



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



OBSERVATOIRE

4^E TRIMESTRE 2016 (DONNÉES AU 31/12/2016)

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.

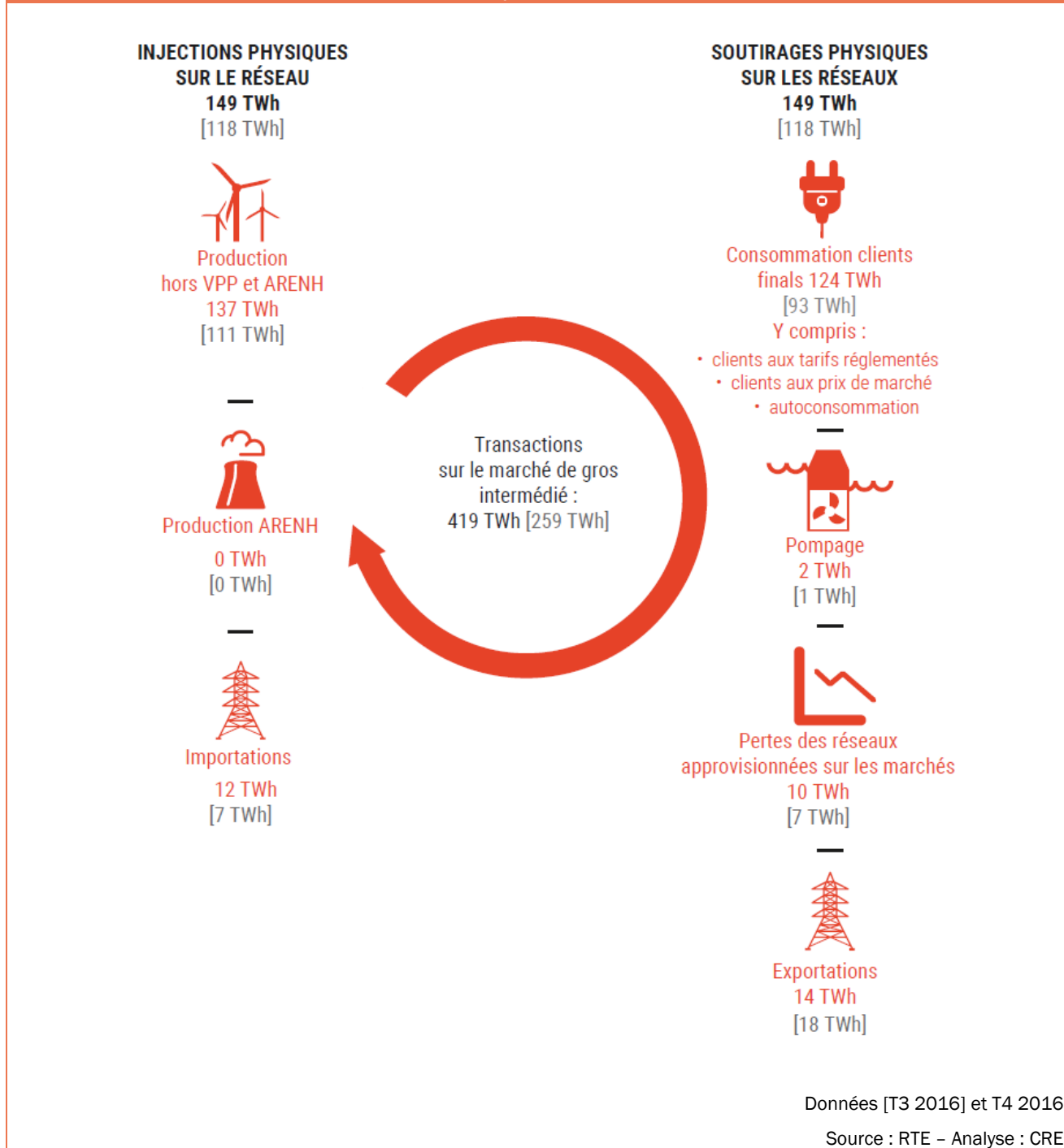
SOMMAIRE

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-CLÉS	14
2. CHIFFRES-CLÉS.....	15
3. GRAPHIQUES	18
PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ.....	39
1. DATES-CLÉS	39
2. CHIFFRES-CLÉS.....	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-CLÉS	73
2. CHIFFRES-CLÉS.....	74
3. GRAPHIQUES	75
GLOSSAIRE.....	81
INDEX DES GRAPHIQUES ET TABLEAUX	84

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

PARTIE 1 : **LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ**

Figure 1 : Bilan physique du système électrique français au cours du trimestre

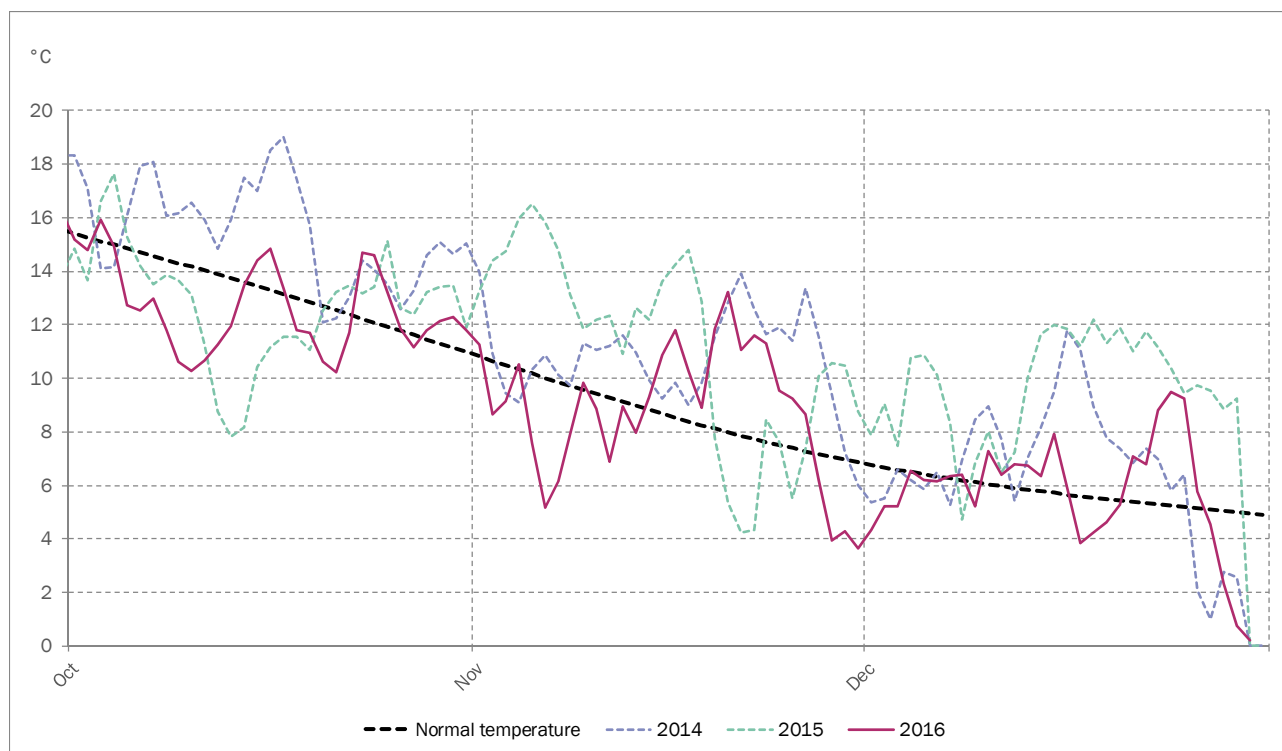


Des températures aux alentours des moyennes de saison

Les températures du T4 2016 sont légèrement plus élevées que les normales de saison (+1°C en moyenne), mais légèrement plus basses que les années précédentes. La douceur des températures s'observe principalement sur la seconde partie du mois de novembre et sur la fin du mois de décembre avant la chute des

derniers jours de l'année. Les périodes plus froides se trouvent au début du mois d'octobre, au début du mois de novembre et au cours des derniers jours de décembre.

Dans ce contexte, la consommation est équivalente aux années précédentes (Figure 16). Elle est néanmoins en augmentation de 7% par rapport au T4 2015 notamment à la fin du mois de décembre, période pendant laquelle le niveau de consommation 2015 était historiquement bas en lien avec des températures très douces.

Figure 2 : Températures

Source : Reuters

Une forte indisponibilité nucléaire

A partir de mi-octobre est observée une remontée progressive de la disponibilité nucléaire, avec un taux de progression semblable aux remontées historiques (Figure 17).

Malgré cette remontée, la disponibilité nucléaire reste historiquement basse avec un taux de disponibilité environ 10 points inférieur à la normale. Cela s'inscrit dans le contexte des contrôles complémentaires prescrits par l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) sur les générateurs de vapeur de certains réacteurs.

Les unités thermiques fossiles largement sollicitées

Dans un contexte de forte indisponibilité nucléaire, les filières charbon et gaz produisent à des taux historiquement élevés.

Durant le T4 2016, les centrales au gaz ont un taux de production moyen d'environ 60%, soit 25 points supérieur au taux moyen du T4 2015, qui était lui-même plus élevé que les années précédentes. A la mi-décembre, ce taux de production atteint même 75%, taux le plus haut constaté depuis 2011 (Figure 19).

De la même manière, les centrales au charbon ont un taux de production moyen d'environ 50%, soit 25 points supérieur au taux moyen du T4 2016 (Figure 18).

Une chute des exportations et une importante augmentation des importations

Au cours du T4 2016, le bilan des échanges frontaliers a été presque neutre au 4^e trimestre 2016 avec une chute des exportations (-45 % par rapport au T4 2015) et une importante augmentation des importations (+70 % par rapport au T4 2015). Le solde exportateur s'établit à 0,8 TWh au cours du trimestre (Figure 21 et Tableau 5). Cela résulte de la faiblesse de la disponibilité nucléaire qui n'est compensée qu'en partie par les productions fossiles.

Par rapport au T4 2015, les imports pointe et hors pointe ont été multipliés par 1,7 chacun. Quant aux exports pointes et hors pointe, ils ont été divisés par 2,4 et 1,6 respectivement.

Dans ce contexte, les prix SPOT sont en forte hausse et s'écartent des prix allemands

Le prix SPOT moyen du T4 2016 s'établit en base à 59,0 €/MWh soit 45 % au-dessus du prix moyen du T4 2015, et en pointe à 75,2 €/MWh soit 51 % au-dessus du T4 2015. Le prix moyen infrajournalier s'établit à 59,1 €/MWh. La montée des prix spot est particulièrement importante au mois de novembre. Le prix moyen du produit base s'élève à 65,14 €/MWh au cours du mois de novembre 2016 tandis qu'il n'était que de 41,70 €/MWh au cours du mois de novembre 2015 (Figure 11).

Par ailleurs, la montée des prix français entraîne largement les prix belges, suisses, espagnols, anglais, mais également – bien que dans une moindre mesure – les prix allemands (Figure 12). L'écart entre les prix allemands et les prix français se creuse fortement : en moyenne il s'établit à 21,4 €/MWh pour les heures en base et 27,8 €/MWh pour les heures en pointe. De fait, le taux de convergence entre les deux pays chute à 8%.

Cette importante hausse des prix français s'explique principalement par le faible taux d'indisponibilité du parc nucléaire combiné à une consommation en hausse. La baisse du solde exportateur, voire les périodes d'importations nettes, contribue à l'augmentation des prix voisins. Par ailleurs, cela s'inscrit dans un contexte où les prix du charbon sont plus élevés qu'au T4 2015 (Figure 3) : l'utilisation accrue de cette filière de production a un effet d'autant plus marquant sur les prix de l'électricité.

De plus l'enchère d'EPEX SPOT a connu, au cours du mois de novembre, dans une situation de tension particulière en raison de la faible disponibilité nucléaire et de températures basses, trois pics de prix horaire sur la pointe du soir à plus de 800 €/MWh les 7, 8 et 14 novembre 2016. Ce type d'évènement de marché fait systématiquement l'objet d'une analyse spécifique par la CRE.

Les prix sur les marchés à terme ont connu leurs niveaux les plus élevés depuis 2012 au cours du mois de novembre avant de chuter au mois de décembre, dans un contexte d'incertitude sur la disponibilité du parc nucléaire

Les prix des produits pour livraison en 2017 ont connu une forte remontée dès la moitié du mois de septembre 2016 (Figure 13), alors qu'ils oscillaient auparavant autour de 33 €/MWh, jusqu'à presque 50 €/MWh mi-novembre. Cette remontée des prix s'explique principalement par les incertitudes sur la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire en lien avec la problématique de ségrégation carbone dans certains générateurs de vapeur.

Par ailleurs la forte montée concomitante des prix du charbon, passant au cours de la période d'environ 50 €/t à environ 70 €/t (Figure 3), a aussi contribué à la hausse des prix à terme. Le prix a ensuite chuté au début du mois de décembre dans un contexte d'annonce des volumes d'ARENH alloués et de publications concernant le redémarrage sous conditions de réacteurs nucléaires.

Compte tenu de son ampleur et de sa rapidité et comme rappelé lors des publications de son dernier rapport de surveillance le 18 octobre 2016, et de l'observatoire du troisième trimestre 2016 le 6 décembre 2016, la CRE est dans ce contexte particulièrement attentive aux conditions de cette évolution des prix et notamment au respect des obligations de transparence du règlement REMIT.

Les volumes échangés sur les marchés spot sont en augmentation

Par rapport au trimestre précédent, l'augmentation des volumes spot échangés s'observe sur l'infrajournalier, en raison de l'augmentation des volumes transfrontaliers (Figure 6), qui passent d'une moyenne de 274 GWh/mois au T3 à une moyenne de 341 GWh/mois au cours du T4, soit +24% d'augmentation. Les volumes France restent inchangés.

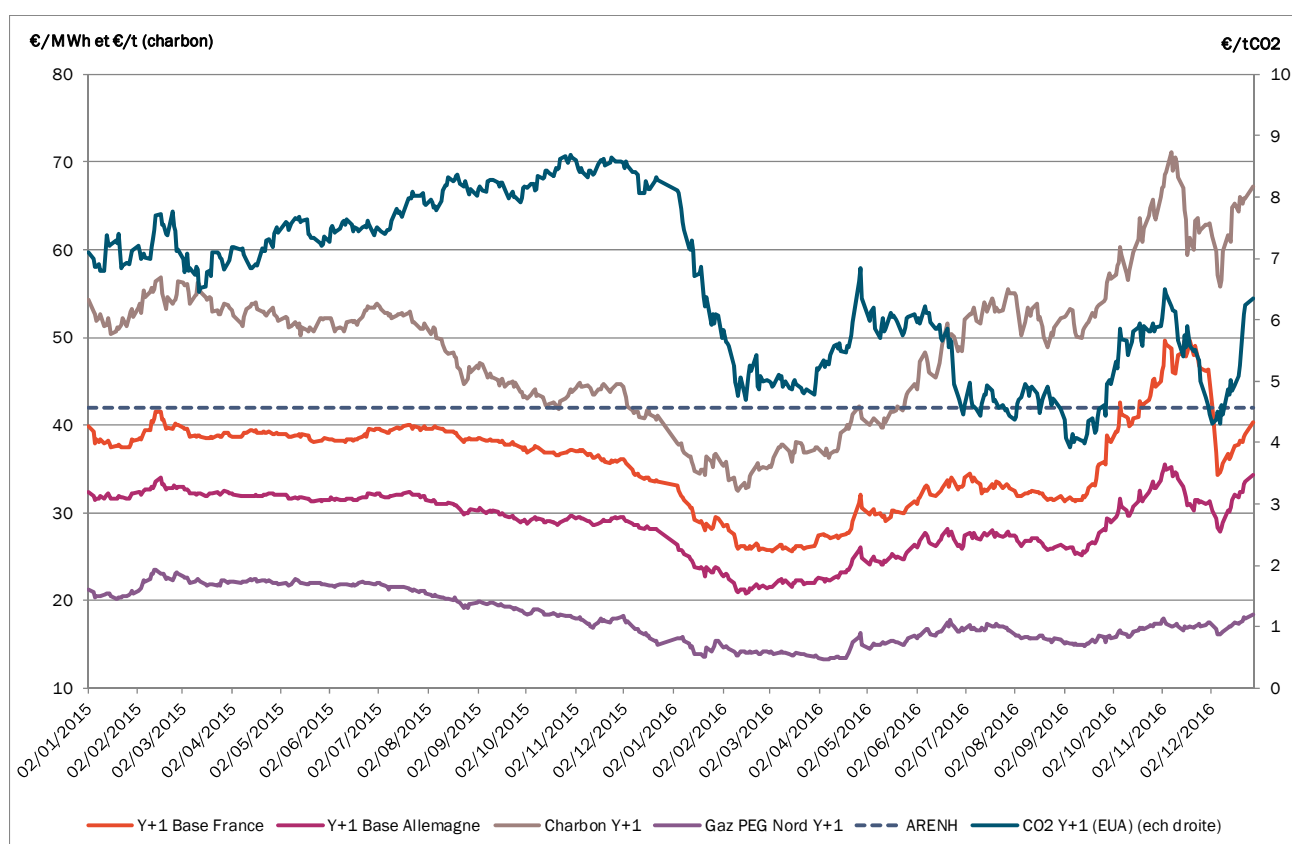
Les volumes échangés en *day-ahead* restent à des niveaux similaires (Figure 7), avec une répartition identique entre courtiers et EPEX.

Cette hausse des échanges sur le spot est à relier aux importants mouvements de prix observés durant cette période dû au faible taux effectif du parc nucléaire français, et ainsi qu'au couplage des marchés intra-journalier français, belge et néerlandais, entré en vigueur le 5 octobre 2016 et devant permettre une meilleure optimisation des interconnexions à l'échéance intra-journalière.

Les volumes échangés des produits à terme sont en forte augmentation par rapport aux trimestres précédents

L'augmentation des volumes échangés s'observe sur tous les produits à terme par rapport au trimestre précédent, excepté pour les produits calendaires pour 2018 et 2019, avec notamment +76% pour le produits M+1, +66% pour le produit Q+1, +104% pour le produit Y+1 (Figure 8, Figure 9 et Figure 10). Ceci est dû aux importants mouvements de prix liés aux incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire français ainsi qu'aux arbitrages qui ont pu être réalisés entre l'ARENH et les produits à terme.

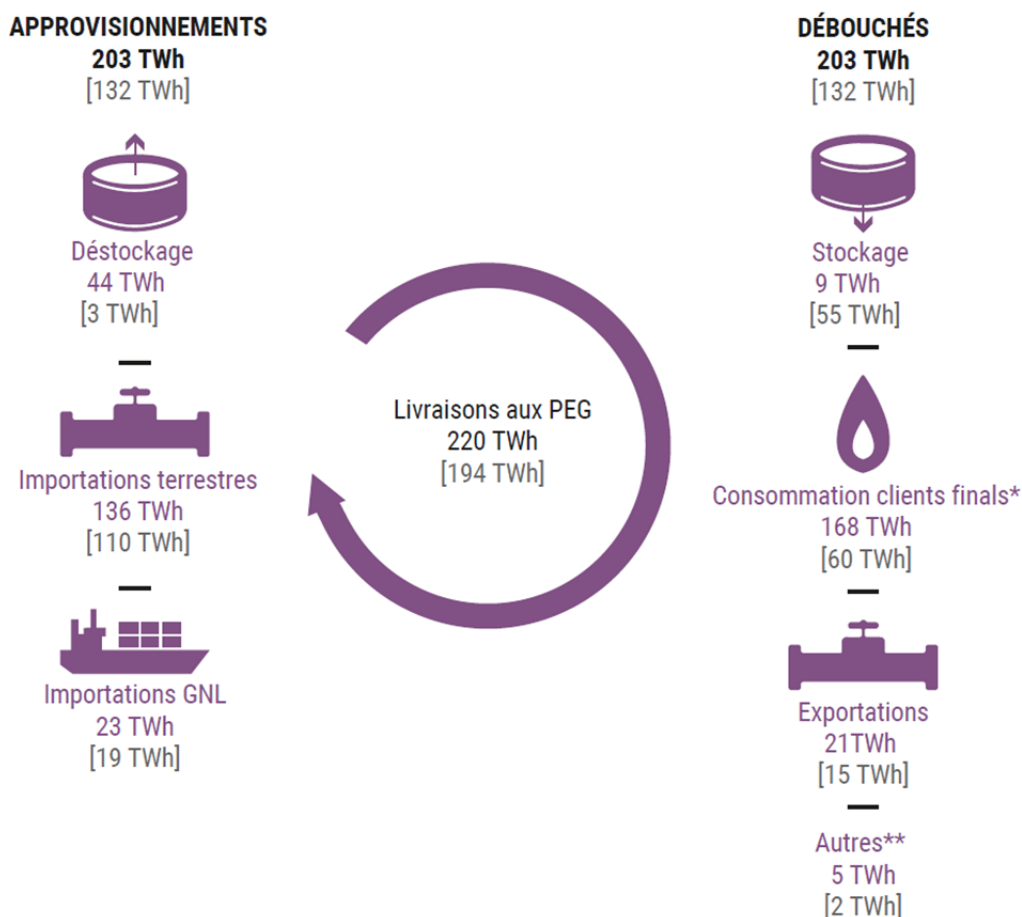
Figure 3 : Evolution des prix des commodités



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 [T3 2013] et T4 2013

Source : GRTgaz, TIGF

Une consommation en hausse par rapport à l'année dernière, une augmentation de la consommation des sites fortement modulés

La consommation au T4 2016 a augmenté de 22 % par rapport au T4 2015. La consommation des sites fortement modulés, représentative de la consommation des centrales électriques au gaz, poursuit sa hausse et double par rapport au T4 2015 pour s'élever à plus de 20 TWh au cours du trimestre. Malgré une remontée des prix du gaz observable depuis la fin du 3^{ème} trimestre 2016 (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), cette consommation des centrales électriques au gaz reste stimulée par le contexte de faible disponibilité du parc nucléaire français (Figure 41).

La hausse de consommation est principalement compensée par des importations terrestres de 136 TWh, en hausse de 14 % par rapport au T4 2015. Elle est également compensée dans une moindre mesure par les autres

moyens d'équilibrage du bilan : hausse du déstockage, hausse des importations de GNL et baisse des exportations.

Remontée des prix du gaz sur l'ensemble des marchés

Le prix spot day-ahead au PEG Nord est en hausse importante par rapport au trimestre précédent et rejoint les prix observés en 2015 au cours de la même période. En moyenne il s'établit à 17,6 €/MWh contre 13,1€/MWh au T3 2016. Les prix spot sur les marchés européens et asiatiques suivent cette même tendance tandis que les prix nord-américains (Henry Hub) ont dépassé les 10 €/MWh, un niveau qui n'avait pas été observé depuis 2014 (Figure 31).

Les prix à terme PEG Nord M+1 suivent la tendance des prix spot, en hausse de 31 % par rapport au T3 2016 pour s'établir à 17,5 €/MWh en moyenne. Les prix à terme PEG Nord Y+1 s'inscrivent également dans une tendance haussière, bien que plus modérée (+6% au cours du trimestre), et sont en moyenne à 17 €/MWh au cours du trimestre. Les prix à terme européens mensuels et calendaires suivent une trajectoire similaire (Figure 28).

Le différentiel de prix spot entre le PEG Nord et la TRS a légèrement diminué au cours du trimestre passant de 2,3 €/MWh à 1,6 €/MWh en moyenne. Néanmoins, ce différentiel de prix n'est pas homogène pendant le trimestre. En effet, il est tout d'abord faible au cours des mois d'octobre et novembre avec un maximum de 2,73 €/MWh avant d'augmenter au mois de décembre et d'atteindre un maximum de 5,07 €/MWh. Cette hausse s'est poursuivie début 2017 avec un maximum atteint de l'ordre de 19.1 €/MWh avant de se résorber depuis.

Ces variations s'expliquent par la combinaison d'un faible apport en GNL à Fos et en Espagne ainsi qu'à la hausse de la consommation liée à la période hivernal et à la forte consommation des centrales électriques au gaz dans un contexte de faible disponibilité des centrales nucléaires.

Début 2017, les écarts de prix entre le PEG Nord et la TRS ont atteint plus de 20 €/MWh dans ce contexte de tension d'approvisionnement en GNL au sud de la France.

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 4 % par rapport au T4 2015, principalement en raison d'une hausse des échanges sur la bourse (+24 %) notamment sur l'intraday (+55 %) (Figure 37).

Malgré l'augmentation des volumes de produits mensuels (+24 %) par rapport au T4 2015, les volumes échangés sur le marché à terme en France ont diminué avec 90 TWh échangés au cours du T4 2016 contre 116 TWh au T4 2015 (Figure 34). 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 15 TWh avaient été échangés au T4 2015.

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

Enchères de quotas

Au quatrième 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 (2,41 en moyenne au quatrième trimestre 2016 par rapport à 3,05 en moyenne au quatrième trimestre 2015).

Les prix du quota de CO₂ ont oscillé au cours du trimestre entre 4 et plus de 6 €/t

Au quatrième trimestre 2016, le prix moyen spot du produit EUA affiche une hausse de 21,4 % par rapport au troisième trimestre 2016, s'établissant à 5,52 €/tCO₂ (Tableau 12). Après une hausse rapide au cours du mois d'octobre, le prix a baissé pendant le mois suivant repassant sous la barre des 4,5 €/tCO₂ pour finalement clôturer le trimestre à plus de 6,5€/tCO₂.

Une forte hausse des échanges de quotas EUA

Au cours du quatrième trimestre 2016, les volumes EUA échangés (2274 Mt) ont fortement augmenté par rapport au trimestre précédent (+57 %). Les volumes EUA échangés sur les bourses et chez les brokers ont respectivement augmenté de 50 % et 90 % (Tableau 11). Les bourses et brokers représentent respectivement 78 % et 23 % des volumes EUA échangés au quatrième trimestre 2016.

Au quatrième trimestre 2016, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent toujours essentiellement sur le marché à terme, avec une hausse de 58 % des volumes des principales maturités du marché à terme et une baisse de 8 % sur les marchés spot. 219 Mt ont ainsi été échangées sur le marché spot EUA (contre 239 Mt au trimestre précédent) alors que 904 Mt ont été échangées pour le produit Déc. 2016 (voir Tableau 11).

