



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



OBSERVATOIRE

1^E TRIMESTRE 2019 (DONNÉES AU 31/03/2019)

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 de gros 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.

Les données sous-jacentes aux tableaux des indicateurs-clés sont disponibles sur le site internet de la CRE rubrique « Open Data » (www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data).

SOMMAIRE

INTRODUCTION	3
LES FAITS MARQUANTS DU TRIMESTRE	5
LES INDICATEURS DE MARCHÉ	9
PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	10
1. DATES-CLÉS	10
2. BILAN PHYSIQUE	12
3. CHIFFRES-CLÉS	12
4. GRAPHIQUES	15
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	61
5. PRIX DU QUOTA CO₂	61
6. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON	64
GLOSSAIRE	65
GLOSSAIRE COMMUN	65
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	65
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU GAZ	66
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU CO₂	66
INDEX DES GRAPHIQUES	69
INDEX DES TABLEAUX	71

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

Net rebond de 30 % du prix du pétrole après la lourde chute fin 2018, le charbon baisse de 20 €/t

Tandis que le prix du pétrole avait enregistré une forte perte au trimestre précédent, le début de l'année 2019 se caractérise par le rebond du prix du Brent qui gagne 15 \$/bbl sur le premier trimestre et clôture ainsi le mois de mars à son plus haut niveau annuel avec presque 70 \$/bbl. Le prix exprimé en euro s'établit en moyenne à 56 €/bbl sur le trimestre, soit 8 % inférieur au niveau moyen de 2018.

Les marchés pétroliers ont d'abord été marqués en janvier par la crise présidentielle au Venezuela. Des fortes sanctions de la part des Etats-Unis envers la compagnie nationale pétrolière vénézuélienne ont eu pour effet de soutenir les prix du Brent à la hausse. En parallèle, la tendance haussière a été confortée par une vision plus optimiste des marchés vis-à-vis de l'apaisement de la guerre commerciale sino-américaine et des annonces de l'OPEP relatifs à la prolongation du contrôle de la production jusqu'en juin. Les perspectives économiques moins porteuses et les craintes de récession ont été fréquemment évoquées dans l'actualité mais n'ont pas pesé visiblement sur les prix.

Les prix du charbon ont affiché une tendance opposée à ceux du pétrole : le prix API2 perd plus de 30 % et clôture le trimestre à 55 €/t, soit un plus bas niveau depuis 2017. Le prix moyen sur le trimestre s'établit à 66 €/t enregistrant ainsi une baisse de 20 % par rapport au niveau moyen de 2018. En dépit de la hausse du pétrole, le marché a été orienté à la baisse en lien avec des stocks confortables du charbon en Europe et en Asie, les perspectives de ralentissement de la croissance chinoise (6,6 % en 2018 contre 6,9 % en 2017) et avec une baisse de la production électrique des centrales à charbon en Europe.

Malgré une baisse les prix du marché de gros de l'électricité restent assez élevés par comparaison au premier trimestre 2018

La consommation française au cours du premier trimestre 2019 a diminué et s'est établie à environ 131 TWh (Figure 14) contre 136 TWh au cours de la même période en 2018 (-4 %). La disponibilité nucléaire a légèrement diminué (Figure 15), avec un taux de disponibilité moyen de 86 % (-0,6 points par rapport au premier trimestre 2018). Ce taux est également supérieur de 10,3 points par rapport au quatrième trimestre 2018 (75,7 %). Au total sur la période, la production nucléaire s'est établie à 111,7 TWh, restant quasi-stable (-1 %) par rapport à la même période en 2018.

La production hydraulique au premier trimestre 2019 s'établit à 15,3 TWh, en baisse de -30 % par rapport à la même période en 2018 soit le niveau le plus bas ou inférieur du tunnel historique 2013-2017 (Figure 18). Le trimestre a également été marqué par une hausse de 11 % de la production éolienne (9,8 TWh) par rapport au trimestre précédent. Le taux d'utilisation des filières charbon et gaz (Figures 16 et 17) a été de 11 % (soit 0,69 TWh de production) et 49 % (soit 13,02 TWh de production) en moyenne au cours du premier trimestre 2019 respectivement, contre 32 % et 45 % en 2018. Par rapport au quatrième trimestre 2018 la production fossile affiche une progression de 5,3 %.

Le solde exportateur de la France se porte à 12,9 TWh à la même hauteur du premier trimestre 2018 (Figure 20). Les exportations ont diminué de -3,1 %, avec notamment une baisse de -6,8 % des exportations pendant les heures de pointe et -0,7 % sur des exportations en dehors de ces périodes pour le même trimestre en 2018. Les importations ont également diminué de -7,3 %, avec notamment une baisse de -9,3 % des importations pendant les heures de pointe et -5,7 % sur les importations en dehors de ces périodes pour le même trimestre en 2018.

Les prix spot de l'électricité se sont établis à 47,2 €/MWh au cours du premier trimestre 2019, soit une augmentation de +8 % par rapport à la même période en 2018. La tendance haussière est également observée en Allemagne où les prix spot allemands ont atteint en moyenne 41,3 €/MWh, soit une hausse de +16 % par rapport à l'année précédente (Figure 10). Le spread France - Allemagne s'est réduit de -29 % passant de 8,3 €/MWh au premier trimestre 2018 en moyenne à 5,9 €/MWh au cours de la même période en 2019.

Sur les marchés à terme, le prix du produit Calendaire France Base 2020 a diminué de -11 % en moyenne par rapport au trimestre précédent, et son équivalent Allemand a diminué de -9 %. Les prix ont atteint respectivement 51,1 €/MWh (Calendaire France Base 2020) et 48 €/MWh (Calendaire Allemagne base 2020) en moyenne. Rapportés à la même période en 2018 ces prix affichent des hausses de +28 % en moyenne pour le Calendaire France.

S'agissant du négoce sur le marché à terme, les volumes échangés de produit annuel (Y+1) sont en diminution de -47 % par rapport au premier trimestre 2018 et de -59 % par rapport au quatrième trimestre 2018. Sur les produits mensuels (M+1), les volumes échangés sont en baisse de -33 % par rapport au premier trimestre 2018 et de -8 % par rapport au quatrième trimestre 2018. Enfin, sur le marché Spot les volumes échangés sont en baisse de -13 % par rapport à la même période en 2018 et affichent une hausse de 8 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3). Cette baisse est notamment en lien avec les volumes ARENH réservés en fin 2018 pour l'année 2019.

Passage sans encombre de l'hiver dans un contexte d'arrivées record de GNL, les prix du gaz continuent de baisser

Les fondamentaux du marché du gaz naturel durant le premier trimestre 2019 ont donné lieu à des conditions très favorables pour la rencontre de l'offre et de la demande.

A l'instar des derniers mois de 2018, les arrivées de GNL ont encore affiché des niveaux records avec 57 TWh sur le trimestre, soit près de la moitié des importations de GNL de 2018. Le terminal de Dunkerque enregistre en particulier une hausse notable d'activité avec un volume réceptionné sur le trimestre déjà supérieur au volume annuel de 2018. Les terminaux méthaniers français ont été fortement sollicités dans un contexte d'un marché du GNL qui marque une période de surabondance, en lien avec un accroissement mondial de la production et une demande peu vigoureuse en Asie. Dans ce contexte, l'indice de prix asiatique est même passé sous le prix des principaux hubs européens en mars, illustrant une dynamique mondiale inhabituelle qui n'avait pas été observée depuis 2015.

En parallèle, les températures relativement douces de cet hiver n'ont pas stimulé la demande qui s'est élevée à 179 TWh, soit une baisse de 5 % par rapport au premier trimestre 2018. La consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz était en légère augmentation de 2,4 TWh par rapport au premier trimestre en 2018, soit un niveau de 13,4 TWh, qui reste inférieur de près de 5 TWh par rapport à la même période en 2017.

Dans ce contexte, les stockages ont été relativement peu sollicités et compte tenu de leur niveau historiquement haut fin décembre, leur remplissage atteint un niveau record de 37 TWh à la sortie de l'hiver, à l'inverse du seuil critique de 4 TWh qui avait été atteint l'année dernière.

Les approvisionnements via gazoducs ont enregistré une baisse de 13 % (-19 TWh) par rapport au premier trimestre 2018 tandis que les exportations ont presque doublé (+18 TWh). Les conditions favorables liées au GNL et à la consommation ont en effet permis un approvisionnement restreint via gazoducs et une hausse des exportations vers les pays du sud : les allocations sortantes de la liaison Oltingue s'élèvent à 17 TWh et celles de la liaison Pirineos atteignent 18 TWh, soit respectivement des hausses de 100 % et de 60 % par rapport à la même période en 2018. L'intérêt économique des exportations vers l'Espagne a également été soutenu par le différentiel de prix plus important qui existe depuis la disparition du prix de la zone Sud TRS et l'instauration du prix unique PEG.

Dans ce marché détendu, les prix du gaz ont de nouveau nettement baissé : le prix *day-ahead* PEG perd 8 €/MWh et clôture le mois de mars près des 14 €/MWh. Le prix moyen sur le trimestre s'établit à 18,7 €/MWh contre 21,2 €/MWh du premier trimestre 2018. La convergence entre le prix PEG et le TTF reste bonne avec la moyenne des écarts de prix PEG-TTF de 0,25 €/MWh, l'écart PEG-ZTP (Belgique) a par ailleurs nettement augmenté en passant de 0,17 €/MWh à 0,44 €/MWh sur ce trimestre. L'interconnexion Virtualys a par conséquent été plus fortement sollicitée avec un taux d'utilisation de 62 % contre 45 % au premier trimestre 2018.

A l'instar des prix *spot*, les prix à termes du gaz affichent une tendance baissière. Le *Calendar 20* sur le PEG clôture ainsi le trimestre à 18,4 €/MWh contre 19,9 €/MWh début janvier, soit un retour vers les niveaux de l'année 2017. L'écart de prix moyen entre le PEG et le TTF s'établit à 0,14 €/MWh, en baisse de 0,16 €/MWh par rapport au à la même période en 2018.

Les volumes échangés sur le PEG via les marchés intermédiés (bourses et courtiers) se sont élevés à 252 TWh sur le trimestre, soit une augmentation de 2 % par rapport à la même période en 2018. Alors que les volumes sur le marché *spot* ont enregistré une baisse, les volumes à termes ont affiché un niveau record de 206 TWh échangés.

Prix du CO₂ partagé sous l'effet baissier des températures clémentes et l'effet haussier des perspectives de report du Brexit

La première enchère du marché du carbone européen de 2019 était très attendue car elle inaugurait l'entrée en service de la Réserve de Stabilité de Marché. Les volumes échangés lors de cette enchère ont été en baisse de 40 % par rapport à la première enchère de l'année dernière. Les prix *spot* tirés vers le bas au début de l'année, sont ensuite repartis à la hausse avant de connaître une inflexion en raison d'une baisse des prévisions du PIB allemand, synonyme d'une baisse de la demande de quotas du secteur industriel.

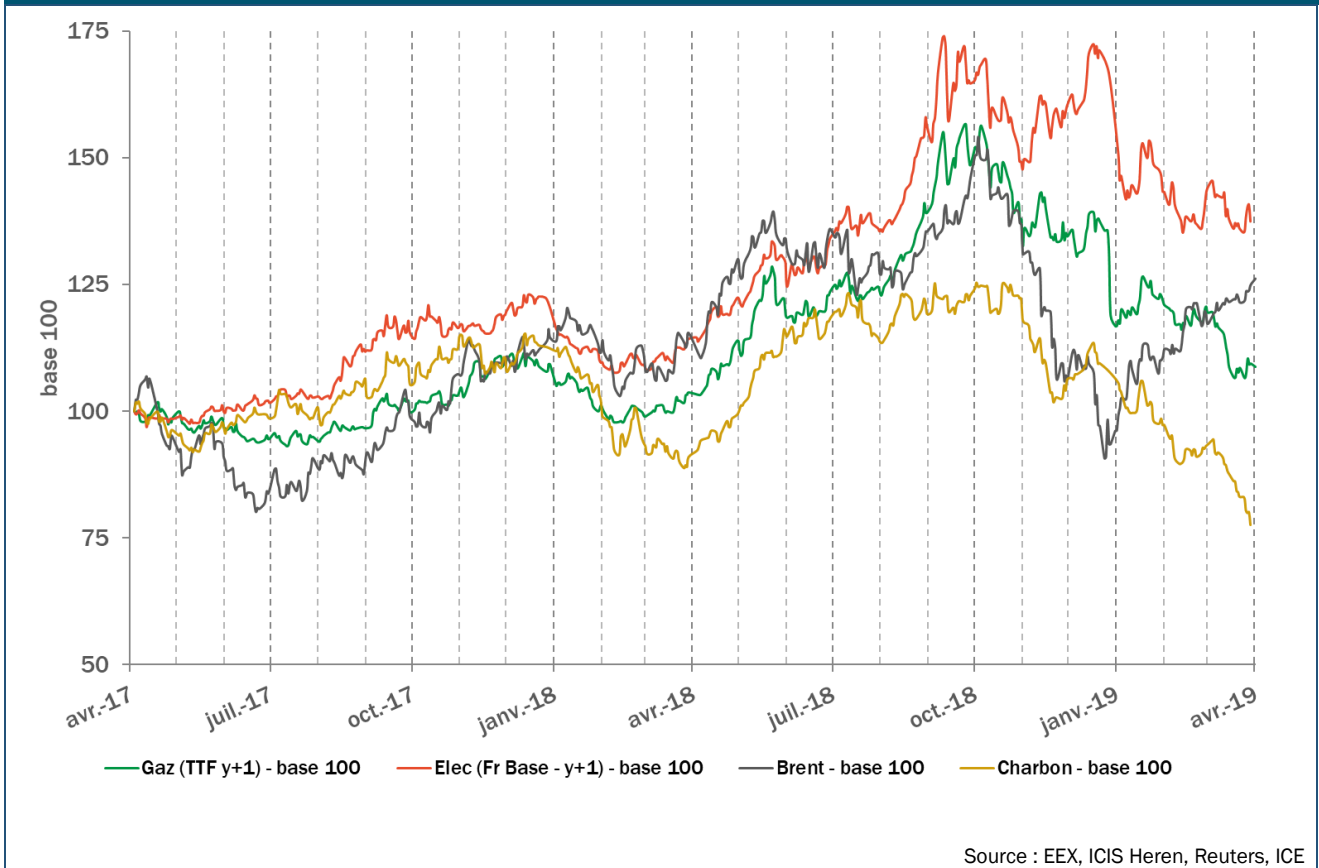
En février 2019, en raison d'un climat très doux, les moyens de production carbonés ont été moins sollicités que les années précédentes, ce qui s'est retrouvé dans la baisse de la demande en entraînant une baisse du prix du quota de CO₂. Le mois de mars s'est ouvert sur une forte hausse, environ 4 €/tCO₂ en l'espace d'une semaine, à la suite des annonces de la première ministre britannique, quant au Brexit, éloignant de fait la perspective d'une sortie du Royaume-Uni sans accord.

Le prix du quota a ensuite oscillé entre les effets baissiers en lien avec la chute du prix du gaz et les effets haussiers stimulés par des perspectives de report du Brexit. Dans ce contexte, les volumes totaux échangés pendant le

premier trimestre 2019 via bourses et courtiers sont en hausse de 15,9 % par rapport au trimestre de l'année dernière avec un volume total de 749 MtCO₂ échangées.

Le prix du quota CO₂ reste à un niveau élevé par rapport aux années précédentes et termine le trimestre à 21,4 €/tCO₂.

Evolution des prix des commodités



LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

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

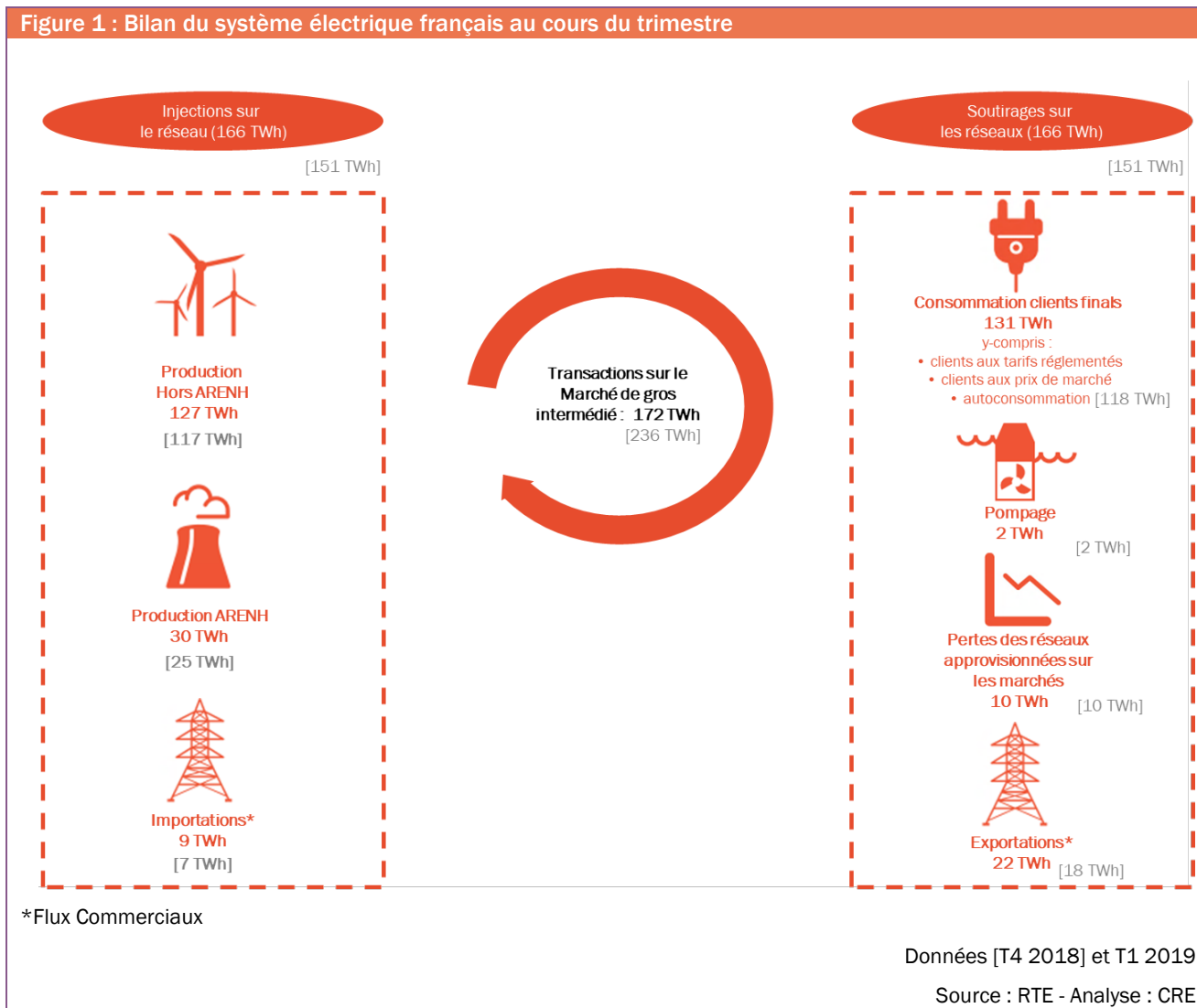
1. DATES-CLÉS

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 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
Juin 2018	Lancement de XBID : plateforme européenne de trading intraday transfrontalier

2. BILAN PHYSIQUE



3. CHIFFRES-CLÉS

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH, en TWh	140	103	92	117	127	8%	9,27	-9%	-13,25
ARENH, en TWh	23	24	25	25	30	20%	4,91	-	6,36
Imports, en TWh	10	5	6	9	10	8%	0,68	-8%	-0,81
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	136	96	93	119	131	10%	12,17	-4,0%	-5,49
Pompage, en TWh	2	2	2	2	2	-24%	-0,48	-19%	-0,37
Exports, en TWh	24	27	22	21	23	14%	2,79	-3%	-0,77
Pertes, en TWh	11	7	7	10	10	4%	0,37	-10%	-1,06

Source : RTE – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 1^{ER} TRIMESTRE 2019

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 2019 / T4 2018		Variation annuelle T1 2019 / T1 2018	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	46,2	37,1	57,1	61,1	47,3	-23%	-13,81	2%	1,04
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	43,8	36,8	57,2	62,7	47,2	-25%	-15,50	8%	3,42
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	52,1	44,2	64,3	75,5	55,3	-27%	-20,14	6%	3,20
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	8,3	0,8	3,7	9,4	5,9	-37%	-3,46	-29%	-2,38
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	8,1	3,6	4,5	10,8	5,4	-50%	-5,47	-34%	-2,73
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	31%	28%	54%	23%	34%	48%	0,11	10%	0,03
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	44,0	39,3	58,1	72,2	51,7	-28%	-20,43	18%	7,76
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	6,9	0,9	3,8	14,0	4,9	-65%	-9,04	-29%	-1,96
Prix Q+1 France, en €/MWh	34,0	41,4	68,3	69,6	44,2	-36%	-25,37	30%	10,22
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	1,3	0,6	13,1	11,2	0,1	-99%	-11,05	-91%	-1,19
Prix Y+1 France, en €/MWh	40,0	45,0	53,3	57,6	51,1	-11%	-6,45	28%	11,16
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,0	4,7	4,9	4,7	3,1	-34%	-1,61	-37%	-1,87
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	128%	127%	127%	126%	131%	3%	0,04	2%	0,02
Allemagne	125%	124%	122%	122%	124%	2%	0,02	0%	-0,01

