



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



OBSERVATOIRE

3^E TRIMESTRE 2017 (DONNÉES AU 30/09/2017)

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
LES INDICATEURS DE MARCHE	9
PARTIE 1 : LE MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE	10
1. DATES-CLES	10
2. BILAN PHYSIQUE	12
3. CHIFFRES-CLES	12
4. GRAPHIQUES	15
PARTIE 2 : LE MARCHE DE GROS DU GAZ	33
1. DATES-CLES	33
2. BILAN PHYSIQUE	35
3. CHIFFRES-CLES	36
4. GRAPHIQUES	38
4.1 ÉVOLUTION DES PRIX EN FRANCE ET EN EUROPE	38
4.2 CONTEXTE INTERNATIONAL	43
4.3 DEVELOPPEMENT DU NEGOCE SUR LE MARCHE FRANÇAIS	45
4.4 FONDAMENTAUX	53
PARTIE 3 : LE MARCHE DE GROS DU CO₂	69
5. DATES-CLES	69
6. CHIFFRES-CLES	70
7. GRAPHIQUES	71
GLOSSAIRE	81
GLOSSAIRE COMMUN	81
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE	81
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHE DE GROS DU GAZ	82
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHE DE GROS DU CO₂	82
INDEX DES GRAPHIQUES	84
INDEX DES TABLEAUX	86

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

Une tendance haussière des prix des matières premières

Les cours du pétrole ont atteint en moyenne 44 €/bbl de Brent au cours du troisième trimestre 2017 et restent quasiment stables par rapport au trimestre précédent. Néanmoins, à l'inverse du second semestre 2017 où la tendance était baissière, le troisième trimestre est marqué par une tendance à la hausse. Les prix sont passés en moyenne de 43,2 €/bbl au début de trimestre à 48,3 €/bbl fin septembre. Cette évolution s'explique notamment par les perspectives d'une reconduction de l'accord de réduction de l'offre de pétrole par l'OPEP, une baisse du niveau des stocks du pétrole brut aux Etats-Unis et de prévisions de demande mondiale plus fortes pour 2017 et 2018.

Les cours du charbon ont atteint en moyenne 65,5 €/t au cours du troisième trimestre 2017, soit une augmentation de +7,7 % par rapport au troisième trimestre 2017 et de +15,2 % par rapport au même trimestre de l'année 2016. Cette hausse des prix s'inscrit dans un contexte de production de charbon restreint en Chine combinée à une perspective de forte demande du secteur électrique.

Après un deuxième trimestre 2017 caractérisé par une tendance légèrement baissière pour le prix du CO₂, le troisième trimestre 2017 marque le début d'une forte hausse. En effet, le prix des quotas passe de 4,8 €/t CO₂ au trimestre précédent à 5,9 €/t CO₂ soit une augmentation de 23 % et la hausse de 30 % par rapport au troisième trimestre 2016 (T3 2016). Les volumes échangés atteignent 1 388 Mt durant ce trimestre, soit une hausse de 18 % par rapport au trimestre précédent et de 17 % par rapport au troisième trimestre 2016. Cette hausse du prix des quotas est notamment liée aux annonces relatives à une éventuelle réforme du marché européen du quota.

Evolution des prix des commodités



Source : EEX, ICIS Heren, Reuters, ICE

Une augmentation généralisée des prix de l'électricité

La consommation française d'électricité au cours du troisième trimestre 2017 est restée stable et s'est établie à environ 98,9 TWh (Figure 14) contre 98,4 TWh sur la même période de 2016 (+0,5 %). Les températures constatées sur l'ensemble du territoire sont restées proches des normales de saison, avec un écart moyen négatif de -0,6 °C, soit un niveau comparable à celui constaté l'année précédente. La disponibilité nucléaire, toujours dans les valeurs basses du tunnel historique de 2011 à 2015, s'est améliorée, avec un taux de disponibilité moyen de 65,1 %, soit une augmentation de 1,9 point (Figure 15). Par conséquent, la production nucléaire affiche une progression de 5 % pour atteindre 86,1 TWh. Cependant, en raison d'une pluviométrie déficitaire au cours du trimestre, les stocks hydrauliques ont diminué de 8,5 % par rapport à la même période en 2016, avec notamment une baisse de plus de 10 % en août. La production hydraulique s'est donc dégradée et affiche une baisse de 16,5 % pour s'établir à 10,5 TWh (Figure 18). A contrario, la production éolienne a augmenté de +44,5 % pour s'établir à 4,6 TWh. La production des moyens fossiles affiche une augmentation de +1,9 %. Cette hausse est essentiellement portée par la filière charbon (Figure 16), dont la production a atteint 1,7 TWh (+50,9 %), alors que la production au gaz affiche une baisse de 8,2 % pour atteindre 5,6 TWh (Figure 17).

Les importations et les exportations affichent une progression respective de +4 % et +20,9 % par rapport au troisième trimestre 2016, portant le bilan des échanges frontaliers à un solde net exportateur de 13 TWh, soit une hausse de +33 % par rapport à la même période de 2016. Cette augmentation du solde exportateur de la France s'explique en partie par l'amélioration de la disponibilité et de la production nucléaire sur l'ensemble du trimestre.

Les prix spot de l'électricité se sont établis à 34,51 €/MWh au cours du troisième trimestre 2017, soit une augmentation de +2 % par rapport au trimestre précédent et de +6,9 % par rapport au troisième trimestre de 2016. Les prix spot sont par ailleurs en augmentation dans tous les pays de la zone *Central West Europe* (CWE). Les prix spot allemand sont ainsi passés de 28,27 €/MWh au cours du troisième trimestre de 2016 à 32,72 €/MWh en 2017, soit une augmentation de +15,7% (Figure 10). Cette augmentation des prix spot en France et en Allemagne s'explique notamment par la hausse des cours du charbon et du gaz naturel combinée avec la sollicitation plus intense de ce type centrales de production.

Sur les marchés à terme, le prix du produit Calendaire France Base 2018 a augmenté de +9 % par rapport au trimestre précédent et son équivalent Allemand a augmenté de +9,9 %. Les prix ont atteint respectivement 39,1 €/MWh et 33,1 €/MWh. Les prix des produits M+1 France ont augmenté en moyenne de +13,2 % par rapport au T3 2016 et se sont situés à environ 37,8 €/MWh. Cette hausse généralisée des prix à terme s'observe également sur le produit Q+1 France, dont les prix ont atteint 47,5 €/MWh contre 39,2 €/MWh au cours du T3 2016 (+21,2 %) (Tableau 2).

Outre l'influence des prix du charbon et du gaz naturel, les prix des produits à terme de l'électricité en France ont évolué dans un contexte où l'ASN a publié plusieurs annonces relatives aux centrales nucléaires exploitées par EDF. En juillet, l'ASN a lancé une consultation publique sur son projet d'avis relatif à l'anomalie de la composition de l'acier du fond et du couvercle de la cuve du réacteur de Flamanville. En août, l'ASN a demandé à EDF de fournir un examen de l'ensemble des dossiers de fabrication des équipements installés sur ses réacteurs nucléaires en fonctionnement et provenant de l'usine du Creusot. Au cours du mois de septembre, la centrale nucléaire de Belleville a été placée sous surveillance renforcée pour des raisons de sûreté. L'ASN a également annoncé avoir découvert plus de 600 écarts de conformité sur les dossiers qui avaient déjà été transmis par EDF dans le cadre des analyses sur les équipements provenant du Creusot. Finalement, à la fin du mois de septembre, l'ASN a annoncé avoir forcé l'arrêt des centrales du Tricastin pour des raisons de sécurité liées à une faiblesse des équipements en cas de séisme.

La CRE reste dans ce contexte particulièrement attentive aux évolutions des prix et notamment au respect des obligations de transparence du règlement REMIT. Comme mentionné dans son rapport de surveillance paru en octobre 2017, les épisodes inhabituels de marché font l'objet d'une analyse spécifique au titre de la surveillance des marchés de gros.

S'agissant du négoce sur le marché à terme, les volumes échangés en France de produit trimestriel (Q+1) sont en diminution de 22 % par rapport à la même période de 2016 et de 29 % par rapport au second trimestre 2017. Sur les produits mensuels (M+1), les volumes échangés sont en hausse de +23 % sur un an et en légère baisse de 3 % par rapport au trimestre précédent. Enfin, pour le produit annuel (Y+1), les volumes échangés affichent une hausse de +7 % par rapport au troisième trimestre 2016 et de +54 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3). Cette augmentation des échanges sur le produit annuel peut s'expliquer par la volatilité des prix du produit calendaire à partir du mois de juillet.

Marché du gaz : des fondamentaux marqués principalement par de faibles injections dans les stockages au regard des années précédentes et un approvisionnement conséquent en GNL

La consommation de gaz en France au cours du troisième trimestre 2017 s'établit à un niveau similaire de celui de l'année précédente (62 TWh soit +3 %), la légère augmentation étant à imputer à l'augmentation de 3 TWh (+ 12 %) de la consommation des clients raccordés sur le réseau de distribution. Dans la continuité du second trimestre 2017, les exportations sont importantes, s'élevant à 34 TWh (+ 19 TWh soit + 125 % par rapport au troisième trimestre de 2016) notamment vers l'Espagne en raison d'une hausse de la production des centrales au gaz pour compenser le faible remplissage des barrages hydrauliques. La hausse des exports par rapport à 2016 est permise d'une part par une hausse des imports (+ 9 TWh soit +7 %) principalement liée aux imports de GNL (+ 44 %), et d'autre part par une diminution des injections dans les stockages (- 10 TWh soit - 18 %).

Dans ce contexte, les prix *day ahead* du gaz se sont établis en moyenne à 15,99 €/MWh au PEG Nord. Cette légère hausse des prix *day ahead* par rapport au second trimestre 2017 (+3 %) se retrouve sur l'ensemble des marchés européens. Elle est à relier à l'augmentation des injections stockage d'une part, et à l'augmentation de la production des centrales au gaz - notamment en Espagne - mais cette hausse a été limitée par des imports GNL conséquents.

En zone TRS les prix *day ahead* se sont établis en moyenne à 16,24 €/MWh, soit à un niveau proche des prix PEG Nord. Cela reflète une utilisation optimale de la liaison Nord / Sud, et des apports GNL importants à Fos. Le *spread* Nord Sud s'est ainsi établi en moyenne à 0,25 €/MWh. Cependant, durant la maintenance du terminal Fos au début du mois de juillet et la maintenance de la liaison Nord-Sud en septembre, le *spread* est monté jusqu'à 1,30 €/MWh.

La hausse des prix calendaires observée en septembre (environ +0,7 €/MWh en quelques journées) s'inscrit enfin dans un contexte de hausse générale des matières premières pour l'essentiel au cours du mois de septembre.

LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

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

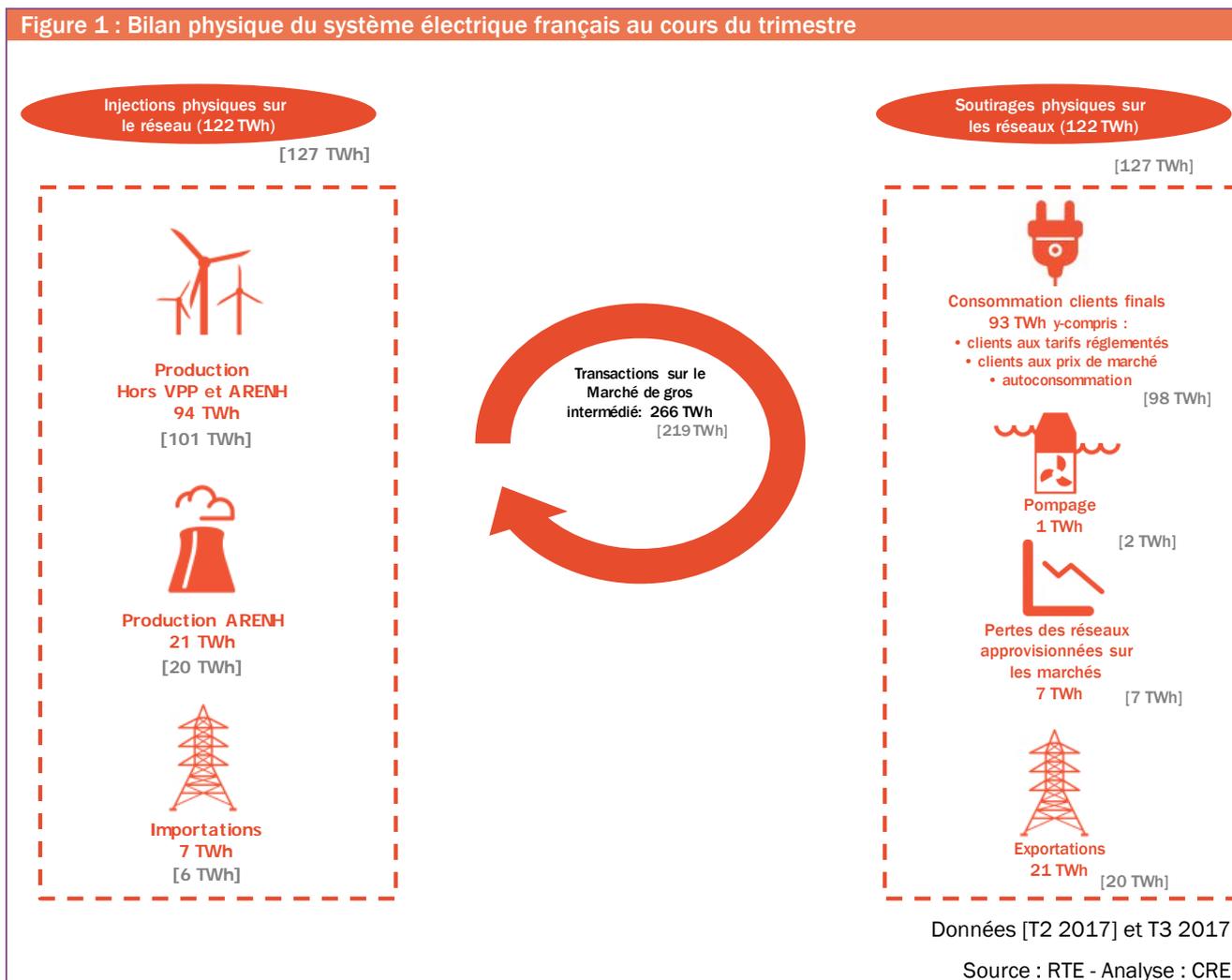
1. DATES-CLES

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 futurs 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
Septembre 2014	Nouvelle plateforme EEX (www.eex-transparency.com)
Décembre 2014	Nouvelle plateforme RTE en conformité avec le règlement transparence CE 543/2013

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

Février 2015	Extension du couplage des marchés journaliers à la frontière France-Italie
Avril 2015	Intégration d'APX présent sur les marchés spot anglais, belge et néerlandais dans EPEX
Mai 2015	Lancement du couplage de marché fondé sur la méthode « flow-based » dans la zone CWE
Décembre 2015	Passage à des produits demi-horaires en infra-journaliers aux interconnexions France-Suisse et France-Allemagne
Mars 2016	Passage à des allocations explicites continues de la capacité France-Belgique en infra-journalier
Octobre 2016	Couplage en infra-journalier des zones Belgique et Pays-Bas. La capacité d'interconnexion France-Belgique n'est plus disponible que de manière implicite.
Décembre 2016	Lancement de la première enchère de garantie de capacité en France
Mars 2017	Lancement de produits 30 minutes en infra-journalier en France, Allemagne et Suisse

2. BILAN PHYSIQUE



3. CHIFFRES-CLES

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T3 2017 / T2 2017	T3 2017 / T3 2016	T3 2017 / T3 2016	T3 2017 / T3 2016
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH, en TWh	111	137	135	101	94	-7%	-6,79	-15%	-16,85
ARENH, en TWh	0	0	20	20	21	1%	0,22	-	20,68
Imports, en TWh	7	12	10	6	7	31%	1,75	3%	0,24
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	93	124	133	98	93	-5%	-4,97	0%	0,43
Pompage, en TWh	1	2	2	2	1	-18%	-0,31	-1%	-0,02
Exports, en TWh	18	14	19	20	21	3%	0,70	20%	3,54
Pertes, en TWh	7	10	11	7	7	-3%	-0,23	2%	0,13

Source : RTE – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 3^{EME} TRIMESTRE 2017

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

Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2017 / T2 2017		Variation annuelle T3 2017 / T3 2016	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	32,8	59,1	54,0	33,9	34,6	2%	0,72	6%	1,81
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	32,3	59,7	55,0	33,9	34,5	2%	0,61	7%	2,24
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	38,8	76,7	65,6	38,7	40,3	4%	1,59	4%	1,46
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	4,0	22,1	13,7	4,1	1,8	-56%	-2,33	-55%	-2,21
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	6,5	29,3	12,5	5,1	2,6	-49%	-2,48	-60%	-3,90
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	43%	8%	25%	46%	62%	35%	0,16	44%	0,19
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	33,4	77,6	46,0	33,8	37,8	12%	3,96	13%	4,42
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	4,7	37,9	9,9	2,0	3,3	64%	1,31	-30%	-1,40
Prix Q+1 France, en €/MWh	39,2	69,0	33,0	34,2	47,5	39%	13,28	21%	8,30
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	9,0	31,7	1,9	1,9	10,5	450%	8,55	16%	1,46
Prix Y+1 France, en €/MWh	32,9	42,7	35,6	35,9	39,1	9%	3,21	19%	6,20
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	6,0	11,0	5,8	5,8	6,1	4%	0,25	0%	0,01
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	130%	142%	134%	130%	129%	-1%	-0,01	0%	-0,01
Allemagne	126%	126%	127%	126%	124%	-2%	-0,02	-1%	-0,02

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2017 / T2 2017		Variation annuelle T3 2017 / T3 2016	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	126,95	133,23	106,57	94,95	98,94	4%	3,99	-22%	-28,01
Ratio NEB/Consommation française	137%	108%	80%	97%	106%	-	0,09	-	-0,31
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,4	1,6	1,5	1,5	1,6	8%	0,12	15%	0,21
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	58%	63%	66%	75%	80%	7%	0,05	38%	0,22
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	26,4	26,3	25,2	27,9	28,0	0%	0,09	6%	1,55
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	6,1	6,0	6,4	6,0	4,9	-17%	-1,03	-20%	-1,22
Marché à terme									
Volumes, en TWh	225,8	426,3	148,8	184,1	232,0	26%	47,9	3%	6,20
Part de marché Brokers	84,0%	85,8%	84,2%	87,7%	98,1%	-	10,4%	-	14,1%
Part de marché EEX	16,0%	14,2%	15,8%	12,3%	1,9%	-	-10,4%	-	-14,1%
Nombre de Transactions	18 184	34 452	17 664	17 287	17 780	3%	493	-2%	404
Part de marché Brokers	85,6%	83,6%	79,7%	86,0%	98,0%	-	12,0%	-	12,3%
Part de marché EEX	14,4%	16,4%	20,3%	14,0%	2,0%	-	-12,0%	-	-12,3%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	79,6	162,6	32,9	55,2	85,0	54%	29,75	7%	5,37
Nombre de Transactions	1970	3704	991	1483	2041	38%	558	4%	71
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	29,9	49,6	24,1	33,1	23,3	-29%	-9,73	-22%	-6,52
Nombre de Transactions	2190	4190	1942	2461	1838	-25%	-623	-16%	-352
Produit M+1									
Volumes, en TWh	23,0	39,4	26,0	29,0	28,2	-3%	-0,79	23%	5,27
Nombre de Transactions	3643	7493	4857	5161	4226	-18%	-935	16%	583

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité et taux de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2017 / T2 2017		Variation Annuelle T3 2017 / T3 2016	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	58,9	65,3	80,2	65,9	60,3	-5,6		1,4	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	63,2	70,1	82,1	69,2	65,1	-4,1		1,9	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	27,4	21,3	28,9	29,6	23,0	-6,6		-4,4	

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2017 / T2 2017		Variation Annuelle T3 2017 / T3 2016	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,6	4,4	3,6	2,7	2,9	7,4%	0,2	11,5%	0,3
Importations hors-pointe (TWh)	4,6	7,7	6,0	4,2	4,6	9,5%	0,4	-0,2%	0,0
Exportations (TWh)	17,0	12,9	18,3	21,0	20,5	-2,4%	-0,5	20,9%	3,5
Exportations pointe (TWh)	5,5	3,6	6,7	7,5	6,9	-8,0%	-0,6	25,0%	1,4
Exportations hors-pointe (TWh)	11,4	9,3	11,6	13,5	13,6	0,7%	0,1	18,9%	2,2
Solde exportateur (TWh)	9,8	0,8	8,7	14,1	13,0	-7,8%	-1,1	33,3%	3,3

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2017 / T2 2017		Variation Annuelle T3 2017 / T3 2016	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	19	18	19	20	18	-10,0%	-2	-5,3%	-1
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	0	0	18	18	16	0,0%	-2	0,0%	16
Fournisseurs de clients finals	29	30	31	30	28	-6,7%	-2	-3,4%	-1
Actifs à l'import/export	65	61	50	48	47	-2,1%	-1	-27,7%	-18
Actifs à l'échange de blocs	91	95	94	86	85	-1,2%	-1	-6,6%	-6

Source : RTE- Analyse : CRE

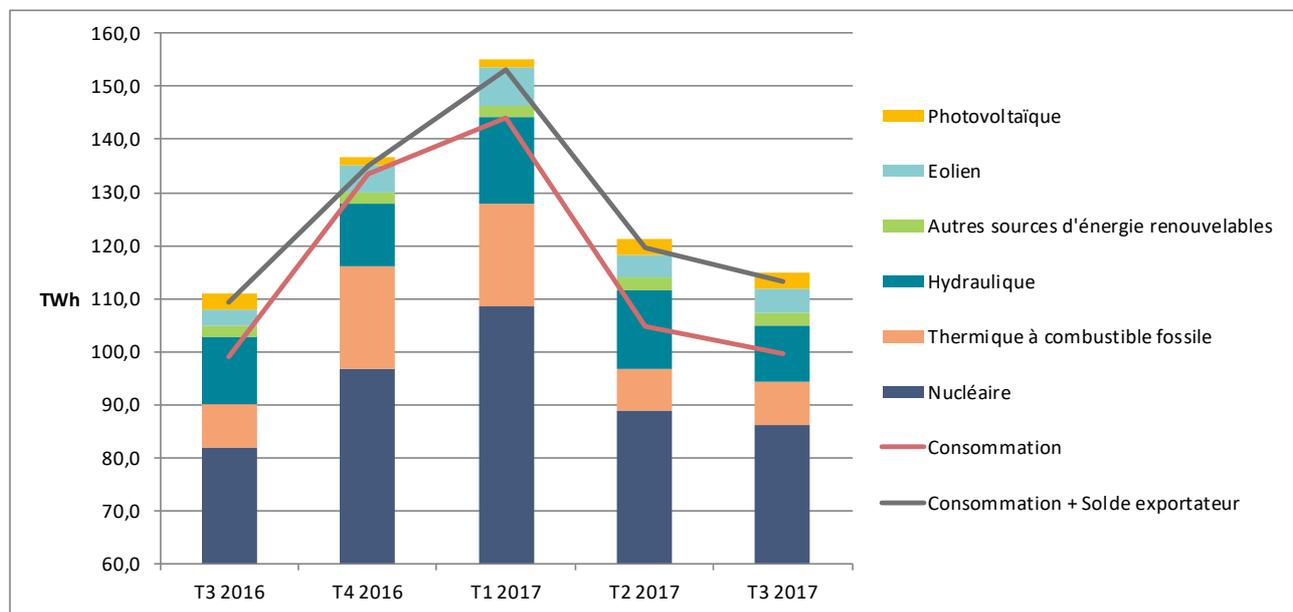
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T3 2016		T2 2017		T3 2017	
	EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus	
Livraisons						
OTC - achats de blocs	511	1206	353	964	330	809
OTC - ventes de blocs	648	1120	576	754	537	756
EPEX - achats	734	737	511	1138	712	1297
EPEX - ventes	406	3867	408	2455	428	1668
Injections						
Production	3331	7341	3859	7300	3990	7449
Importations	722	734	1747	1399	2200	1635
Soustractions						
Consommation clients finals	1704	4888	1755	4813	1738	4639
Pertes	1626	1514	1476	1633	1562	1671
Exportations	606	745	2135	1734	1756	1444

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

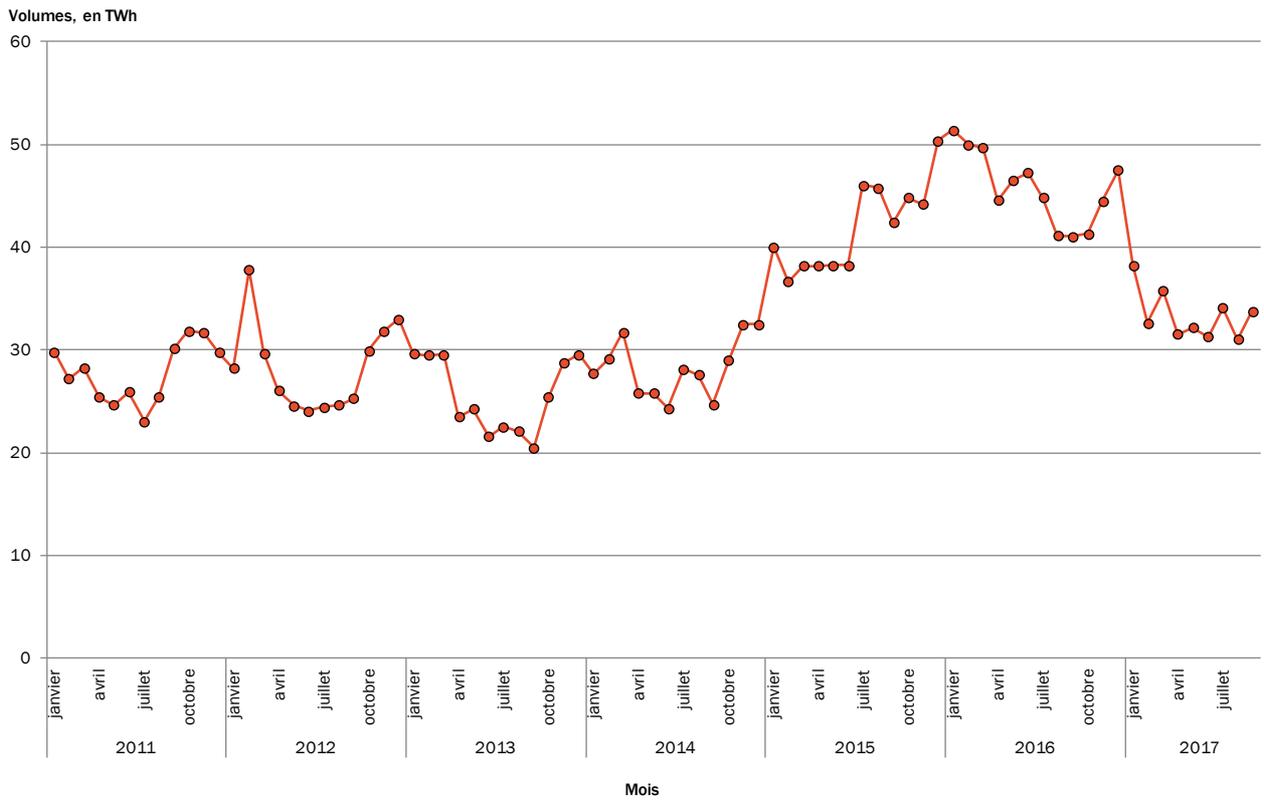
4. GRAPHIQUES

Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles



Source : RTE – Analyse : CRE

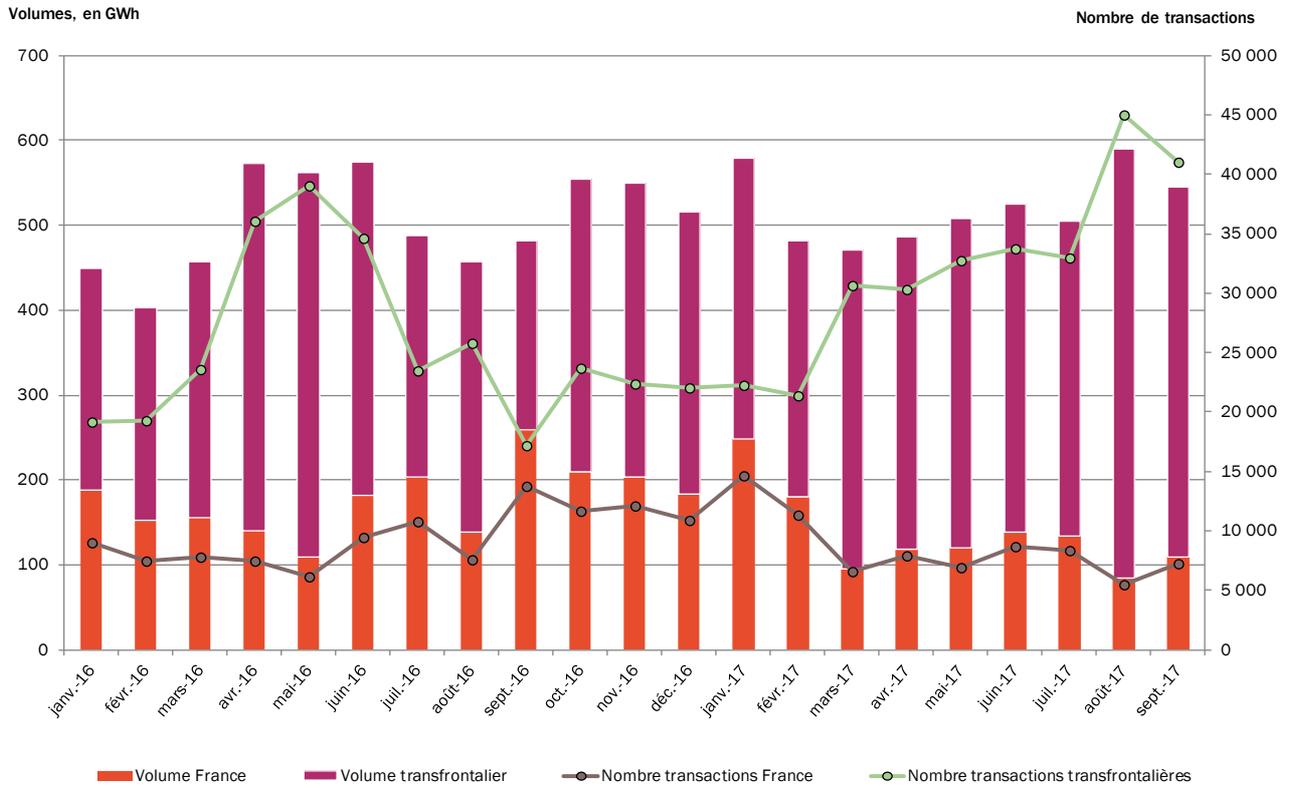
Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT

