



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



OBSERVATOIRE

1^E TRIMESTRE 2018 (DONNÉES AU 31/03/2018)

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

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.

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 MARCHÉ	8
PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	9
1. DATES-CLÉS	9
2. BILAN PHYSIQUE	11
3. CHIFFRES-CLÉS	11
4. GRAPHIQUES	14
PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ	31
1. DATES-CLÉS	31
2. BILAN PHYSIQUE	33
3. CHIFFRES-CLÉS	34
4. GRAPHIQUES	36
PARTIE 3 : AUTRES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE	67
1. PRIX DU QUOTA CO₂	67
2. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON	70
GLOSSAIRE	71
GLOSSAIRE COMMUN	71
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU CO₂	71
INDEX DES GRAPHIQUES	73
INDEX DES TABLEAUX	75

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

Poursuite du contexte haussier des matières premières, avec néanmoins une correction sur le prix du charbon par rapport au trimestre précédent

Les cours du pétrole ont atteint en moyenne 54,5 €/bbl de Brent au cours du premier trimestre 2018, soit une augmentation de +4,5 % par rapport au trimestre précédent. Dans la continuité du contexte haussier de la fin de l'année 2017, un niveau plus-haut depuis décembre 2014 a été atteint avec 58 €/baril à la mi-janvier. En lien avec des annonces liées à la hausse de la production aux Etats-Unis, les prix étaient en nette baisse par la suite mais sont remontés en mars à 56 €/baril sur fond de tensions géopolitiques liées à l'Iran et au Venezuela.

Les cours du charbon ont baissé au cours du premier trimestre 2018 et ont atteint en moyenne 65,8 €/t, soit une évolution de -9 % par rapport au quatrième trimestre 2017. Ces niveaux restent toutefois plus élevés par rapport au même trimestre de l'année 2017 (+6%). Cette évolution des prix par rapport au trimestre précédent s'inscrit dans le contexte d'une faible demande de la Chine et d'une progression de sa production domestique.

Un équilibre offre-demande d'électricité moins tendu que l'année précédente malgré une vague de froid fin février.

La consommation électrique a augmenté de 10 % en moyenne, notamment en raison de la saisonnalité, au cours du premier trimestre 2018 par rapport au trimestre précédent. Par rapport au premier trimestre de l'année 2017 la consommation affiche une légère hausse de 2 %. Il convient de noter que cette hausse s'étale principalement à partir de la mi-février jusqu'à la fin du mois de mars correspondant à l'arrivée de la vague de froid après un mois de janvier historiquement doux (Figure 14). Ainsi la consommation s'est établie à environ 136 TWh contre 133 TWh au cours de la même période en 2017. Cette évolution s'est inscrite dans un contexte marqué par un niveau de disponibilité nucléaire faible bien qu'en hausse par rapport à l'année 2017 qui avait atteint des plus bas historiques. L'équilibre de la demande a par conséquent été réalisé par le biais de la production d'électricité thermique. Le taux d'utilisation de la filière charbon a ainsi été de 32 % en moyenne au cours du trimestre (42 % au mois de mars). Pour le gaz le taux d'utilisation de la filière a atteint 45 % (61 % pour la même période en 2017). Les importations affichent une progression de 9,5 % et les exportations une progression de 29,1 % par rapport au premier trimestre 2017, portant le bilan des échanges frontaliers à un solde net exportateur de 13,7 TWh.

Les prix spot de l'électricité se sont établis à 46,2 €/MWh au cours du premier trimestre 2018, soit une diminution de -14 % par rapport à la même période en 2017. Cette tendance baissière est encore plus marquée sur la pointe où les prix ont atteint en moyenne 53,2 €/MWh, soit une baisse de -18,9 % par rapport à l'année précédente.

Sur les marchés à terme, le prix du produit Calendaire France Base 2019 a chuté de 5,9 % par rapport au trimestre précédent, et son équivalent Allemand a chuté de 4,9 %. Les prix ont atteint respectivement 39,9 €/MWh et 34,9 €/MWh. Les prix des produits M+1 ont chuté en moyenne de 30,5 % par rapport au quatrième trimestre 2017, et se sont situés à 44,0 €/MWh, ce qui correspond à une baisse d'environ -4,5 % par rapport au premier trimestre 2017 (Tableau 2).

S'agissant du négoce sur le marché à terme, les volumes échangés de produit trimestriel (Q+1) sont en augmentation de 11 % par rapport au premier trimestre 2017 et en diminution de 29 % par rapport au quatrième trimestre 2017. Sur les produits mensuels (M+1), les volumes échangés sont en hausse de 28 % par rapport au premier trimestre 2017 et en hausse de 15 % par rapport au quatrième trimestre 2017. Enfin, pour le produit annuel (Y+1), les volumes échangés affichent une hausse de 27 % par rapport à la même période en 2017 et une baisse de 72 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3).

Marché du gaz : fort épisode de tension sur les marchés atteignant des prix records suite à la vague de froid qui a touché l'Europe

La consommation de gaz en France au cours du premier trimestre 2018 s'établit à un niveau similaire à celui de la même période de l'année 2017 (187 TWh soit +1 %). L'hiver a été relativement doux au début du trimestre mais la demande a été stimulée en fin de saison avec un épisode de températures très basses. Les stocks qui étaient déjà à des niveaux très bas au 1^{er} janvier ont été davantage sollicités, avec une hausse de 7 % des soutirages (+5 TWh) par rapport au premier trimestre de l'année précédente. Le niveau des stocks a atteint un plus bas niveau depuis 2010. Par ailleurs, les importations terrestres ont atteint le même niveau que celui du premier trimestre 2017 mais celles de GNL ont diminué de 5 % en raison de la forte demande asiatique, en particulier celle de la Chine.

Dans ce contexte, les prix *day-ahead* du gaz ont atteint en moyenne 21,17 €/MWh au PEG Nord, soit une hausse de 12 % par rapport au premier trimestre 2017. Ce prix est le reflet d'une tendance baissière au début du trimestre puis d'un fort épisode de volatilité où le prix PEG Nord a atteint un pic historique de 50,99 €/MWh le 1^{er} mars. Les fluctuations constatées sur les autres marchés européens ont été similaires avec cependant des pics de prix nettement plus importants (85 €/MWh sur le TTF). Cet épisode a été déclenché par la vague de froid qui a touché l'Europe dans un contexte de marché déjà tendu en raison des stocks bas et des faibles imports de GNL.

En zone TRS les prix *day-ahead* se sont établis en moyenne à 21,22 €/MWh, soit un écart avec la zone PEG Nord en moyenne très faible (0,5 €/MWh) et atteignant un maximum de 2 €/MWh à la fin du trimestre. Malgré de faibles importations de GNL, la liaison Nord/Sud est restée disponible et a été faiblement sollicitée (78 % d'utilisation en moyenne).

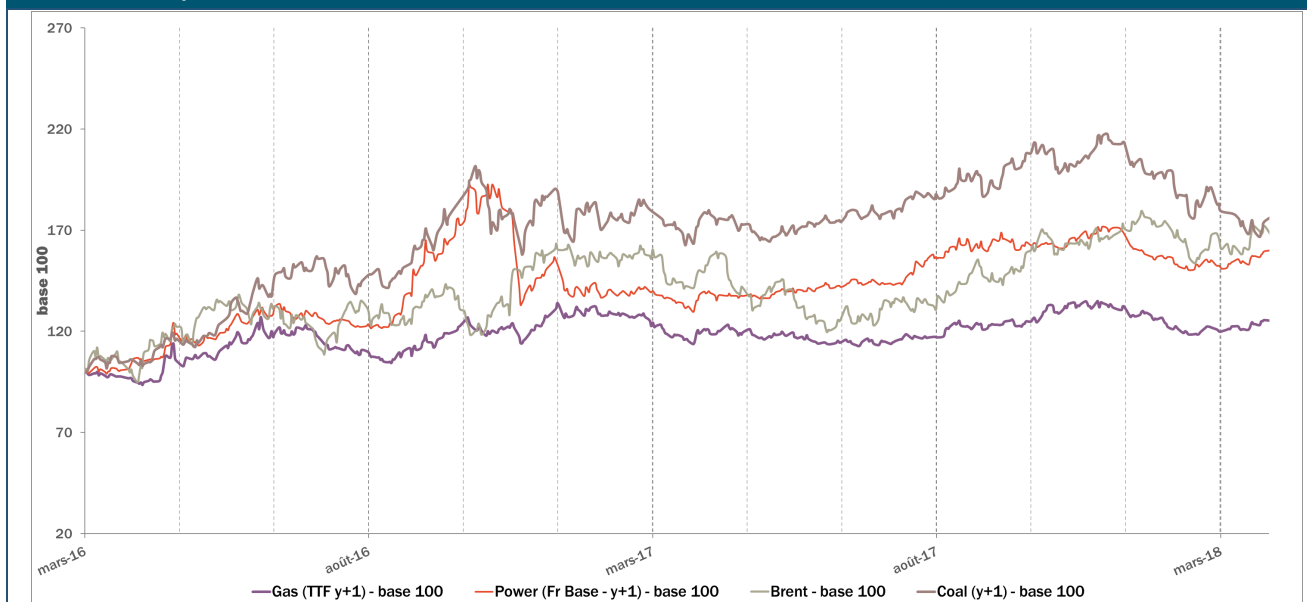
Les prix calendaires se sont établis en moyenne à 17,4 €/MWh, d'abord en baisse sur le mois de janvier puis en hausse sur la fin du trimestre. Cette tendance s'inscrit dans le sillage de l'évolution des prix des matières premières.

Le premier trimestre 2018 a également été marqué par la mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz¹.

Marché du CO₂ : Une hausse qui se poursuit, permettant de franchir le pallier des 10 €/tCO₂

Le prix du CO₂ a, ce trimestre, poursuivi sa croissance : alors que l'année 2017 se clôturait avec un prix à 8,2 €/tCO₂, le premier trimestre 2018 se termine avec un prix à 13,3 €/tCO₂. Le quota ne s'était jamais échangé à un tel niveau depuis le commencement de la phase III en 2013. Le 31 mars 2017, le prix du quota était de 4,7 €/tCO₂, ainsi, le prix a presque triplé en un an. Les volumes d'EUA échangés ont crû de près de 40 % par rapport au trimestre précédent, à l'approche de l'entrée en vigueur de la MSR (Réserve de Stabilité de Marché) en 2019.

Evolution des prix des commodités



Source : EEX, ICIS Heren, Reuters, ICE

¹ Voir la délibération de la CRE du 22 février 2018 (N° 2018-039) portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de mise en œuvre de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel en France.

LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

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

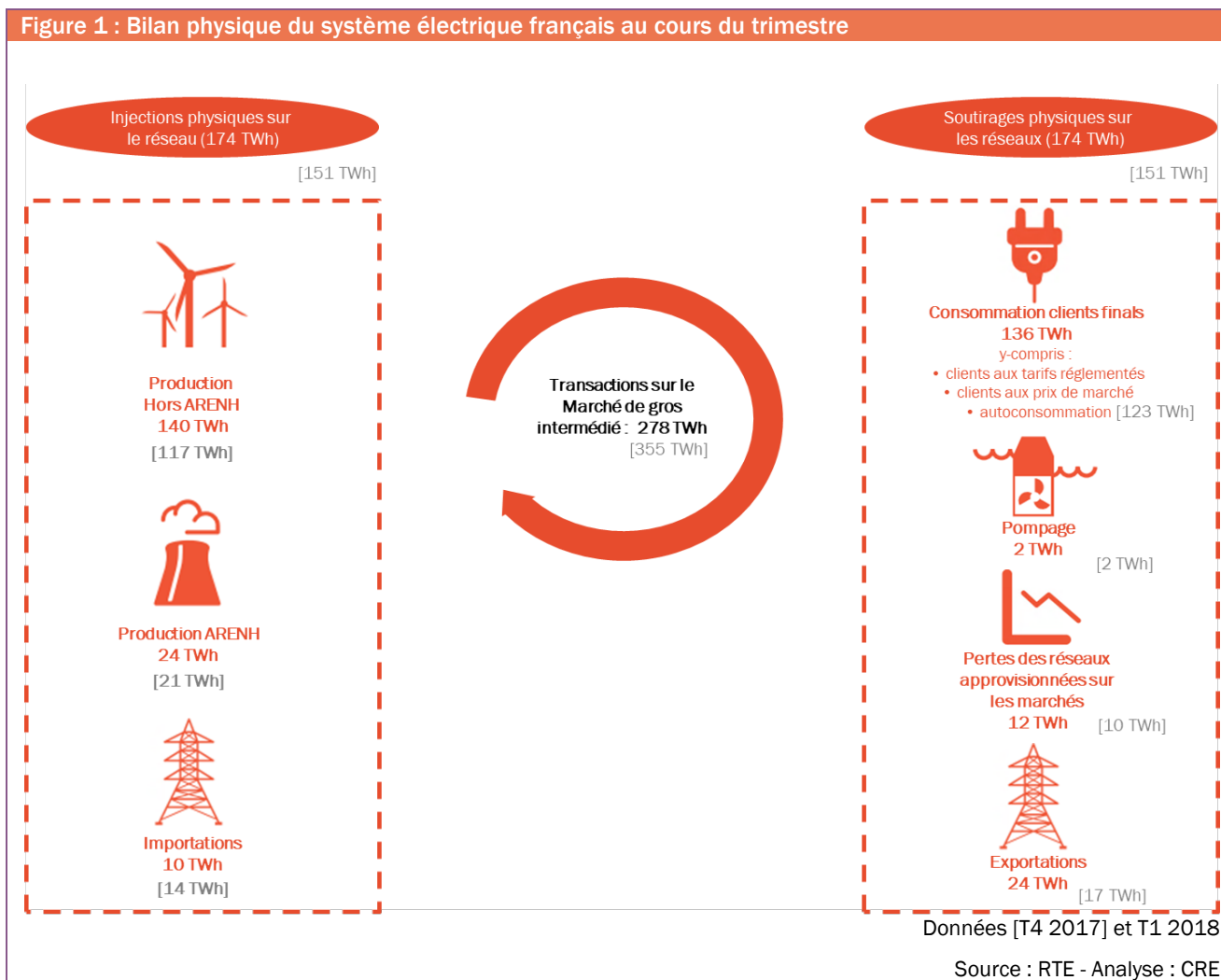
1. DATES-CLÉS

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 futurs négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
Novembre 2011	Arrêt des enchères VPP ²
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

² 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-CLÉS

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle		
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T1 2018 / T4 2017	T1 2018 / T4 2017	T1 2018 / T1 2017	T1 2018 / T1 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur	
Injections, en TWh										
Production Hors ARENH, en TWh	135	101	94	117	139	19%	22,10	3%	4,39	
ARENH, en TWh	20	20	21	21	24	16%	3,32	19%	3,77	
Imports, en TWh	10	7	7	6	10	84%	4,79	10%	0,91	
Soutirages, en TWh										
Consommation clients finals, en TWh	133	98	93	126	136	8%	9,94	2%	2,93	
Pompage, en TWh	2	2	1	2	2	-3%	-0,05	3%	0,05	
Exports, en TWh	19	22	21	9	24	184%	15,70	29%	5,46	
Pertes, en TWh	11	7	7	7	12	67%	4,62	6%	0,63	

Source : RTE – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 1^{ER} TRIMESTRE 2018

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 T1 2018 / T4 2017		Variation annuelle T1 2018 / T1 2017	
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	54,0	33,9	34,6	57,7	46,2	-20%	-11,47	-14%	-7,81
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	55,0	33,9	34,5	56,6	44,8	-21%	-11,74	-18%	-10,16
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	65,6	38,7	40,3	70,0	53,2	-24%	-16,75	-19%	-12,41
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	13,7	4,1	1,8	23,1	8,8	-62%	-14,33	-36%	-4,86
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	12,5	5,1	2,6	23,5	8,4	-64%	-15,14	-33%	-4,12
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	25%	46%	62%	7%	31%	343%	0,24	24%	0,06
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	46,0	33,8	37,8	63,2	44,0	-30%	-19,26	-4%	-2,06
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	9,9	2,0	3,3	22,5	6,9	-69%	-15,59	-30%	-3,00
Prix Q+1 France, en €/MWh	33,0	34,2	47,5	55,4	34,0	-39%	-21,40	3%	0,98
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	1,9	1,9	10,5	13,9	1,3	-91%	-12,59	-31%	-0,60
Prix Y+1 France, en €/MWh	35,6	35,9	39,1	42,5	40,0	-6%	-2,55	12%	4,35
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,8	5,8	6,1	5,9	5,0	-15%	-0,87	-13%	-0,75
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	134%	130%	129%	129%	128%	-1%	-0,01	-4%	-0,05
Allemagne	127%	126%	124%	124%	125%	1%	0,01	-2%	-0,02

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2018 / T4 2017		Variation annuelle T1 2018 / T1 2017	
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	106,57	94,95	98,94	113,99	119,92	5%	5,93	13%	13,35
Ratio NEB/Consommation française	80%	97%	106%	90%	88%	-	-0,02	-	0,08
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,5	1,5	1,6	1,8	2,0	14%	0,22	30%	0,46
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	66%	75%	80%	57%	65%	11%	0,09	-1%	-0,01
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	25,2	27,9	28,0	24,7	29,8	18%	5,14	18%	4,60
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	6,3	5,9	5,0	6,4	6,4	-1%	-0,03	1%	0,07
Marché à terme									
Volumes, en TWh	148,8	183,7	243,5	326,8	177,2	-46%	-149,6	19%	28,38
Part de marché Brokers	84,3%	87,7%	86,5%	86,1%	88,9%	-	2,7%	-	4,6%
Part de marché EEX	15,7%	12,3%	13,5%	13,9%	11,1%	-	-2,7%	-	-4,6%
Nombre de Transactions	17 650	17 317	20 351	28 061	24 506	-13%	- 3 555	39%	6 856
Part de marché Brokers	80,2%	86,1%	85,3%	79,7%	85,6%	-	5,9%	-	5,4%
Part de marché EEX	19,8%	13,9%	14,7%	20,3%	14,4%	-	-5,9%	-	-5,4%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	33,0	55,2	101,2	149,2	41,8	-72%	-107,41	27%	8,77
Nombre de Transactions	996	1483	2584	3465	1145	-67%	-2320	15%	149
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	24,1	33,1	26,6	38,0	26,8	-29%	-11,17	11%	2,77
Nombre de Transactions	1933	2461	2276	3485	2169	-38%	-1316	12%	236
Produit M+1									
Volumes, en TWh	26,0	29,0	24,9	29,0	33,3	15%	4,25	28%	7,30
Nombre de Transactions	4863	5140	4300	6873	7673	12%	800	58%	2810

*Les données publiées dans l'observatoire du troisième trimestre 2017 concernant les parts de marché EEX étaient erronées. Les données réctifiées figurent dans le tableau 3 ci-dessus.

Source : RTE – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 1^{ER} TRIMESTRE 2018

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

Tableau 4 : Disponibilité et taux de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2018 / T4 2017		Variation Annuelle T1 2018 / T1 2017	
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	80,2	65,9	60,3	65,7	80,2		14,5		0,0
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	82,1	69,2	65,1	70,4	86,7		16,3		4,6
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	21,3	28,9	29,6	21,3	37,9		16,6		16,6

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2018 / T4 2017		Variation Annuelle T1 2018 / T1 2017	
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	9,6	6,9	7,5	14,6	10,5	-28,2%	-4,1	9,5%	0,9
Importations hors-pointe (TWh)	3,6	2,7	2,9	5,5	4,0	-27,5%	-1,5	12,4%	0,4
Importations hors-pointe (TWh)	6,0	4,2	4,6	9,1	6,5	-28,6%	-2,6	7,8%	0,5
Exportations (TWh)									
Exportations pointe (TWh)	18,3	21,0	20,5	16,6	23,4	40,7%	6,8	27,6%	5,1
Exportations hors-pointe (TWh)	6,7	7,5	6,9	5,2	8,7	67,7%	3,5	30,3%	2,0
Exportations hors-pointe (TWh)	11,6	13,5	13,6	11,4	14,6	28,3%	3,2	26,0%	3,0
Solde exportateur (TWh)									
	8,7	14,1	13,0	2,0	12,9	543,0%	10,9	47,5%	4,1

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2018 / T4 2017		Variation Annuelle T1 2018 / T1 2017	
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	19	20	18	19	20	5,3%	1	5,3%	1
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	18	18	16	16	18	0,0%	2	0,0%	0
Fournisseurs de clients finals	31	30	28	27	28	3,7%	1	-9,7%	-3
Actifs à l'import/export	50	48	47	47	49	4,3%	2	-2,0%	-1
Actifs à l'échange de blocs	94	86	85	87	82	-5,7%	-5	-12,8%	-12

Source : RTE- Analyse : CRE

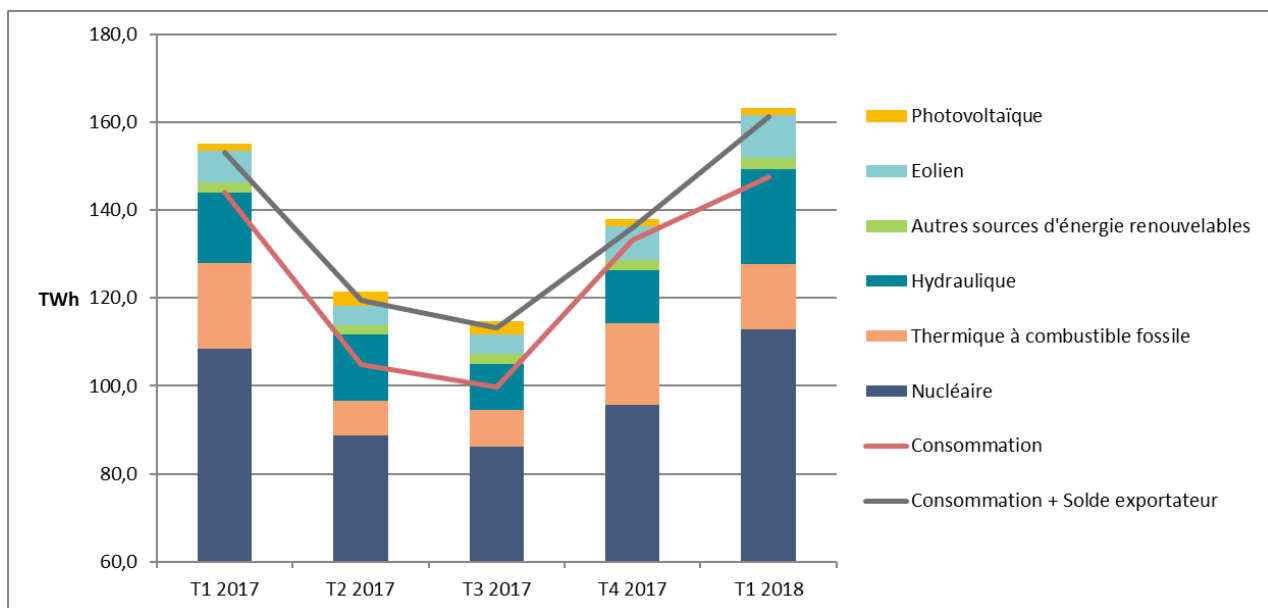
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T1 2017		T4 2017		T1 2018	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	879	382	496	700	616	959
OTC - ventes de blocs	582	616	596	614	814	738
EPEX - achats	516	529	559	1058	448	784
EPEX - ventes	3440	512	508	2444	730	3303
Injections						
Production	7056	3112	3334	6583	4152	6687
Importations	1079	1319	2155	1619	1809	1373
Soutirages						
Consommation clients finals	5380	1948	1898	5078	1821	4927
Pertes	1542	1709	1602	1495	2048	1718
Exportations	2991	1188	959	3449	1428	3372

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

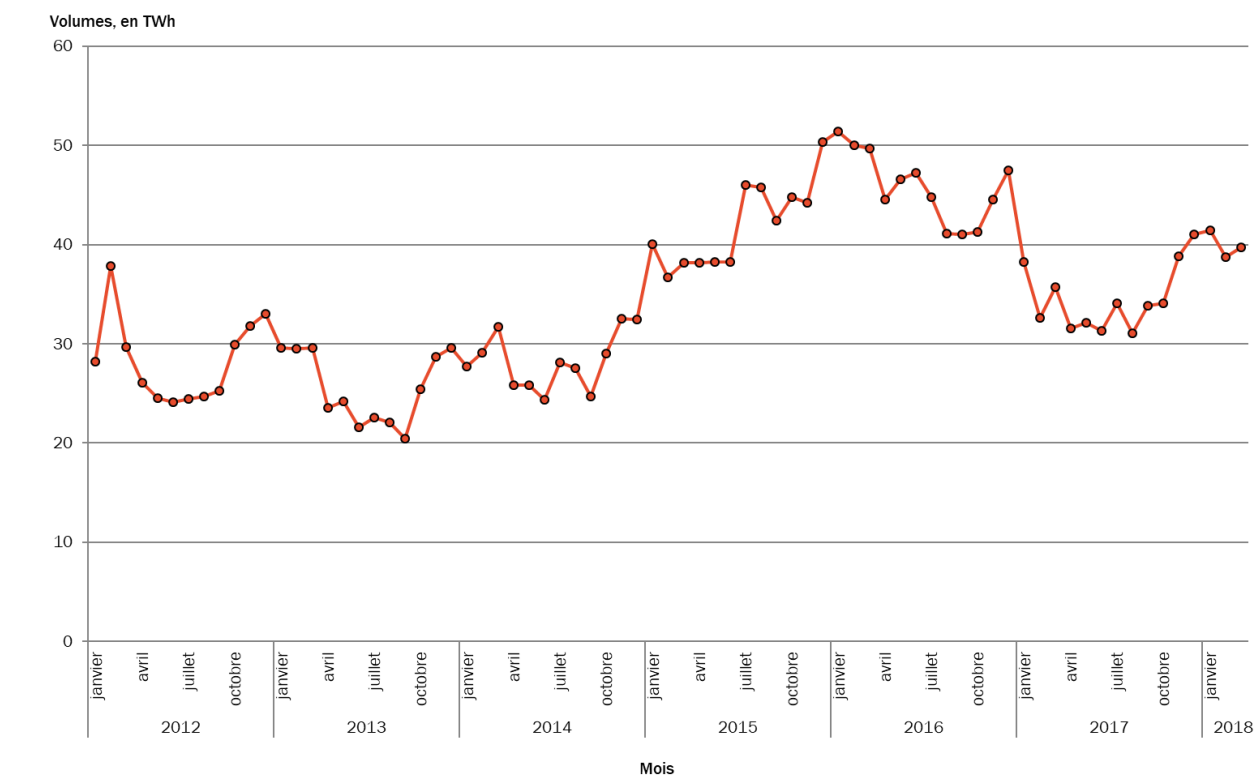
4. GRAPHIQUES

Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles



Source : RTE – Analyse : CRE

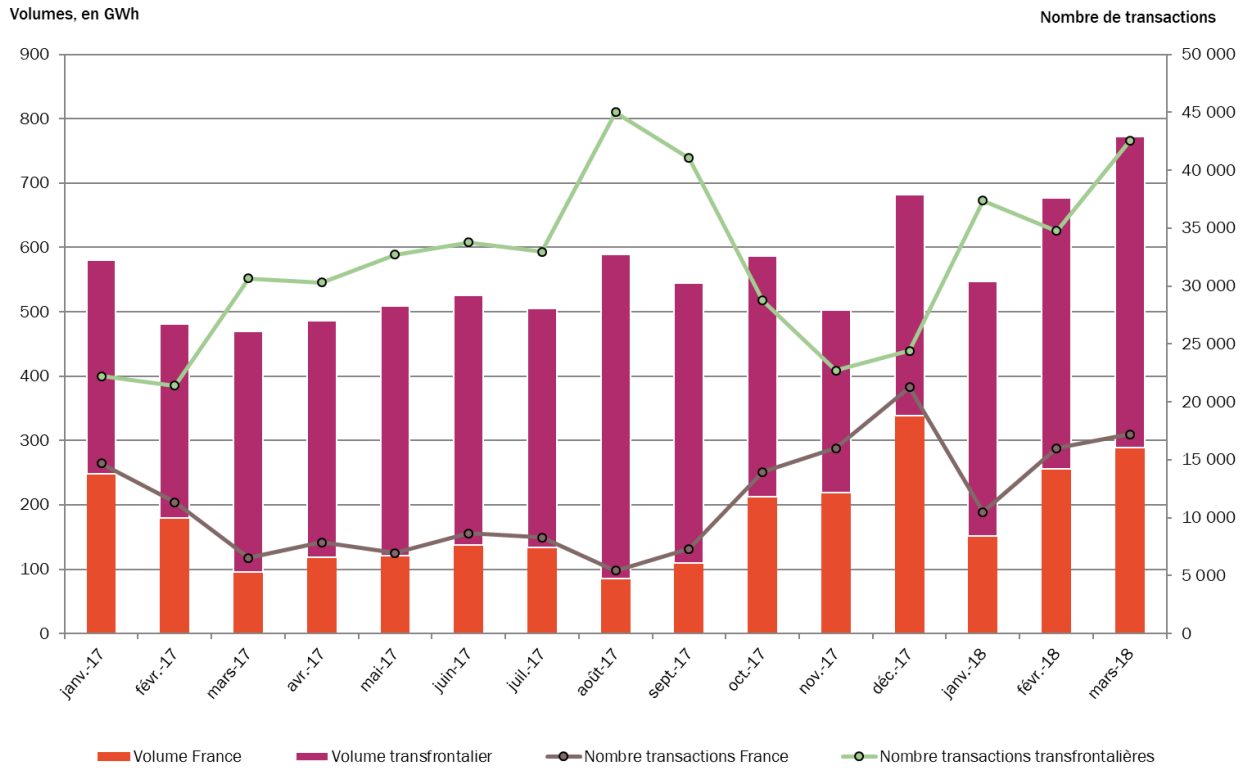
Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