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2019 / T4 2018		Variation annuelle T1 2019 / T1 2018	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	119,92	102,17	99,65	110,01	142,21	29%	32,20	19%	22,29
Ratio NEB/Consommation française	88%	106%	107%	93%	109%	-	0,16	-	0,21
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	2,0	1,8	1,8	1,7	1,6	-7%	-0,14	-20%	-0,40
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	65%	77%	100%	100%	100%	0%	0,00	54%	0,35
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	29,8	31,4	28,1	24,5	27,7	12%	3,28	-7%	-2,07
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	7,1	5,8	4,0	5,2	4,4	-15%	-0,78	-38%	-2,70
Marché à terme									
Volumes, en TWh									
Volumes, en TWh	219,0	171,7	188,3	204,1	138,2	-32%	-66,0	-37%	-80,87
Part de marché Brokers	86,0%	83,3%	78,1%	75,7%	81,5%	-	5,8%	-	-4,5%
Part de marché EEX	14,0%	16,7%	21,9%	24,3%	18,5%	-	-5,8%	-	4,5%
Nombre de Transactions									
Nombre de Transactions	29 326	16 912	23 132	23 830	20 468	-14%	- 3 362	-30%	- 8 858
Part de marché Brokers	83,3%	83,8%	79,9%	73,7%	83,0%	-	9,3%	-	-0,3%
Part de marché EEX	16,7%	16,2%	20,1%	26,3%	17,0%	-	-9,3%	-	0,3%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	55,0	59,6	54,9	71,2	29,3	-59%	-41,90	-47%	-25,63
Nombre de Transactions	1458	1667	1786	2526	1156	-54%	-1370	-21%	-302
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	32,2	19,7	29,6	24,9	16,8	-32%	-8,05	-48%	-15,38
Nombre de Transactions	2665	1371	2682	2578	1656	-36%	-922	-38%	-1009
Produit M+1									
Volumes, en TWh	39,9	21,5	34,5	29,3	26,8	-8%	-2,46	-33%	-13,09
Nombre de Transactions	8972	4392	6922	7171	6253	-13%	-918	-30%	-2719

Source : RTE – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 1^{ER} TRIMESTRE 2019

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 2019 / T4 2018		Variation Annuelle T1 2019 / T1 2018	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	80,2	66,5	61,5	70,4	82,8	12,4		2,6	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	86,7	75,5	66,6	75,7	86,0	10,3		-0,7	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	37,9	37,1	25,6	19,5	27,0	7,5		-10,9	

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières*

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2019 / T4 2018		Variation Annuelle T1 2019 / T1 2018	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
	9,6	4,4	4,9	7,2	8,9	23,6%	1,7	-7,3%	-0,7
Importations pointe (TWh)	4,3	2,1	2,3	3,3	3,9	18,2%	0,6	-9,3%	-0,4
Importations hors-pointe (TWh)	5,3	2,3	2,6	3,9	5,0	28,2%	1,1	-5,7%	-0,3
Exportations (TWh)									
	22,5	25,2	20,4	18,2	21,8	19,8%	3,6	-3,1%	-0,7
Exportations pointe (TWh)	8,8	9,8	7,2	6,5	8,2	26,2%	1,7	-6,8%	-0,6
Exportations hors-pointe (TWh)	13,7	15,4	13,2	11,7	13,6	16,2%	1,9	-0,7%	-0,1
Solde exportateur (TWh)	12,9	20,8	15,4	11,0	12,9	17,3%	1,9	0,0%	0,0

*Méthode de calcul mis à jour à partir du T3 2018

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2019 / T4 2018		Variation Annuelle T1 2019 / T1 2018	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	20	19	20	20	16	-20,0%	-4	-20,0%	-4
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	18	17	18	18	21	0,0%	3	0,0%	3
Fournisseurs de clients finals	28	27	27	27	27	0,0%	0	-3,6%	-1
Actifs à l'import/export	49	46	44	42	42	0,0%	0	-14,3%	-7
Actifs à l'échange de blocs	82	82	83	85	79	-7,1%	-6	-3,7%	-3

Source : RTE – Analyse : CRE

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

	HHI - Concentration du marché					
	T1 2018		T4 2018		T1 2019	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	616	959	528	794	641	853
OTC - ventes de blocs	814	738	711	678	980	836
EPEX - achats	448	784	491	841	583	1085
EPEX - ventes	730	3303	496	2107	526	2698
Injections						
Production	4152	6687	2959	4467	4149	3618
Importations	1809	1373	1091	901	786	743
Soutirages						
Consommation clients finals	1821	4927	1461	4302	1684	4350
Pertes	2048	1718	1952	1709	1921	1615
Exportations	1428	3372	716	2258	684	2476

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

4. GRAPHIQUES

Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles

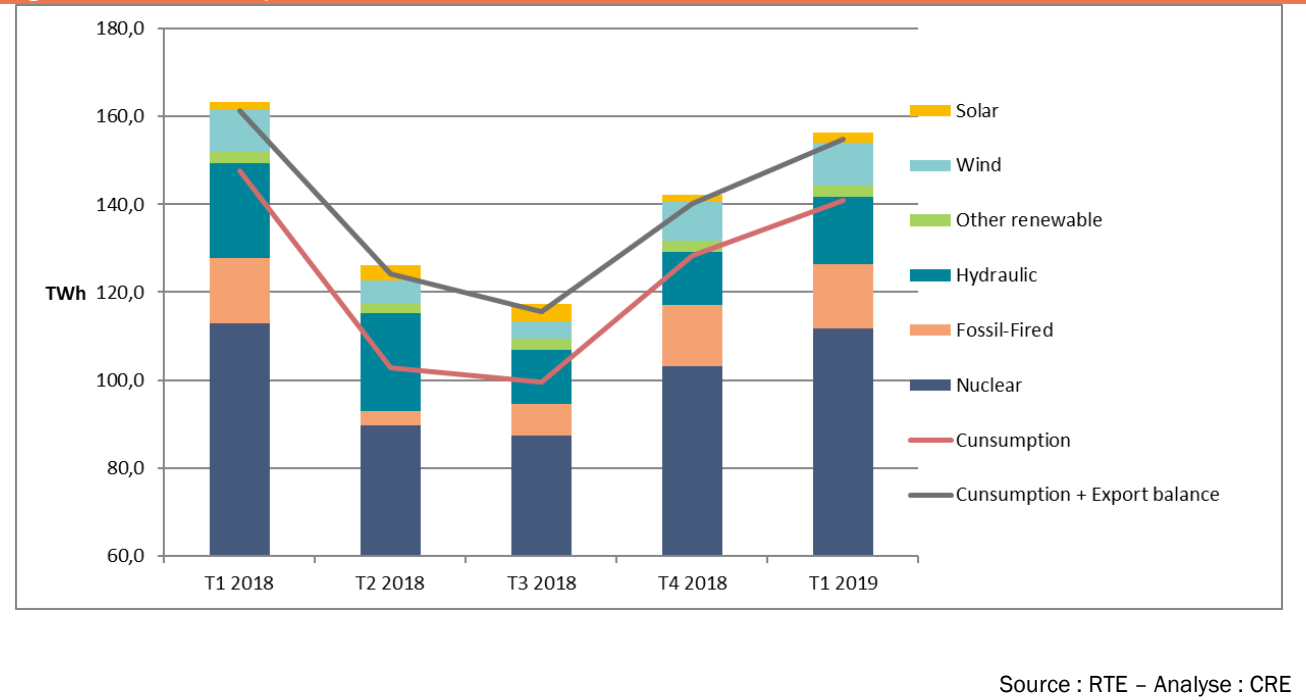


Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)

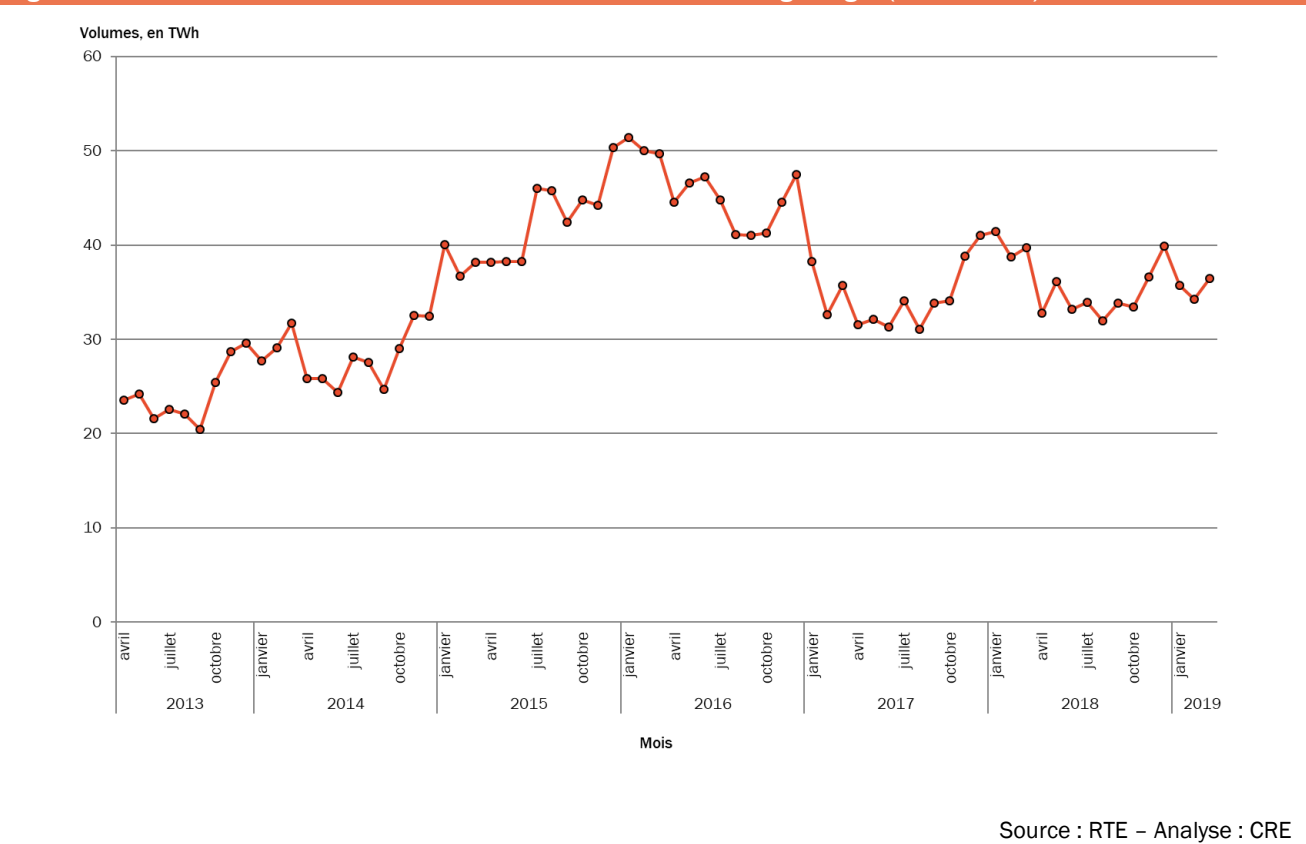
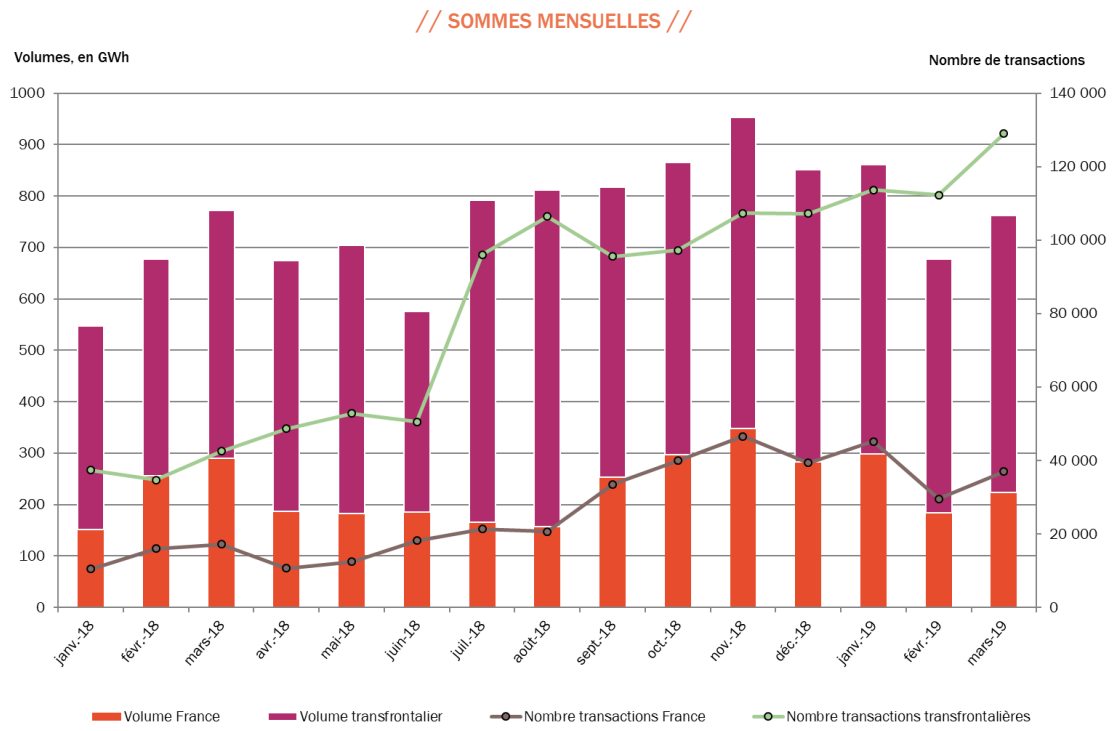
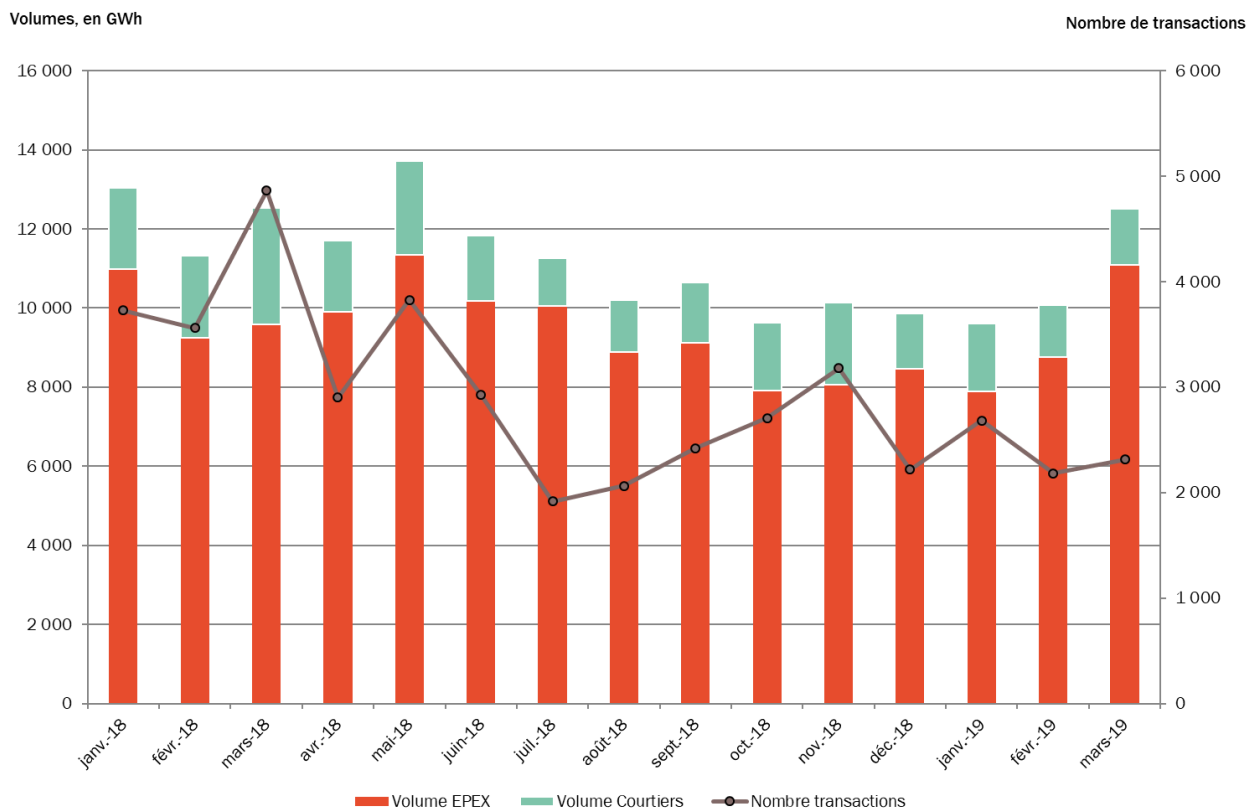


Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT



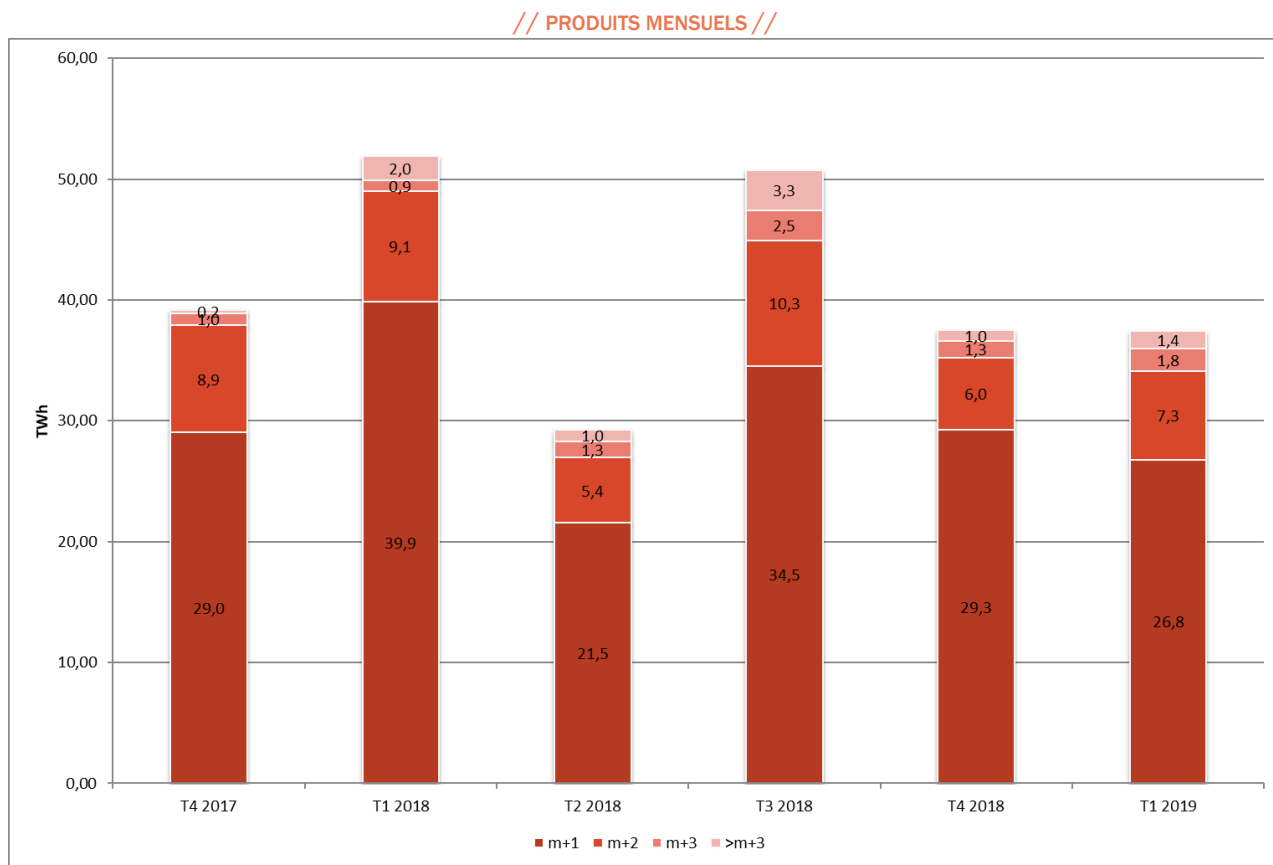
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

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

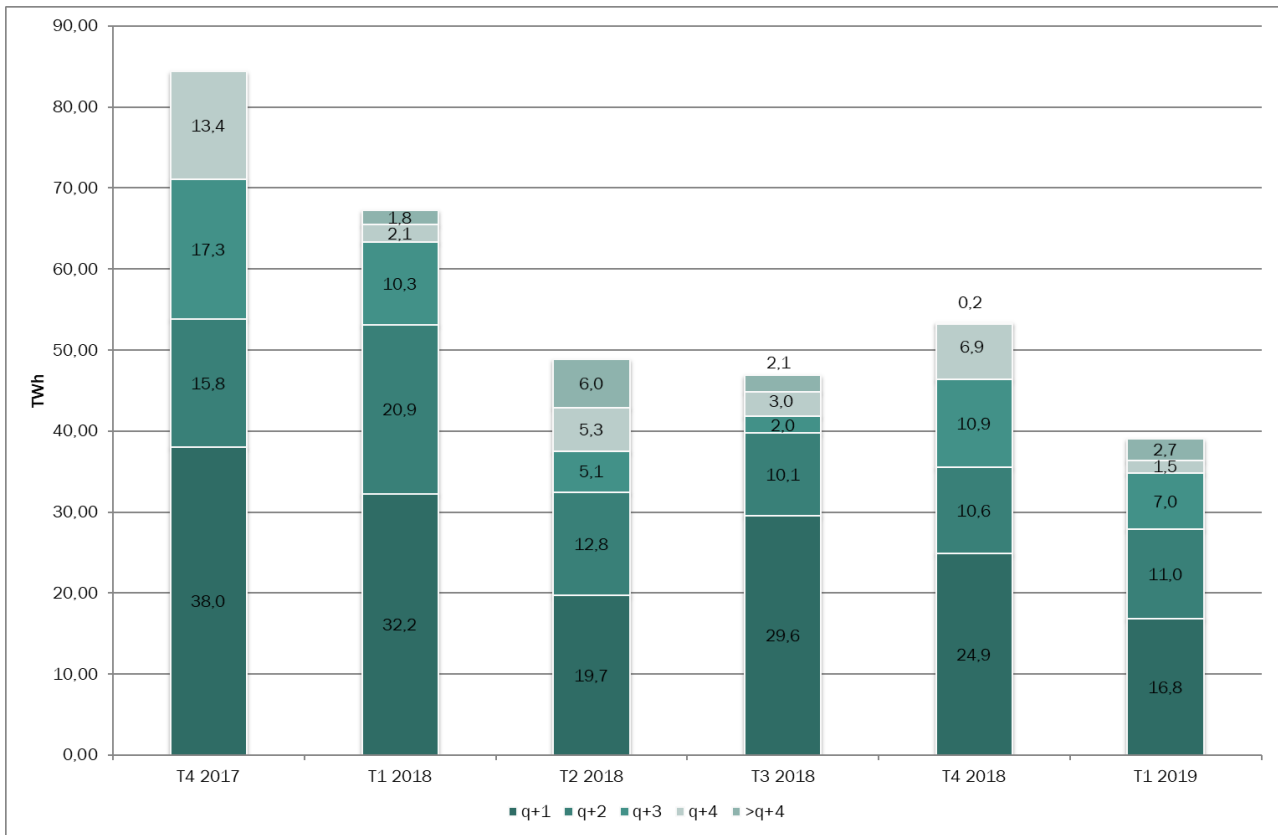
Figure 6 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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