Une hausse des *clean dark spread* et *clean spark spread* au quatrième trimestre

Au cours du quatrième trimestre 2016, le *clean spark spread* pointe (Y+1) a augmenté de près de 200 % pour atteindre 24,3 €/MWh, et le *clean dark spread* pointe (Y+1) a augmenté de près de 76 % atteignant 35,5 €/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'ÉLECTRICITÉ**

1. DATES-CLÉS

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-CLÉS

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation annuelle T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	142	160	119	111	137	23%	25,65	-4%	-5,08
ARENH, en TWh	2	0	0	0	0	-	0,00	-100%	-1,88
VPP, en TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	0,00
Imports, en TWh	7,1	8,3	6,8	7,2	12,1	68%	4,91	71%	5,02
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	116	133	99	92	124	34%	31,46	7%	7,74
Pompage, en TWh	1,4	1,8	1,9	1,6	1,5	-5%	-0,08	7%	0,10
Exports, en TWh	24,1	22,5	22,4	17,6	13,5	-23%	-4,02	-44%	-10,60
Pertes, en TWh	8,9	10,7	7,1	6,5	9,7	49%	3,20	9%	0,82

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation annuelle T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	40,8	29,3	26,3	32,8	59,1	80%	26,26	45%	18,27
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	40,6	28,8	25,9	32,3	59,0	83%	26,76	45%	18,44
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	49,8	35,8	31,4	38,8	75,2	94%	36,36	51%	25,37
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	7,4	3,6	0,6	4,0	21,4	435%	17,42	189%	14,03
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	9,3	3,8	1,6	6,5	27,8	326%	21,30	200%	18,56
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	26%	40%	52%	43%	8%	-81%	-0,35	-69%	-0,18
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	40,2	29,5	24,5	33,4	77,6	132%	44,18	93%	37,32
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	9,6	4,5	0,3	4,7	37,9	701%	33,20	295%	28,33
Prix Q+1 France, en €/MWh	41,0	24,5	25,5	39,2	69,0	76%	29,84	68%	27,97
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	11,0	1,1	0,2	9,0	31,7	253%	22,75	187%	20,69
Prix Y+1 France, en €/MWh	36,0	27,5	30,4	32,9	42,7	30%	9,79	19%	6,69
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,1	4,9	5,3	6,0	11,0	81%	4,91	55%	3,87
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	125%	129%	132%	130%	142%	9%	0,12	14%	0,17
Allemagne	124%	128%	125%	126%	126%	0%	0,00	1%	0,02

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

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 4^E TRIMESTRE 2016

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation annuelle T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	139,31	151,01	138,33	126,95	133,23	5%	6,29	-4%	-6,08
Ratio NEB/Consommation française	120%	113%	139%	137%	107%	-	-0,30	-	-0,12
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,3	1,3	1,7	1,4	1,6	11%	0,19	23%	0,30
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	57%	62%	75%	58%	63%	7%	0,05	11%	0,06
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	31,8	29,0	29,0	26,4	26,3	0%	-0,09	-17%	-5,47
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	11,3	8,2	7,8	6,1	5,9	-3%	-0,20	-48%	-5,37
Marché à terme									
Volumes, en TWh	338,0	332,8	324,4	225,8	426,3	89%	200,5	26%	88,29
Part de marché Brokers	89,5%	88,4%	84,4%	84,0%	85,8%	-	1,8%	-	-3,7%
Part de marché EEX	10,5%	11,6%	15,6%	16,0%	14,2%	-	-1,8%	-	3,7%
Nombre de Transactions	31 934	20 695	18 184	34 452	34 452	0%	-	8%	2 518
Part de marché Brokers	90,2%	125,5%	100,4%	45,2%	83,6%	-	38,5%	-	-6,5%
Part de marché EEX	9,8%	14,1%	13,4%	7,6%	16,4%	-	8,8%	-	6,5%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	102,8	107,2	146,2	79,6	162,6	104%	82,98	58%	59,81
Nombre de Transactions	2307	2501	3497	1970	3704	88%	1734	61%	1397
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	37,3	27,7	18,6	29,9	49,6	66%	19,73	33%	12,29
Nombre de Transactions	2728	1921	1347	2190	4190	91%	2000	54%	1462
Produit M+1									
Volumes, en TWh	37,8	34,2	21,5	22,4	39,4	76%	17,03	4%	1,57
Nombre de Transactions	6067	5365	3459	3524	7493	113%	3969	24%	1426

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation Annuelle T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	79,1	82,3	65,3	58,3	69,2	10,9		-9,9	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	82,4	87,3	68,4	62,8	71,2	8,4		-11,2	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	21,1	32,6	35,6	22,1	19,7	-2,4		-1,4	

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation Annuelle T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,6	3,0	2,7	2,6	4,4	69,2%	1,8	69,2%	1,8
Importations hors-pointe (TWh)	4,5	5,3	4,0	4,6	7,7	67,0%	3,1	71,1%	3,2
Exportations (TWh)	24,0	22,0	21,7	17,0	12,9	-23,9%	-4,1	-46,3%	-11,1
Exportations pointe (TWh)	8,8	8,1	7,9	5,5	3,6	-34,8%	-1,9	-59,1%	-5,2
Exportations hors-pointe (TWh)	15,2	13,9	13,8	11,4	9,3	-18,7%	-2,1	-38,8%	-5,9
Solde exportateur (TWh)	16,9	13,7	14,9	9,8	0,8	-91,8%	-9,0	-95,3%	-16,1

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation Annuelle T4 2016 / T4 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	18	0,0%	0	12,5%	2
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	30	7,1%	2	11,1%	3
Actifs à l'import/export	74	71	70	62	61	-1,6%	-1	-17,6%	-13
Actifs à l'échange de blocs	98	98	93	95	95	0,0%	0	-3,1%	-3

Source : RTE – Analyse : CRE

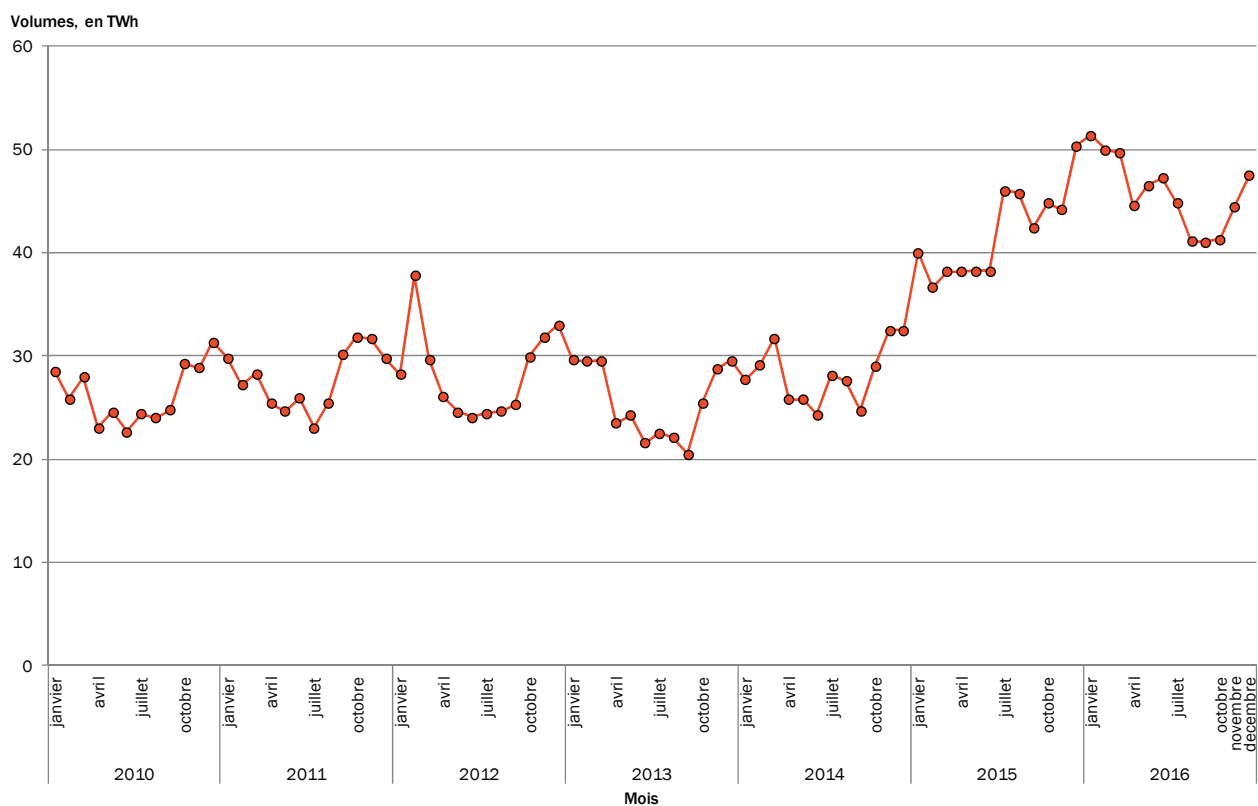
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T4 2015		T3 2016		T4 2016	
Livraisons		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>
OTC - achats de blocs	398	924	511	1206	528	904
OTC - ventes de blocs	541	776	648	1120	636	733
EPEX - achats	636	601	734	737	739	713
EPEX - ventes	475	3099	406	3867	420	3612
Injections						
Production	3628	7318	3331	7341	2901	6812
Importations	861	740	722	734	1506	1189
Soutirages						
Consommation clients finals	1952	6346	1704	4888	1852	5370
Pertes	1739	1492	1626	1514	1646	1529
Exportations	780	1867	606	745	945	1991

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

3. GRAPHIQUES

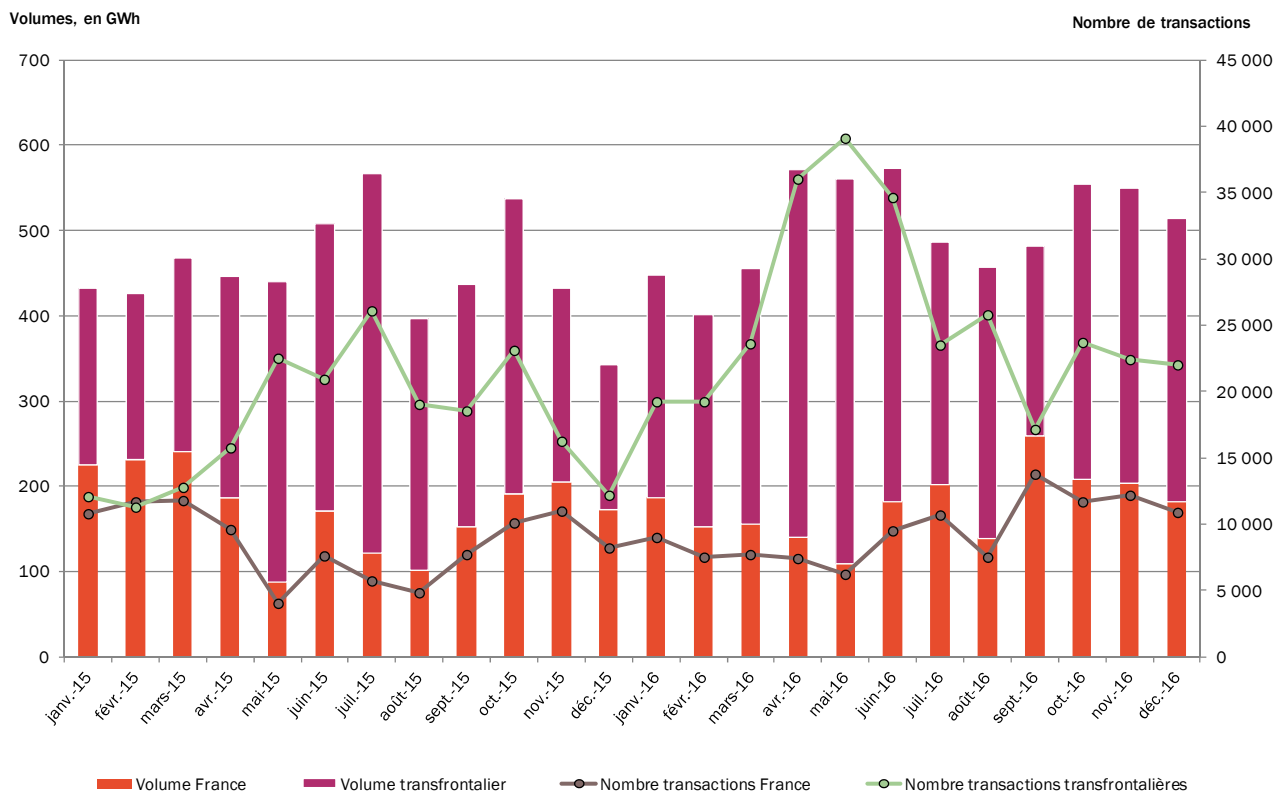
Figure 5 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



Source : RTE – Analyse : CRE

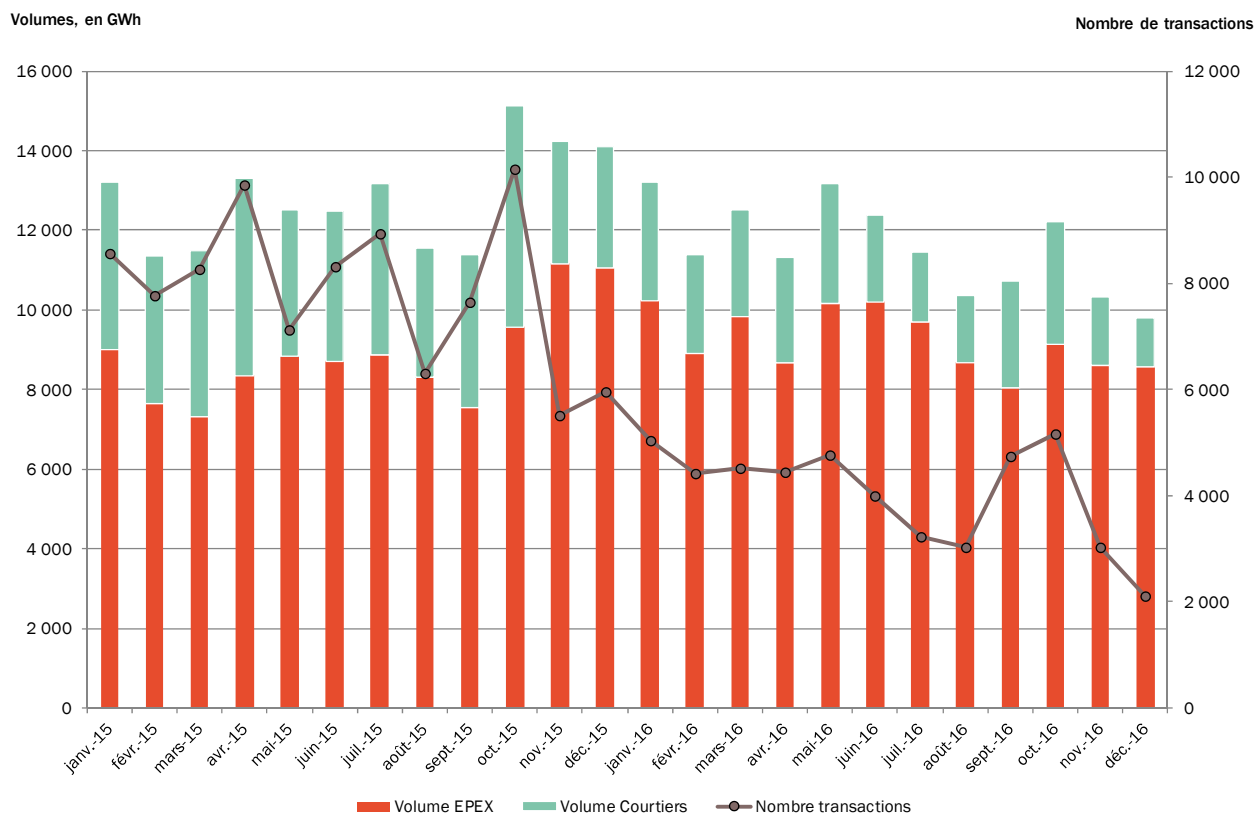
Figure 6 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT

// SOMMES MENSUELLES //



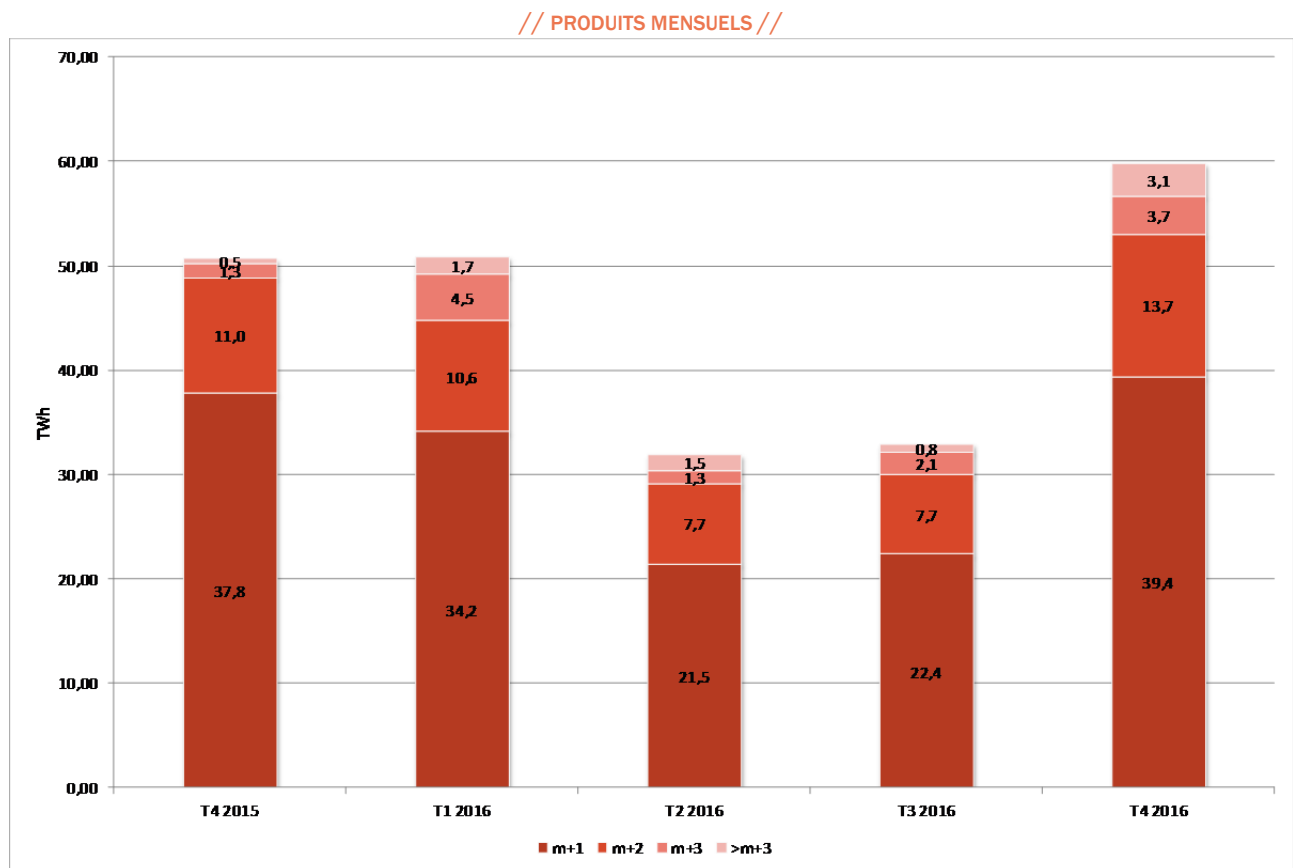
Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

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

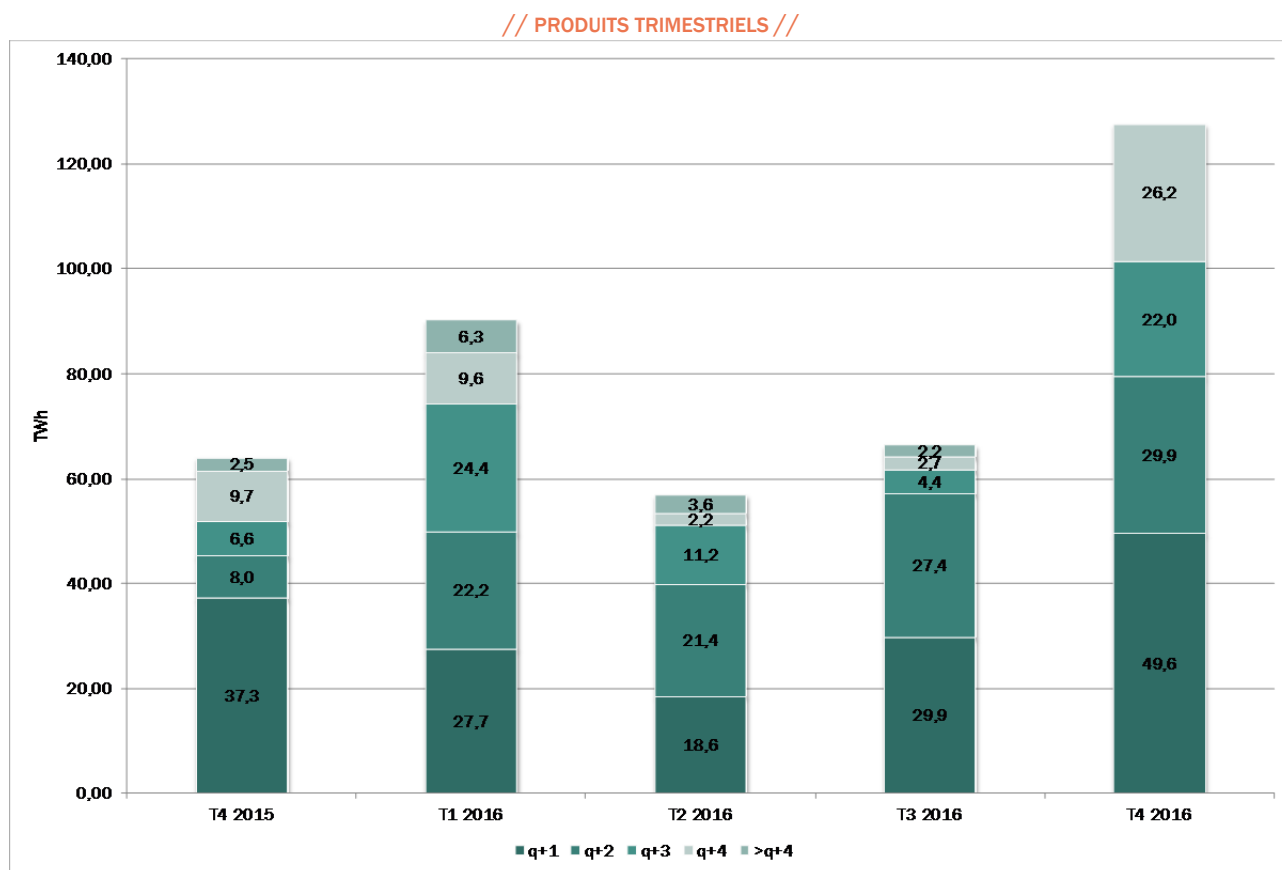
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire



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 intermédié

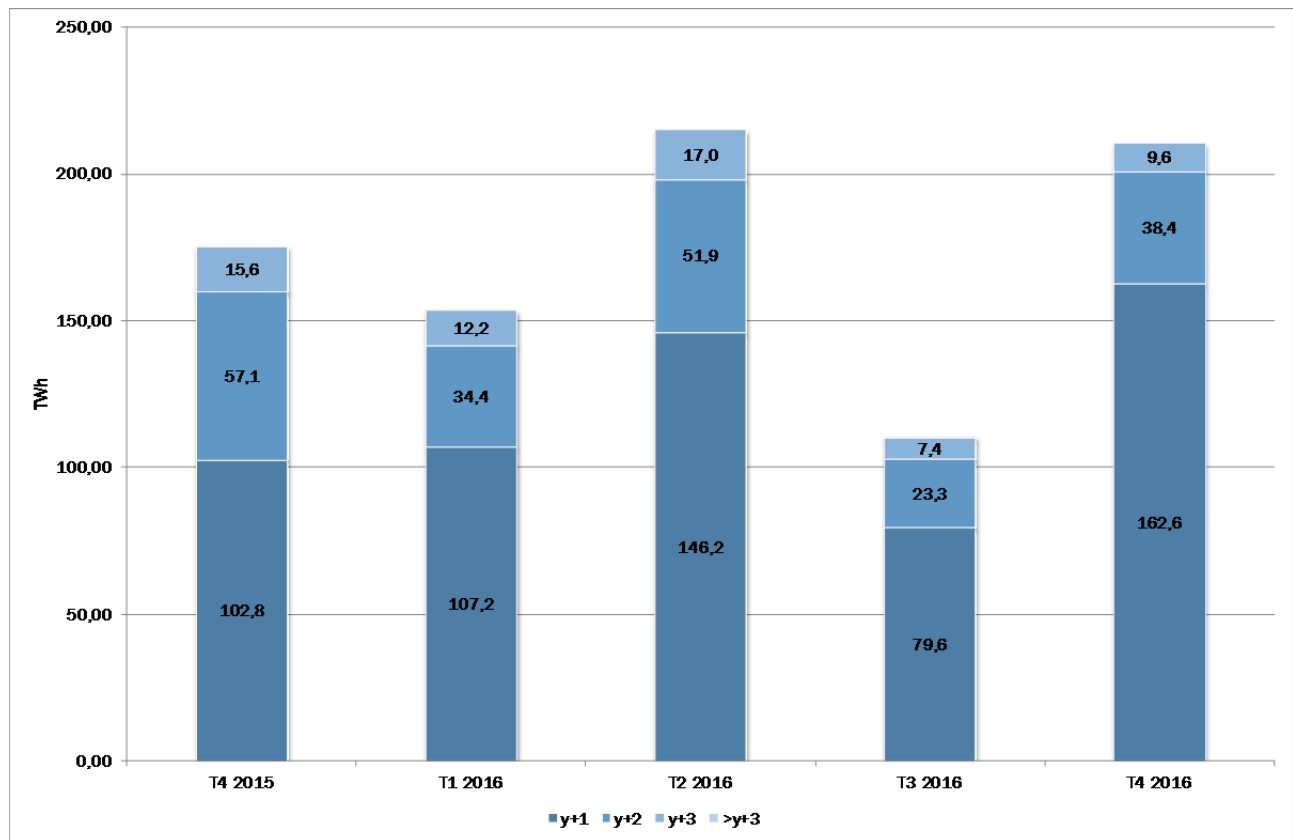


NB : Les volumes OTC *clearés* sur les bourses ne sont plus pris en compte dans le graphique à compter du présent observatoire.

Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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

// PRODUITS CALENDAIRES //

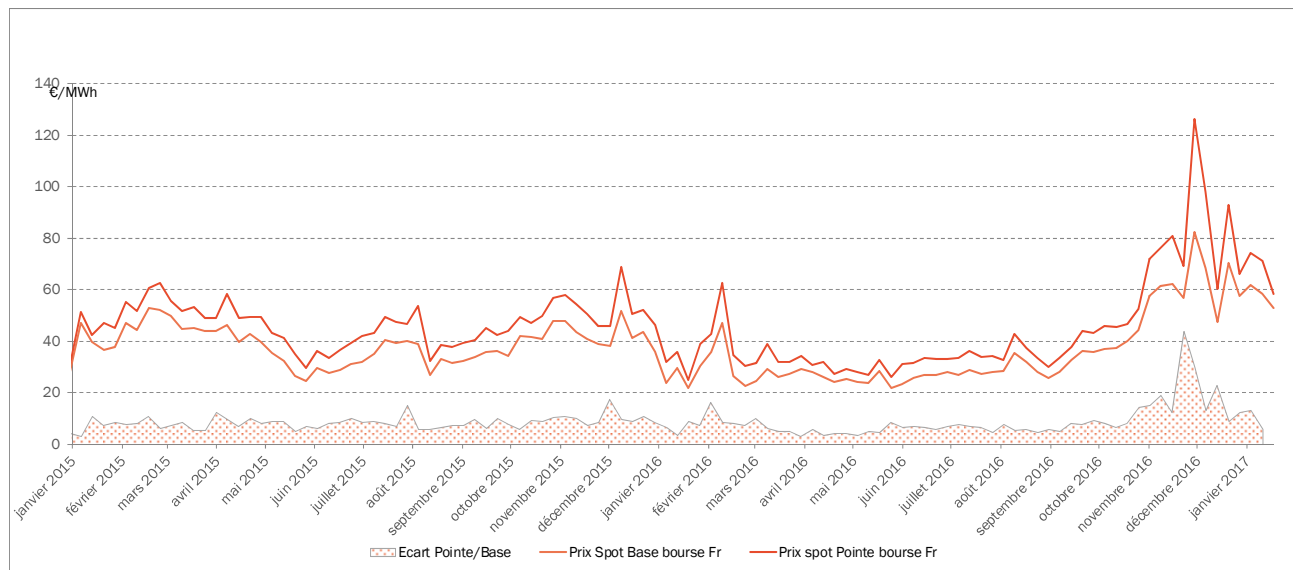


NB : Les volumes OTC *clearés* sur les bourses ne sont plus pris en compte dans le graphique à compter du présent observatoire.

Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

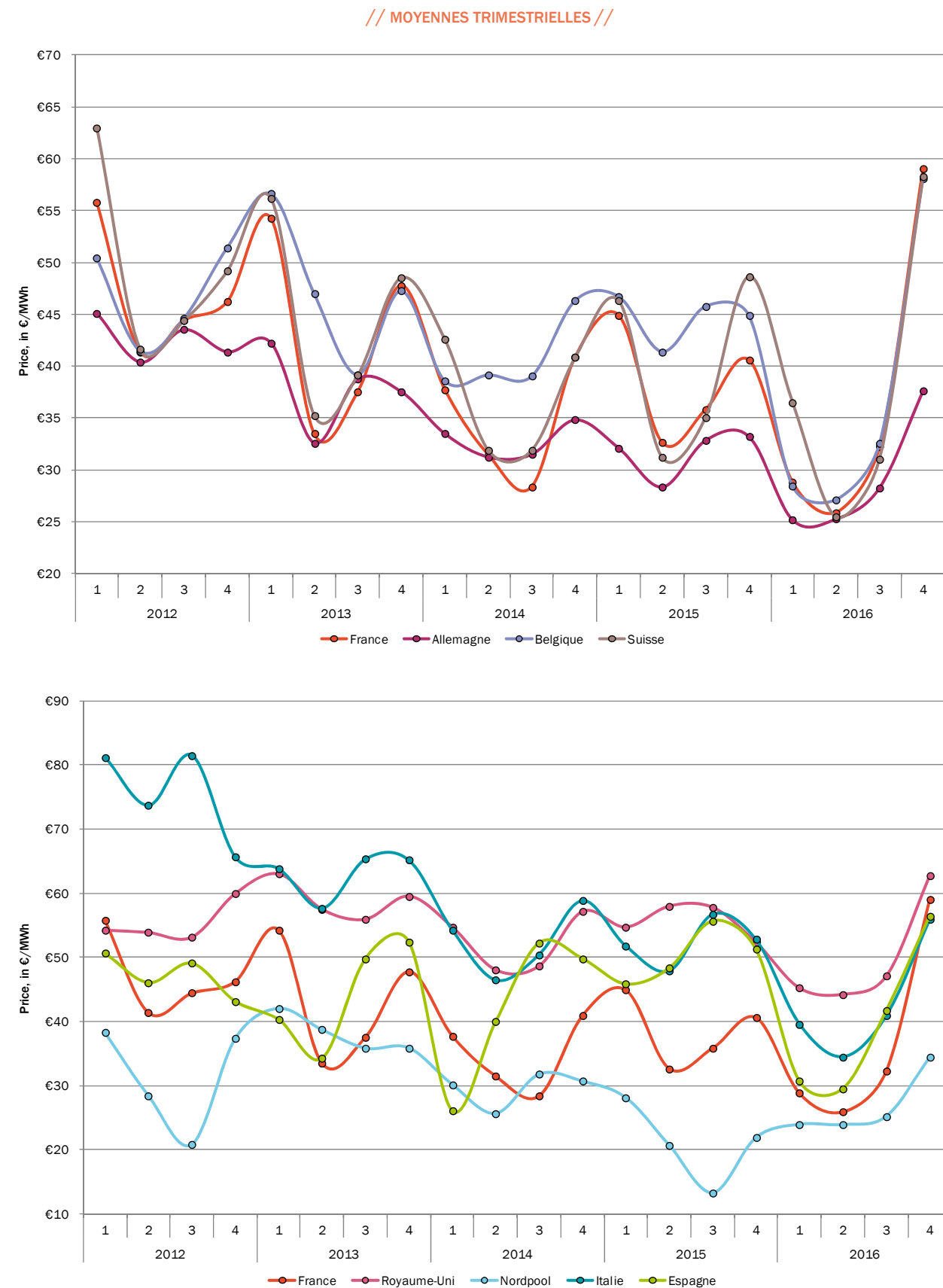
Figure 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT

// MOYENNES HEBDOMADAIRES //



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

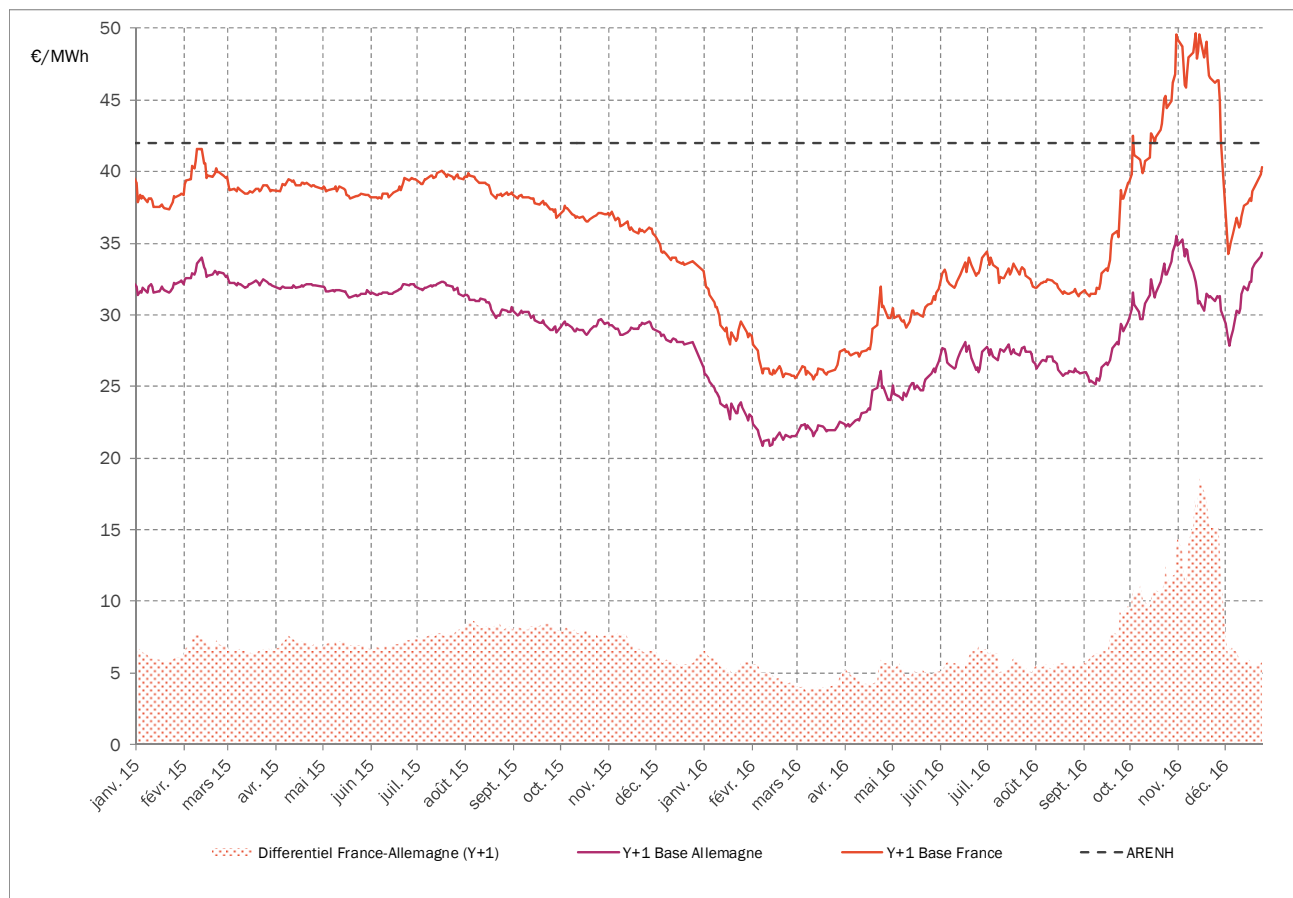
Figure 12 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens



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

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

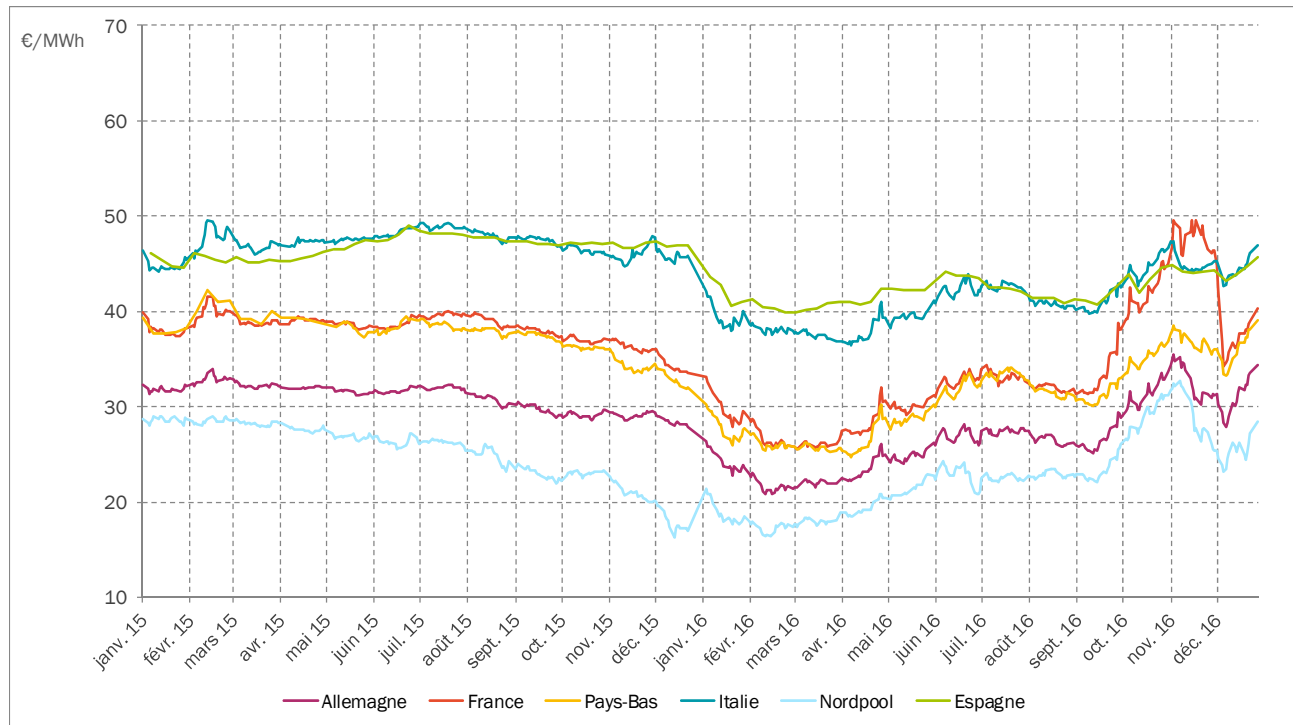
// VALEURS JOURNALIÈRES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

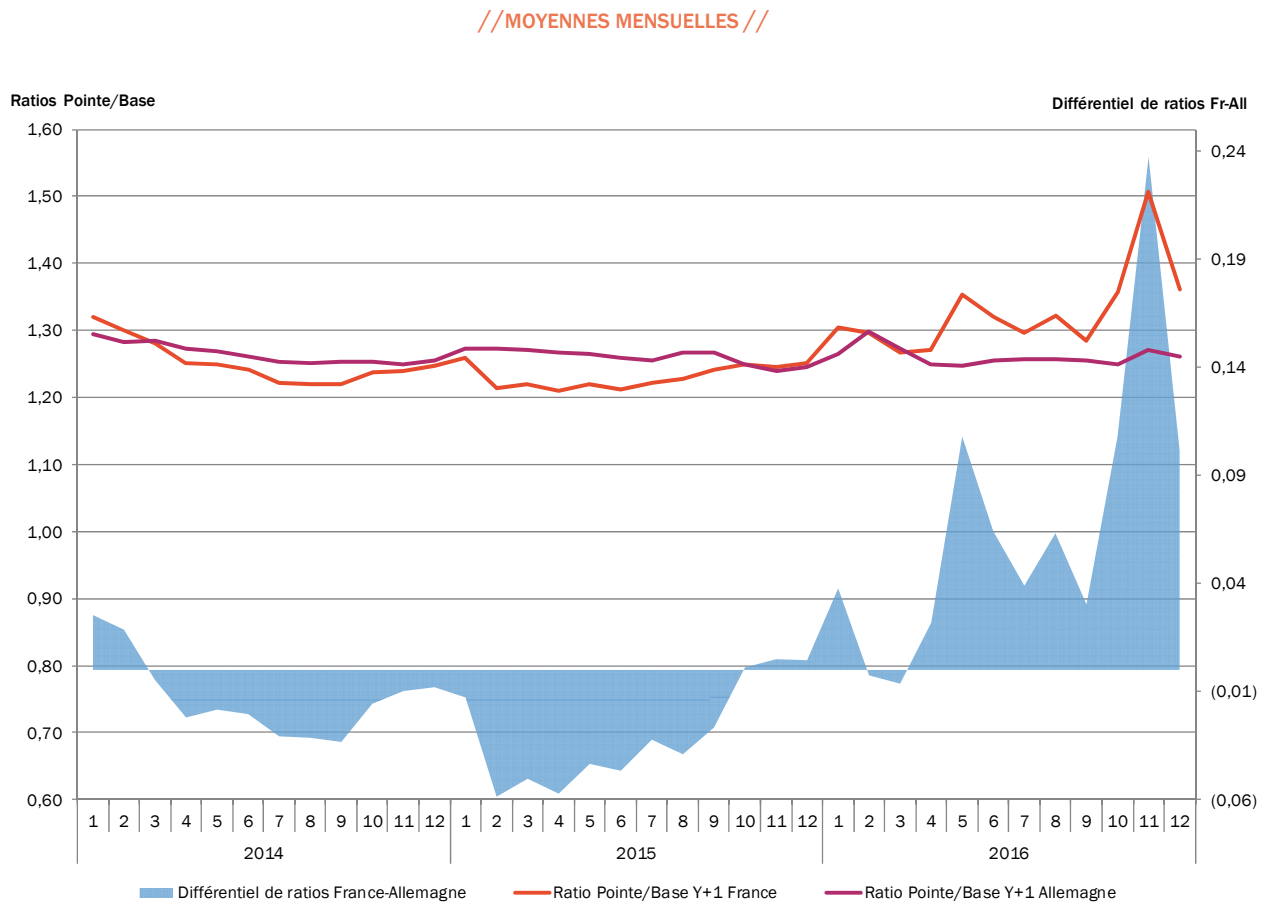
Figure 14 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe

// VALEURS JOURNALIÈRES //



Source : EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

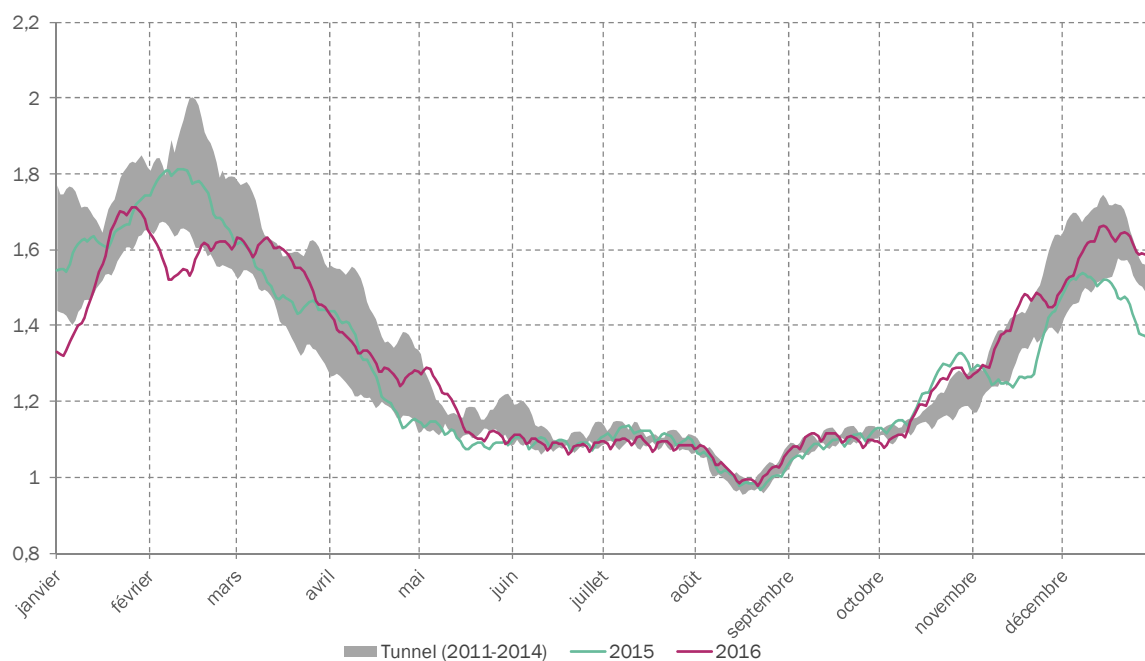
Figure 15 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

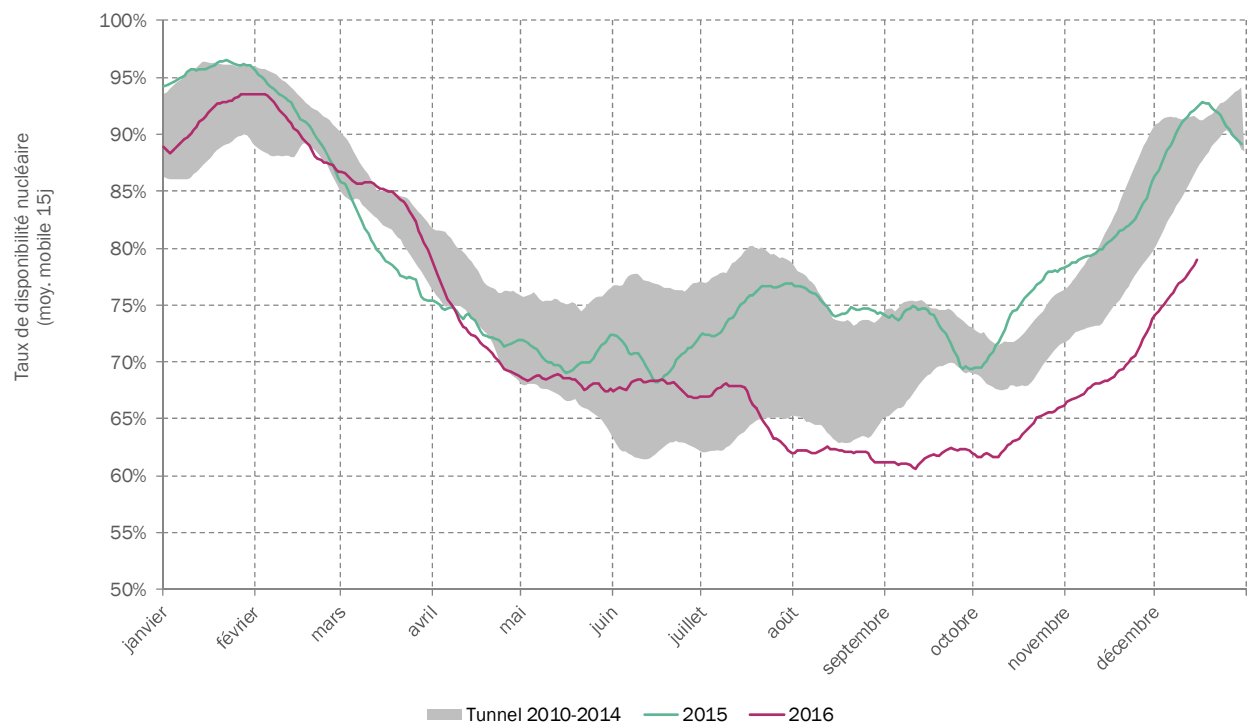
Figure 16 : Consommation

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



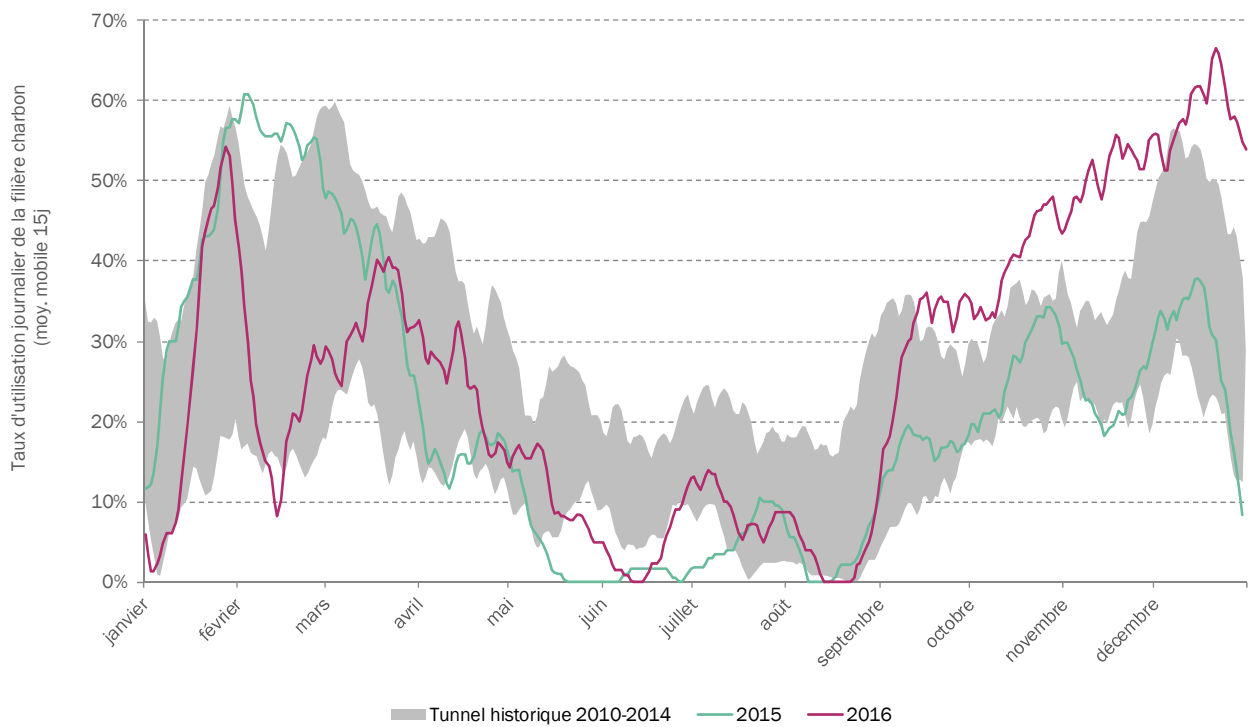
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 17 : Taux de disponibilité nucléaire



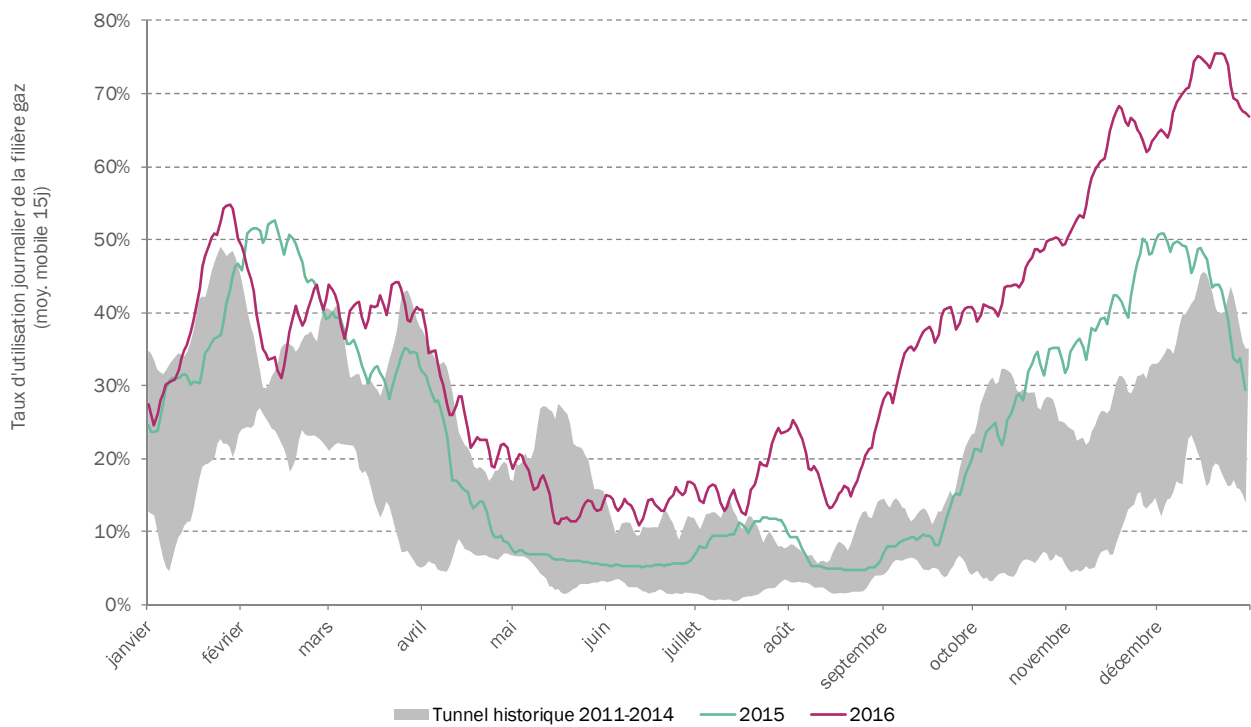
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 18 : Taux de production de la filière charbon



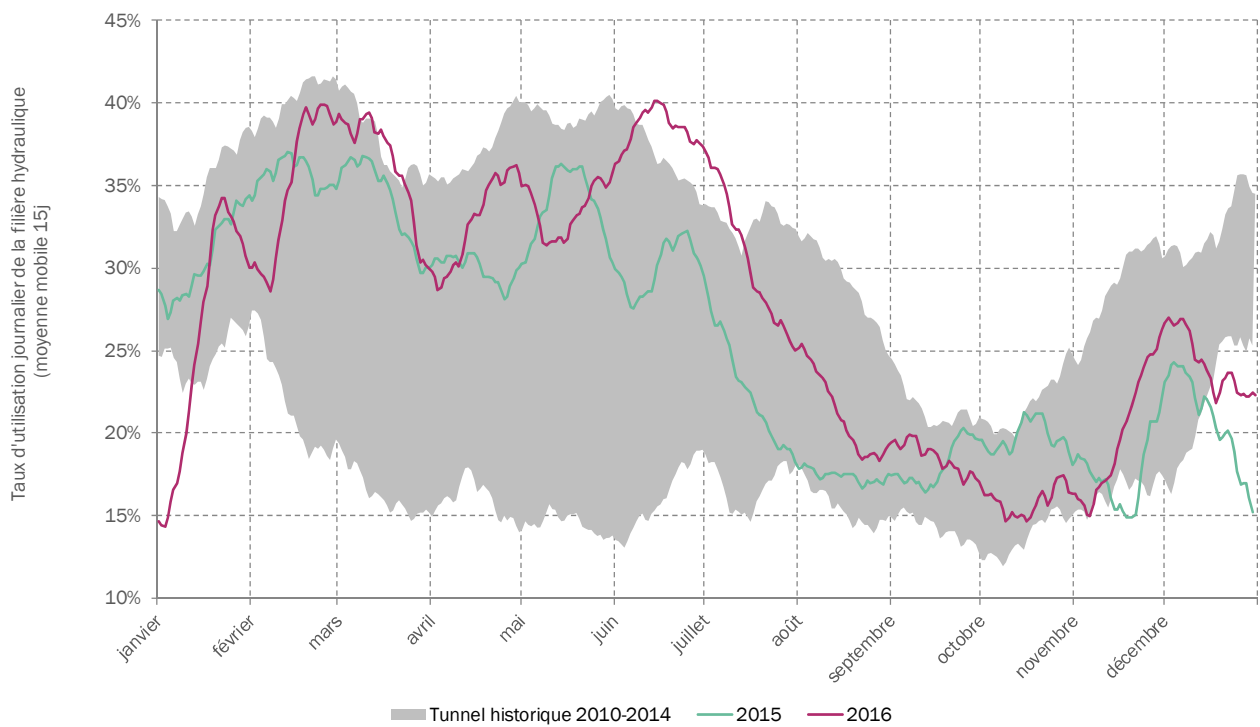
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 19 : Taux de production de la filière gaz