Source : RTE – Analyse : CRE

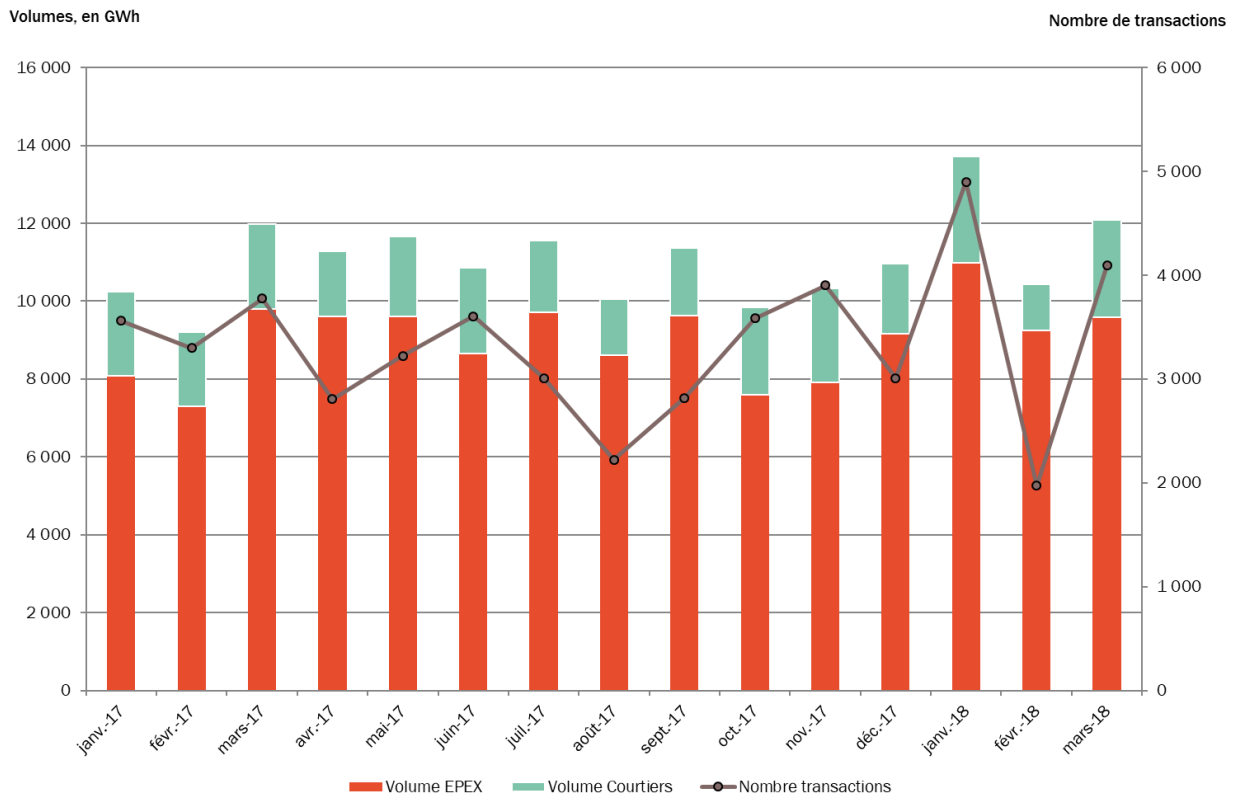
Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT

// SOMMES MENSUELLES //



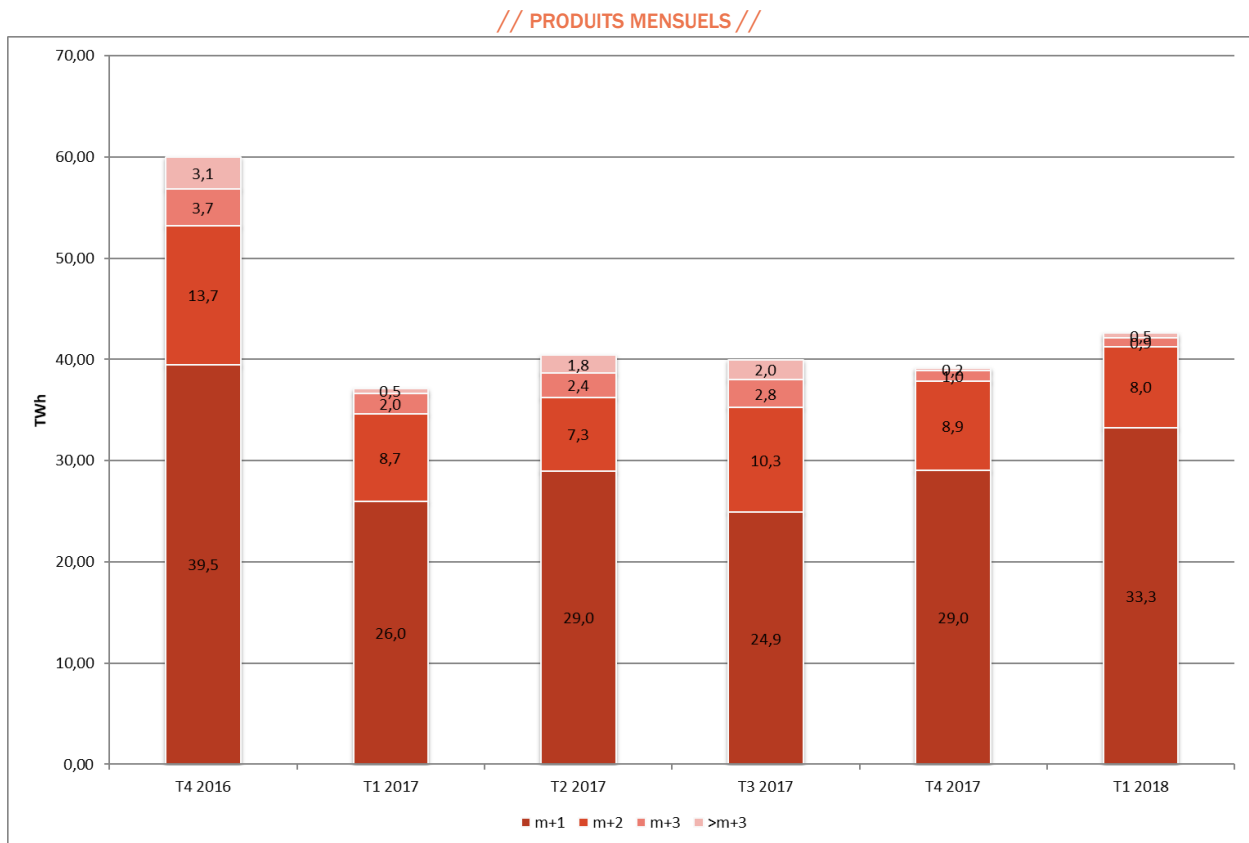
Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



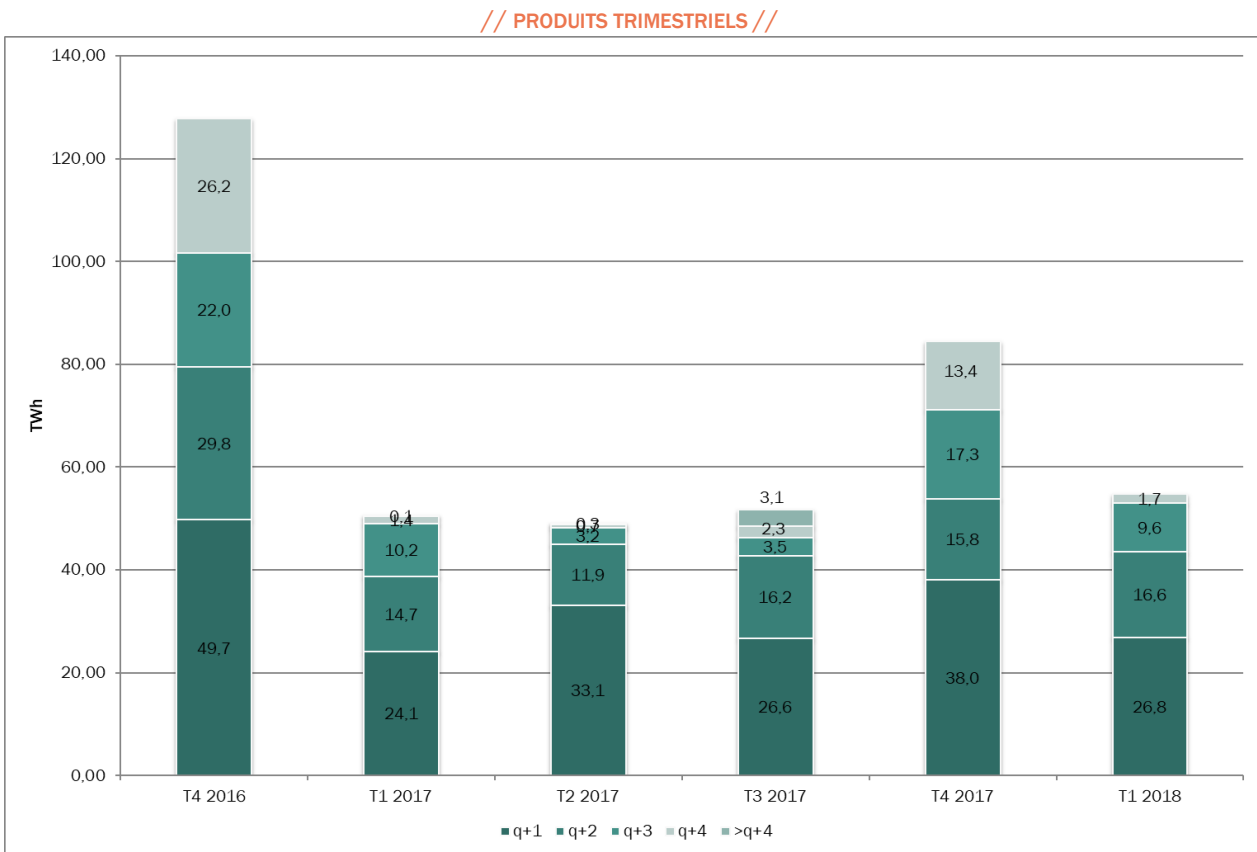
Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

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



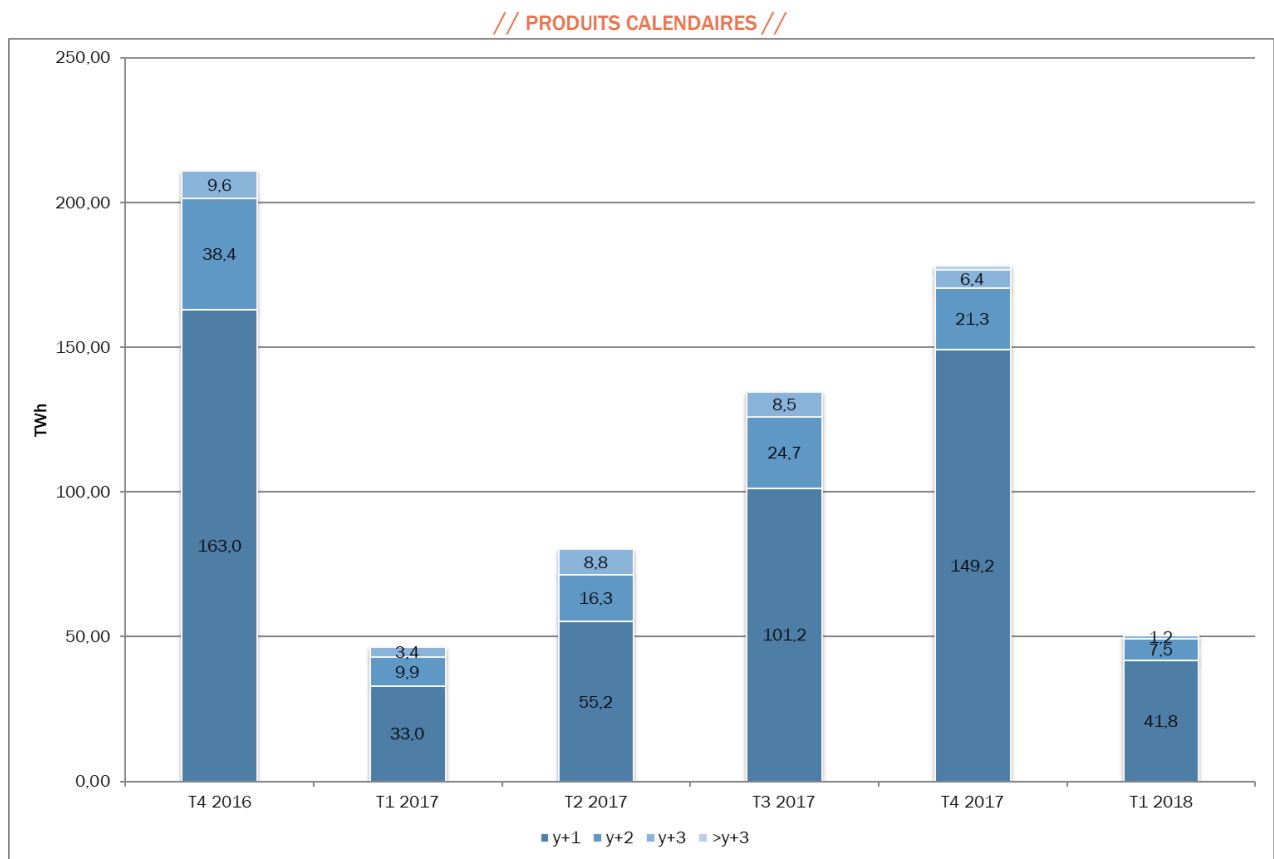
Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT

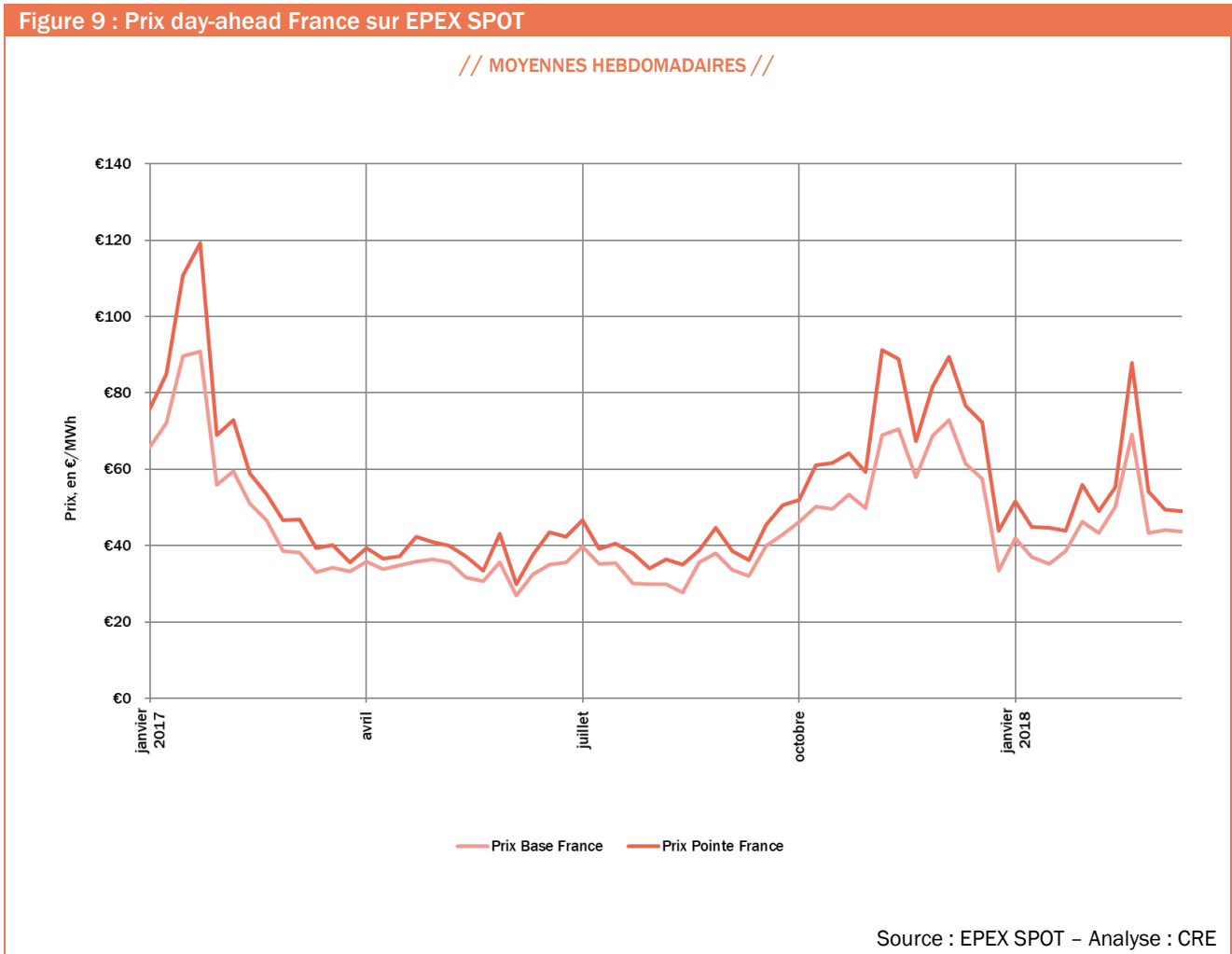
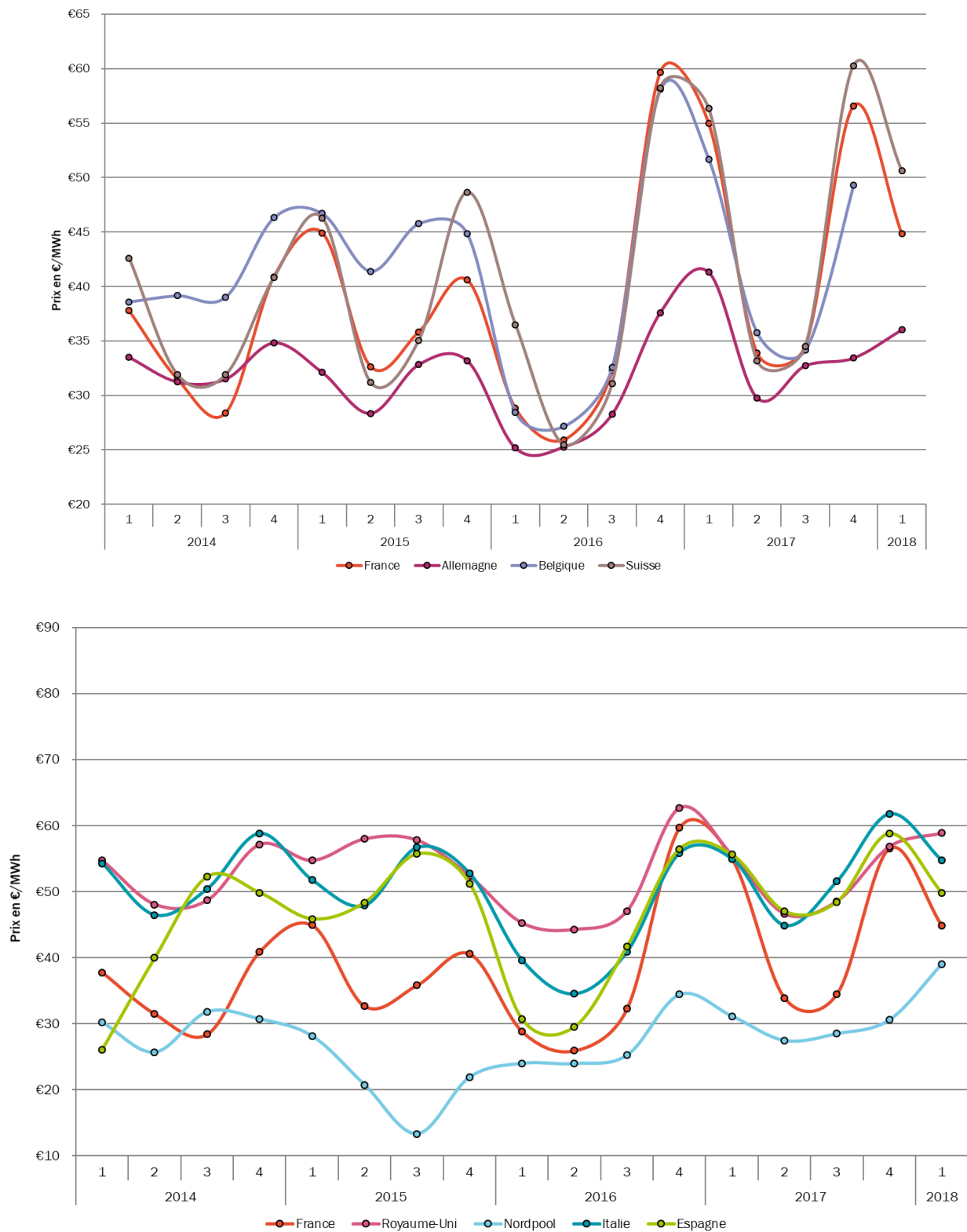


Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens

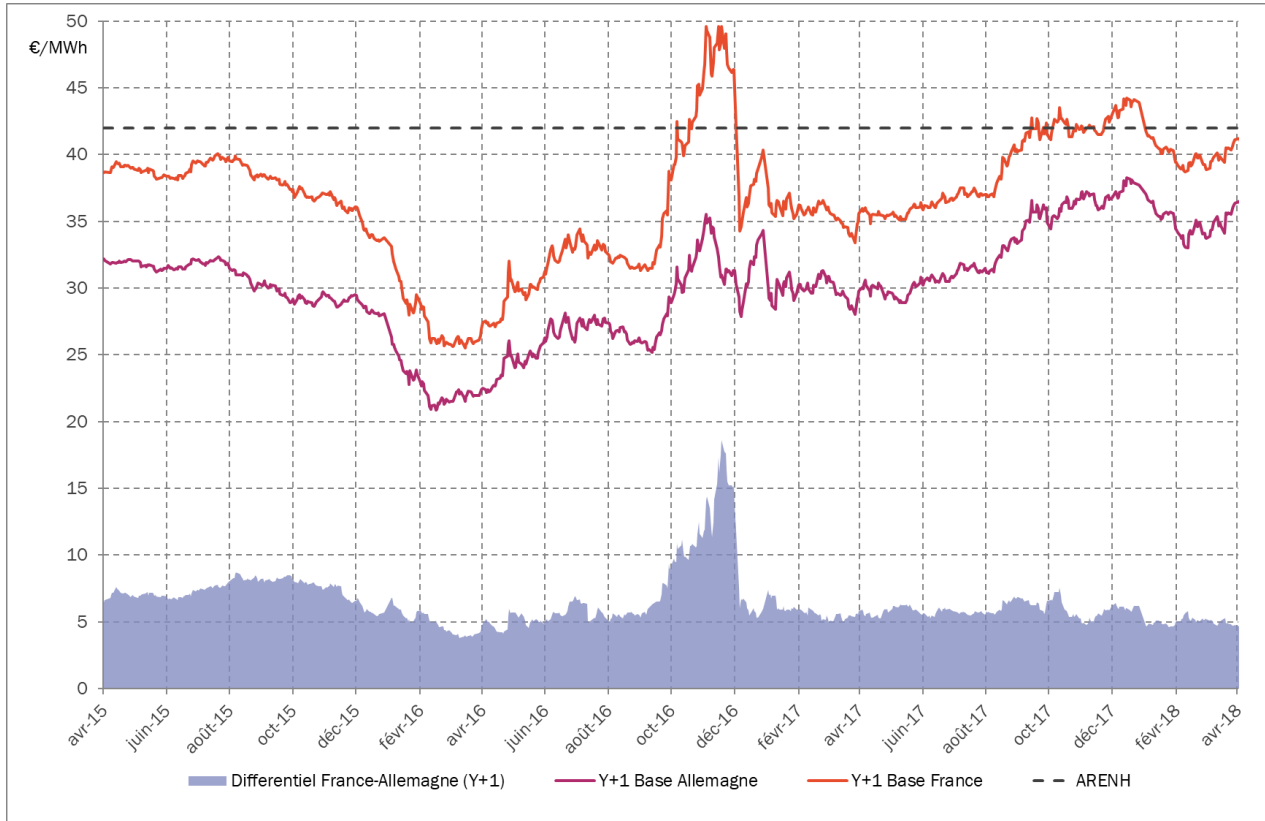
// MOYENNES TRIMESTRIELLES //



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

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

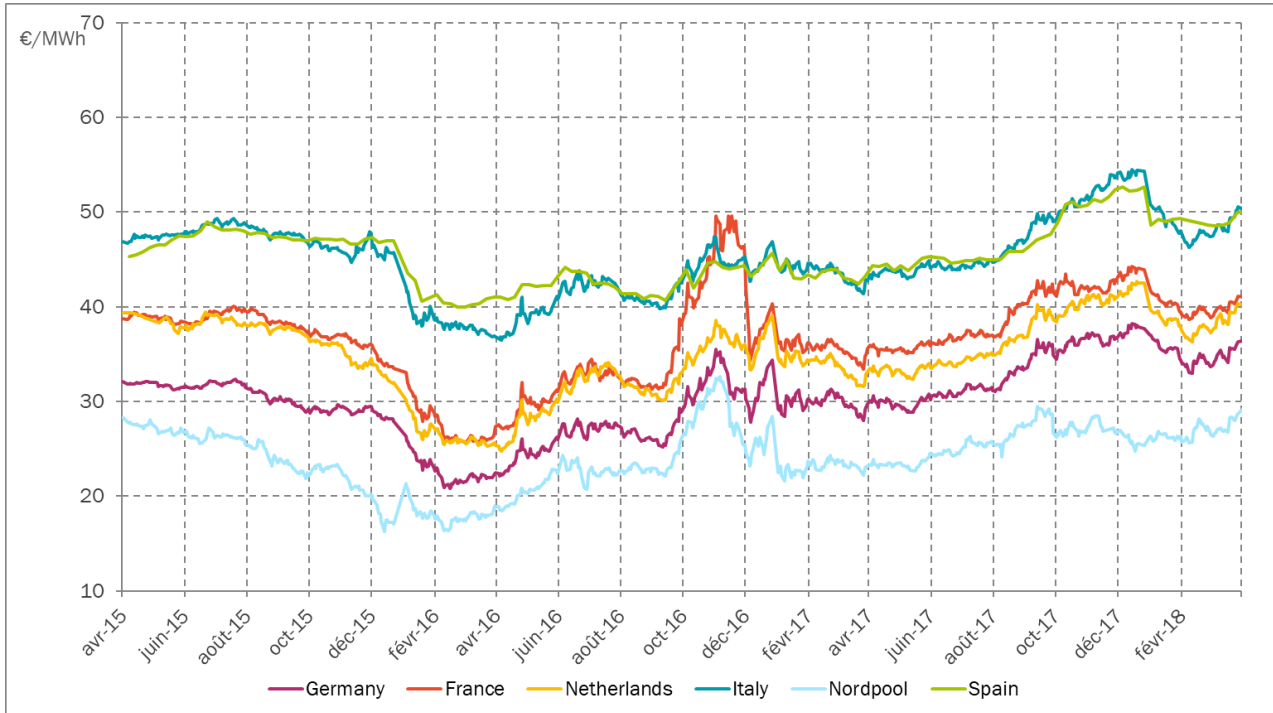
// VALEURS JOURNALIÈRES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