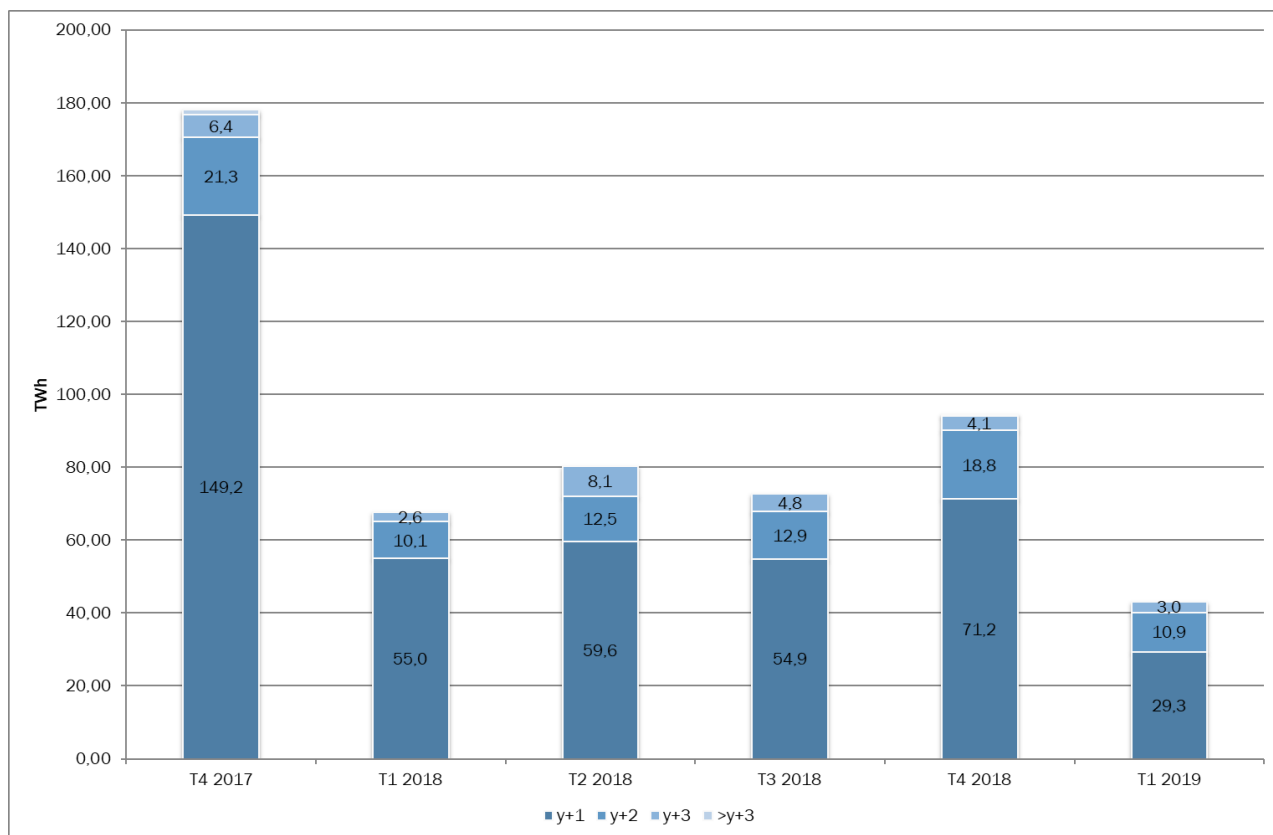
// PRODUITS TRIMESTRIELS //



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

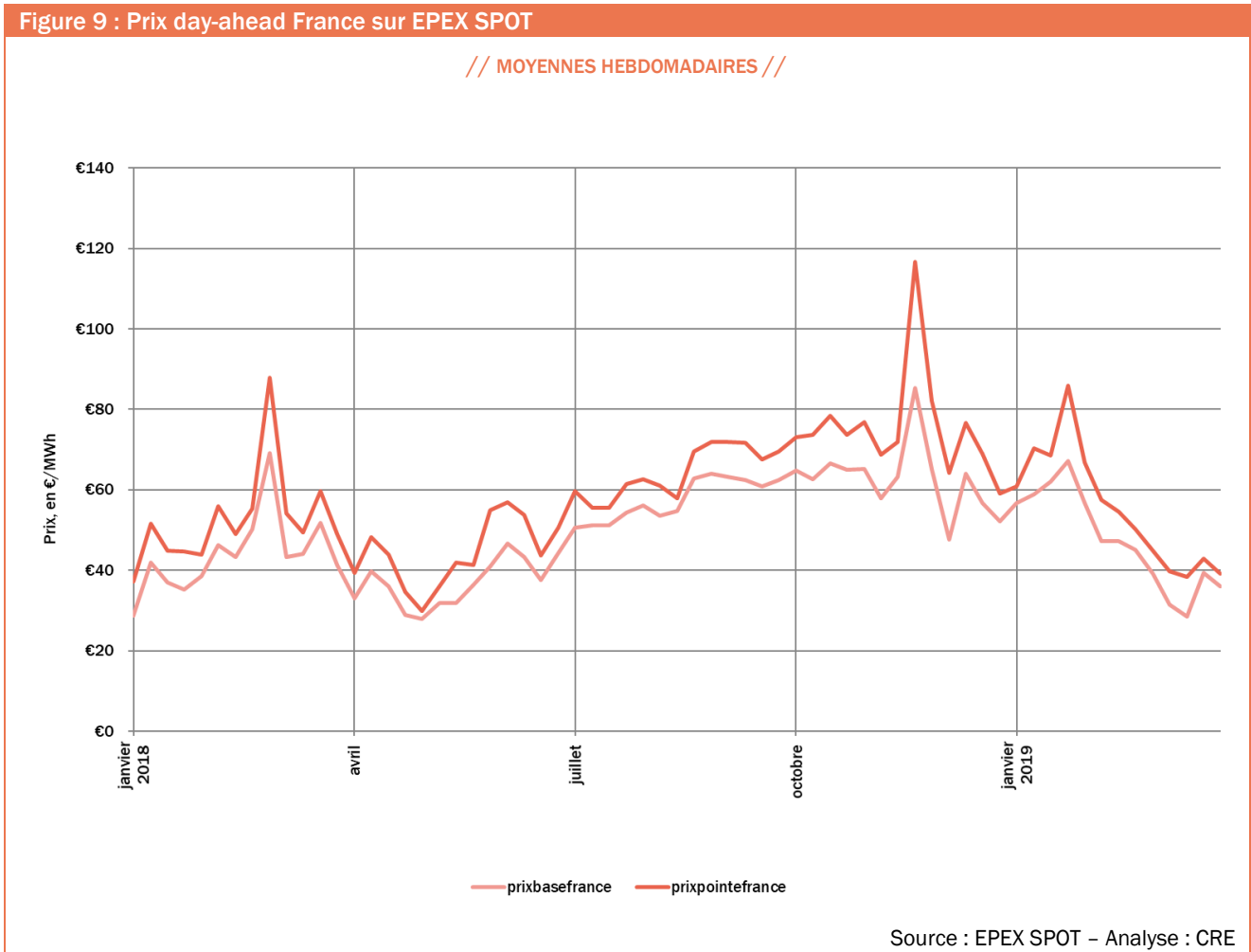
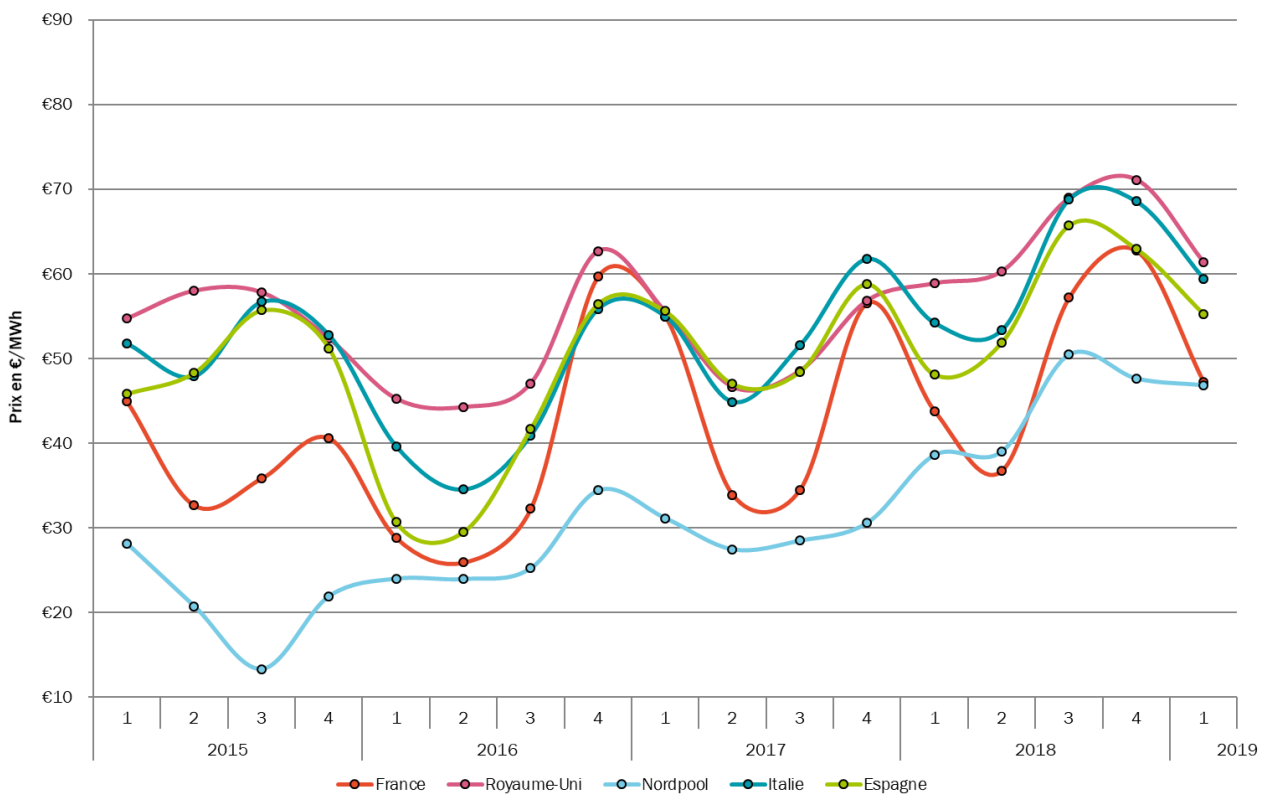
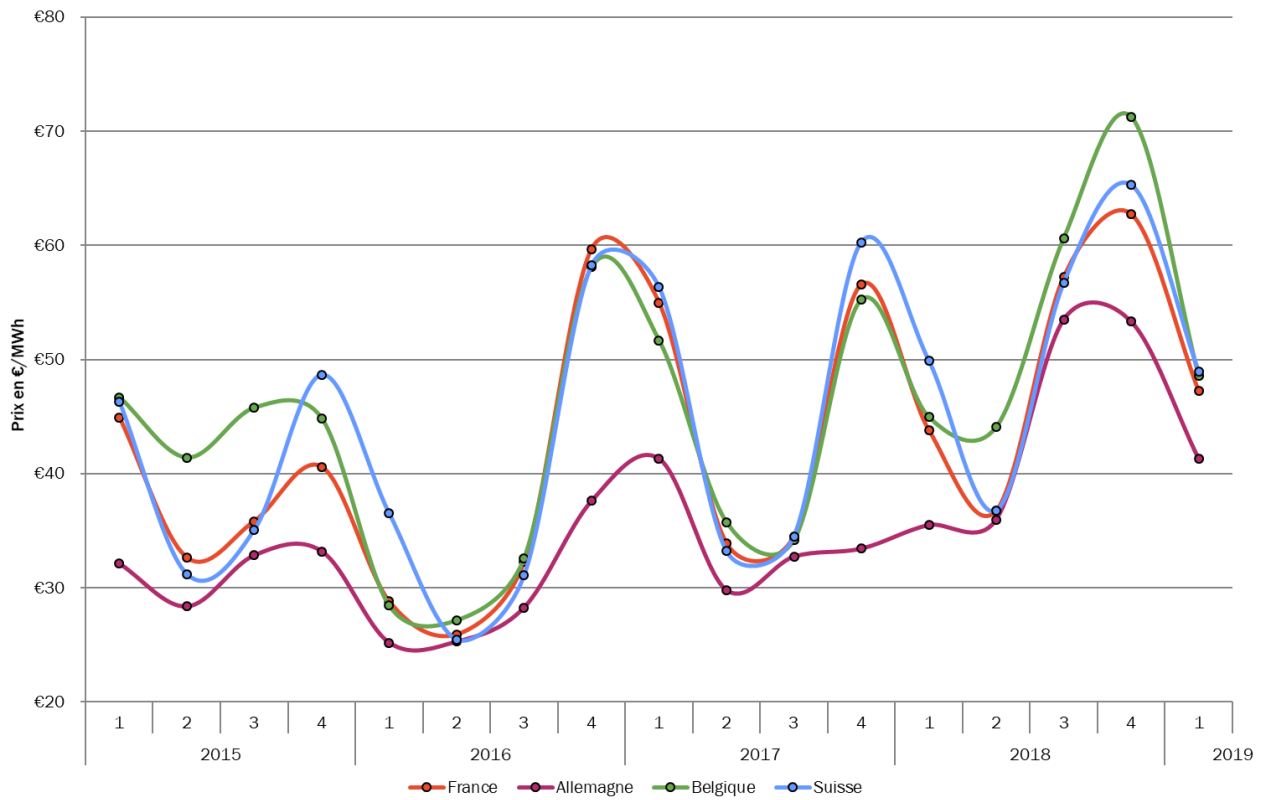


Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens

// 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

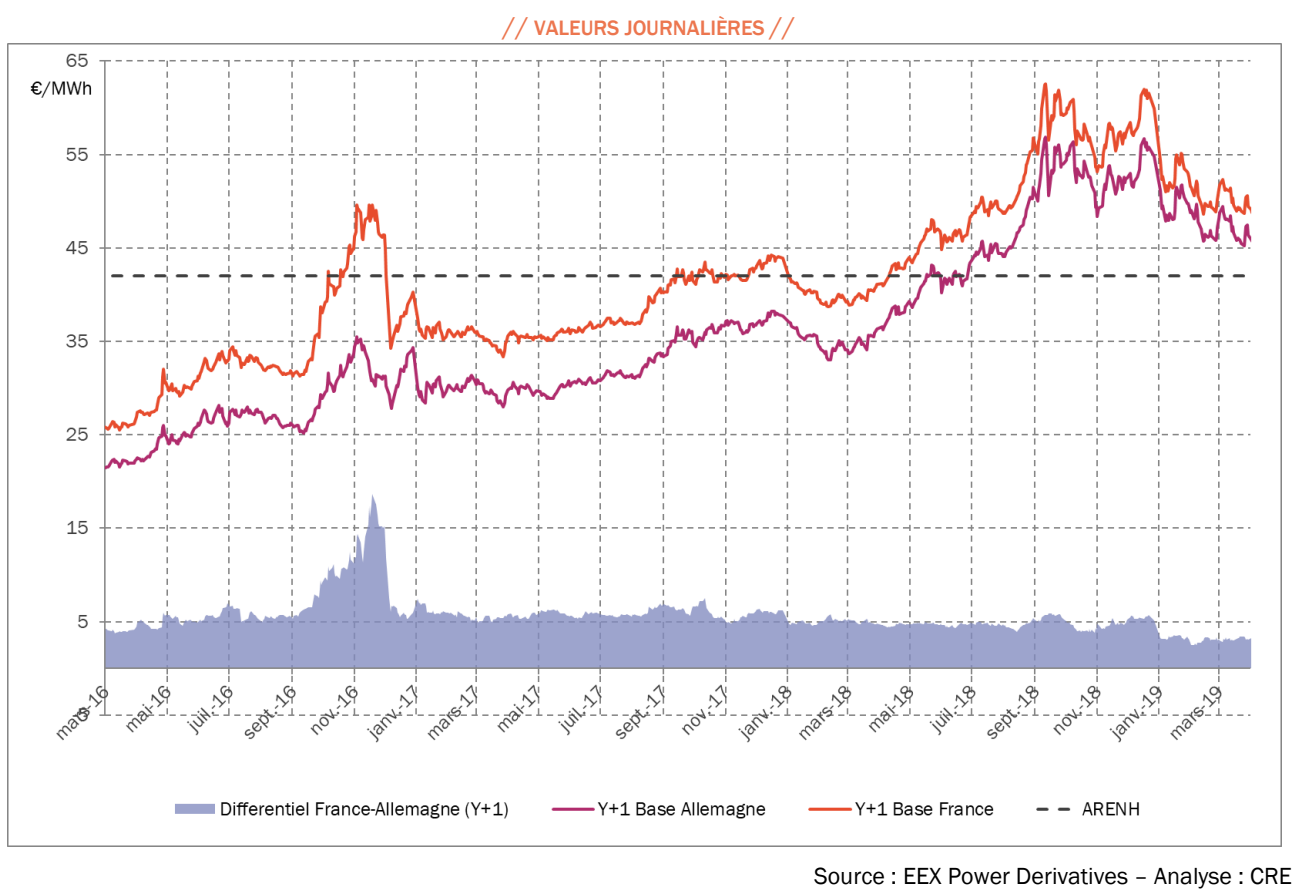


Figure 12 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe

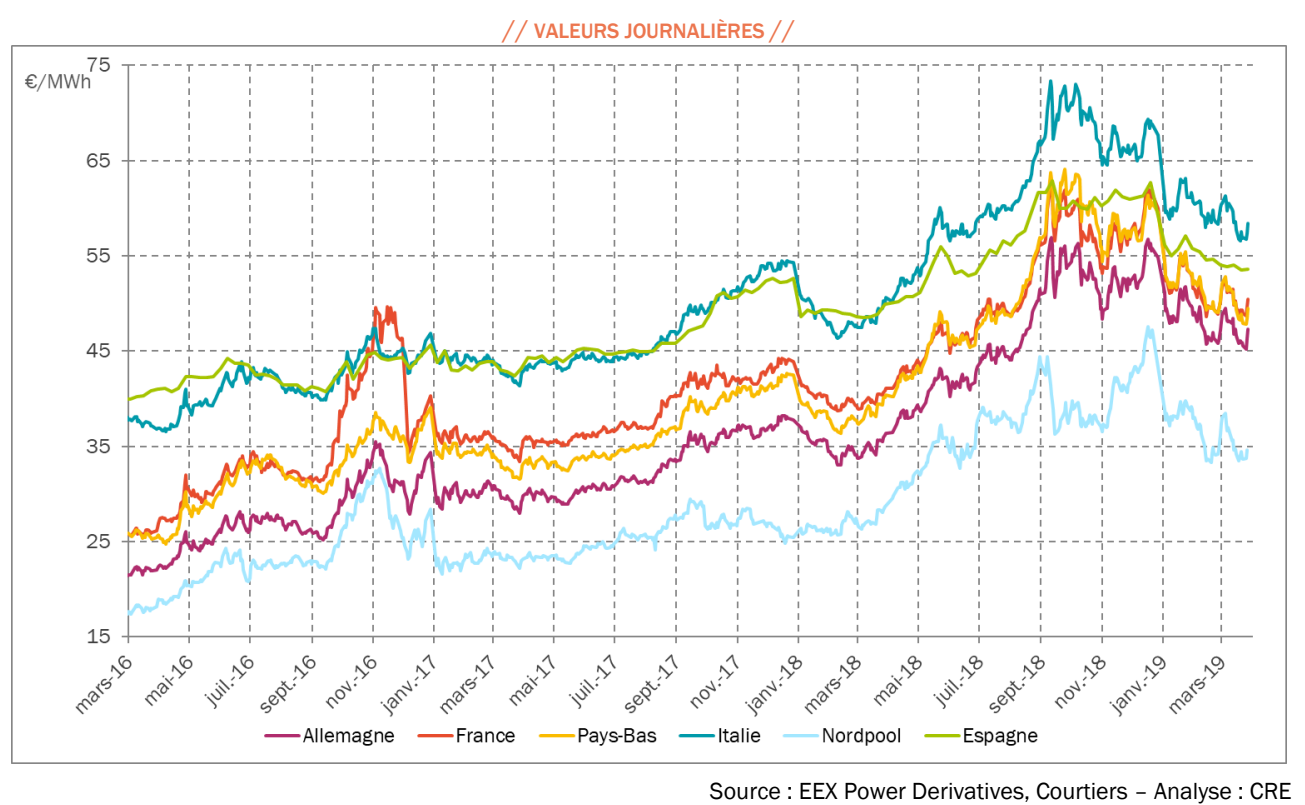


Figure 13 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne

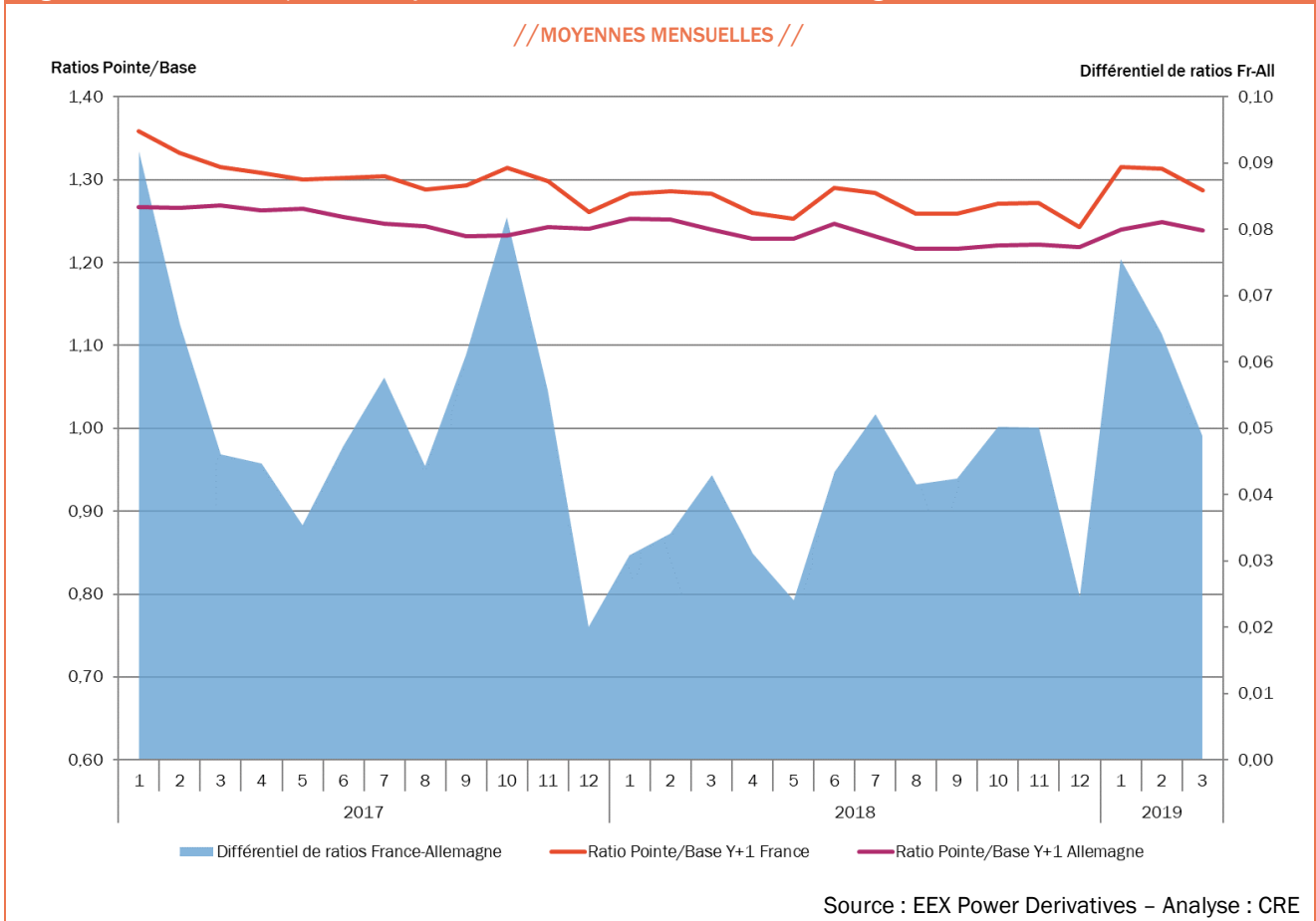
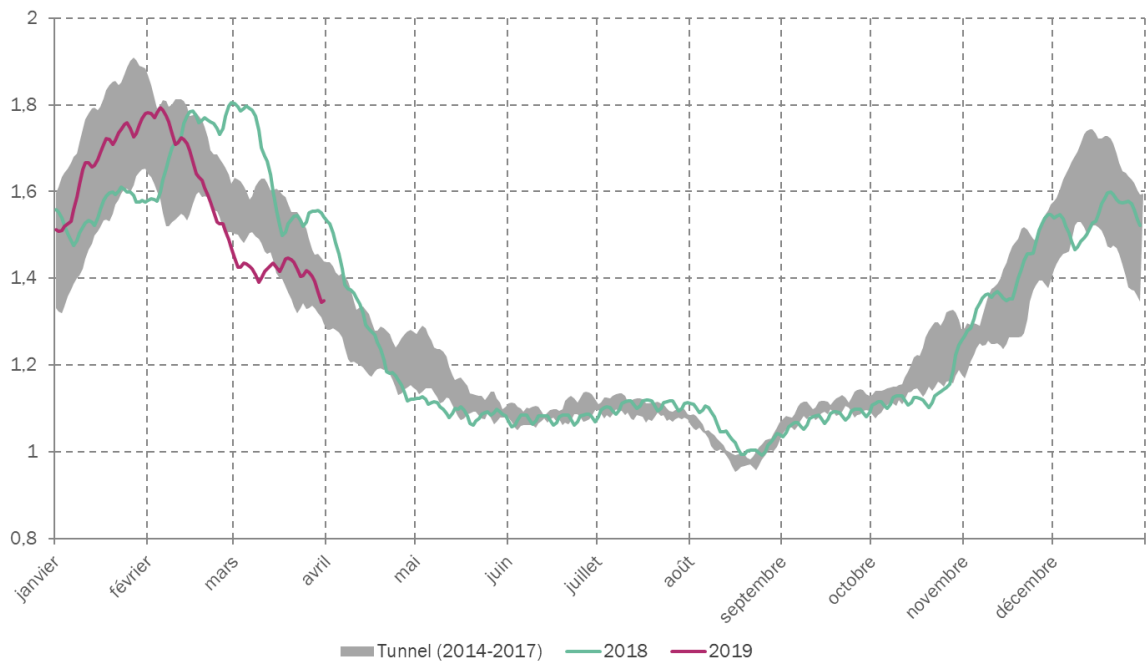


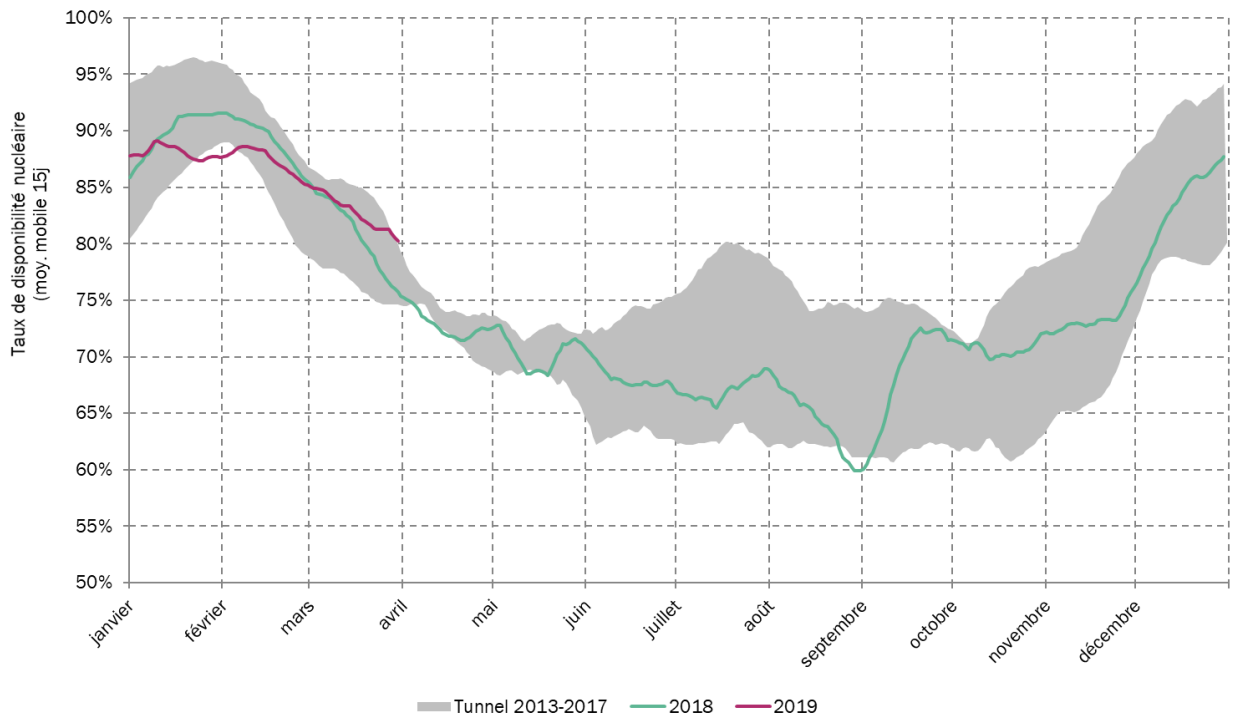
Figure 14 : Consommation

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



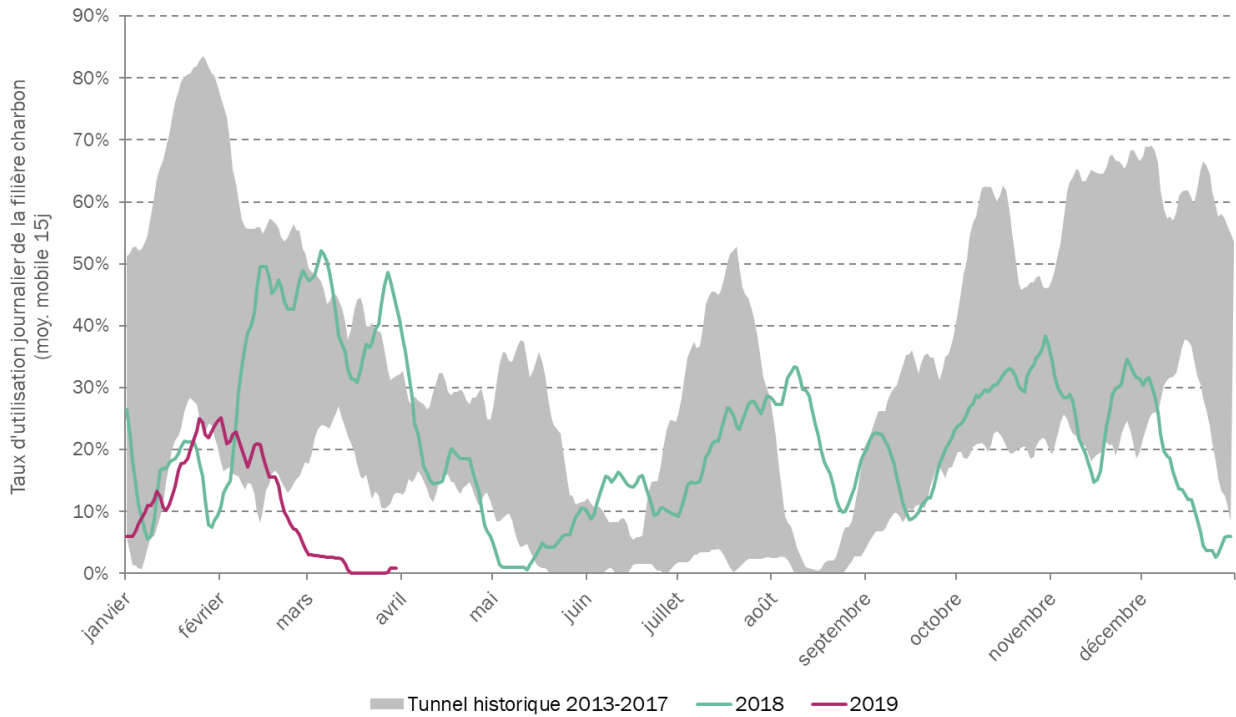
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire



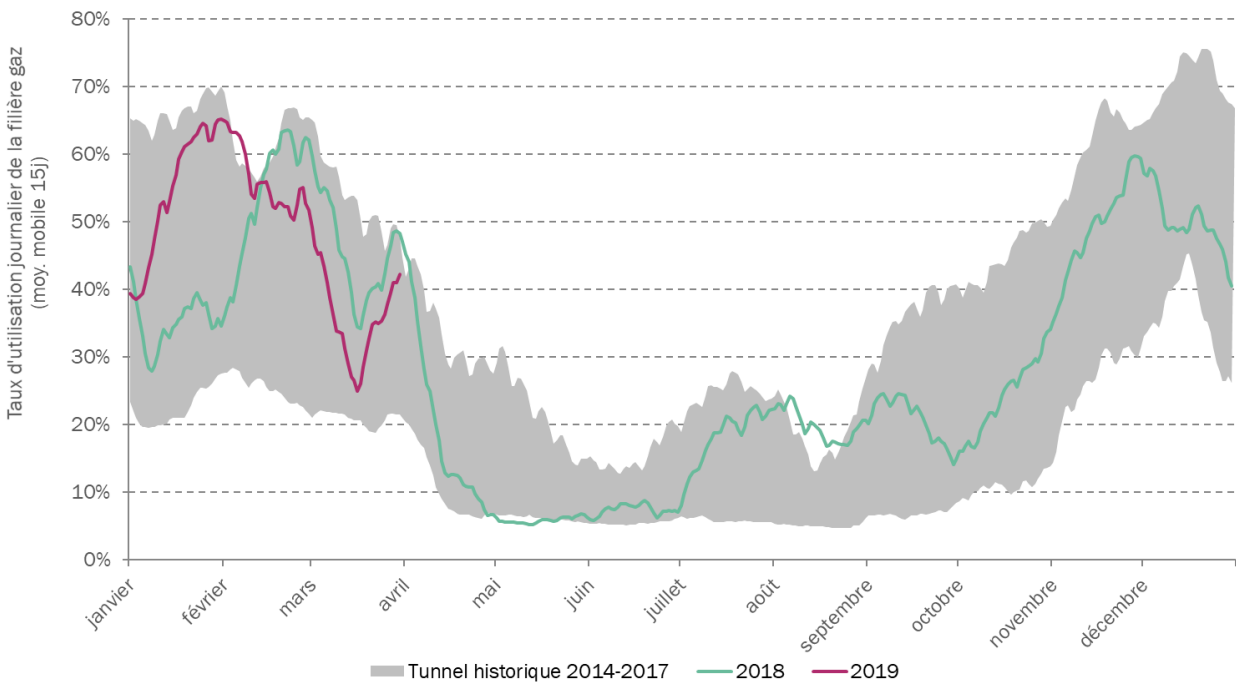
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 16 : Taux de production de la filière charbon



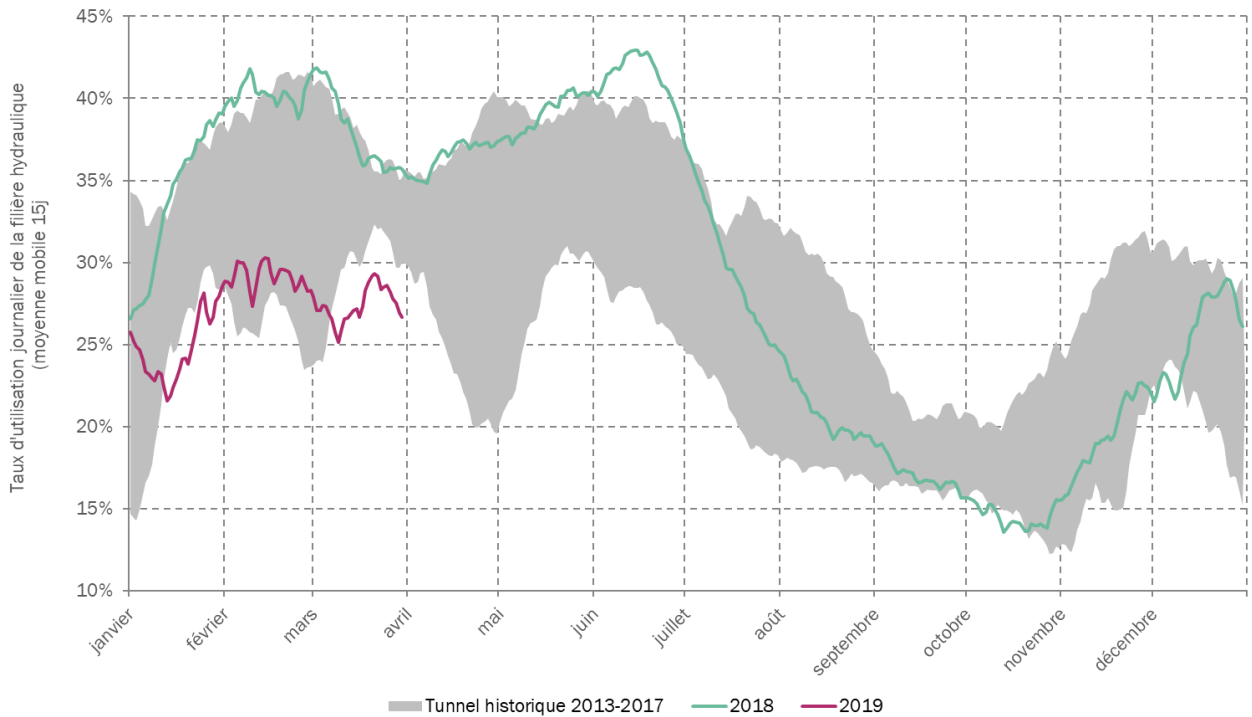
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 17 : Taux de production de la filière gaz



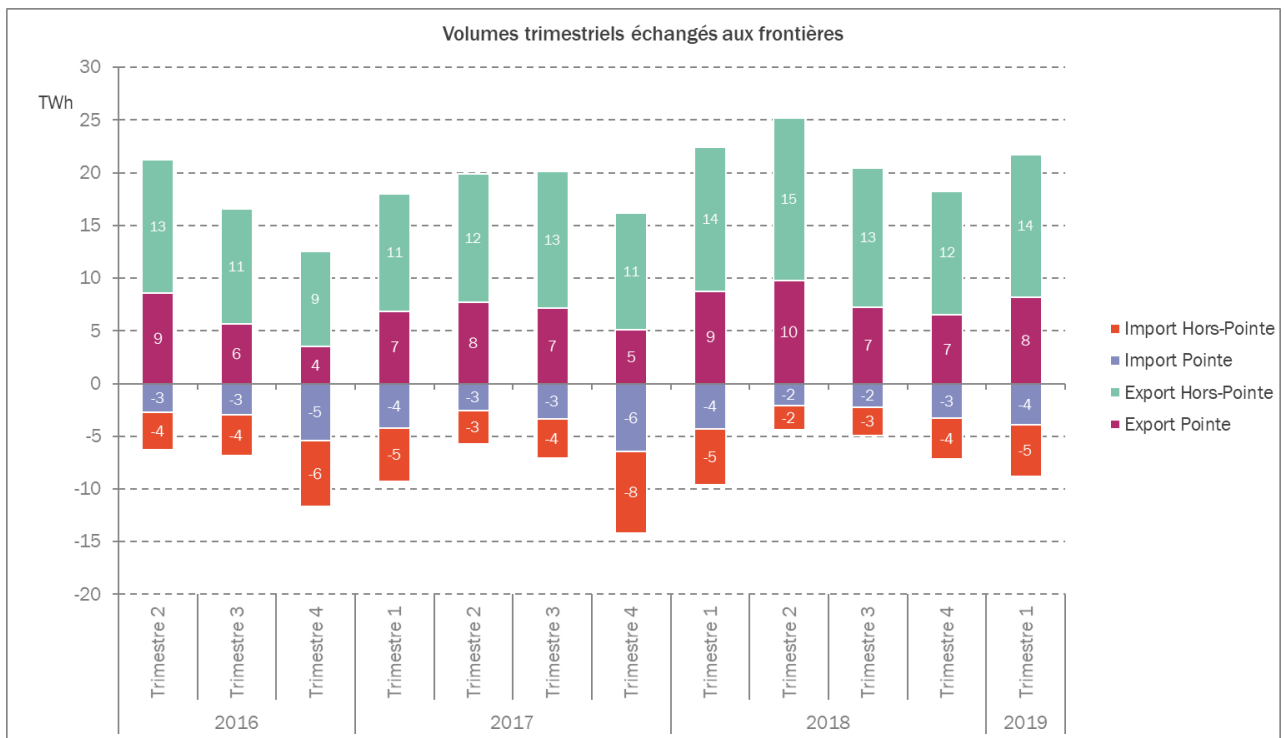
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

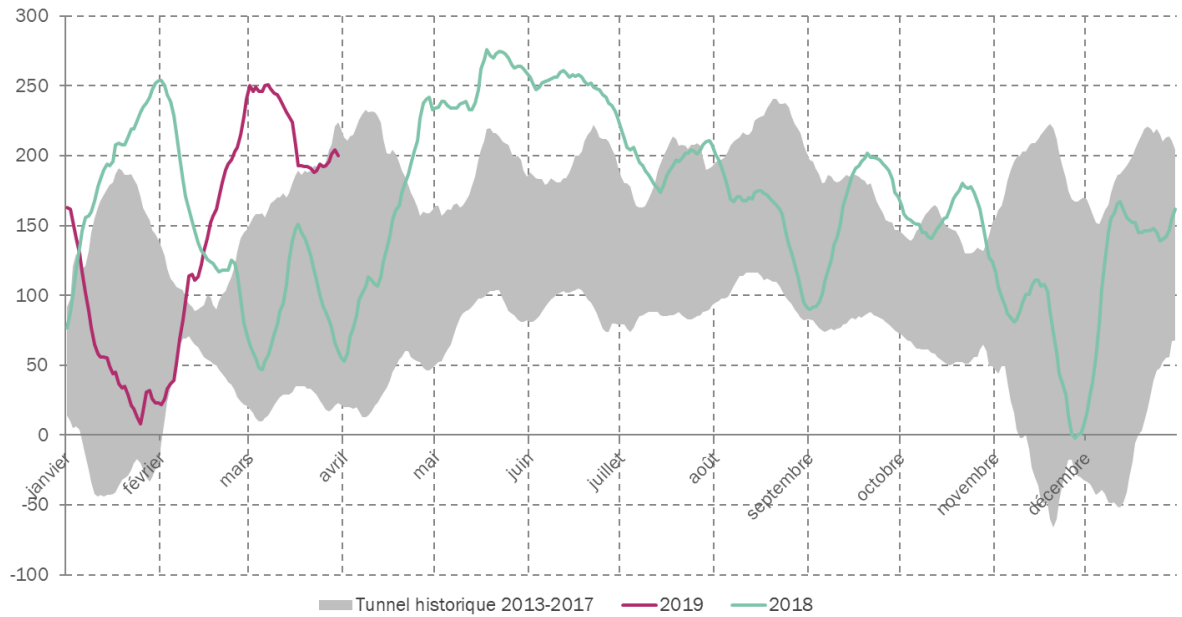
Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)