// SOMMES MENSUELLES //



Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 5 : 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 6 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire

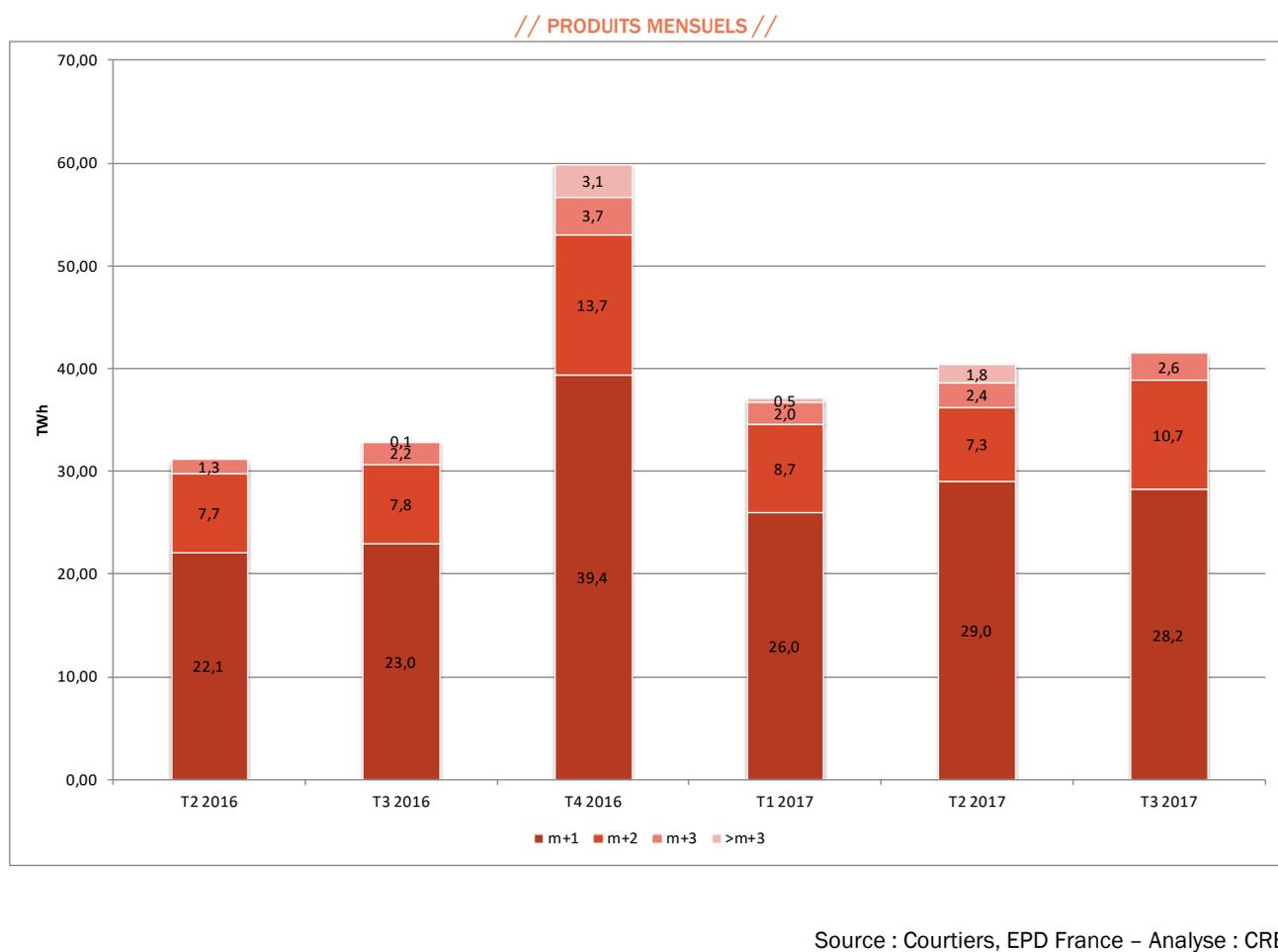
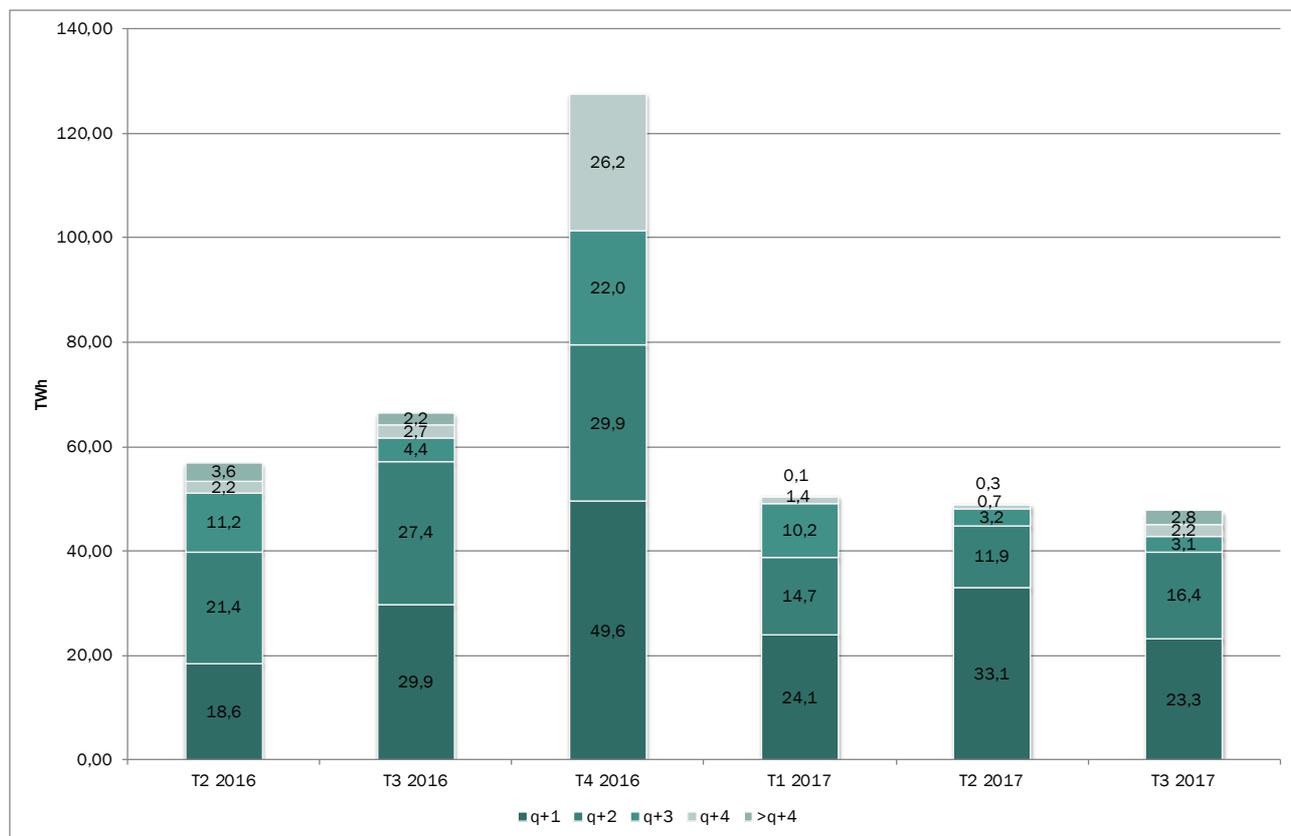


Figure 7 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire

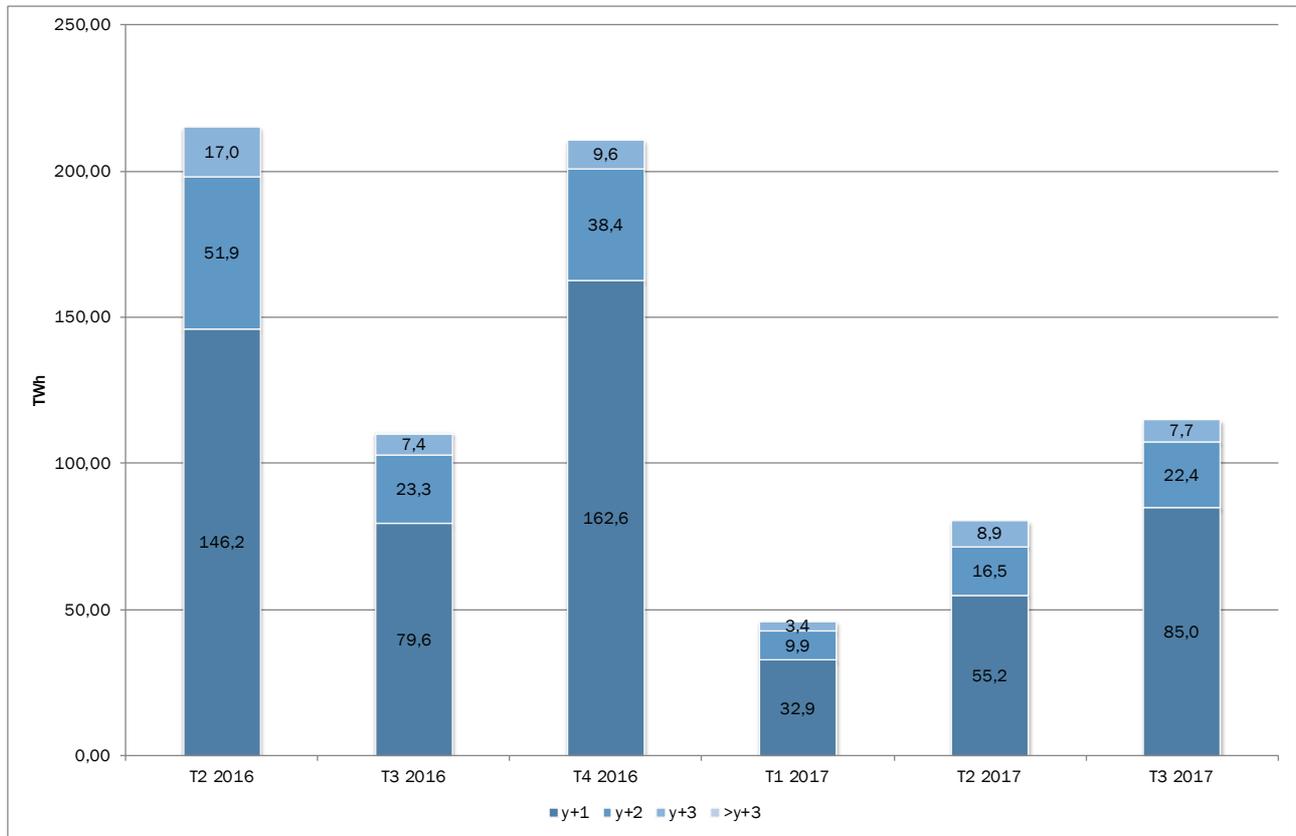
// PRODUITS TRIMESTRIELS //



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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

// PRODUITS CALENDAIRES //



Source : Courtiers, EPD France - Analyse : CRE

Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT

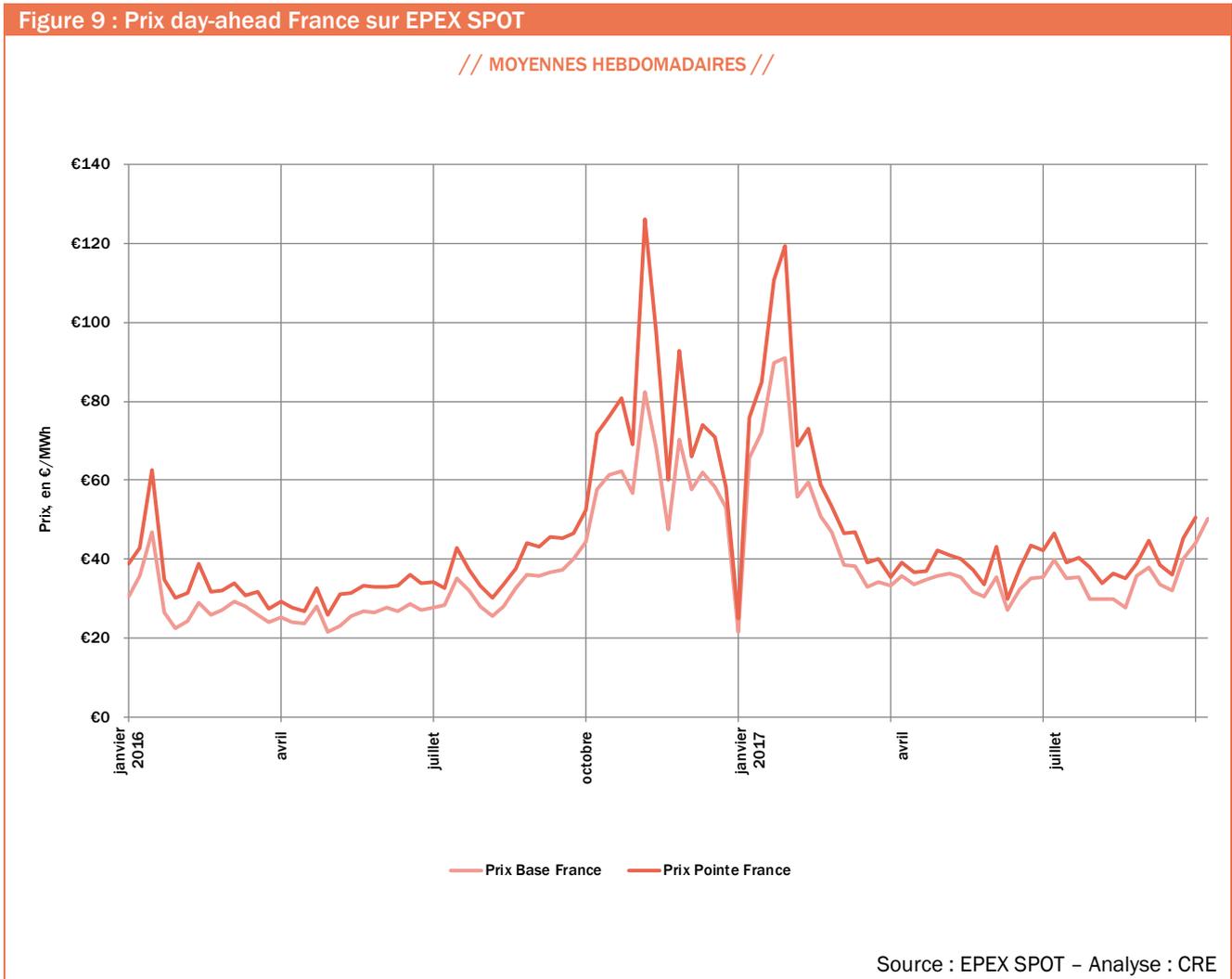
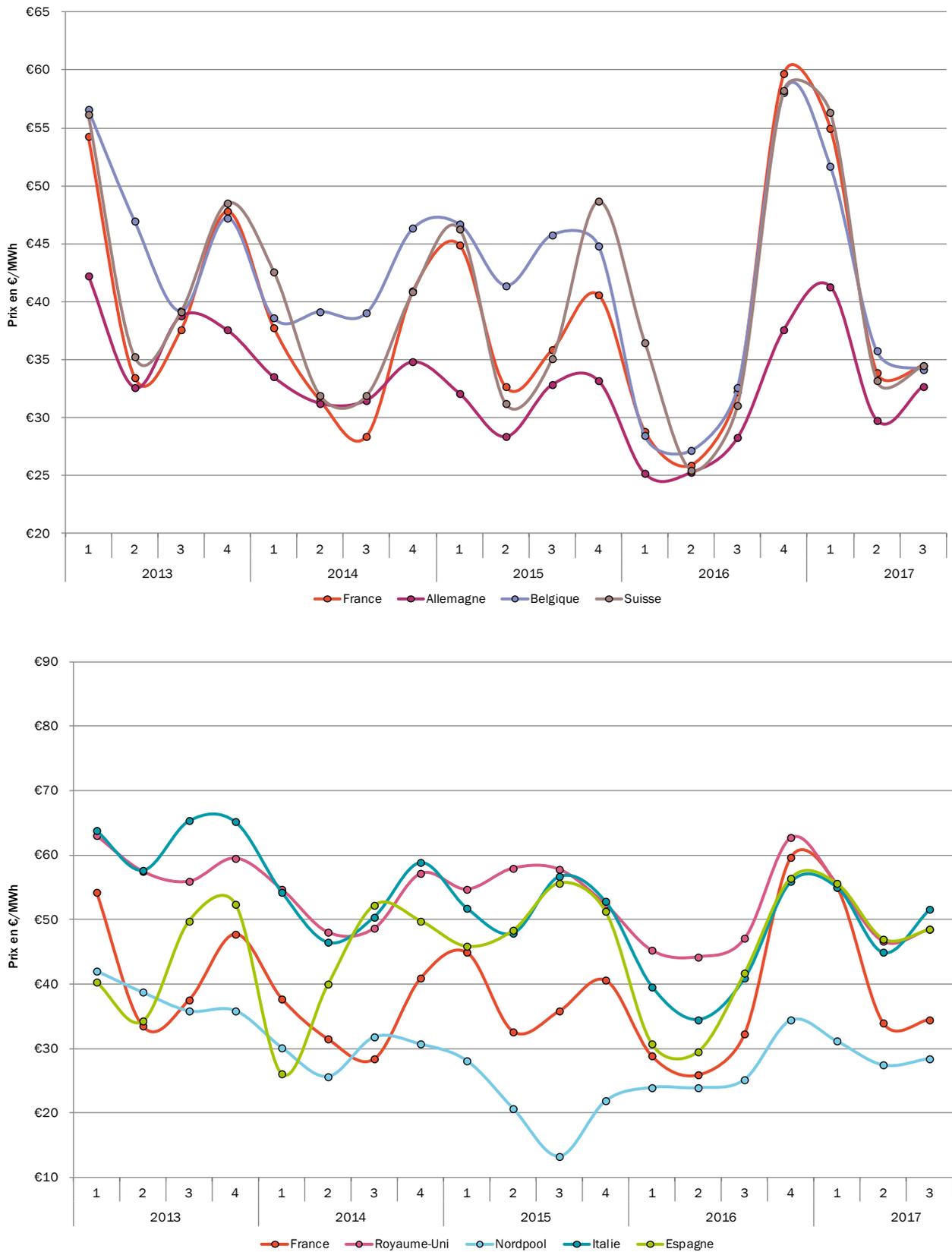


Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens

// MOYENNES TRIMESTRIELLES //

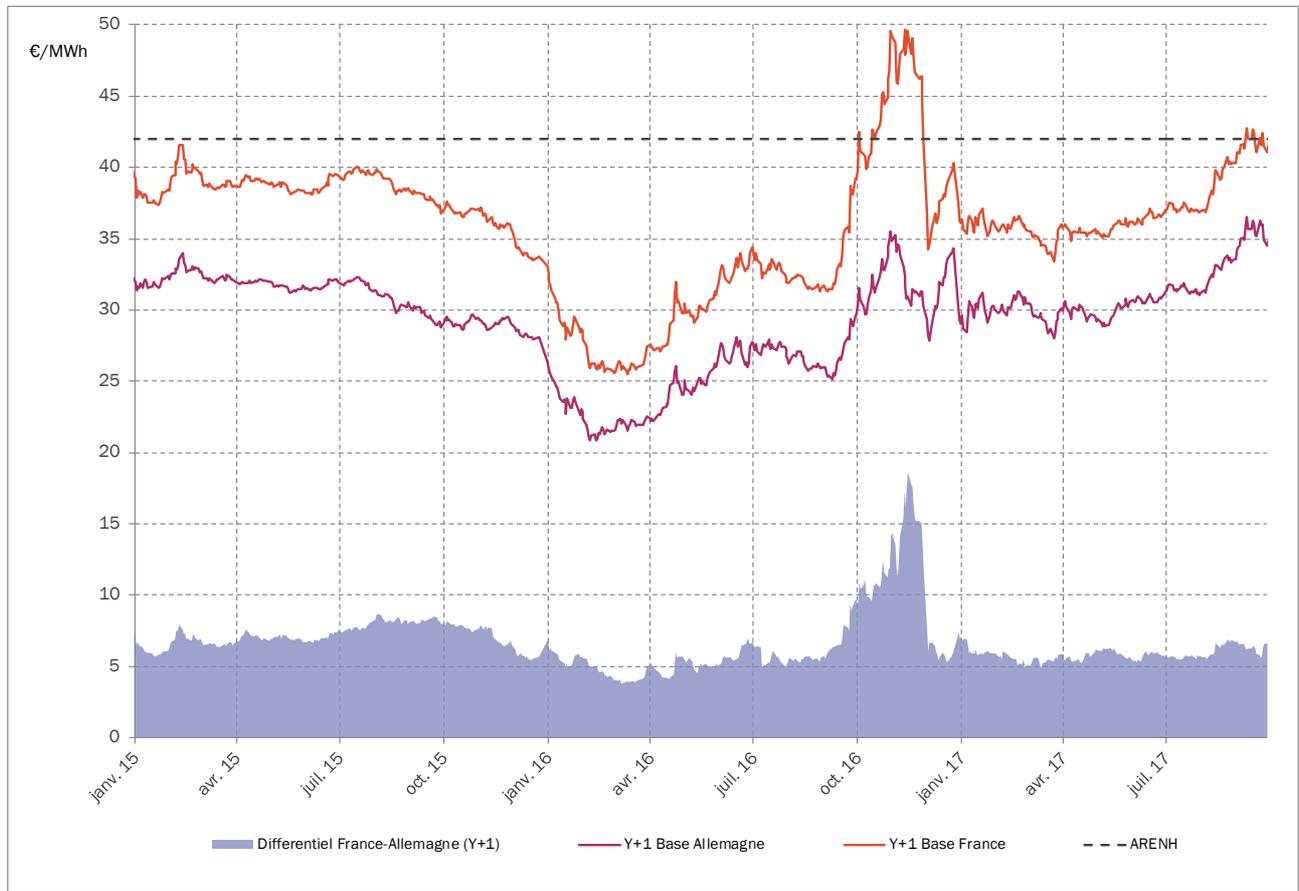


Source : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE



Figure 11 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne

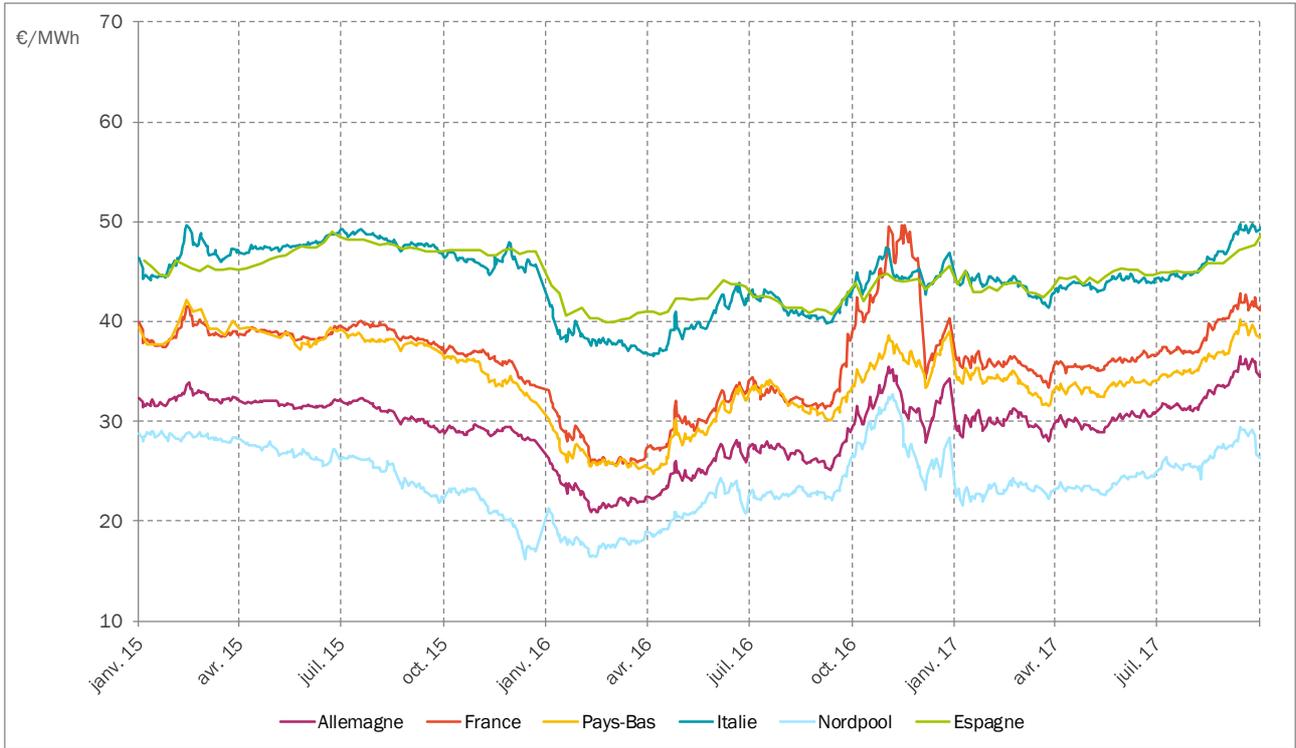
// VALEURS JOURNALIERES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Figure 12 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe

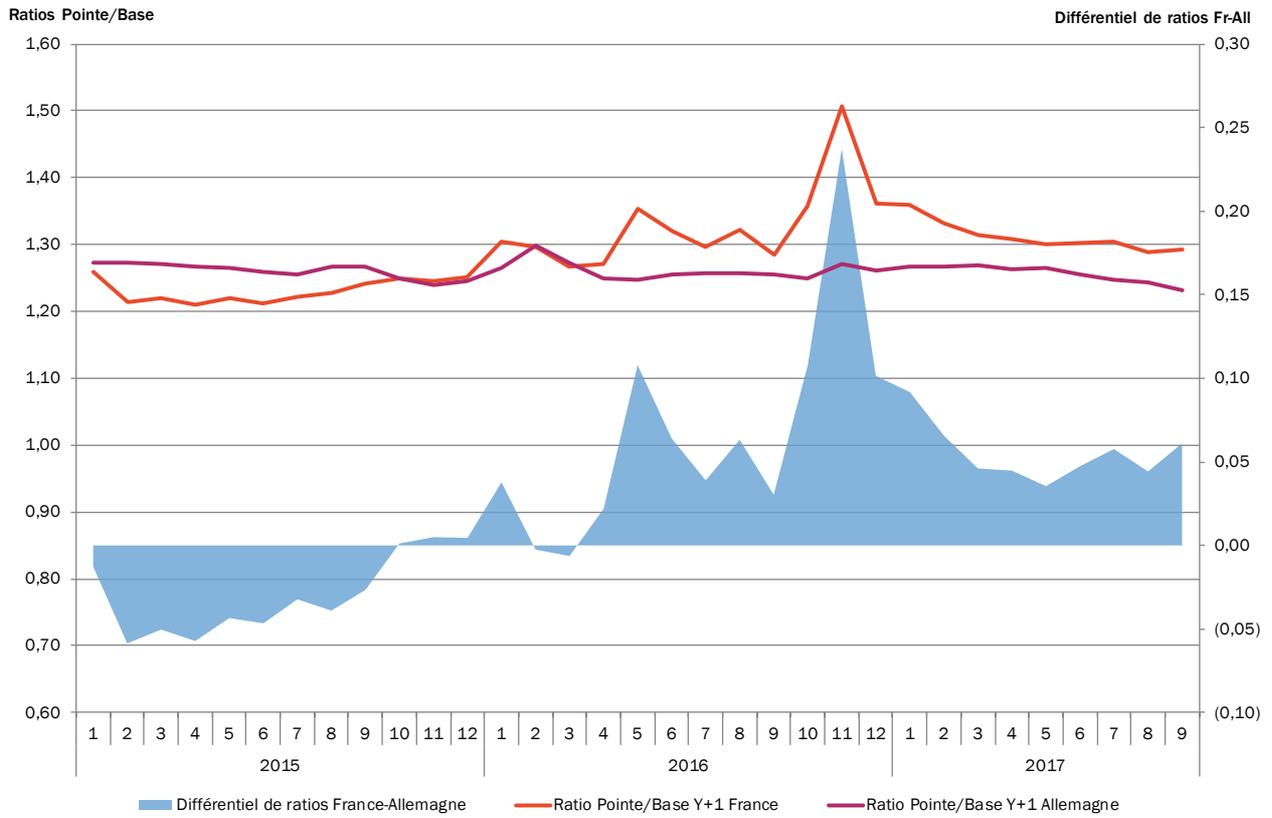
// VALEURS JOURNALIERES //



Source : EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 13 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne