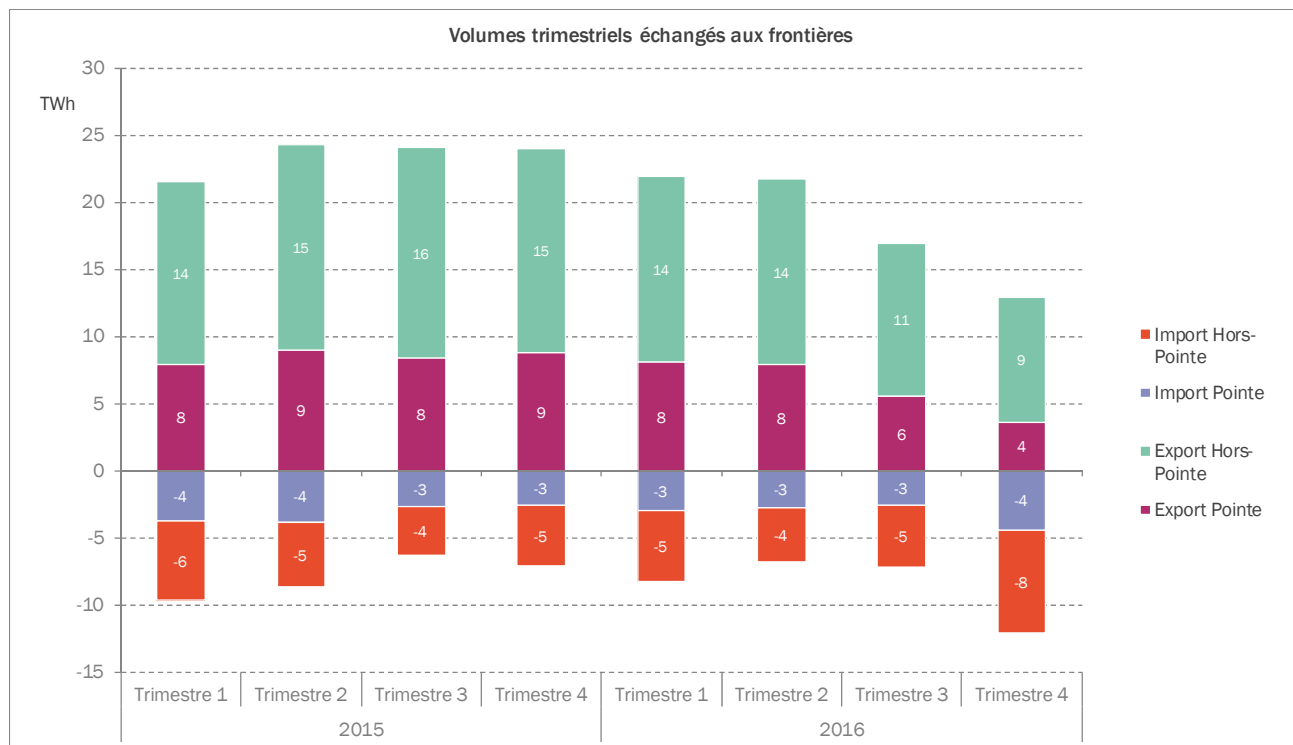
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 20 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

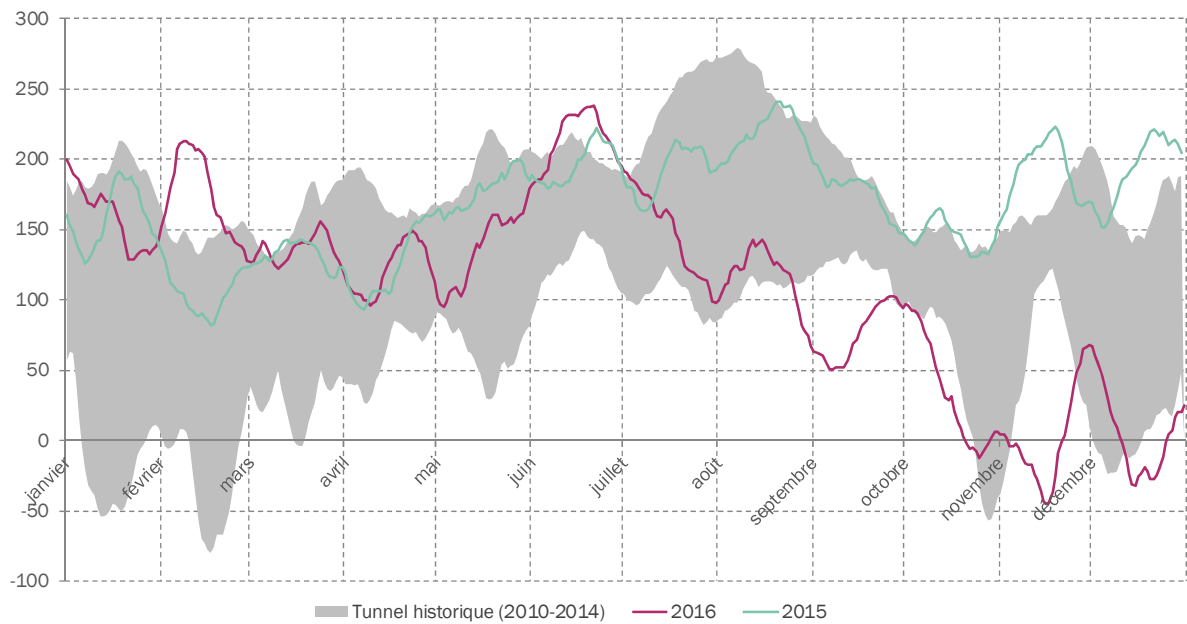
Figure 21 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)



Source : RTE – Analyse : CRE

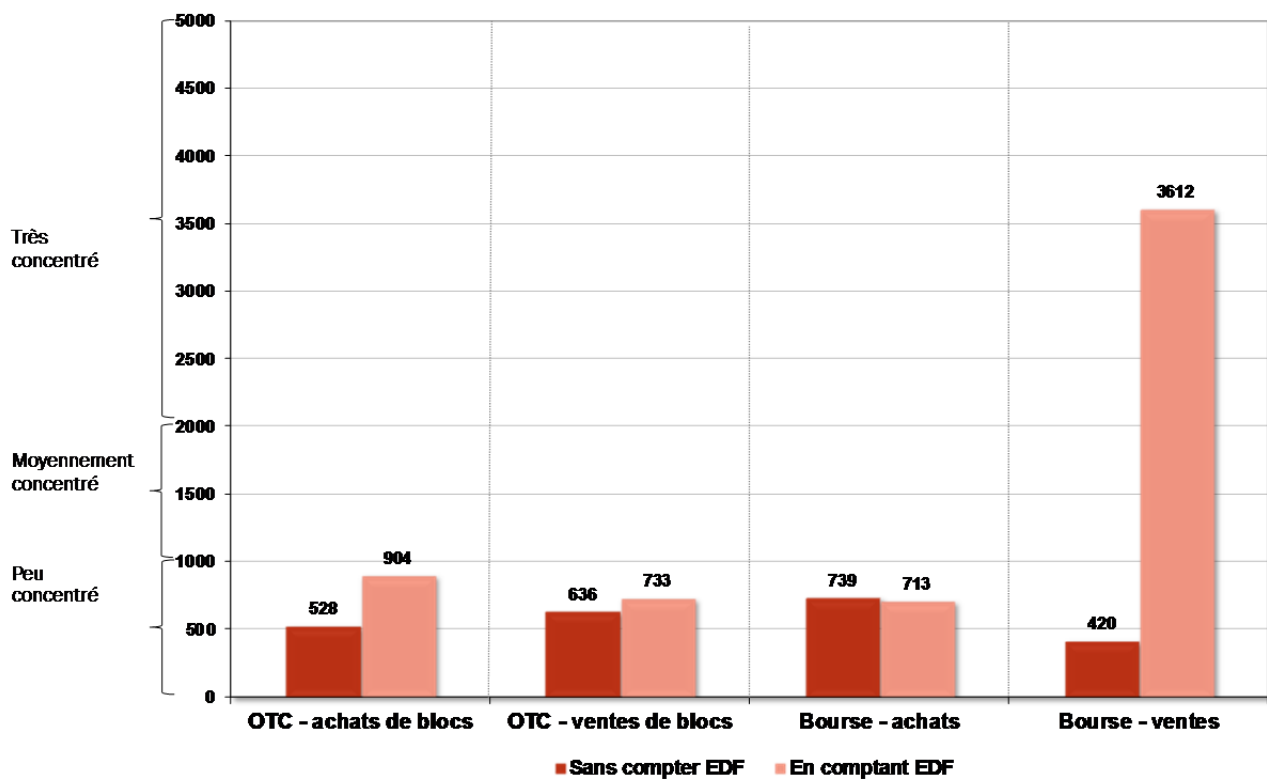
Figure 22 : Solde exportateur

Exports nets journaliers (GWh)
moy. mobile 15j



Source : RTE – Analyse : CRE

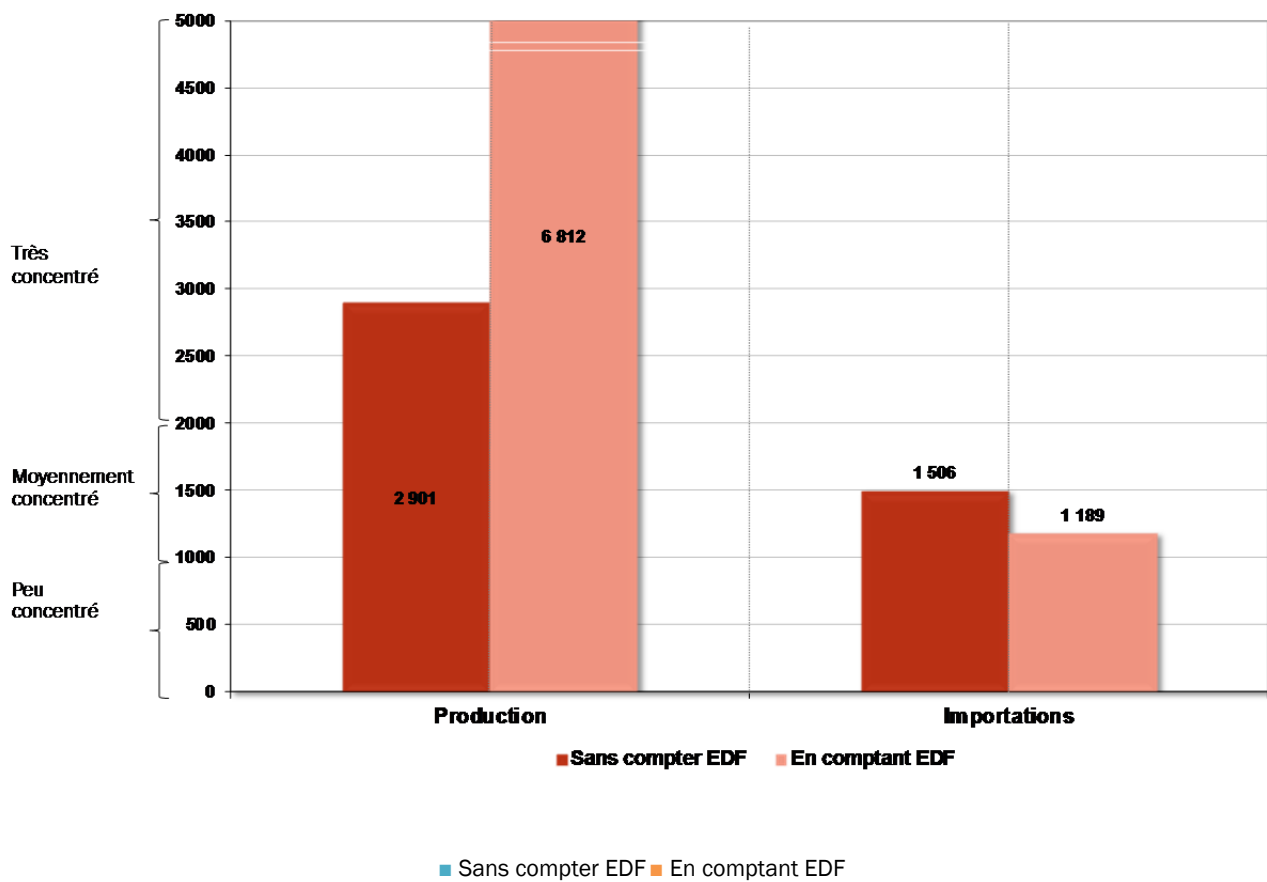
Figure 23 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T4 2016



■ Sans compter EDF ■ En comptant EDF

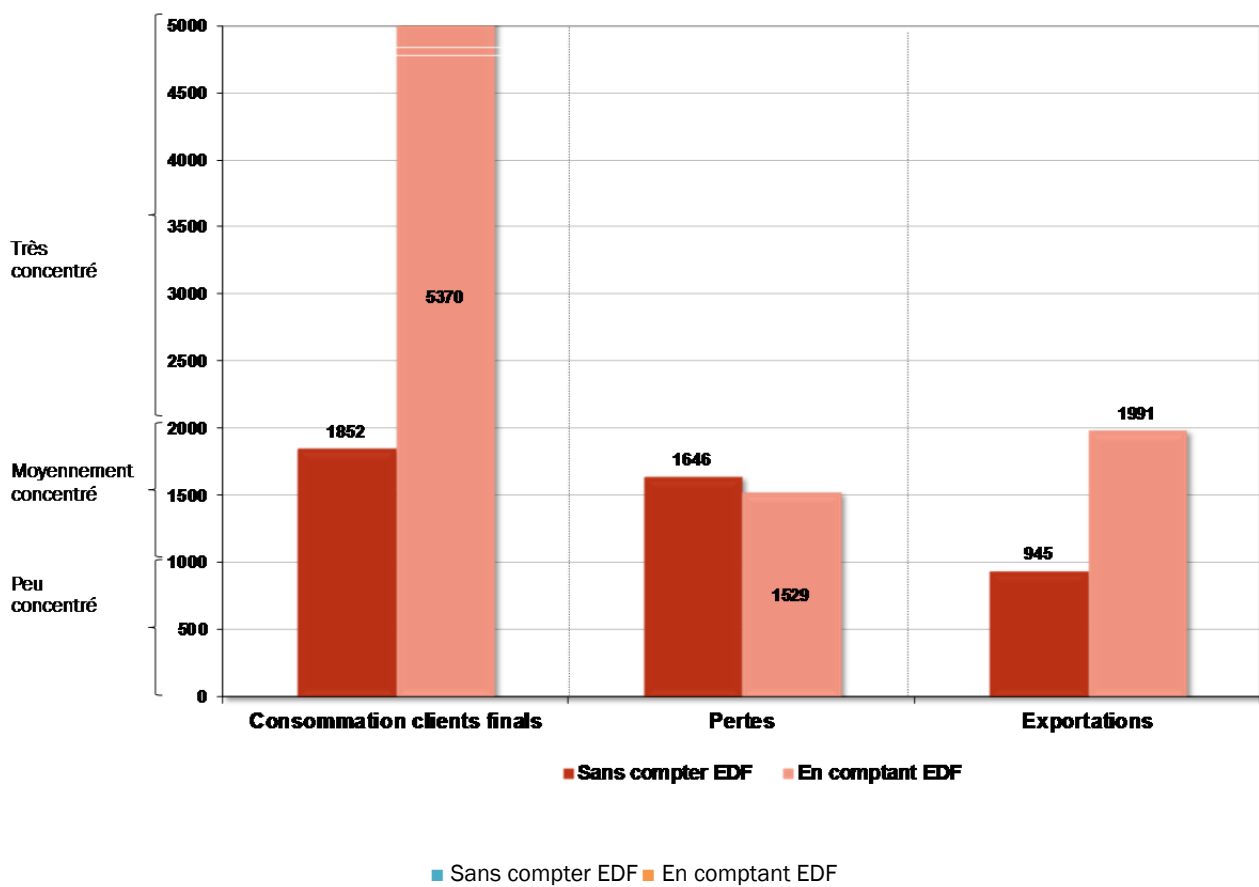
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 24 : Indice de concentration HHI – injections T4 2016



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 25 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2016



Source : RTE – Analyse : CRE

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

1. DATES-CLÉS

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-CLÉS

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T4 2016 / T3 2016		T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	177	204	145	132	203	54%	71	0	26
Déstockage	40	64	6	3	44	1301%	41	11%	4
Importations	137	140	139	129	159	23%	30	16%	22
Importations terrestres	119	123	118	110	136	23%	26	14%	17
Importations GNL	18	17	21	19	23	23%	4	27%	5
Débouchés (TWh)	177	204	145	132	203	54%	71	15%	26
Stockage	13	4	45	55	9		-46	-31%	-4
Consommation clients finals	137	176	84	60	168	181%	108	22%	31
Clients distribution	88	128	49	21	105	392%	84	19%	17
Clients directement reliés au réseau de transport	49	48	35	38	63	63%	24	27%	13
Exportations	26	23	15	15	21	39%	6	-19%	-5
Autres	1	1	1	2	5	182%	3	788%	4
Livraisons aux PEG (TWh)	160	203	180	194	220	14%	27	38%	61
PEG Nord	129	164	147	160	171	7%	10	33%	42
TRS*	31	39	33	33	50	48%	16	61%	19
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	90%	92%	91%	100%	98%		-2%		8%
Disponibilité liaison Nord Sud	85%	92%	75%	76%	83%		7%		-3%
Utilisation de Taisnières H	71%	62%	65%	71%	54%		-17%		-17%
Utilisation de Obergailbach	25%	34%	53%	51%	55%		3%		30%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	90	29	67	119	84	-29%	-34	-6%	-5
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-291	-655	422	568	-382	-167%	-950	31%	-91
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	197	187	227	201	268	33%	67	36%	71
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	105	129	74	88	118	33%	30	12%	13

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T4 2016 / T3 2016		T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	17,4	13,2	13,3	13,1	17,6	34%	4,5	1%	0,2
TRS day-ahead (moyenne) **	18,1	13,5	13,6	15,8	19,5	24%	3,7	8%	1,4
Spread Nord/Sud	0,7	0,3	0,3	2,6	1,9	-28%	-0,7	177%	1,2
Spread PEG Nord/TIF	0,3	0,3	0,1	0,3	0,4	19%	0,1	27%	0,1
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	17,5	12,8	13,2	13,3	17,5	31%	4,2	0%	0,1
PEG Nord Y+1 (moyenne)	17,6	14,2	15,3	16,0	17,0	6%	1,0	-3%	-0,6
Spread Nord/Sud (M+1)	0,6	0,6	0,4	2,3	1,6	-28%	-0,6	152%	1,0
Spread PEG Nord/TIF (Y+1)	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	19%	0,0	98%	0,1
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,5	1,7	2,0	2,6	1,4	-45%	-1,2	-3%	0,0

* 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	
						T4 2016 / T3 2016		T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	134	166	132	148	184	25%	37	38%	51
En % de la consommation nationale	97%	95%	158%	247%	110%				
Volumes échangés sur le marché intermédié français									
Marché spot (TWh)	49	50	41	46	50	10%	5	4%	2
Intraday	5	7	6	5	8	49%	2,6	55%	2,8
Day Ahead	28	28	23	25	29	15%	3,8	6%	1,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	34	35	30	32	43	34%	10,7	24%	8,4
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	14	16	12	14	8	-44%	-6,1	-46%	-6,6
Marché à terme (TWh)	116	162	112	92	90	-2%	-2	-23%	-27
M+1	26	23	28	26	33	23%	6,1	24%	6,2
Q+1	21	3	14	6	18	196%	11,6	-17%	-3,6
S+1	12	30	14	11	11	-3%	-0,3	-12%	-1,4
Y+1	15	2	2	1	1	-50%	-0,6	-96%	-14,9
Bourse (toutes échéances)	9	25	9	10	10	-1%	-0,1	8%	0,7
Brokers (toutes échéances)	107	136	102	82	80	-2%	-1,8	-25%	-27,2
Nombre de transactions sur le marché intermédié français									
Marché spot	37483	35283	31314	35627	40577	14%	4950	8%	3094
Intraday	6 072	7 227	7 204	6 537	8 528	30%	1991	40%	2456
Day Ahead	25 287	23 140	19 938	23 197	26 391	14%	3194	4%	1104
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	31 048	28 894	25 877	30 083	38 088	27%	8005	23%	7040
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	6 435	6 389	5 437	5 544	2 489	-55%	-3055	-61%	-3946
Marché à terme	1833	1699	1591	1584	1711	8%	127	-7%	-122
M+1	663	572	639	642	811	26%	169	22%	148
Q+1	241	35	149	97	169	74%	72	-30%	-72
S+1	71	137	105	90	51	-43%	-39	-28%	-20
Y+1	69	26	9	5	2	-60%	-3	-97%	-67
Bourse (toutes échéances à terme)	476	517	334	390	459	18%	69	-4%	-17
Brokers (toutes échéances à terme)	1 357	1 182	1 257	1 194	1 252	5%	58	-8%	-105
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	97	96	92	94	100	6%	6	3%	3
dont actifs chez Powernext Gas Spot	52	52	53	54	56	4%	2	8%	4
dont actifs chez Powernext Gas Futures	33	37	33	35	35	0%	0	6%	2

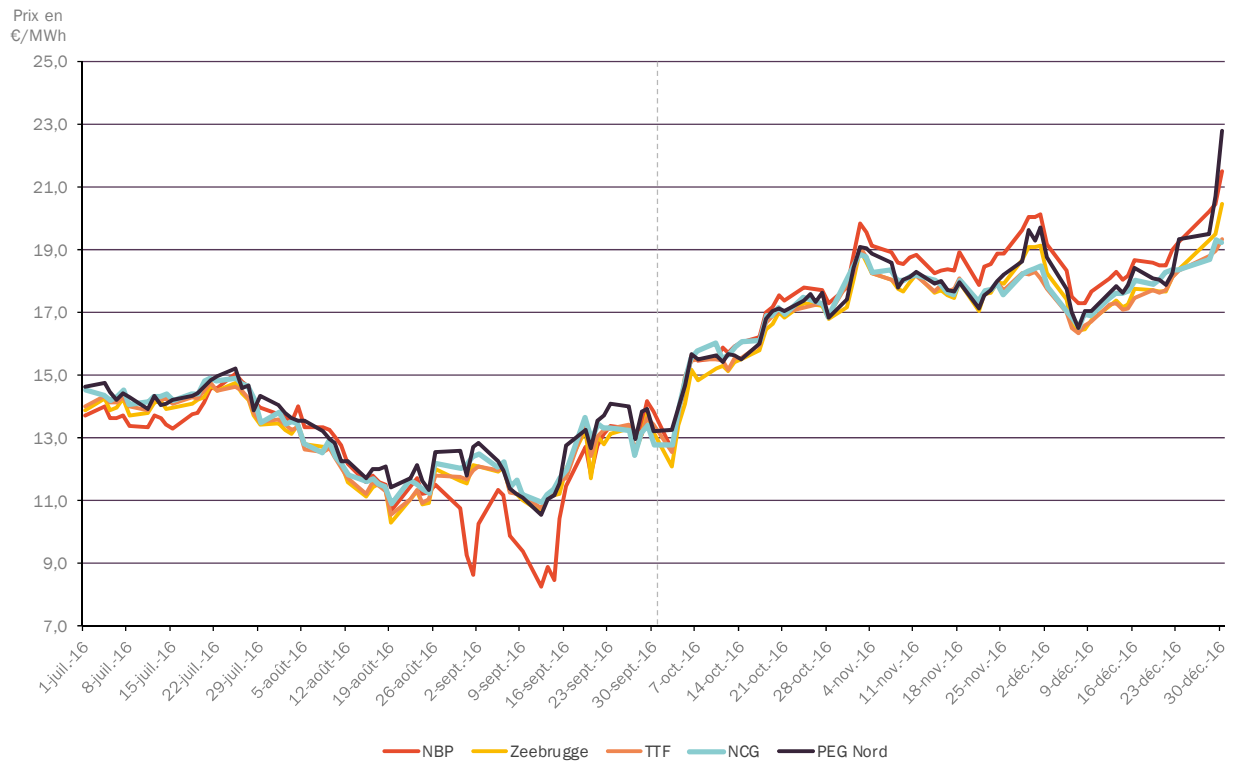
* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

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

3. GRAPHIQUES

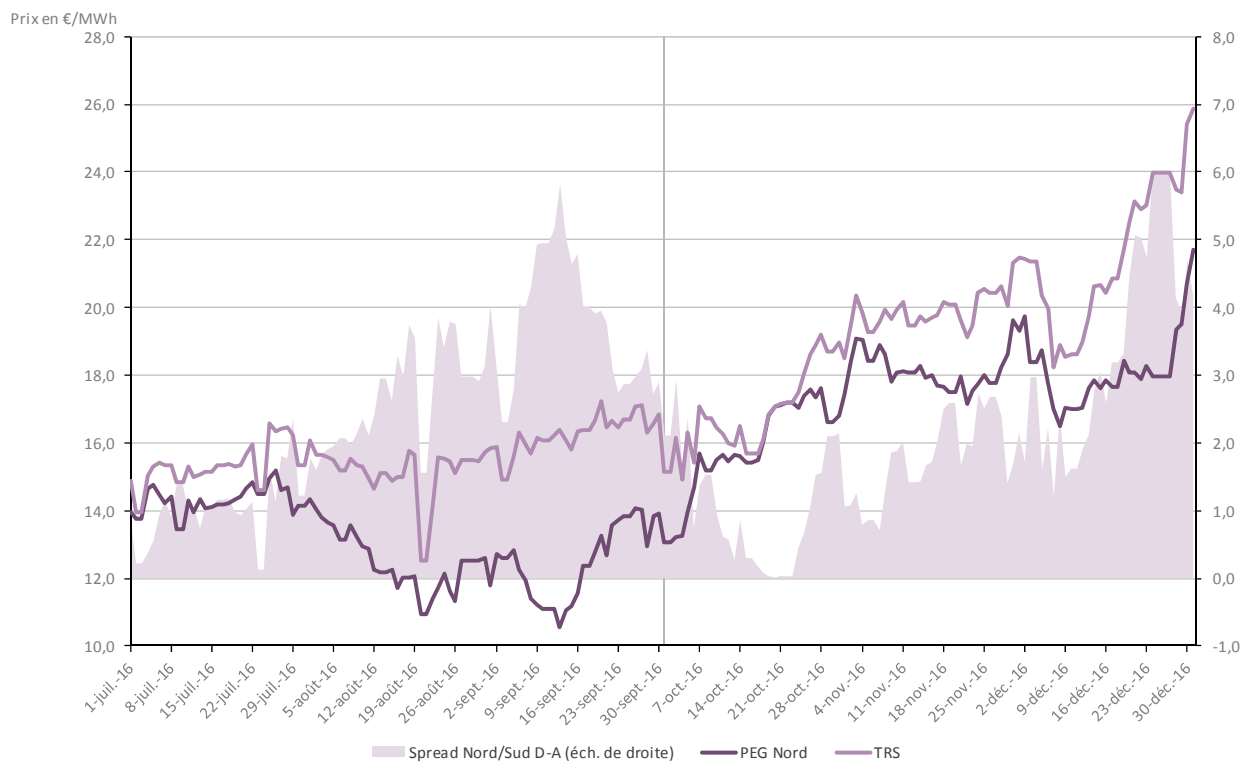
3.1 Évolution des prix en France et en Europe