Source : RTE – Analyse : CRE

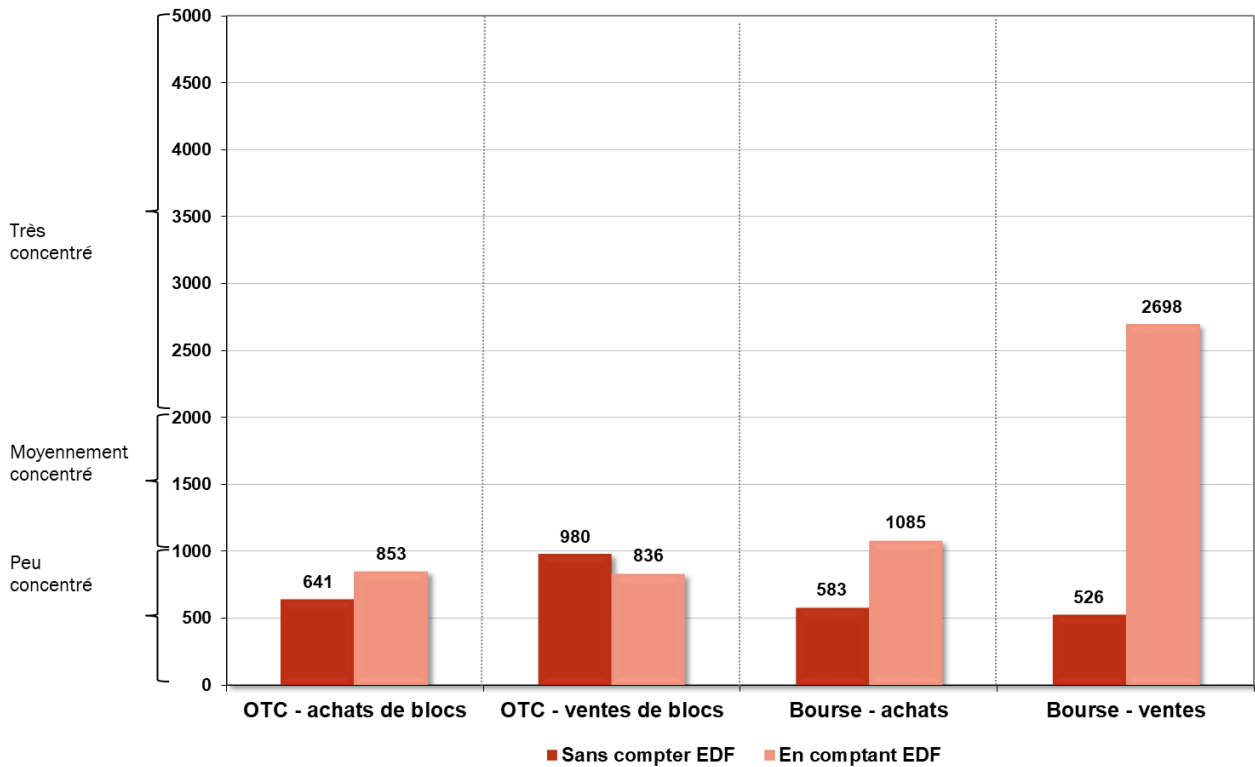
Figure 20 : Solde exportateur

Exports nets journaliers (GWh)
moy. mobile 15j



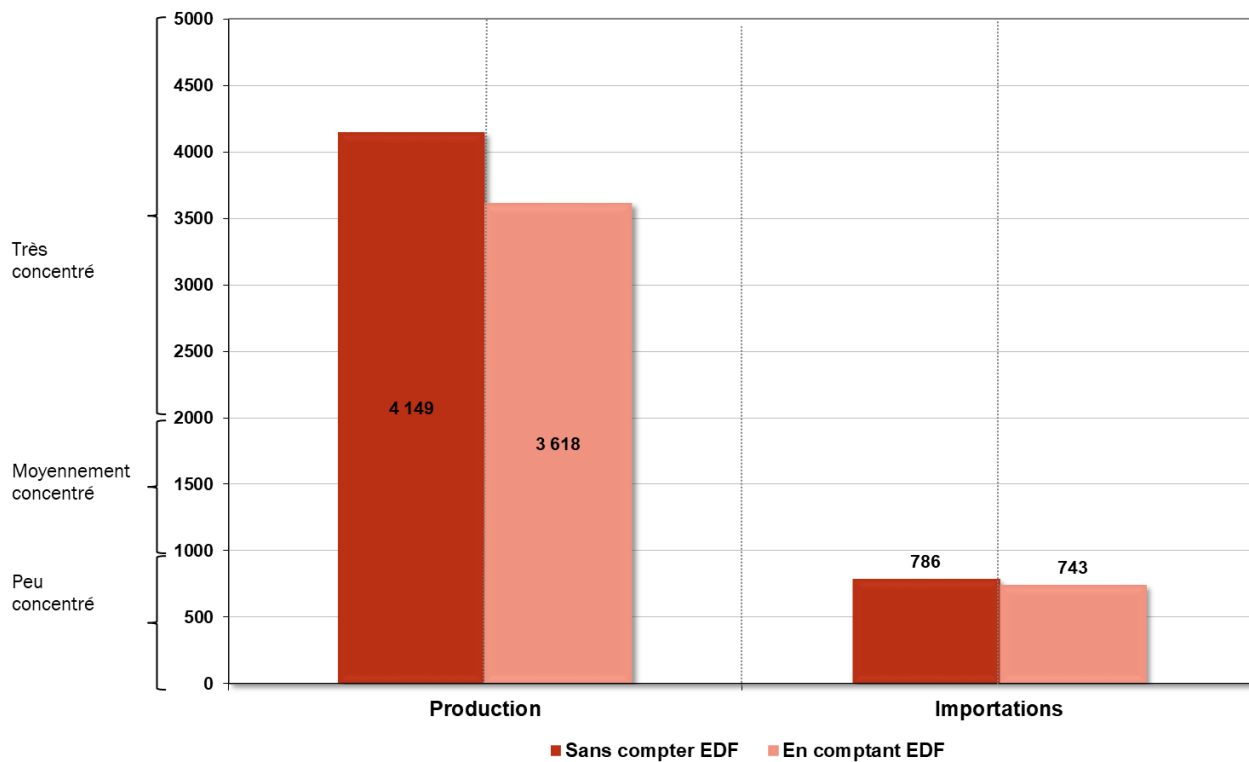
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros courant le trimestre



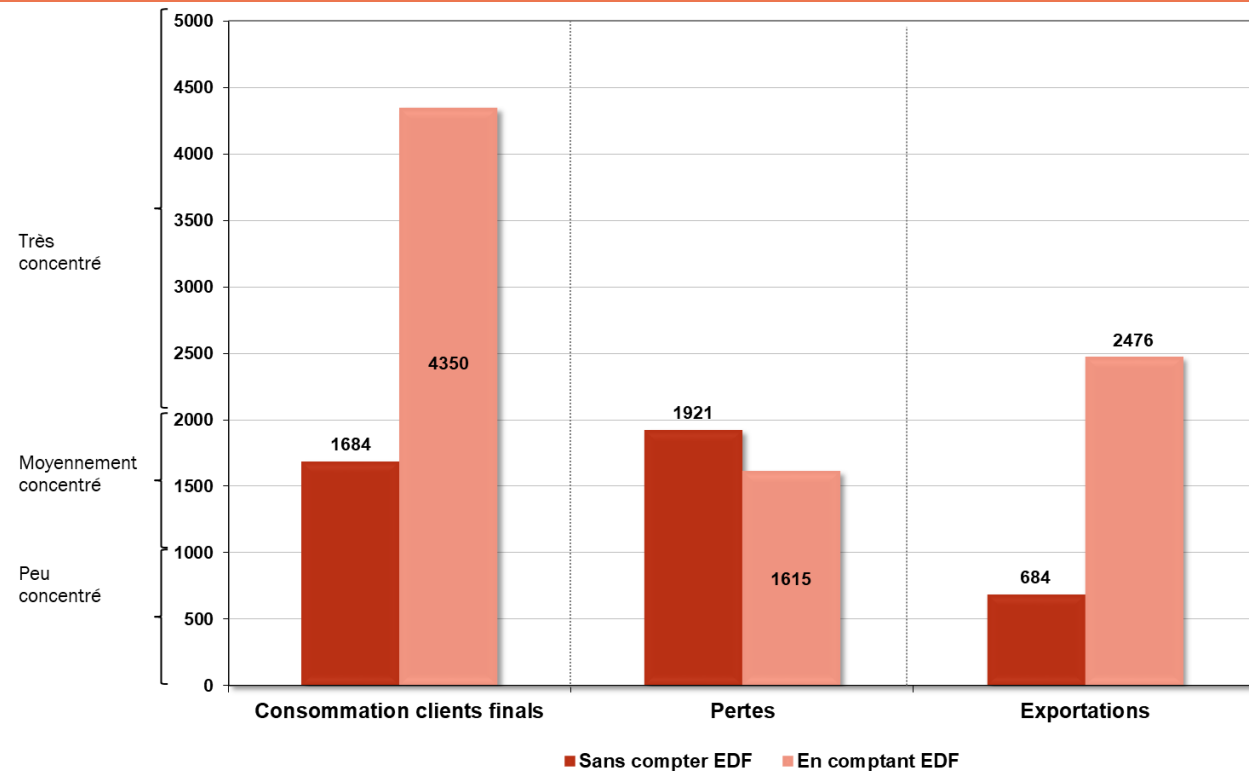
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections courant le trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages courant le trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

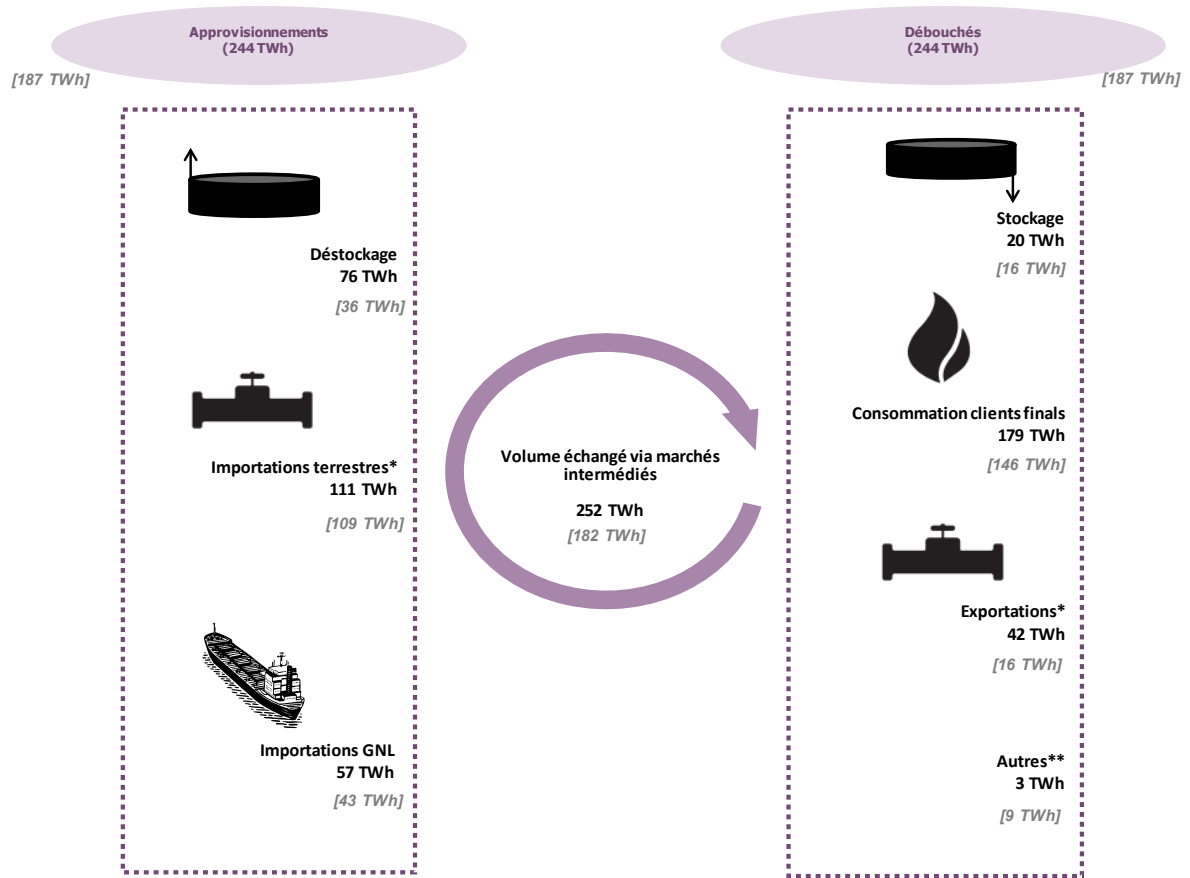
1. DATES-CLÉS

2004	Premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
Janvier 2005	Lancement du programme de Gas release en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
Avril 2007	Lancement de la plateforme Pownext Balancing GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
2008	Possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
Novembre 2008	Lancement du marché Pownext Gas Spot et Pownext Gas Futures
Janvier 2009	Fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
Décembre 2009	GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme Pownext Gas Spot (abandon de la plateforme Pownext Balancing GRTgaz)
Novembre 2010	Mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
Décembre 2010	Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
Janvier 2011	GRTgaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
Mai 2011	Pownext lance un produit Spread PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme Pownext Gas Spot
Juillet 2011	Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz sur la plateforme Pownext Gas Spot
Décembre 2011	TIGF devient membre de Pownext Gas Spot afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG TIGF
Février 2012	Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
Février 2013	Pownext Gas Futures lance des produits TTF et spread PEGNord / TTF
Avril 2013	Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B Mise en service des nouvelles capacités sur les points d'interconnexion avec l'Espagne. Les capacités commercialisables en entrée sur le point Larrau passent de 70 à 165 GWh/j et celles en sortie passent de 100 à 165 GWh/j
Mai 2013	Pownext et EEX lancent PEGAS, une coopération permettant les participants de négocier les produits gaz des deux marchés organisés sur une plateforme commune
Juin 2013	Mise en place du produit Joint Transport Storage (JTS) permettant d'offrir aux enchères journalières de nouvelles capacités de liaison dans le sens Nord vers Sud
Octobre 2013	Pownext lance un contrat à terme Front Month sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud

Mars 2014	Décret n° 2014-328 modifiant le dispositif d'accès aux stockages souterrains en France afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement
Juillet 2014	Lancement du service 24h/7 pour les produits spot de Powernext
Octobre 2014	Mise en place d'un processus d'enchères sur la plateforme PRISMA pour la commercialisation de capacités de liaison Nord vers Sud
Avril 2015	Création de la place de marché TRS (Trading Region South) à partir de la fusion du PEG Sud et du PEG TIGF
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
Novembre 2018	Lancement de la zone de marché unique du gaz en France : Trading Region France (TRF) à partir de la fusion du PEG Nord et de la TRS

2. BILAN PHYSIQUE

Figure 24 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France (flux commerciaux)



Données [T4 2018] et T1 2019

* Y compris les allocations rebours

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

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

3. CHIFFRES-CLÉS

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T1 2019 / T4 2018		T1 2019 / T1 2018	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	218	155	146	187	244	30%	57	12%	26
Déstockage	69	5	6	36	76	114%	40	11%	7
Importations	149	150	139	151	168	11%	16	13%	19
Importations terrestres	128	118	118	109	111	2%	2	-13%	-17
Importations GNL	21	32	21	43	57	33%	14	166%	36
Débouchés (TWh)	218	155	146	187	244	30%	57	12%	26
Stockage	3	56	68	16	20	25%	4	613%	17
Consommation clients finals	187	70	60	146	179	22%	33	-4,7%	-9
Clients distribution	135	39	22	91	124	36%	33	-8%	-11
Clients directement reliés au réseau de transport	53	31	38	55	55	0%	0	4%	2
Exportations	24	28	16	16	42	170%	26	78%	18
Autres	4	1	2	9	3	-66%	-6	-19%	-1
Livraisons aux PEG (TWh)	275	223	245	234	231	-1%	-3	-16%	-44
PEG*	236	193	205	218	231	6%	13	-2%	-5
Suivi des infrastructures									
Utilisation de Virtualys	45%	50%	46%	34%	62%		27%		17%
Utilisation de Obergailbach	56%	75%	46%	36%	17%		-19%		-39%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	4	55	118	94	37	-61%	-57	853%	33
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-732	556	669	-212	-621	193%	-410	-15%	111
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	238	352	229	460	635	38%	175	167%	397
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	125	70	85	152	200	31%	48	59%	74

* PEG Nord et TRS avant le 1^{er} novembre 2018

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T1 2019 / T4 2018		T1 2019 / T1 2018	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG* day-ahead (moyenne)	21,2	21,0	24,4	24,6	18,7	-24%	-5,9	-12%	-2,5
Spread PEG*-TTF	-0,28	-0,15	-0,18	-0,11	0,25	-325%	0,4	-190%	0,5
Prix à terme (€/MWh)									
PEG* M+1 (moyenne)	19,0	20,9	24,6	25,1	18,7	-26%	-6,4	-1%	-0,3
PEG* Y+1 (moyenne)	17,4	19,8	22,9	23,7	19,9	-16%	-3,8	14%	2,5
Spread PEG*-TTF (Y+1)	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	-41%	-0,1	-53%	-0,2
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead **	1,3	0,9	0,7	1,3	2,9	129%	1,6	118%	1,6

* PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

** 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

Tableau 10 : Négoce

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T1 2019 / T4 2018	T1 2019 / T1 2018	T1 2019 / T1 2018	T1 2019 / T1 2018
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG via les marchés intermédies* (TWh)	172	141	145	176	180	2%	4	4%	7
En % de la consommation nationale	92%	202%	243%	120%	101%				
Volumes échangés sur le marché intermédie français									
Marché spot (TWh)	60	46	44	50	46	-7%	-4	-23%	-14
Intraday	10	7	7	9	8	-5%	-0,4	-18%	-1,7
Day Ahead	32	24	23	26	24	-7%	-1,8	-24%	-7,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	53	38	37	38	36	-5%	-1,7	-32%	-17,0
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	7	8	7	12	11	-15%	-1,8	41%	3,0
Marché à terme (TWh)	186	81	82	132	206	56%	74	11%	20
M+1	24	21	20	31	29	-6%	-1,7	19%	4,6
Q+1	2	11	8	19	6	-67%	-13,0	217%	4,3
S+1	75	14	11	32	82	153%	49,6	10%	7,4
Y+1	10	3	3	4	9	142%	5,2	-9%	-0,9
Bourse (toutes échéances)	4	3	2	2	4	77%	1,8	-3%	-0,1
Brokers (toutes échéances)	181	79	80	130	202	55%	71,9	11%	20,5
Nombre de transactions sur le marché intermédie français									
Marché spot	45353	36371	35322	36052	32859	-9%	-3193	-28%	-12494
Intraday	9 319	7 766	7 570	8 088	7 292	-10%	-796	-22%	-2027
Day Ahead	28 768	22 601	22 082	22 312	20 652	-7%	-1660	-28%	-8116
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	43 577	33 535	32 398	31 874	29 538	-7%	-2336	-32%	-14039
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	1 776	2 836	2 924	4 178	3 321	-21%	-857	87%	1545
Marché à terme	1648	1045	965	1323	1709	29%	386	4%	61
M+1	805	573	484	600	756	26%	156	-6%	-49
Q+1	24	105	71	177	75	-58%	-102	213%	51
S+1	300	60	46	114	274	140%	160	-9%	-26
Y+1	39	16	15	36	50	39%	14	28%	11
Bourse (toutes échéances à terme)	176	157	94	127	194	53%	67	10%	18
Brokers (toutes échéances à terme)	1 472	888	871	1 196	1 515	27%	319	3%	43
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	103	98	97	101	106	5%	5	3%	3
dont actifs chez Powernext Gas Spot	58	56	55	63	66	5%	3	14%	8
dont actifs chez Powernext Gas Futures	31	32	29	30	36	20%	6	16%	5

* Livraisons trimestrielles issues des échanges sur les marchés intermédies en France

Source : GRTgaz, Teréga, Powernext, Brokers – Analyse : CRE

4. GRAPHIQUES

4.1 Évolution des prix en France et en Europe

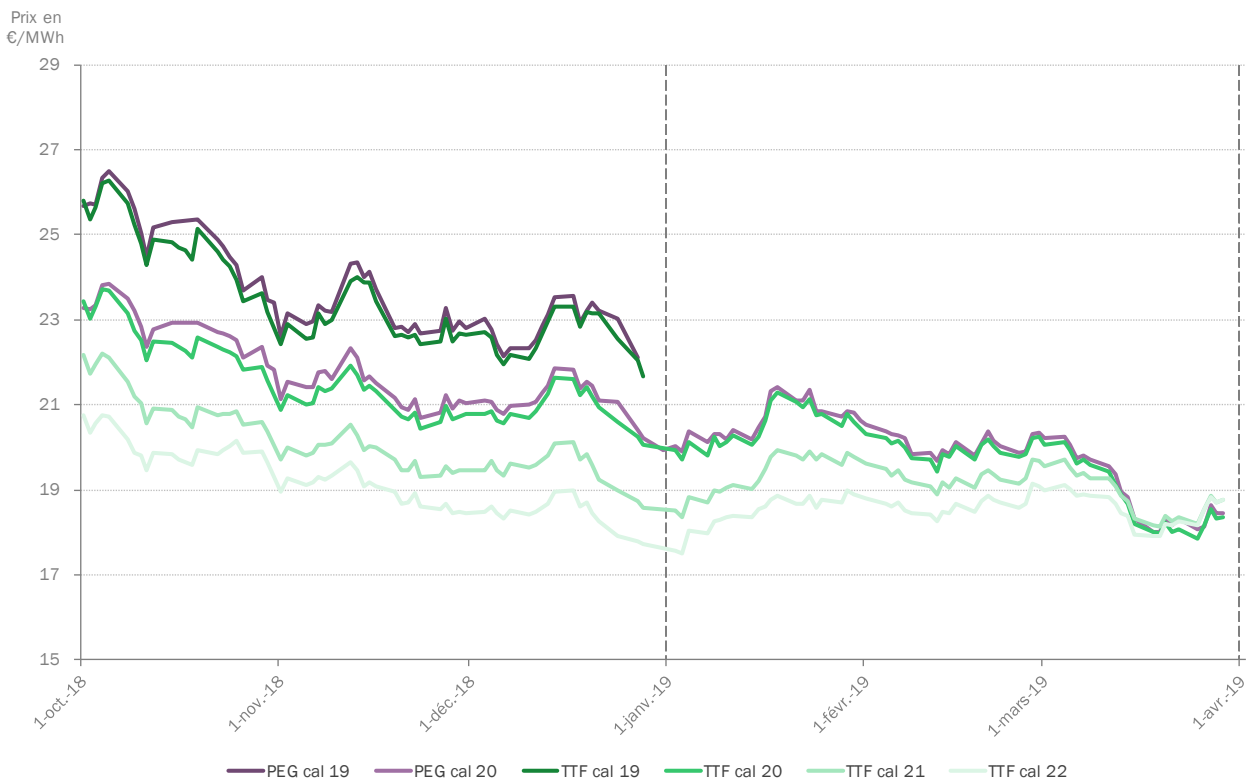
Figure 25 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