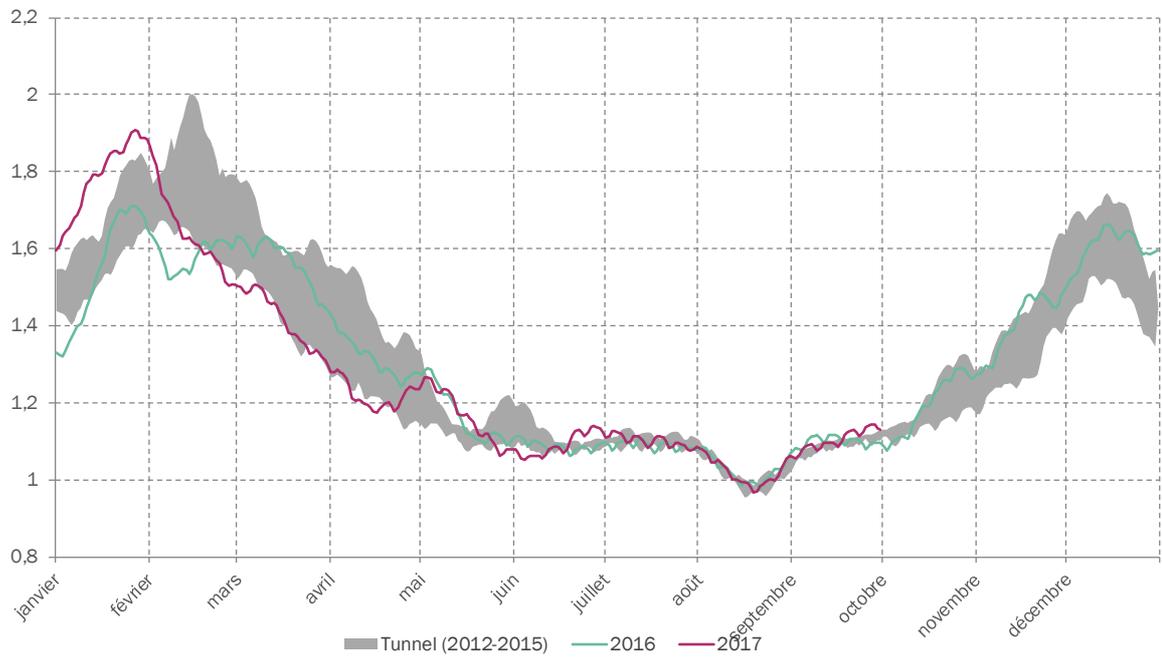
// MOYENNES MENSUELLES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

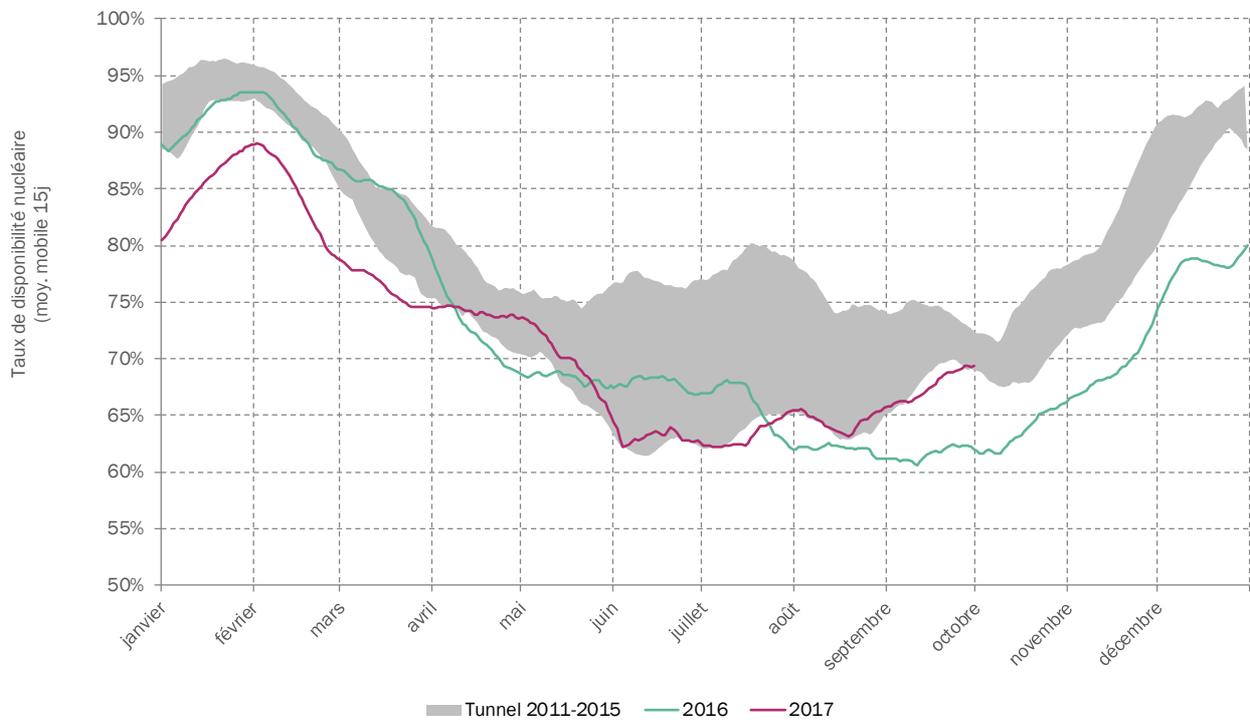
Figure 14 : Consommation

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



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 16 : Taux de production de la filière charbon

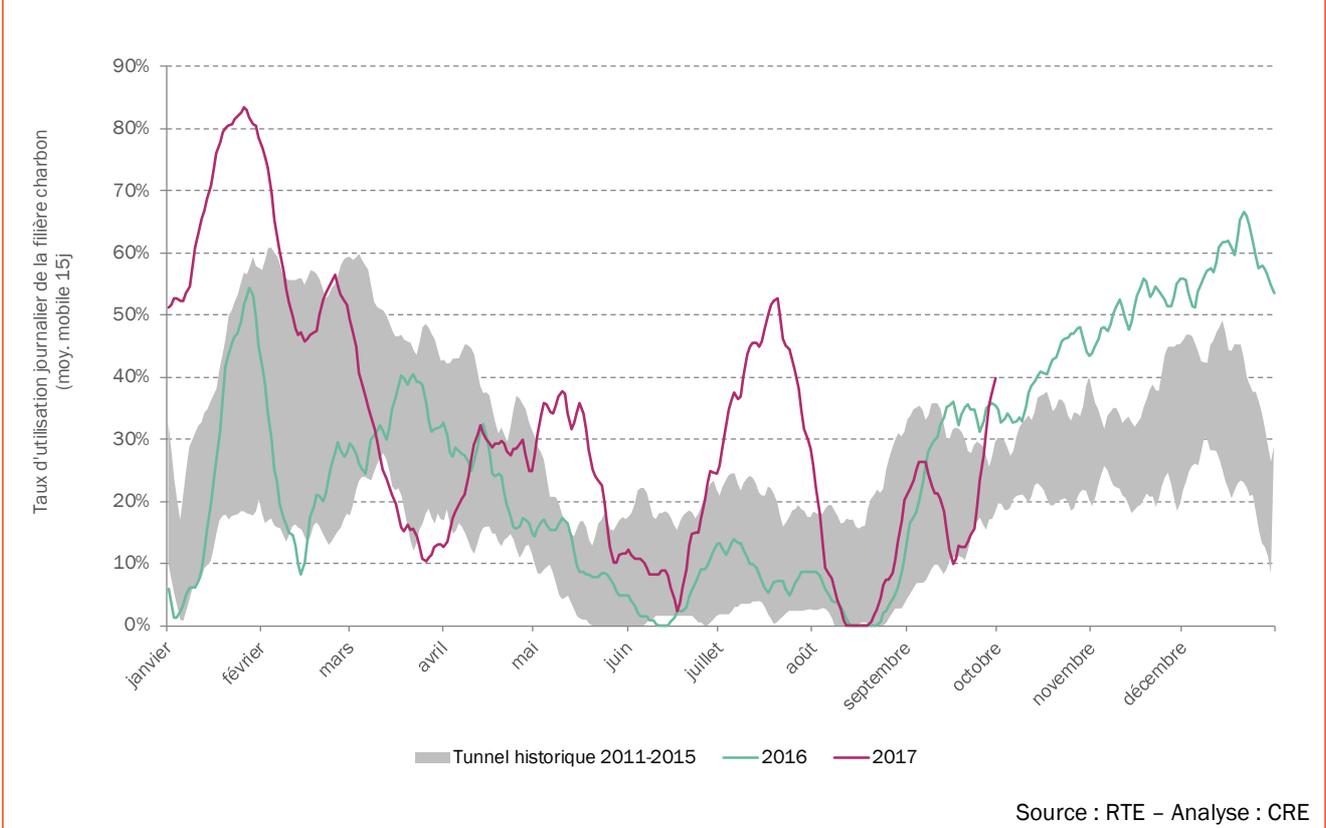


Figure 17 : Taux de production de la filière gaz

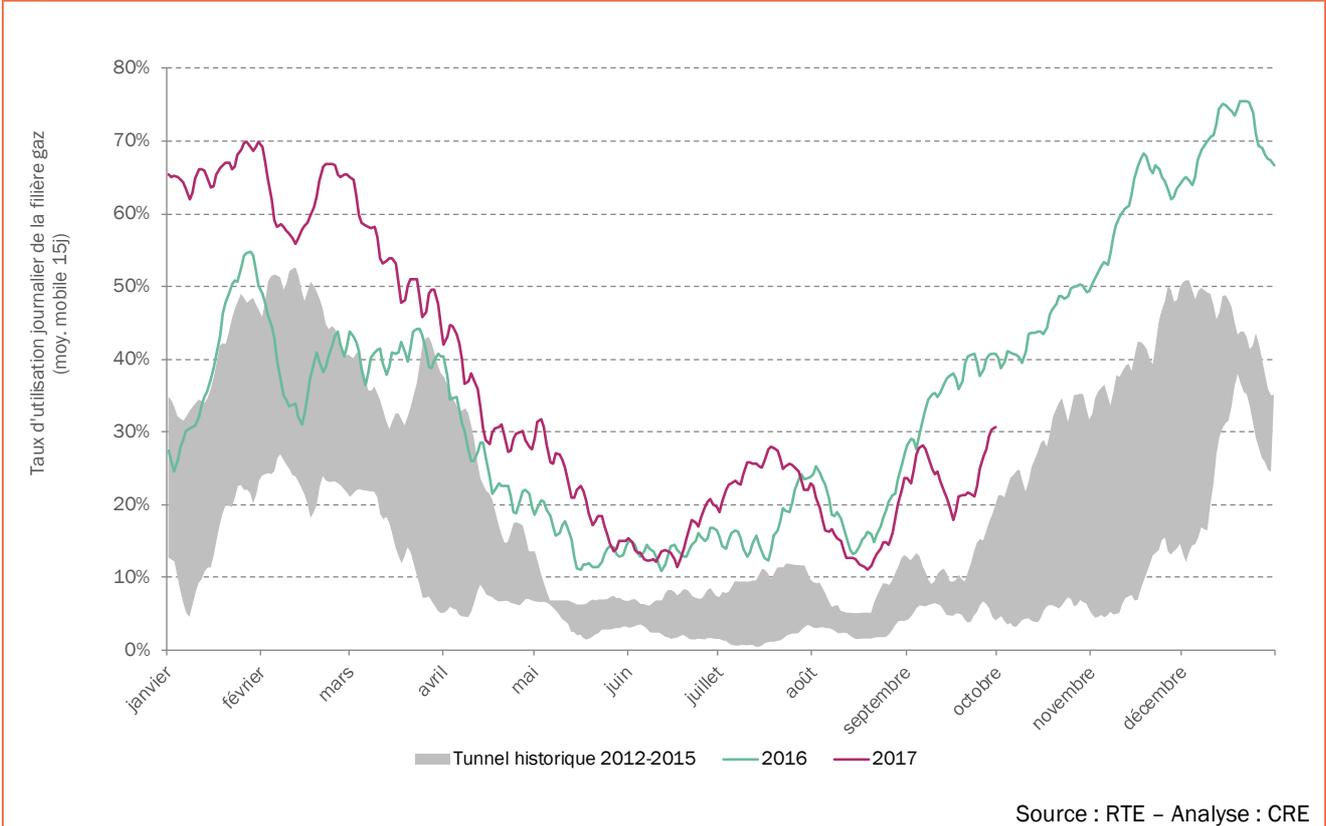
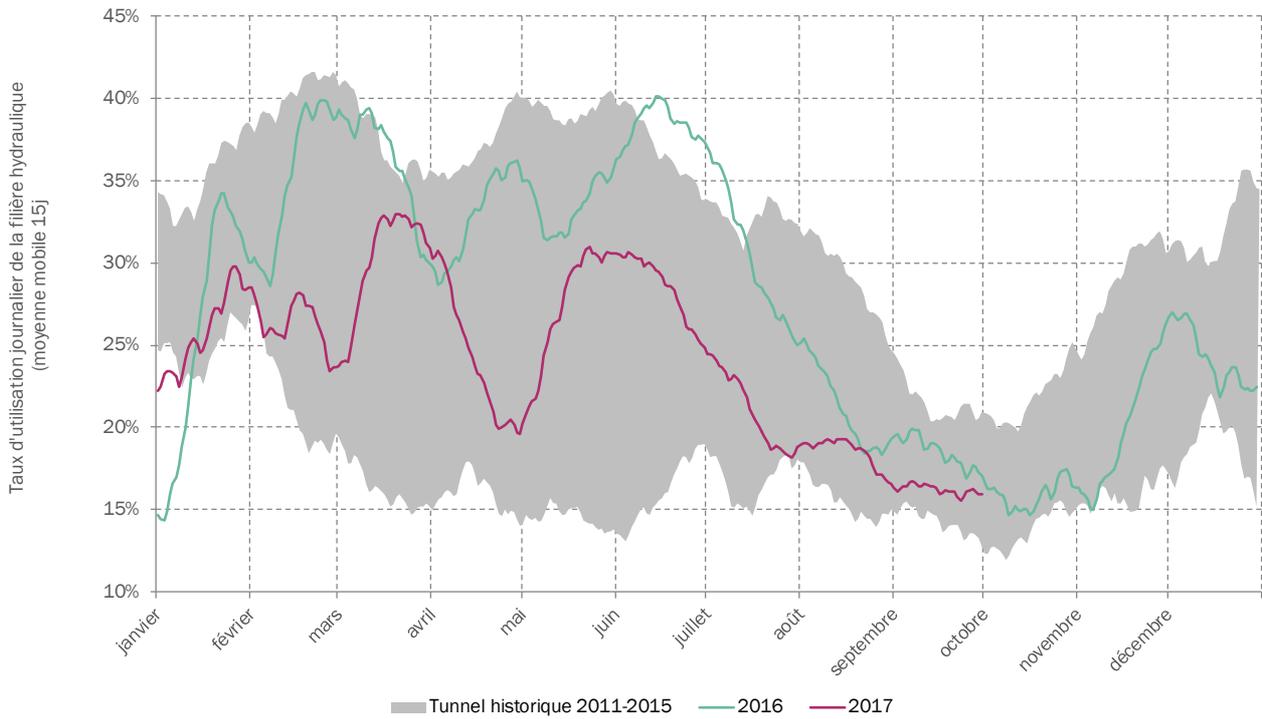
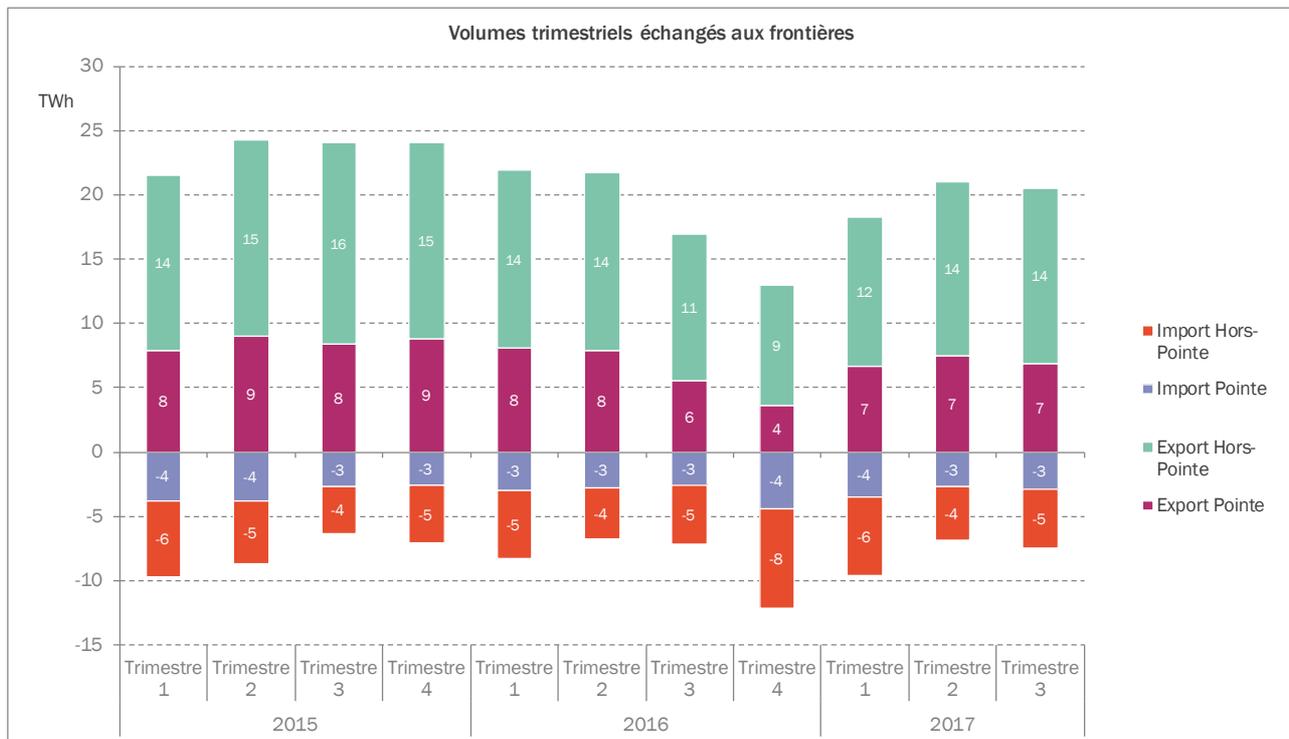


Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)

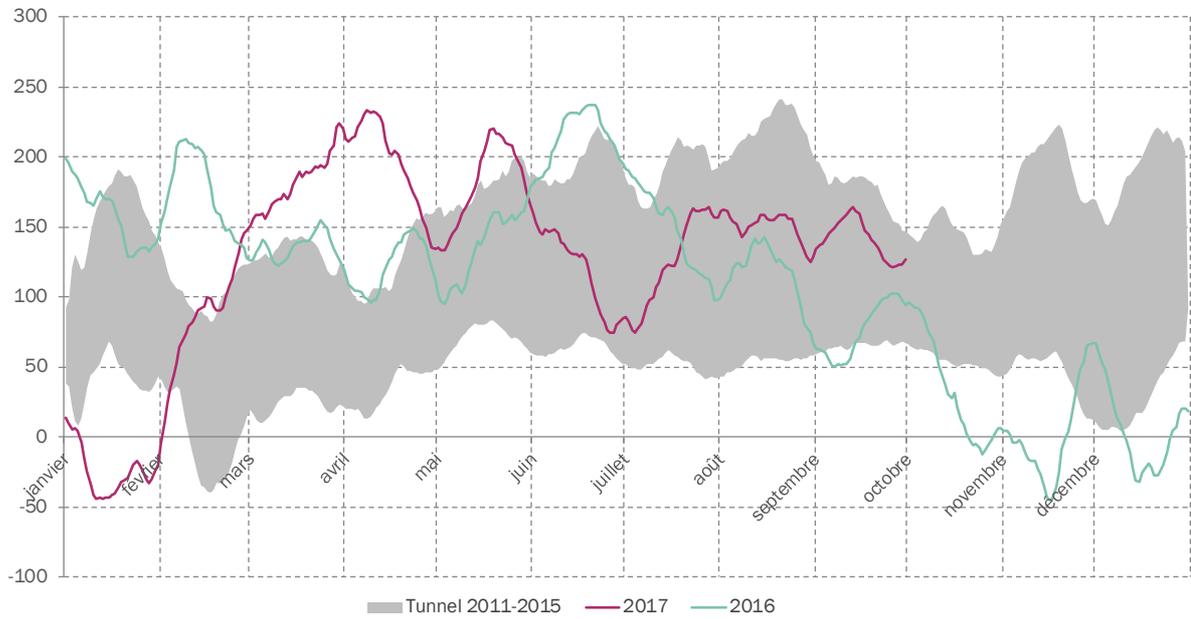


Source : RTE – Analyse : CRE



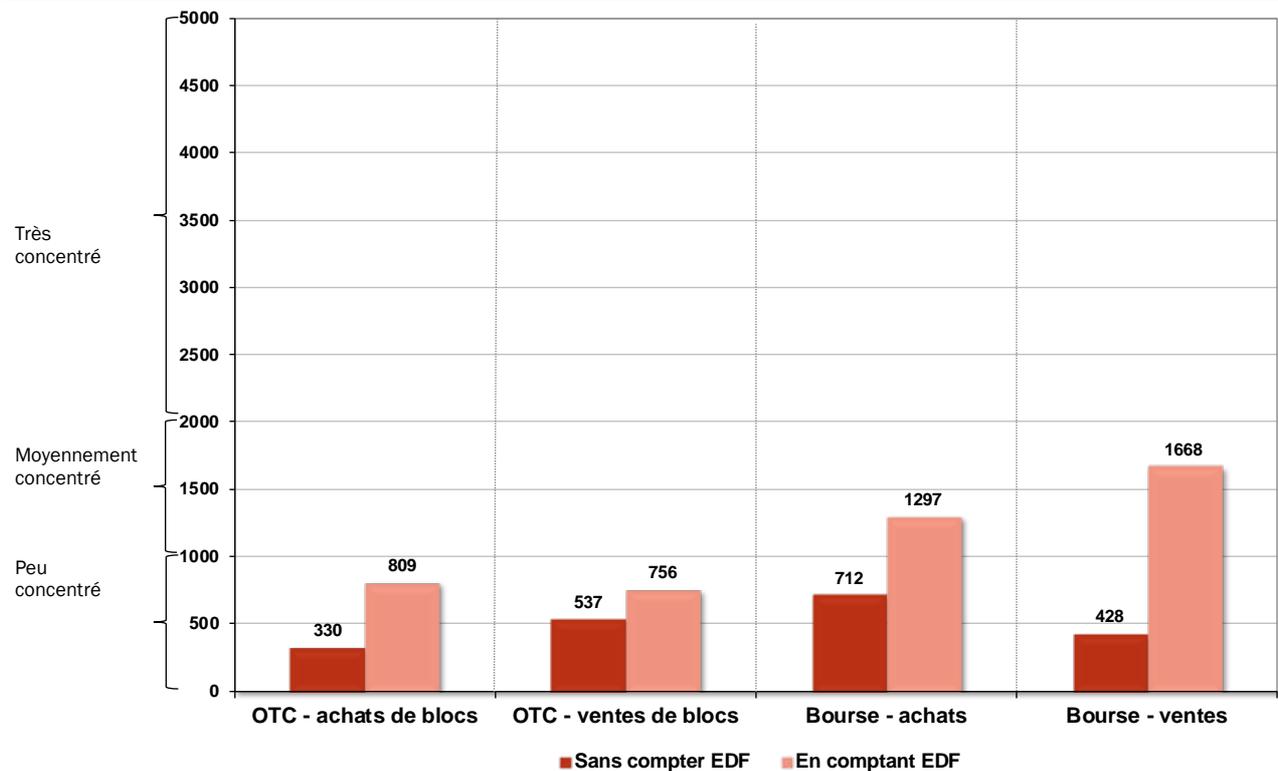
Figure 20 : Solde exportateur

Exports nets journaliers (GWh)
moy. mobile 15j



Source : RTE – Analyse : CRE

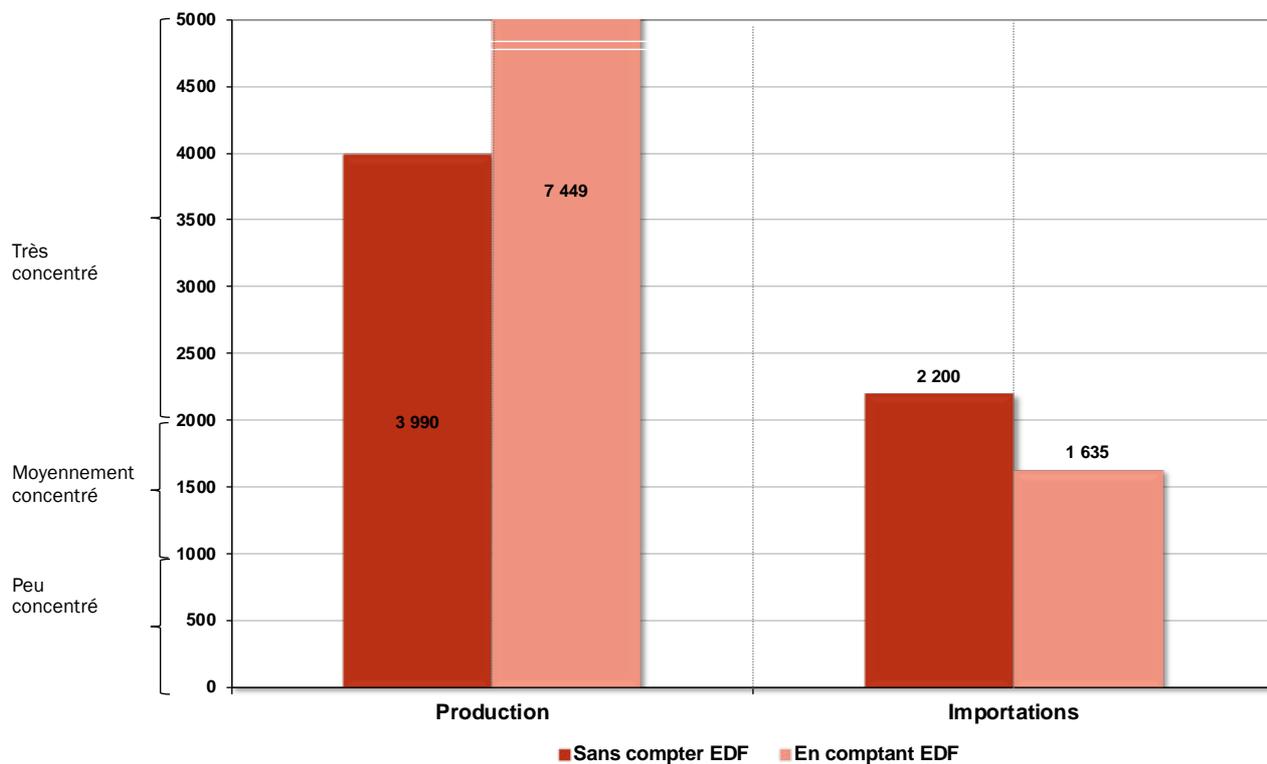
Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2017