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

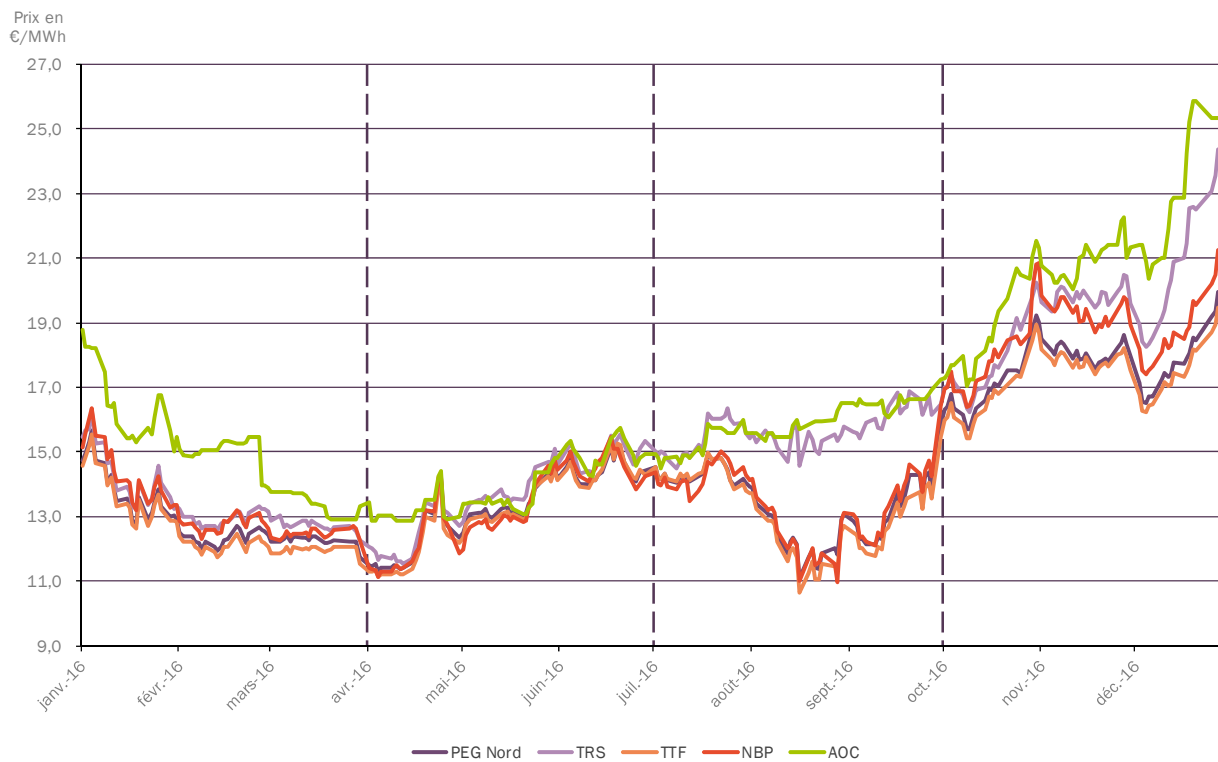


Source : Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

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

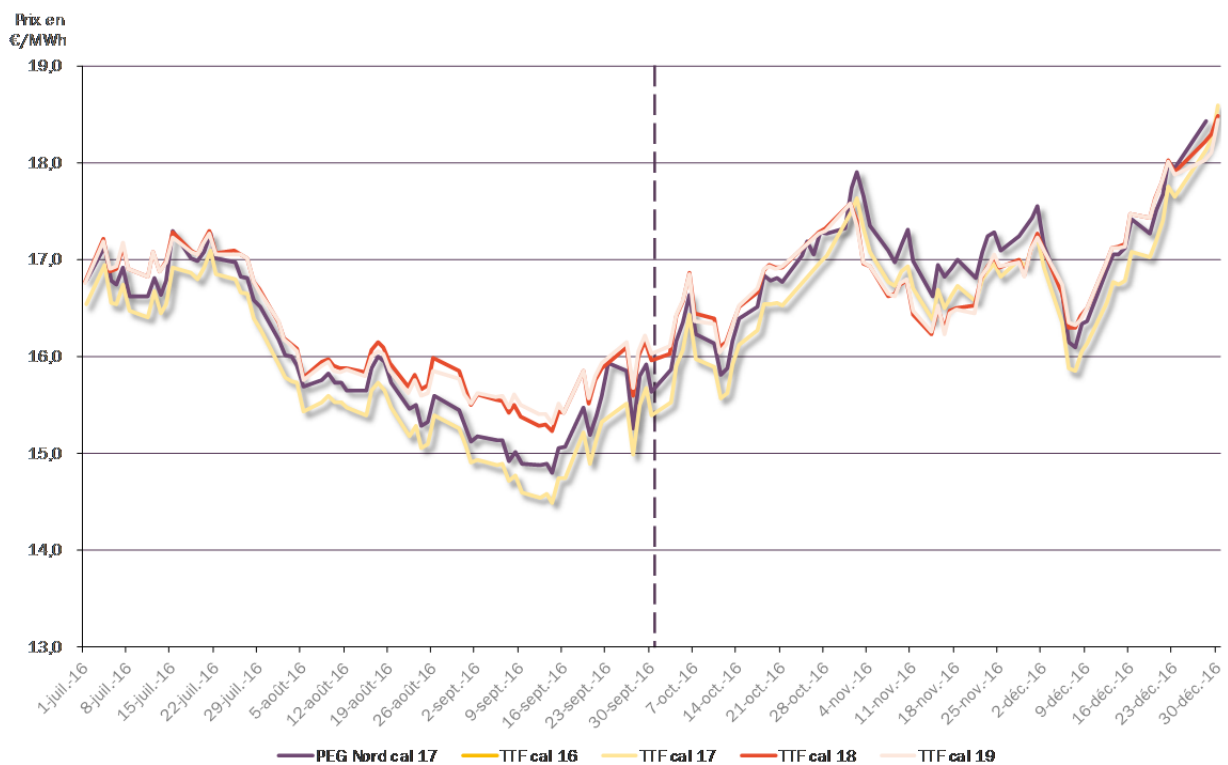
Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

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



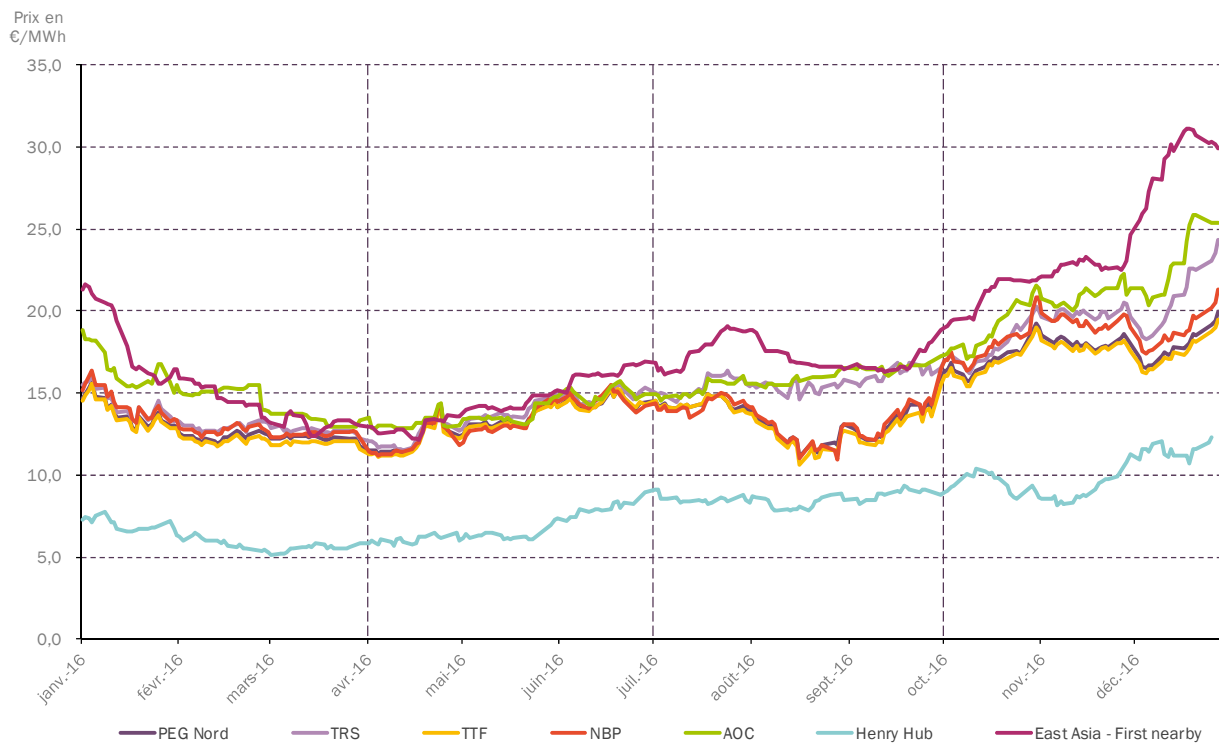
Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

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



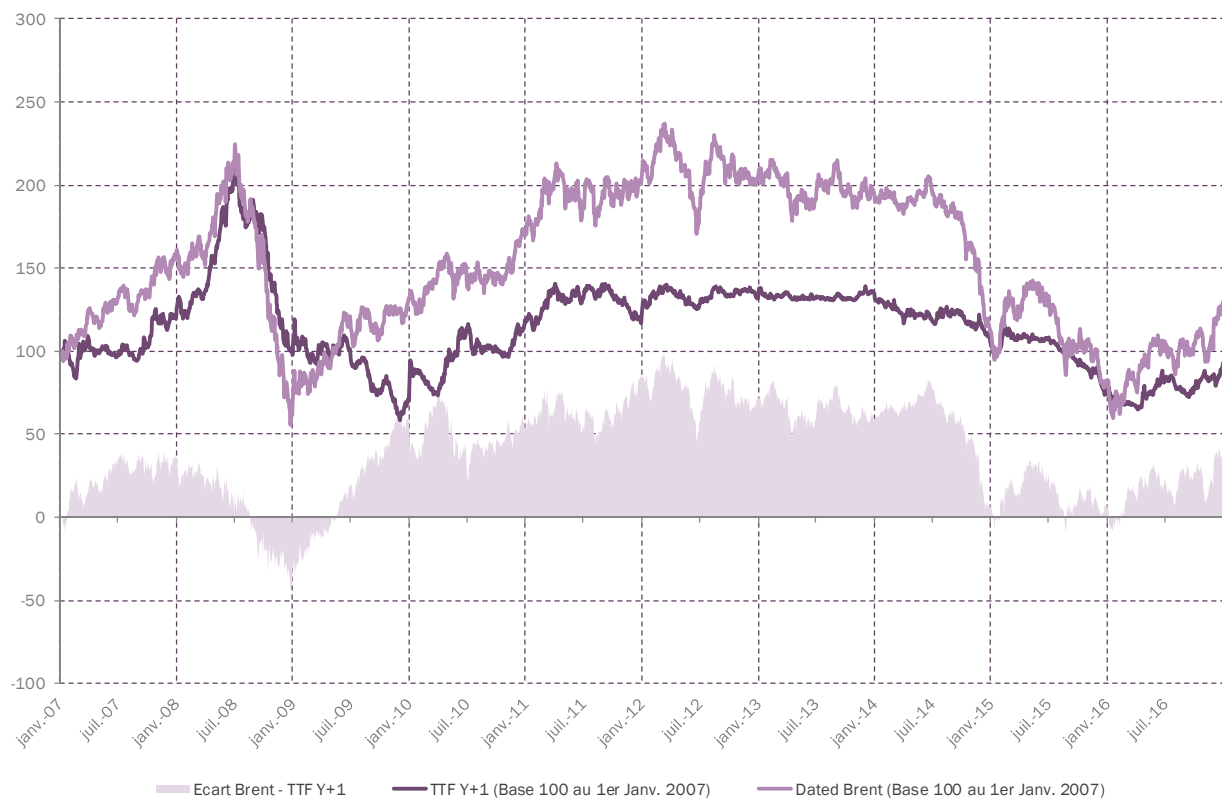
Source : Pownertext, Heren – Analyse : CRE

3.2 Contexte international

Figure 31 : Prix mondiaux du gaz

Source : Pownext, Heren – Analyse : CRE

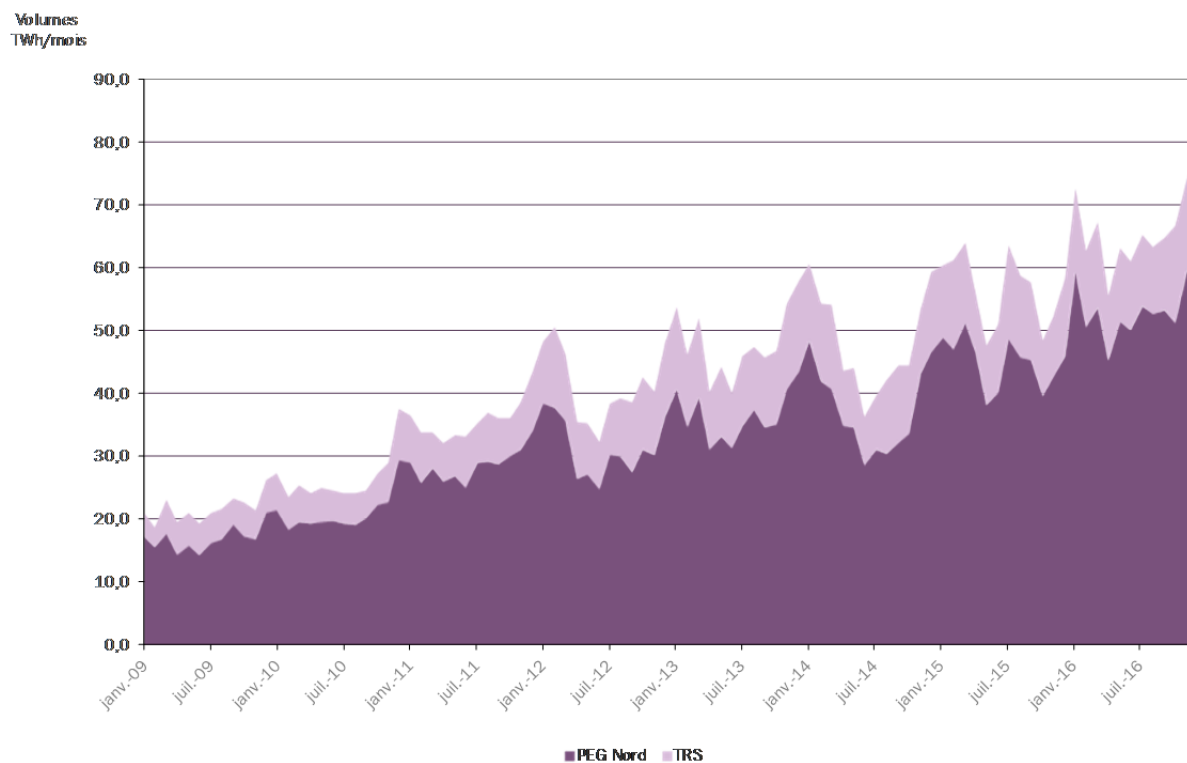
Figure 32 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

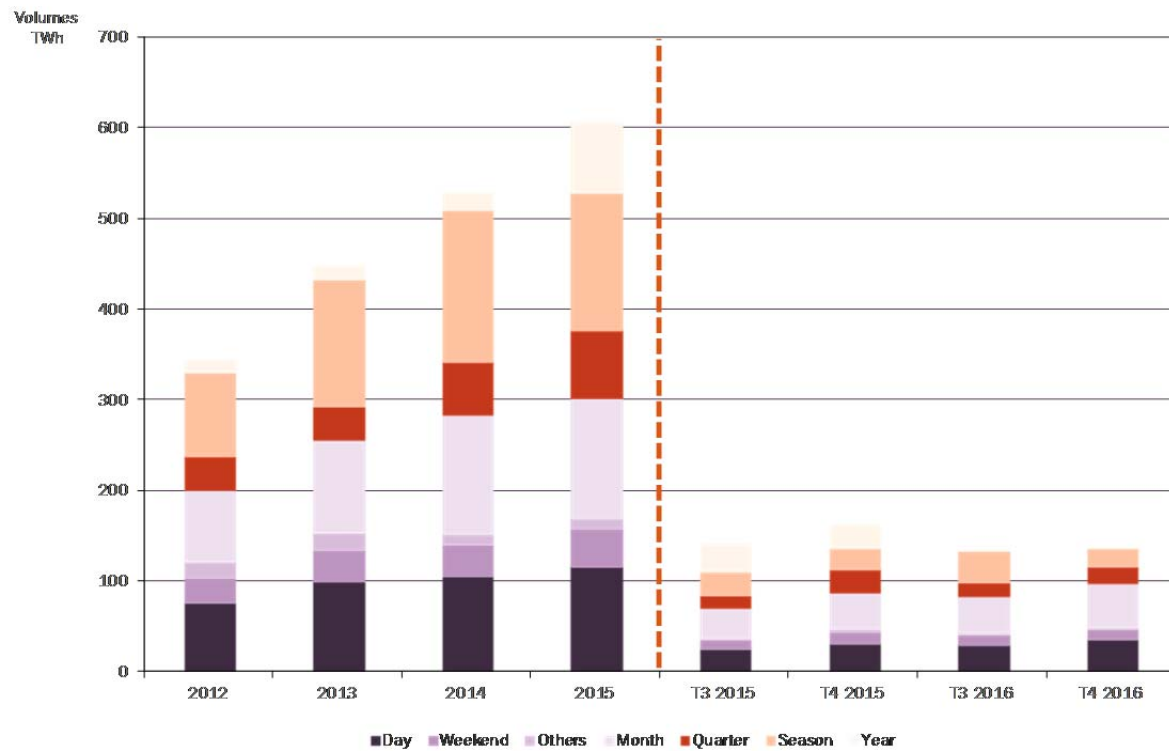
3.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 33 : Livraisons aux PEG



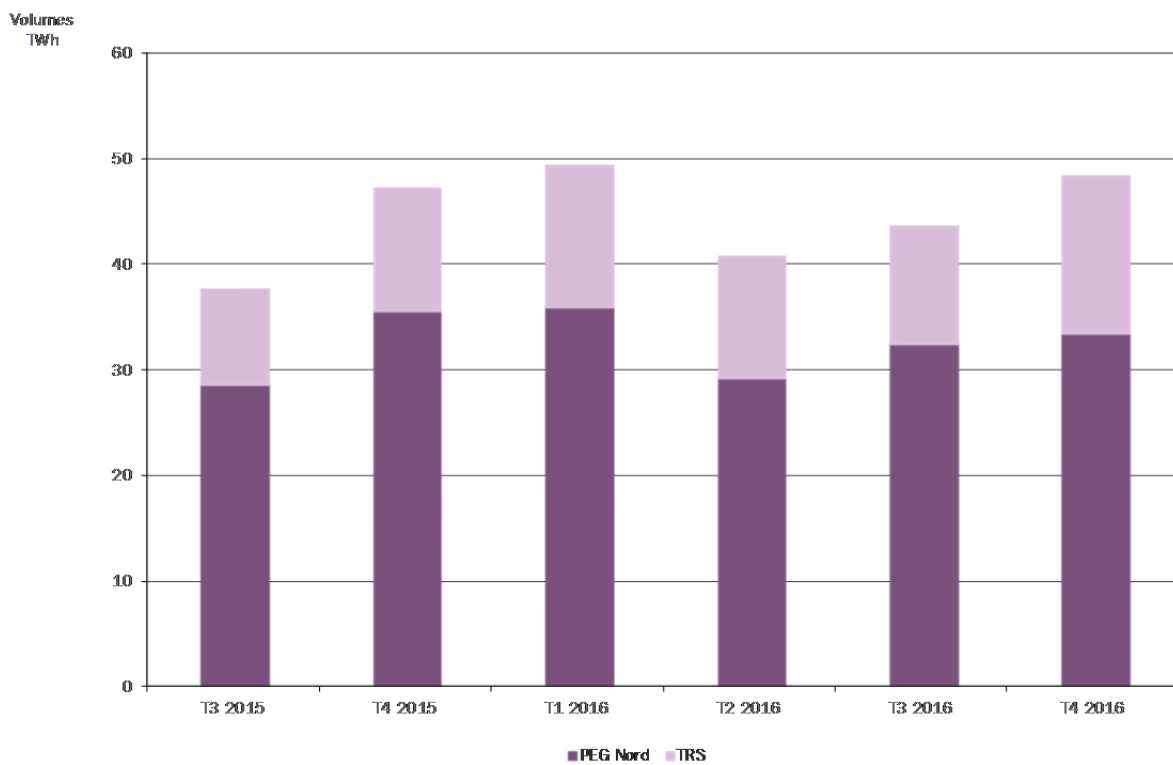
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



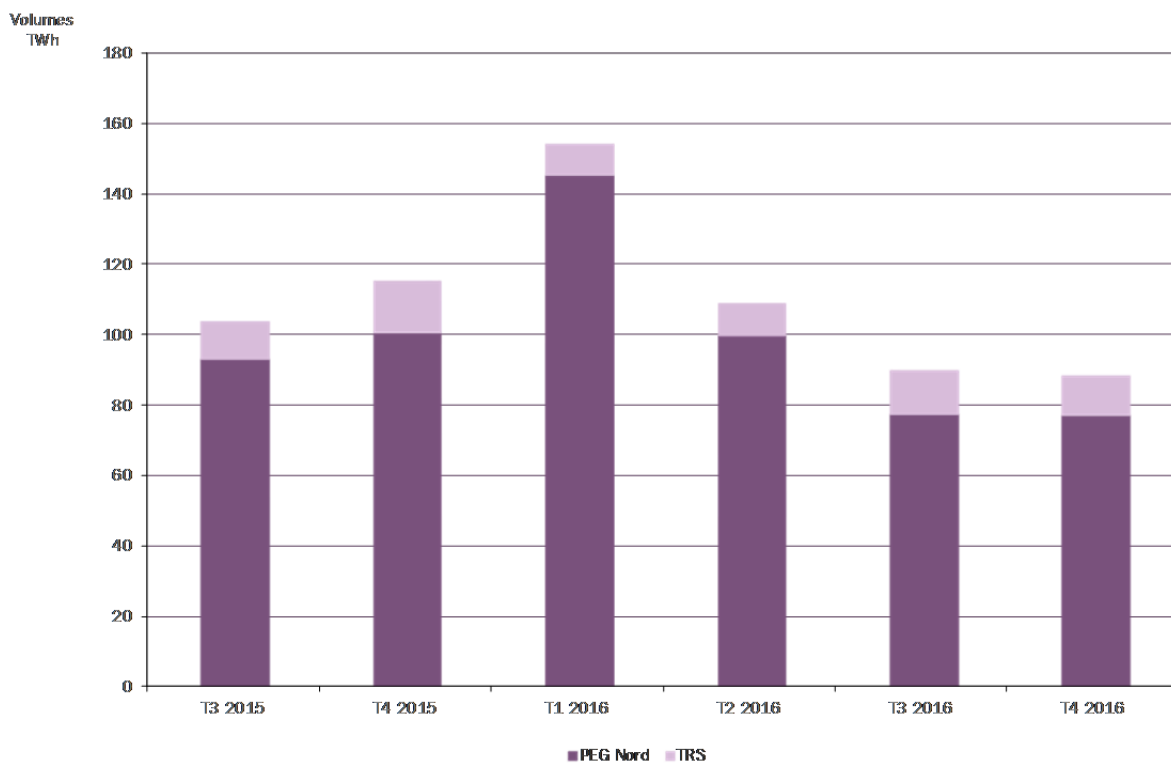
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



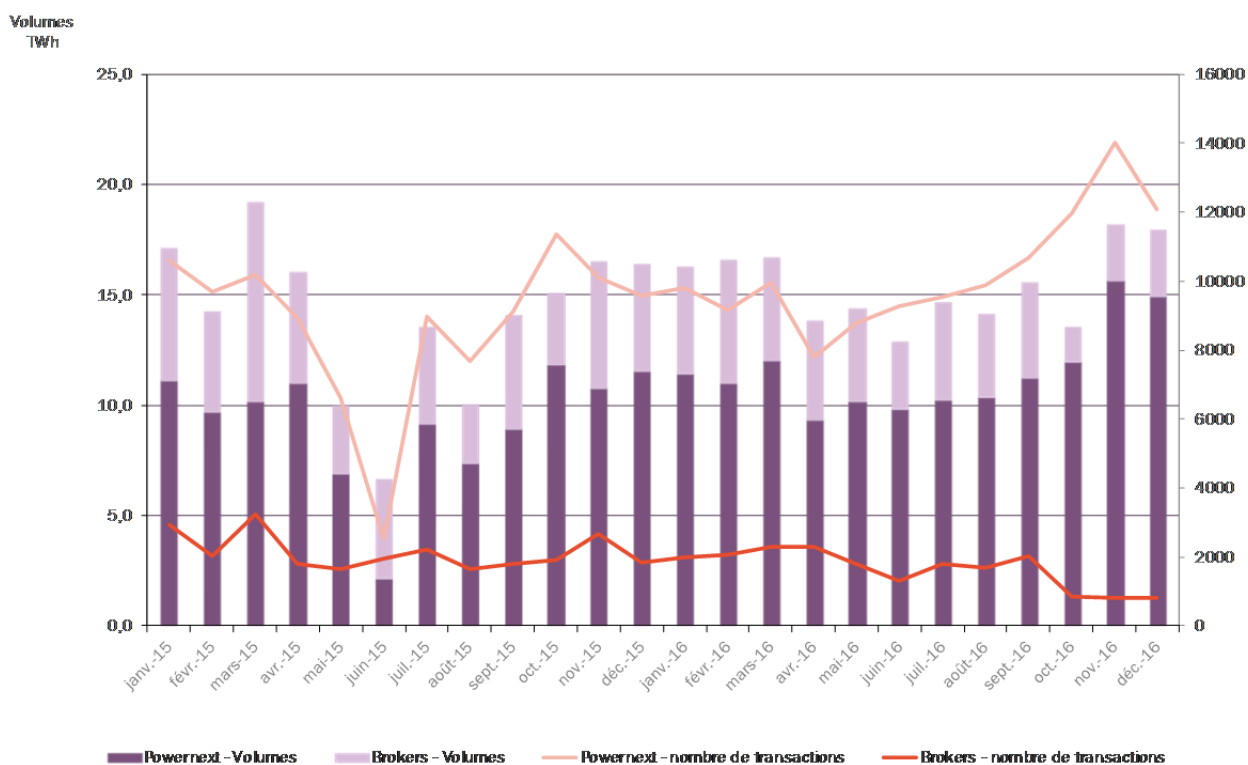
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



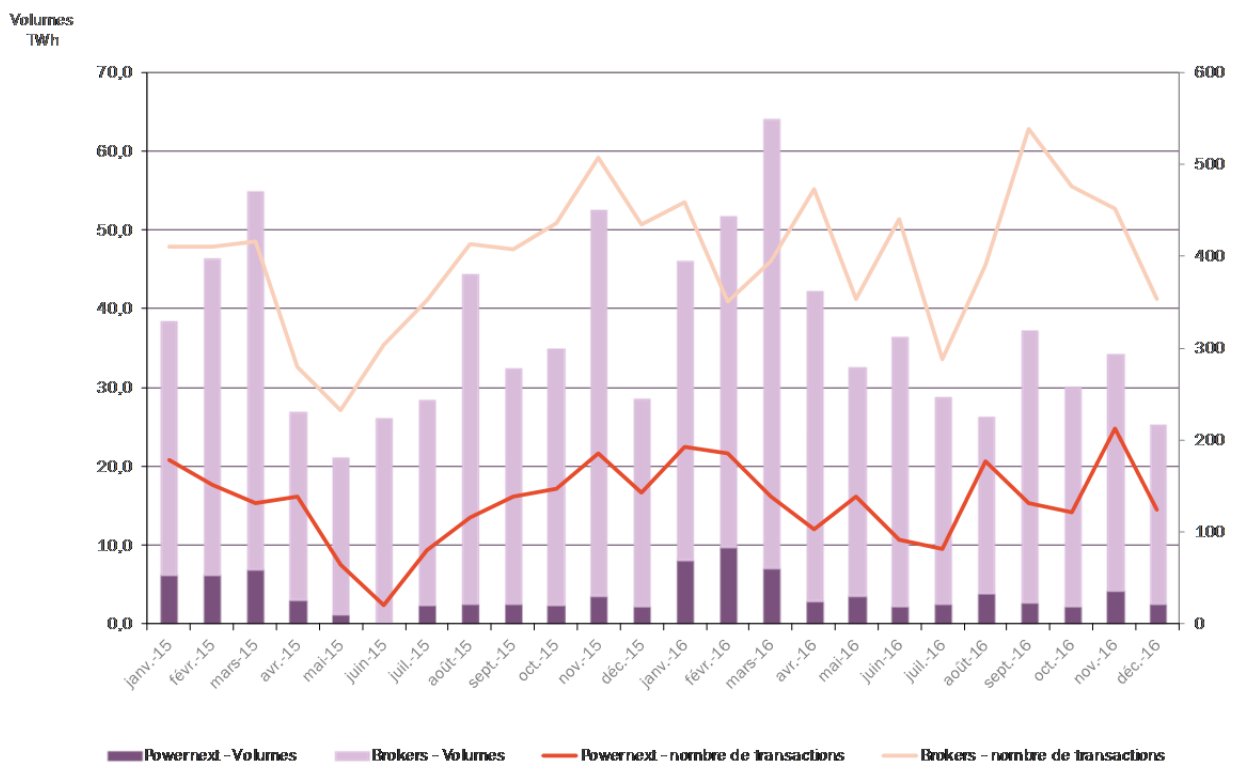
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