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

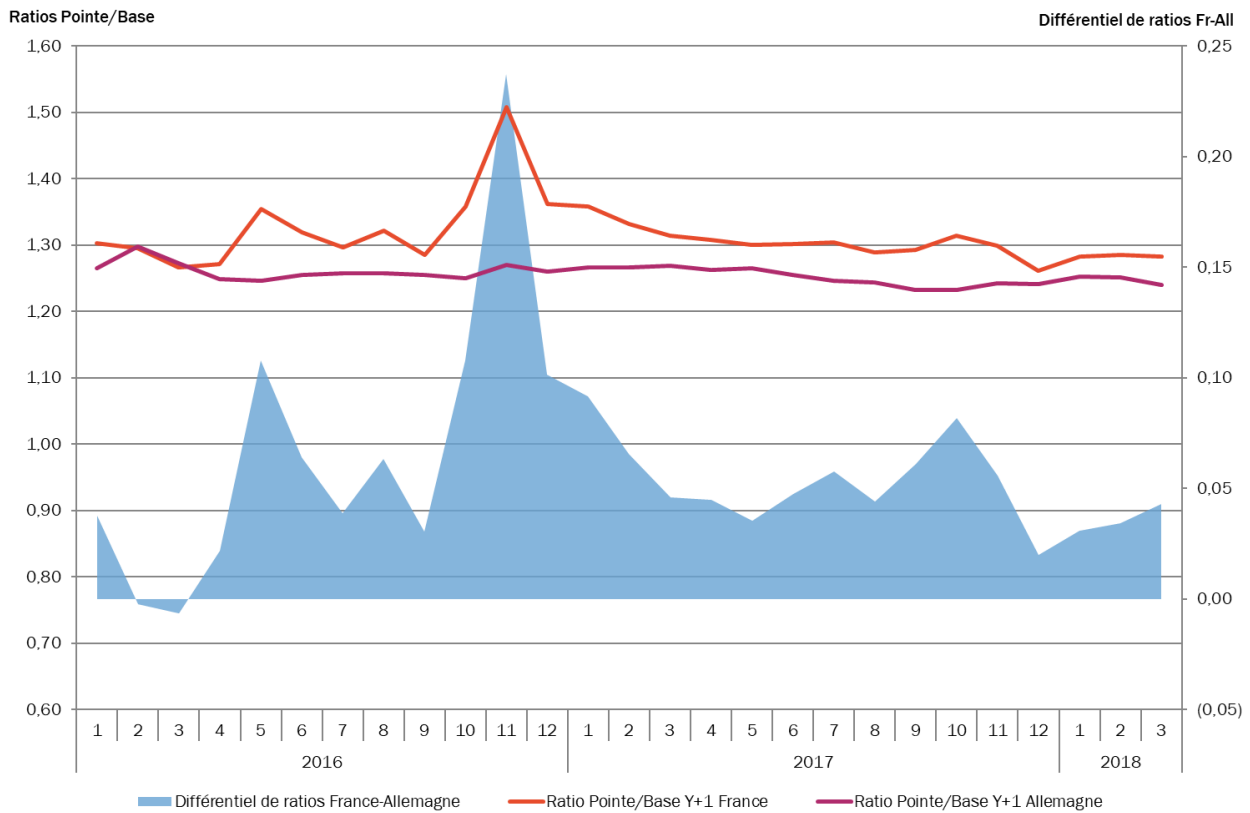
// VALEURS JOURNALIÈRES //



Source : EEX Power Derivatives, Courtiers - Analyse : CRE

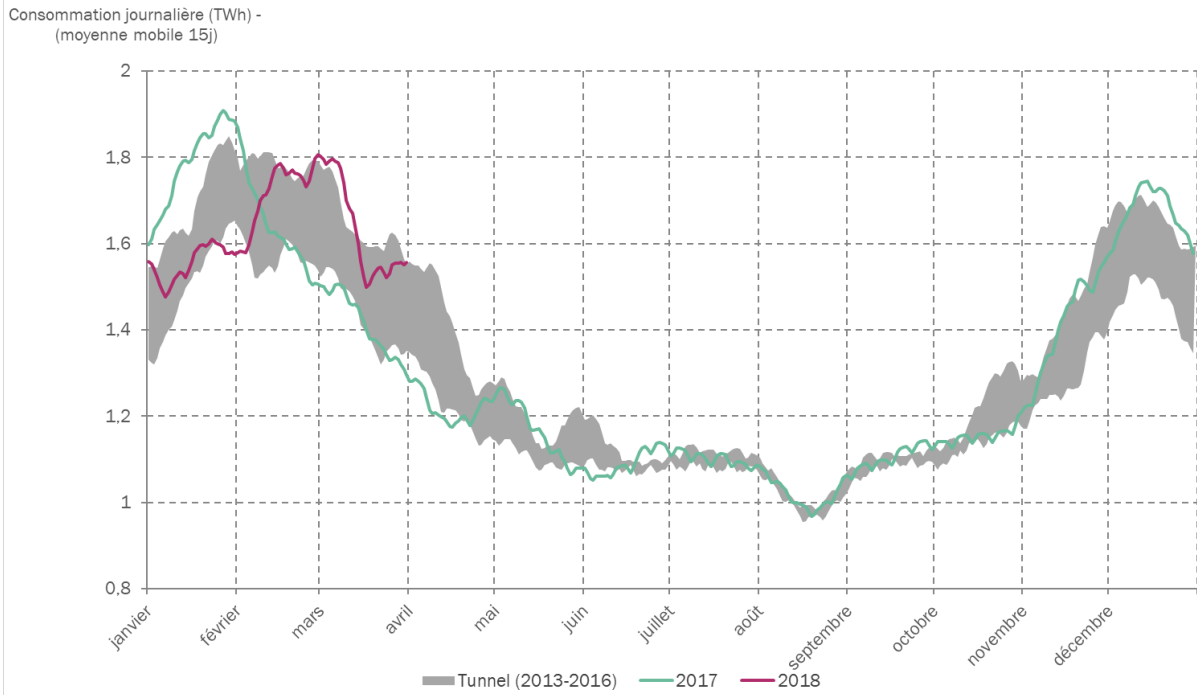
Figure 13 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne

// MOYENNES MENSUELLES //



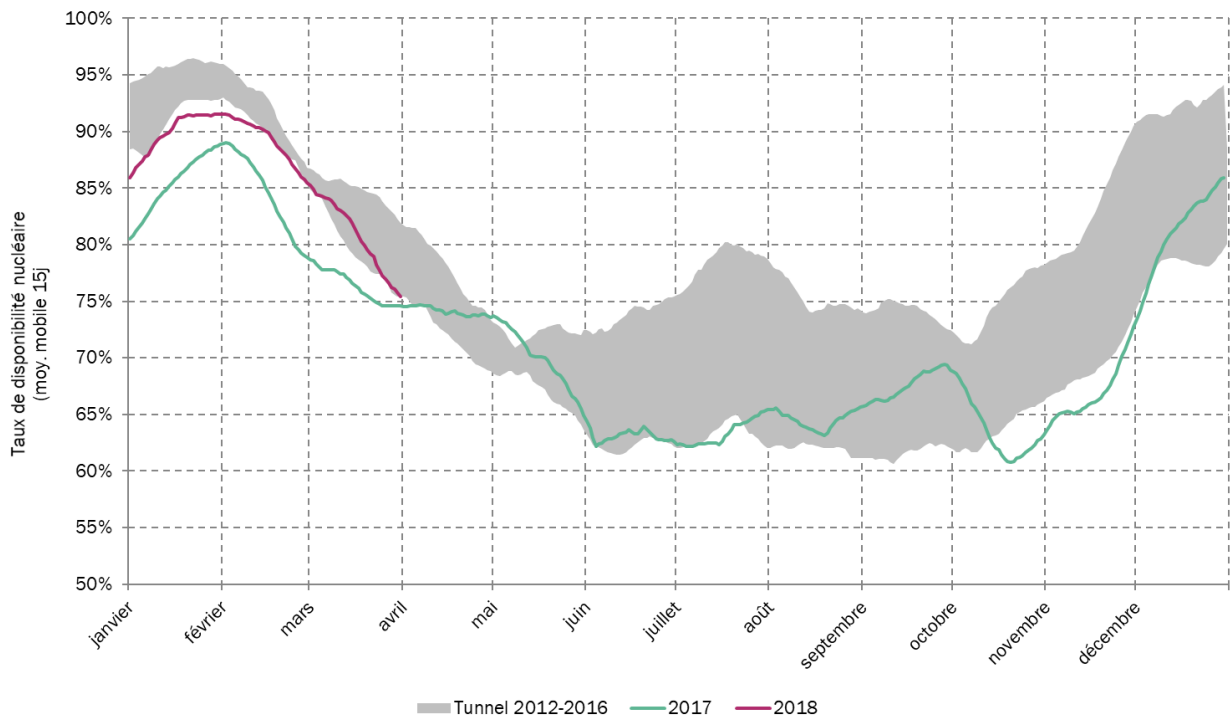
Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Figure 14 : Consommation



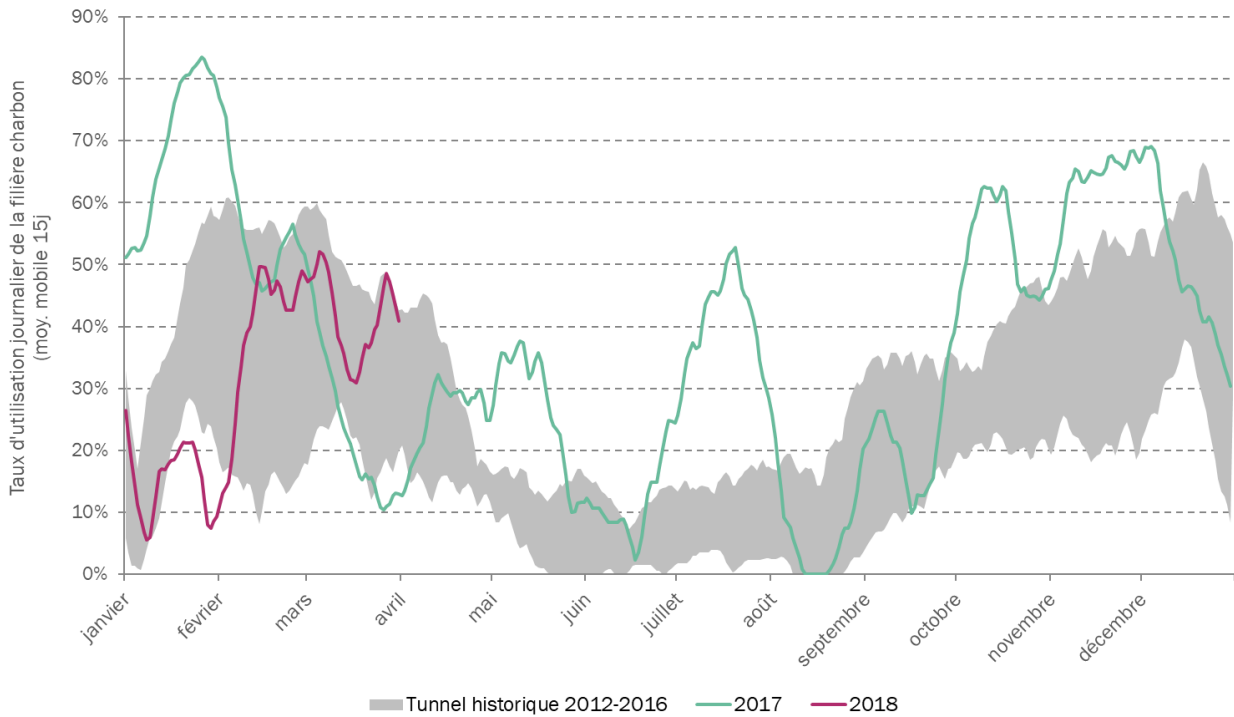
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire



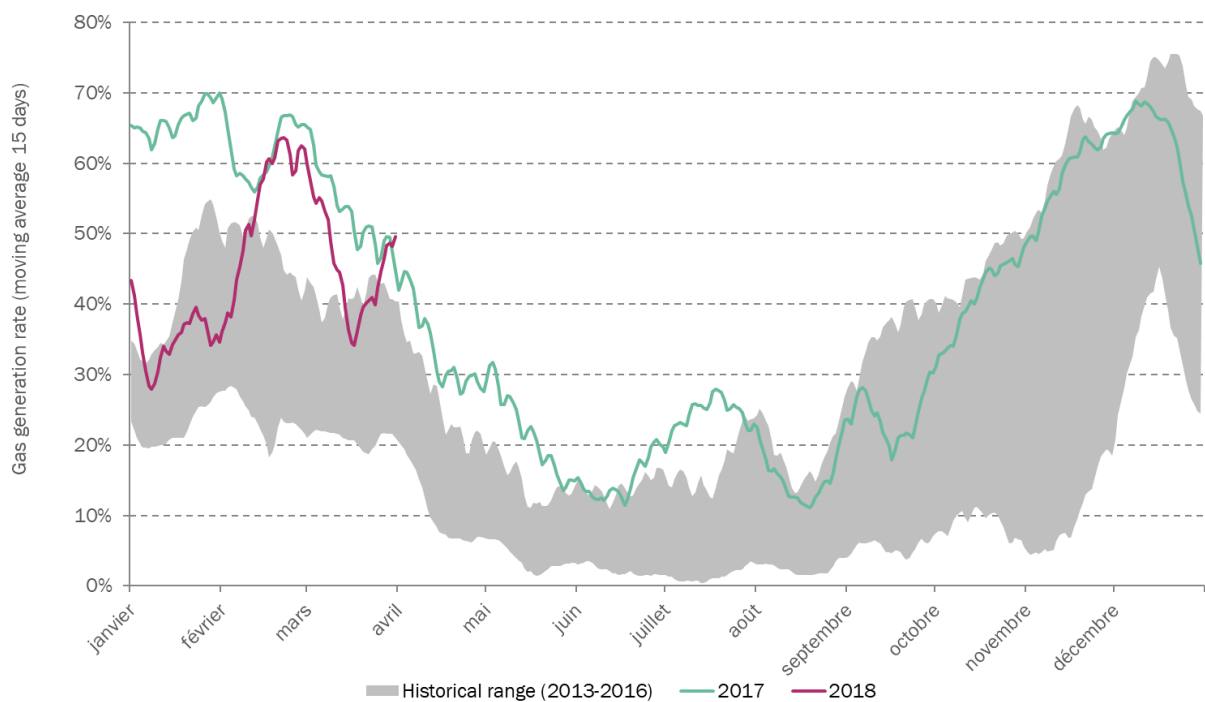
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 16 : Taux de production de la filière charbon



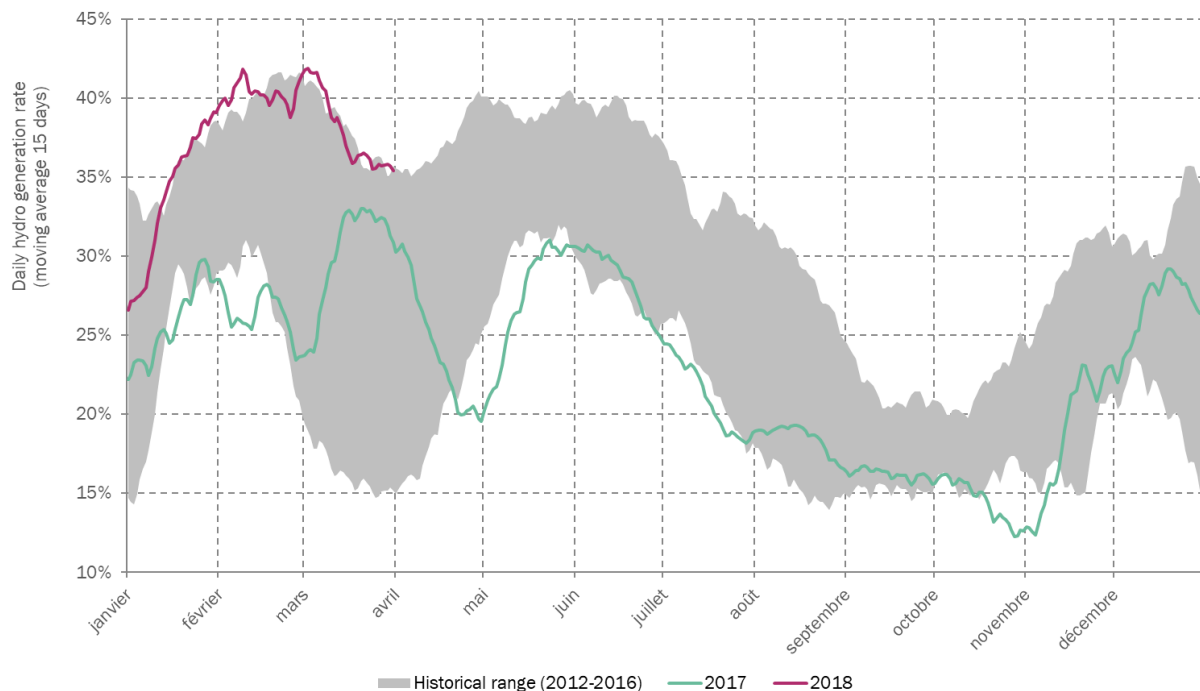
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 17 : Taux de production de la filière gaz



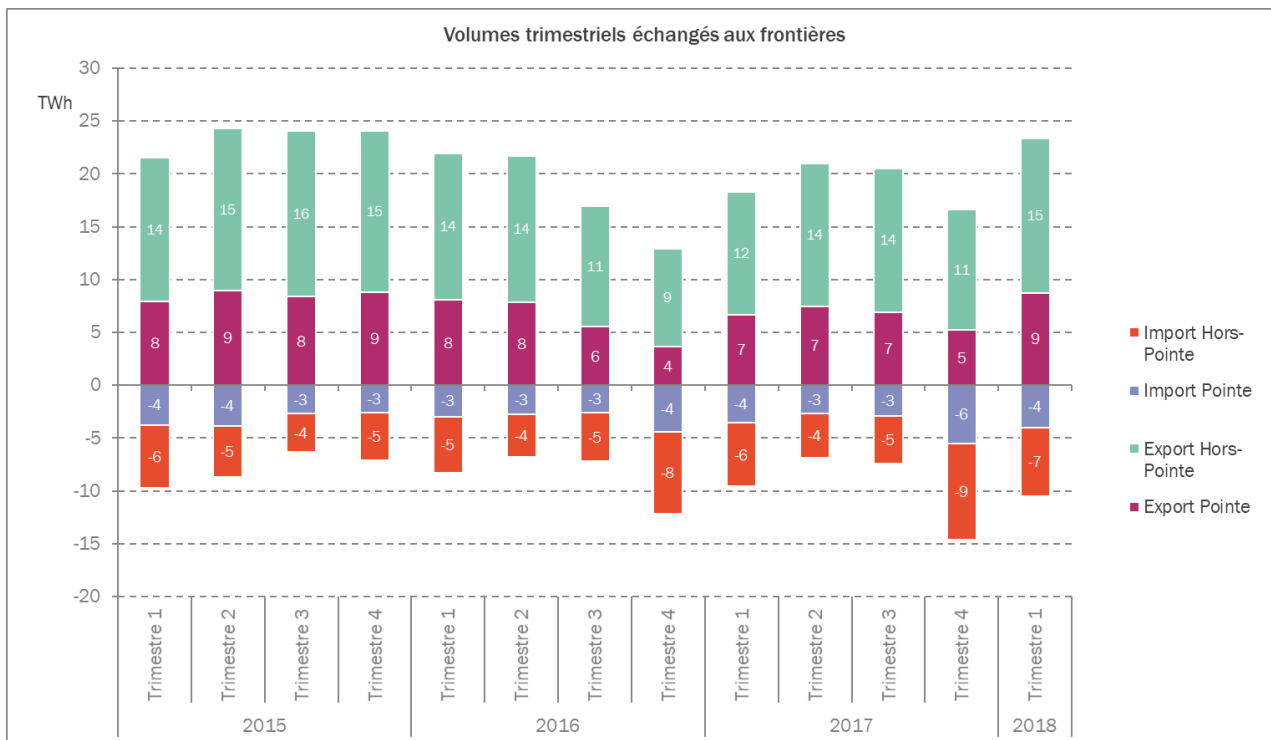
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

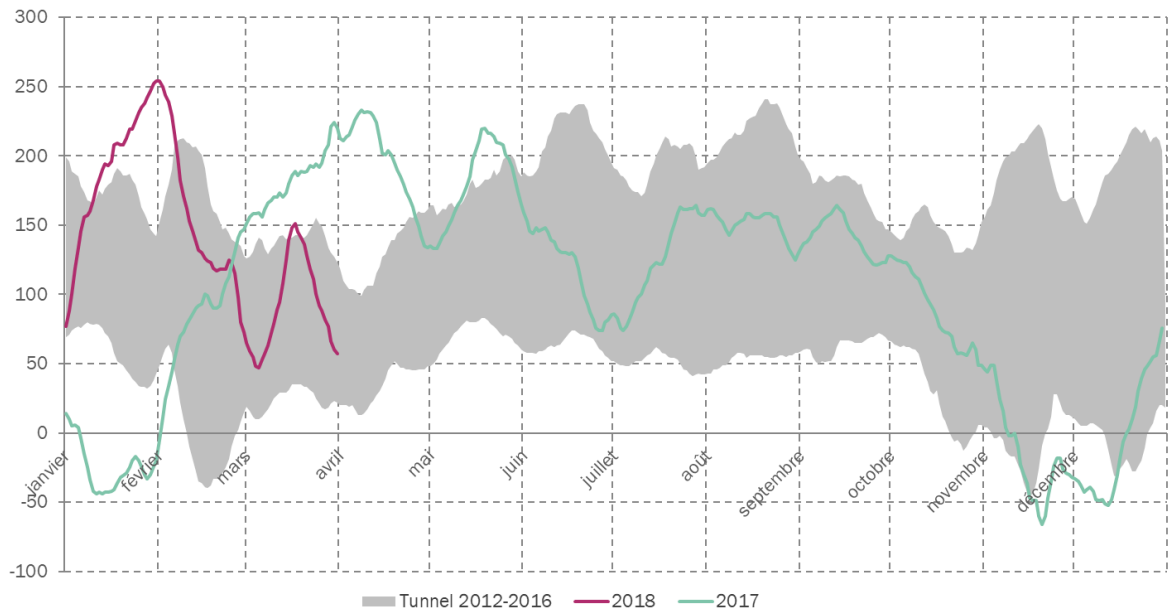
Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)



Source : RTE – Analyse : CRE

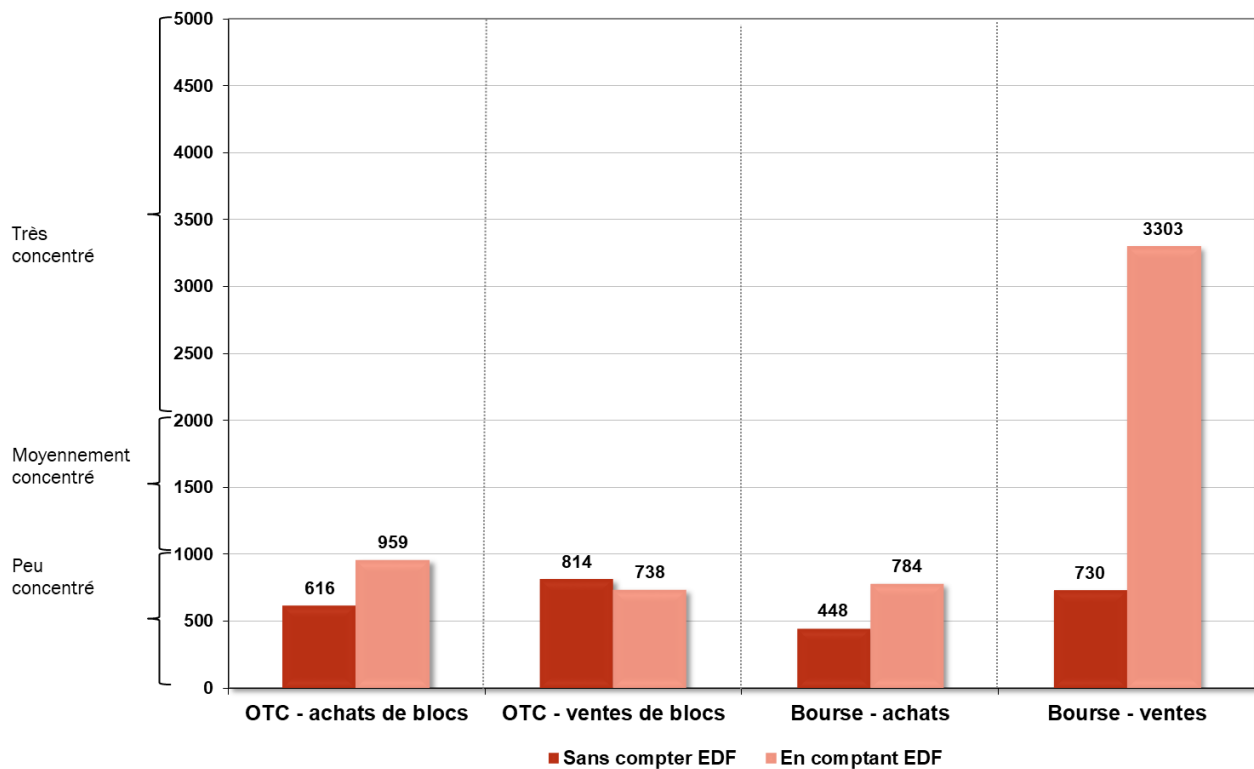
Figure 20 : Solde exportateur

Exports nets journaliers (GWh)
moy. mobile 15j



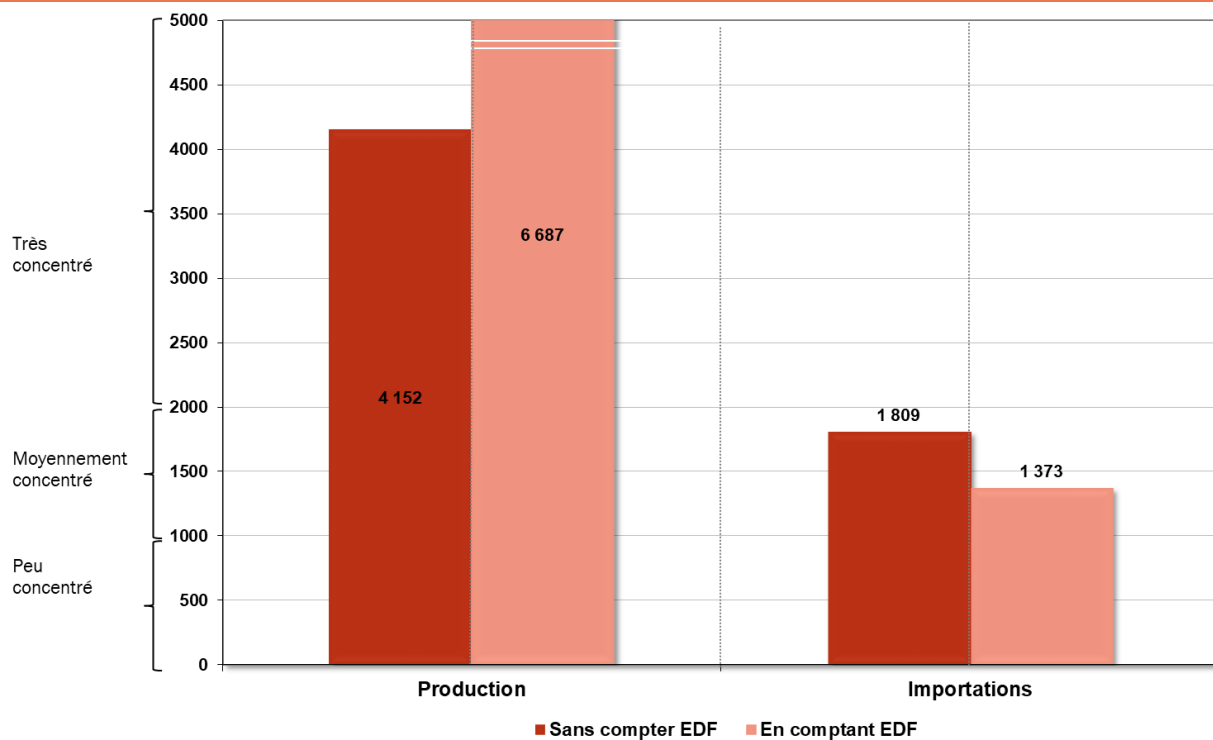
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T1 2018