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

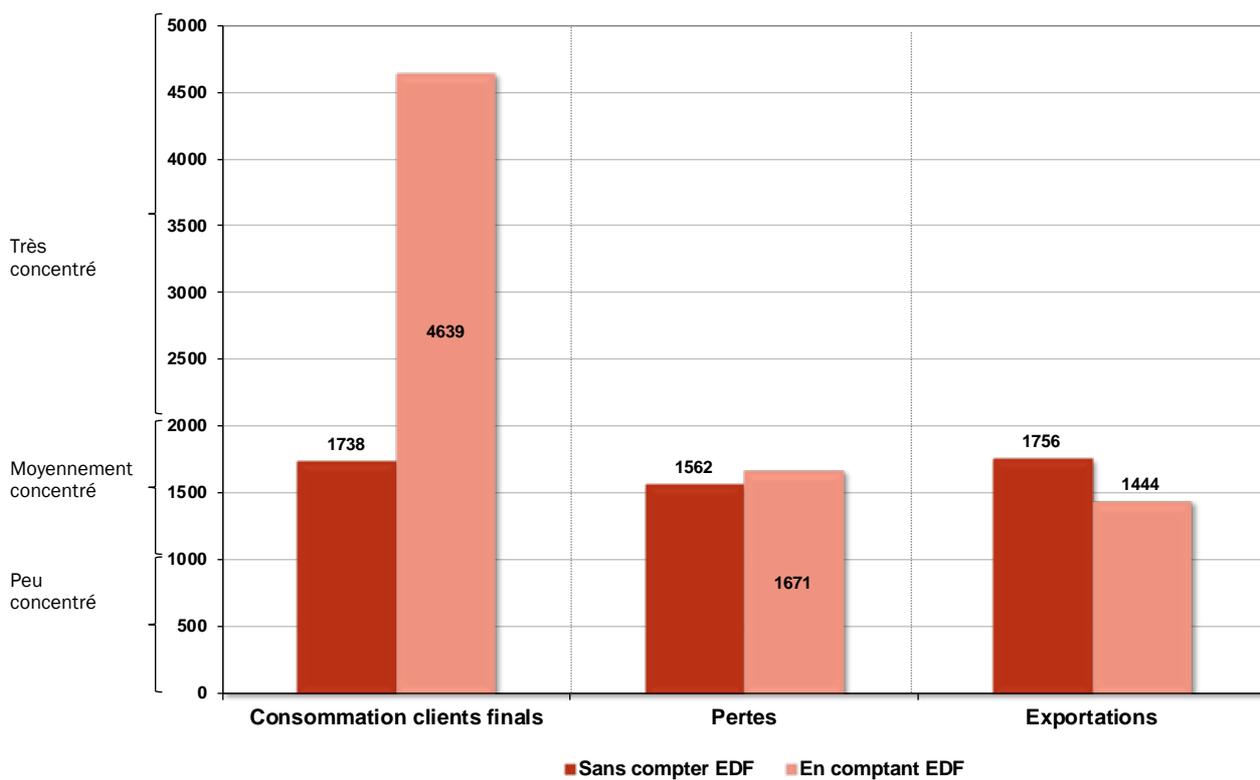


Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T3 2017



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2017



Source : RTE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

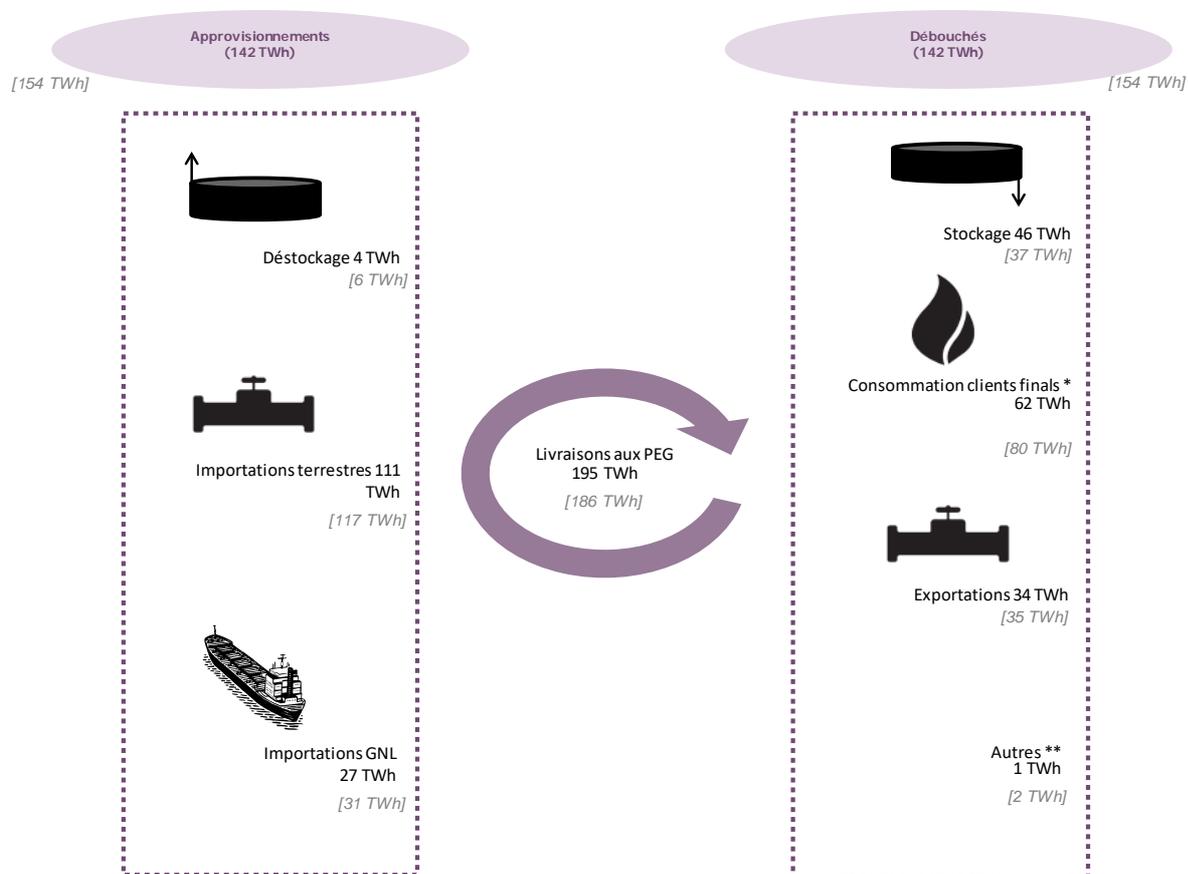
1. DATES-CLES

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
Janvier 2017	Mise en service du terminal méthanier de Dunkerque
Juillet 2017	Arrêté du 31 juillet 2017 relatif aux modalités de prise en compte des autres instruments de modulation pour l'application de l'obligation de déclaration et de détention de stocks et de capacités de stockage des fournisseurs de gaz naturel

2. BILAN PHYSIQUE

Figure 24 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France



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

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

Données [T2 2017] et T3 2017

Source : GRTgaz, TIGF

3. CHIFFRES-CLES

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T3 2017 / T2 2017		T3 2017 / T3 2016	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	132	202	216	154	142	-7%	-11	8%	10
Déstockage	3	44	64	6	4	-26%	-2	38%	1
Importations	129	157	152	148	138	-7%	-10	7%	9
Importations terrestres	110	134	129	117	111	-5%	-6	1%	1
Importations GNL	19	23	23	31	27	-13%	-4	44%	8
Débouchés (TWh)	132	202	216	154	142	-7%	-11	8%	10
Stockage	55	9	8	37	46	21%	8	-18%	-10
Consommation clients finals	60	168	185	80	62	-22%	-18	3%	2
Clients distribution	21	105	128	43	24	-44%	-19	12%	3
Clients directement reliés au réseau de transport	38	63	57	37	38	2%	1	-2%	-1
Exportations	15	21	22	35	34	-1%	0	125%	19
Autres	2	3	1	2	1	-71%	-1	-67%	-1
Livraisons aux PEG (TWh)	194	220	222	186	195	5%	9	1%	1
PEG Nord	160	171	179	152	160	5%	8	0%	-1
TRS	33	50	44	34	35	4%	1	5%	2
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	100%	98%	87%	89%	92%		3%		-8%
Disponibilité liaison Nord Sud	76%	84%	84%	79%	86%		7%		10%
Utilisation de Taisnières H	71%	56%	61%	60%	54%		-7%		-17%
Utilisation de Obergailbach	51%	54%	46%	41%	37%		-4%		-14%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	119	84	27	59	98	68%	40	-17%	-20
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	568	-382	-626	348	447	29%	100	-21%	-121
Emission terminaux méthanières (GWh/j)	200	240	249	338	348	3%	10	74%	148
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	88	118	106	123	135	10%	12	52%	46

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T3 2017 / T2 2017		T3 2017 / T3 2016	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	13,1	17,6	18,9	15,6	16,0	3%	0,4	22%	2,9
TRS day-ahead (moyenne)	15,8	19,5	23,5	15,9	16,2	2%	0,4	3%	0,5
Spread Nord/Sud	2,6	1,9	4,6	0,3	0,3	-18%	-0,1	-90%	-2,4
Spread PEG Nord/TF	0,3	0,4	0,5	0,0	-0,1	591%	-0,1	-145%	-0,5
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	13,3	17,5	18,6	15,3	15,9	3%	0,5	19%	2,5
PEG Nord Y+1 (moyenne)	16,0	17,0	17,7	16,6	16,6	0%	0,0	4%	0,6
Spread Nord/Sud (M+1)	2,3	1,6	3,0	0,8	0,8	-5%	0,0	-65%	-1,5
Spread PEG Nord/TF (Y+1)	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	-14%	0,0	-10%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	2,6	1,4	1,2	1,8	1,4	-24%	-0,4	-48%	-1,3

* 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 : Négoce

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T3 2017 / T2 2017		T3 2017 / T3 2016	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	148	184	186	135	144	7%	9	-3%	-4
En % de la consommation nationale	248%	109%	100%	170%	233%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	46	50	52	47	38	-19%	-9	-16%	-7
Intraday	5	8	8	6	6	1%	0,1	5%	0,3
Day Ahead	25	29	30	26	23	-12%	-3,1	-10%	-2,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	32	43	44	41	33	-19%	-7,8	3%	0,9
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	14	8	8	6	6	-15%	-1,0	-60%	-8,3
Marché à terme (TWh)	91	88	113	126	100	-21%	-26	9%	9
M+1	32	37	32	32	31	-4%	-1,1	-3%	-0,9
Q+1	6	19	4	24	4	-83%	-20,2	-33%	-2,0
S+1	12	11	33	20	12	-39%	-7,7	-1%	-0,1
Y+1	1	1	3	10	9	-13%	-1,3	668%	7,9
Bourse (toutes échéances)	10	10	8	7	8	15%	1,0	-22%	-2,2
Brokers (toutes échéances)	82	78	105	120	92	-23%	-27,5	13%	10,7
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	35627	40557	41082	36960	29194	-21%	-7766	-18%	-6433
Intraday	6 537	8 528	8 207	6 620	6 801	3%	181	4%	264
Day Ahead	23 202	26 391	26 689	24 066	18 346	-24%	-5720	-21%	-4856
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	30 083	38 088	38 634	34 920	27 140	-22%	-7780	-10%	-2943
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	5 544	2 469	2 448	2 040	2 054	1%	14	-63%	-3490
Marché à terme	1579	1693	1937	1652	1463	-11%	-189	-7%	-116
M+1	928	1 135	1 084	928	953	3%	25	3%	25
Q+1	104	210	79	240	62	-74%	-178	-40%	-42
S+1	98	63	202	91	72	-21%	-19	-27%	-26
Y+1	6	8	19	50	43	-14%	-7	617%	37
Bourse (toutes échéances à terme)	390	459	336	324	302	-7%	-22	-23%	-88
Brokers (toutes échéances à terme)	1 189	1 234	1 601	1 328	1 161	-13%	-167	-2%	-28
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	94	100	101	95	98	3%	3	4%	4
dont actifs chez Powernext Gas Spot	54	56	59	59	61	3%	2	13%	7
dont actifs chez Powernext Gas Futures	35	35	38	37	31	-16%	-6	-11%	-4

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

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

4. GRAPHIQUES

4.1 Évolution des prix en France et en Europe

Figure 25 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe

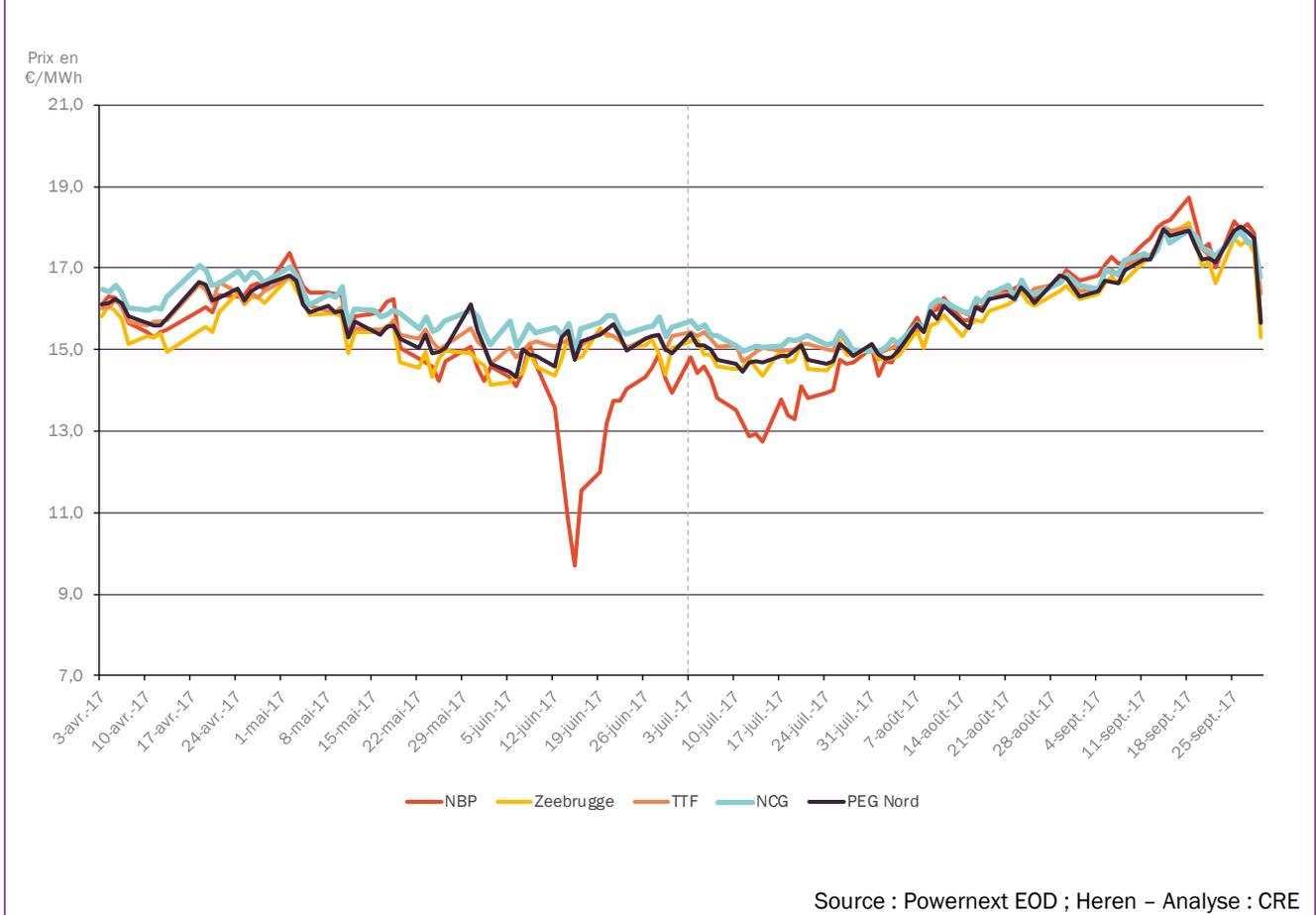
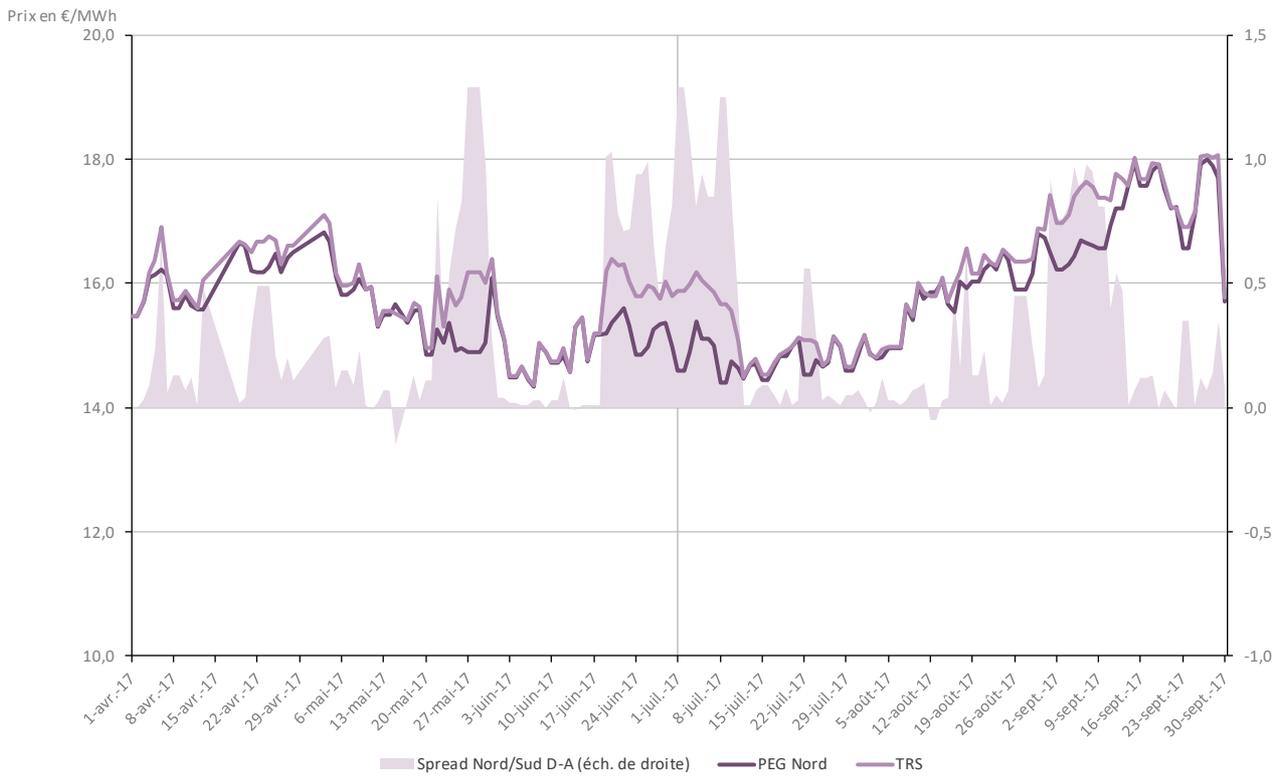


Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



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

Figure 27 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



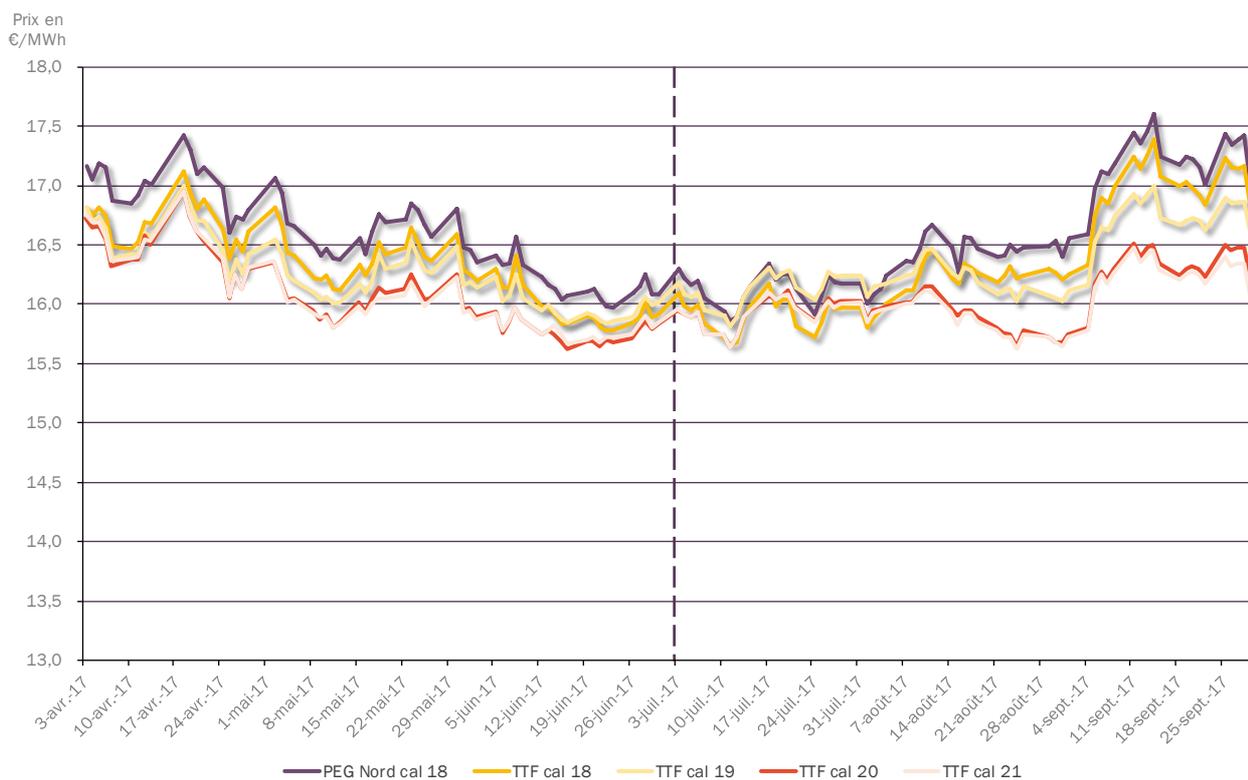
Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

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



Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Figure 29 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

4.2 Contexte international

Figure 30 : Prix mondiaux du gaz

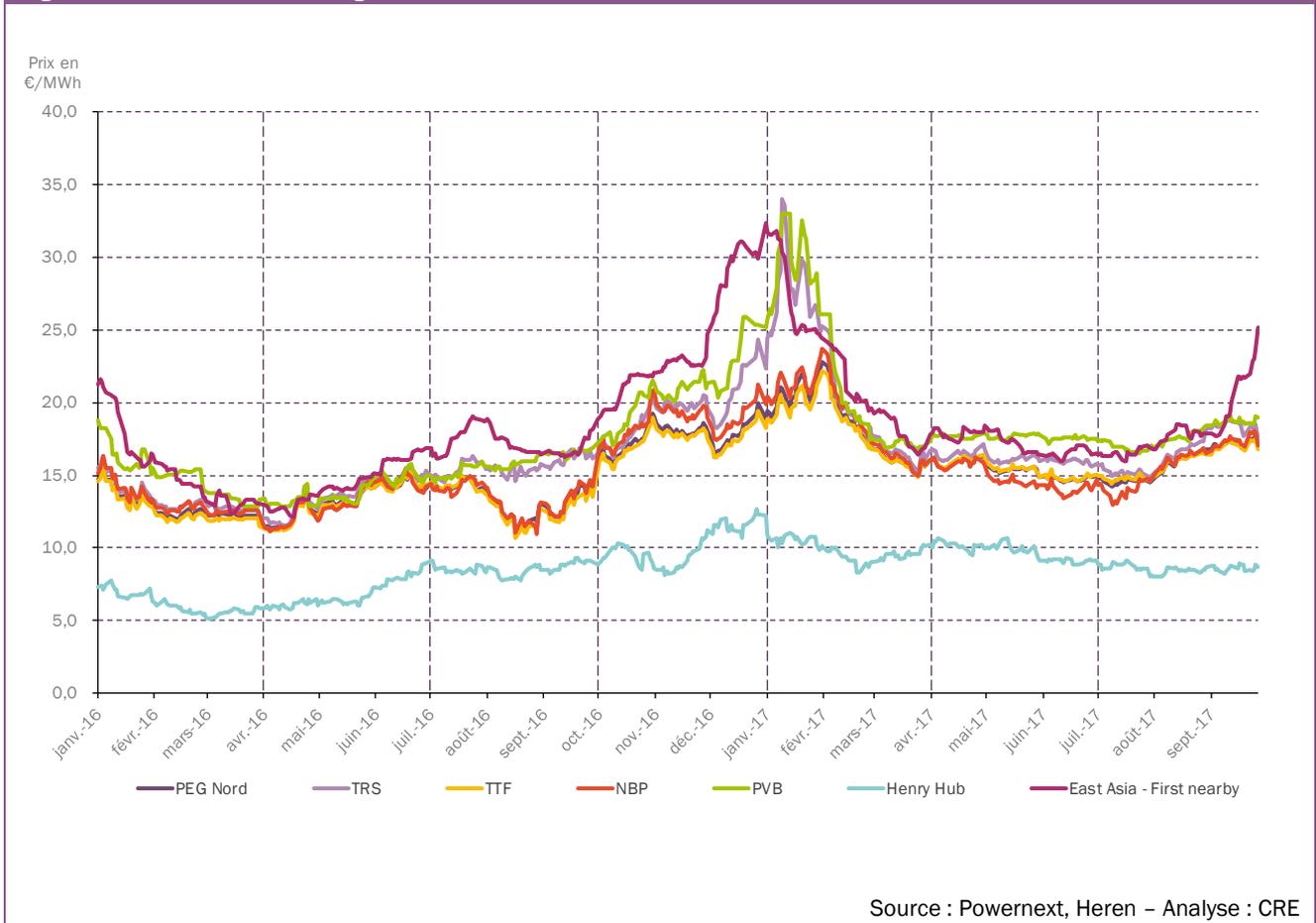
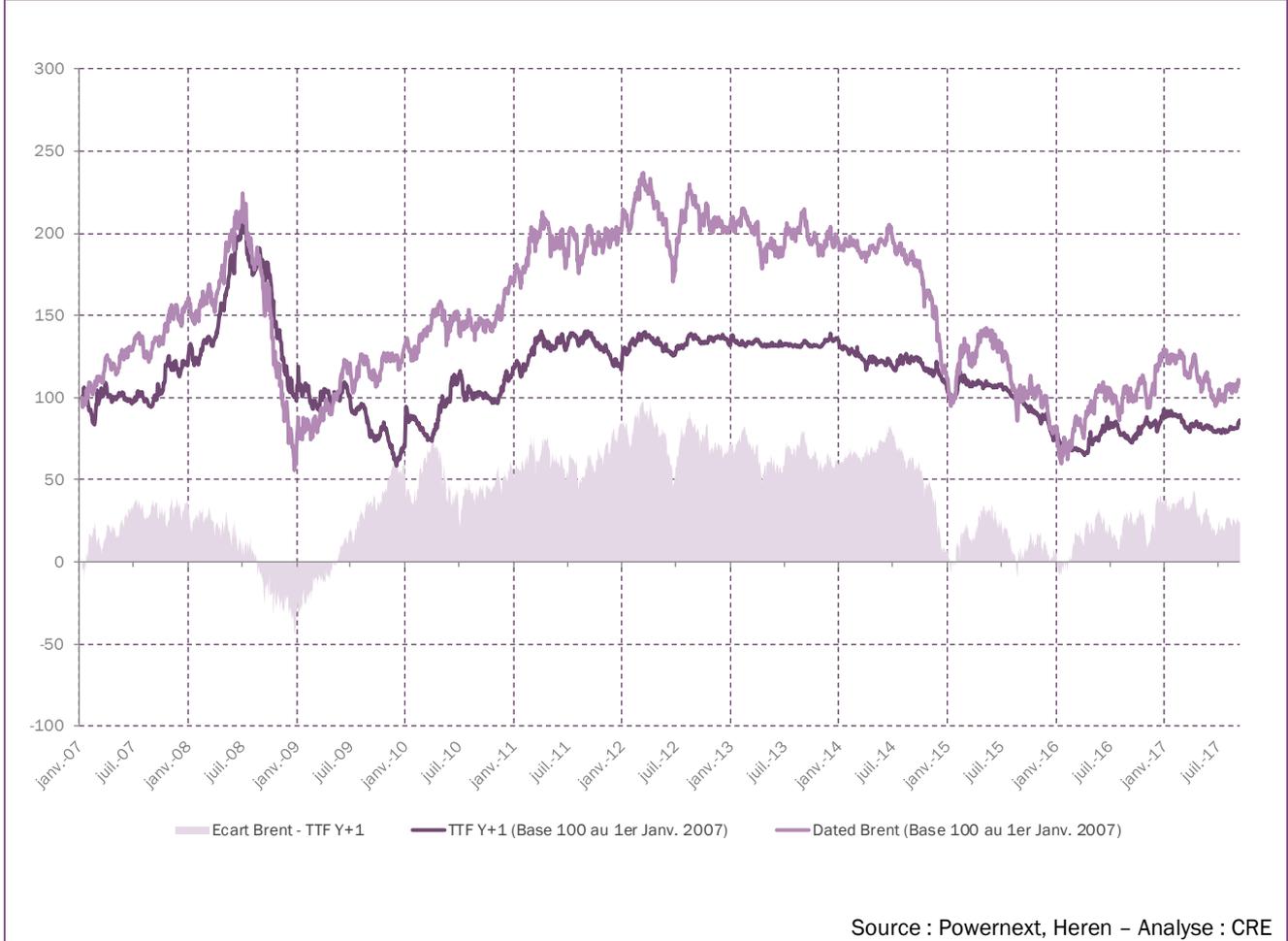
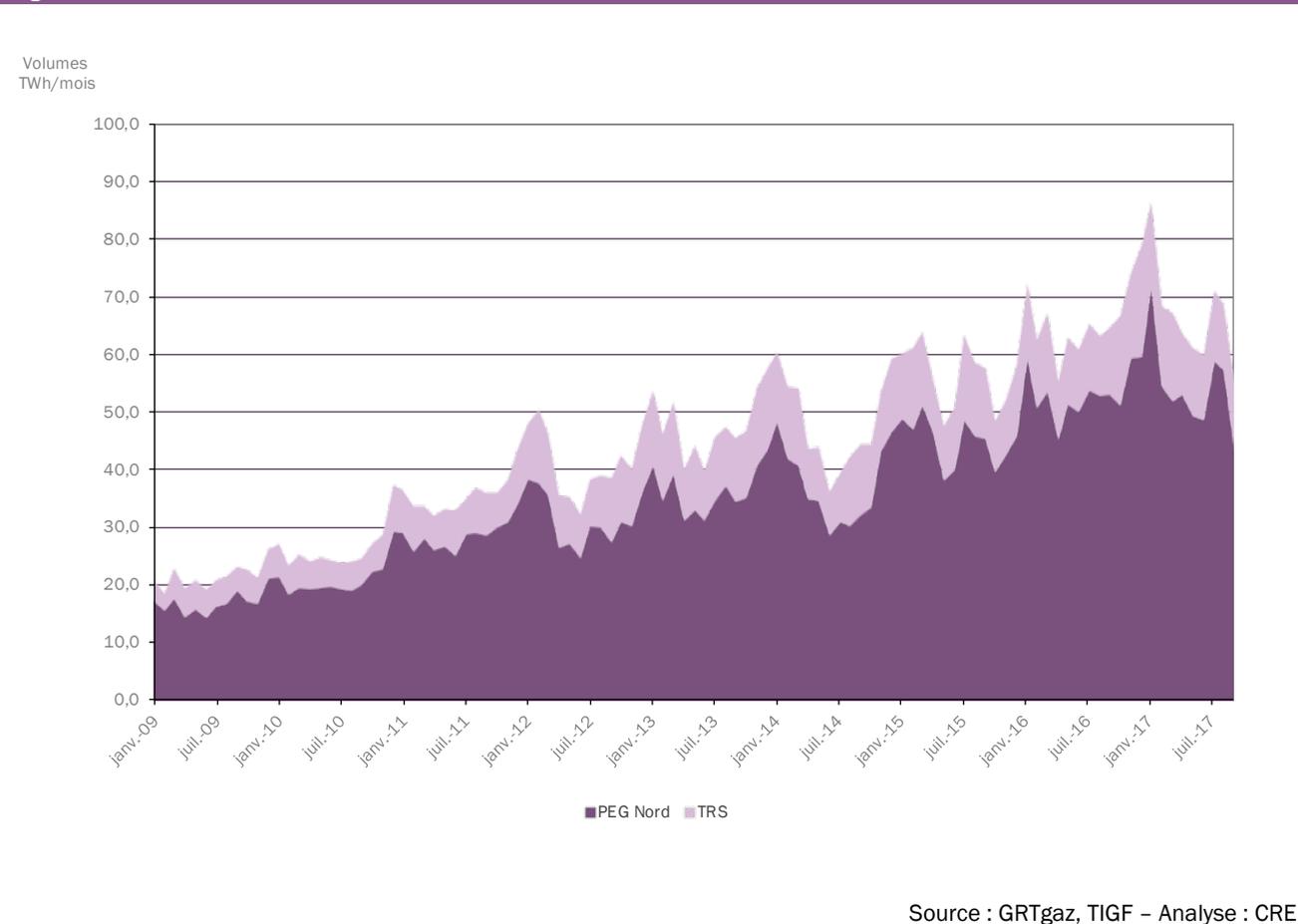