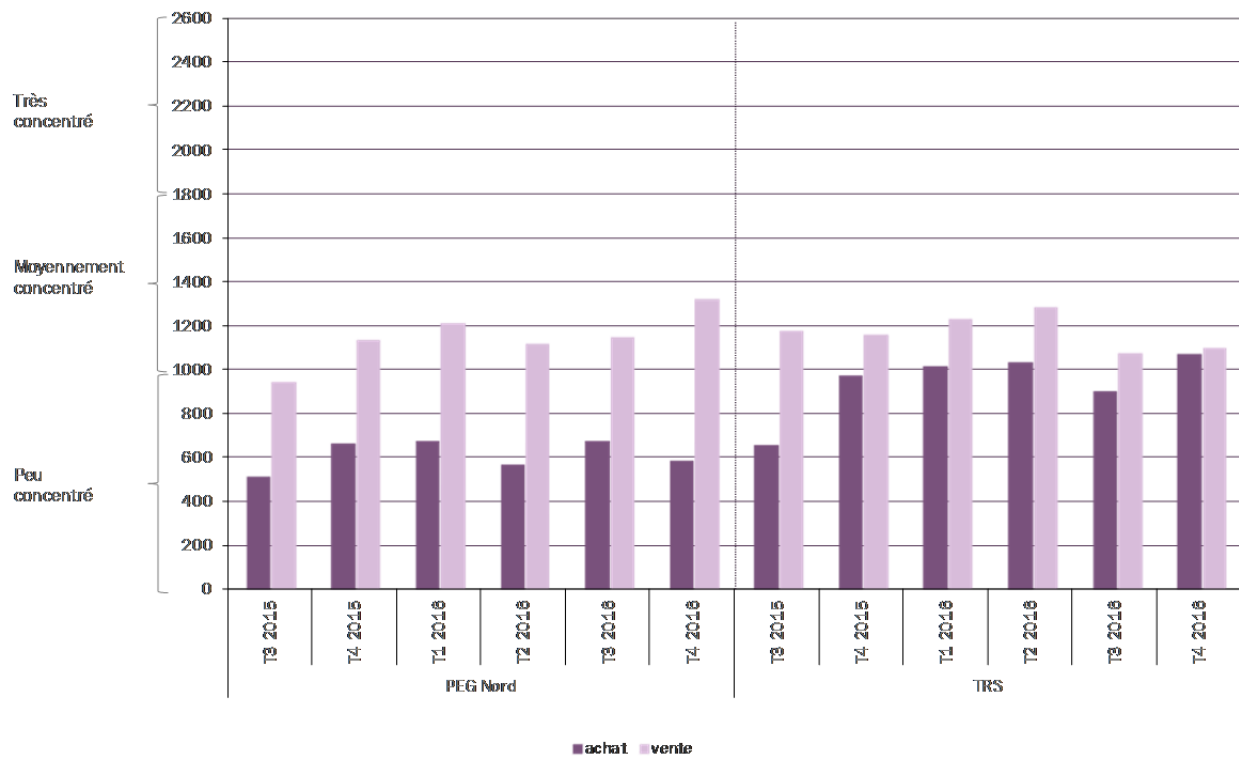
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



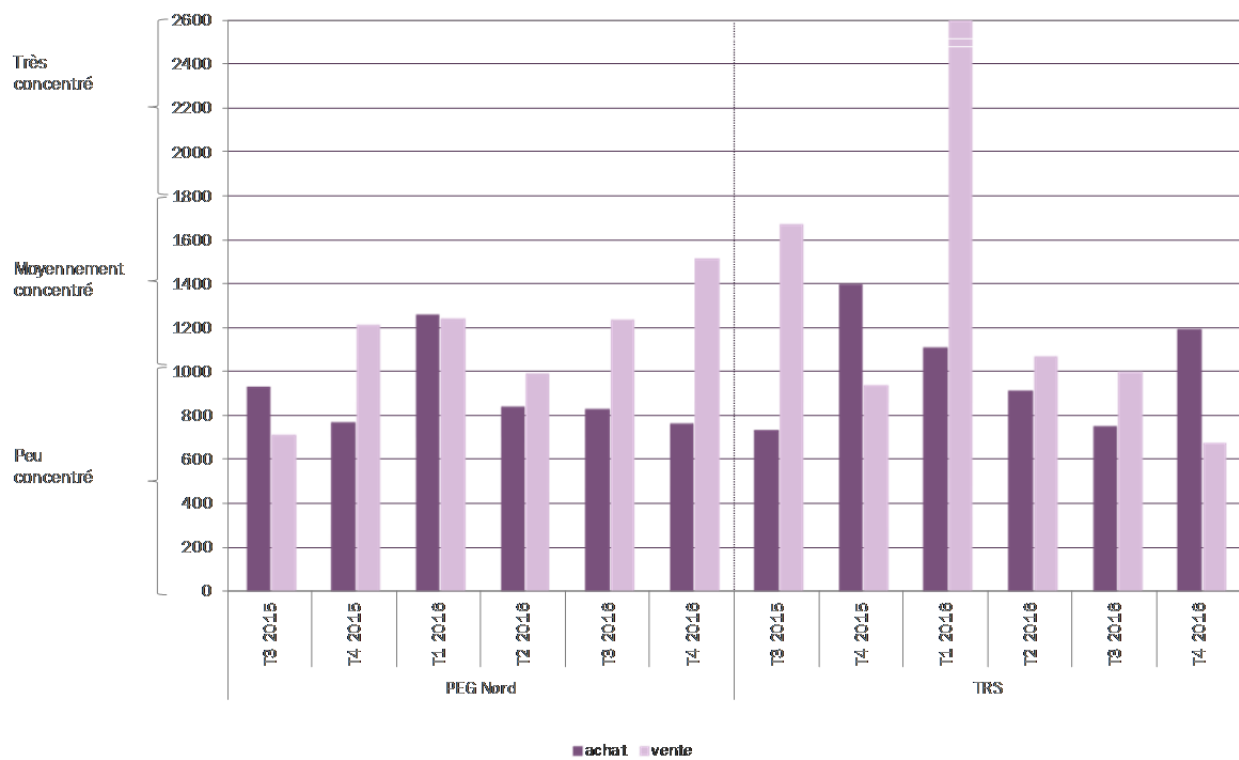
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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

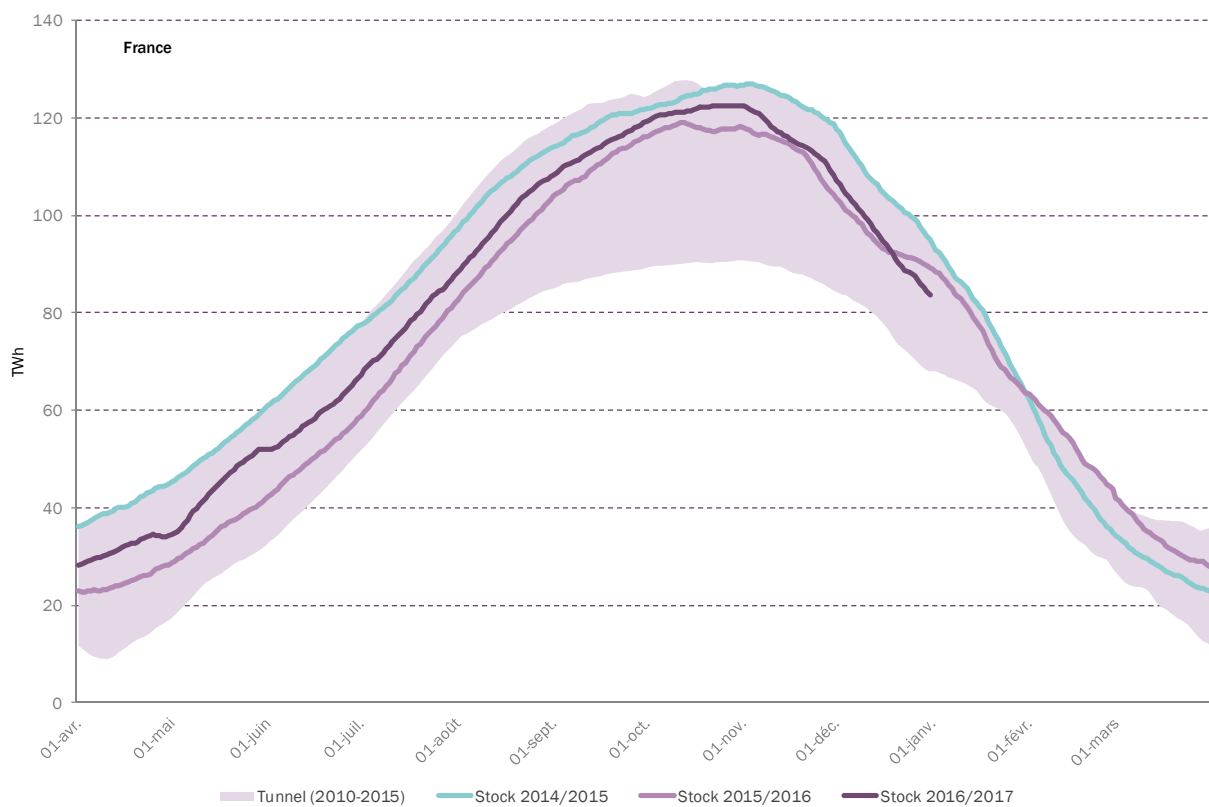
3.4 Fondamentaux

Figure 41 : Consommation de gaz en France



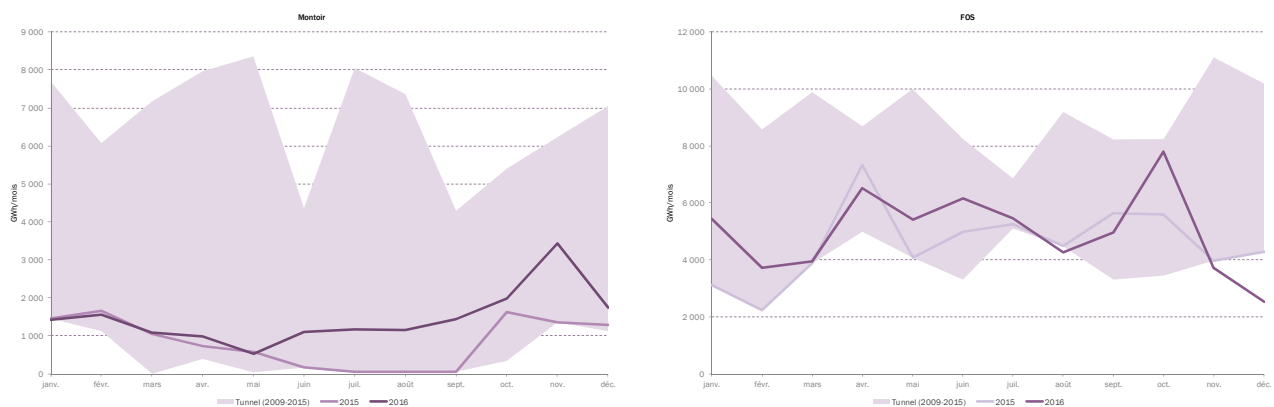
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Figure 42 : Niveaux des stocks en France



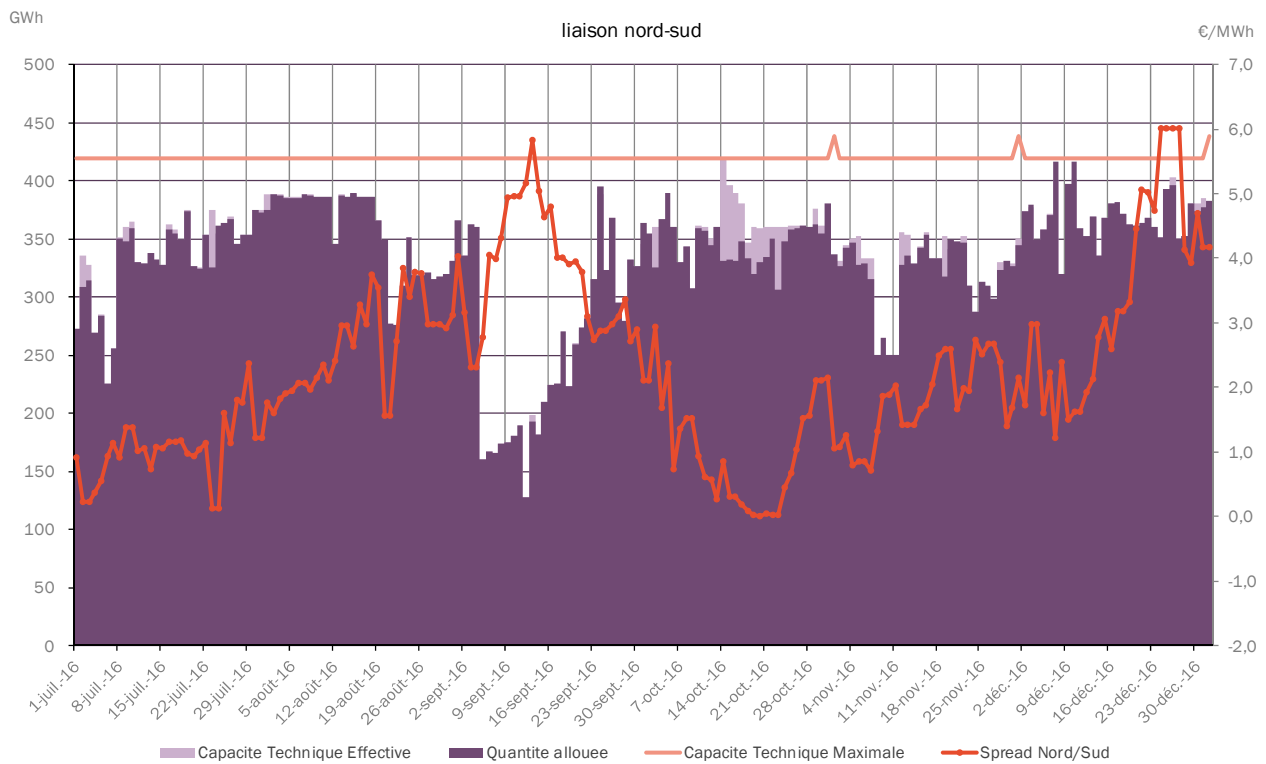
Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Figure 43 : Emissions des terminaux méthaniers



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source : Pownertnext, GRTgaz – Analyse : CRE

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

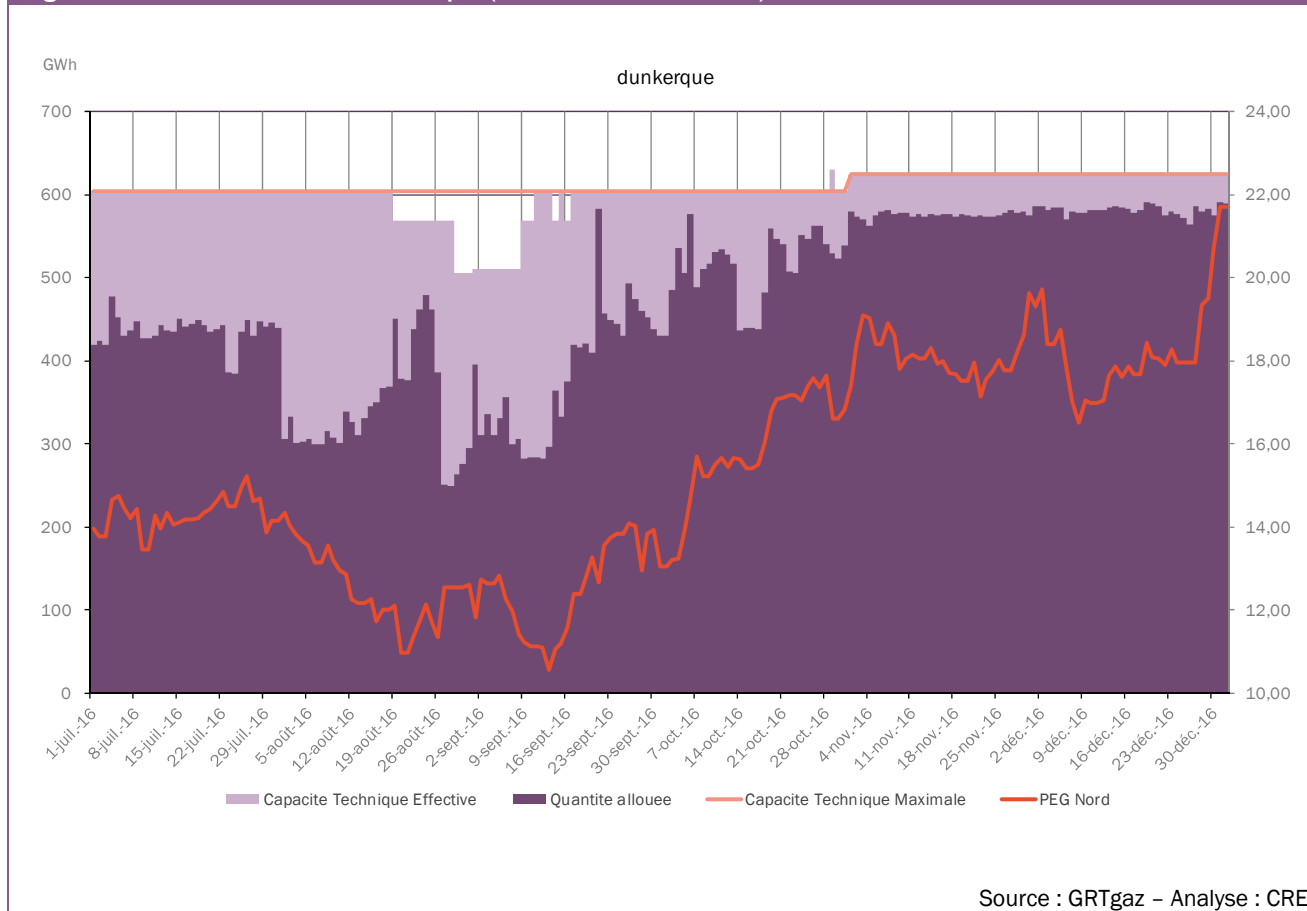
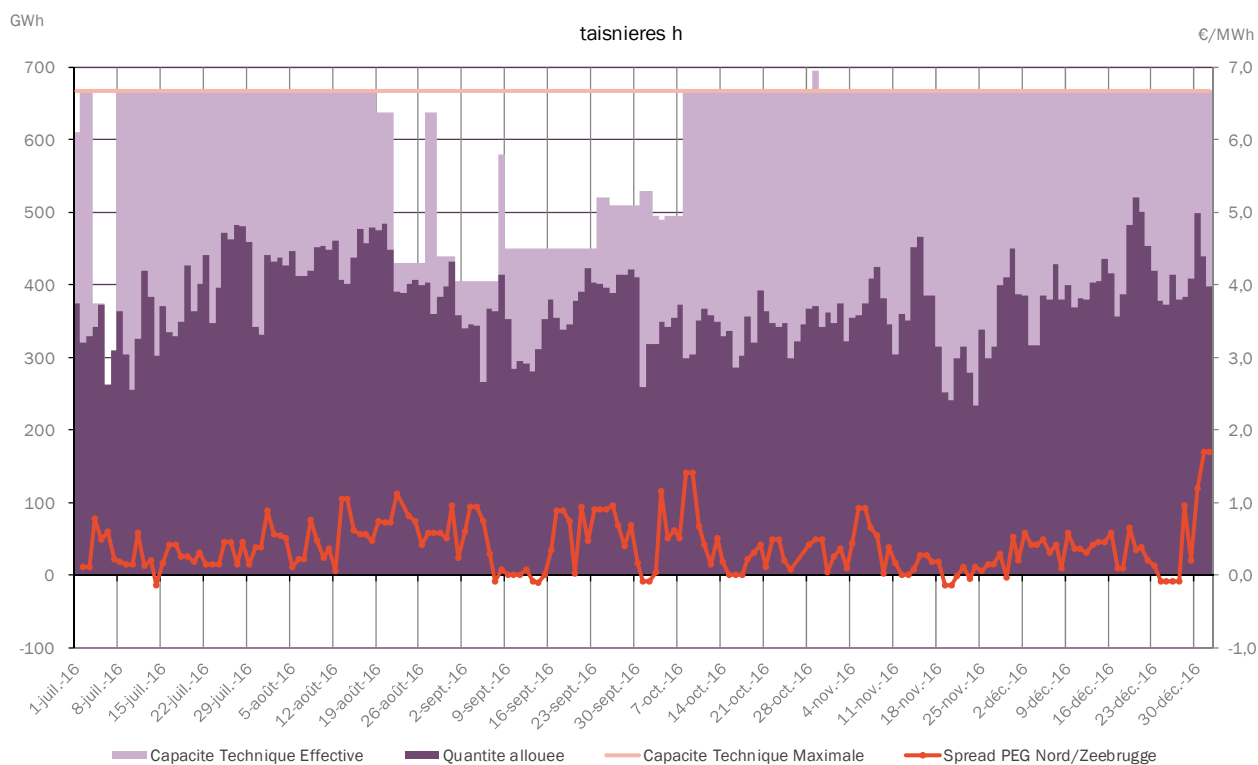
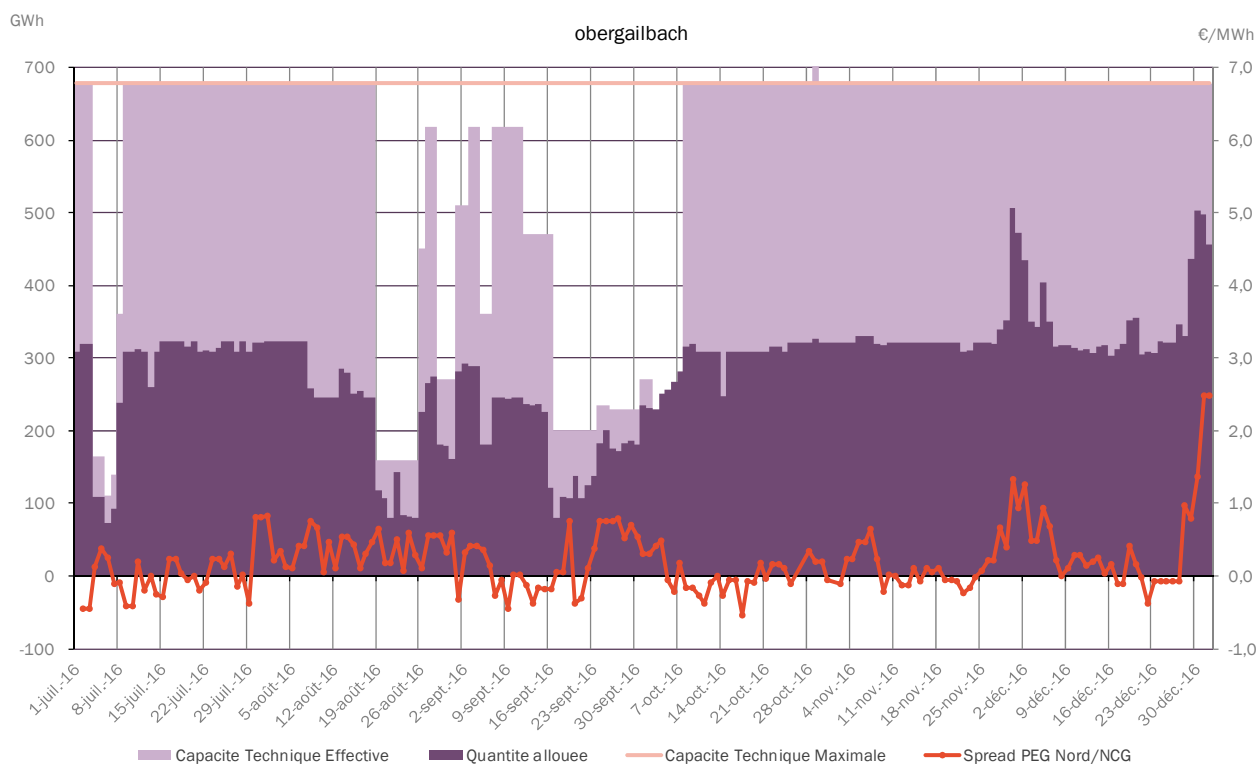


Figure 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



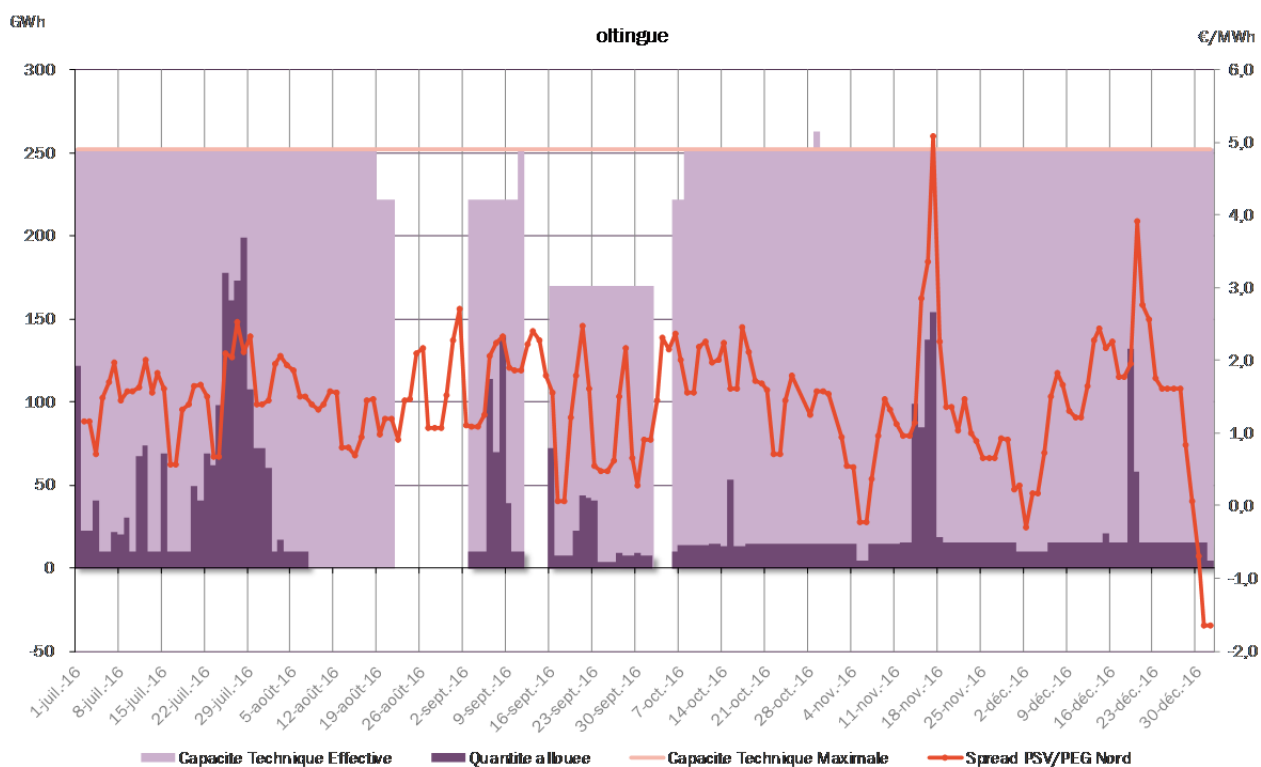
Source : Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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)

