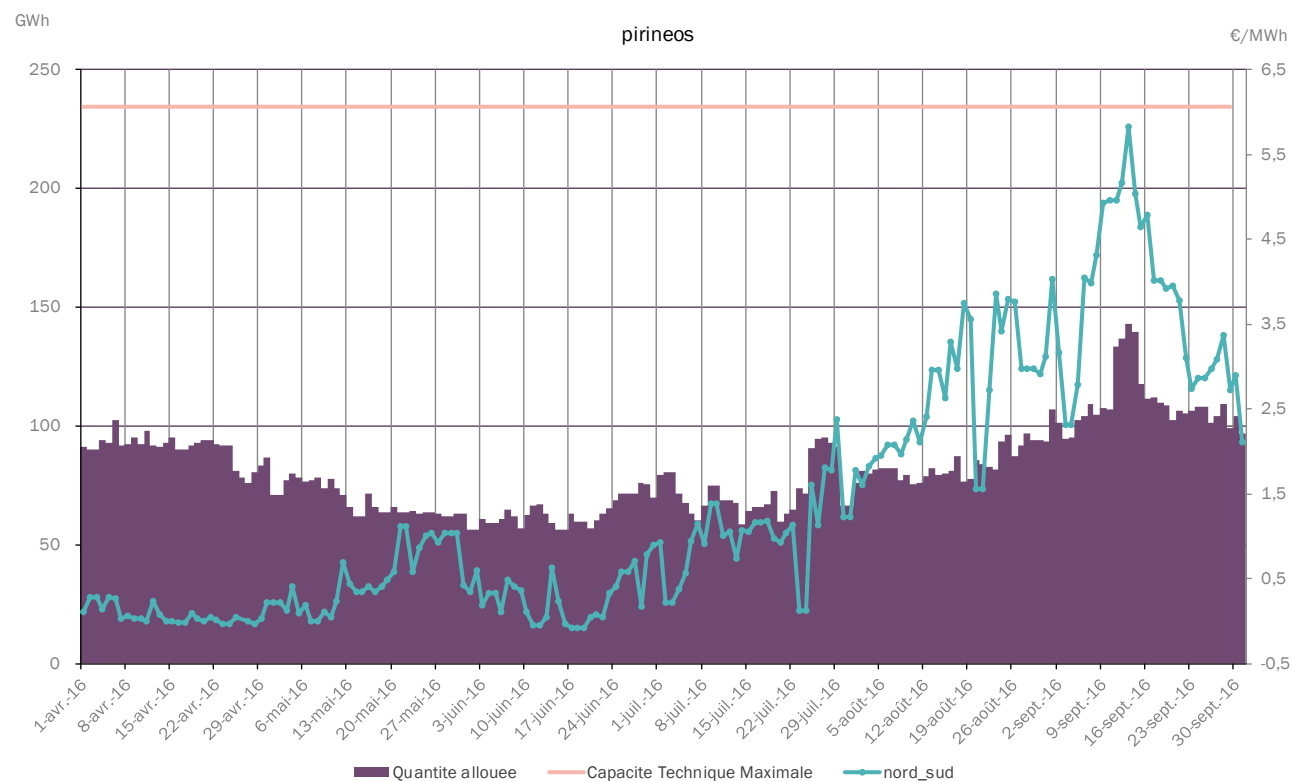
Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



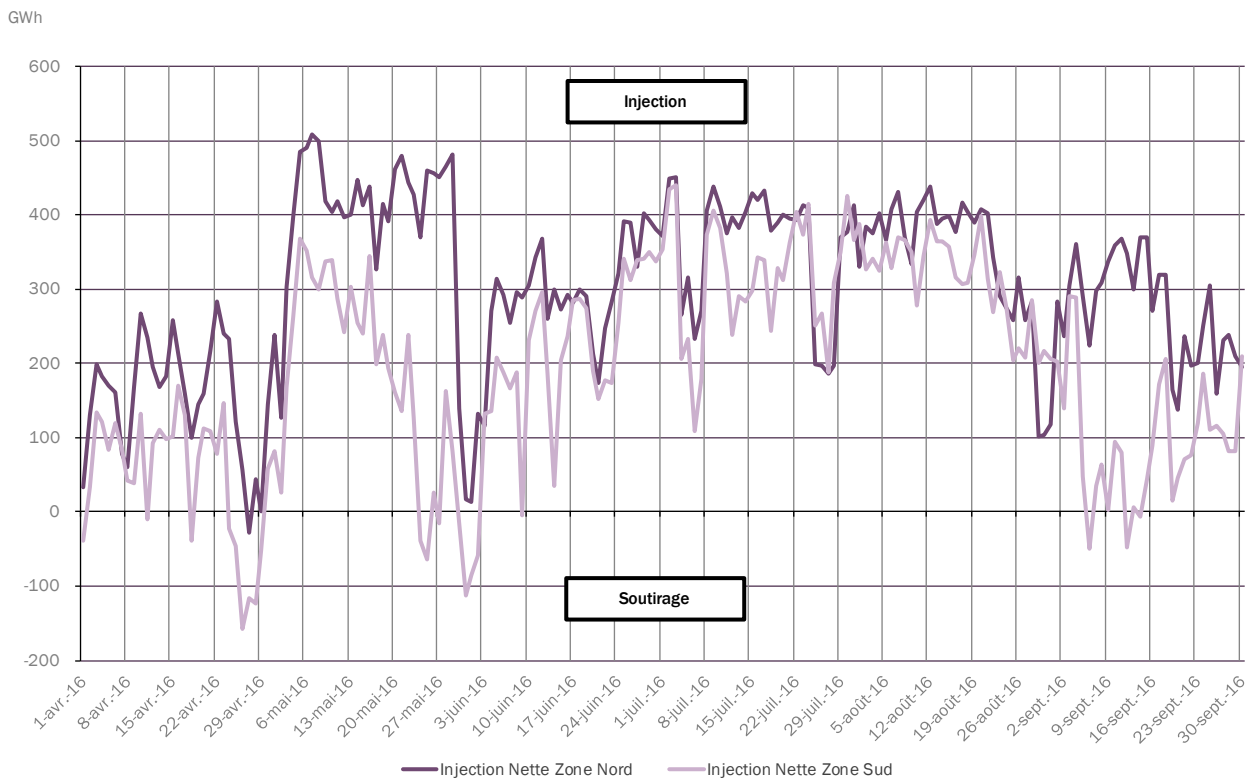
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 52 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