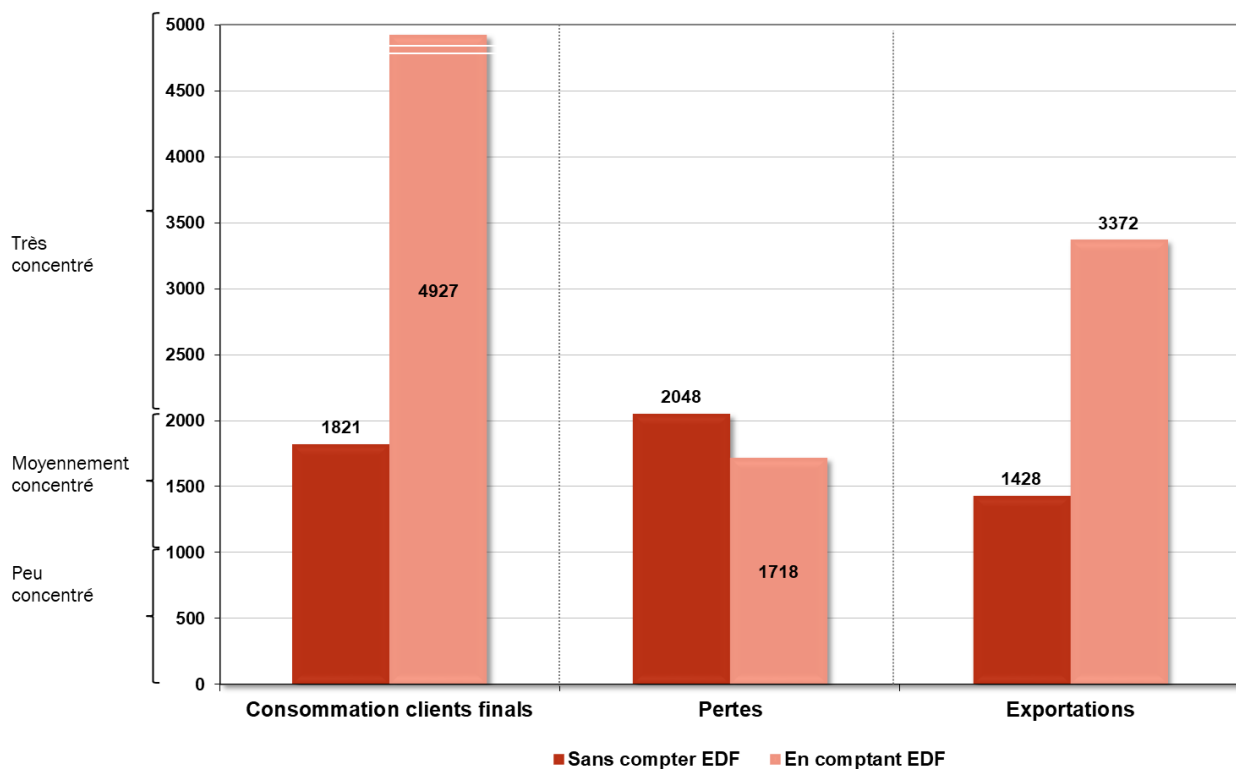
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T1 2018



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T1 2018



Source : RTE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

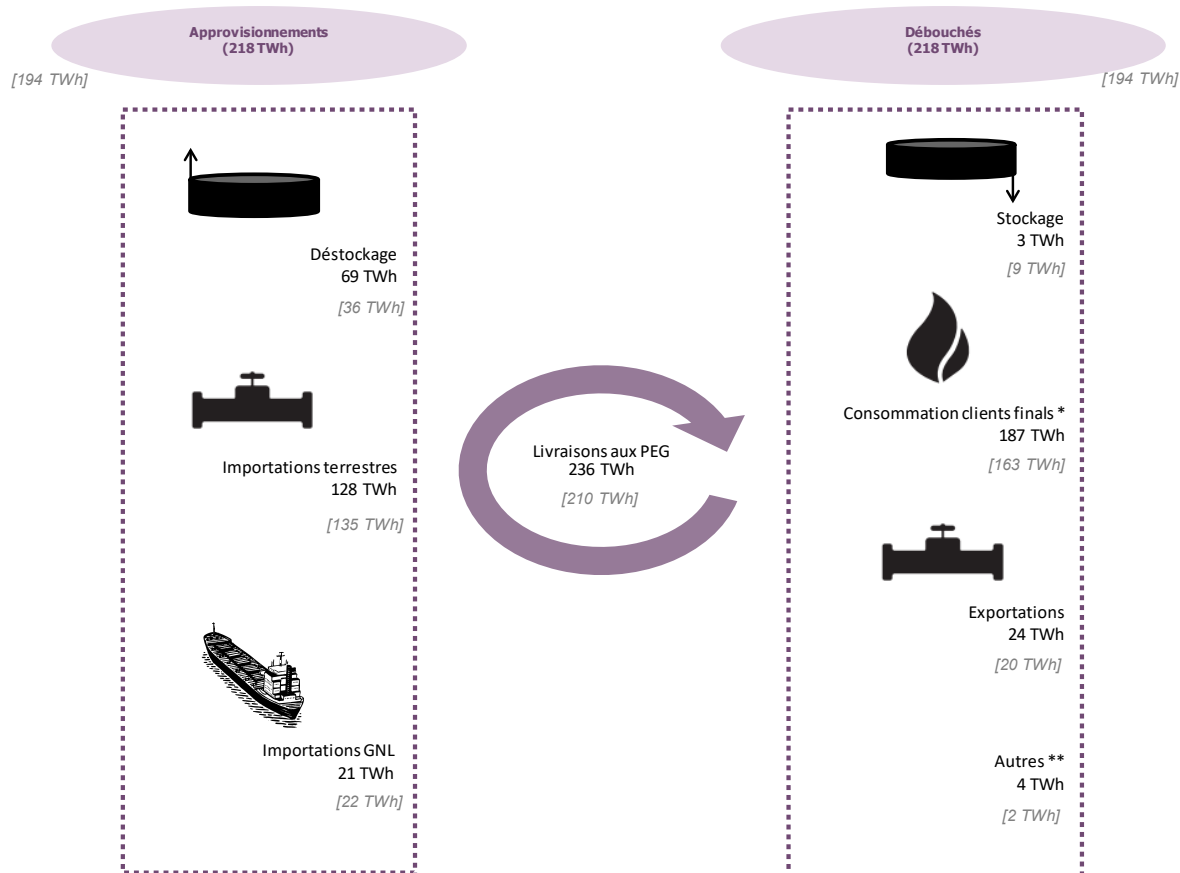
1. DATES-CLÉS

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 Powernext Balancing GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
2008	Possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
Novembre 2008	Lancement du marché Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures
Janvier 2009	Fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
Décembre 2009	GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme Powernext Gas Spot (abandon de la plateforme Powernext Balancing GRTgaz)
Novembre 2010	Mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
Décembre 2010	Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
Janvier 2011	GRTgaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
Mai 2011	Powernext lance un produit Spread PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme Powernext Gas Spot
Juillet 2011	Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz sur la plateforme Powernext Gas Spot
Décembre 2011	TIGF devient membre de Powernext Gas Spot afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG TIGF
Février 2012	Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
Février 2013	Powernext Gas Futures lance des produits TTF et spread PEGNord / TTF
Avril 2013	Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion 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	Powernext et EEX lancent PEGAS, une coopération permettant les participants de négocier les produits gaz des deux marchés organisés sur une plateforme commune
Juin 2013	Mise en place du produit Joint Transport Storage (JTS) permettant d'offrir aux enchères journalières de nouvelles capacités de liaison dans le sens Nord vers Sud
Octobre 2013	Powernext lance un contrat à terme Front Month sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud

Mars 2014	Décret n° 2014-328 modifiant le dispositif d'accès aux stockages souterrains en France afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement
Juillet 2014	Lancement du service 24h/7 pour les produits spot de Powernext
Octobre 2014	Mise en place d'un processus d'enchères sur la plateforme PRISMA pour la commercialisation de capacités de liaison Nord vers Sud
Avril 2015	Création de la place de marché TRS (Trading Region South) à partir de la fusion du PEG Sud et du PEG TIGF
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
Novembre 2017	Mise en place anticipée du mécanisme de spread localisé (produits localisés consistent en un achat ou une vente de gaz livré à un point précis du réseau).
Décembre 2017	Fusion des points d'interconnexion réseau (PIR) PIR Taisnières H et PIR Alveringem donnant lieu à la création d'un nouveau Point d'Interconnexion Virtuel (PIV) entre la France et la Belgique : PIV Virtualys.
Février 2018	Mise en œuvre de la réforme du stockage du gaz fixant les modalités de commercialisation des capacités de stockage via des enchères

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 [T4 2017] et T1 2018

Source : GRTgaz, Teréga

3. CHIFFRES-CLÉS

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T1 2018 / T4 2017		T1 2018 / T1 2017	
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	216	154	142	194	218	12%	24	1%	2
Déstockage	64	6	4	36	69	88%	32	7%	5
Importations	152	148	138	157	149	-5%	-8	-2%	-3
Importations terrestres	129	117	111	135	128	-6%	-8	-1%	-2
Importations GNL	22	31	27	22	21	-3%	-1	-5%	-1
Débouchés (TWh)	216	154	142	194	218	12%	24	1%	2
Stockage	8	37	46	9	3	-67%	-6	-63%	-5
Consommation clients finals	185	80	62	163	187	15%	24	1%	2
Clients distribution	128	43	24	102	135	32%	33	5%	6
Clients directement reliés au réseau de transport	57	37	38	61	53	-14%	-9	-8%	-4
Exportations	22	35	33	20	24	18%	4	8%	2
Autres	1	2	2	2	4	93%	2	261%	3
Livraisons aux PEG (TWh)	222	186	195	210	236	12%	26	6%	14
PEG Nord	179	152	160	179	198	11%	19	11%	19
TRS	44	34	35	32	38	22%	7	-12%	-5
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	87%	89%	92%	97%	78%		-20%		-9%
Disponibilité liaison Nord Sud	84%	79%	81%	94%	92%		-2%		8%
Utilisation de Virtualys*	61%	60%	57%	59%	45%		-14%		-17%
Utilisation de Obergailbach	46%	41%	64%	53%	56%		4%		11%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	27	59	98	69	4	-94%	-65	-85%	-23
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-626	348	447	-303	-732	141%	-429	17%	-106
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	249	338	293	240	238	-1%	-3	-5%	-11
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	106	123	135	118	125	6%	7	18%	19

*Utilisation du PIR Taisnières H avant le 1^{er} décembre 2017

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T1 2018 / T4 2017		T1 2018 / T1 2017	
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	18,9	15,6	16,0	19,6	21,2	8%	1,6	12%	2,3
TRS day-ahead (moyenne)	23,5	15,9	16,2	22,2	21,2	-4%	-0,9	-10%	-2,3
Spread Nord/Sud	4,6	0,3	0,3	2,6	0,0	-98%	-2,6	-99%	-4,6
Spread PEG Nord/TTF	0,5	0,0	-0,1	0,4	-0,3	-169%	-0,7	-157%	-0,8
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	18,6	15,3	15,9	19,9	19,0	-5%	-0,9	2%	0,3
PEG Nord Y+1 (moyenne)	17,7	16,6	16,6	18,2	17,4	-5%	-0,8	-2%	-0,3
Spread Nord/Sud (M+1)	3,0	0,8	0,8	4,0	0,6	-85%	-3,5	-80%	-2,4
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	-4%	0,0	-14%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,2	1,8	1,4	1,5	1,3	-13%	-0,2	11%	0,1

* 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, ICIS Heren – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 1^{ER} TRIMESTRE 2018

LES INDICATEURS DE MARCHÉ // Partie 2 : Le marché de gros du gaz

Tableau 10 : Négoce

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T1 2018 / T4 2017		T1 2018 / T1 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	186	129	144	150	175	17%	25	-6%	-11
En % de la consommation nationale	101%	162%	232%	92%	93%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	52	44	39	50	60	21%	10	15%	8
Intraday	8	5	6	9	10	11%	0,9	28%	2,1
Day Ahead	30	25	23	28	31	13%	3,6	5%	1,6
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	44	38	33	45	53	18%	7,9	19%	8,6
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	8	6	6	5	7	47%	2,3	-9%	-0,7
Marché à terme (TWh)	108	126	100	68	186	172%	117	71%	77
M+1	32	32	31	21	24	18%	3,6	-24%	-7,8
Q+1	4	24	4	15	2	-86%	-12,7	-54%	-2,4
S+1	33	20	12	14	75	442%	60,9	126%	41,6
Y+1	3	10	9	4	10	171%	6,1	209%	6,5
Bourse (toutes échéances)	8	6	8	3	4	35%	1,1	-46%	-3,7
Brokers (toutes échéances)	100	120	92	65	181	179%	116,2	81%	80,9
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	41241	35318	29541	41303	45148	9%	3845	9%	3907
Intraday	8 212	6 273	6 864	8 618	9 319	8%	701	13%	1107
Day Ahead	26 841	23 237	18 628	26 877	28 584	6%	1707	6%	1743
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	38 634	33 283	27 486	39 574	43 577	10%	4003	13%	4943
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	2 607	2 035	2 055	1 729	1 571	-9%	-158	-40%	-1036
Marché à terme	1791	1647	1478	1040	1648	58%	608	-8%	-143
M+1	1 089	924	960	605	811	34%	206	-26%	-278
Q+1	79	240	63	191	24	-87%	-167	-70%	-55
S+1	203	91	73	52	300	477%	248	48%	97
Y+1	19	50	44	15	39	160%	24	105%	20
Bourse (toutes échéances à terme)	336	311	303	147	176	20%	29	-48%	-160
Brokers (toutes échéances à terme)	1 455	1 336	1 175	893	1 472	65%	579	1%	17
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	101	95	98	107	103	-4%	-4	2%	2
dont actifs chez Powernext Gas Spot	59	53	56	56	58	4%	2	-2%	-1
dont actifs chez Powernext Gas Futures	37	36	31	28	31	11%	3	-16%	-6

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

Source : GRTgaz, Teréga, 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

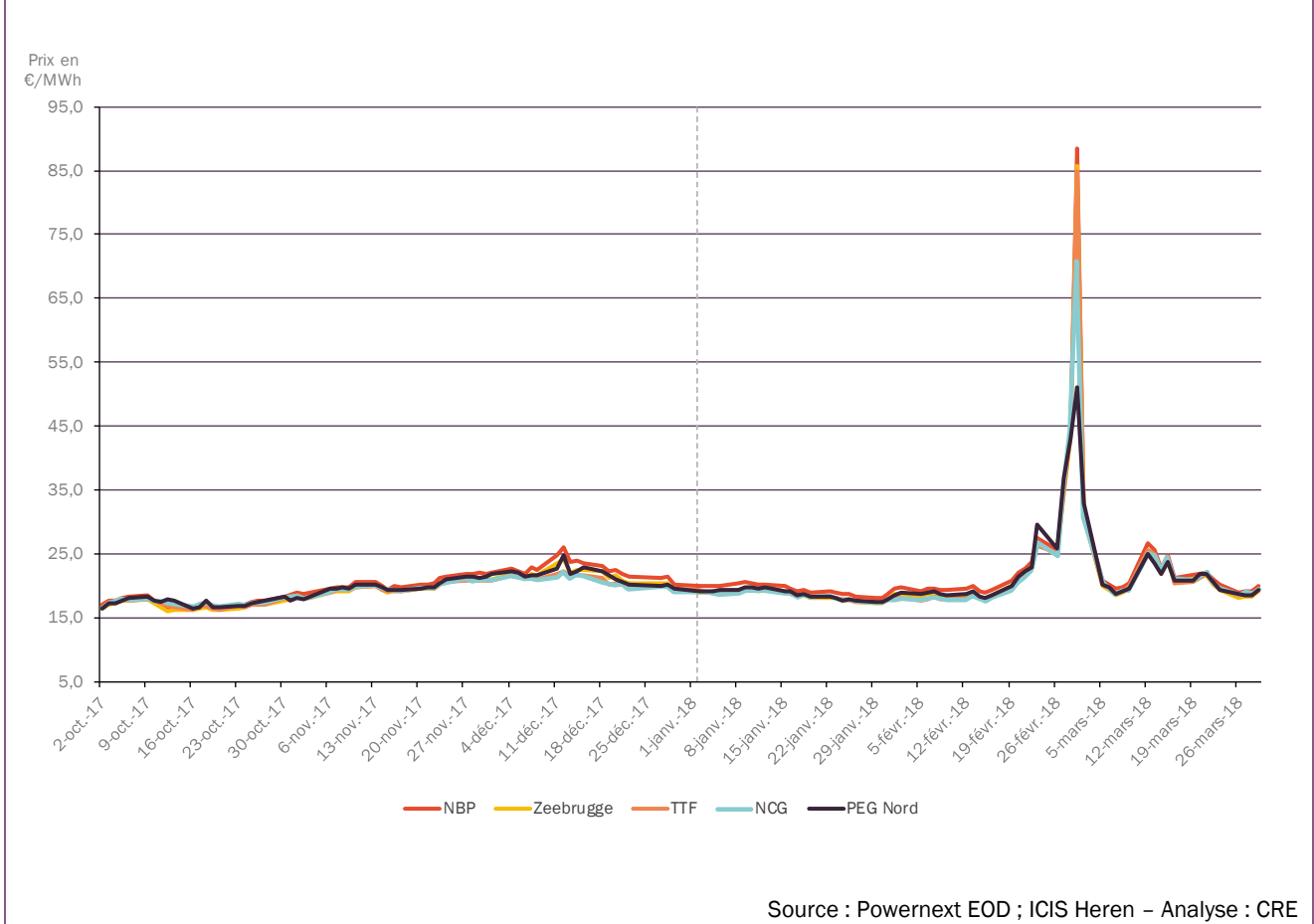
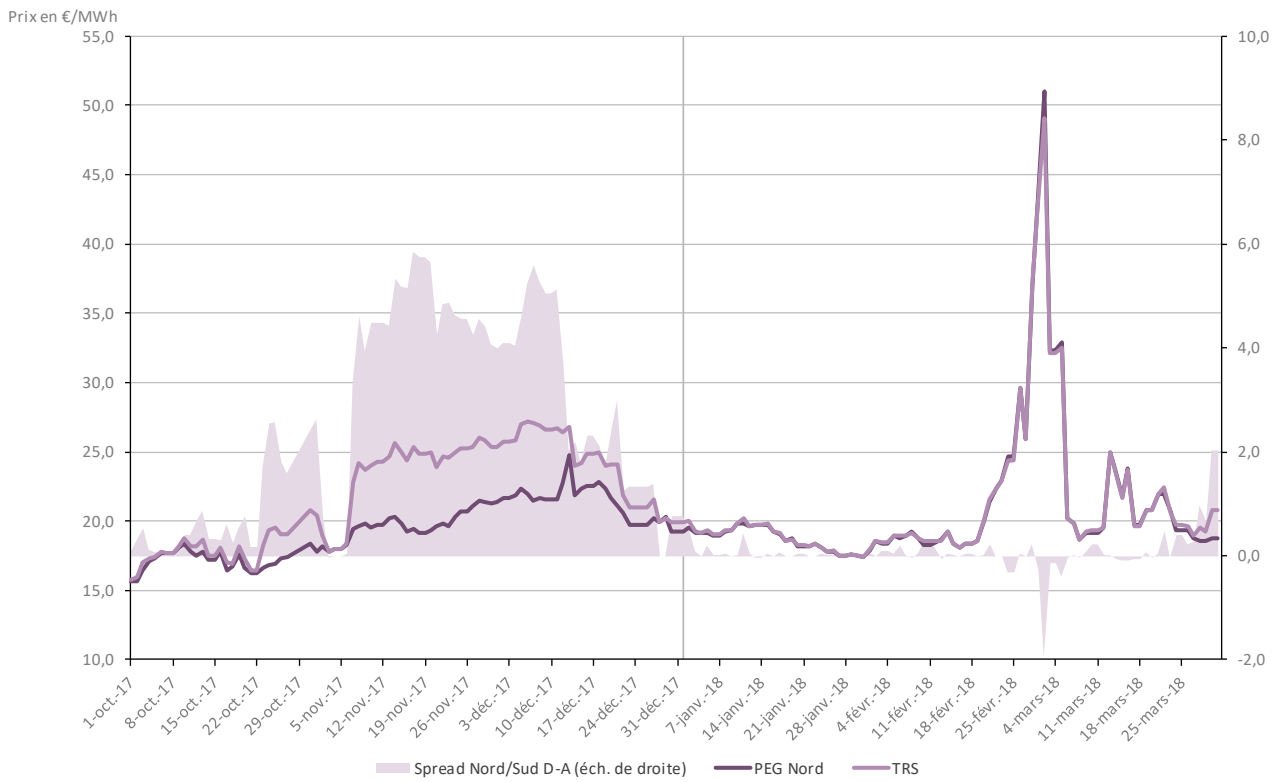
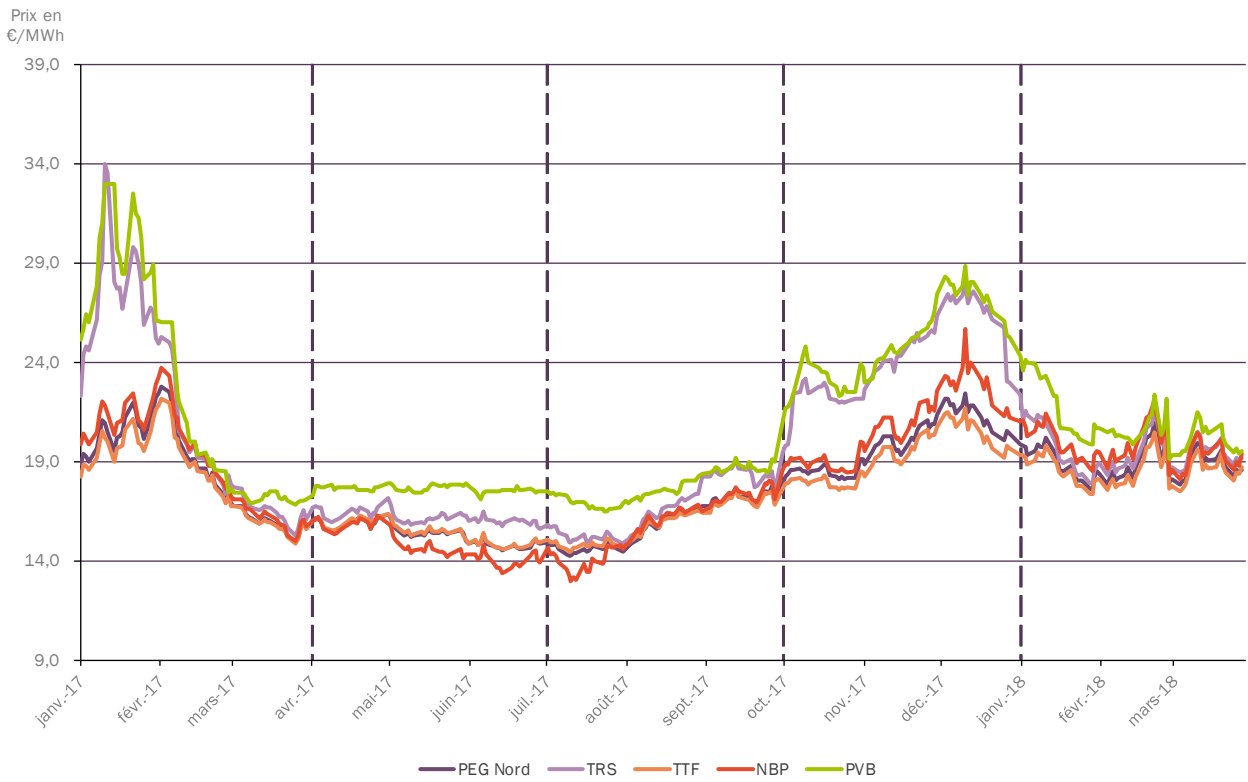


Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



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

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



Source : Powernext ; ICIS Heren – Analyse : CRE

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

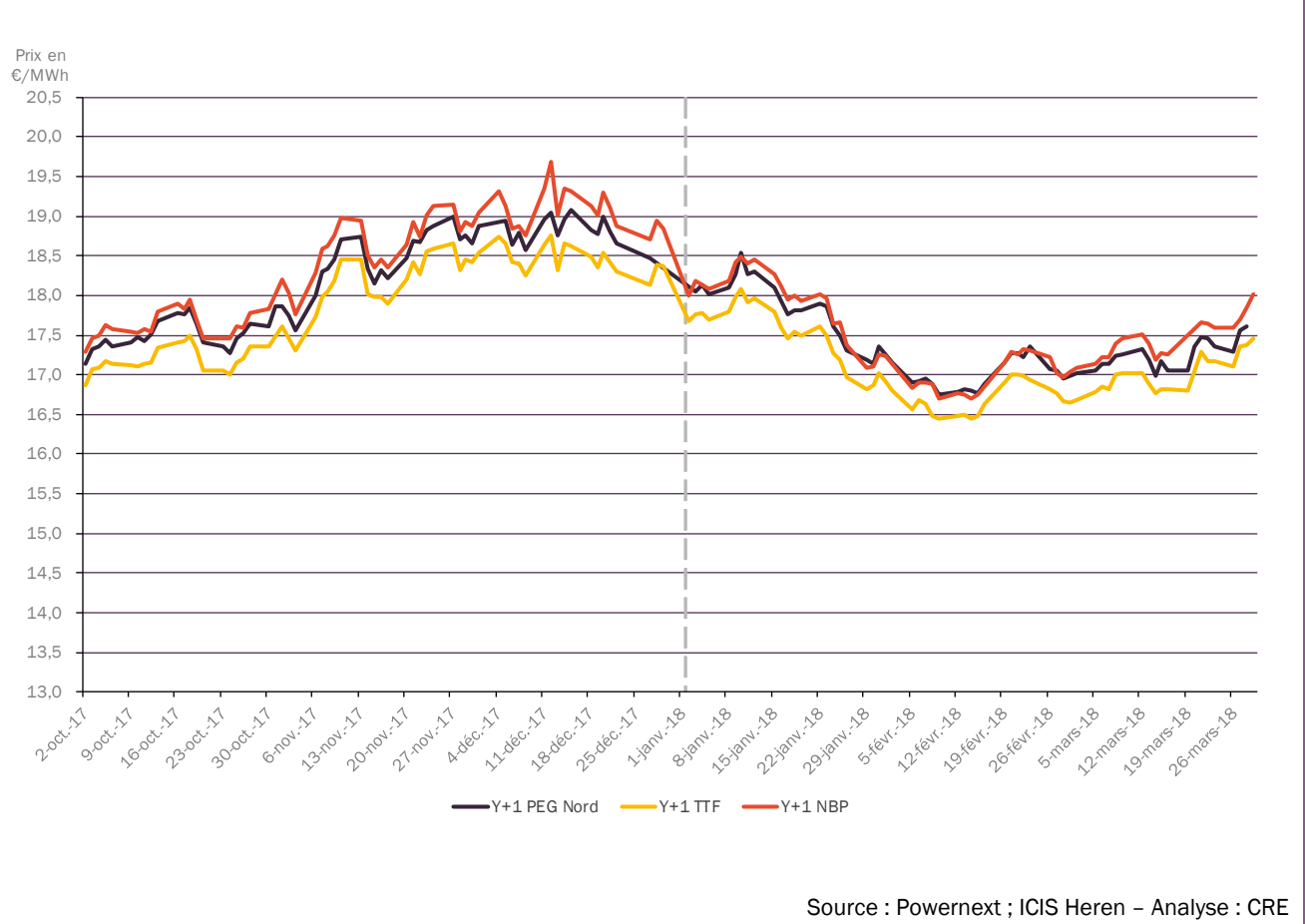
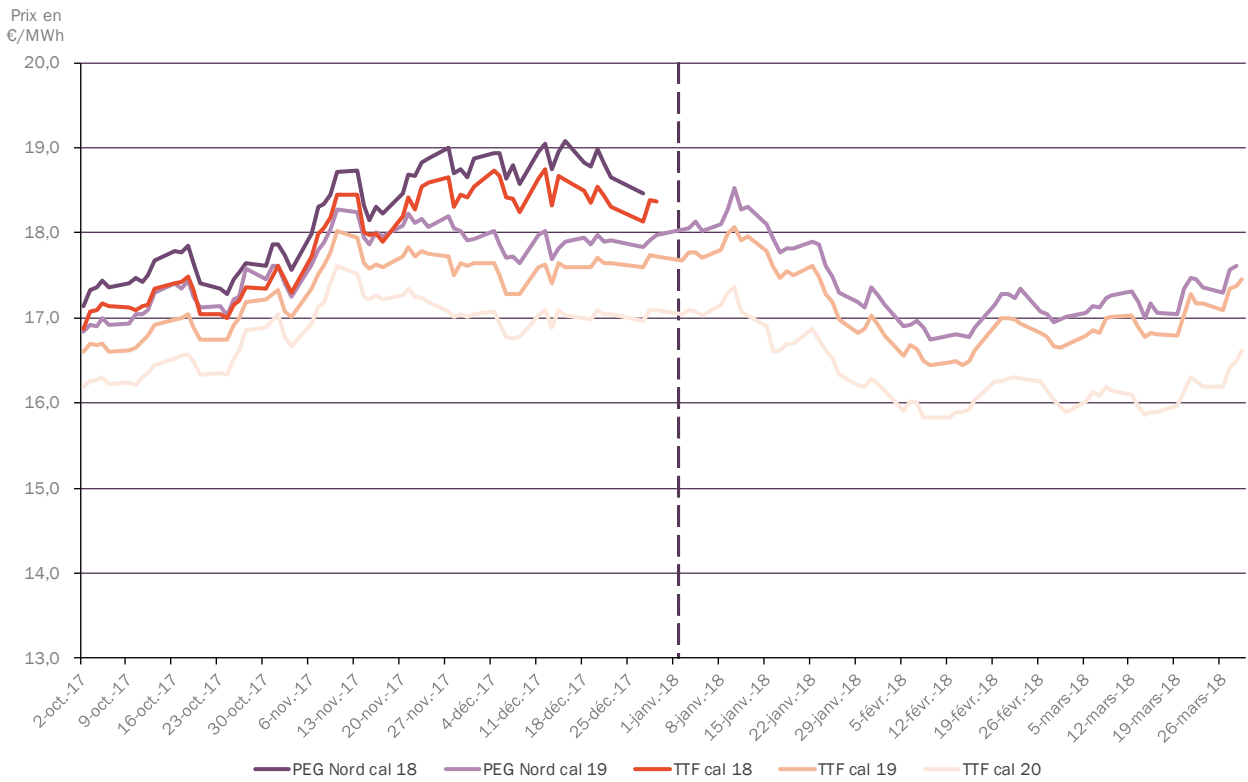