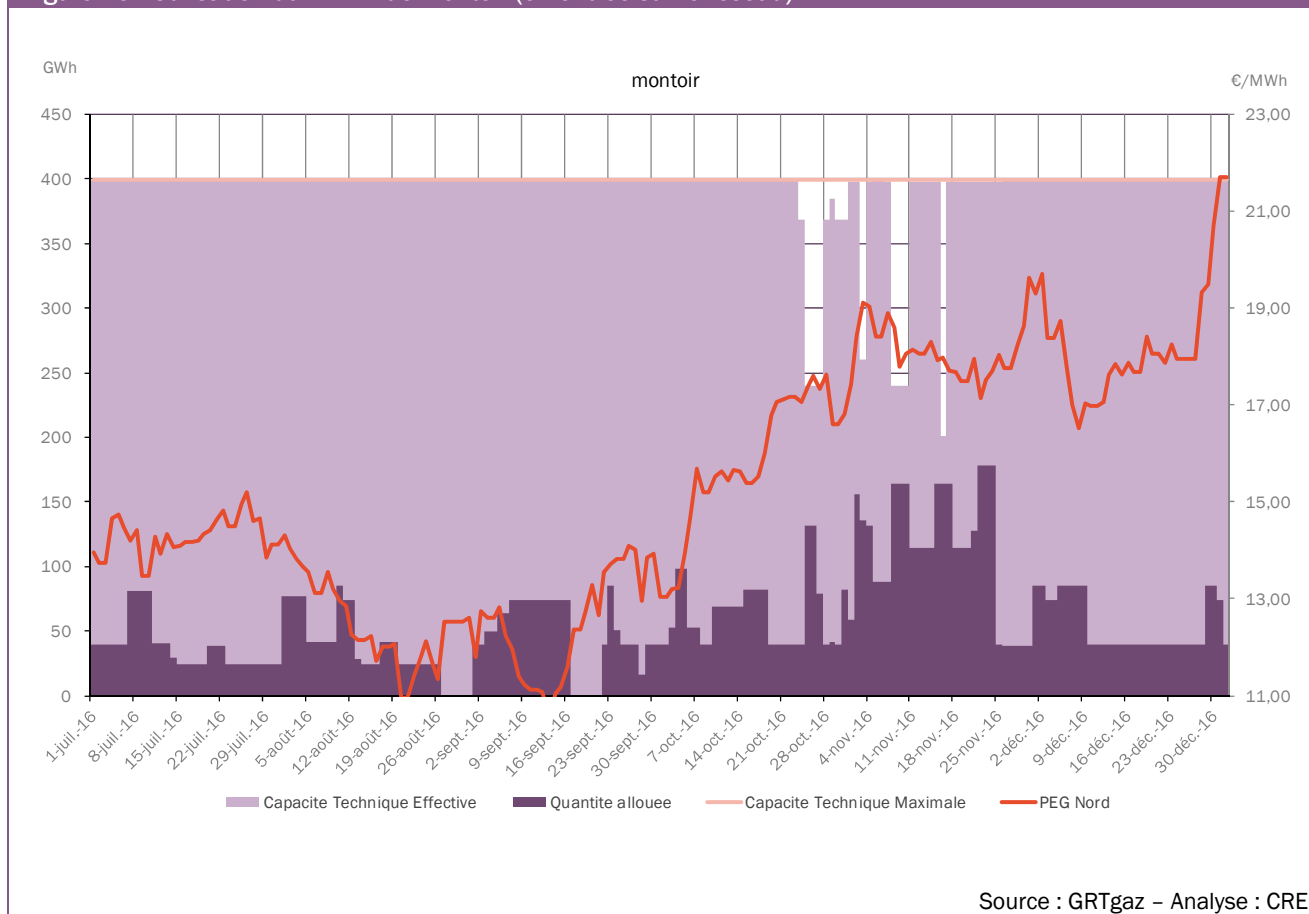
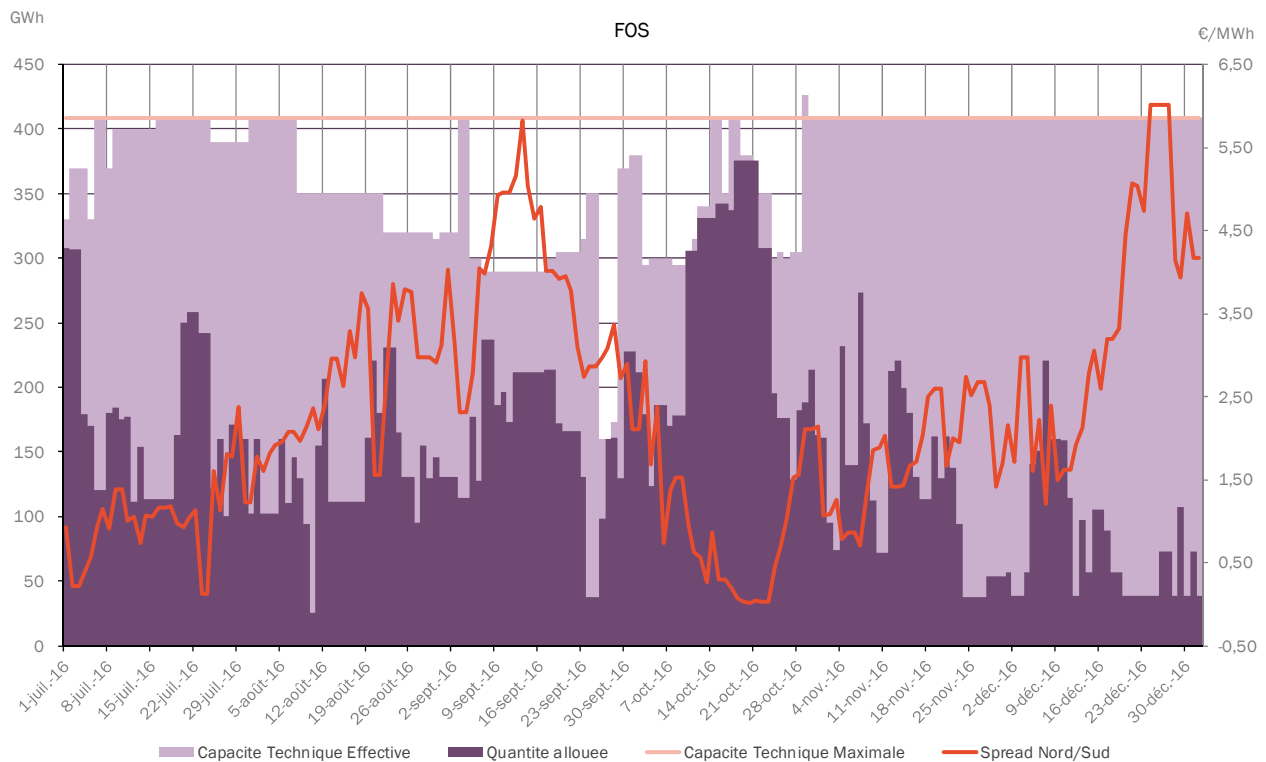
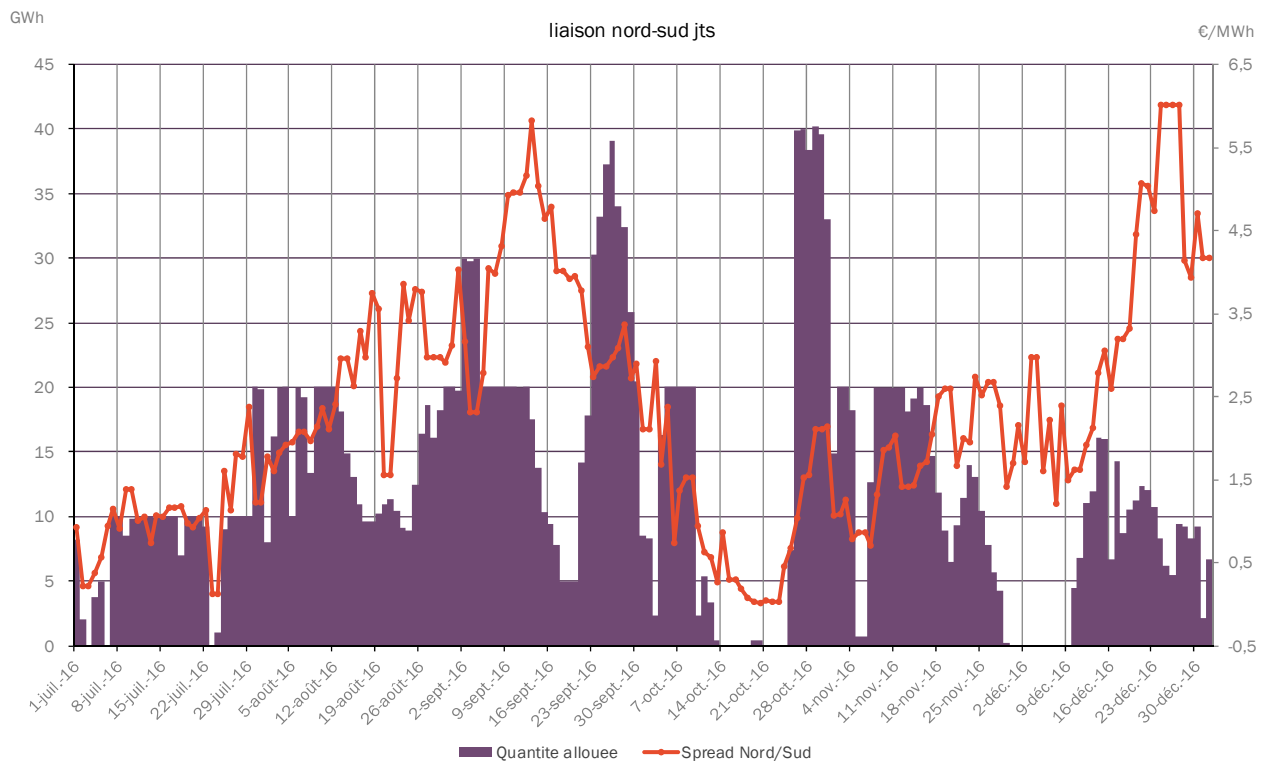


Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



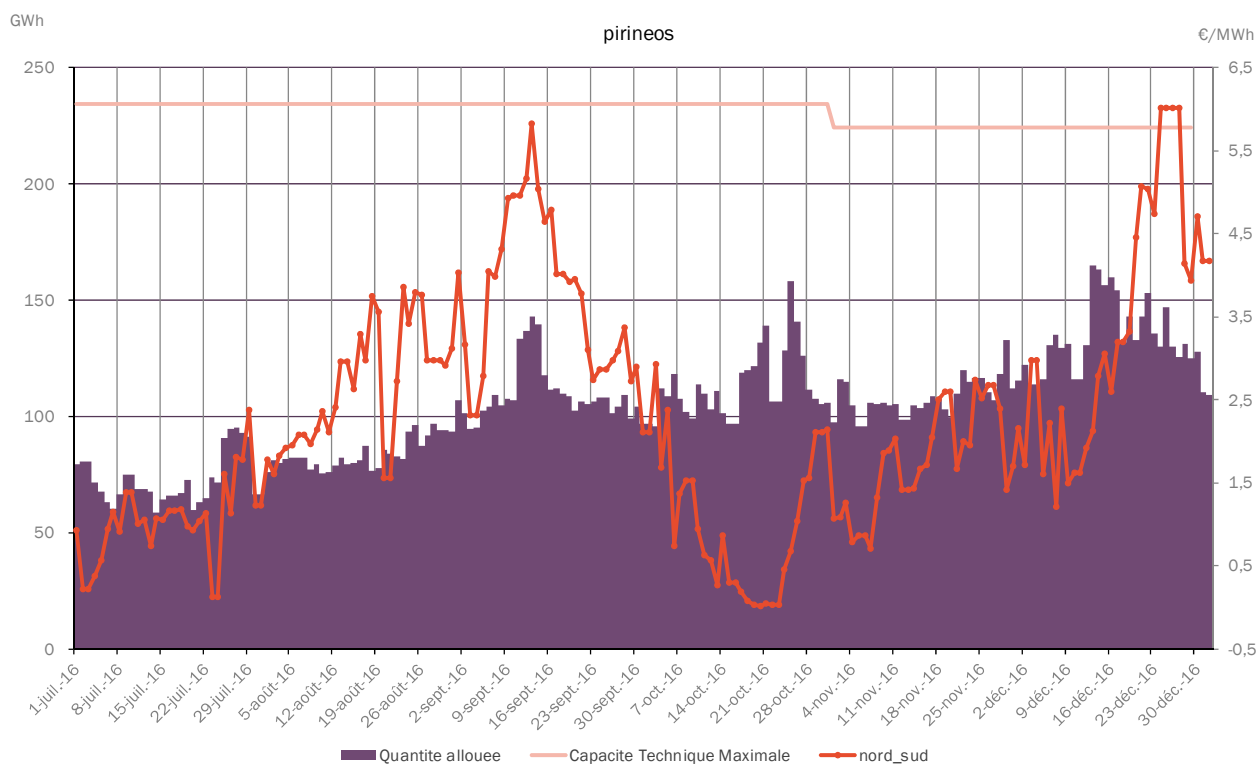
Source : GRTgaz – Analyse : CRE

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



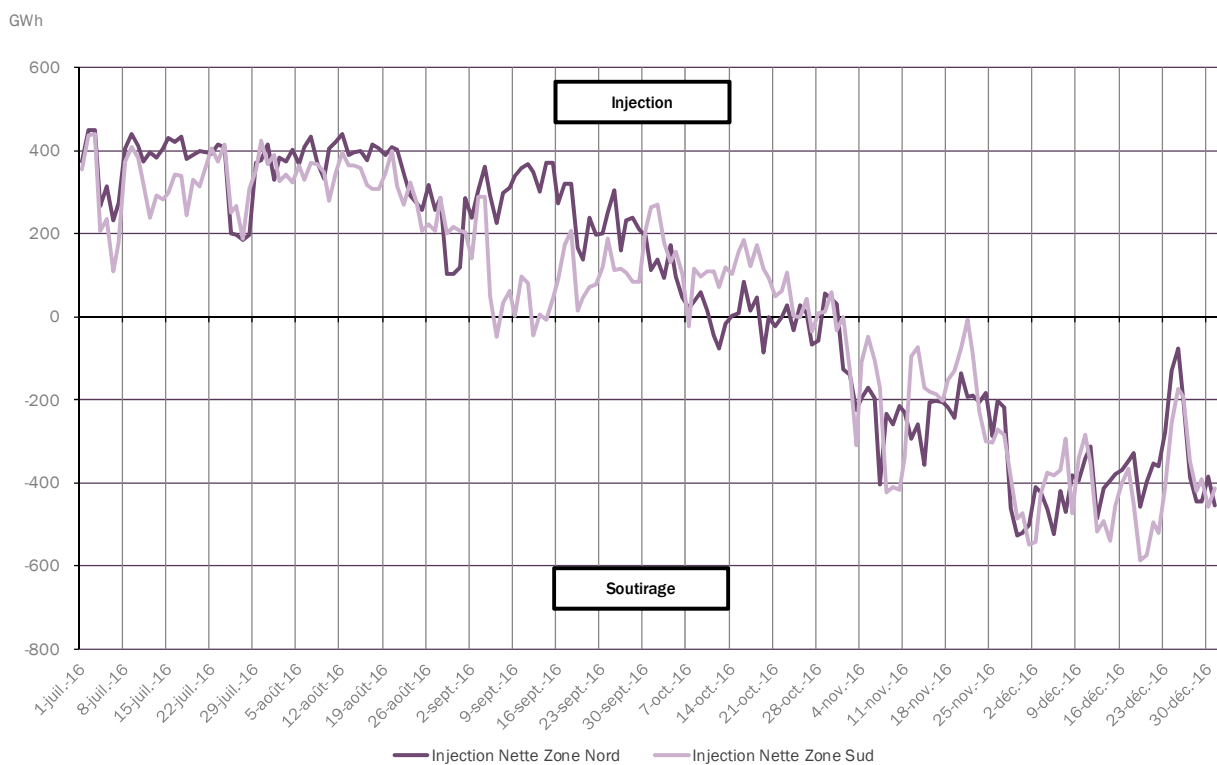
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



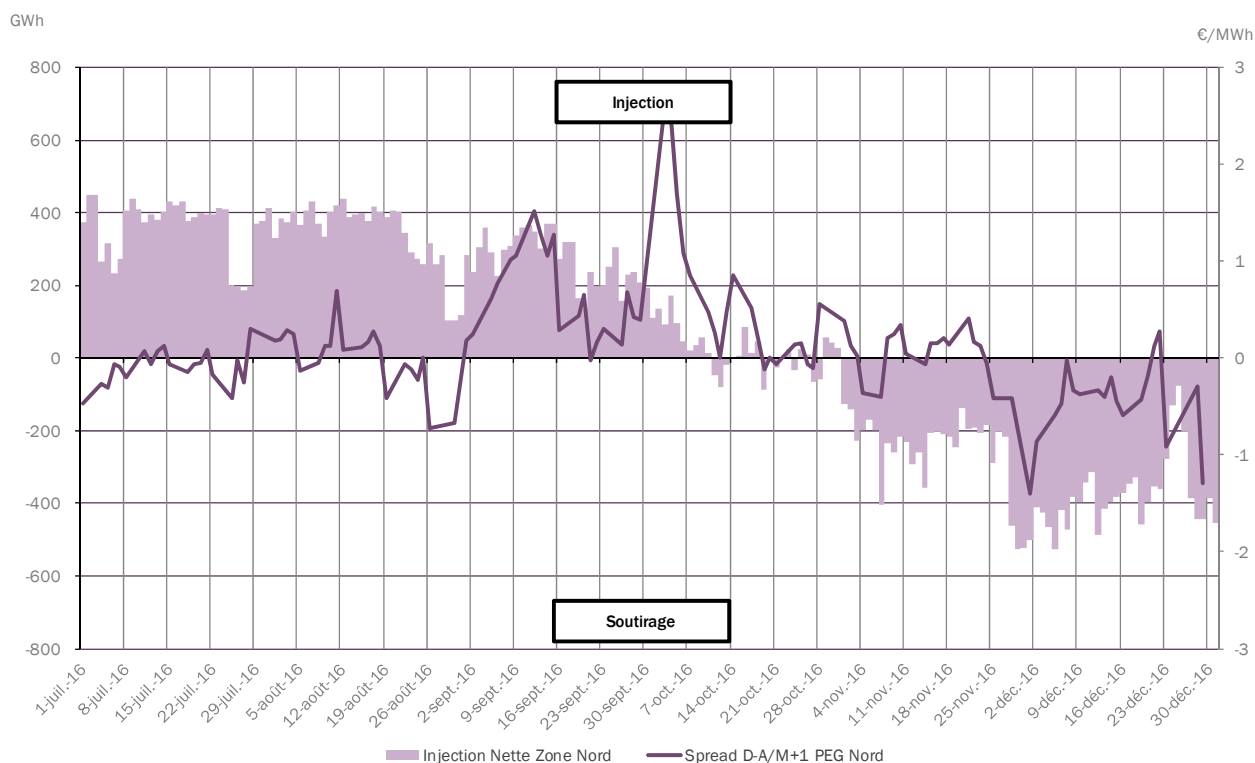
Source : Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Figure 53 : Utilisation des stockages



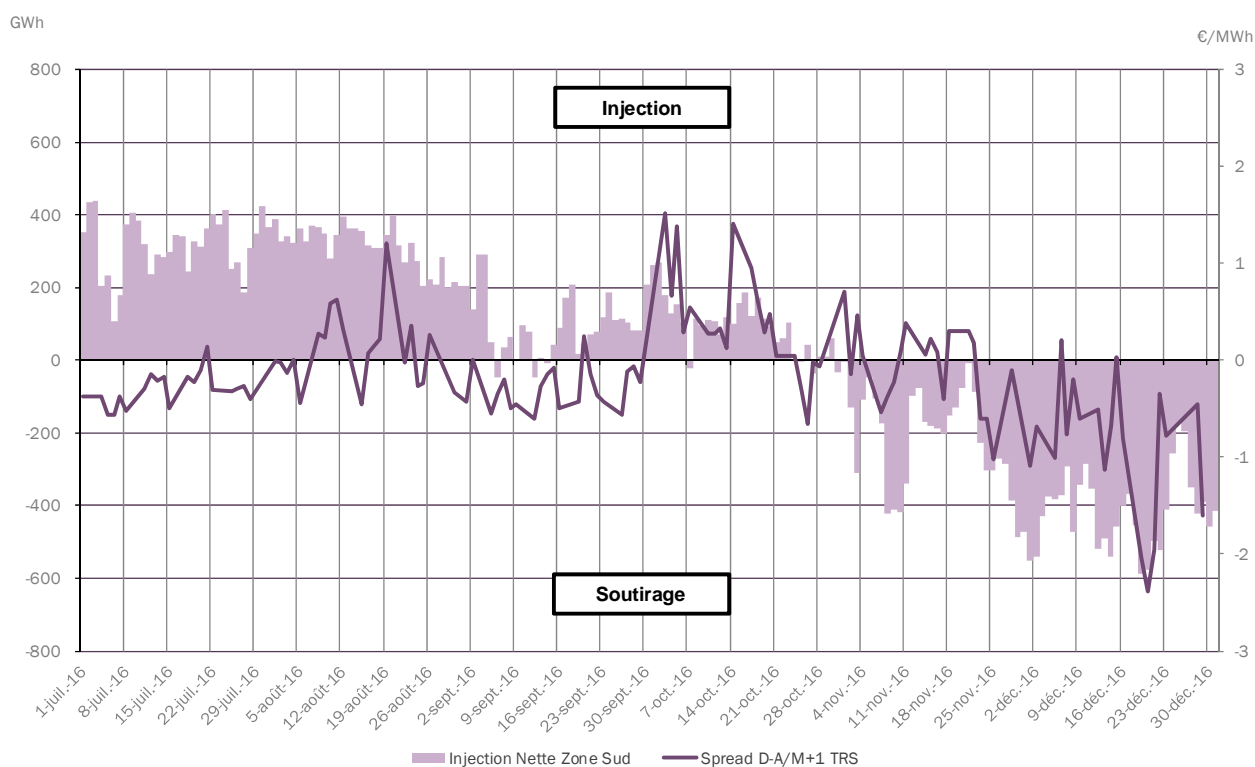
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



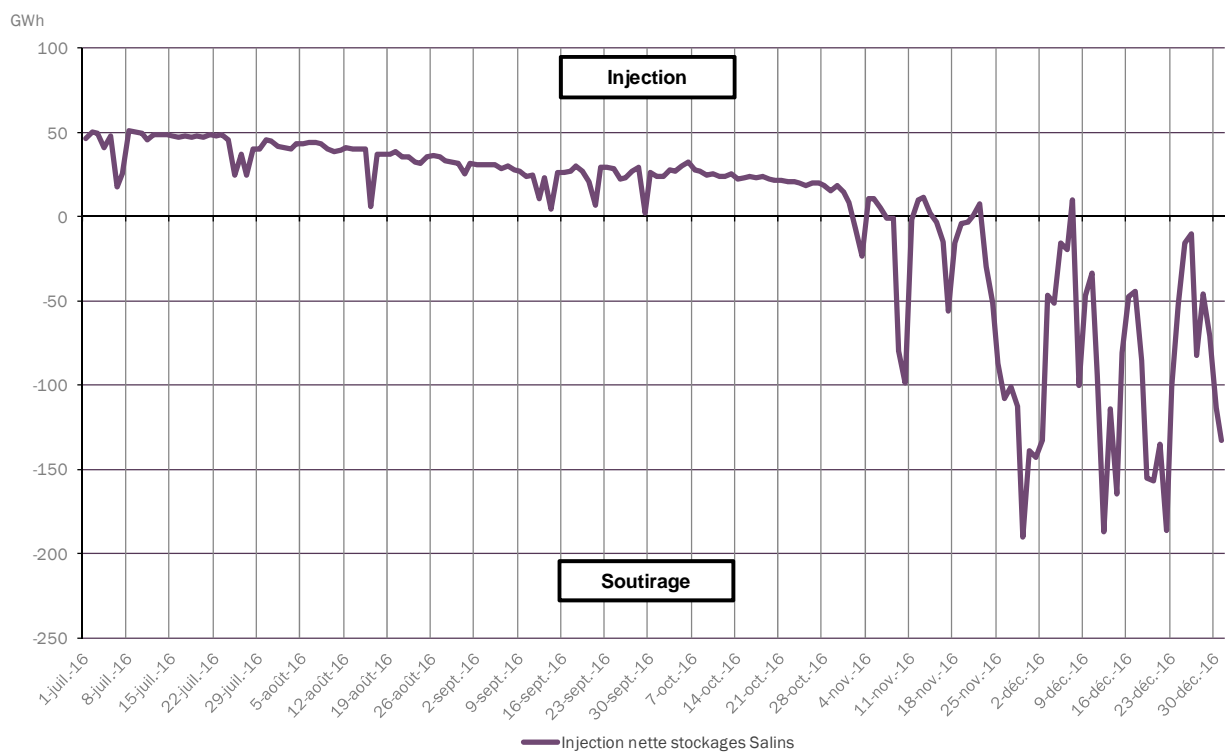
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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-CLÉS

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-CLÉS

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

						Variation trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation annuelle T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	2127	1999	1949	1460	2287	57%	-488	8%	160
Volumes EUA	2096	1995	1928	1450	2274	57%	-478	8%	178
bourse	1700	1707	1582	1199	1797	50%	-383	6%	97
brokers	396	288	346	251	477	90%	-95	20%	81
Volumes CER	31	4	21	10	13	30%	-10	-57%	-18
bourse	23	2	9	8	9	13%	-1	-61%	-14
brokers	8,1	1,7	11,5	2,2	4,3	93%	-9,3	-47%	-3,8
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	193	282	272	239	219	-8%	-20	13%	26
EUA futurs (Déc'15 à Déc'18)	1408	1316	1248	898	1417	58%	519	1%	9
Déc'15	790								
Déc'16	477	1138	1000	713	904	27%	191	90%	427
Déc'17	111	122	178	121	414	242%	293	273%	303
Déc'18	30	56	70	64	99	55%	35	230%	69

Source : ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

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

						Variation trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation annuelle T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO ₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	7,8	5,2	5,3	4,2	5,2	25%	1,03	-33%	-2,61
Prix moyen spot EUA	8,4	5,6	5,8	4,5	5,5	21%	0,97	-34%	-2,87
Prix moyen spot CER	0,6	0,4	0,4	0,4	0,33	-16%	-0,06	-44%	-0,26
Prix futur (€/tCO ₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'15 EUA	8,44								
Prix moyen Déc'16 EUA	8,47	5,63	5,77	4,55	5,43	19%	0,88	-36%	-3,03
Prix moyen Déc'17 EUA	8,57	5,69	5,81	4,59	5,54	21%	0,96	-35%	-3,03
Prix moyen Déc'18 EUA	8,70	5,78	5,86	4,63	5,57	20%	0,94	-36%	-3,13
CER									
Prix moyen Déc'15 CER	0,61								
Prix moyen Déc'16 CER	0,53	0,38	0,40	0,39	0,35	-12%	-0,05	-35%	-0,18
Prix moyen Déc'17 CER	0,53	0,39	0,40	0,38	0,32	-15%	-0,06	-39%	-0,20
Prix moyen Déc'18 CER	0,53	0,39	0,41	0,40	0,33	-16%	-0,06	-37%	-0,19