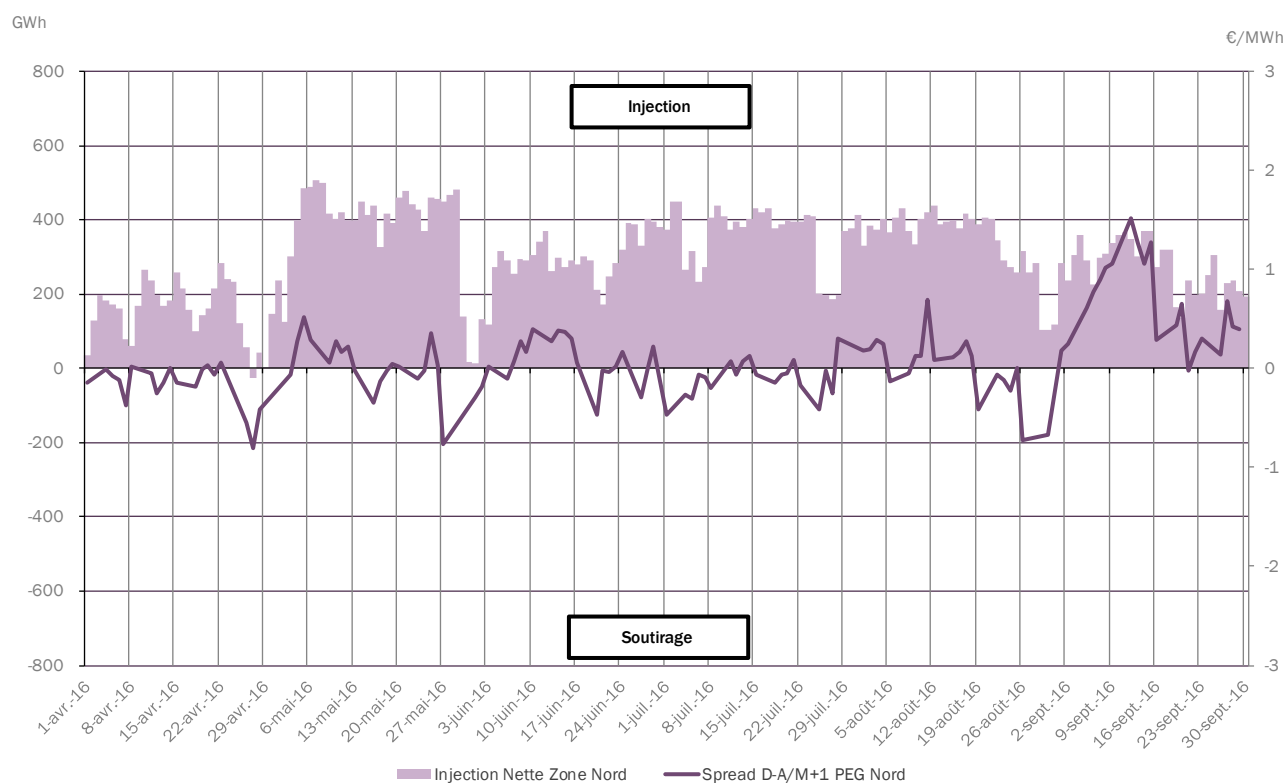
Source : Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Figure 53 : Utilisation des stockages



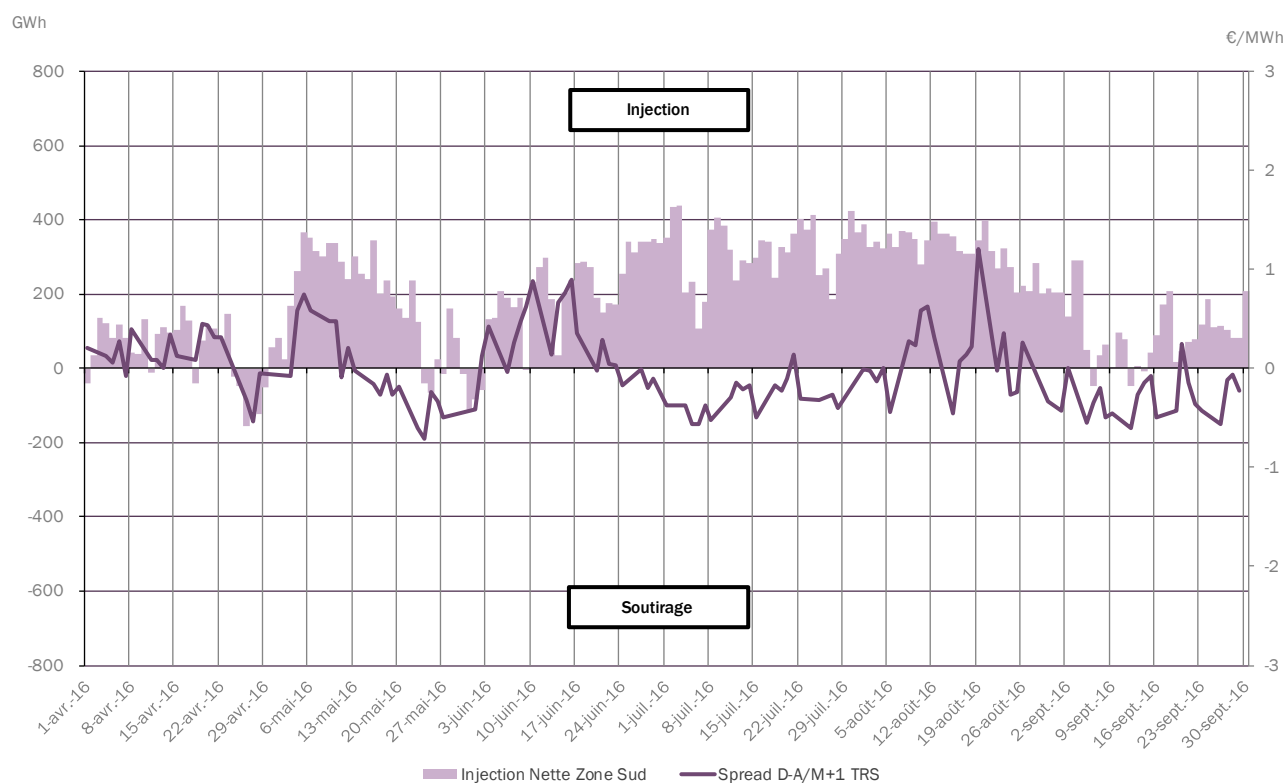
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Figure 54 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)