Figure 29 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source : Powernext, ICIS Heren – Analyse : CRE

4.2 Contexte international

Figure 30 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz dans le monde

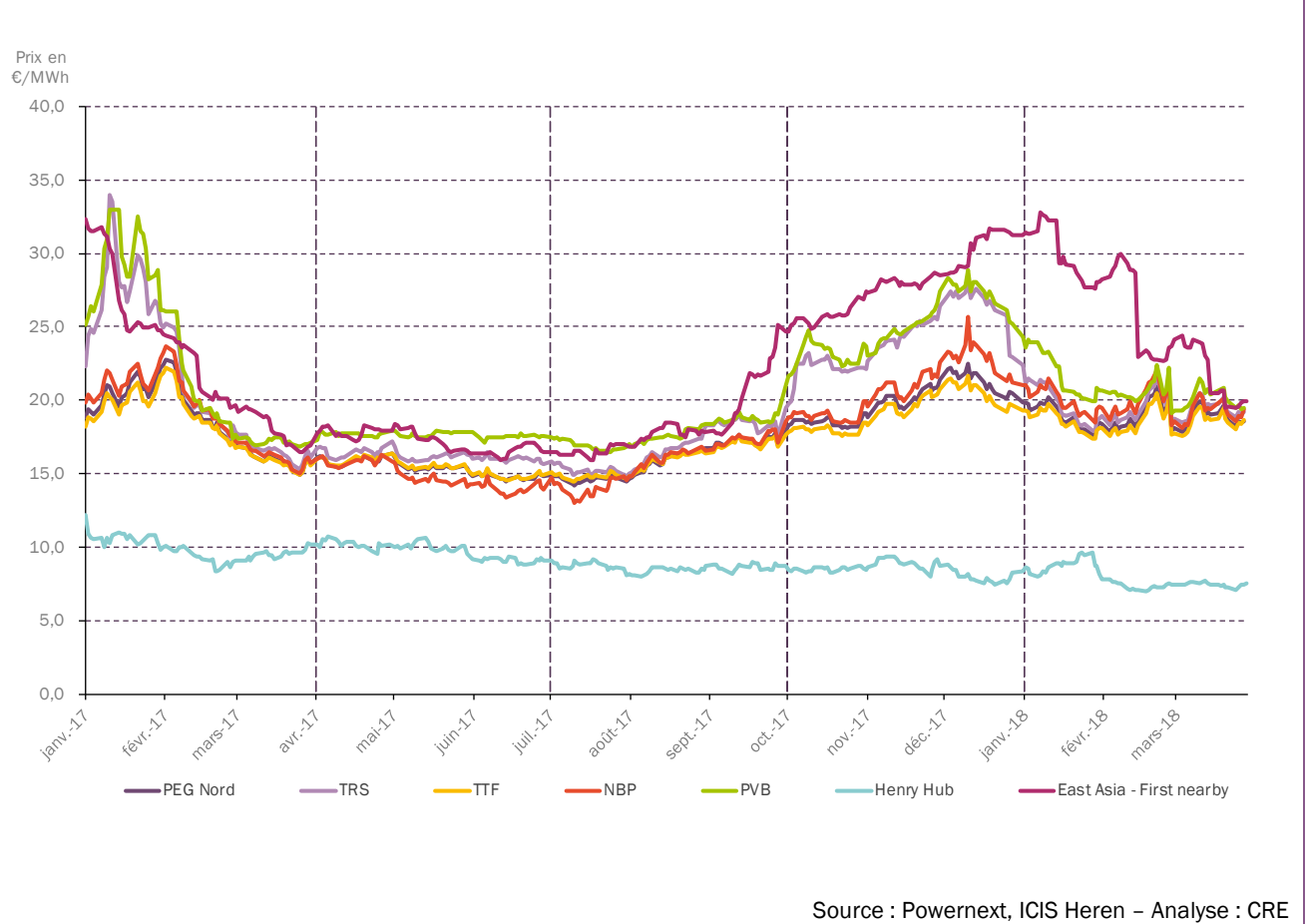
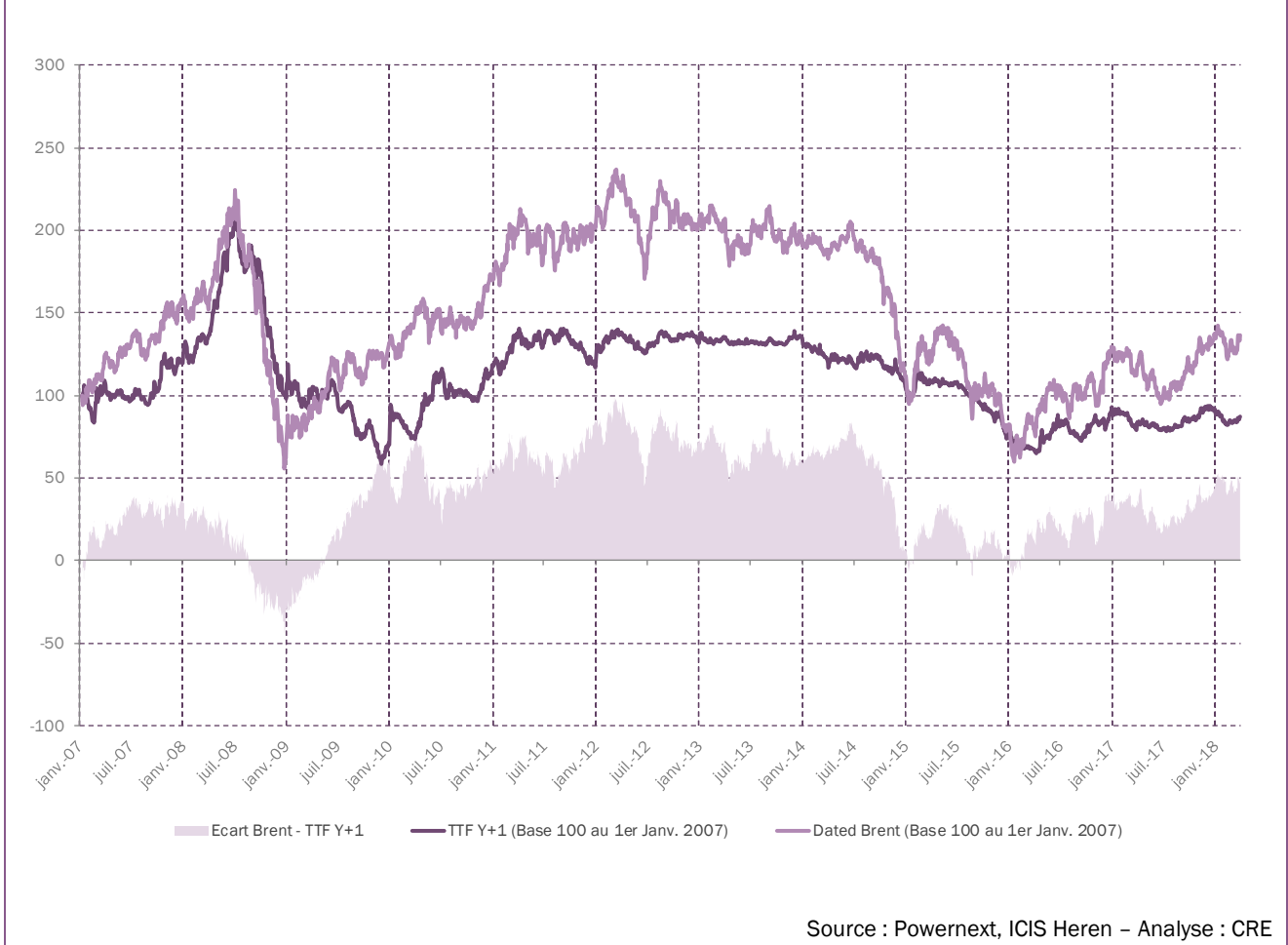


Figure 31 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



4.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 32 : Livraisons aux PEG

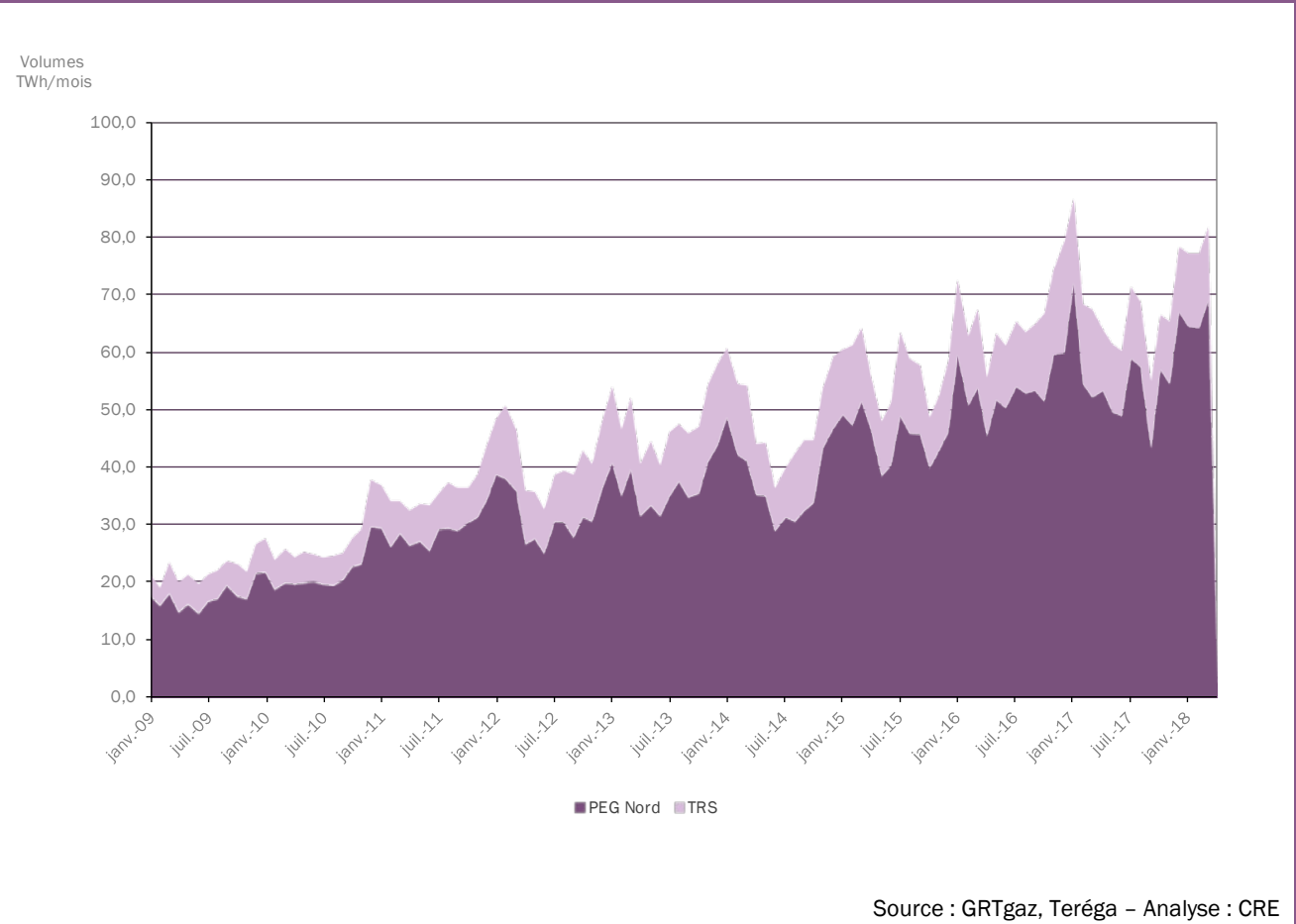


Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit

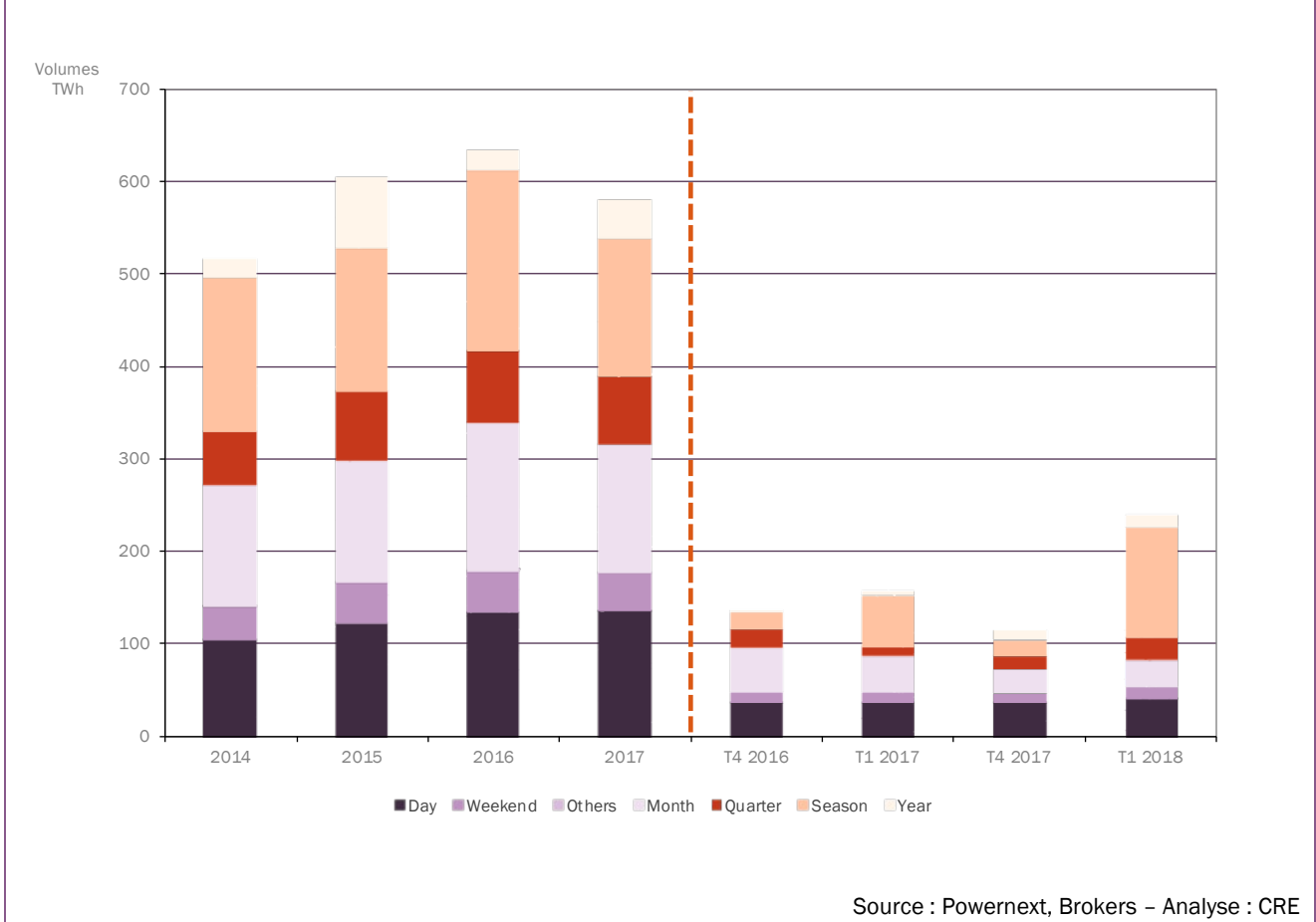
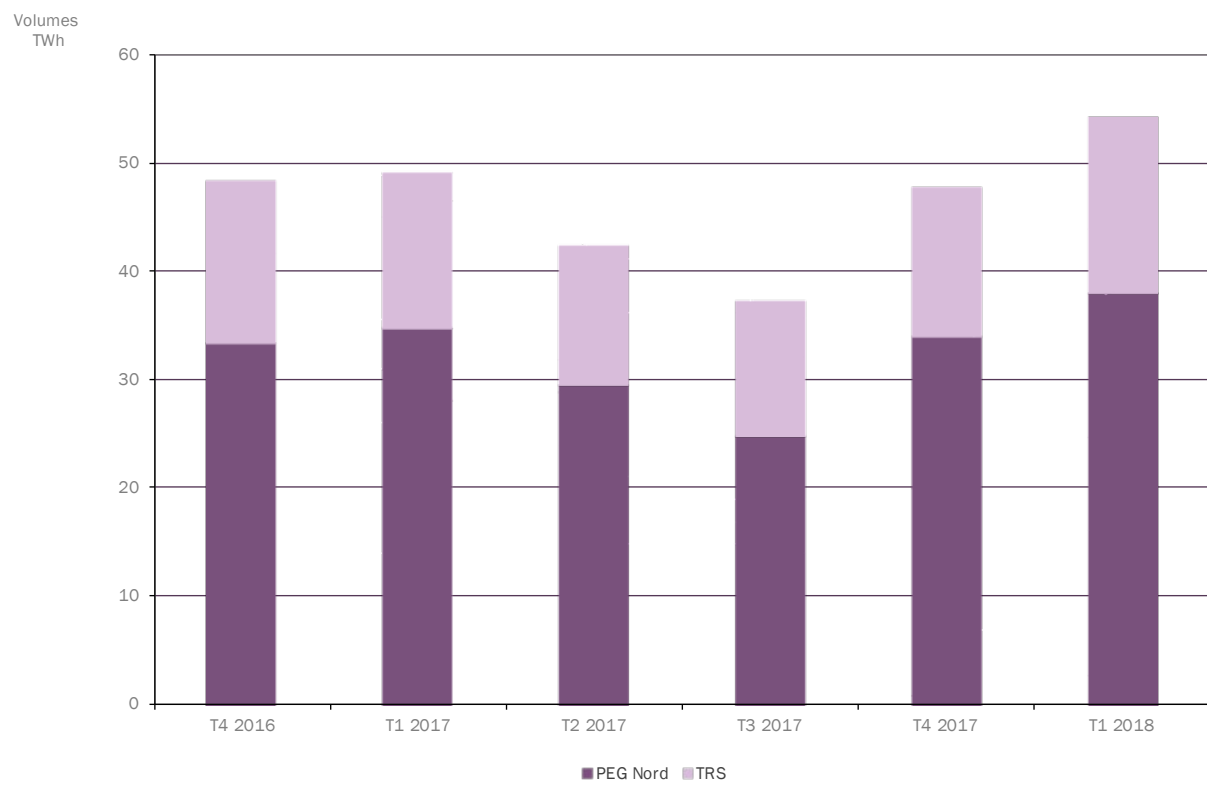
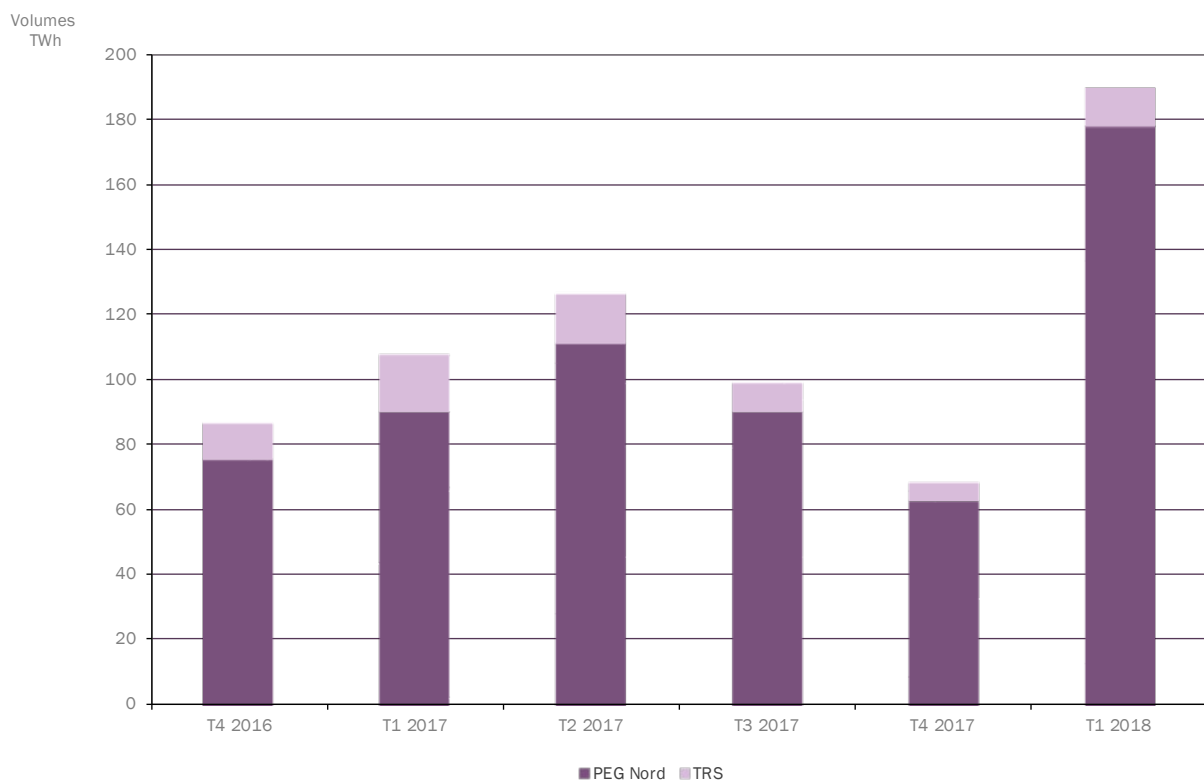


Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché spot par zone



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



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

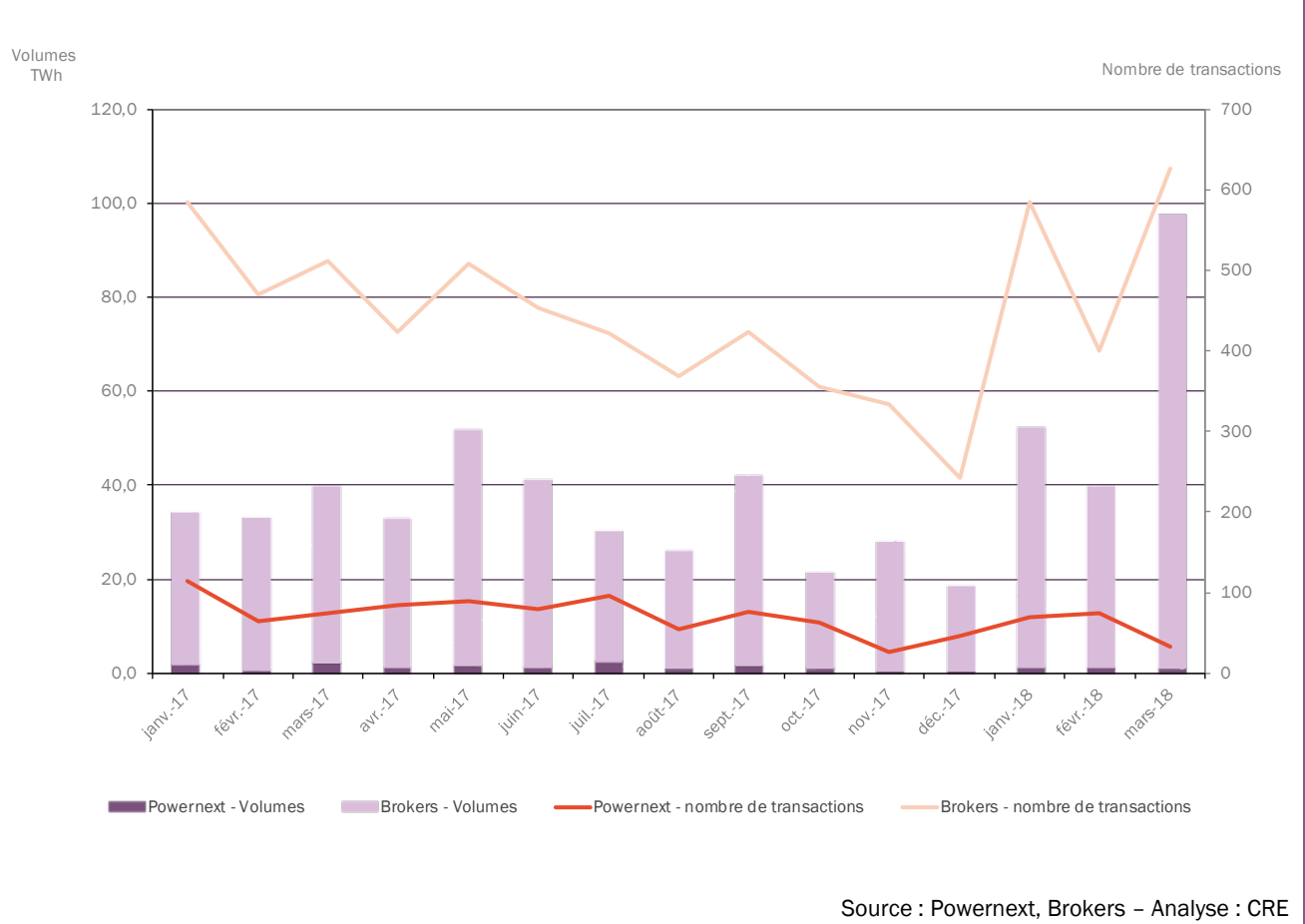
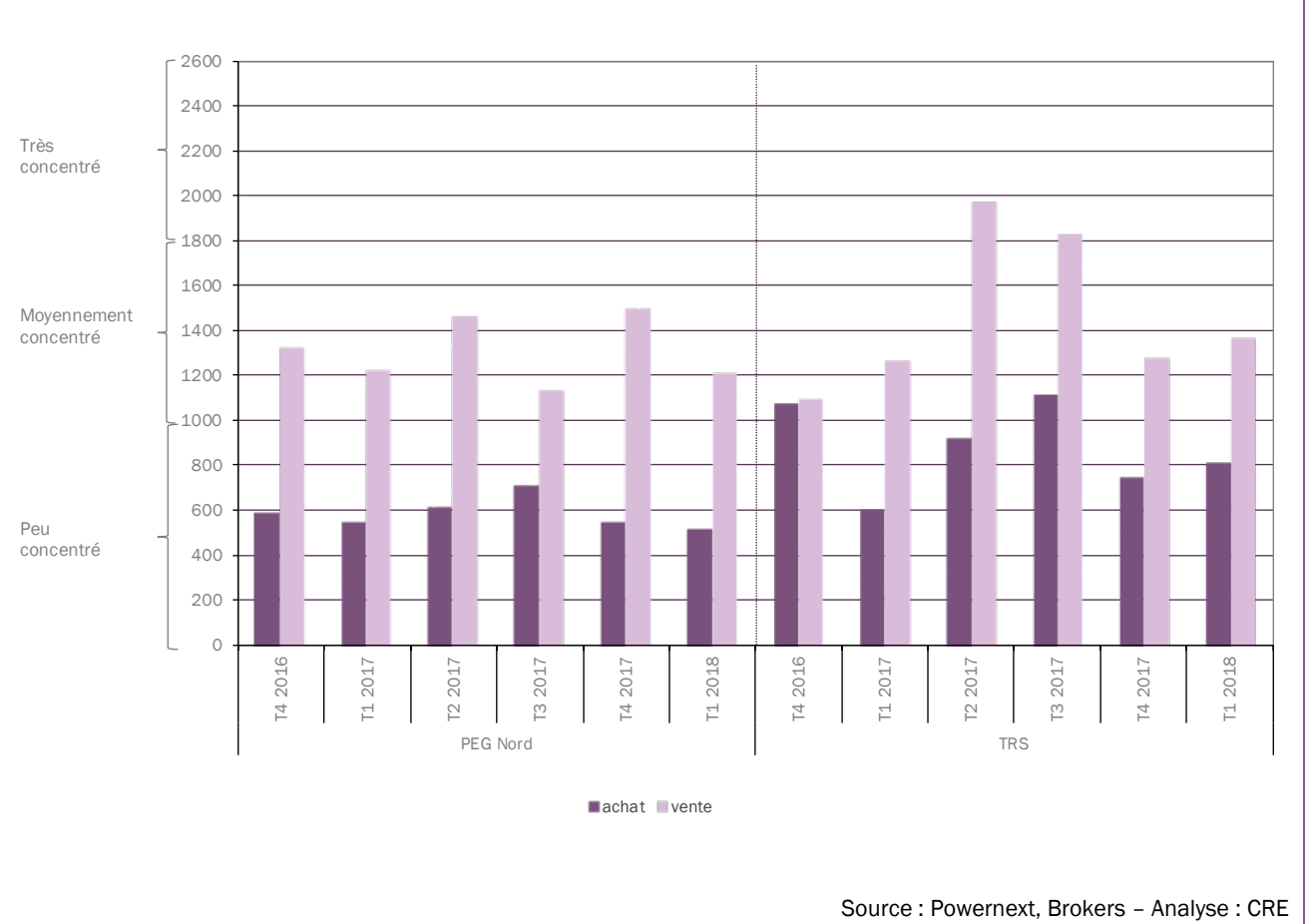
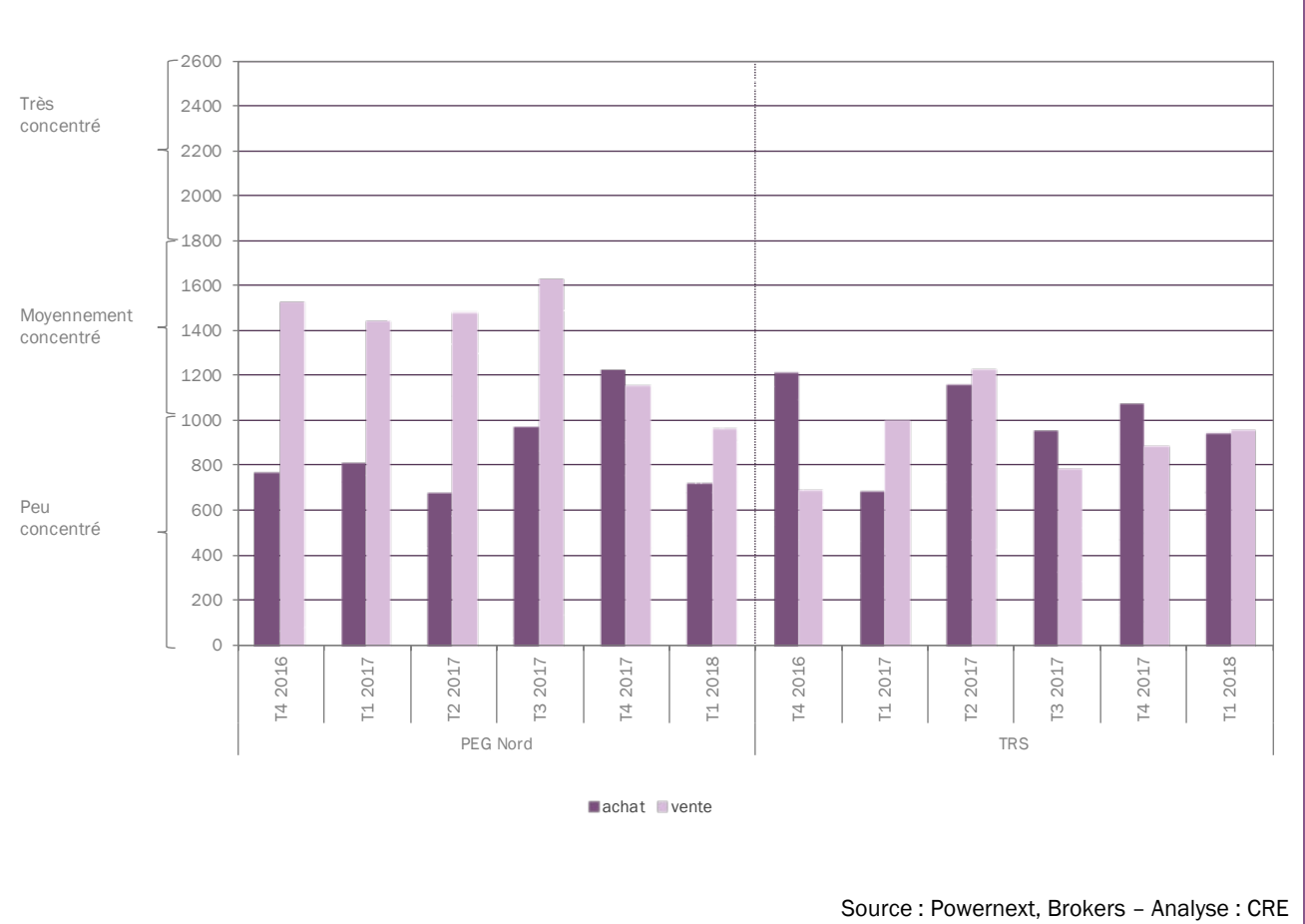


Figure 38 : Indices de concentration du marché spot français par zone



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

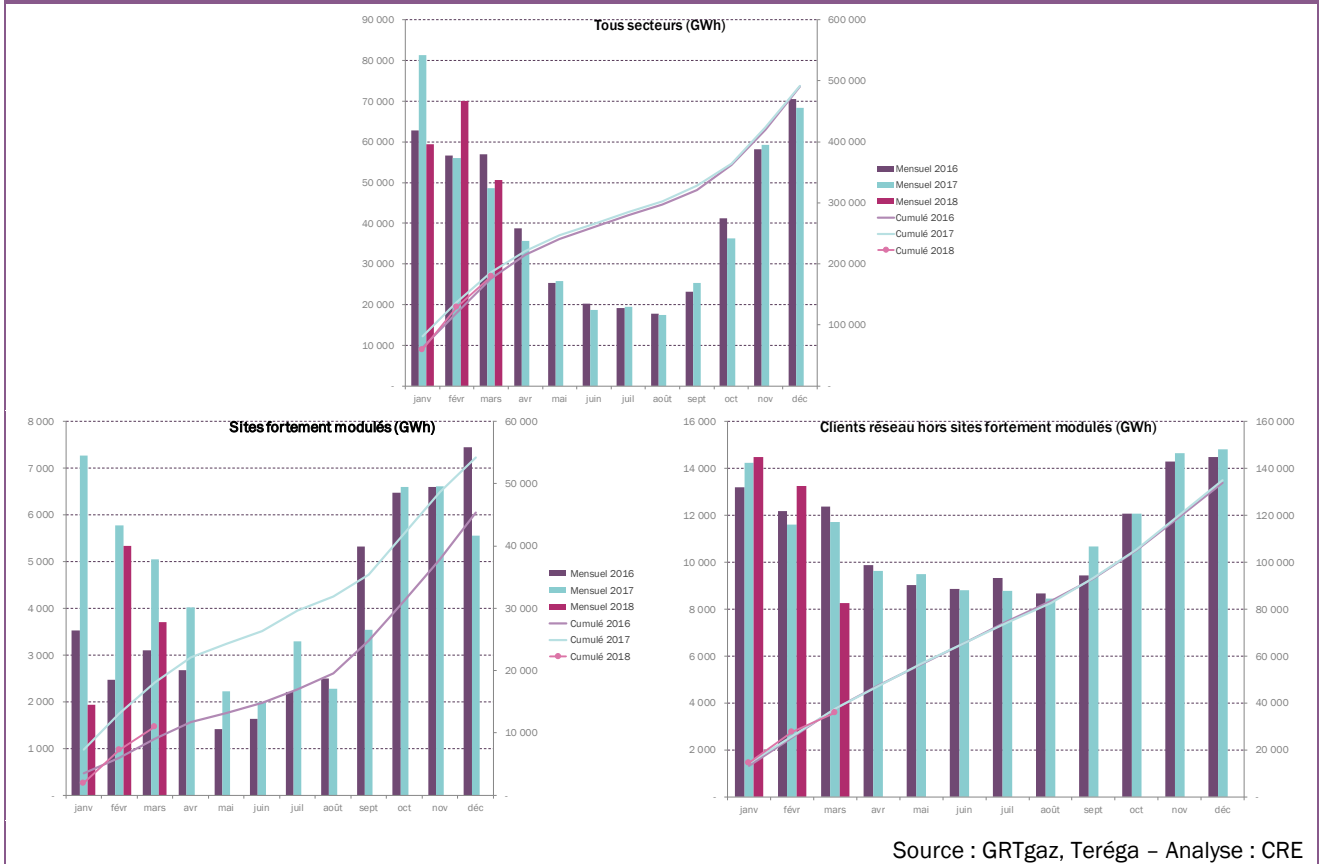
Figure 39 : Indices de concentration du marché à terme français par zone



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

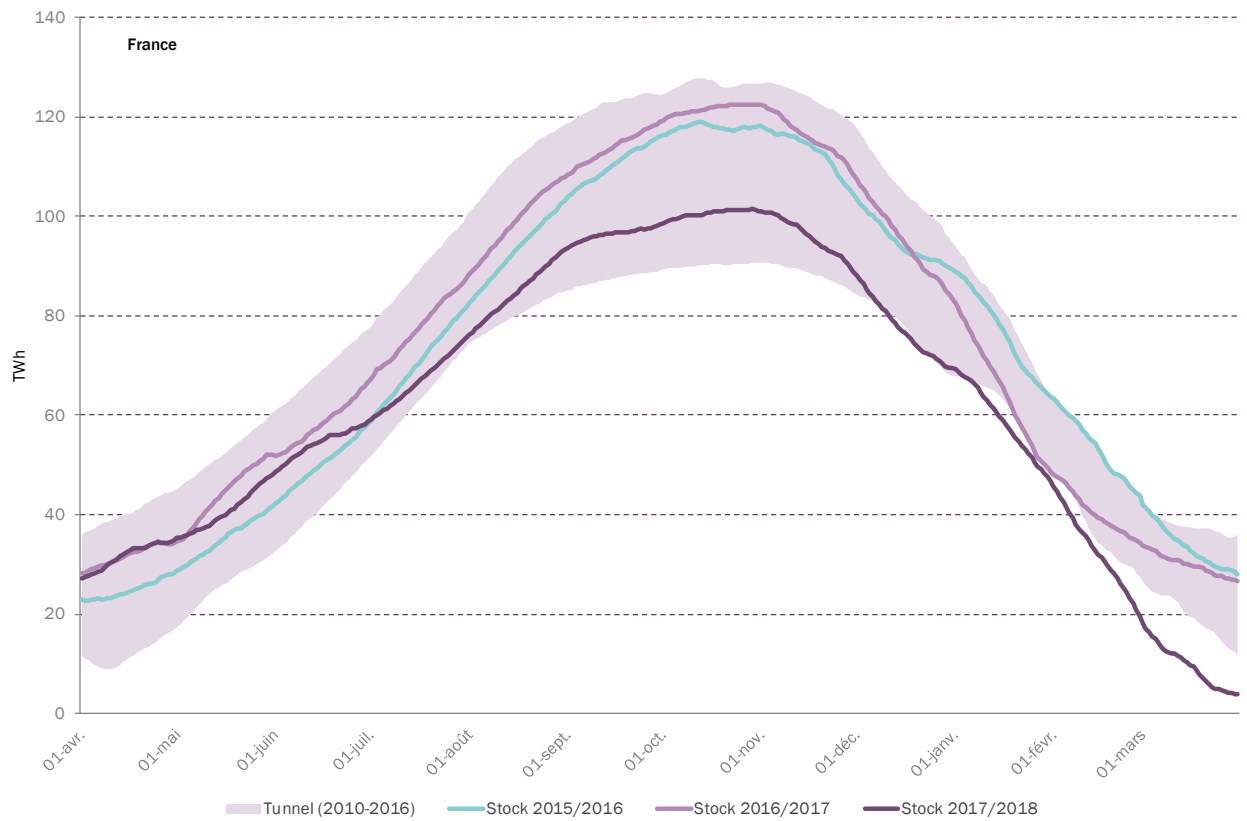
4.4 Fondamentaux

Figure 40 : Consommation de gaz en France



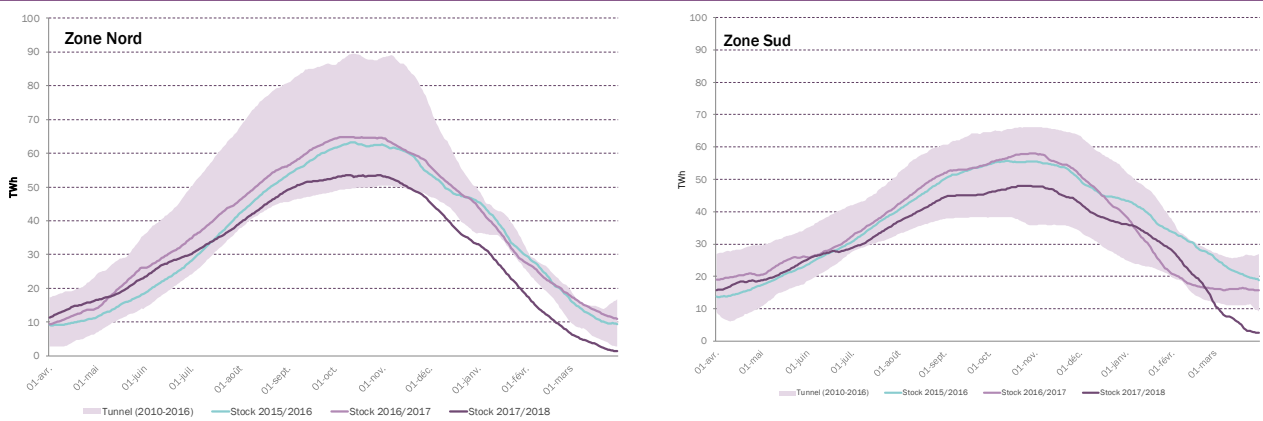
Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Figure 41 : Niveaux des stocks en France



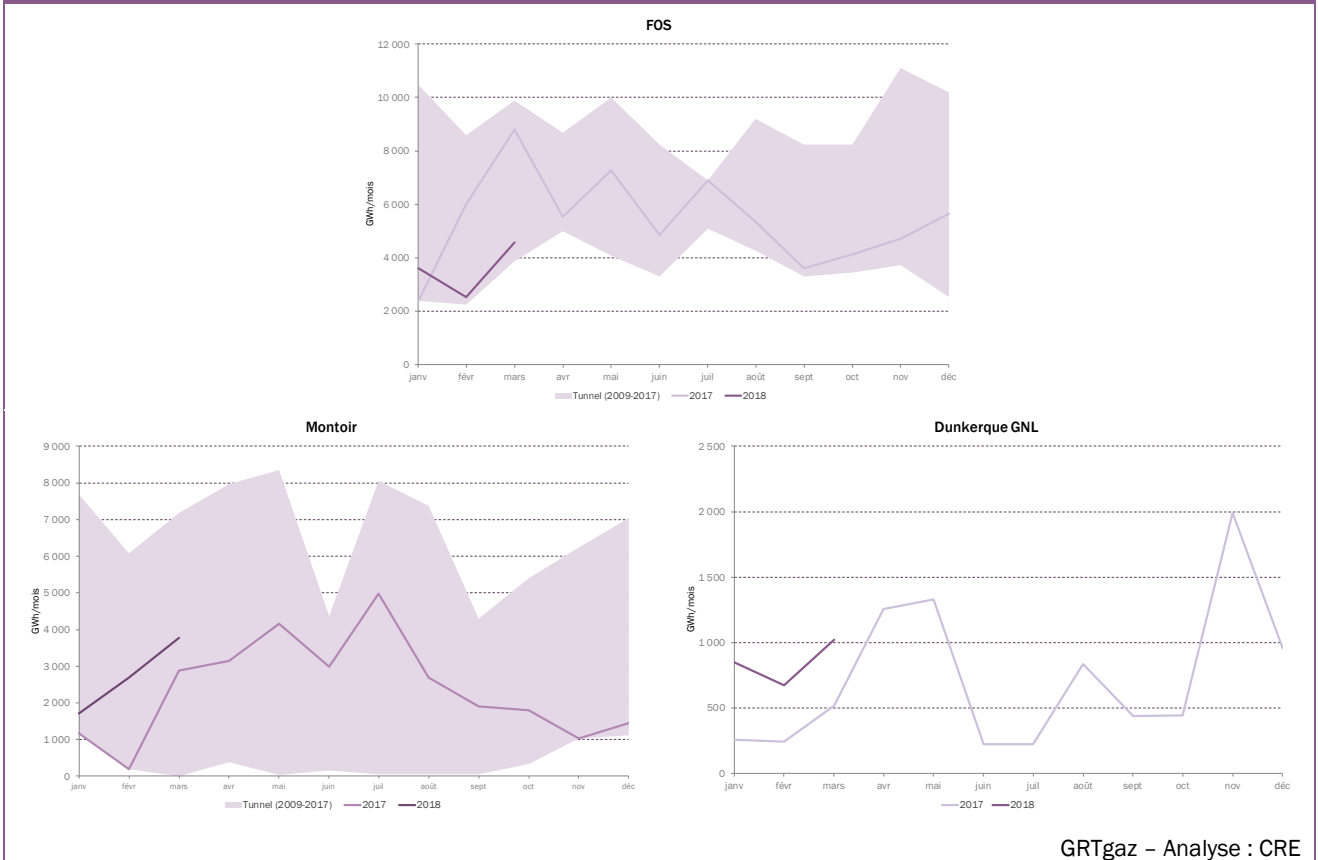
Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

Figure 42 : Niveau des stocks par zone



Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

Figure 43 : Emissions des terminaux méthaniens



GRTgaz – Analyse : CRE

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

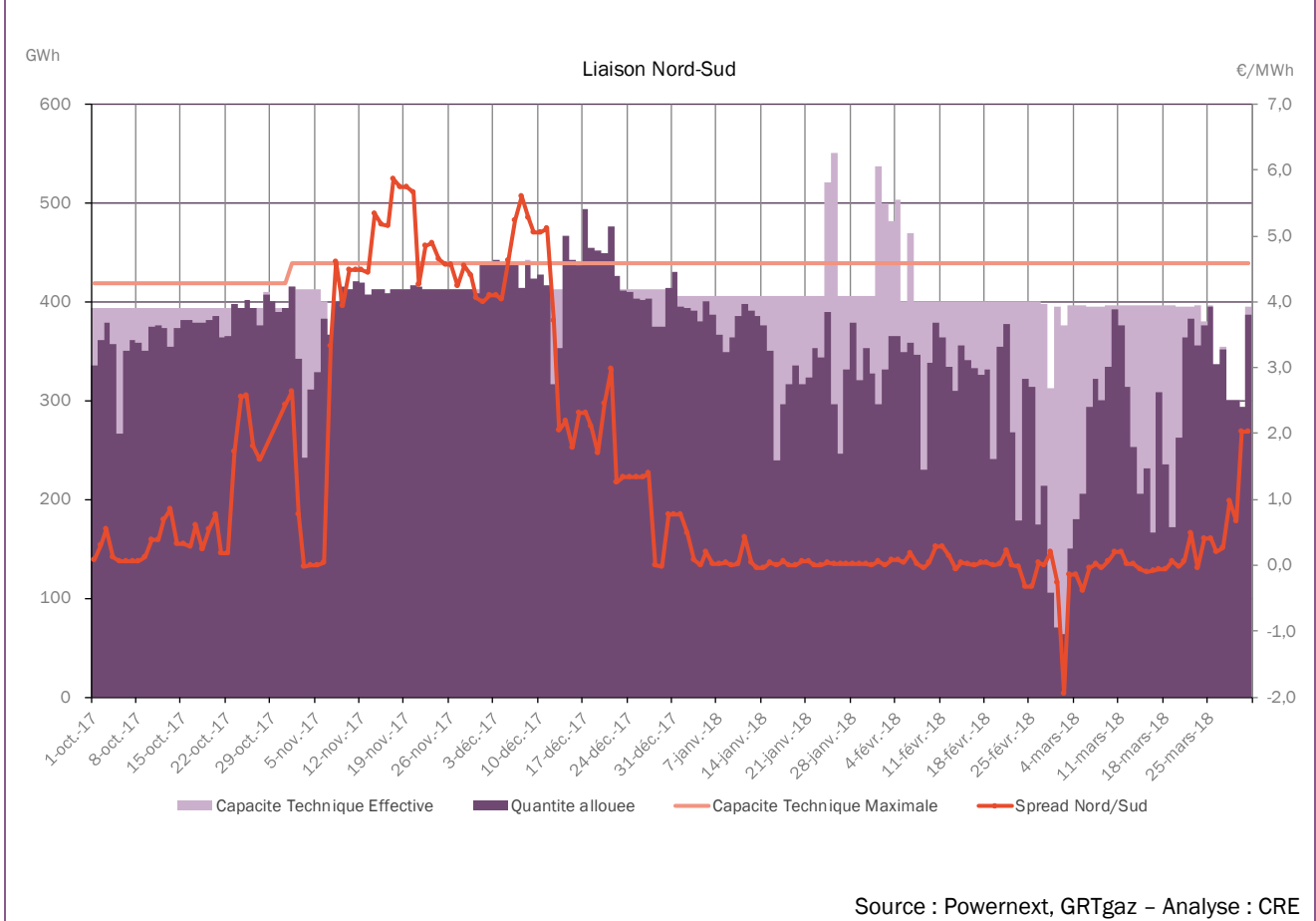


Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)

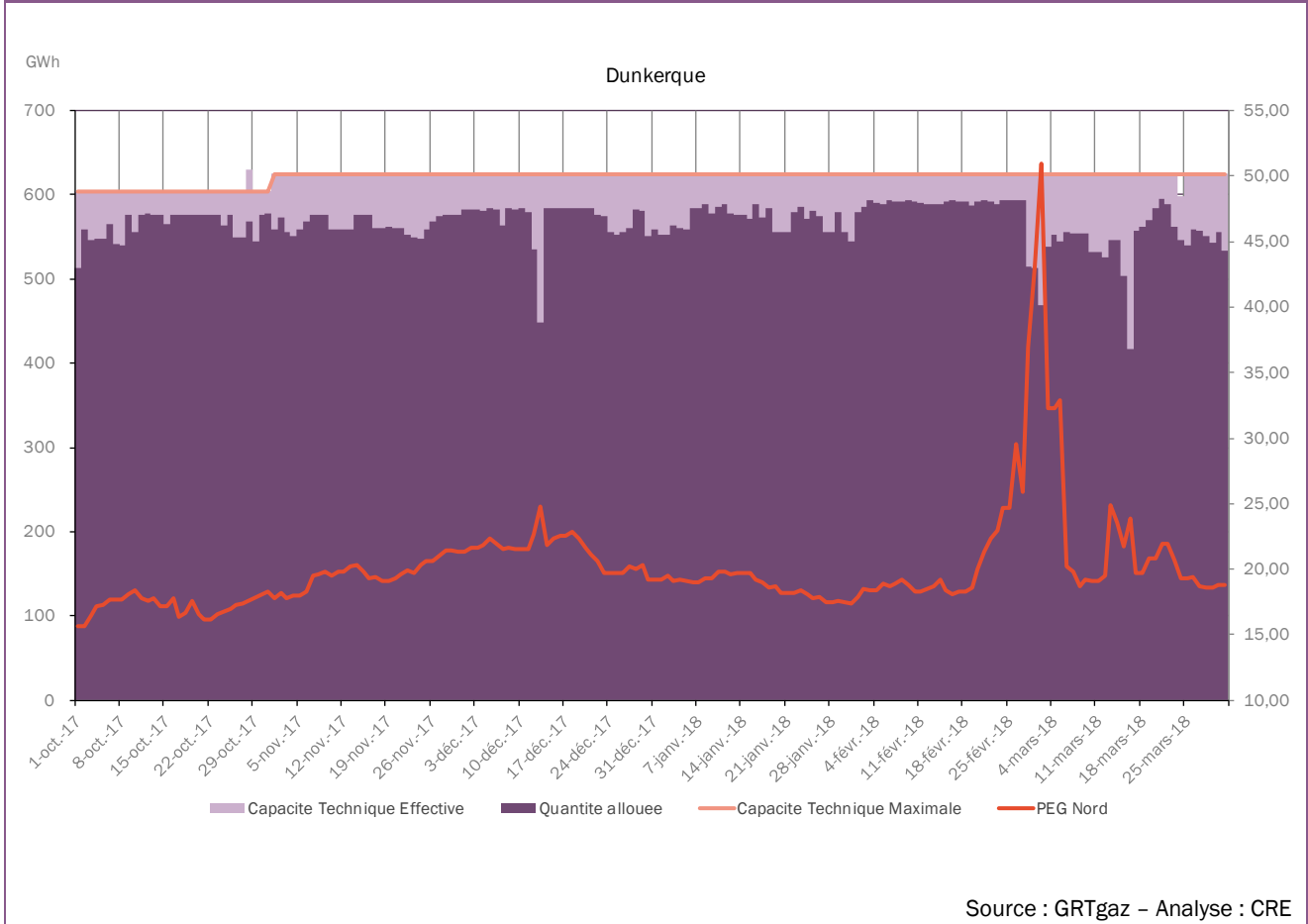
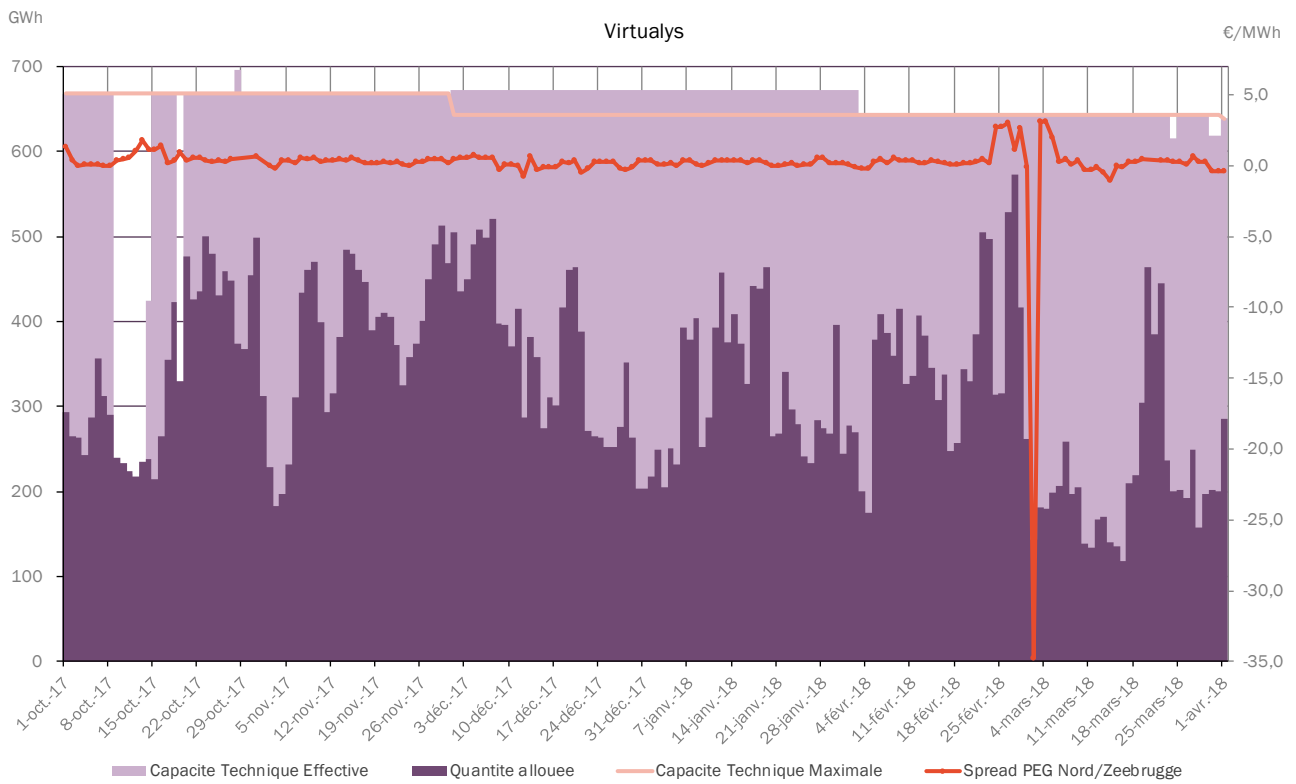