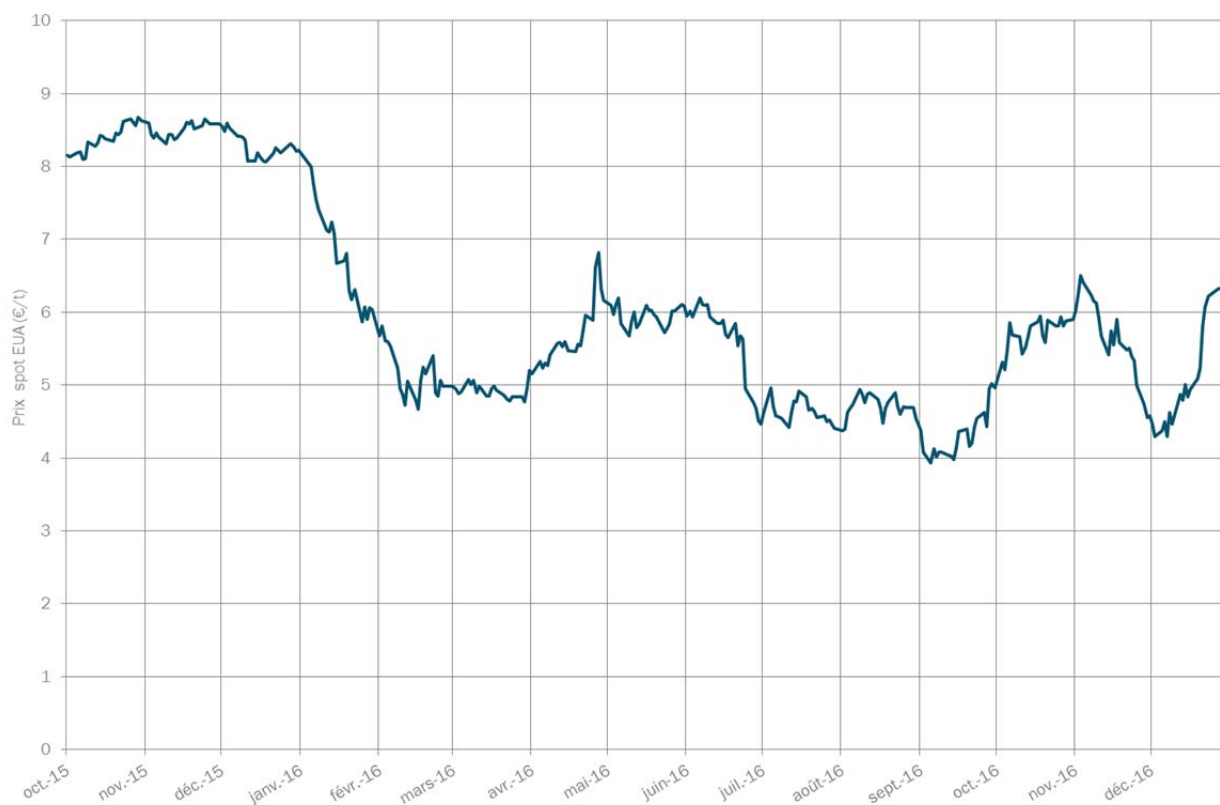
Source : ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

						Variation trimestrielle T4 2016 / T3 2016		Variation annuelle T4 2016 / T4 2015	
	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	42,7	35,7	42,9	52,1	59,1	13%	7,0	39%	16,5
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	22,2	17,5	19,4	20,2	35,5	76%	15,3	60%	13,3
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	5,0	3,8	6,1	8,2	24,3	197%	16,2	391%	19,4

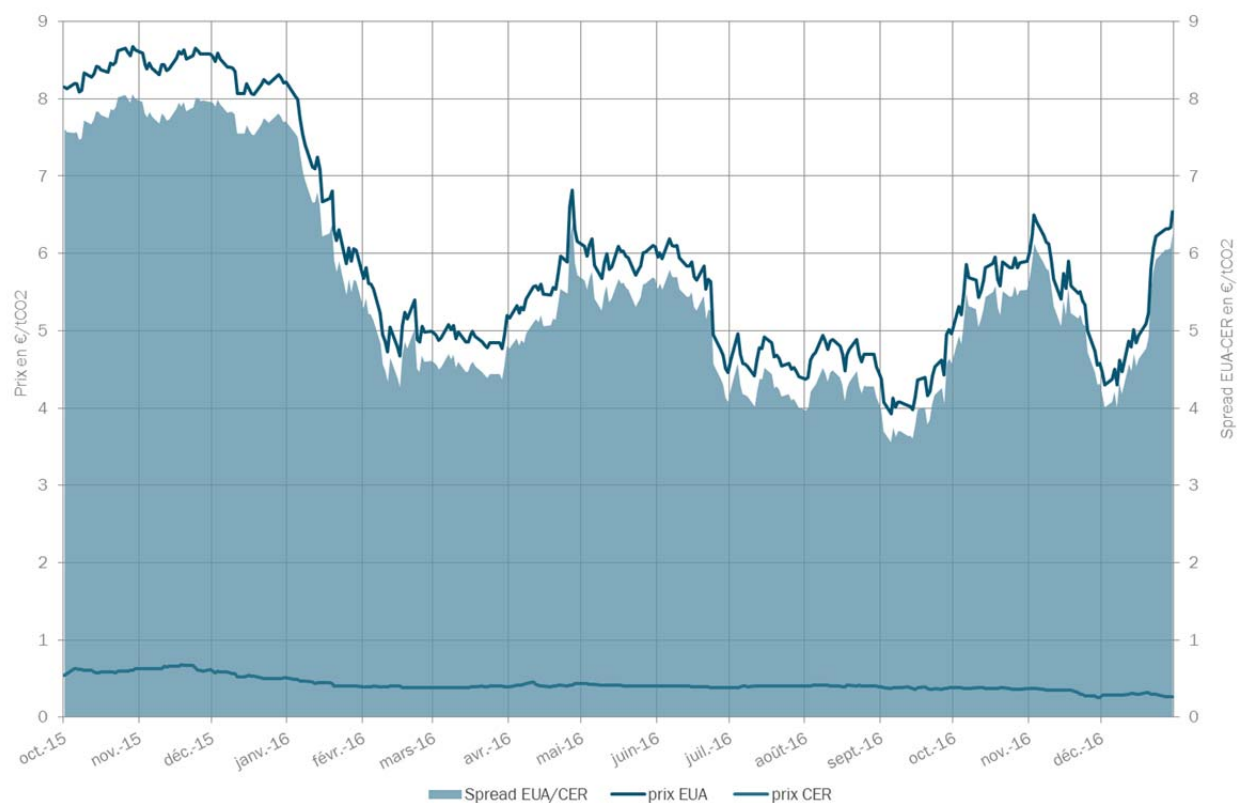
Source : NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

3. GRAPHIQUES

Figure 57 : Évolution des prix EUA

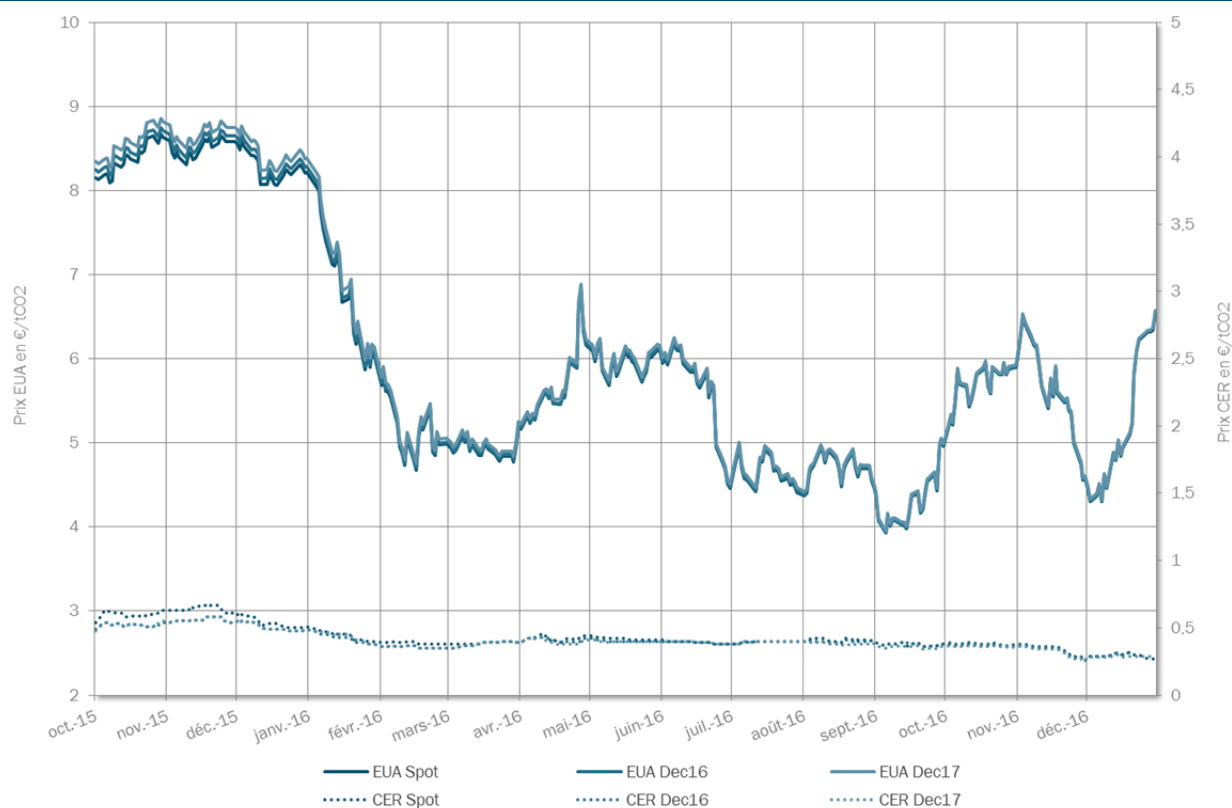
Source : ECX

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



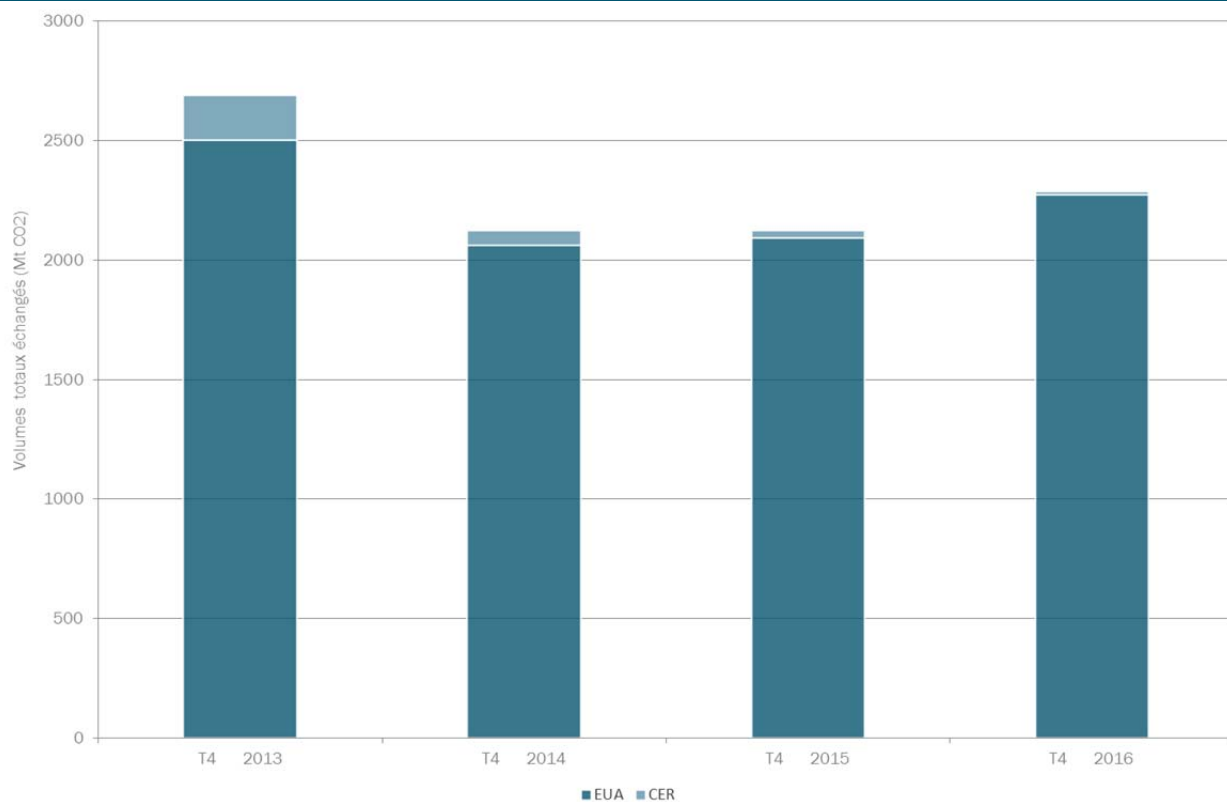
Source : ECX

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



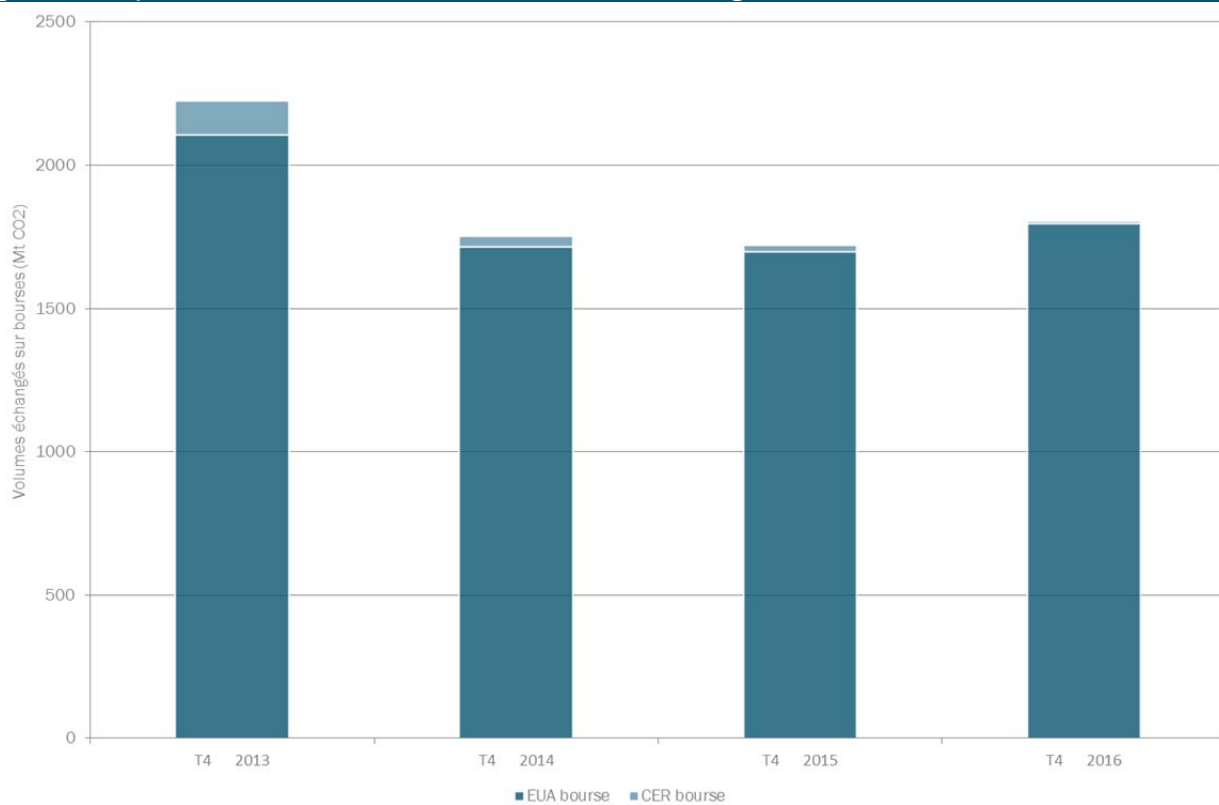
Source : ECX

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



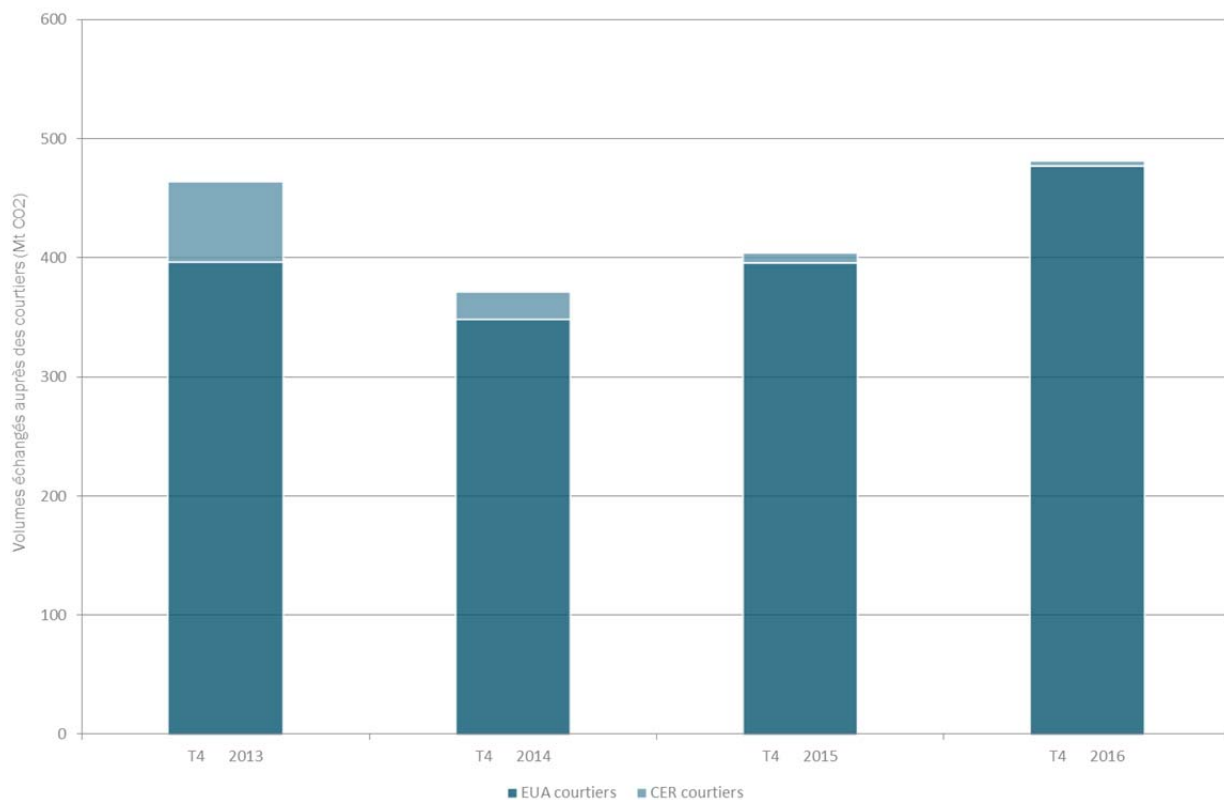
Source : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

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



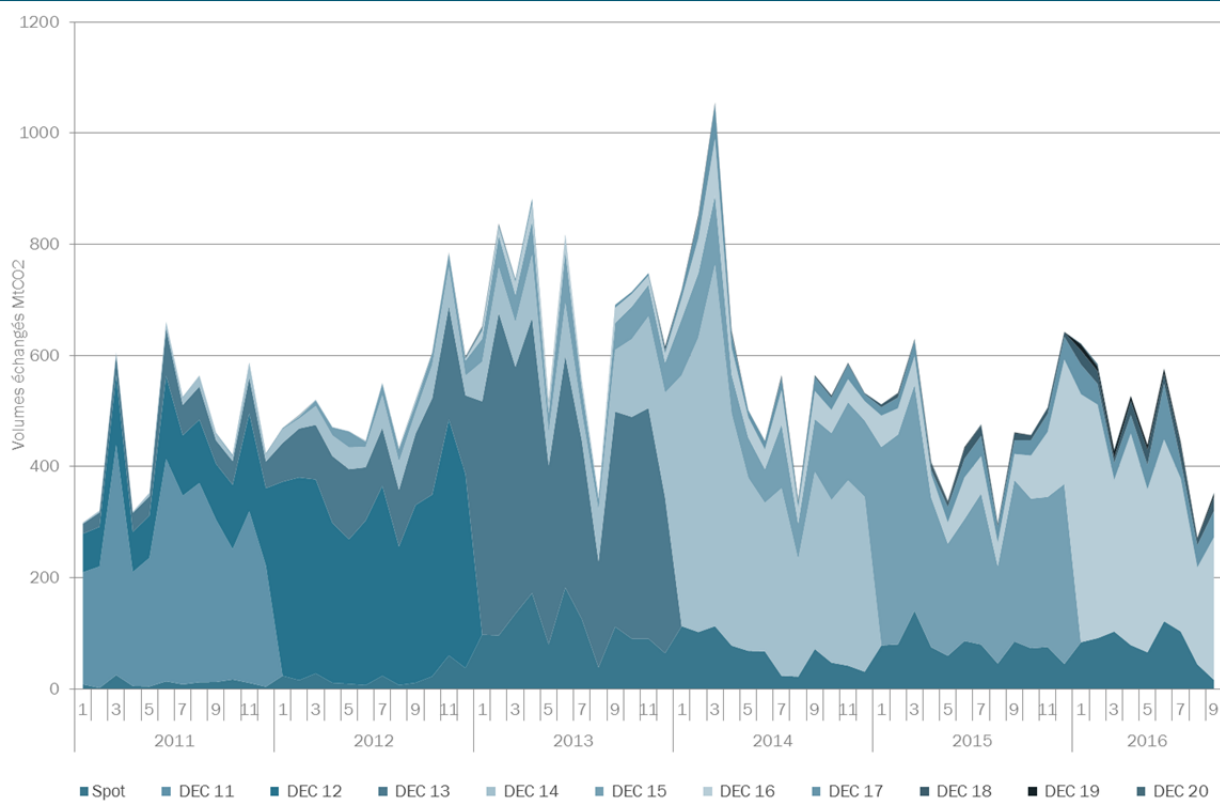
Source : Bluenext, ECX, EEX

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



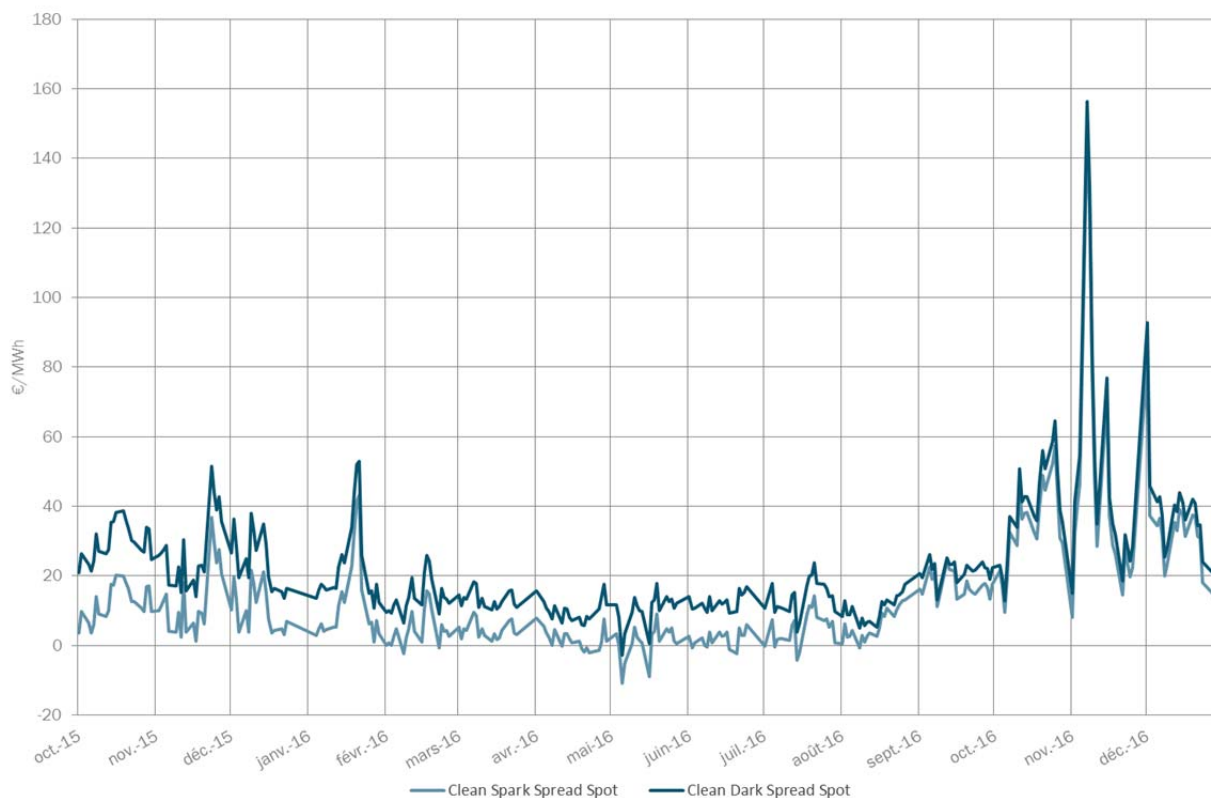
Source : LEBA

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



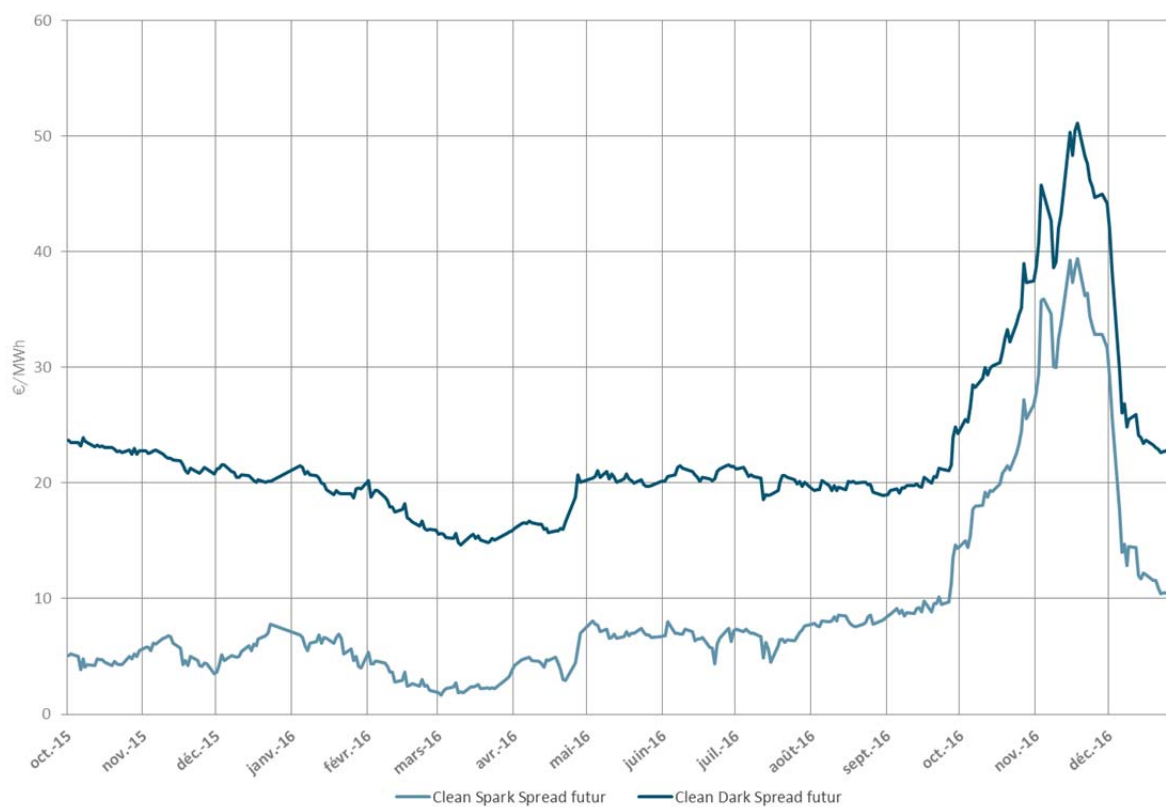
Source : ECX, EEX.

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



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

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



Source : Pownext, 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'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)** : 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.

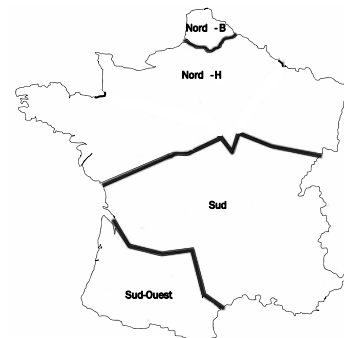
Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

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 au cours du 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 intrajournalier sur le marché EPEX SPOT.....	19
Figure 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT	20
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	21
Figure 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	22
Figure 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	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 T4 2016	36
Figure 24 : Indice de concentration HHI – injections T4 2016.....	37
Figure 25 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 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 intermédié 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.....	76
Figure 60 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers.....	77
Figure 61 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse.....	77
Figure 62 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers.....	78
Figure 63 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	78
Figure 64 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe.....	79
Figure 65 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread future sur la pointe.....	79
Figure 66 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012).....	80

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité	15
Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre	15
Tableau 3 : Volumes négociés au cours du 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.....	17
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 : Négocier	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