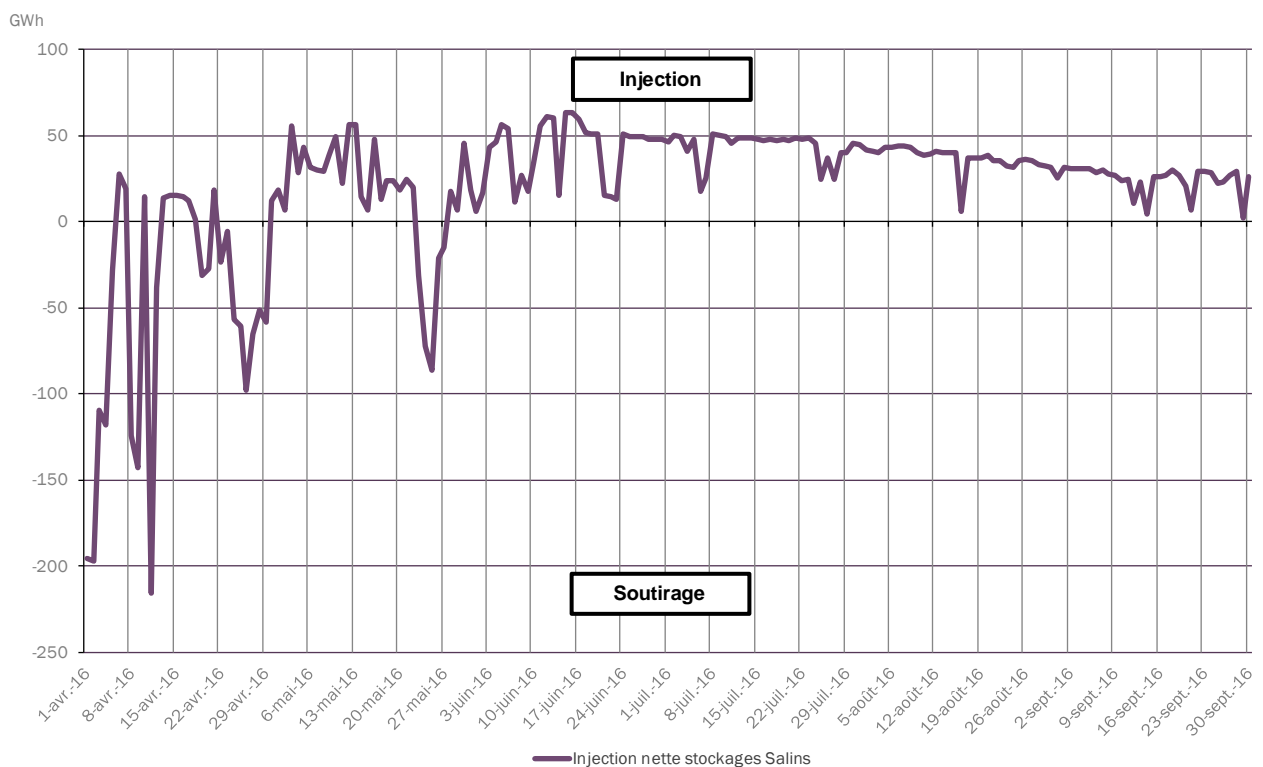
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 55 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 56 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

PARTIE 3 : **LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂**

1. DATES-CLES

26 mai 2015	Approbation du projet de réforme du marché EU ETS par la commission parlementaire de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité alimentaire (ENVI).
1 ^{er} 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 (MSR) de marché EU ETS. La MSR sera mise en place en 2018 et les premiers quotas seront placés dans la réserve dès le 1 ^{er} janvier 2019.
12 décembre 2015	Accord universel sur le climat à la suite de la COP21 (21 ^e Conférence des Parties) qui s'est tenue à Paris.
25 avril 2016	Annonce du Président de la république, lors de la conférence environnementale du 25 avril 2016, de créer un prix plancher pour le CO ₂ , de manière unilatérale, dès 2016.
24 juin 2016	Le Royaume-Uni se prononce, par référendum, en faveur de sa sortie de l'Union Européenne.
11 juillet 2016	La Ministre de l'environnement et de l'énergie, chargée des négociations sur le climat, a précisé le 11 juillet 2016 que la mesure envisagée concernerait uniquement les centrales à charbon.
21 octobre 2016	Le gouvernement français reporte l'instauration d'un prix plancher pour le CO ₂ .

2. CHIFFRES-CLES

Tableau 11 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO₂

						Variation trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	1682	2127	1998	1948	1461	-25%	-487	-13%	-222
Volumes EUA	1655	2096	1995	1928	1450	-25%	-477	-12%	-205
bourse	1368	1700	1707	1582	1199	-24%	-383	-12%	-169
brokers	287	396	288	346	251	-27%	-94	-13%	-36
Volumes CER	27	31	4	21	10	-50%	-10	-62%	-17
bourse	22	23	2	9	8	-11%	-1	-64%	-14
brokers	5,0	8,1	1,7	11,5	2,2	-81%	-9,3	-55%	-2,8
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	205	193	264	262	163	-38%	-99	-20%	-42
EUA futurs (Déc'15 à Déc'18)	1018	1408	1316	1248	888	-29%	-360	-13%	-130
Déc'15	738	790							
Déc'16	155	477	1138	1000	705	-30%	-295	355%	550
Déc'17	90	111	122	178	119	-33%	-59	32%	29
Déc'18	35	30	56	70	64	-9%	-6	83%	29

Source : ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 12 : Évolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO₂

						Variation trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO ₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	7,5	7,8	5,2	5,3	4,2	-22%	-1,19	-44%	-3,33
Prix moyen spot EUA	8,0	8,4	5,6	5,8	4,5	-21%	-1,20	-43%	-3,42
Prix moyen spot CER	0,5	0,6	0,4	0,4	0,4	-4%	-0,02	-19%	-0,09
Prix futur (€/tCO ₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'15 EUA	8,00	8,44							
Prix moyen Déc'16 EUA	8,08	8,47	5,63	5,77	4,55	-21%	-1,21	-44%	-3,52
Prix moyen Déc'17 EUA	8,19	8,57	5,69	5,81	4,59	-21%	-1,22	-44%	-3,60
Prix moyen Déc'18 EUA	8,31	8,70	5,78	5,86	4,63	-21%	-1,23	-44%	-3,68
CER									
Prix moyen Déc'15 CER	0,48	0,61							
Prix moyen Déc'16 CER	0,45	0,53	0,38	0,40	0,39	-3%	-0,01	-13%	-0,06
Prix moyen Déc'17 CER	0,44	0,53	0,39	0,40	0,38	-4%	-0,02	-14%	-0,06
Prix moyen Déc'18 CER	0,45	0,53	0,39	0,41	0,40	-2%	-0,01	-11%	-0,05

Source : ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

						Variation trimestrielle T3 2016 / T2 2016		Variation annuelle T3 2016 / T3 2015	
	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	48,7	42,7	35,7	42,9	52,1	21%	9,2	7%	3,4
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	23,1	22,2	17,5	19,4	20,2	4%	0,8	-13%	-2,9
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	2,8	5,0	3,8	6,1	8,2	34%	2,1	195%	5,4