Figure 46 : Utilisation du PIV Virtualys* (sens Belgique vers France)



*Utilisation du PIR Taisnieres H avant le 1^{er} décembre 2017

Source : Powernext, ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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

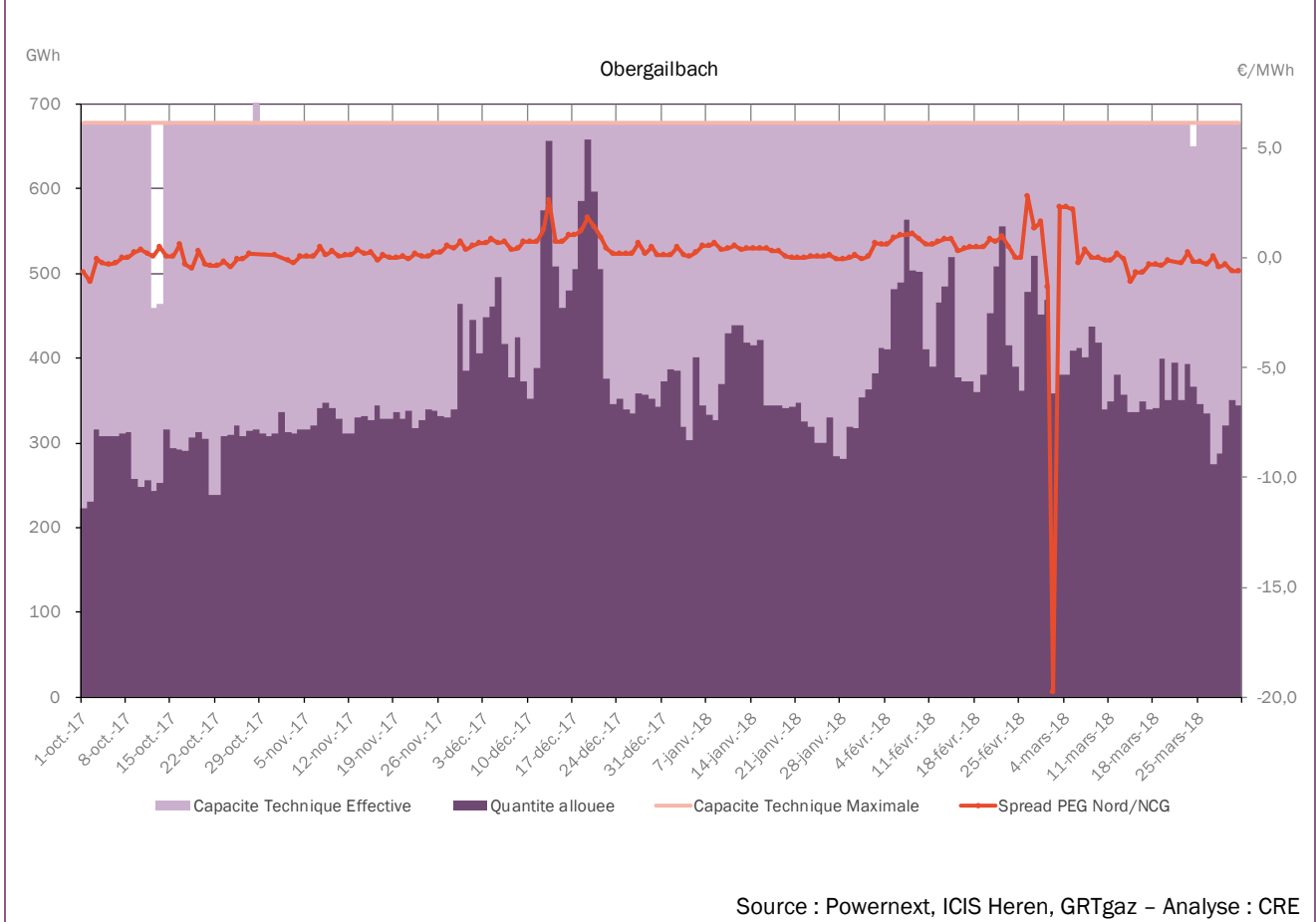


Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)

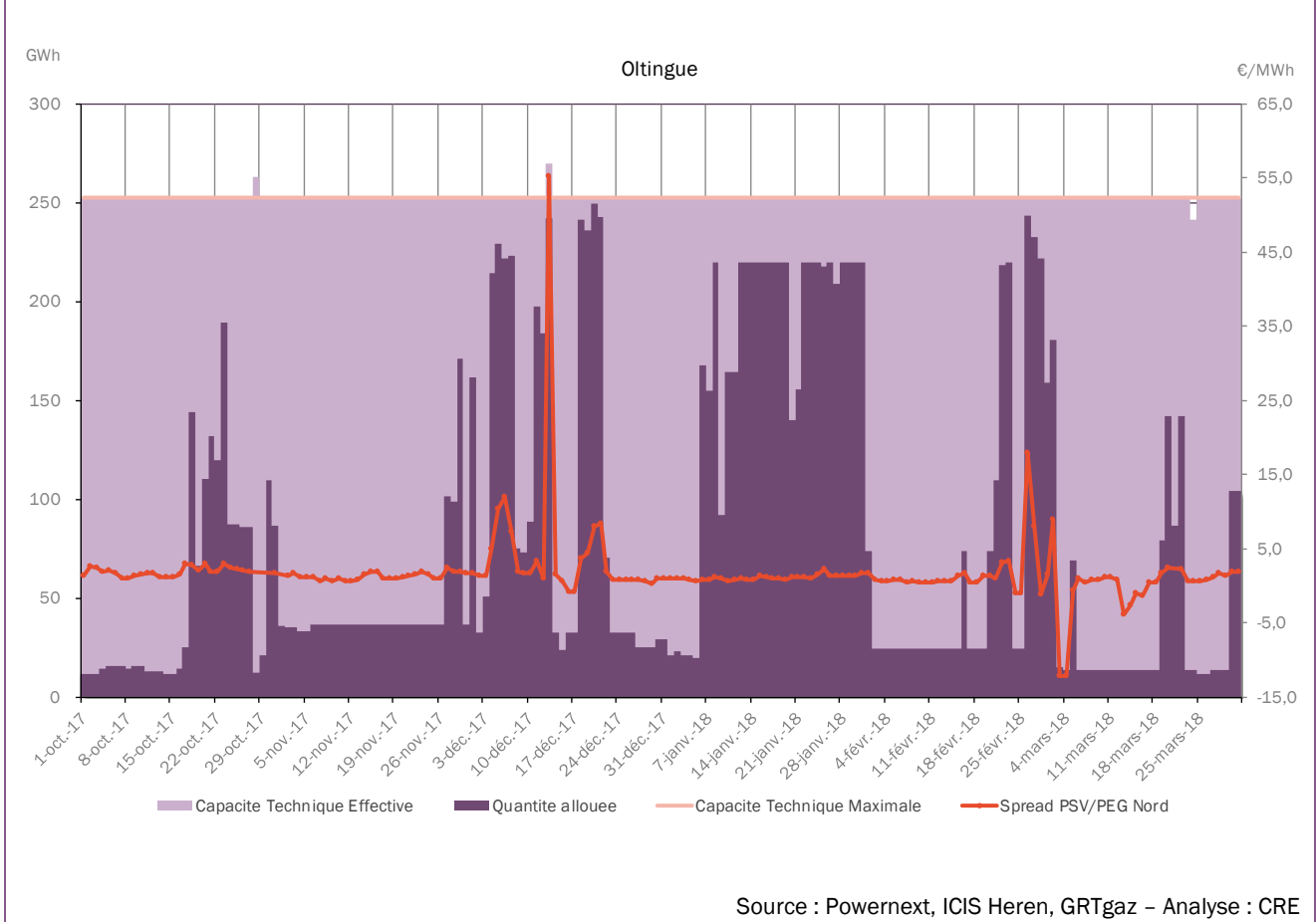


Figure 49 : Utilisation du PITM de Montoir (en entrée sur le réseau)

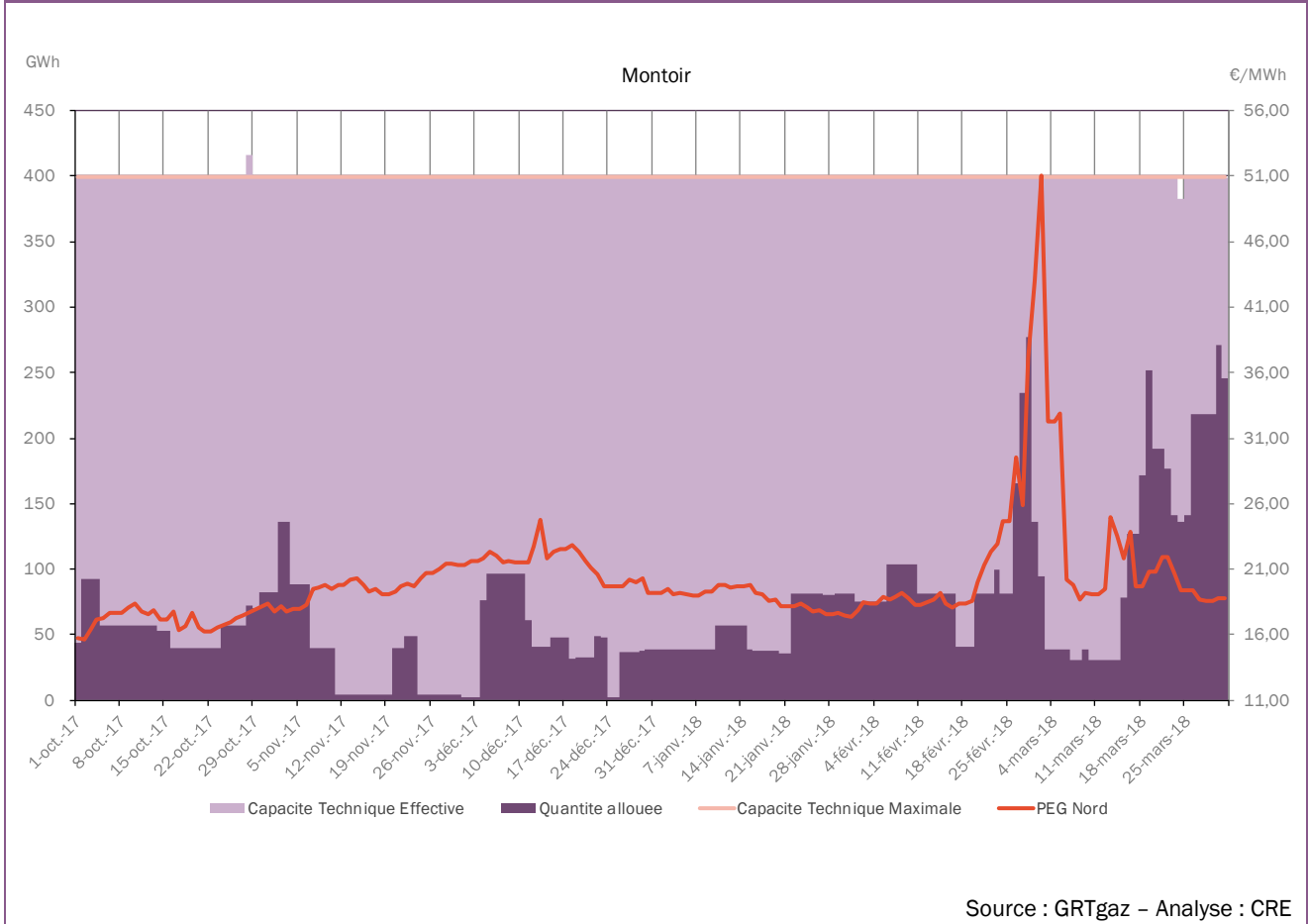


Figure 50 : Utilisation du PITM de Fos (en entrée sur le réseau)

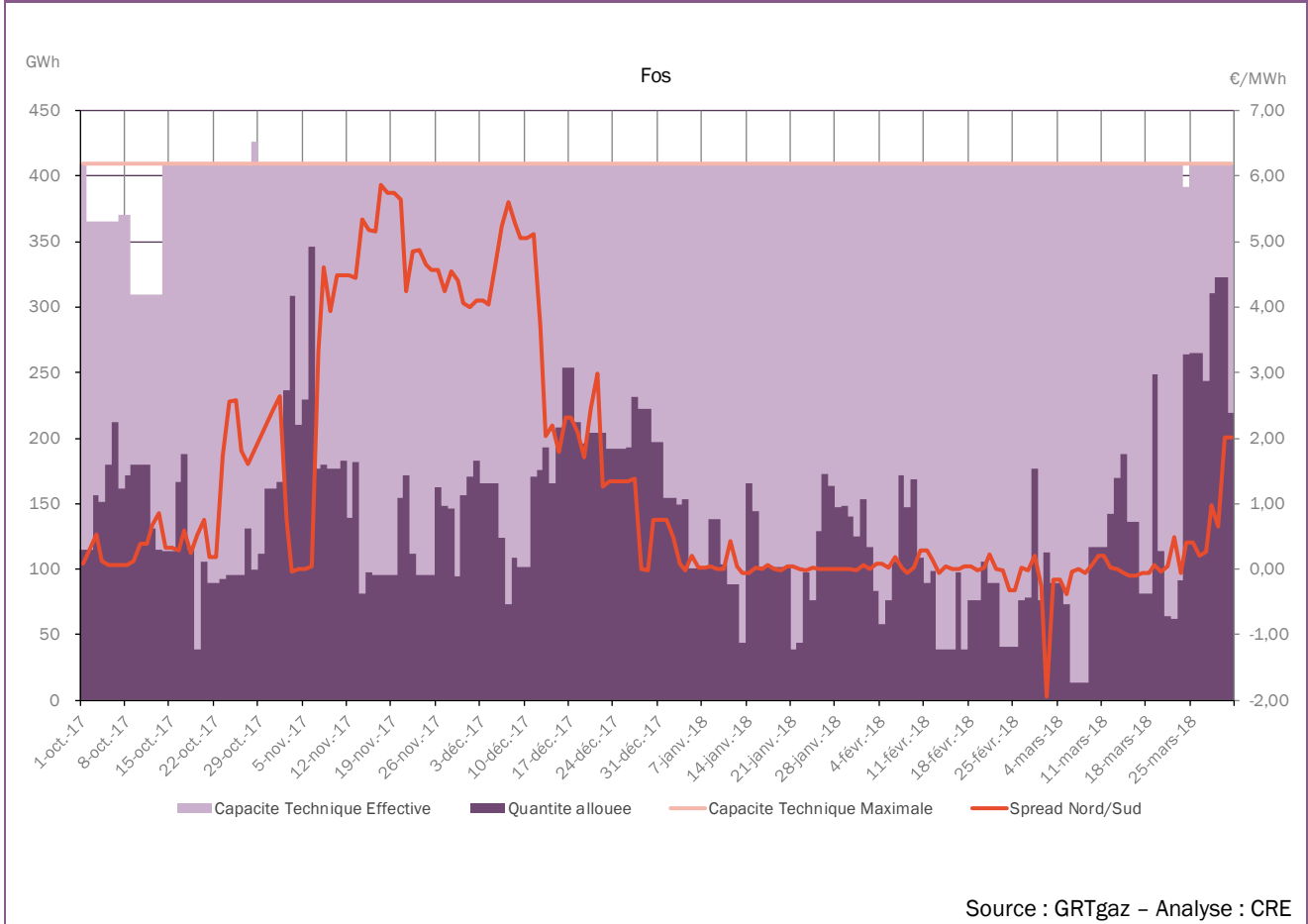


Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)

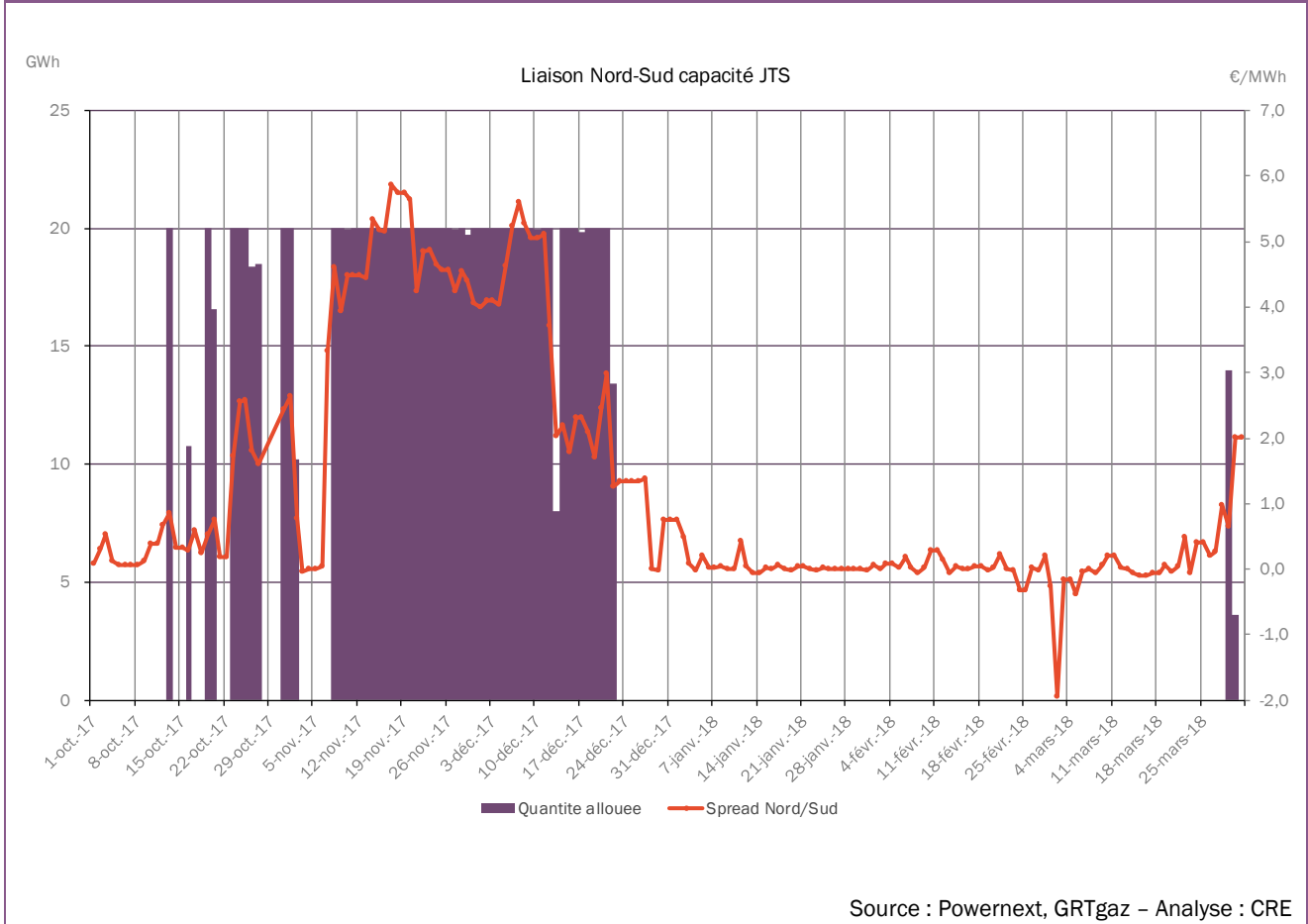


Figure 52 : Flux France-Espagne et spread PVB/TRS

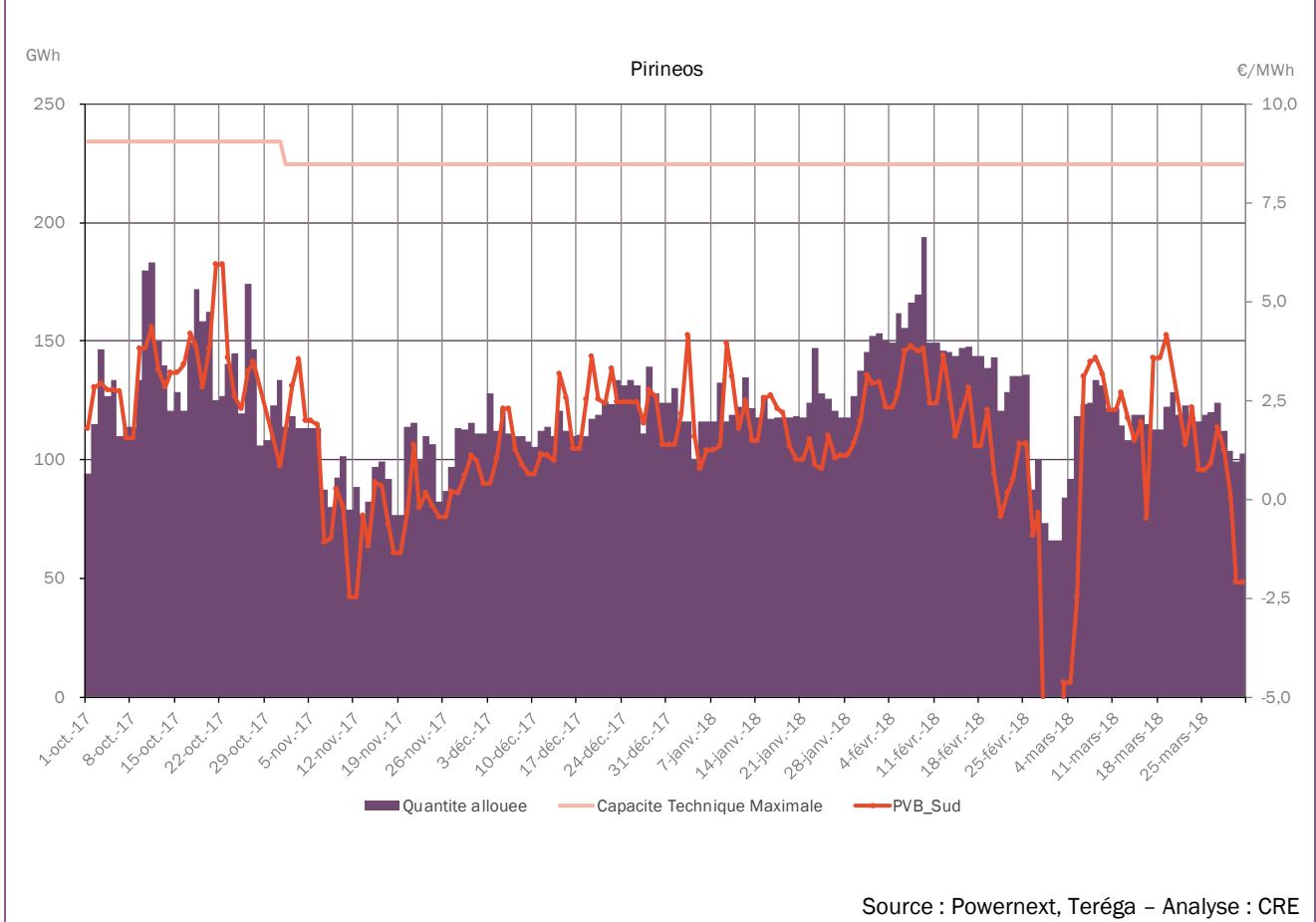
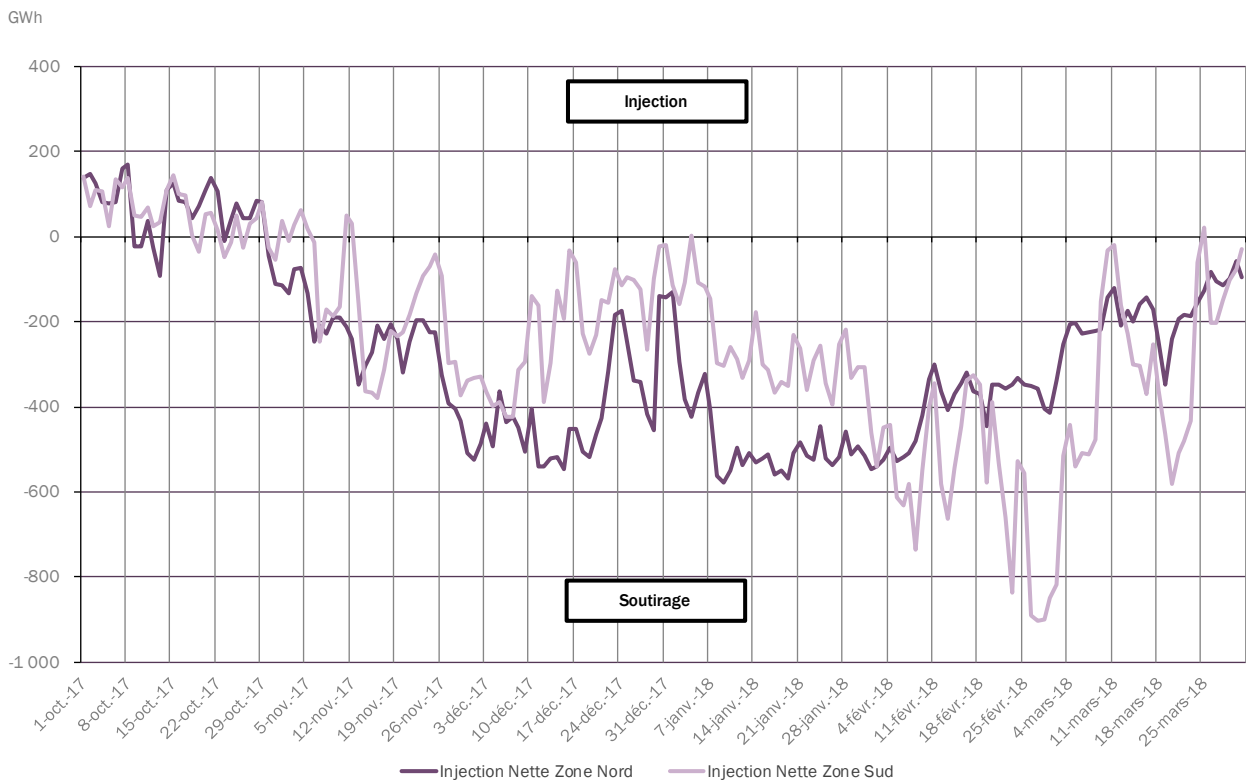