Figure 31 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



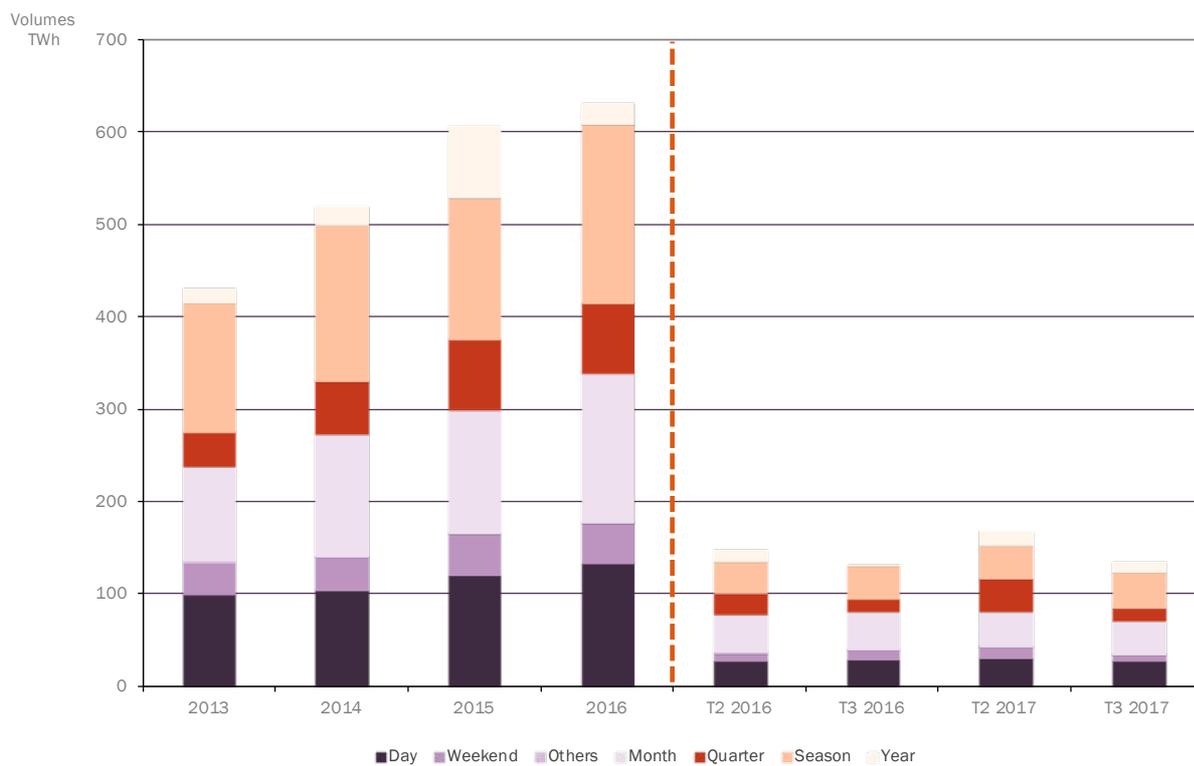
4.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 32 : Livraisons aux PEG



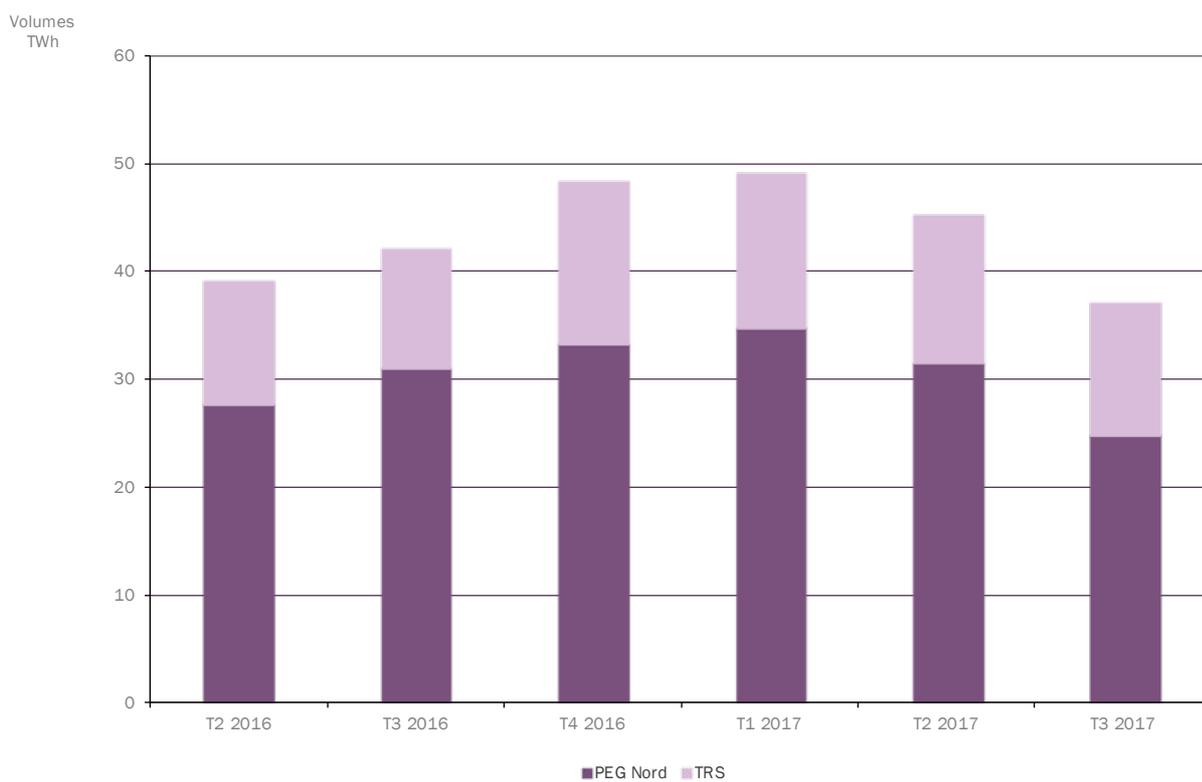
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit



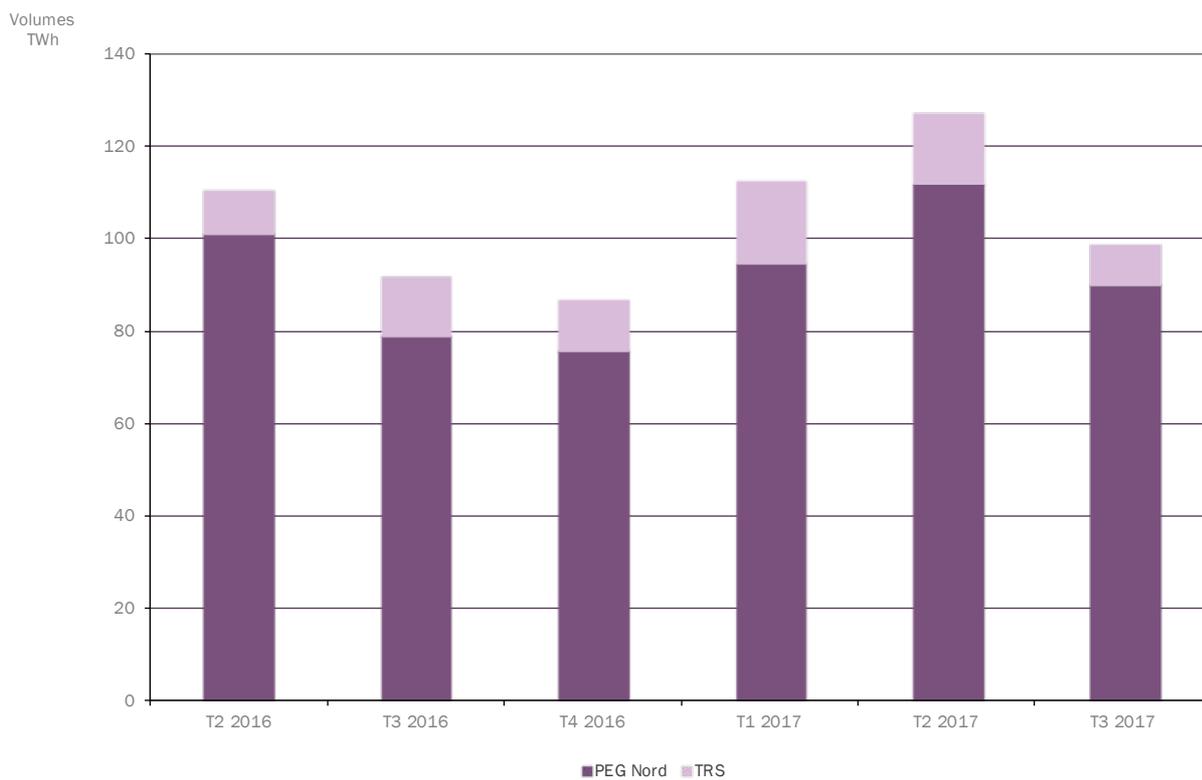
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG

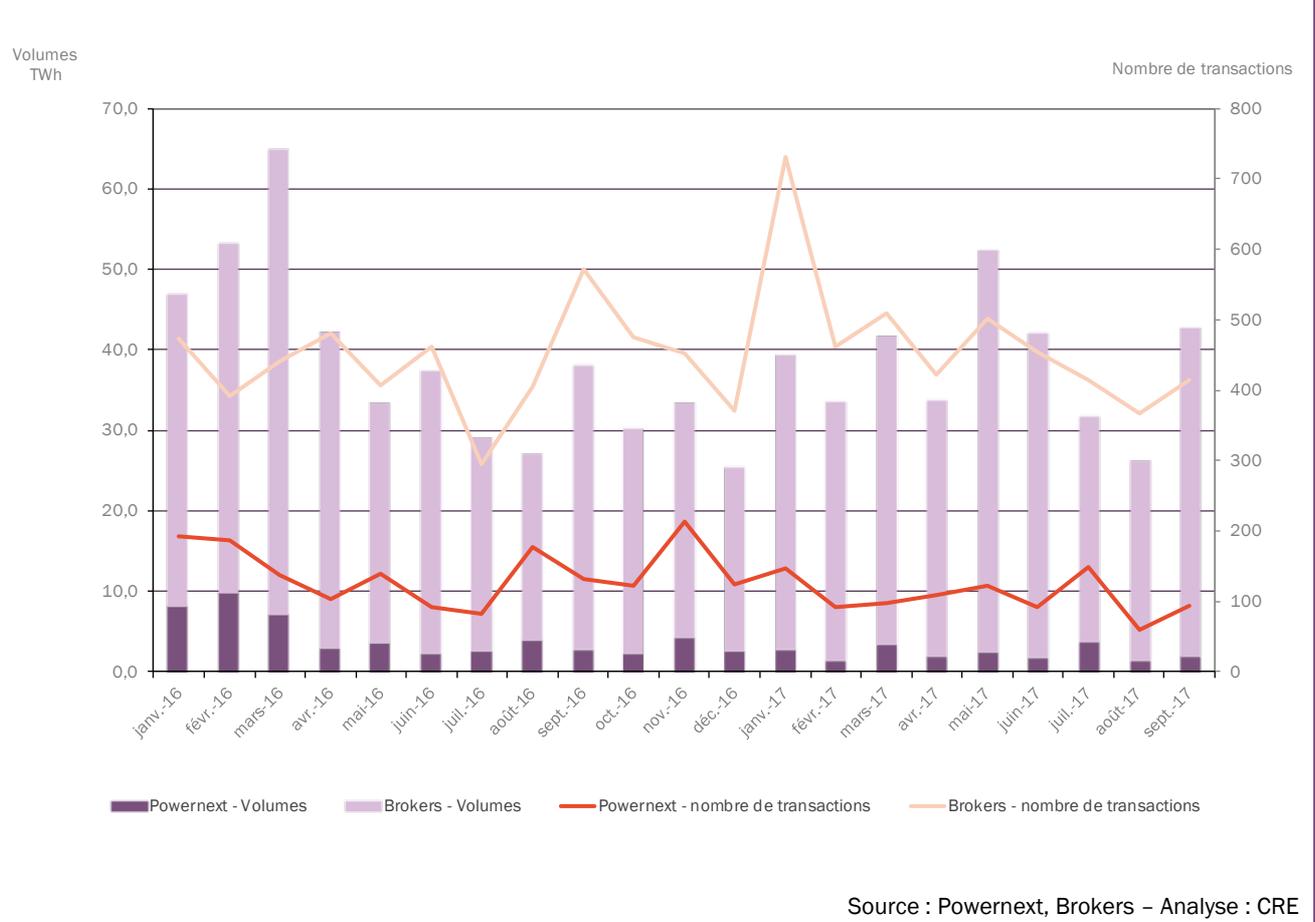


Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire

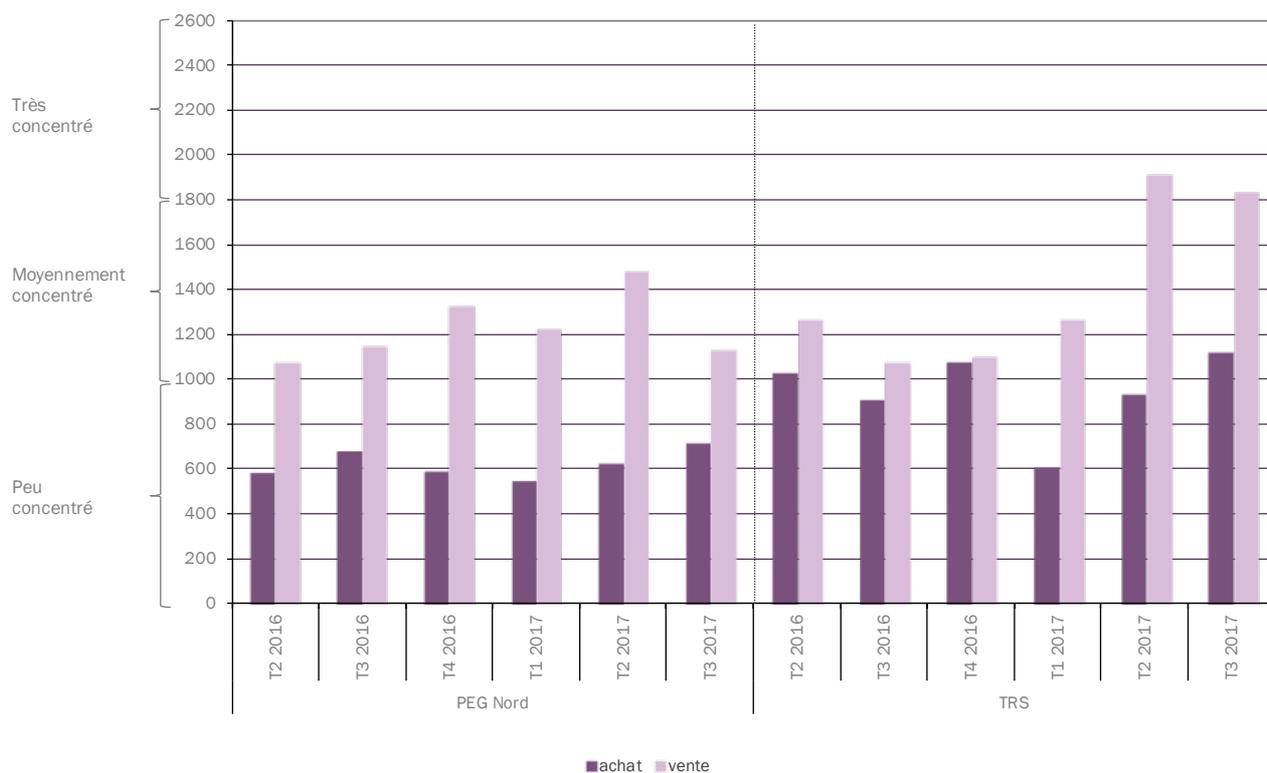


Figure 37 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



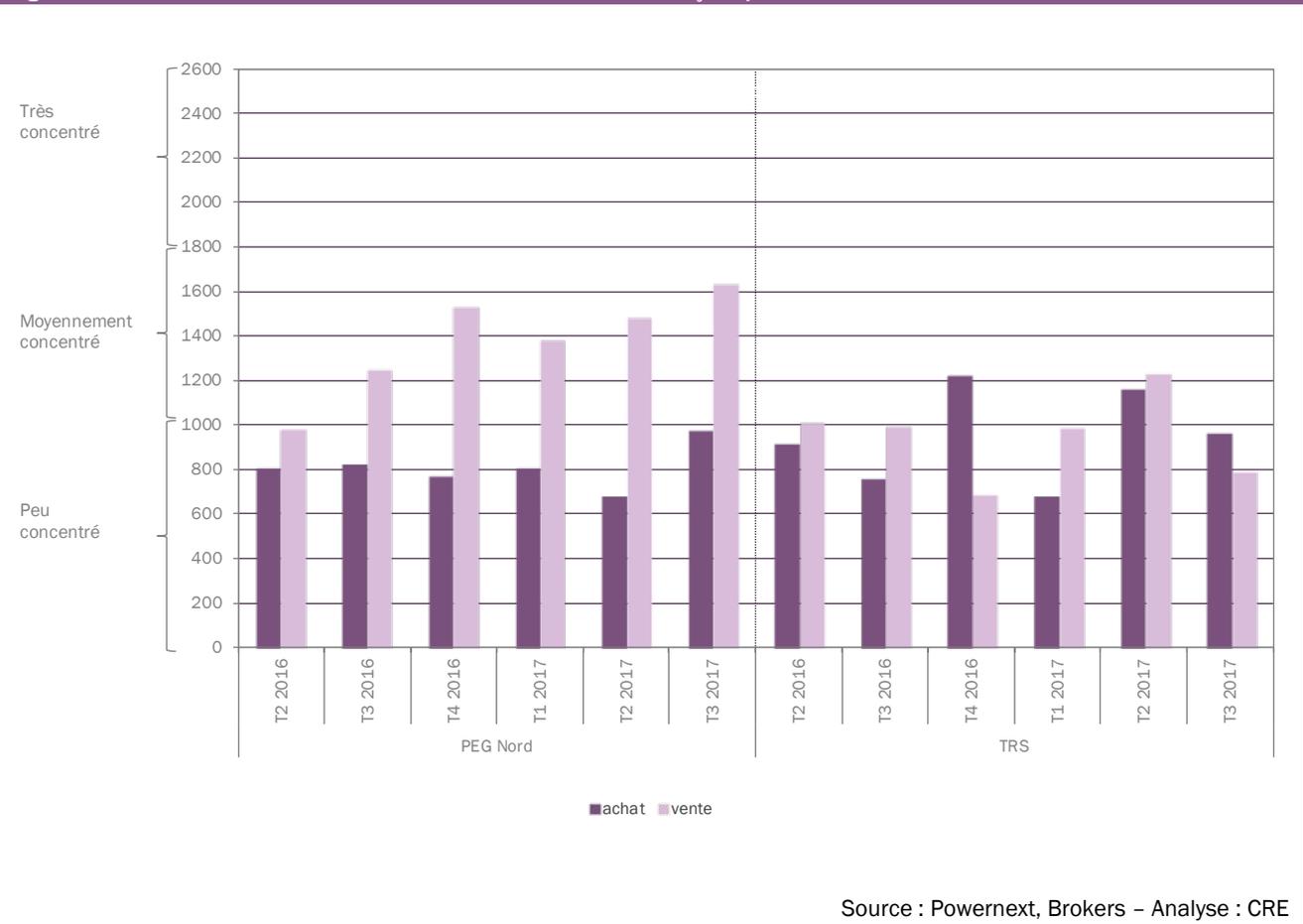
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 38 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 39 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

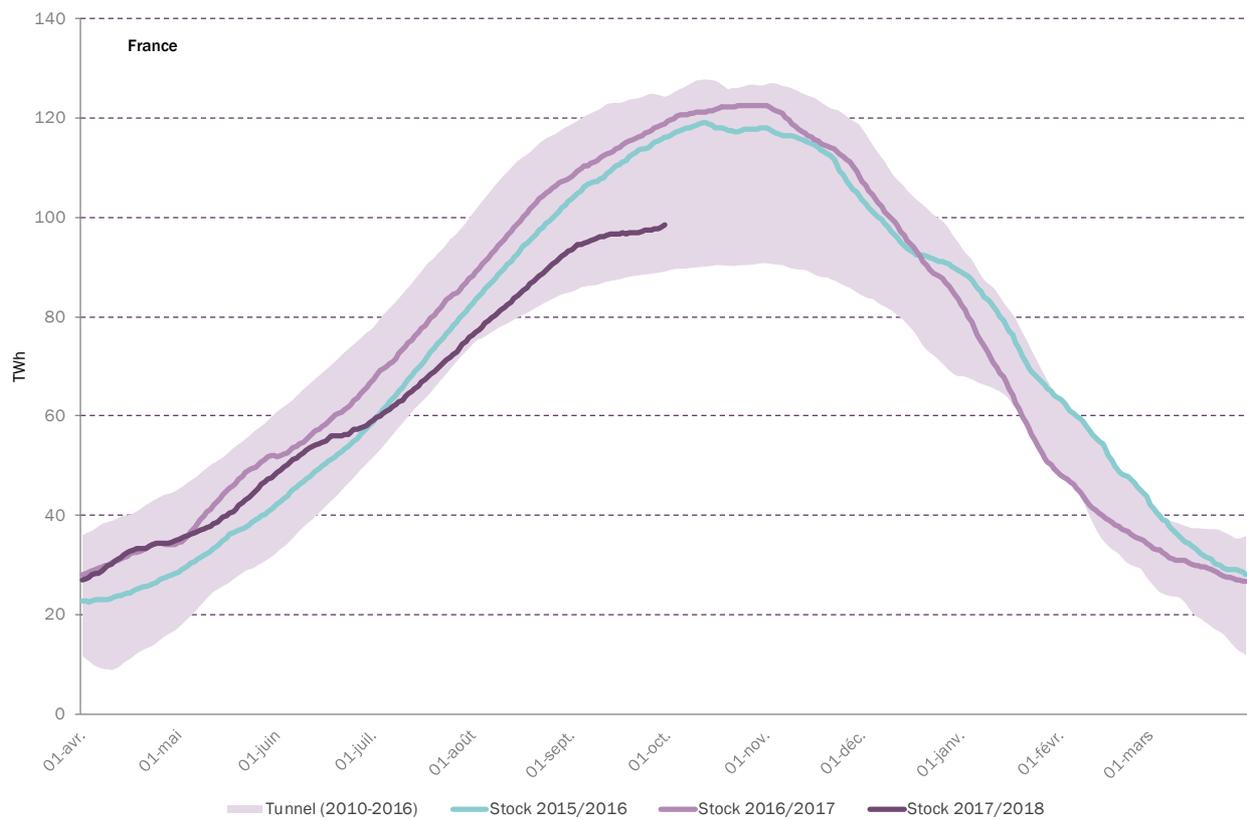
4.4 Fondamentaux

Figure 40 : Consommation de gaz en France



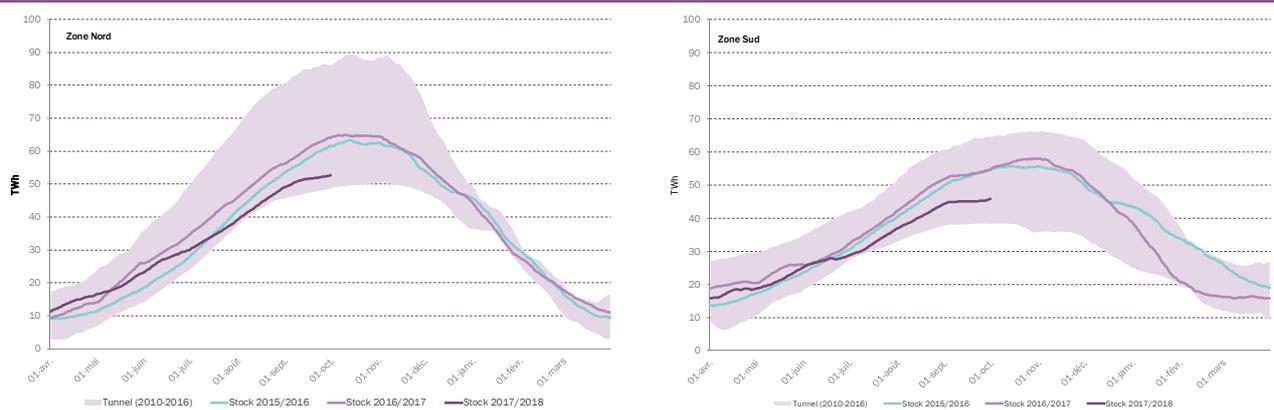
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Figure 41 : Niveaux des stocks en France



Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Figure 42 : Niveau des stocks par zone



Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

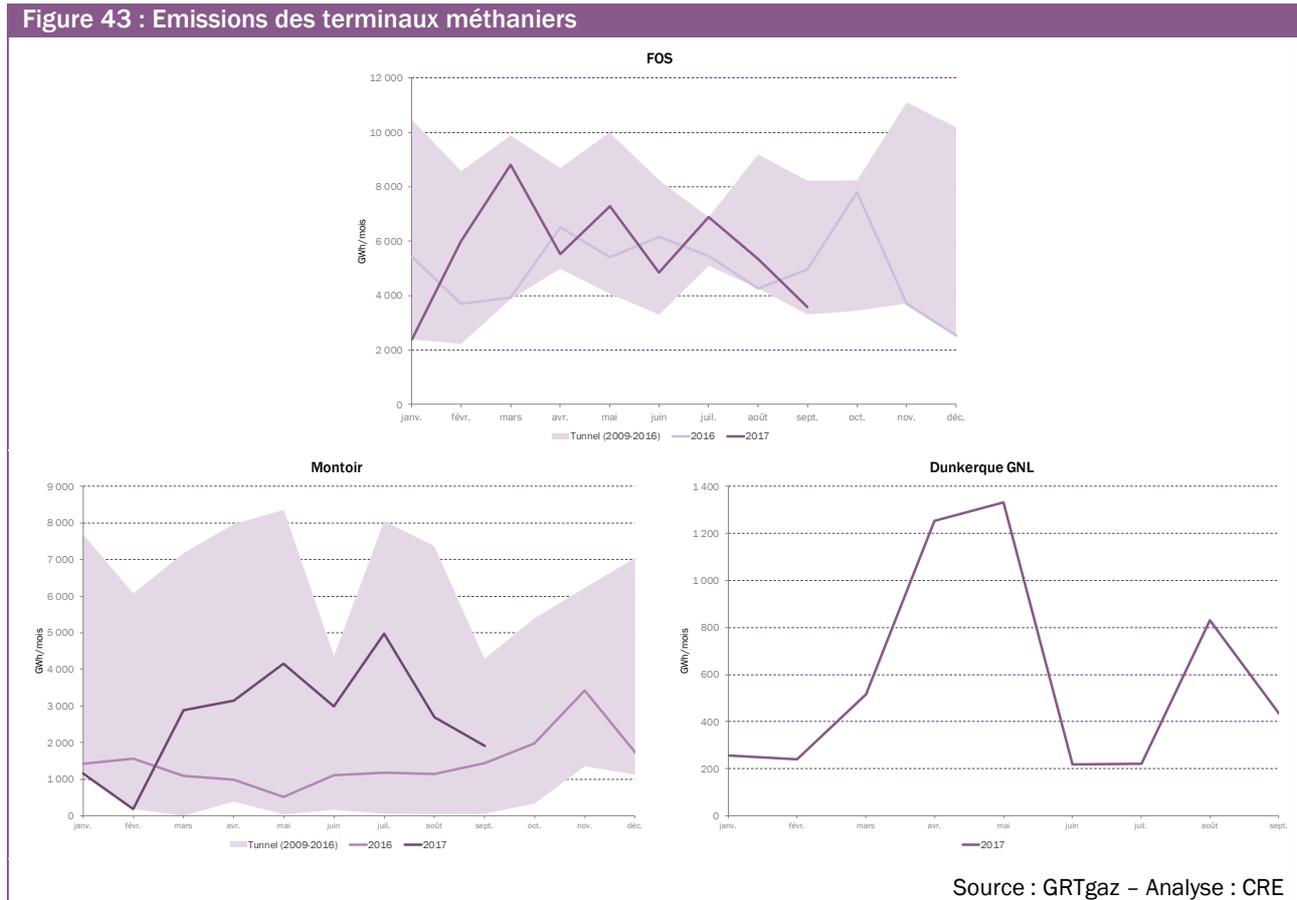


Figure 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)