Figure 26 : Prix du contrat year-ahead sur les marchés du gaz en Europe



Figure 27 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



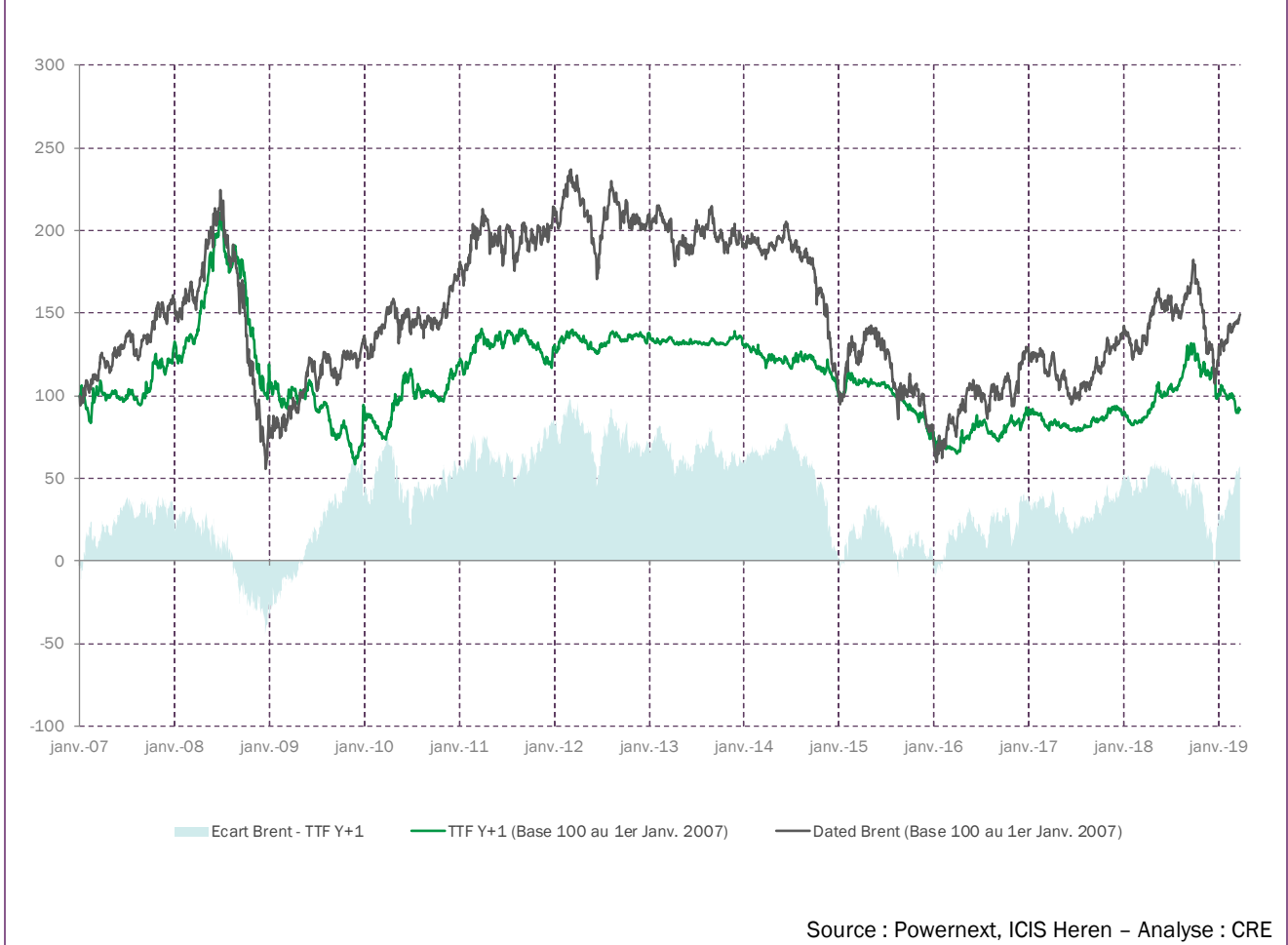
Source : Powernext, ICIS Heren – Analyse : CRE

4.2 Contexte international

Figure 28 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz dans le monde



Figure 29 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



4.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 30 : Livraisons aux PEG

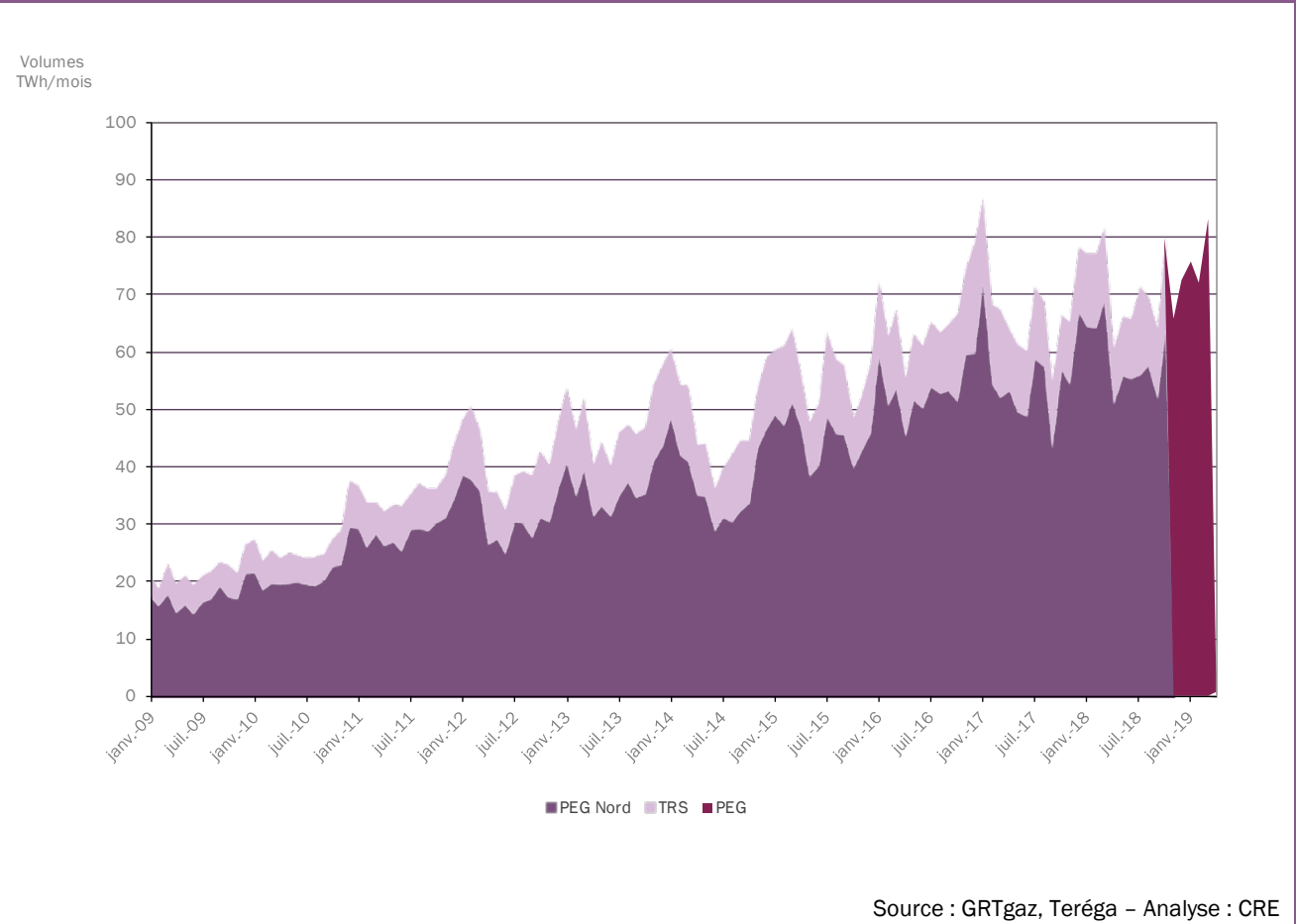


Figure 31 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit

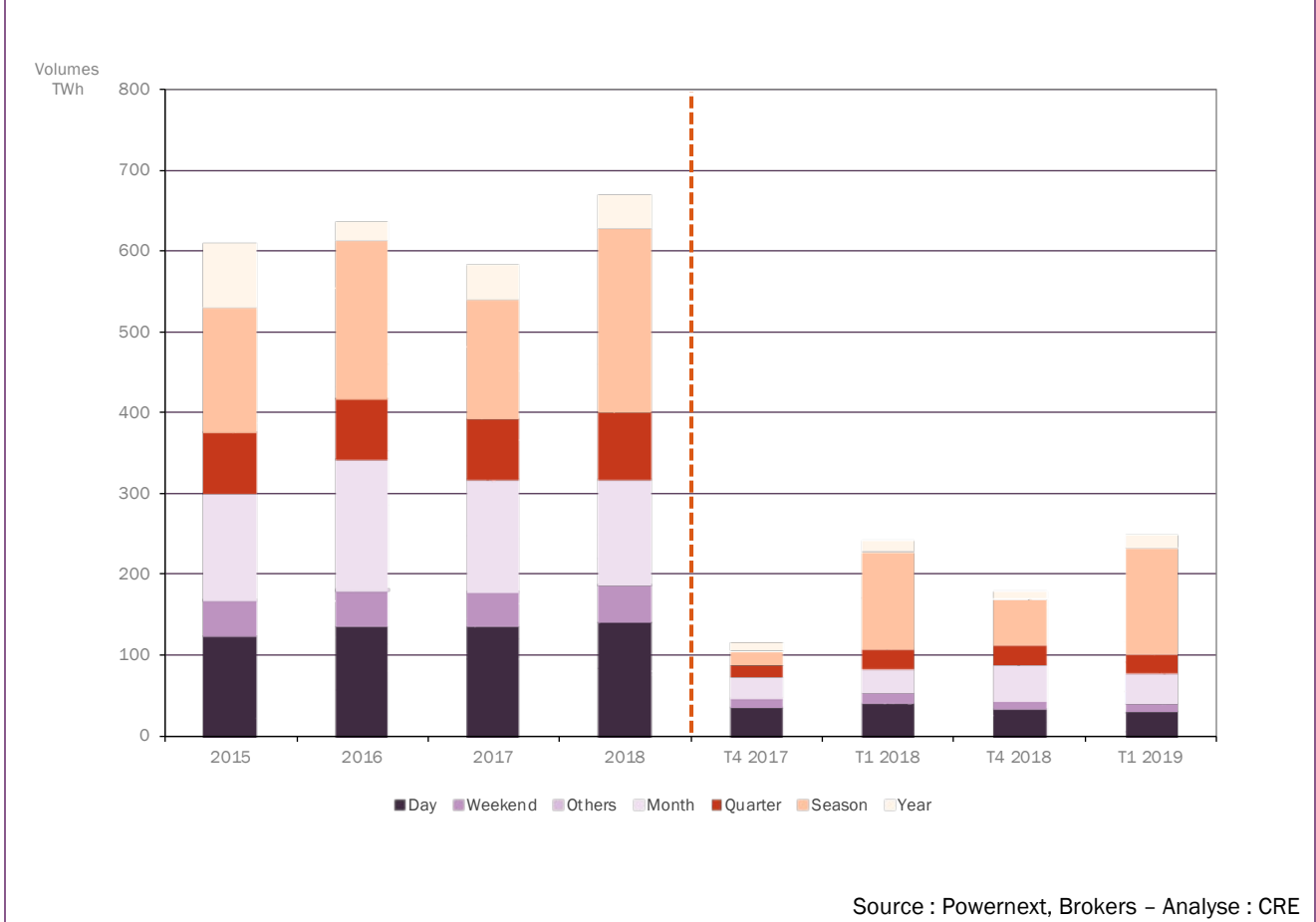
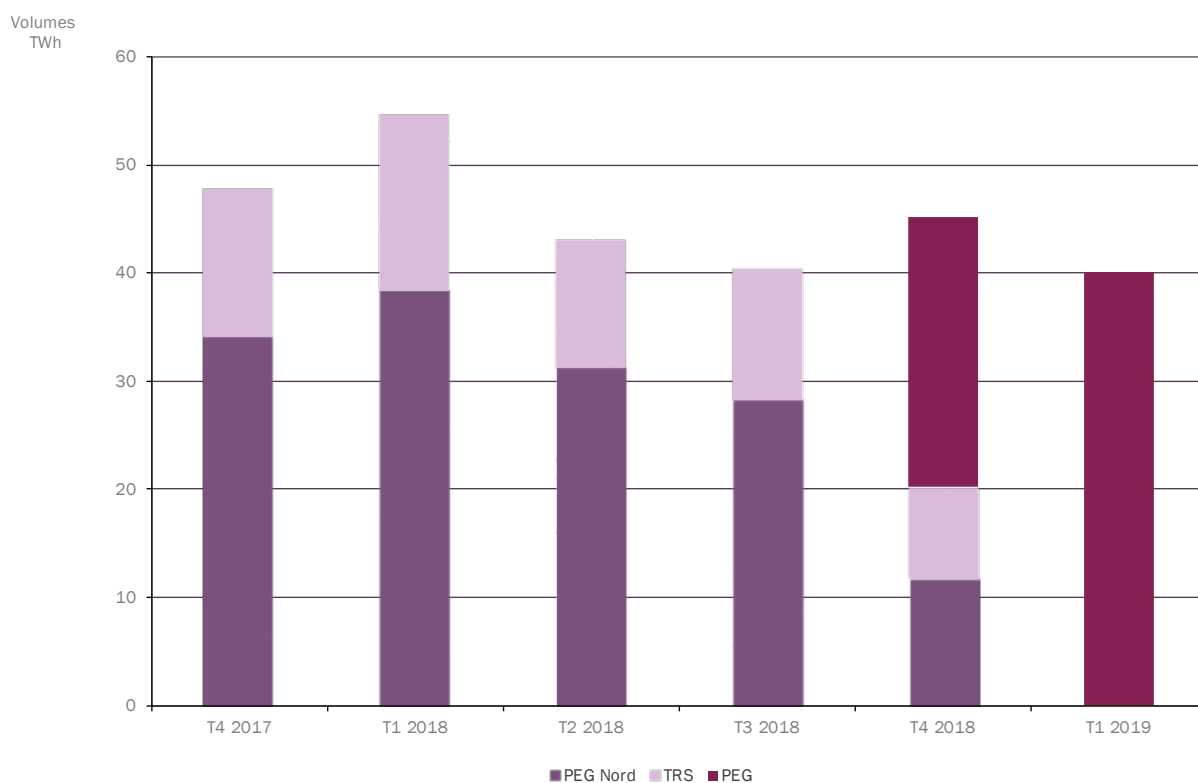
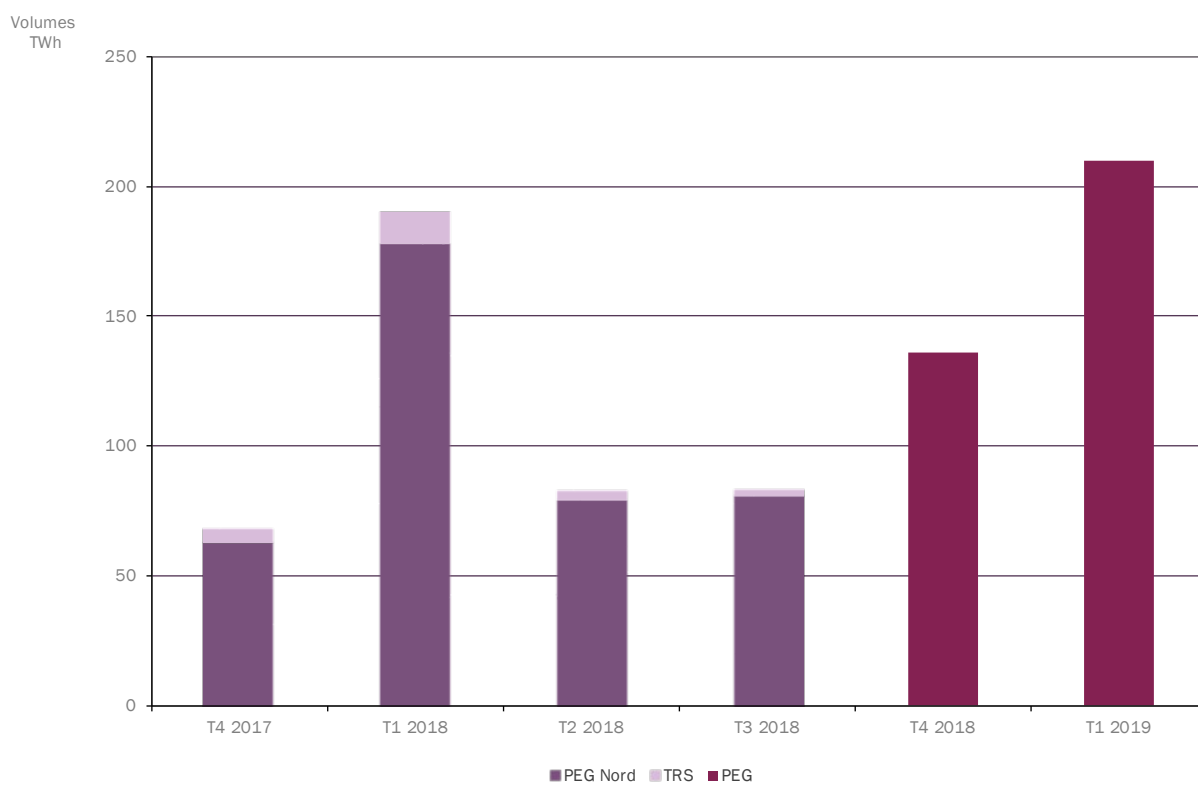


Figure 32 : Répartition du négoce sur le marché spot par zone



Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché à terme par zone



Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire

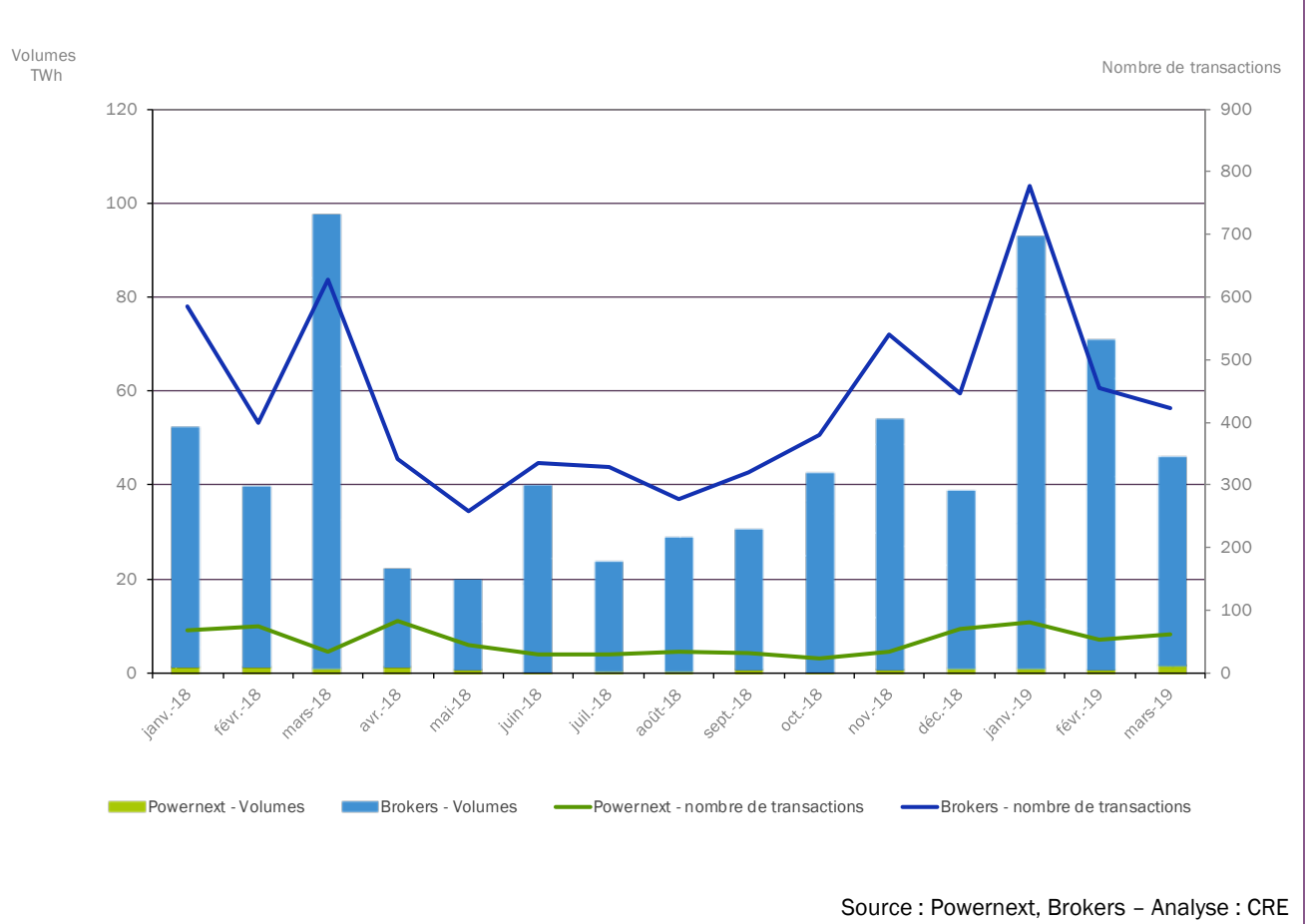
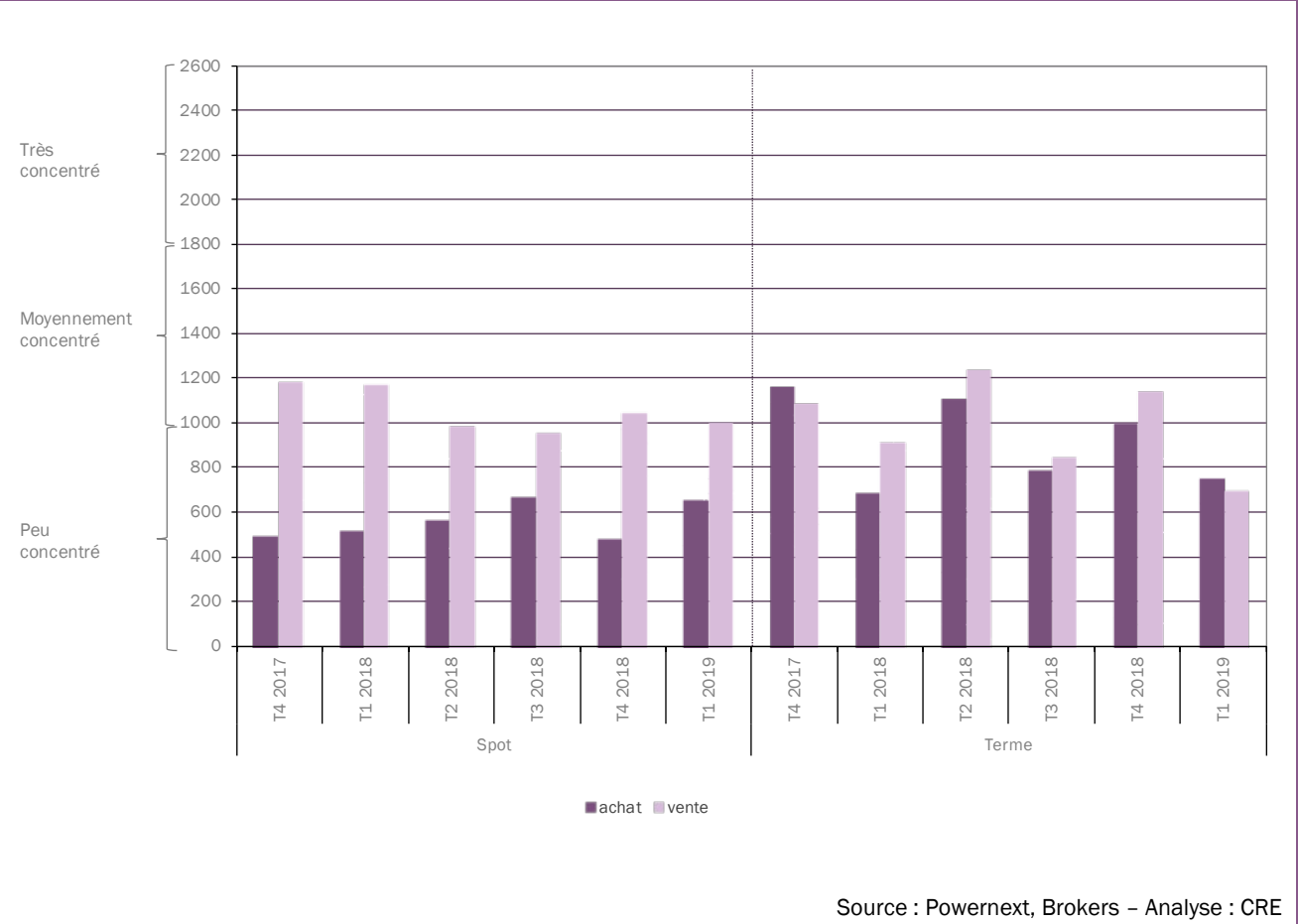