Source : NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

3. GRAPHIQUES

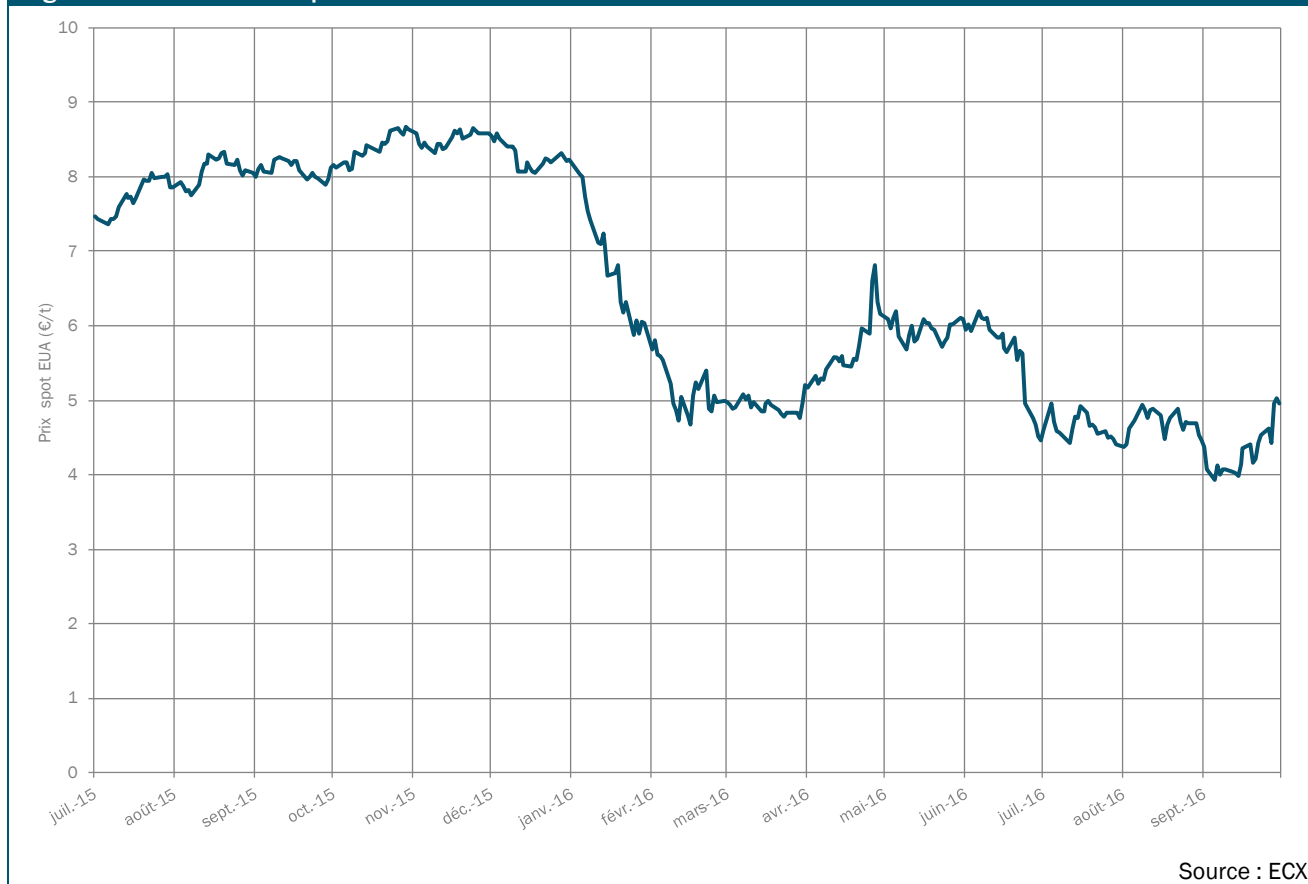
Figure 57 : Évolution des prix EUA

Figure 58 : Évolution de l'écart de prix spot EUA et CER