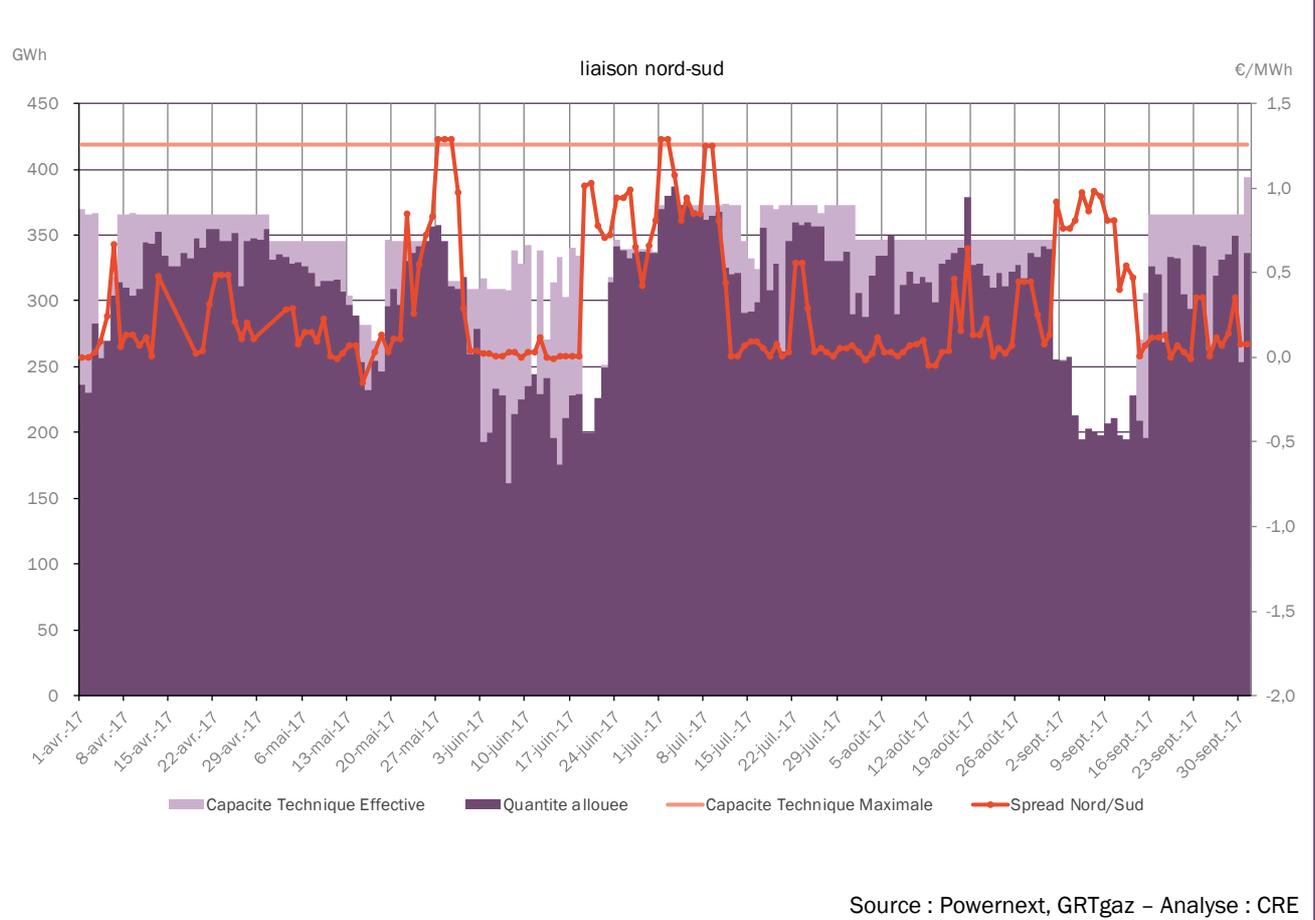


Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)

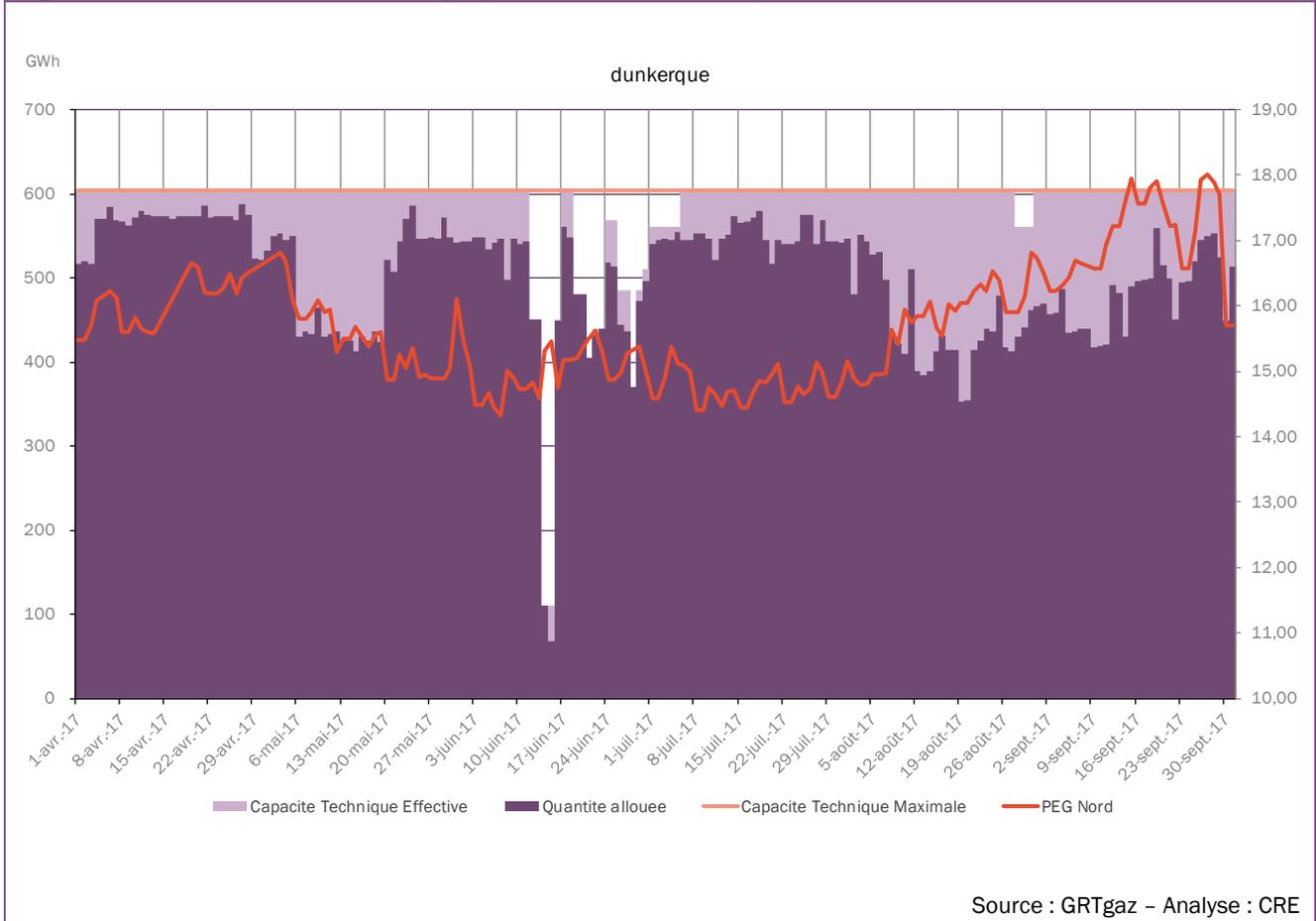


Figure 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)

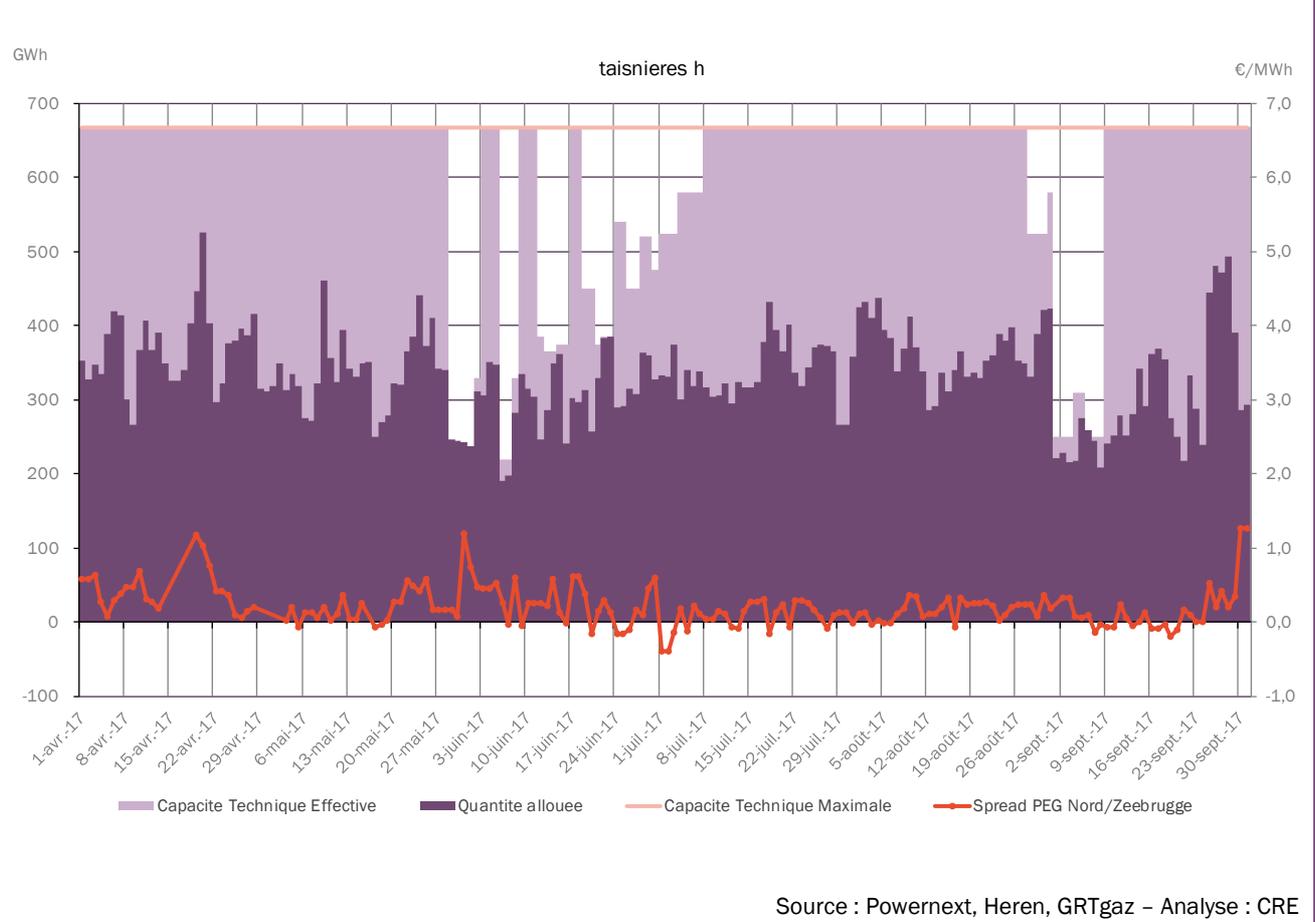


Figure 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)

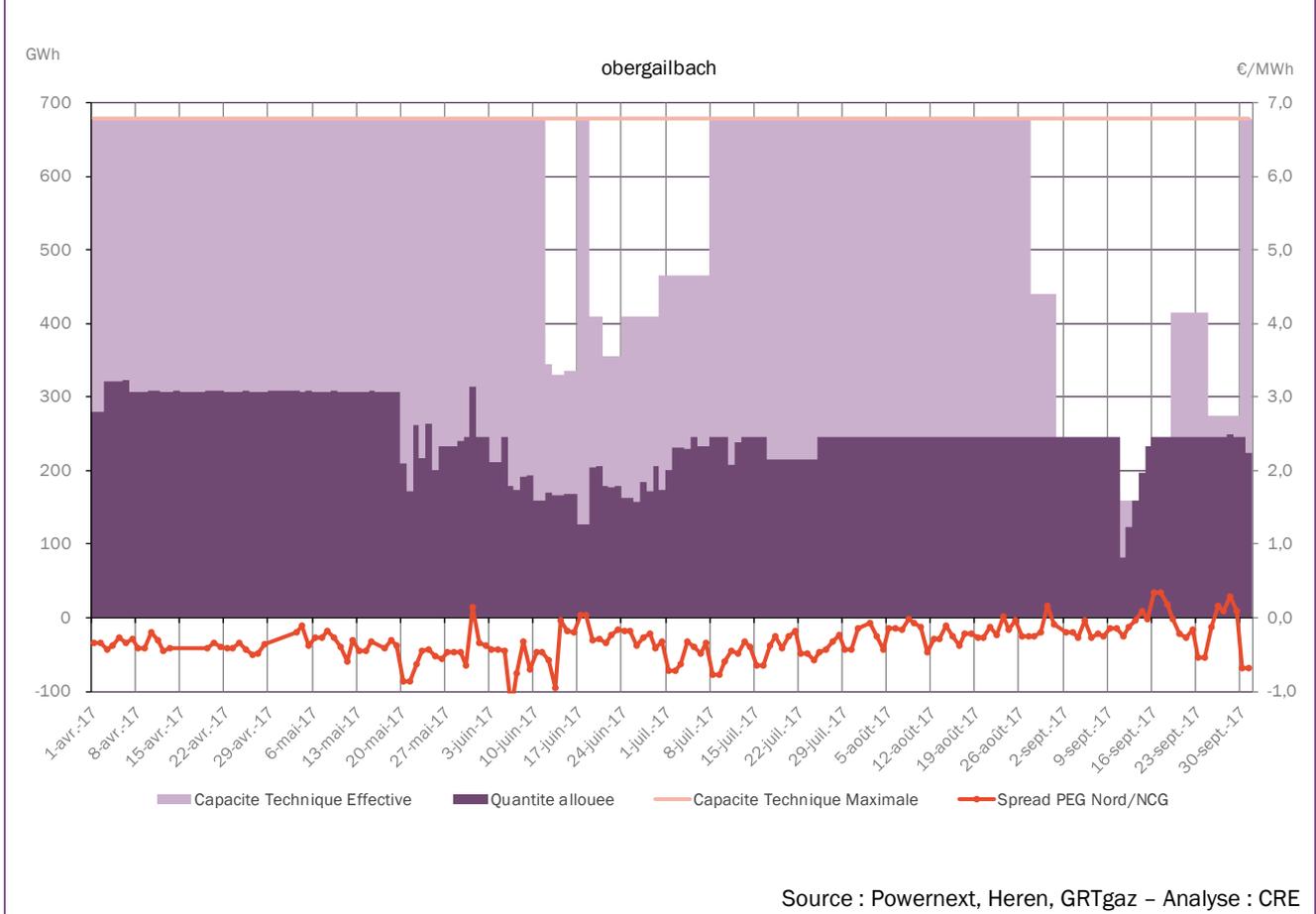


Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)

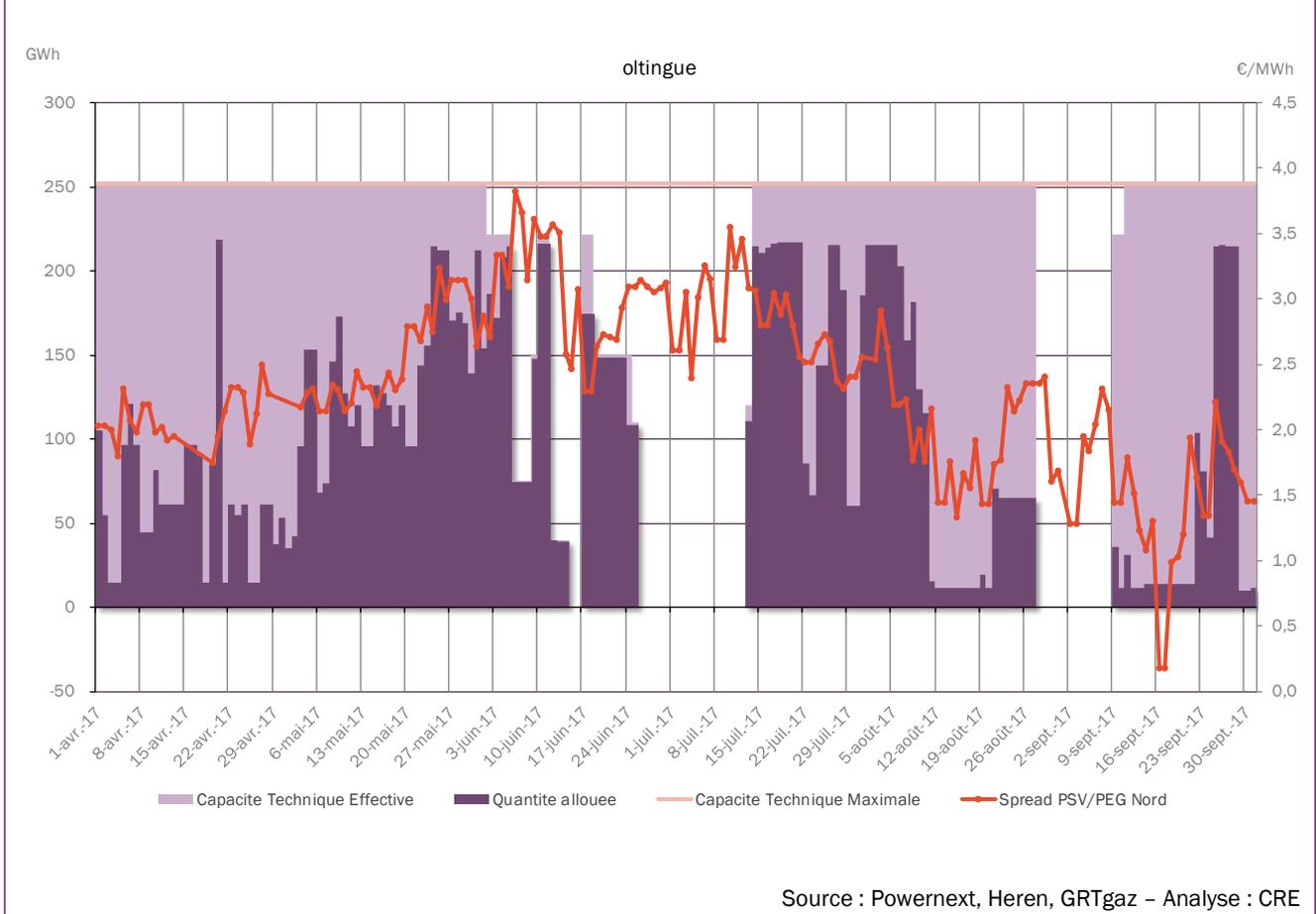


Figure 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)

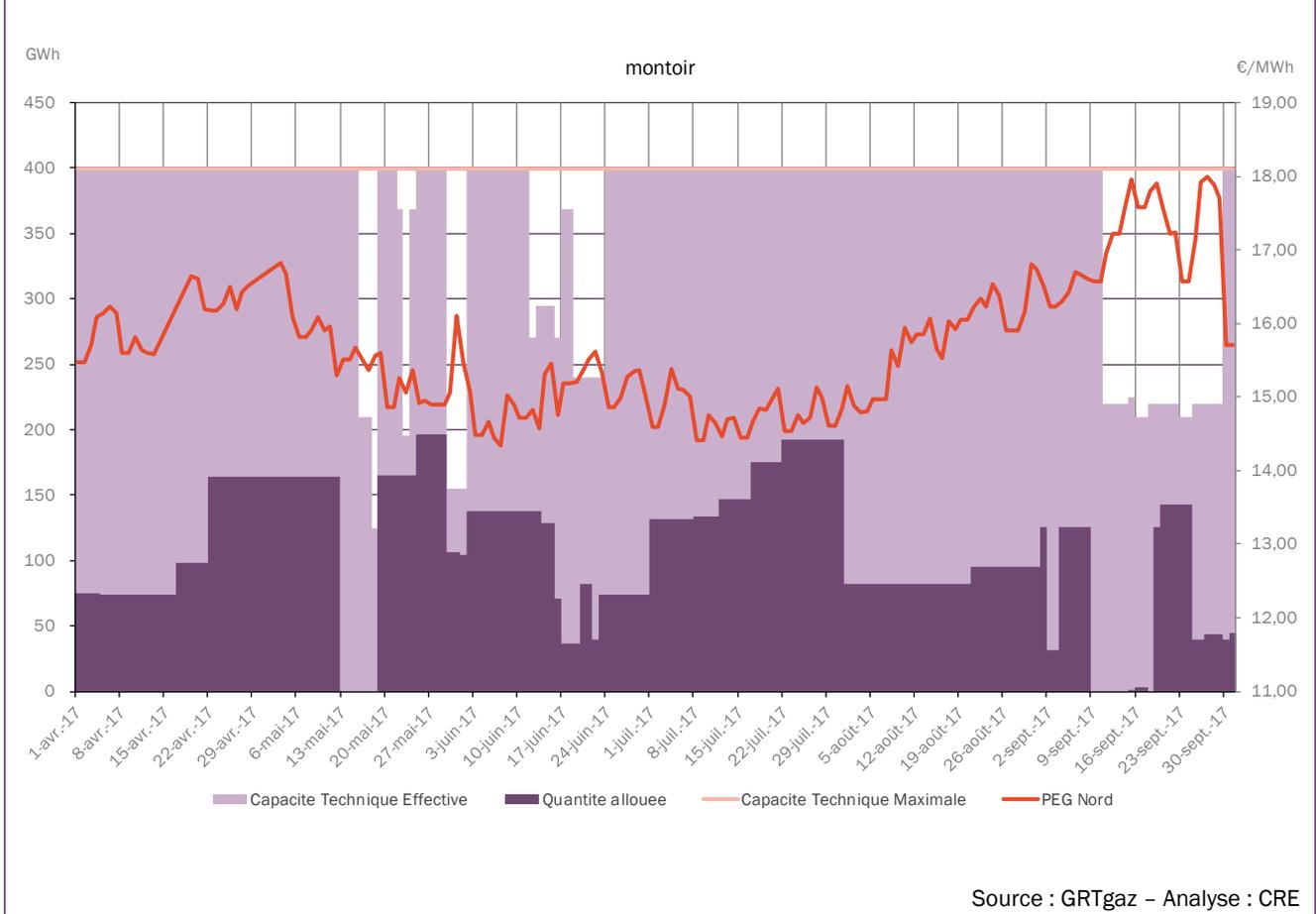


Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)

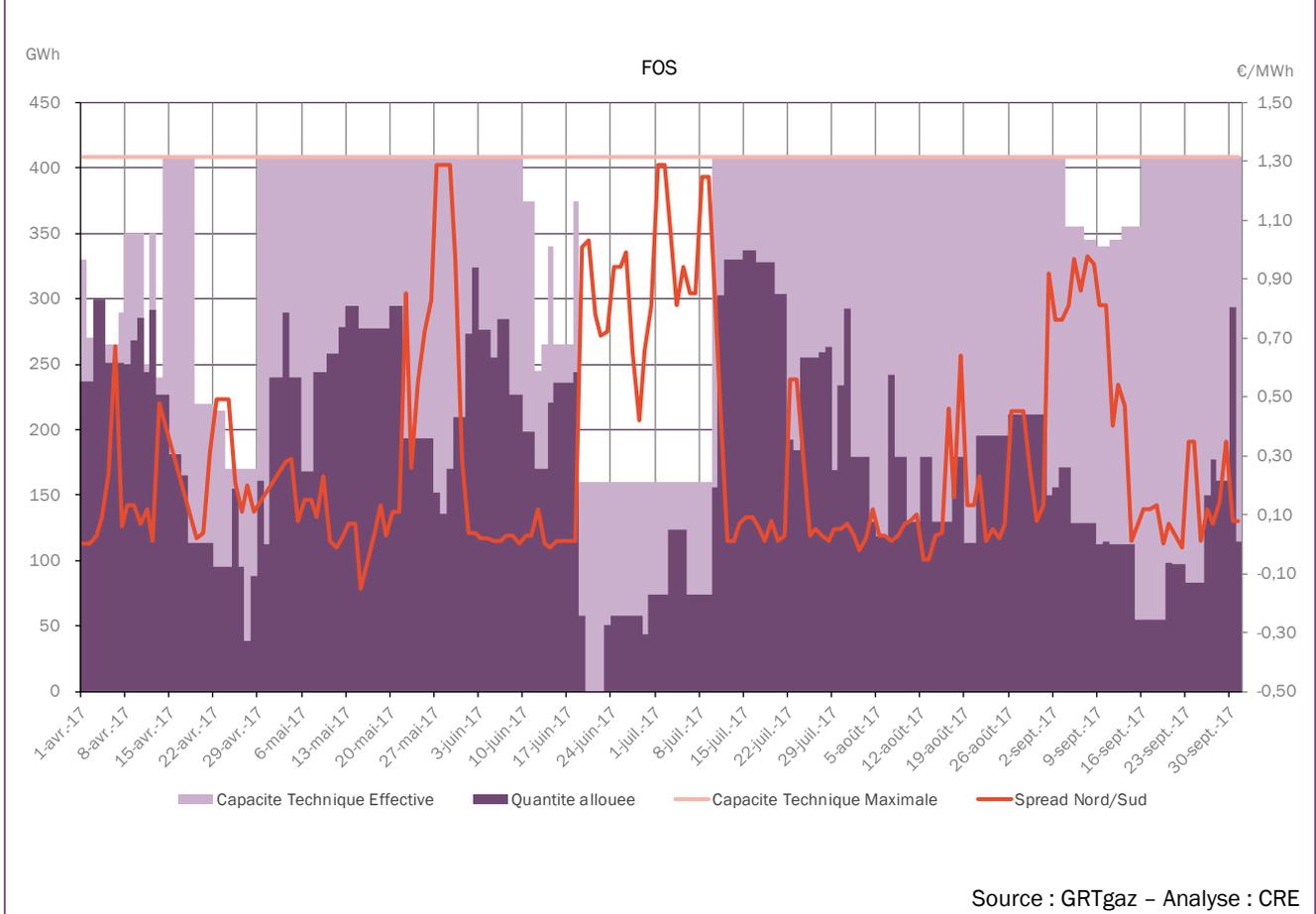


Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)