Figure 36 : Indices de concentration des marchés spot et à terme français



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

4.4 Fondamentaux

Figure 37 : Consommation de gaz en France

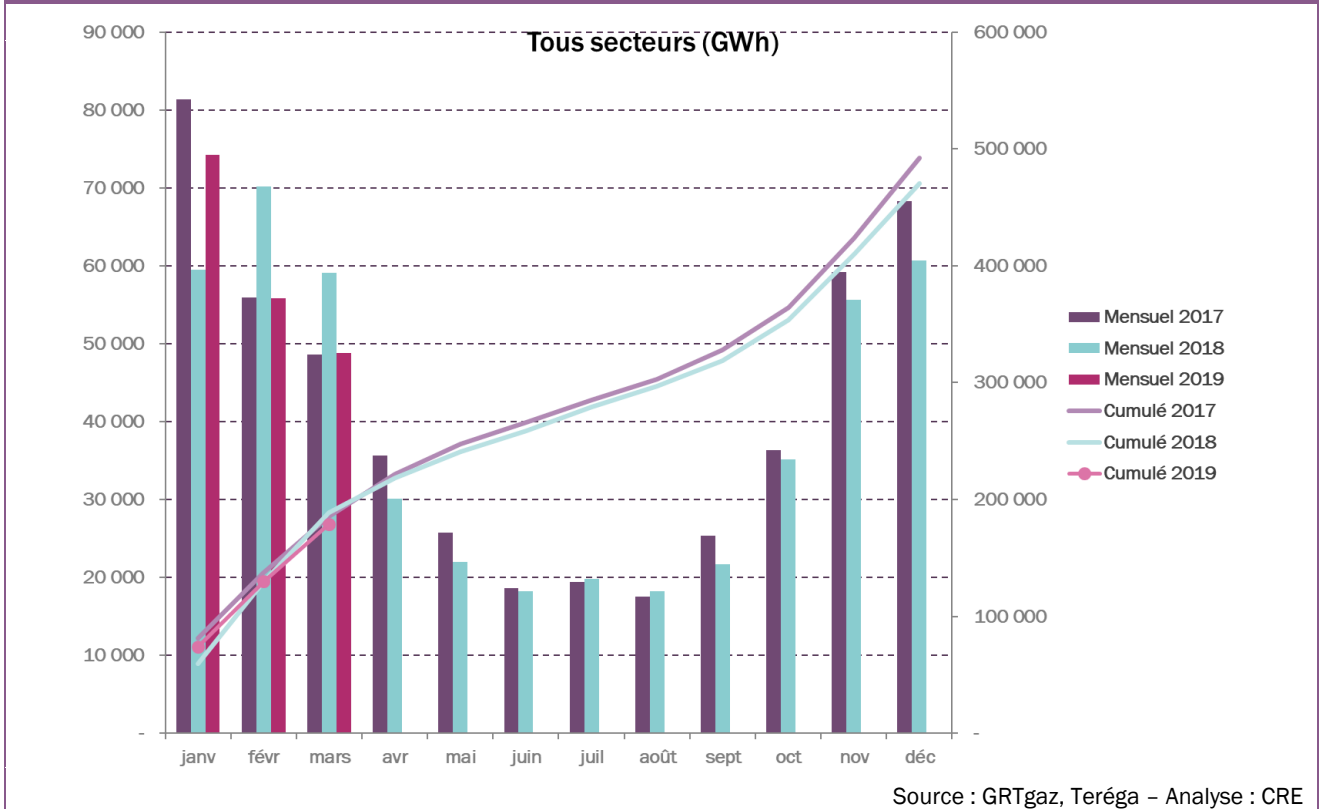
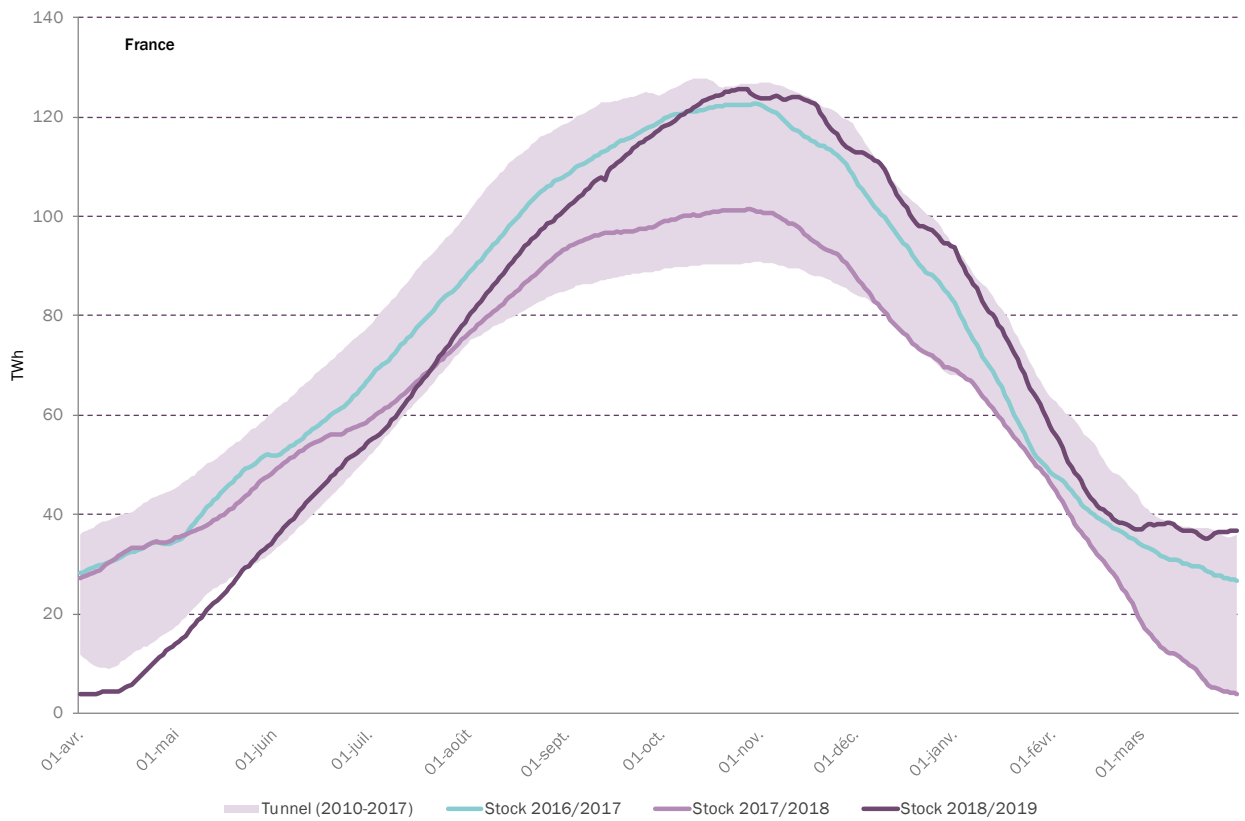


Figure 38 : Consommation de gaz en France par type de site

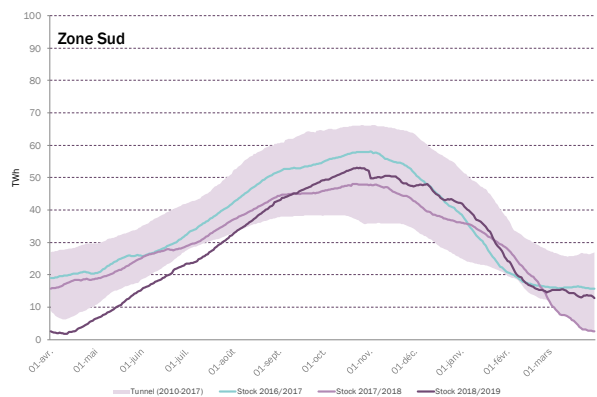
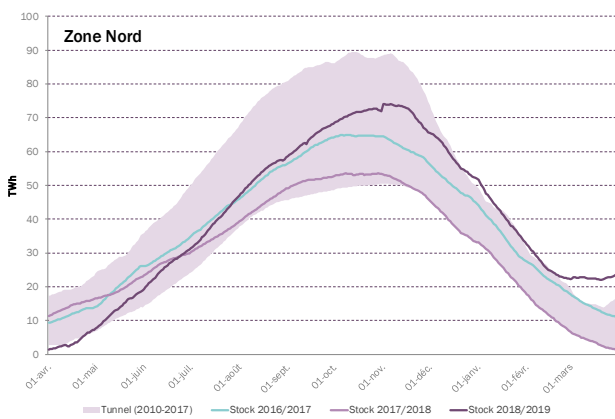


Figure 39 : Niveaux des stocks en France



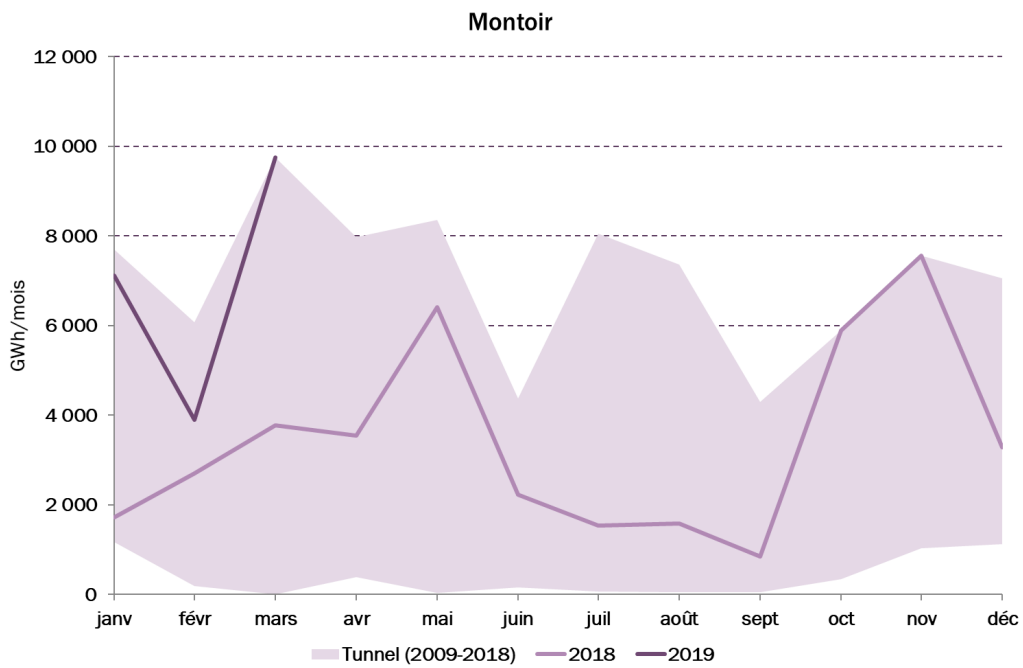
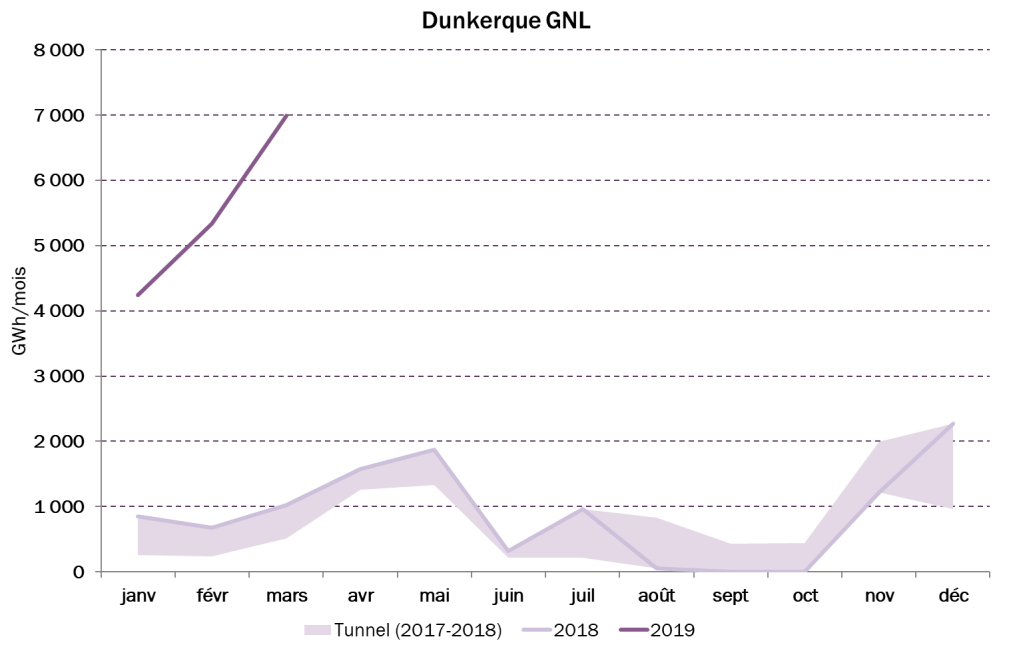
Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

Figure 40 : Niveau des stocks par zone



Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

Figure 41 : Emissions des terminaux méthaniers



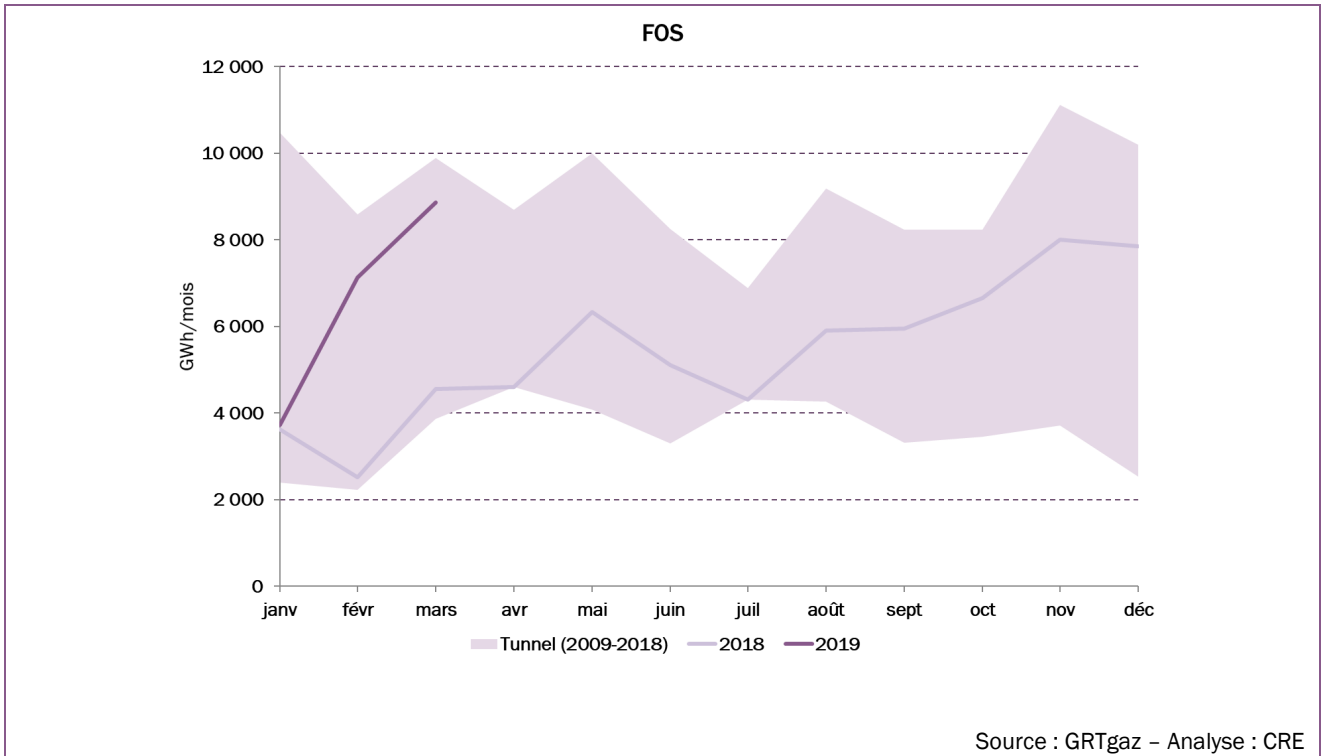


Figure 42 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)

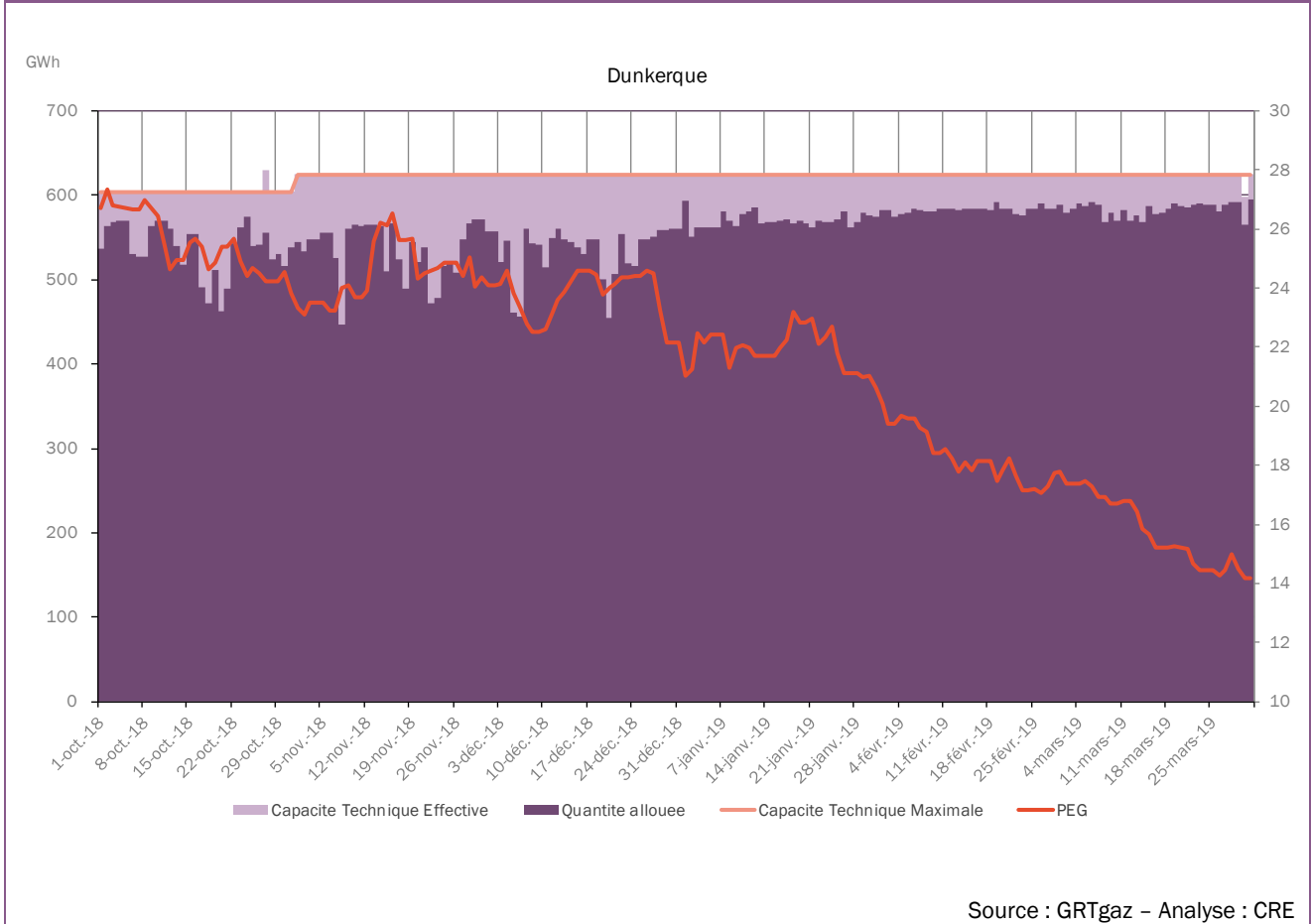


Figure 43 : Utilisation du PIV Virtualys (sens Belgique vers France)