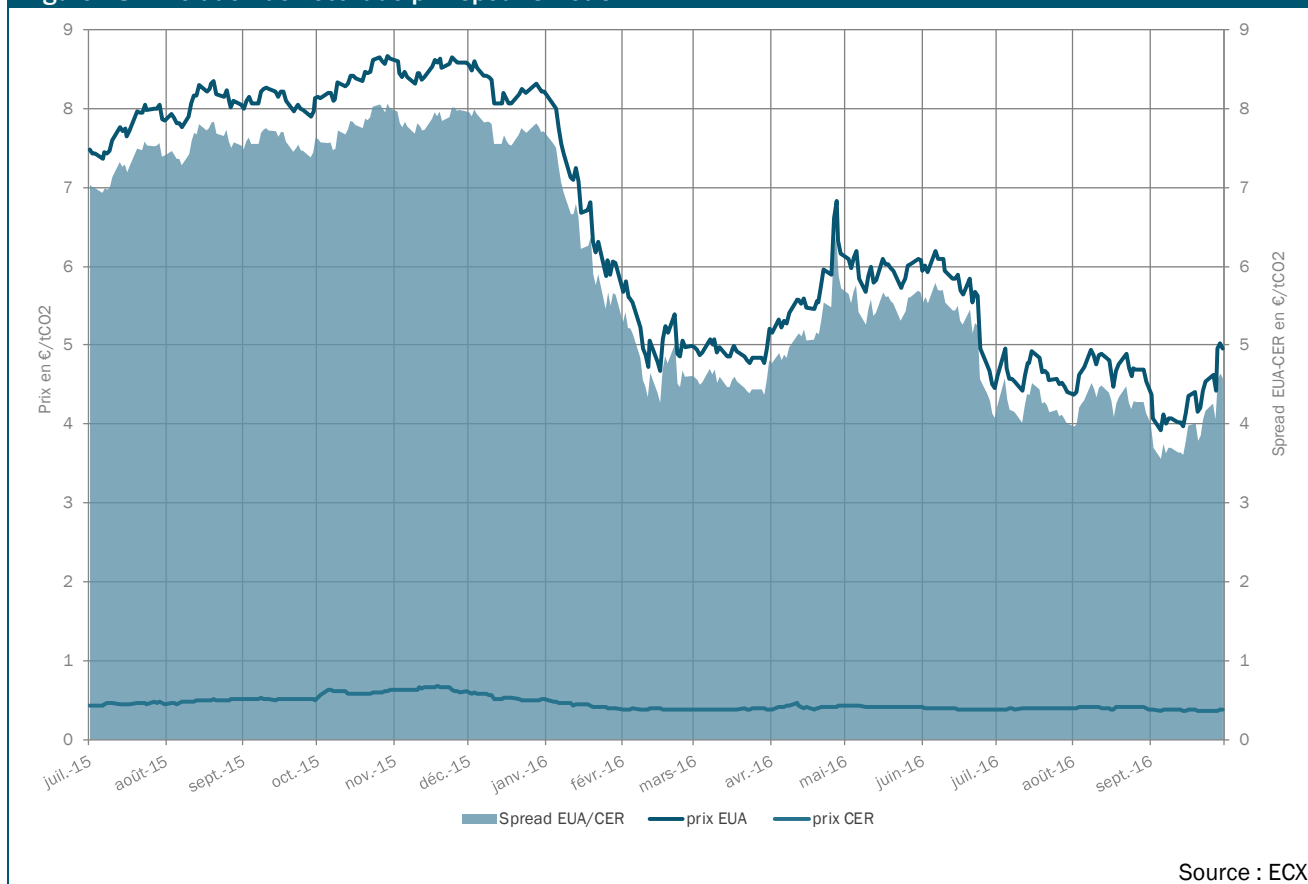


Figure 59 : Évolution des prix spot et à terme EUA et CER

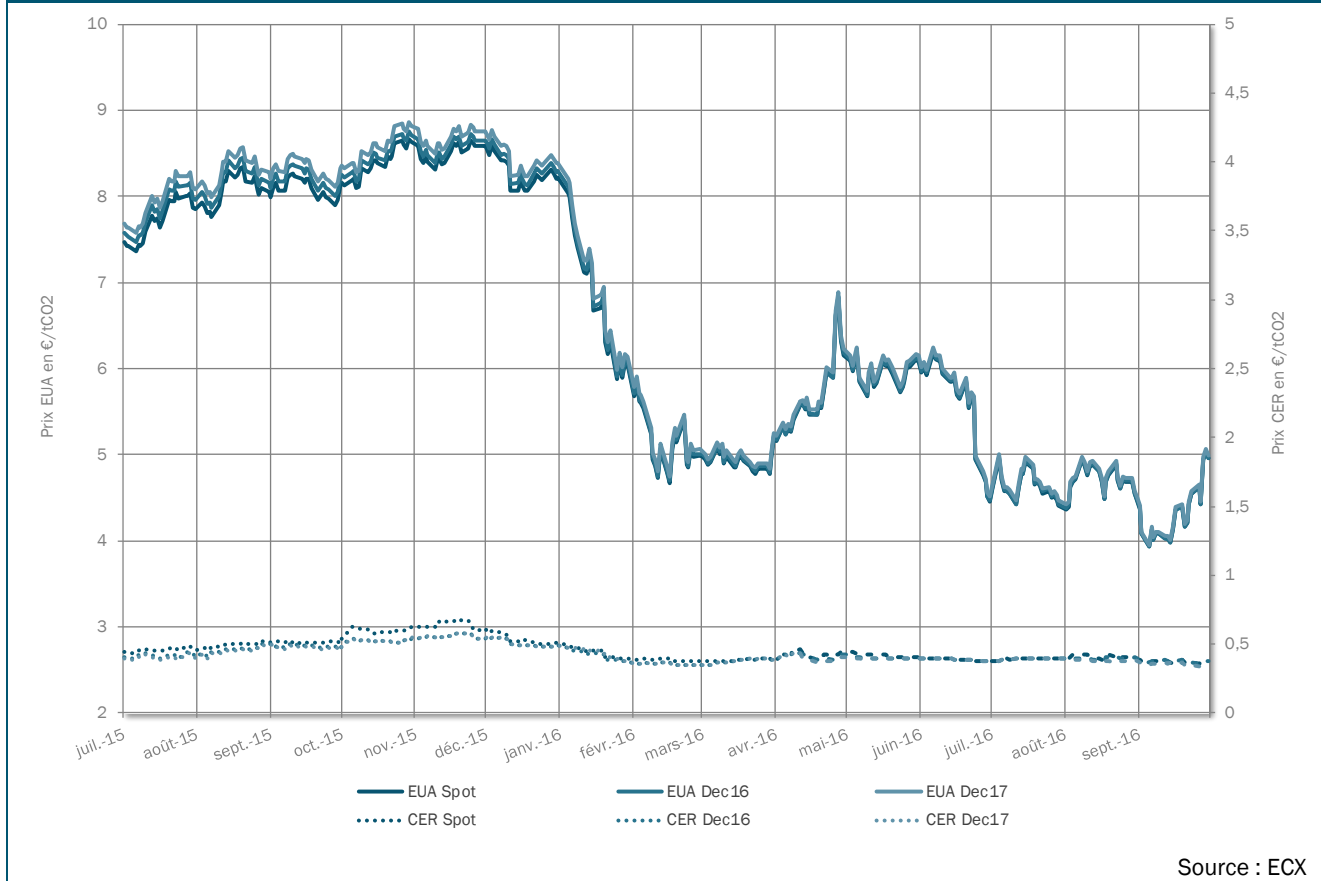
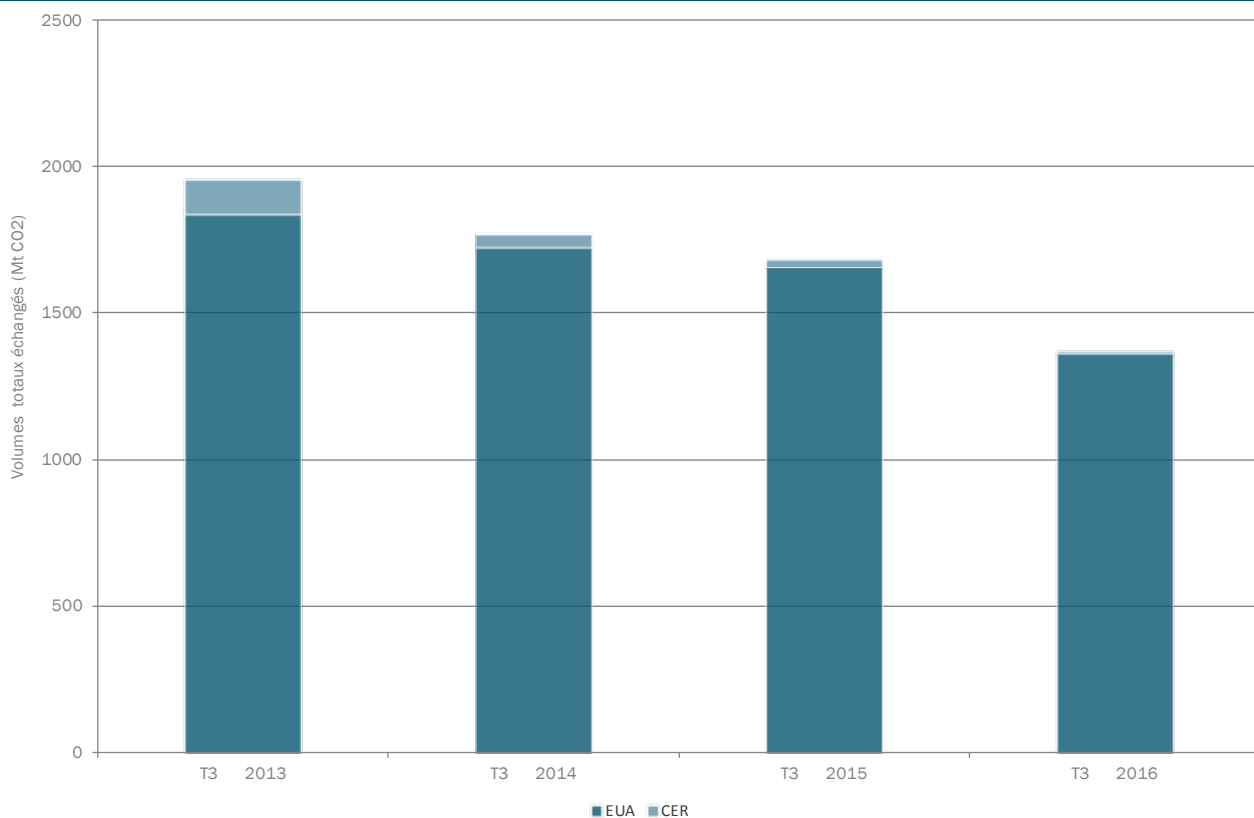
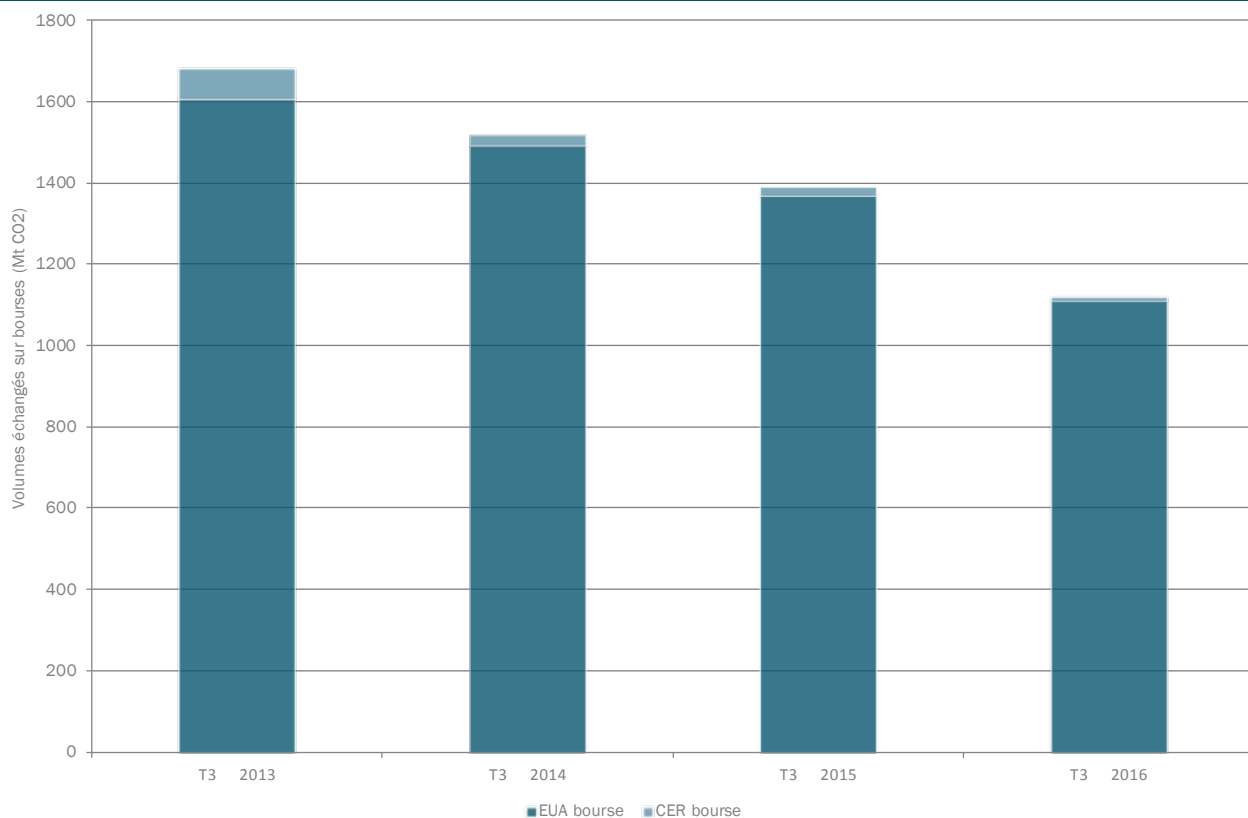