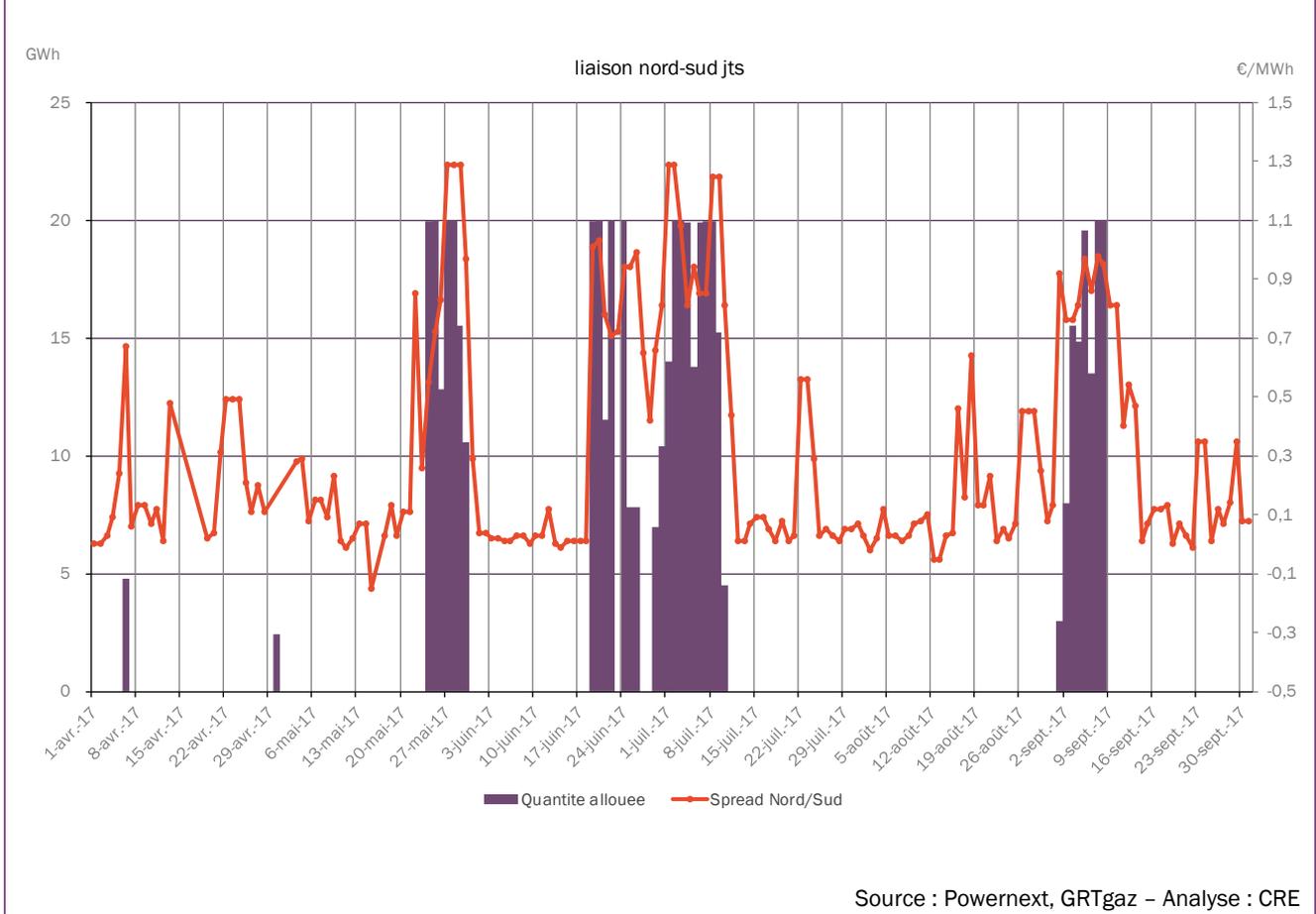


Figure 52 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud

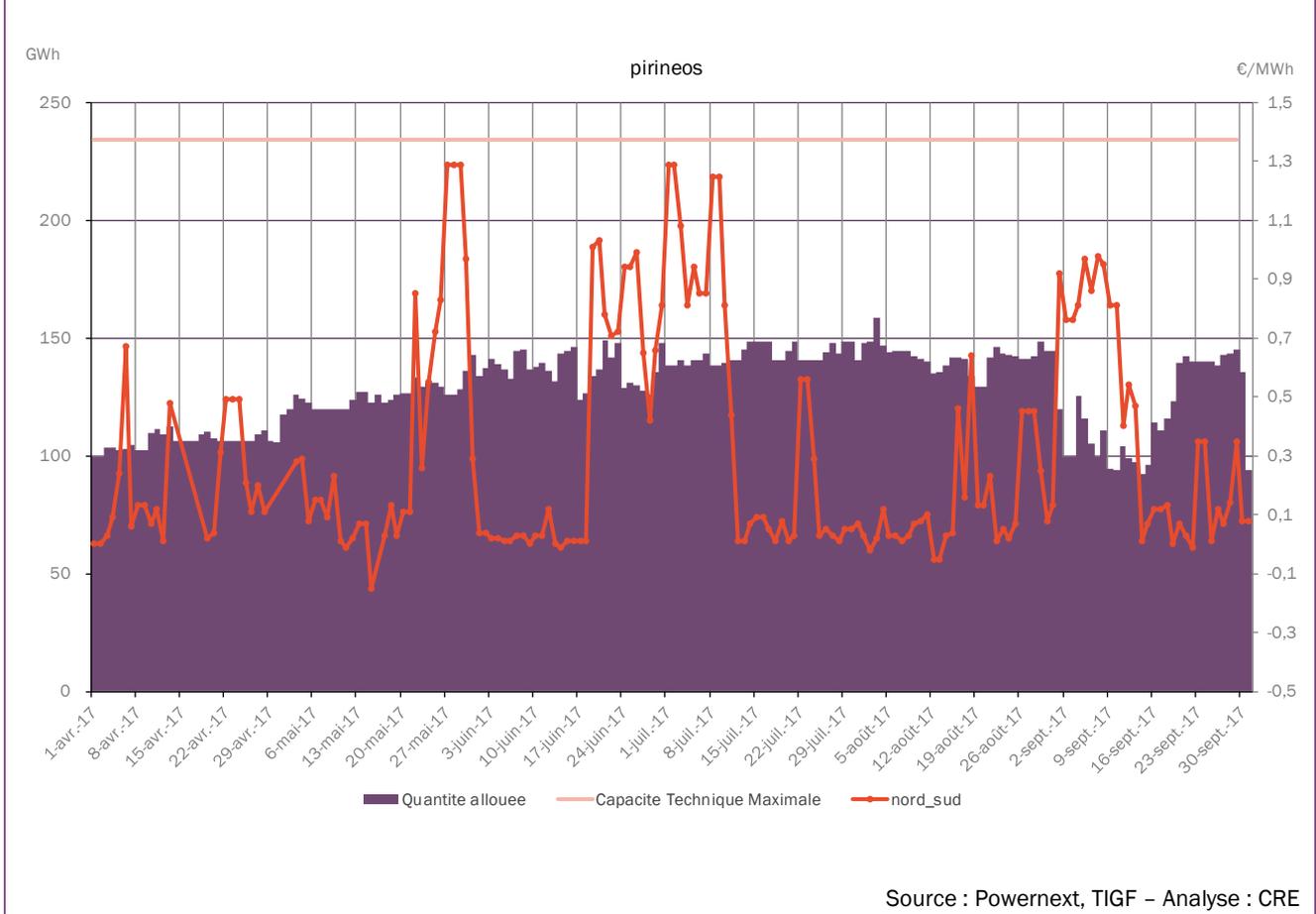
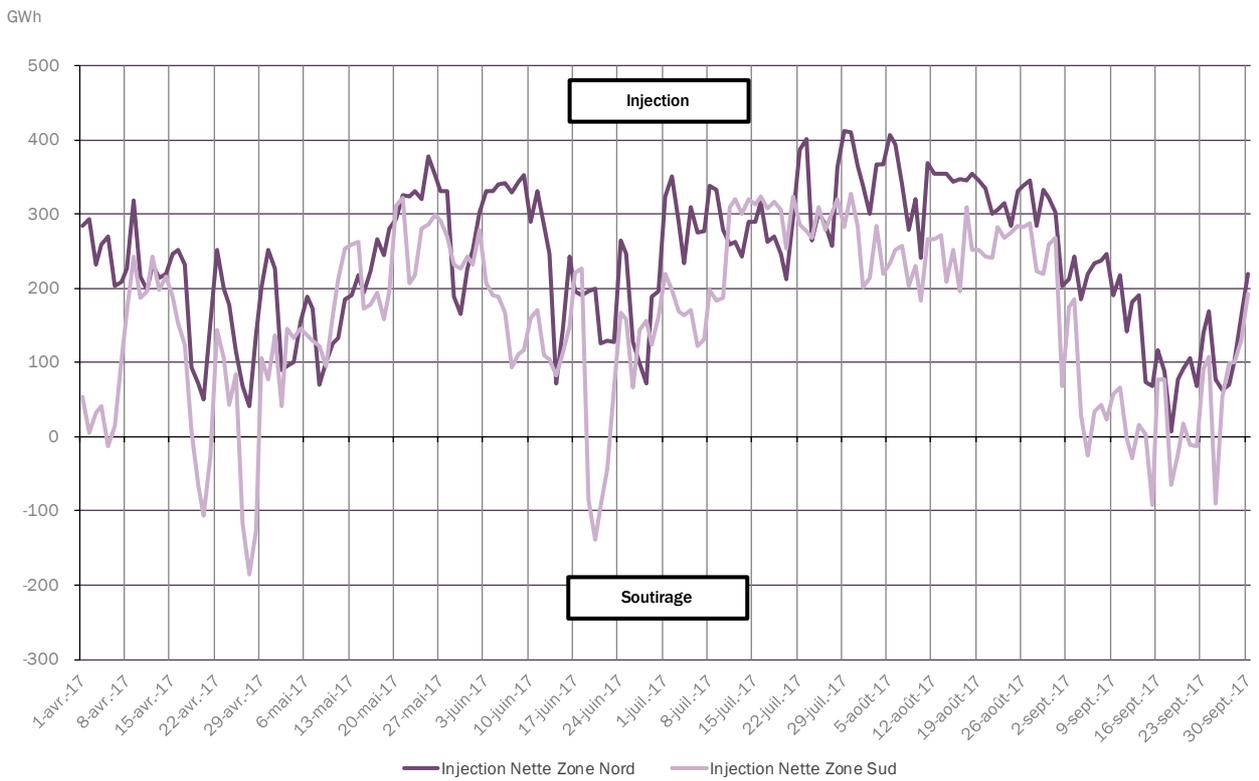
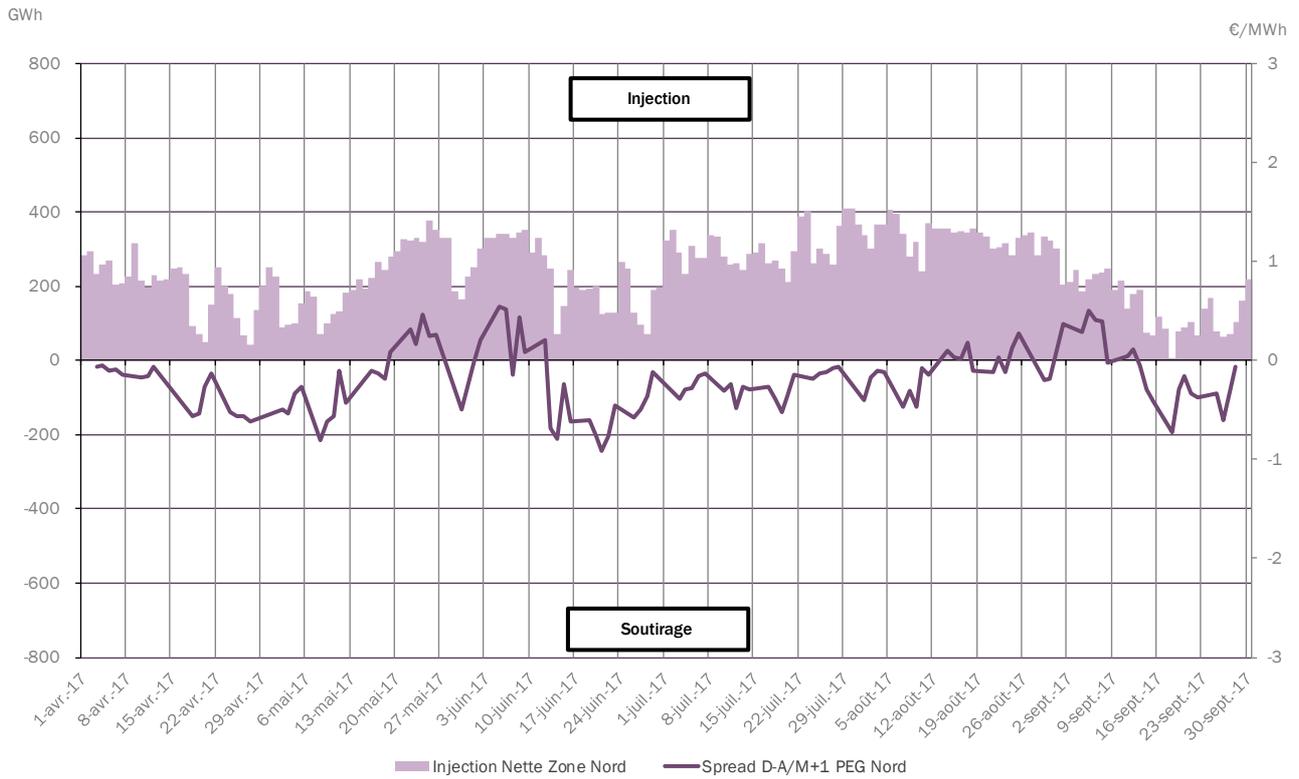


Figure 53 : Utilisation des stockages



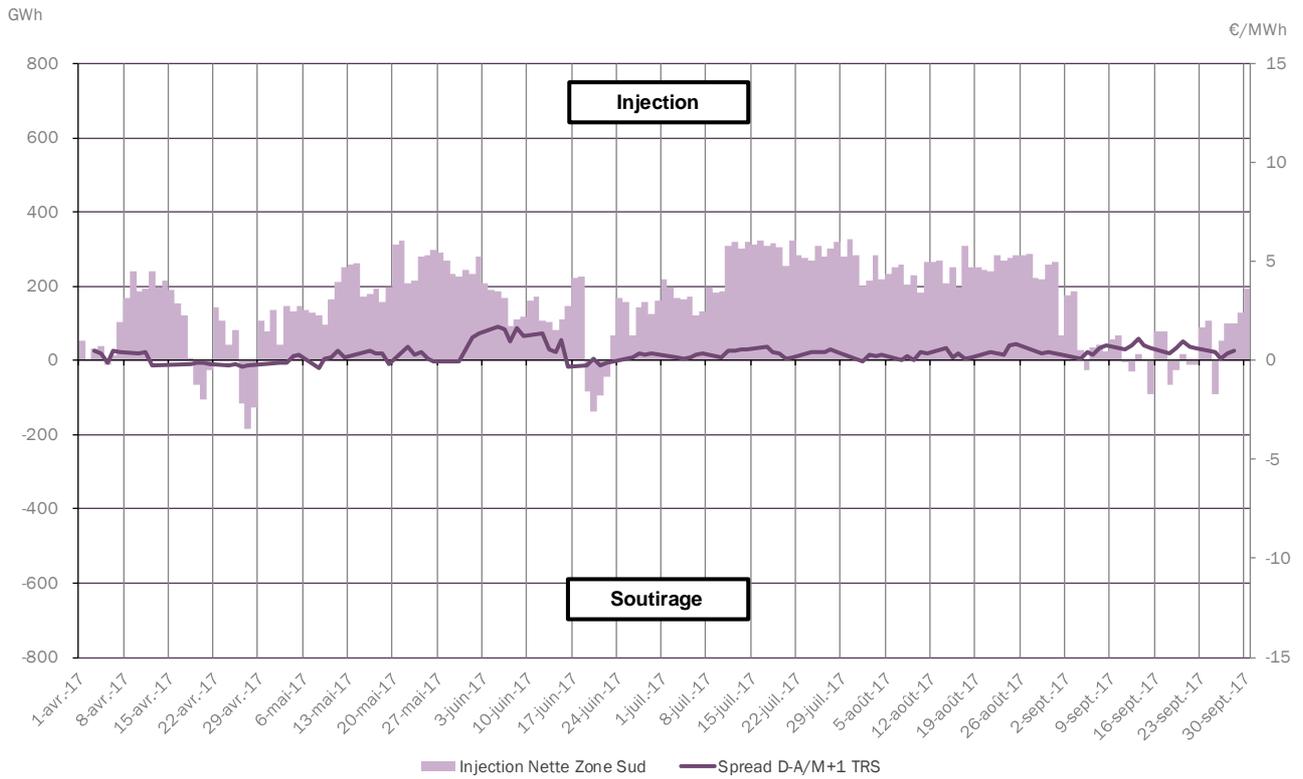
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



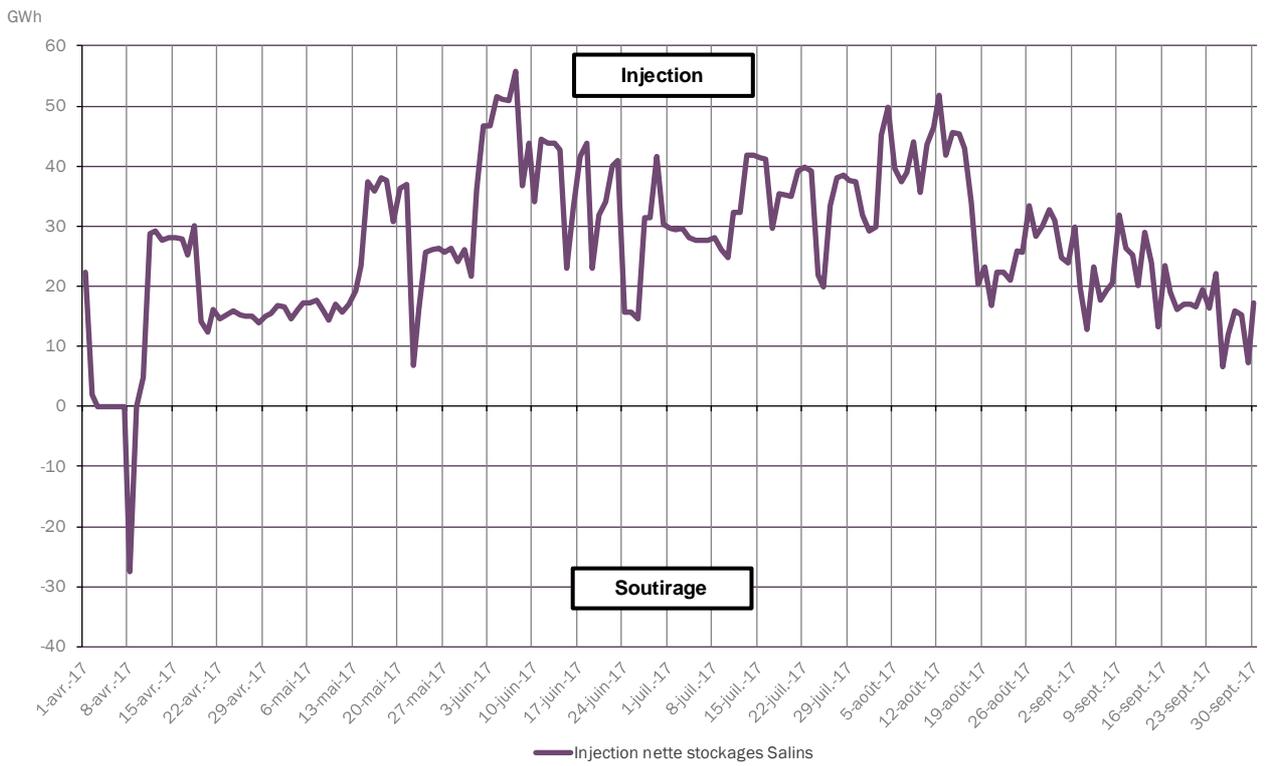
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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**

5. 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 .
9 novembre 2017	Accord entre le Parlement européen et le Conseil sur la réforme post 2020 du marché européen du carbone

6. CHIFFRES-CLES

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

						Variation trimestrielle T3 2017 / T2 2017		Variation annuelle T3 2017 / T3 2016	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	1451	2288	1622	1549	2023	31%	-74	39%	572
Volumes EUA	1440	2274	1618	1545	2021	31%	475	40%	580
bourse	1189	1797	1373	1179	1388	18%	209	17%	199
brokers	251	477	245	366	633	73%	266	152%	381
Volumes CER	10	13	4	3	2	-41%	-1	-81%	-8
bourse	8	9	3	3	1	-67%	-2	-88%	-7
brokers	2,2	4,3	1,1	0,3	1,0	217%	0,7	-58%	-1,3
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	229	219	271	192	192	0%	0	-16%	-37
EUA futurs (Déc'17 à Déc'20)	200	563	1047	967	1135	17%	168	468%	935
Déc'17	121	414	838	740	867	17%	127	617%	746
Déc'18	64	99	130	136	162	19%	26	153%	98
Déc'19	12	38	52	65	70	8%	5	483%	58
Déc'20	3	12	27	26	36	38%	10	1100%	33

Source : ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

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

						Variation trimestrielle T3 2017 / T2 2017		Variation annuelle T3 2017 / T3 2016	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	4,2	5,2	4,9	4,6	5,7	25%	1,12	37%	1,54
Prix moyen spot EUA	4,5	5,5	5,2	4,8	5,9	23%	1,09	30%	1,35
Prix moyen spot CER	0,39	0,33	0,28	0,23	0,20	-12%	-0,03	-48%	-0,19
Prix futur (€/tCO₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'17 EUA	4,59	5,54	5,17	4,81	5,91	23%	1,10	29%	1,32
Prix moyen Déc'18 EUA	4,63	5,57	5,20	4,85	5,94	22%	1,09	28%	1,31
Prix moyen Déc'19 EUA	4,70	5,63	5,26	4,93	6,02	22%	1,10	28%	1,33
Prix moyen Déc'20 EUA	4,77	5,71	5,34	5,01	6,10	22%	1,10	28%	1,33
CER									
Prix moyen Déc'17 CER	0,38	0,32	0,28	0,23	0,21	-12%	-0,03	-46%	-0,17
Prix moyen Déc'18 CER	0,40	0,33	0,28	0,23	0,21	-12%	-0,03	-49%	-0,19
Prix moyen Déc'19 CER	0,40	0,33	0,28	0,23	0,21	-10%	-0,02	-49%	-0,19
Prix moyen Déc'20 CER	0,40	0,33	0,28	0,23	0,21	-10%	-0,02	-49%	-0,19

Source : ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

						Variation trimestrielle T3 2017 / T2 2017		Variation annuelle T3 2017 / T3 2016	
	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	52,1	59,1	63,1	61,1	64,3	5%	3,2	23%	12,2
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	20,2	35,5	20,4	20,7	22,4	8%	1,7	11%	2,2
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	8,2	24,6	9,0	10,7	14,1	31%	3,4	72%	5,9