Figure 53 : Utilisation des stockages



Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

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

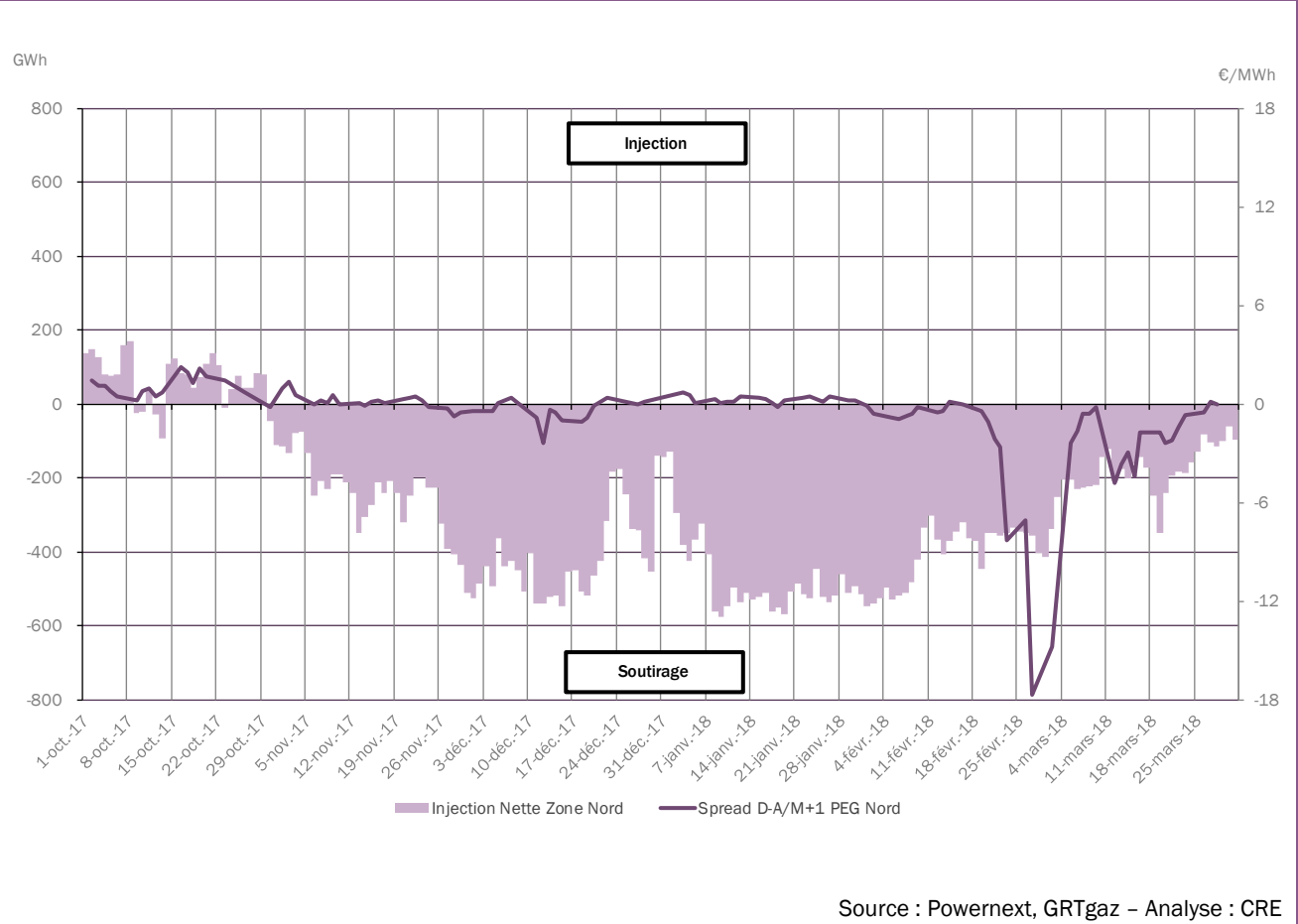
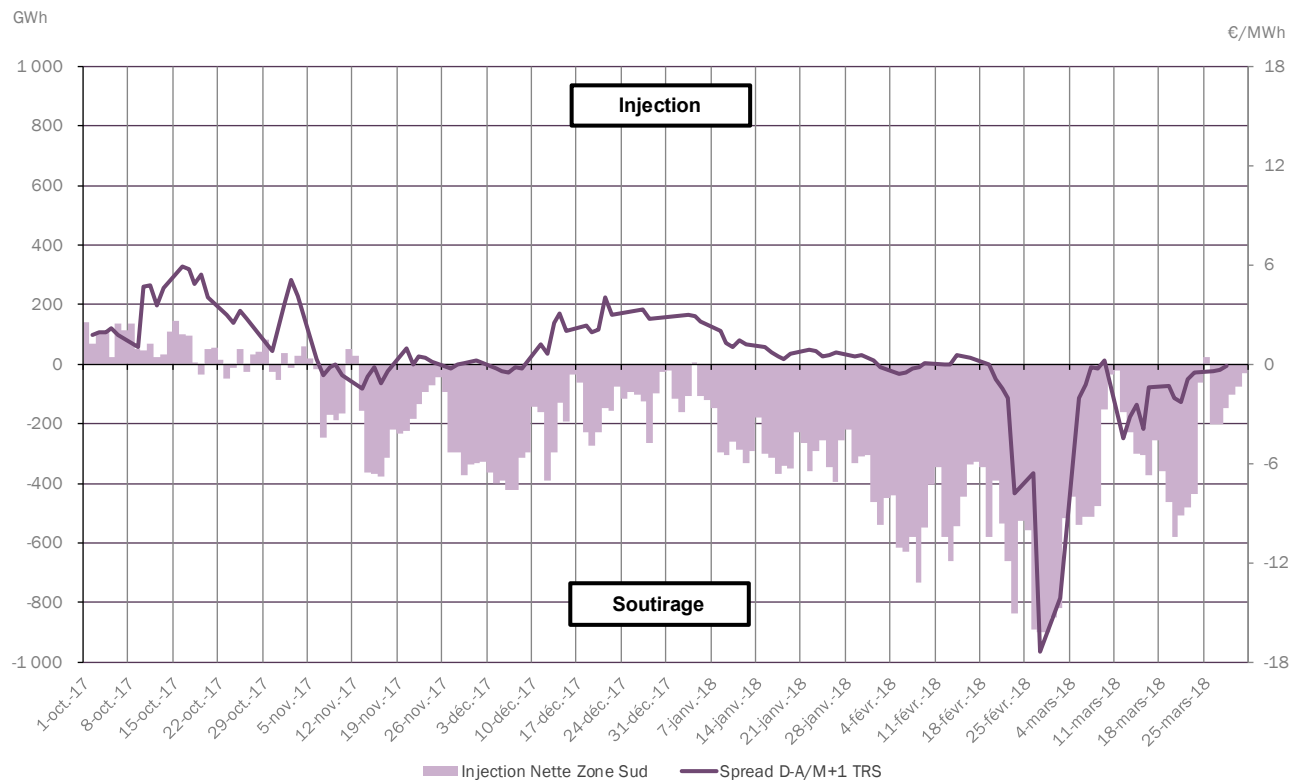
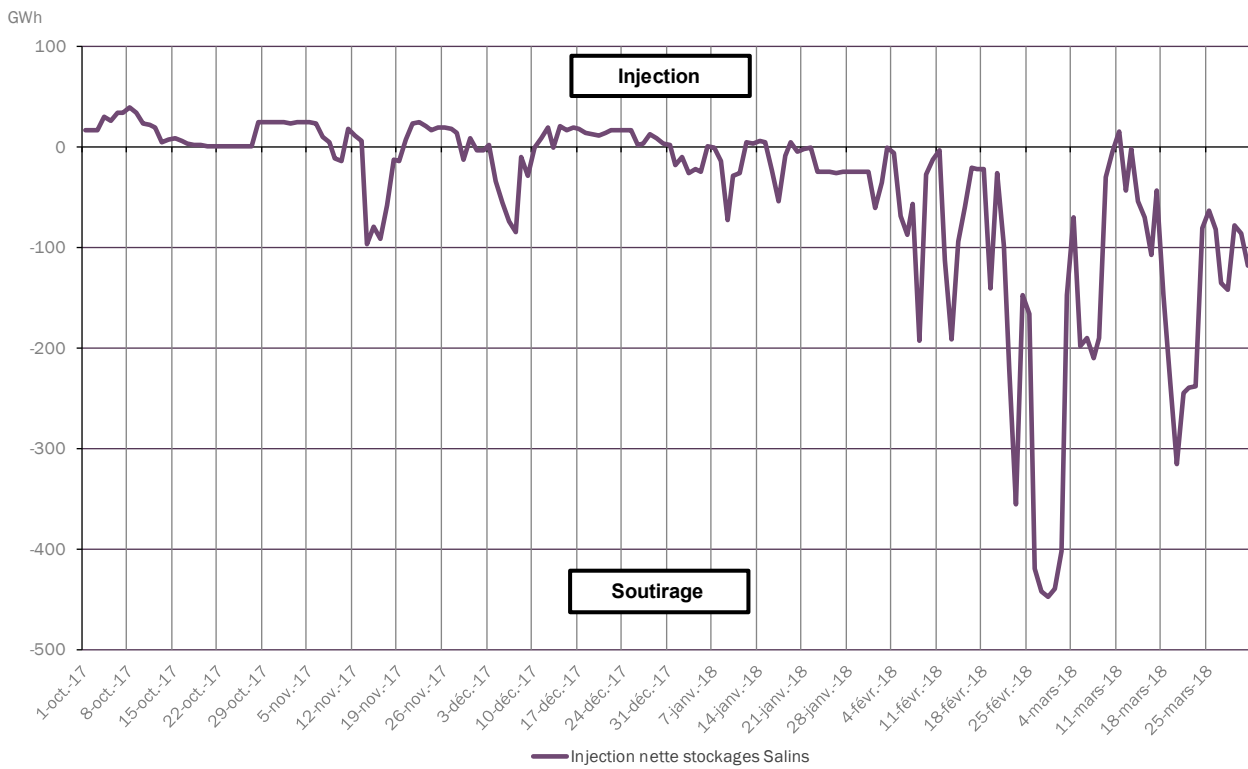


Figure 55 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source : Pownertex, GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source : GRTgaz, Teréga - Analyse : CRE

PARTIE 3 : **AUTRES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE**

1. PRIX DU QUOTA CO₂

Figure 57 : Évolution des prix spot et à terme EUA

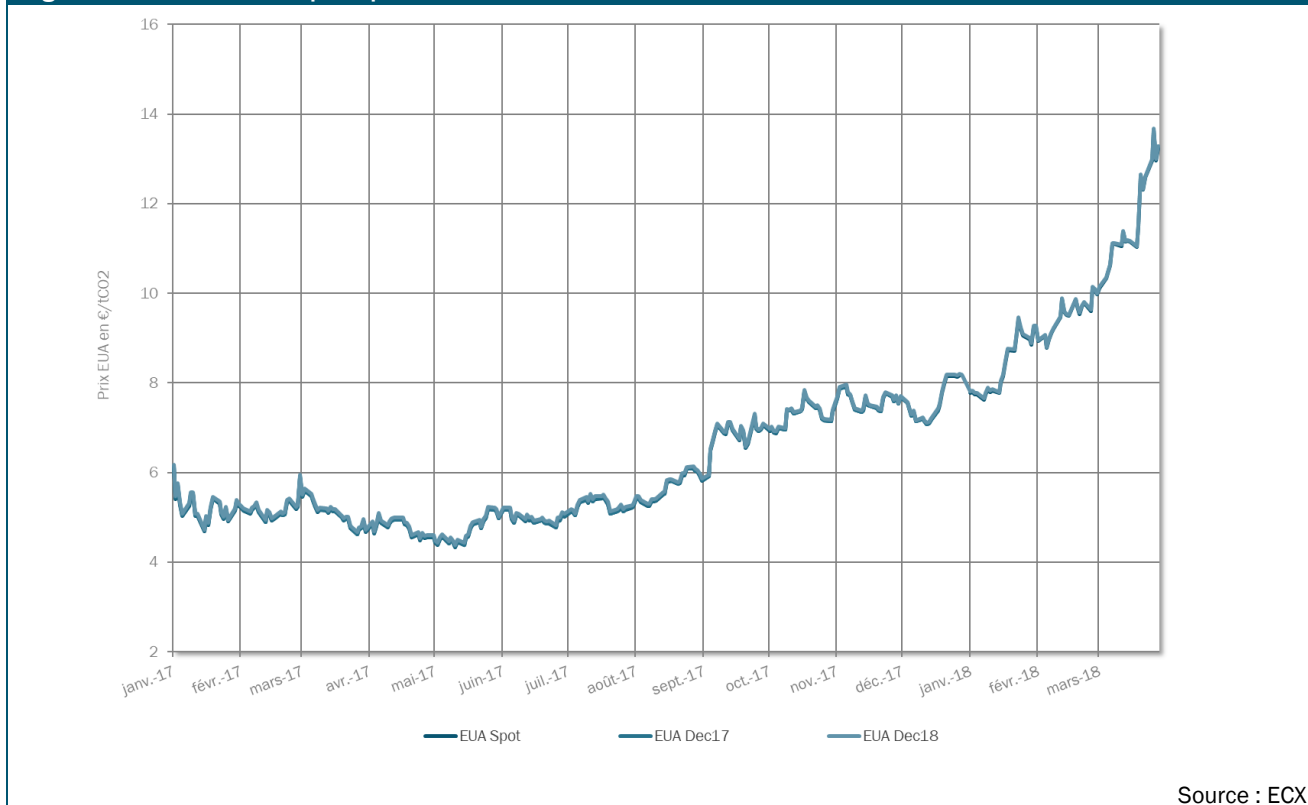


Figure 58 : Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers

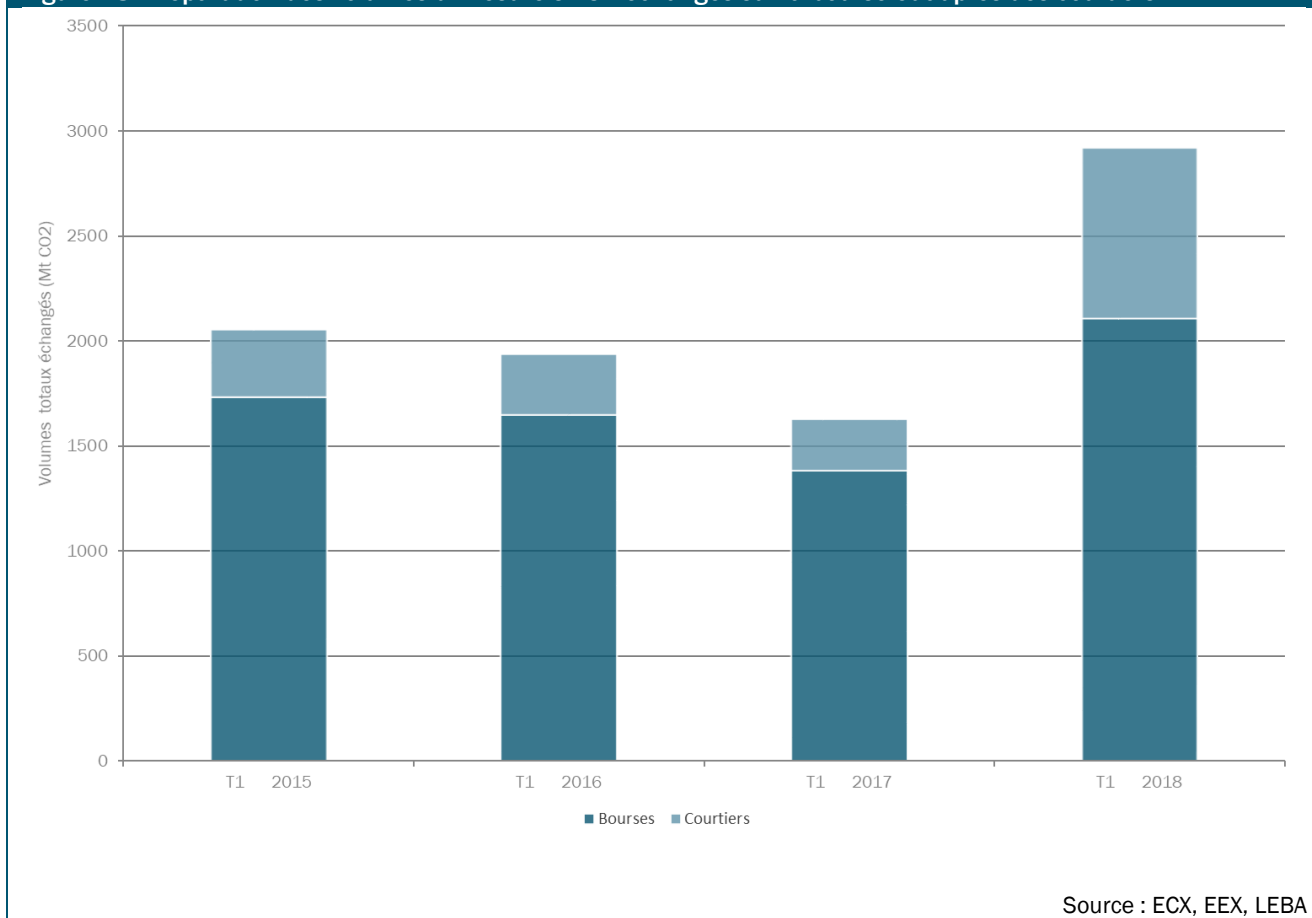
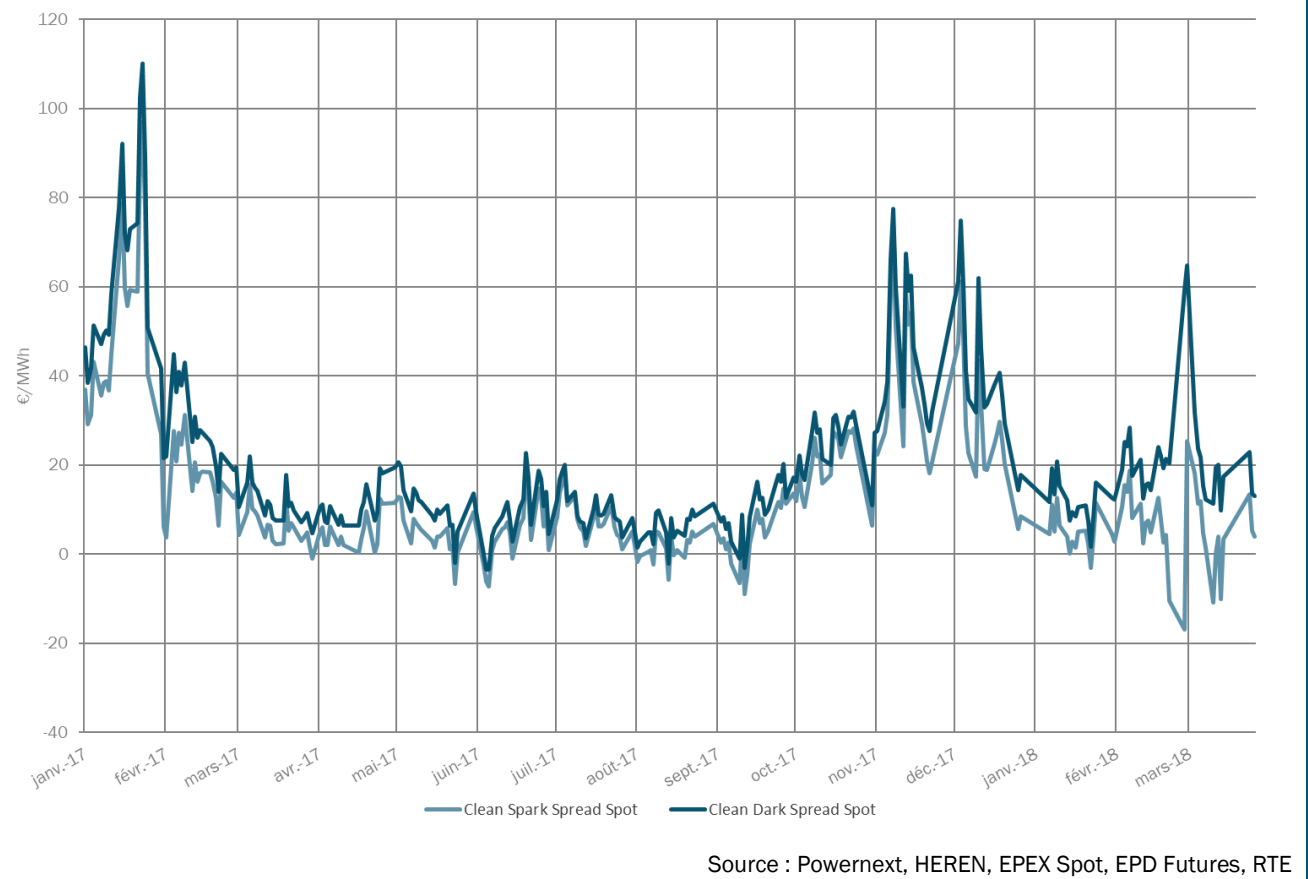


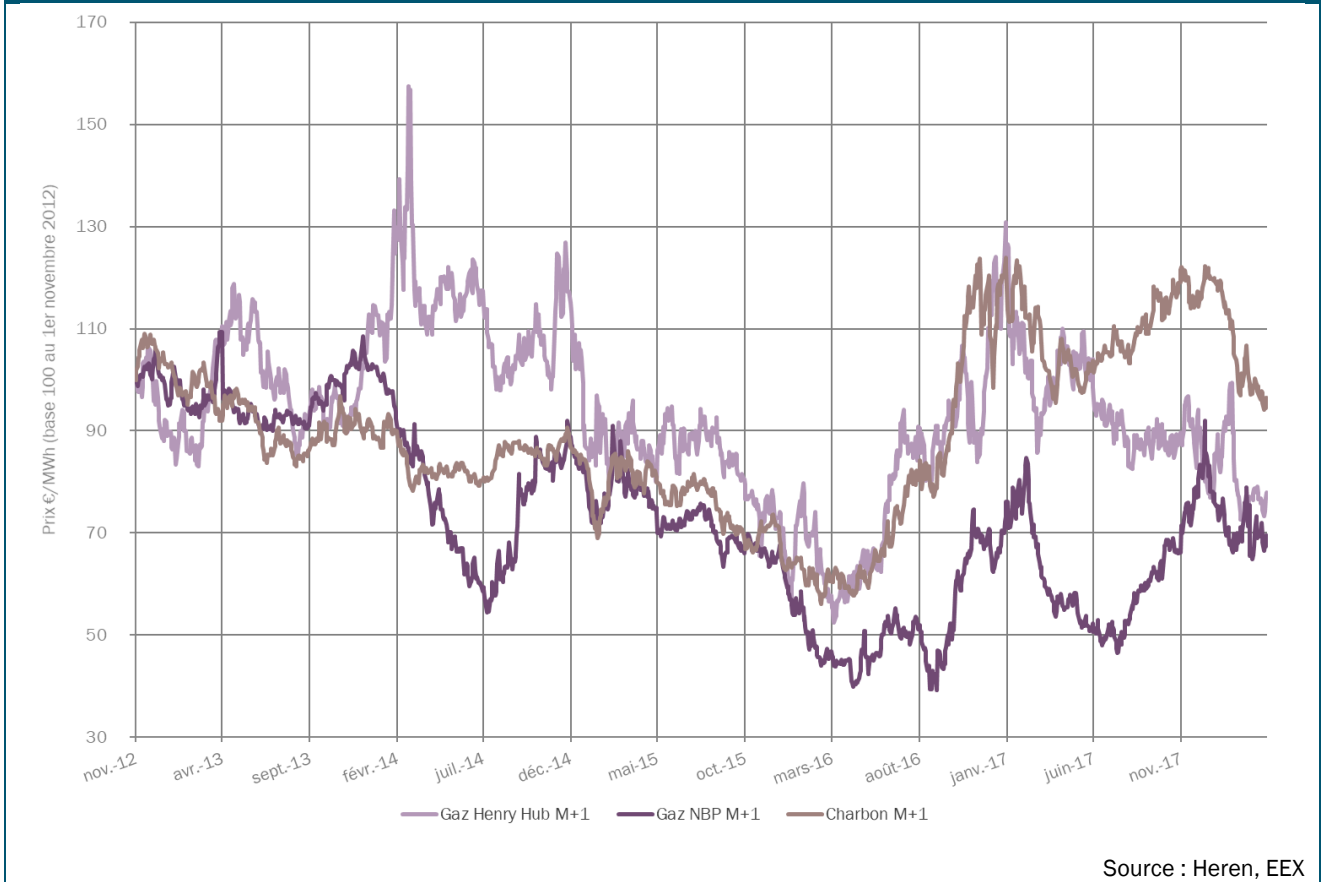
Figure 59 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe



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>	

2. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON

Figure 60 : 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 DU CO₂

Backloading : Solution de court terme pour gérer le surplus de marché des quotas de CO₂ qui consiste à geler la mise aux enchères de 400 millions de quotas en 2014, 300 millions en 2015 et de 200 millions en 2016. Au lieu d'être remis aux enchères en 2019 ou en 2020, ces quotas seront finalement transférés dans la Market Stability Reserve en 2019.

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. Ces crédits peuvent être utilisés pour la conformité dans le cadre de l'EU ETS jusqu'à la fin de phase 3, soit jusqu'en 2020, dans une certaine limite.

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. Ces crédits peuvent être utilisés pour la conformité dans le cadre de l'EU ETS jusqu'à la fin de phase 3, soit jusqu'en 2020, dans une certaine limite.

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

Fuite Carbone : Situation dans laquelle une entreprise, pour échapper aux coûts liés aux politiques climatiques, délocalise sa production dans une zone moins contraignante.

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.

MOC : Mise en œuvre conjointe, autre mécanisme de flexibilité du protocole de Kyoto qui permet aux pays industrialisés de financer des projets de réduction d'émissions ou de séquestration de gaz à effet de serre dans les pays industrialisés et de s'octroyer les unités de réduction d'émission (ERU) associées pour atteindre leurs objectifs de réduction d'émissions.

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 IV : Quatrième phase de l'EU ETS qui couvrira la période 2021-2030. Ses règles, qui ont été adoptées en novembre 2017 par la Commission Européenne, visent notamment à mieux adresser le risque de fuite carbone, et à éviter les surplus sur le marché des quotas de CO₂.

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).

Réserve de Stabilité du Marché (MSR) : Solution de long terme pour gérer le surplus de marché des quotas de CO₂. Ce mécanisme, qui entrera en service en 2019, permettra d'absorber 12% du surplus lorsqu'il est au-dessus de 833 MtCO₂ et de relâcher 100 MtCO₂ de permis sur le marché lorsque le surplus de marché est inférieur à 400 MtCO₂. Il est prévu que de 2019 à 2023, le taux d'absorption soit doublé. De plus, le volume de la réserve est plafonné au volume d'enchères de l'année précédente : si le plafond est dépassé, les permis seront supprimés.

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.....	11
Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles.....	14
Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	14
Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT.....	15
Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT.....	16
Figure 6 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	17
Figure 7 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	18
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	19
Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT.....	20
Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	21
Figure 11 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne	22
Figure 12 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe.....	23
Figure 13 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	24
Figure 14 : Consommation.....	25
Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire	25
Figure 16 : Taux de production de la filière charbon.....	26
Figure 17 : Taux de production de la filière gaz.....	26
Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique.....	27
Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)	27
Figure 20 : Solde exportateur	28
Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T1 2018	28
Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T1 2018.....	29
Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T1 2018.....	29
Figure 24 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France.....	33
Figure 25 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe.....	36
Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	37
Figure 27 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe.....	38
Figure 28 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	39
Figure 29 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	40
Figure 30 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz dans le monde.....	41
Figure 31 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers.....	42
Figure 32 : Livraisons aux PEG	43
Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit.....	44
Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché spot par zone	45
Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché à terme par zone.....	46
Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	47
Figure 37 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	48
Figure 38 : Indices de concentration du marché spot français par zone.....	49
Figure 39 : Indices de concentration du marché à terme français par zone	50
Figure 40 : Consommation de gaz en France	51

Figure 41 : Niveaux des stocks en France	52
Figure 42 : Niveau des stocks par zone	52
Figure 43 : Emissions des terminaux méthaniers	53
Figure 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud).....	54
Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau).....	55
Figure 46 : Utilisation du PIV Virtualys* (sens Belgique vers France).....	56
Figure 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	57
Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse).....	58
Figure 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau).....	59
Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau).....	60
Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	61
Figure 52 : Flux France-Espagne et spread PVB/TRS	62
Figure 53 : Utilisation des stockages	63
Figure 54 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)	64
Figure 55 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	65
Figure 56 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud.....	66
Figure 57 : Évolution des prix spot et à terme EUA	67
Figure 58 : Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers	68
Figure 59 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe	69
Figure 60 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012).....	70

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité	11
Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre	12
Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre	12
Tableau 4 : Disponibilité et taux de production	13
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	13
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	13
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité.....	13
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz	34
Tableau 9 : Prix	34
Tableau 10 : Négoce	35