Figure 60 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers



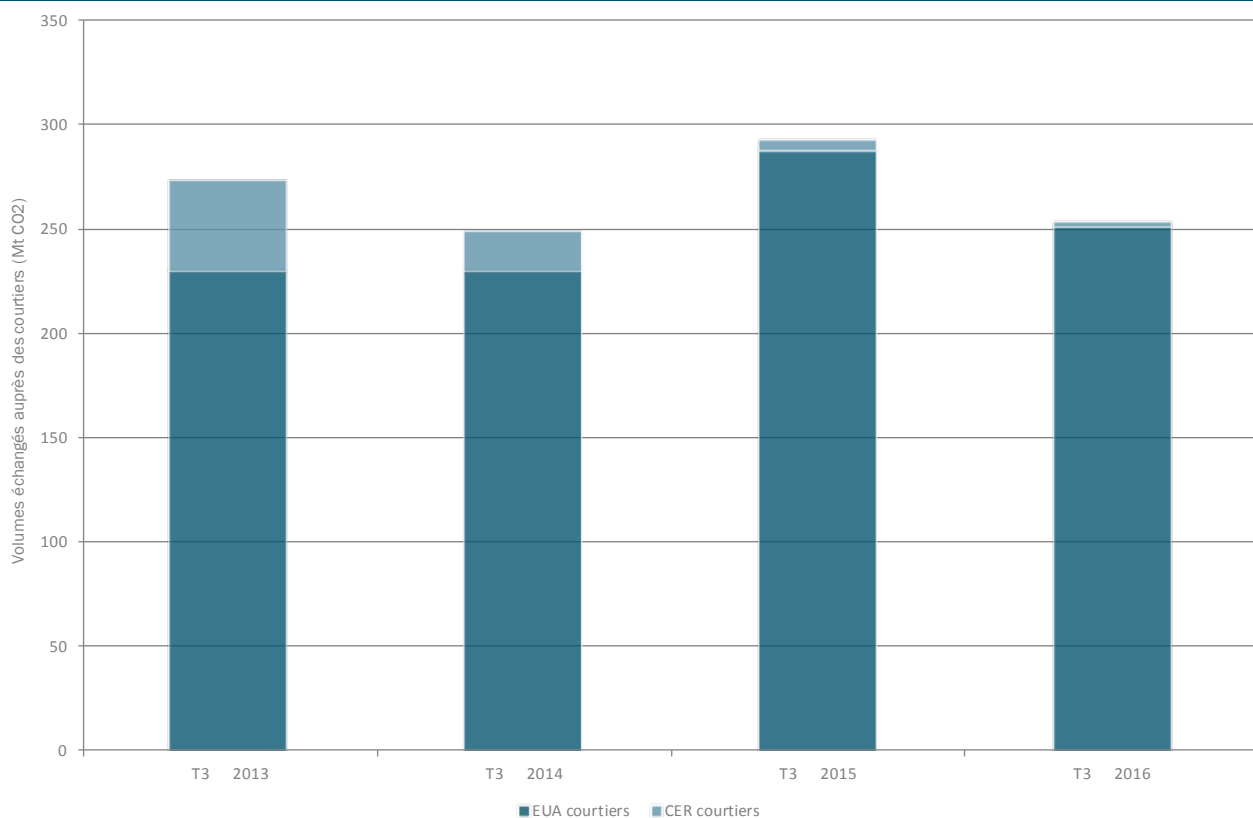
Source : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Figure 61 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse



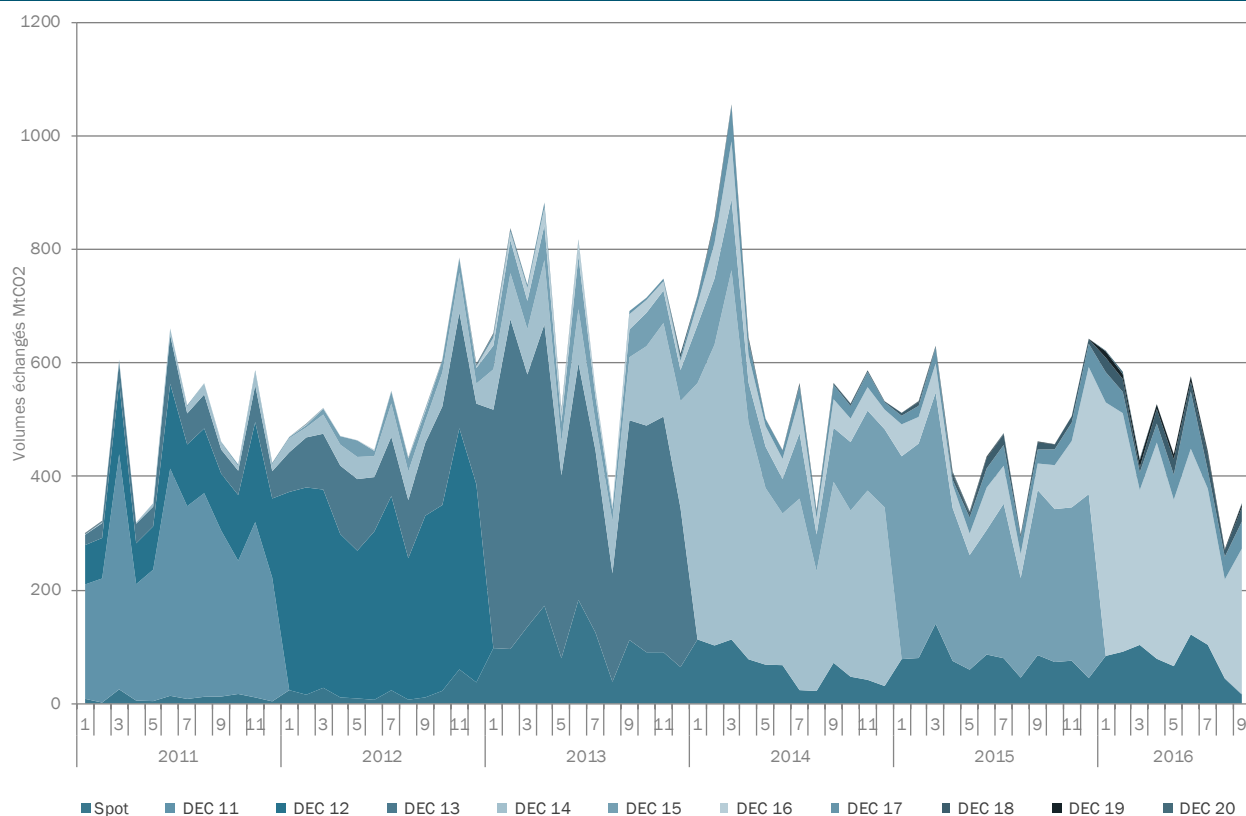
Source : Bluenext, ECX, EEX

Figure 62 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers



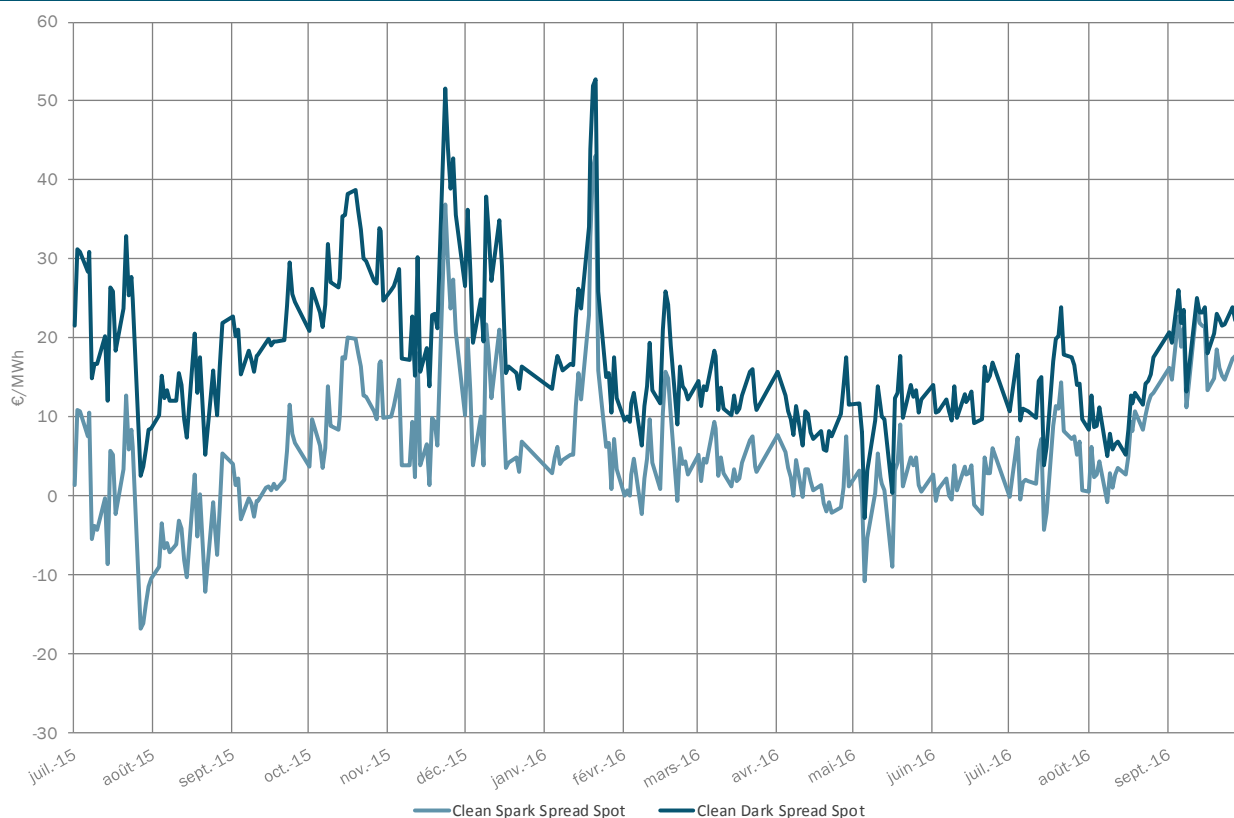
Source : LEBA

Figure 63 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



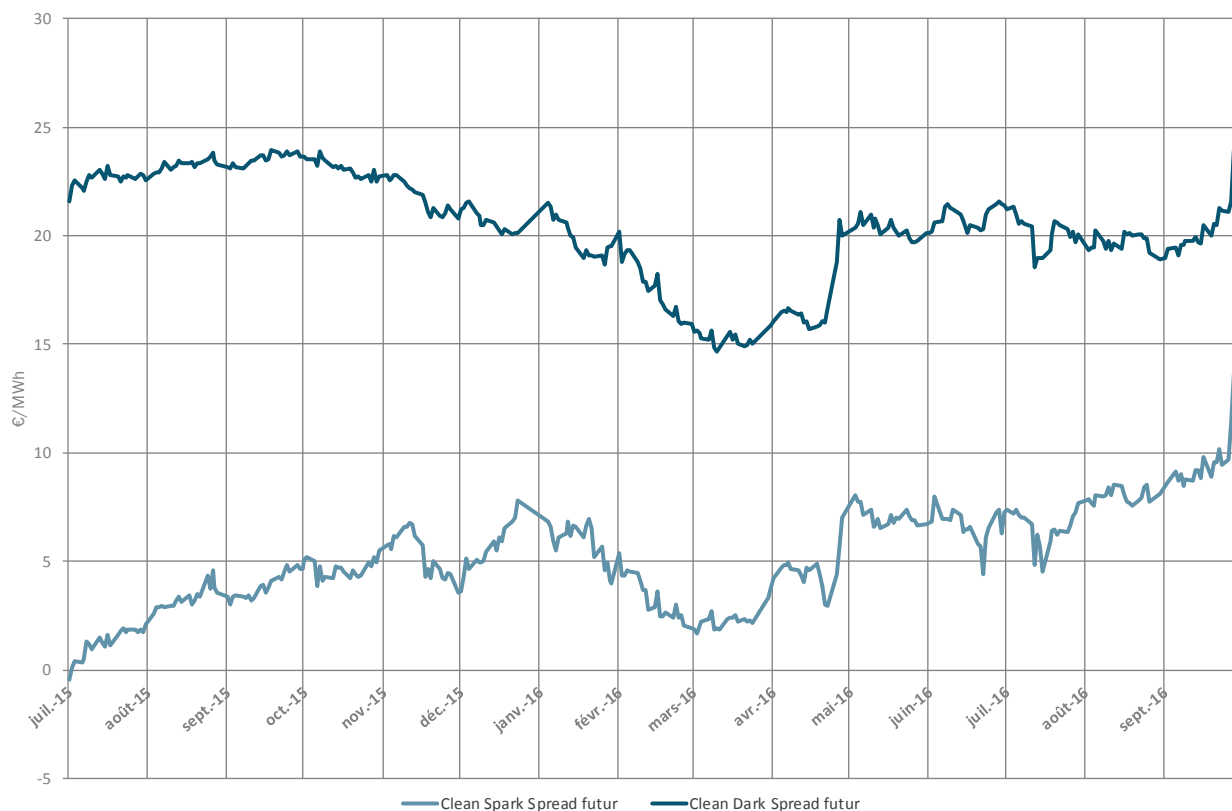
Source : ECX, EEX.

Figure 64 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe



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

Figure 65 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread future sur la pointe



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

Clean Dark Spread (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$	Clean Spark Spread (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$
<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh) • p_C prix M+1 ou Y+1 charbon (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO₂ (€/MWh) • α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon* • β le facteur d'émission charbon** 	<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 gaz*** • δ le facteur d'émission gaz****
<p>* 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.</p> <p>** Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂/MWh pour les centrales à charbon.</p> <p>*** Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz.</p> <p>**** Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO₂/MWh pour les centrales à gaz.</p>	

Figure 66 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)

Source : Heren, EEX

GLOSSAIRE

GLOSSAIRE COMMUN

Livraison sur le marché de gros : déclaration journalière d'un acteur, auprès d'un Gestionnaire de Réseau de Transport, des échanges de gaz ou d'électricité devant avoir lieu le lendemain avec chacune de ses contreparties. Chaque livraison peut résulter d'une ou plusieurs transactions préalablement conclues sur le marché de gros.

Produit forward : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marché de gré à gré).

Produit future : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marchés organisés).

Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

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

Transaction sur le marché de gros : conclusion d'un contrat entre deux acteurs du marché de gros portant sur la livraison de gaz ou d'électricité sur une période déterminée à un prix donné. Le nombre de transactions sur un marché de gros traduit son niveau d'activité, ou liquidité.

GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ELECTRICITE

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)** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext

- **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
- **Achats et ventes sur Powernext, la bourse française de l'électricité** : www.powernext.fr
- **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
- **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **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.

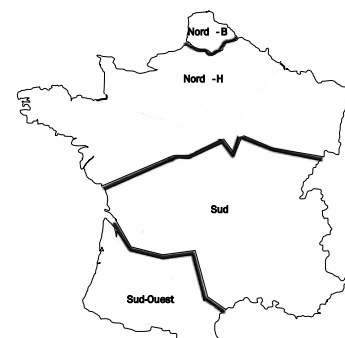
Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

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.

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.

INDEX DES GRAPHIQUES

Figure 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre	6
Figure 2 : Températures	7
Figure 3 : Evolution des prix des commodités	9
Figure 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France	10
Figure 5 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	18
Figure 6 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	19
Figure 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédiaire et sur la bourse EPEX SPOT	20
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	21
Figure 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	22
Figure 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire	23
Figure 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	24
Figure 12 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	25
Figure 13 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne	26