Source : NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

7. GRAPHIQUES

Figure 57 : Évolution des prix EUA

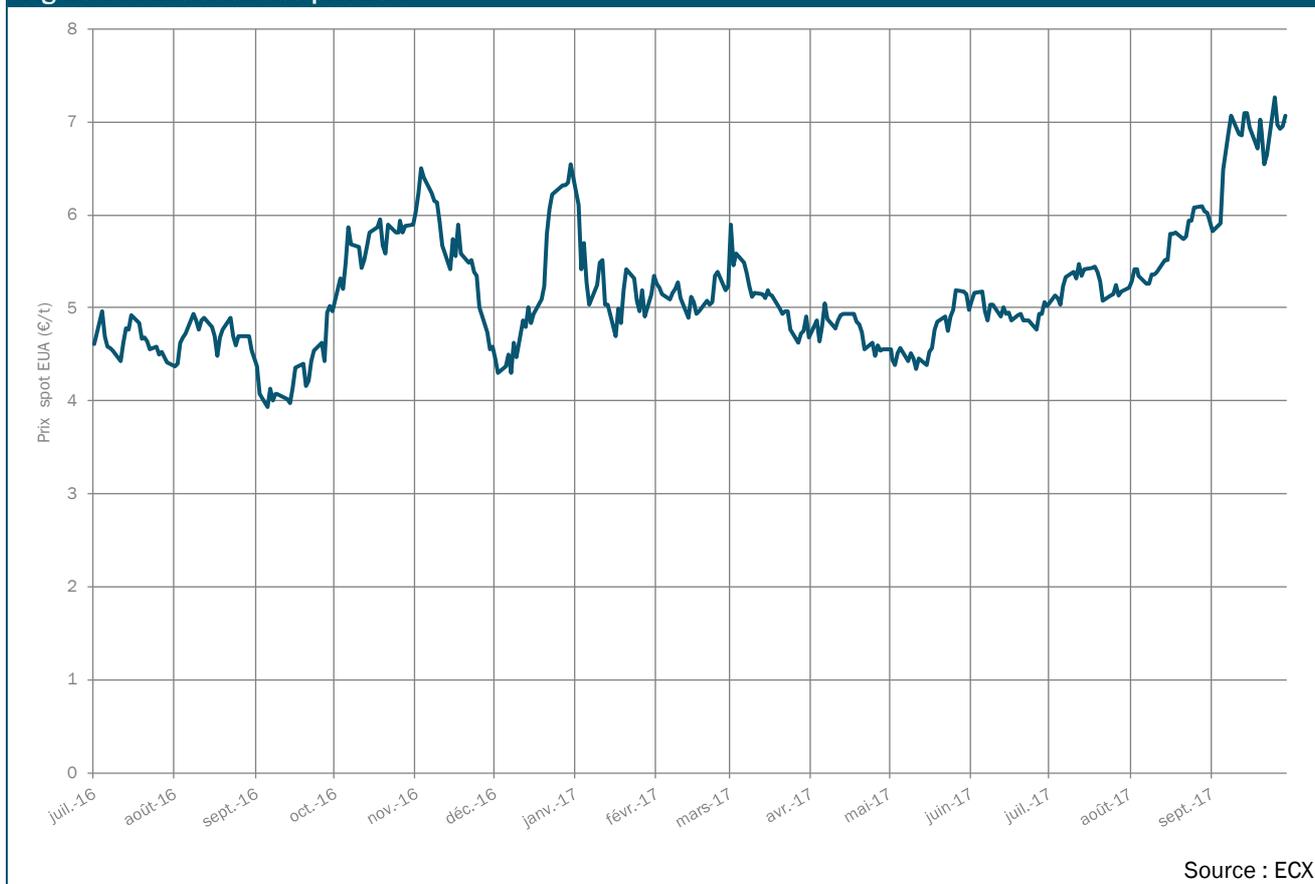


Figure 58 : Évolution de l'écart de prix spot EUA et CER

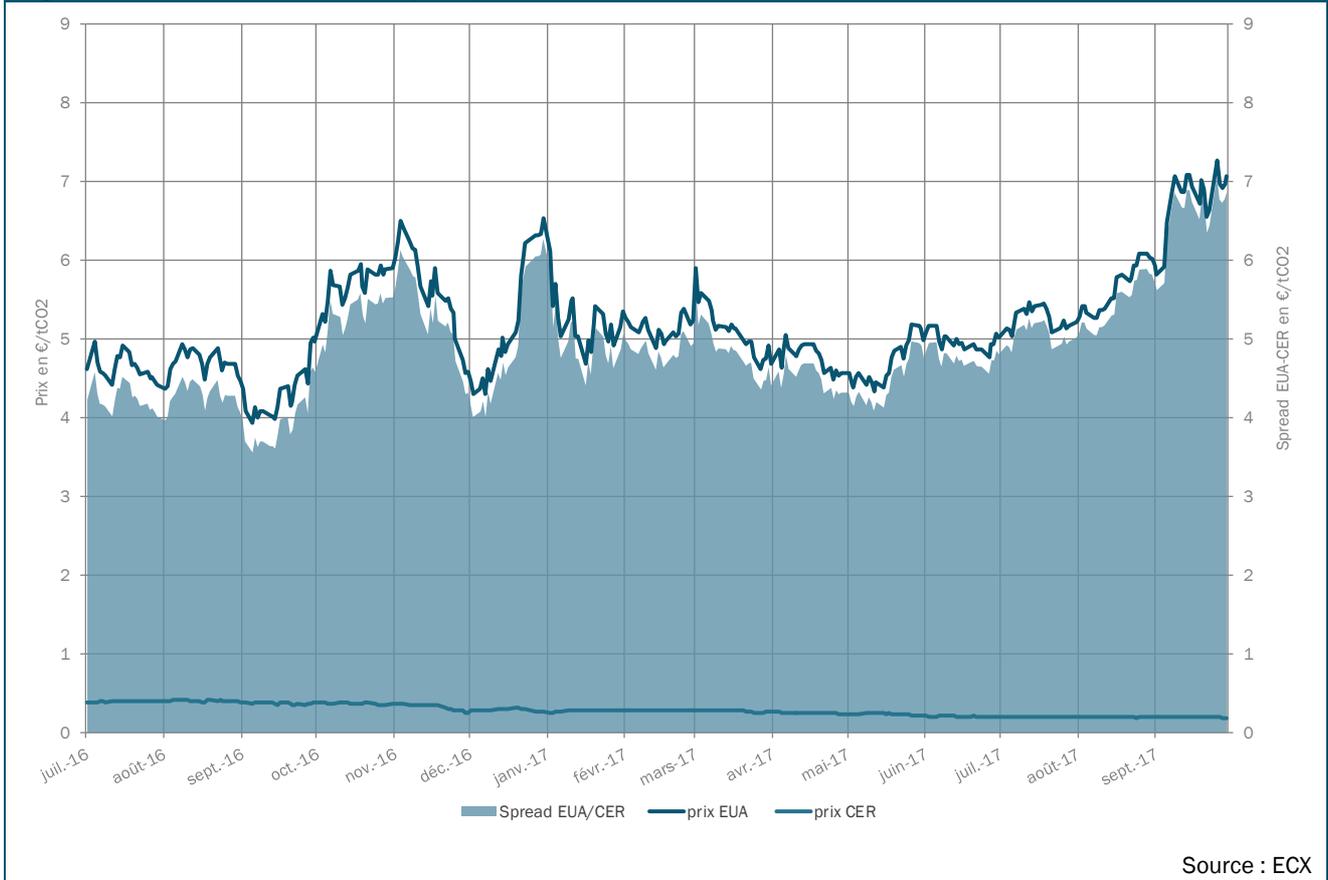


Figure 59 : Évolution des prix spot et à terme EUA et CER

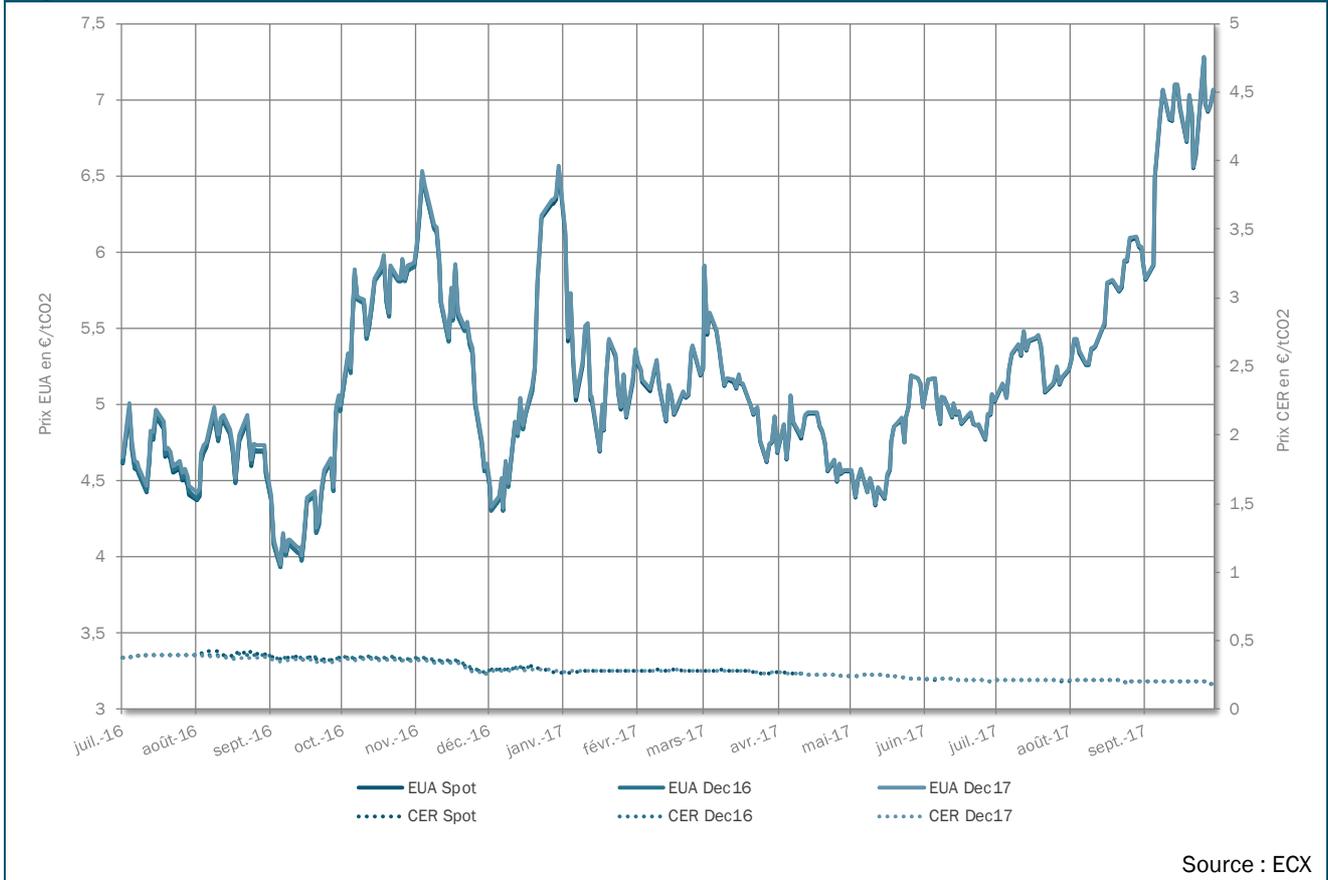


Figure 60 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers

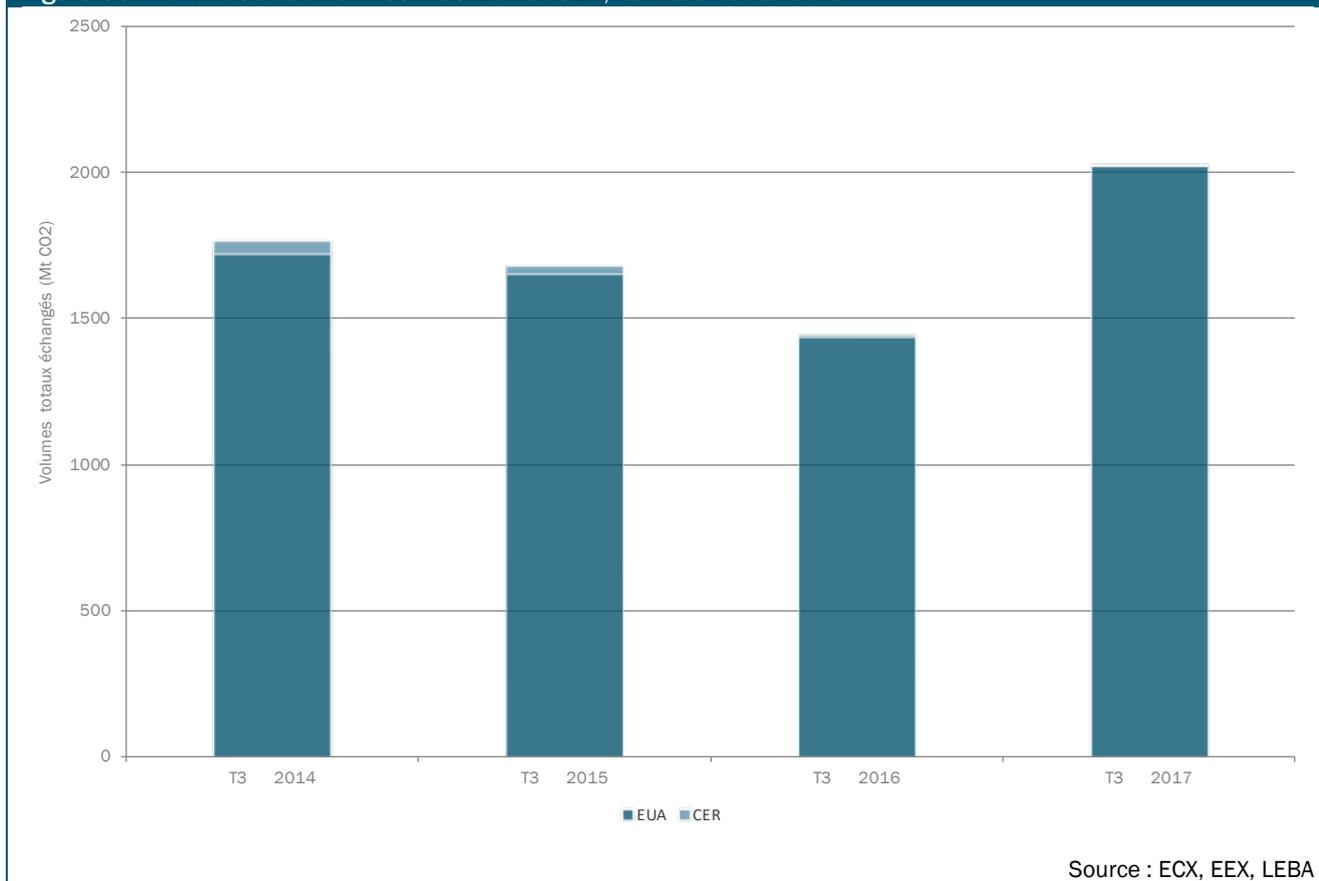


Figure 61 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse

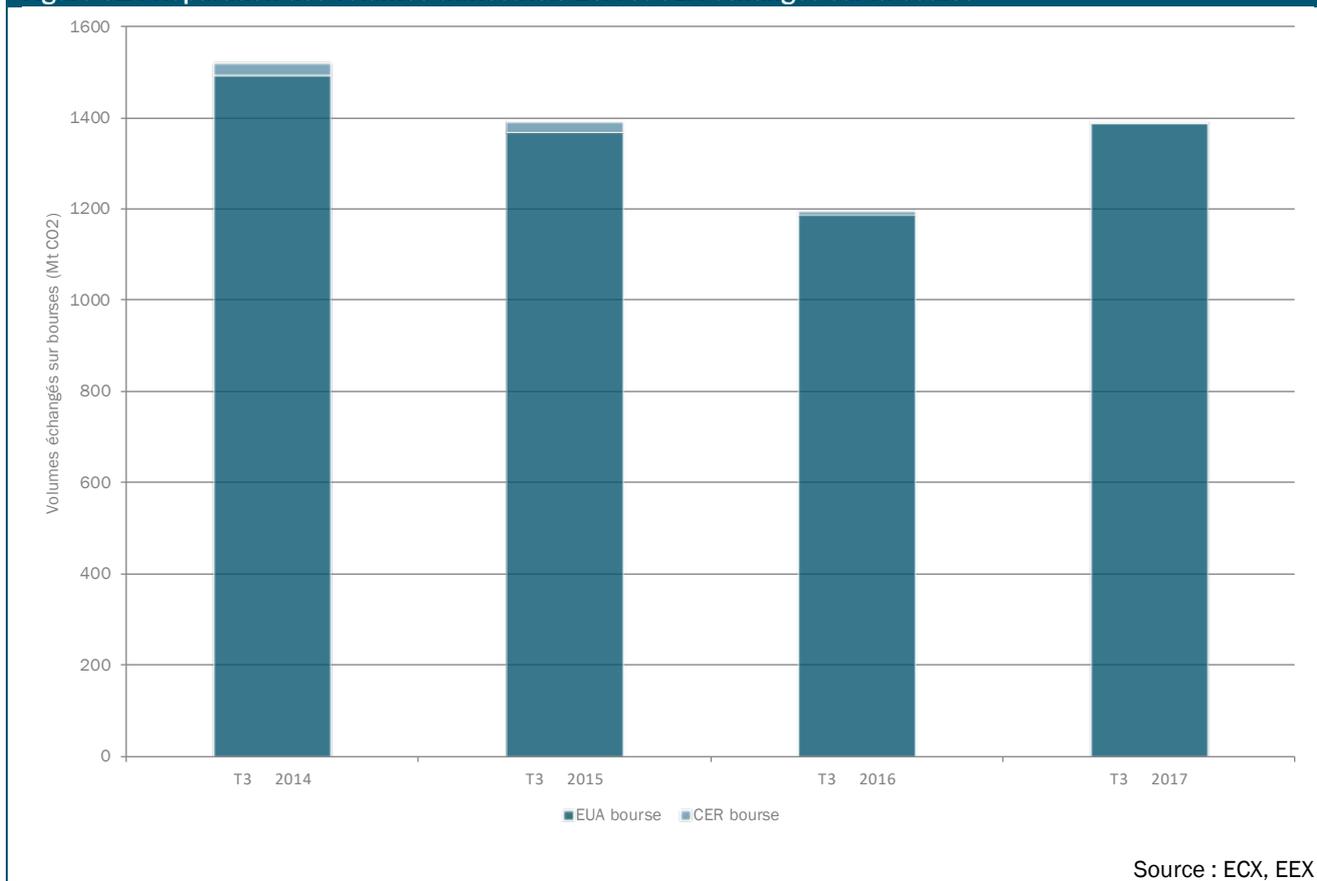


Figure 62 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers

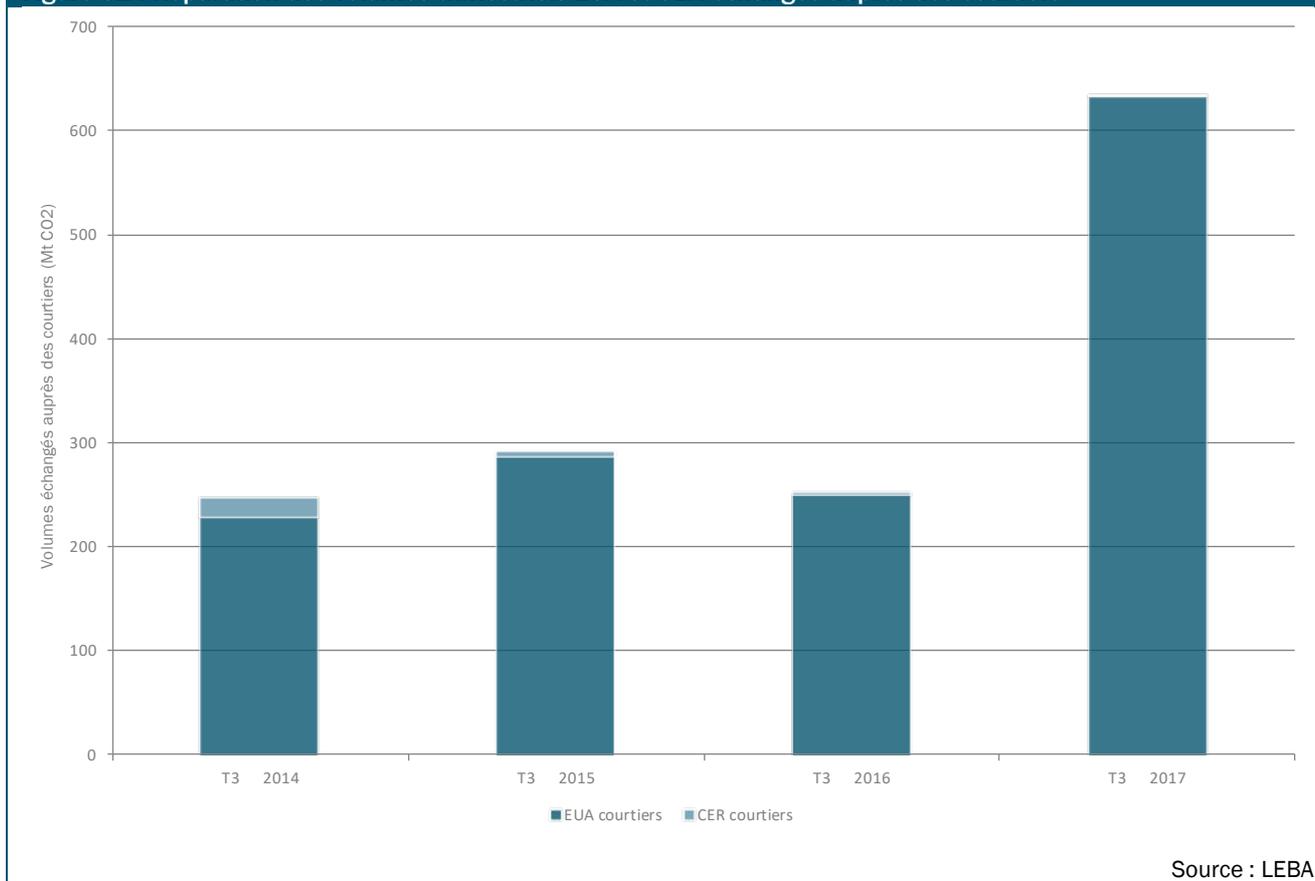
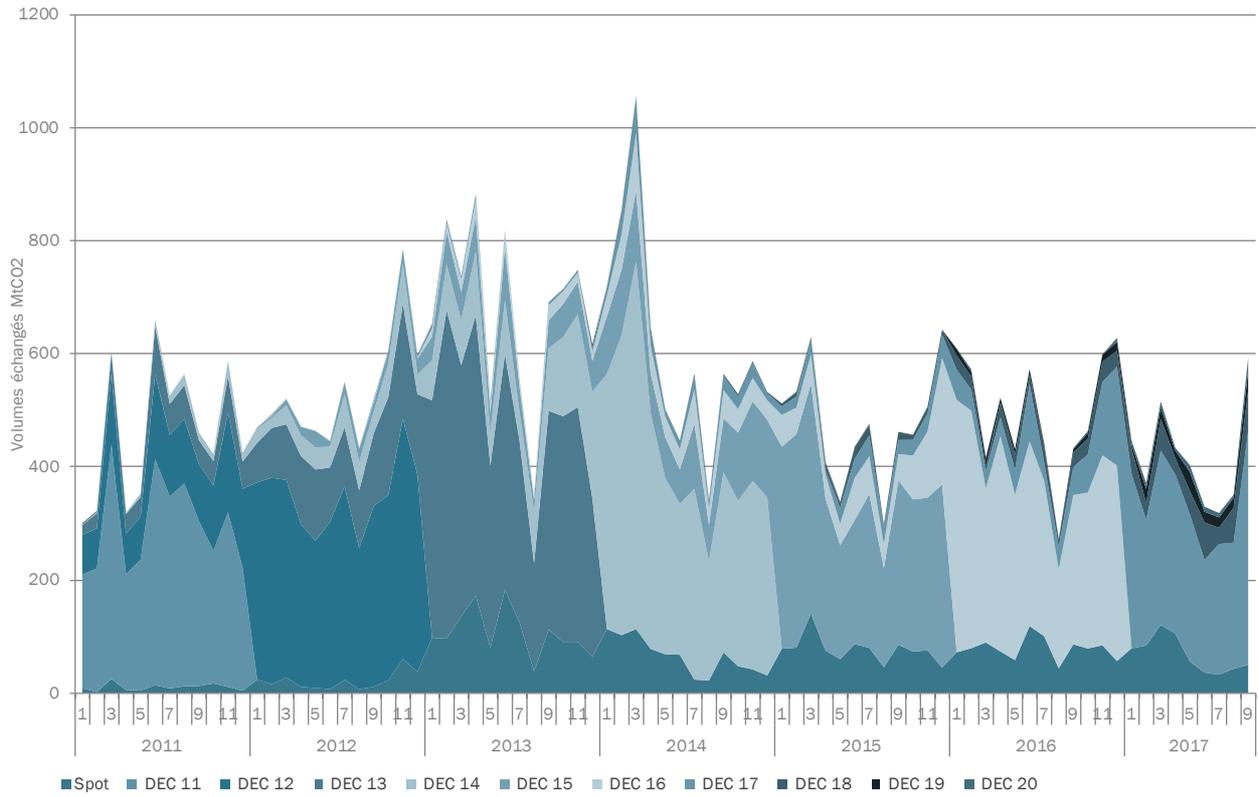


Figure 63 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Source : ECX, EEX.

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

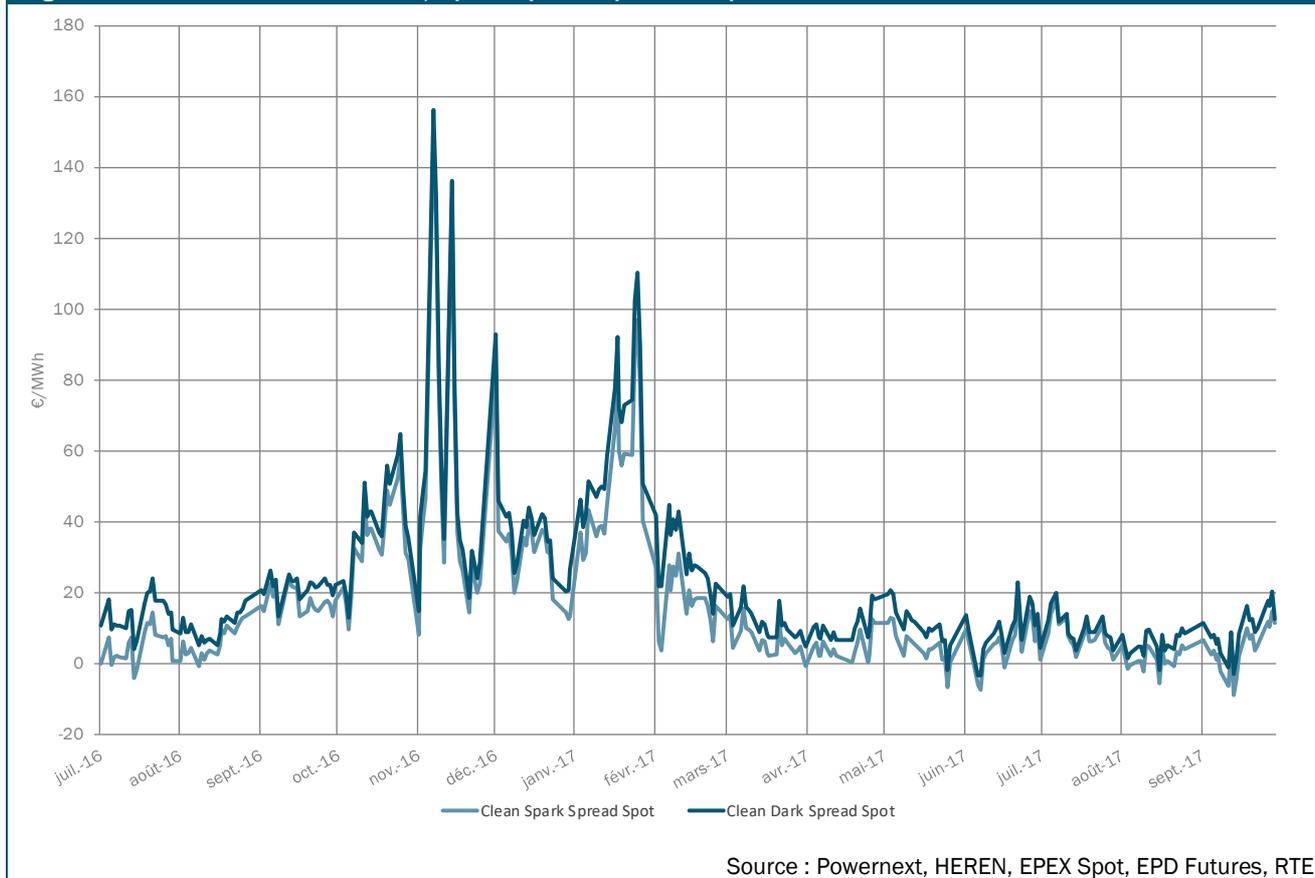
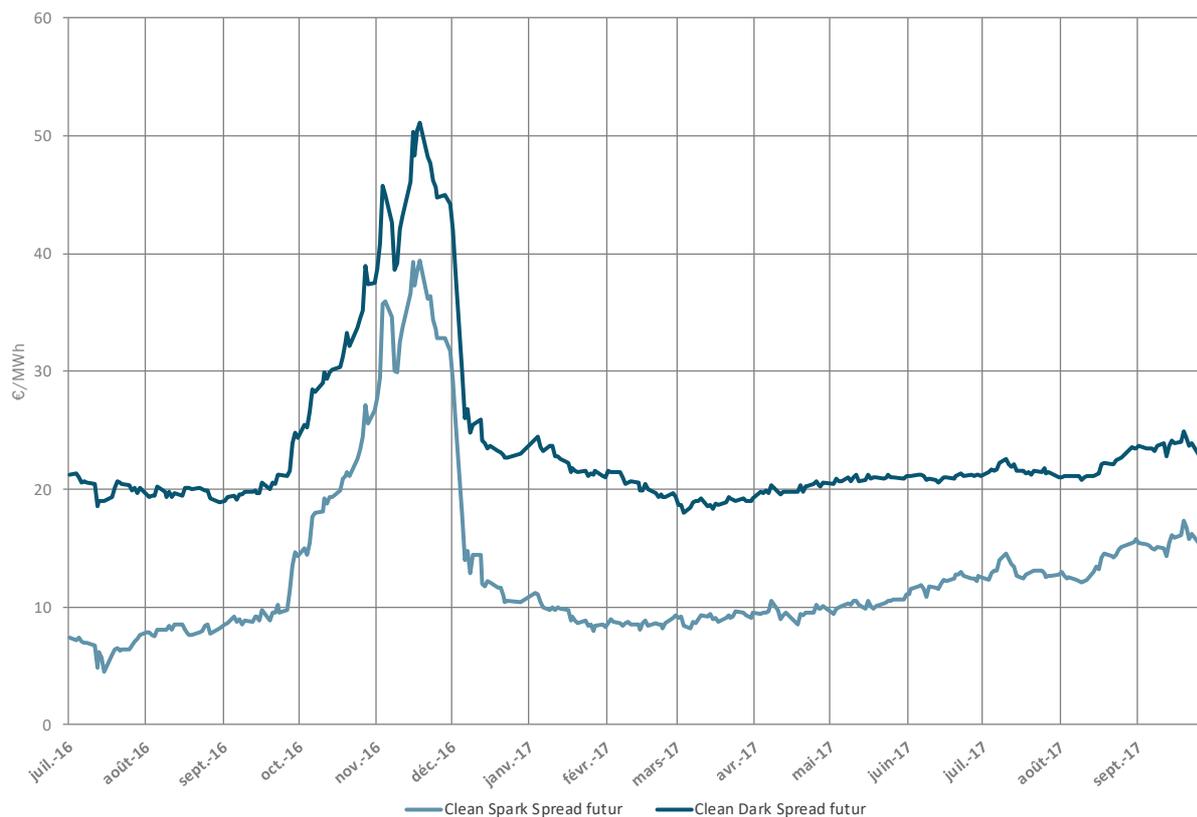


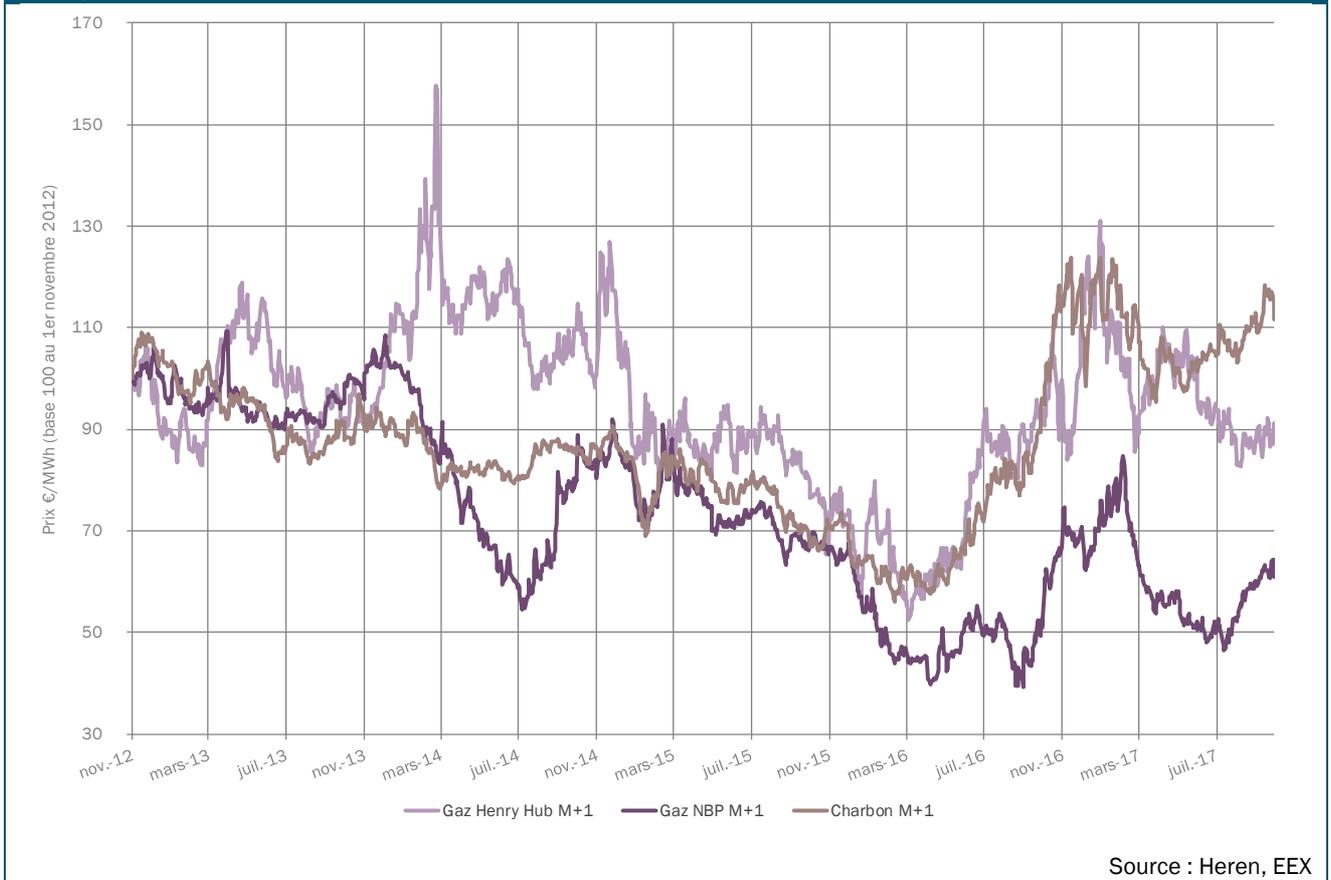
Figure 65 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread future sur la pointe



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)



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.

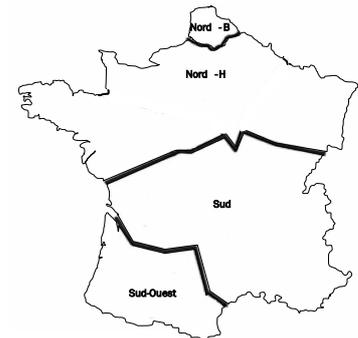
Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

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 carbonés 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 SEQE 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 SEQE

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

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

Mise en réserve : voir set aside

Permis d'émission : voir quotas d'émission

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

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

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

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

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

INDEX DES GRAPHIQUES

Figure 1 : Bilan physique du système électrique français au cours du trimestre.....	12
Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles.....	15
Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH).....	16
Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT.....	17
Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT.....	18
Figure 6 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	19
Figure 7 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	20
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	21
Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT.....	22
Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens.....	23
Figure 11 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne.....	24
Figure 12 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe.....	25
Figure 13 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne.....	26
Figure 14 : Consommation.....	27
Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire.....	27
Figure 16 : Taux de production de la filière charbon.....	28
Figure 17 : Taux de production de la filière gaz.....	28
Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique.....	29
Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe).....	29
Figure 20 : Solde exportateur.....	30
Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2017.....	30
Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T3 2017.....	31
Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2017.....	32
Figure 24 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France.....	35
Figure 25 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe.....	38
Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français.....	39
Figure 27 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe.....	40
Figure 28 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe.....	41
Figure 29 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF.....	42
Figure 30 : Prix mondiaux du gaz.....	43
Figure 31 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers.....	44
Figure 32 : Livraisons aux PEG.....	45
Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit.....	46
Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG.....	47
Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG.....	48
Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire.....	49
Figure 37 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire.....	50
Figure 38 : Indices de concentration du marché spot français par PEG.....	51

Figure 39 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	52
Figure 40 : Consommation de gaz en France	53
Figure 41 : Niveaux des stocks en France	54
Figure 42 : Niveau des stocks par zone	54
Figure 43 : Emissions des terminaux méthaniers	55
Figure 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud).....	56
Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau).....	57
Figure 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France).....	58
Figure 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	59
Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse).....	60
Figure 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau).....	61
Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau).....	62
Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	63
Figure 52 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud	64
Figure 53 : Utilisation des stockages	65
Figure 54 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)	66
Figure 55 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)	67
Figure 56 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud.....	68
Figure 57 : Évolution des prix EUA.....	71
Figure 58 : Évolution de l'écart de prix spot EUA et CER.....	72
Figure 59 : Évolution des prix spot et à terme EUA et CER	73
Figure 60 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers	74
Figure 61 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse.....	75
Figure 62 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers	76
Figure 63 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA	77
Figure 64 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe	78
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.....	12
Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre	13
Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre	13
Tableau 4 : Disponibilité et taux de production	14
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	14
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	14
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité.....	14
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz	36
Tableau 9 : Prix	36
Tableau 10 : Négoce	37
Tableau 11 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO ₂	70
Tableau 12 : Évolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	70
Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux.....	70