Figure 14 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe	27
Figure 15 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	28
Figure 16 : Consommation	29
Figure 17 : Taux de disponibilité nucléaire	30
Figure 18 : Taux de production de la filière charbon	31
Figure 19 : Taux de production de la filière gaz	32
Figure 20 : Taux de production de la filière hydraulique	33
Figure 21 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)	34
Figure 22 : Solde exportateur	35
Figure 23 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2016	36
Figure 24 : Indice de concentration HHI – injections T3 2016	37
Figure 25 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2016	38
Figure 26 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe	43
Figure 27 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	44
Figure 28 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	45
Figure 29 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	46
Figure 30 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	47
Figure 31 : Prix mondiaux du gaz	48
Figure 32 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	49
Figure 33 : Livraisons aux PEG	50
Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit	51
Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	52
Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	53
Figure 37 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	54
Figure 38 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	55

Figure 39 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	56
Figure 40 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	57
Figure 41 : Consommation de gaz en France	58
Figure 42 : Niveaux des stocks en France	59
Figure 43 : Émissions des terminaux méthaniers	59
Figure 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)	60
Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)	61
Figure 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)	62
Figure 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	63
Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)	64
Figure 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)	65
Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)	66
Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	67
Figure 52 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud	68
Figure 53 : Utilisation des stockages	69
Figure 54 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)	70
Figure 55 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)	71
Figure 56 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud	72
Figure 57 : Évolution des prix EUA	75
Figure 58 : Évolution de l'écart de prix spot EUA et CER	76
Figure 59 : Évolution des prix spot et à terme EUA et CER	77
Figure 60 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers	78
Figure 61 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse	79
Figure 62 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers	80
Figure 63 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA	81
Figure 64 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe	82
Figure 65 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread future sur la pointe	83
Figure 66 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)	84

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité.....	15
Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre.....	15
Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre.....	16
Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production	16
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	16
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	16
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité.....	17
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz	41
Tableau 9 : Prix	41
Tableau 10 : Négocce	42
Tableau 11 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO ₂	74
Tableau 12 : Évolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	74
Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux.....	74