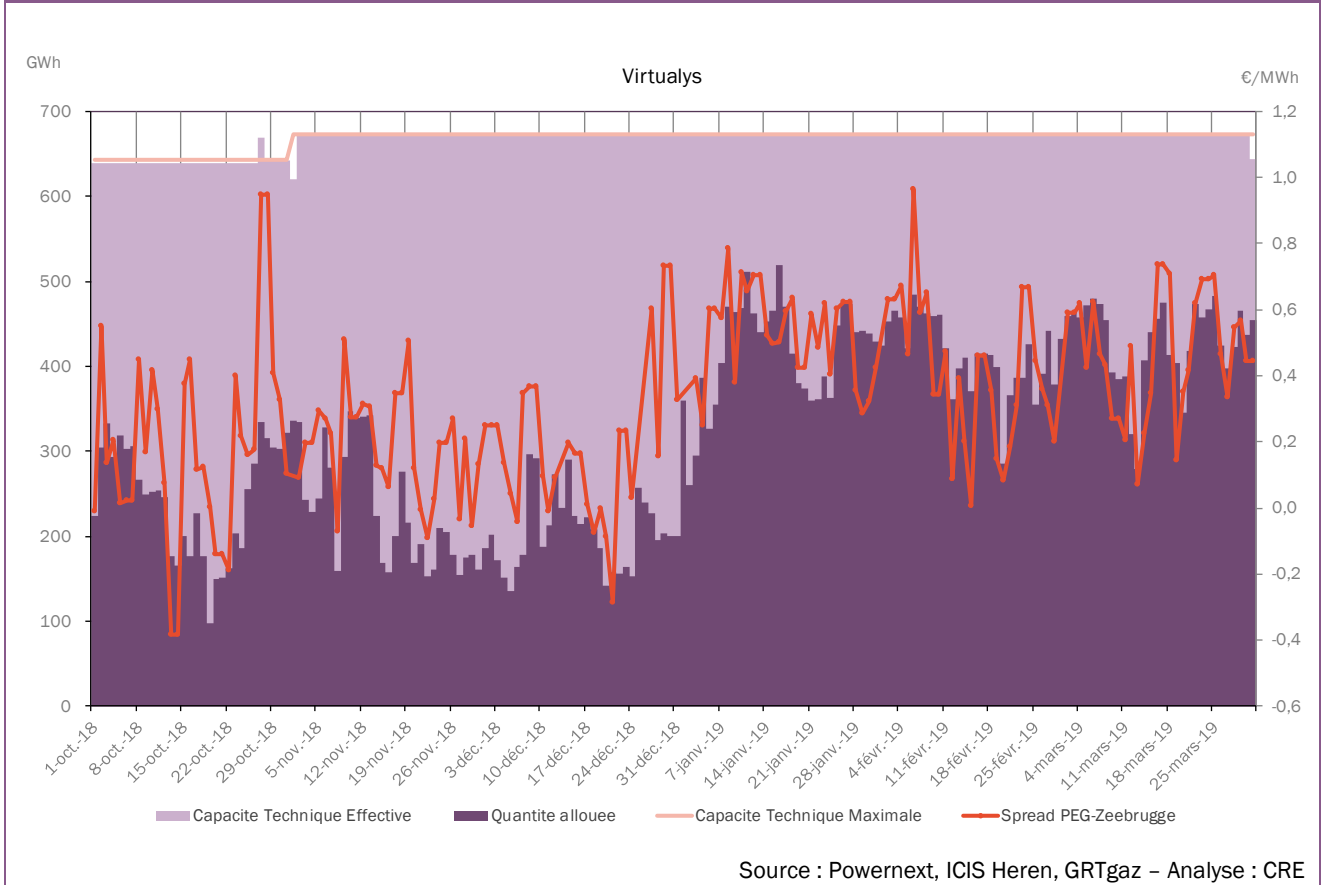


Figure 44 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)

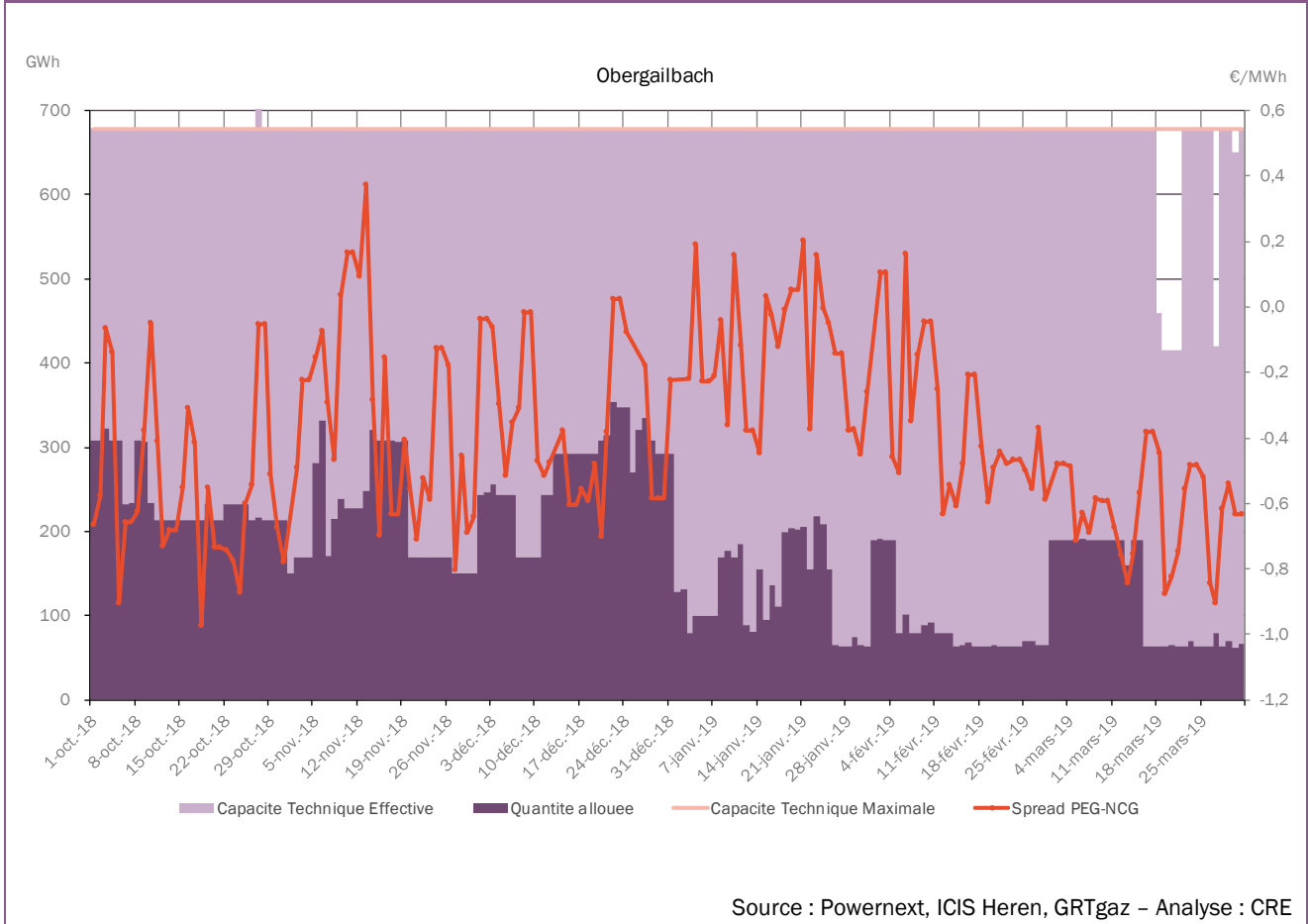


Figure 45 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)

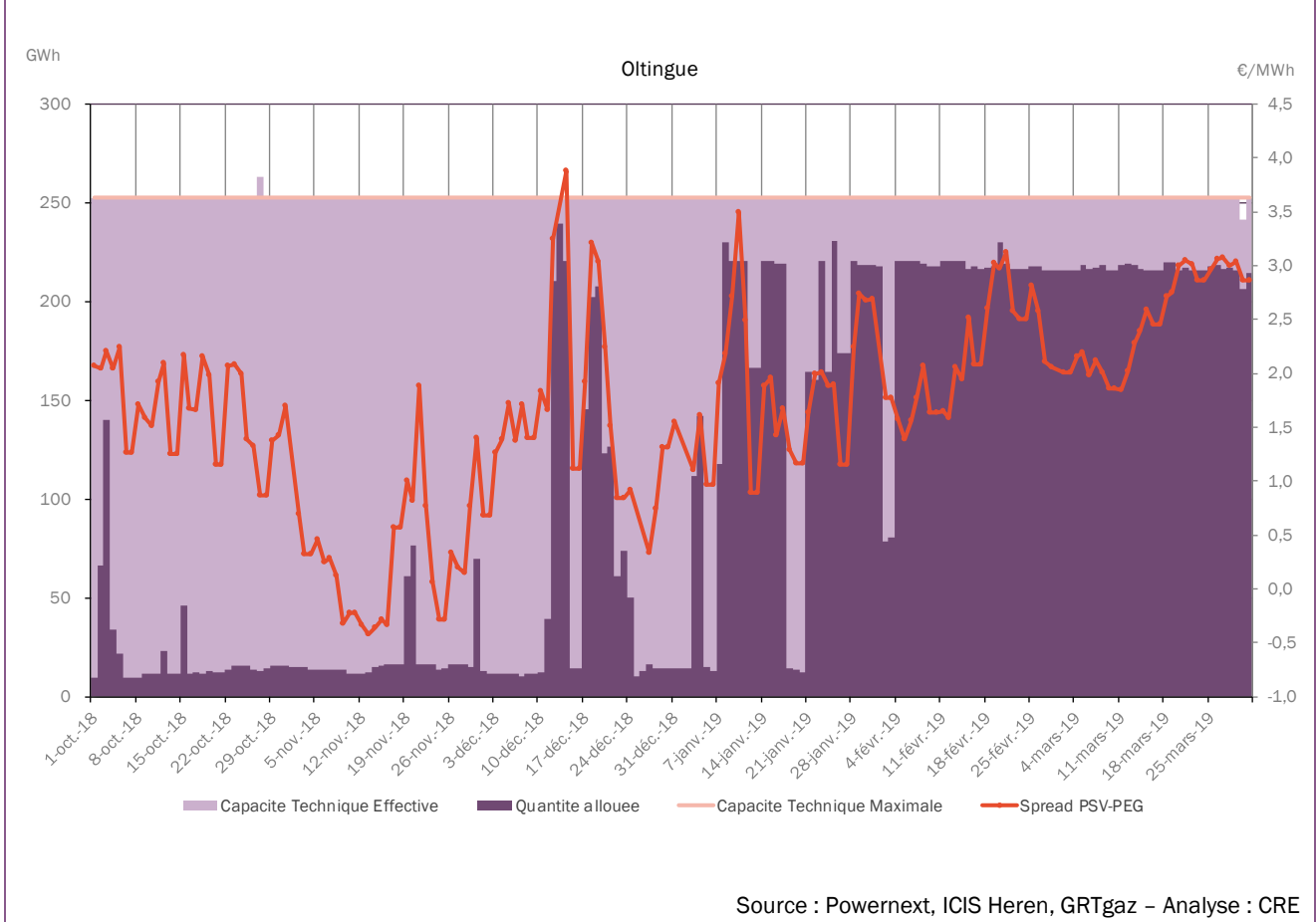


Figure 46 : Utilisation du PIR Pirneos (sens France vers Espagne)

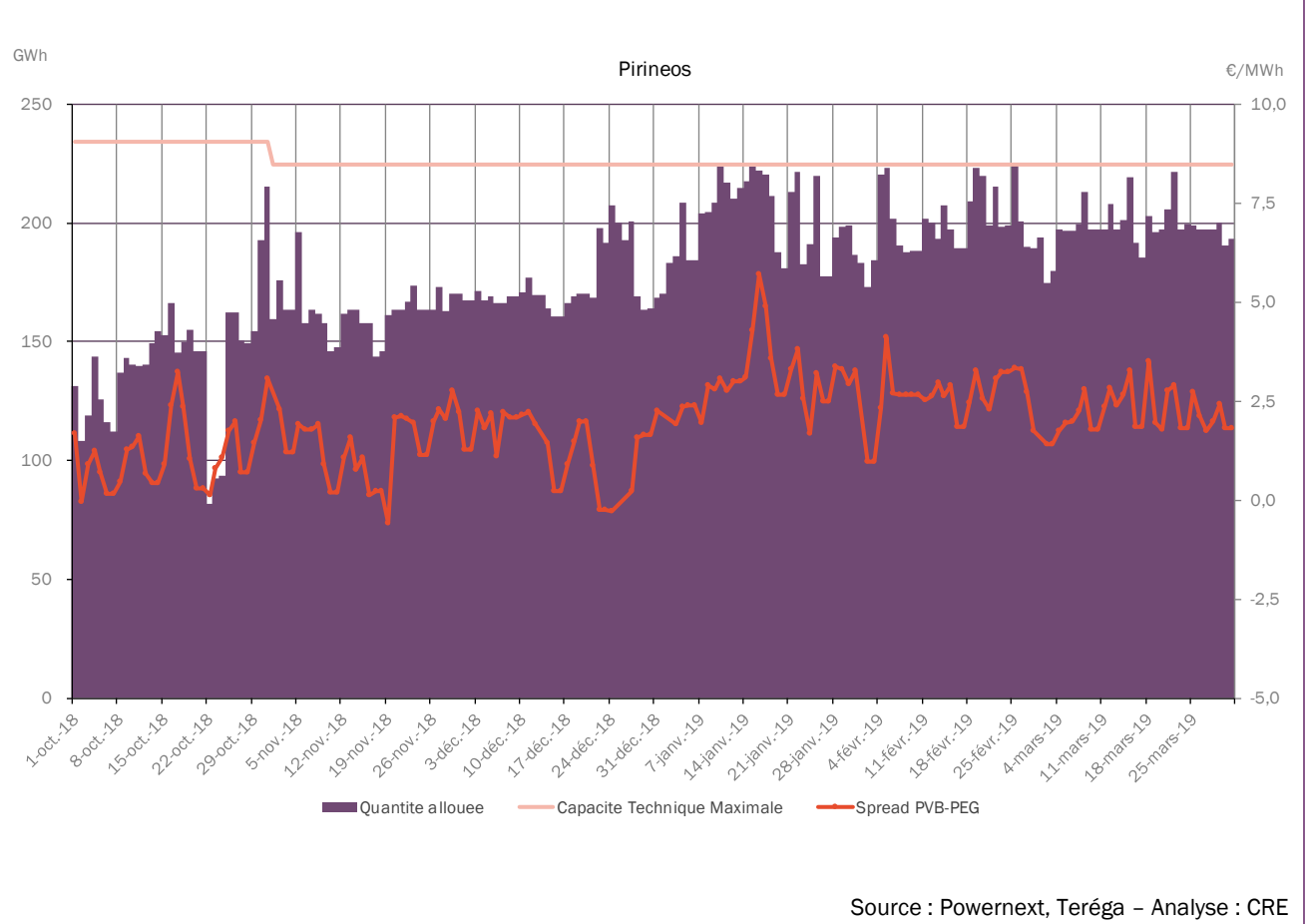
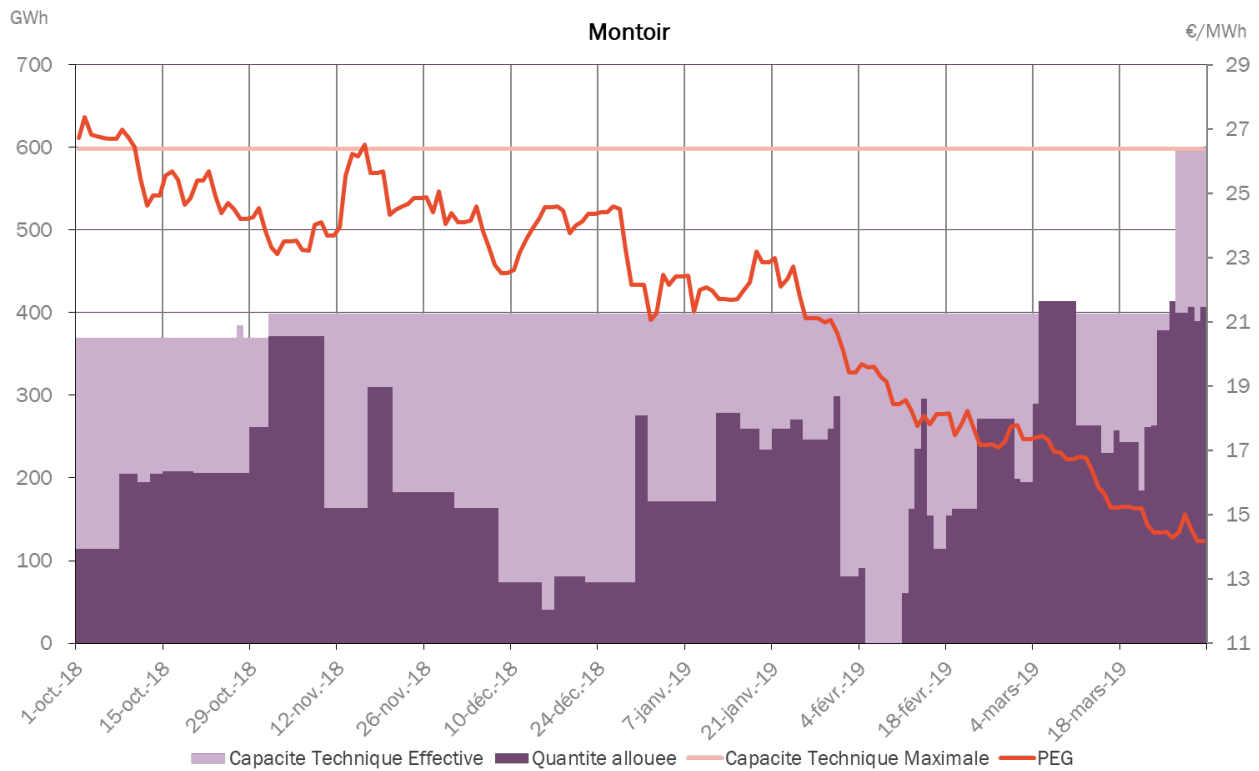
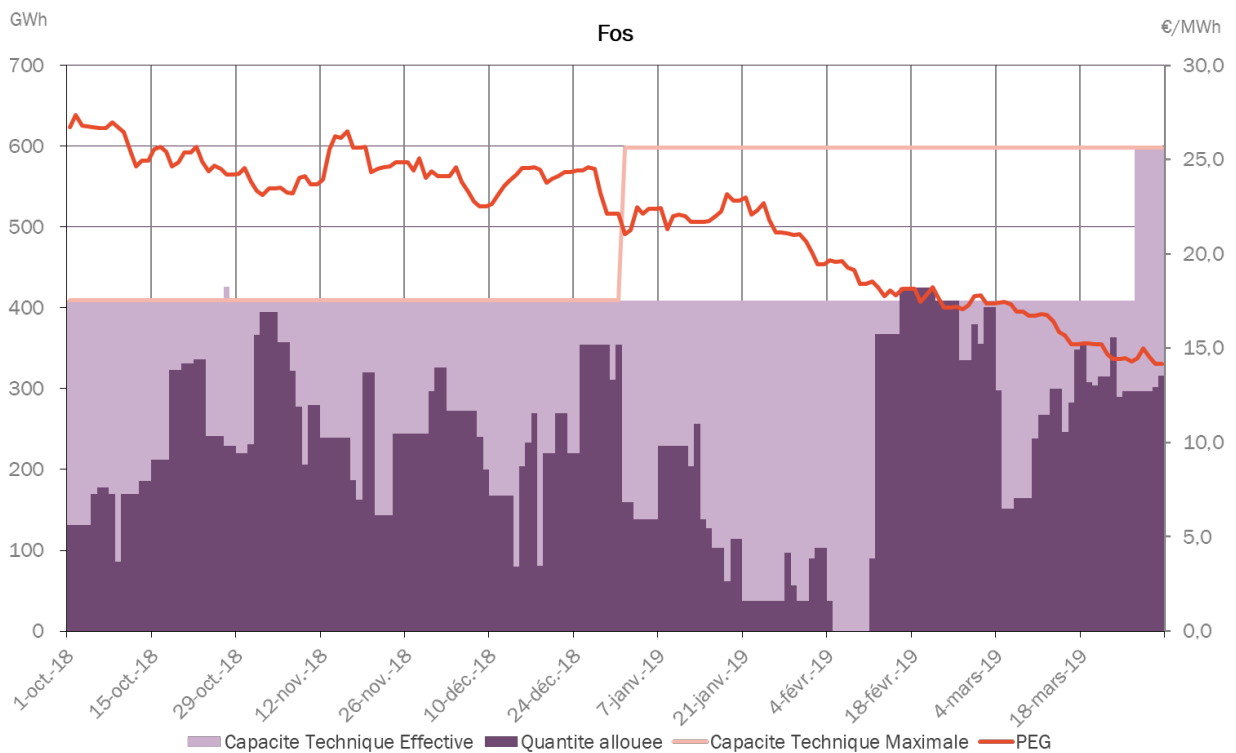


Figure 47 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 48 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

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

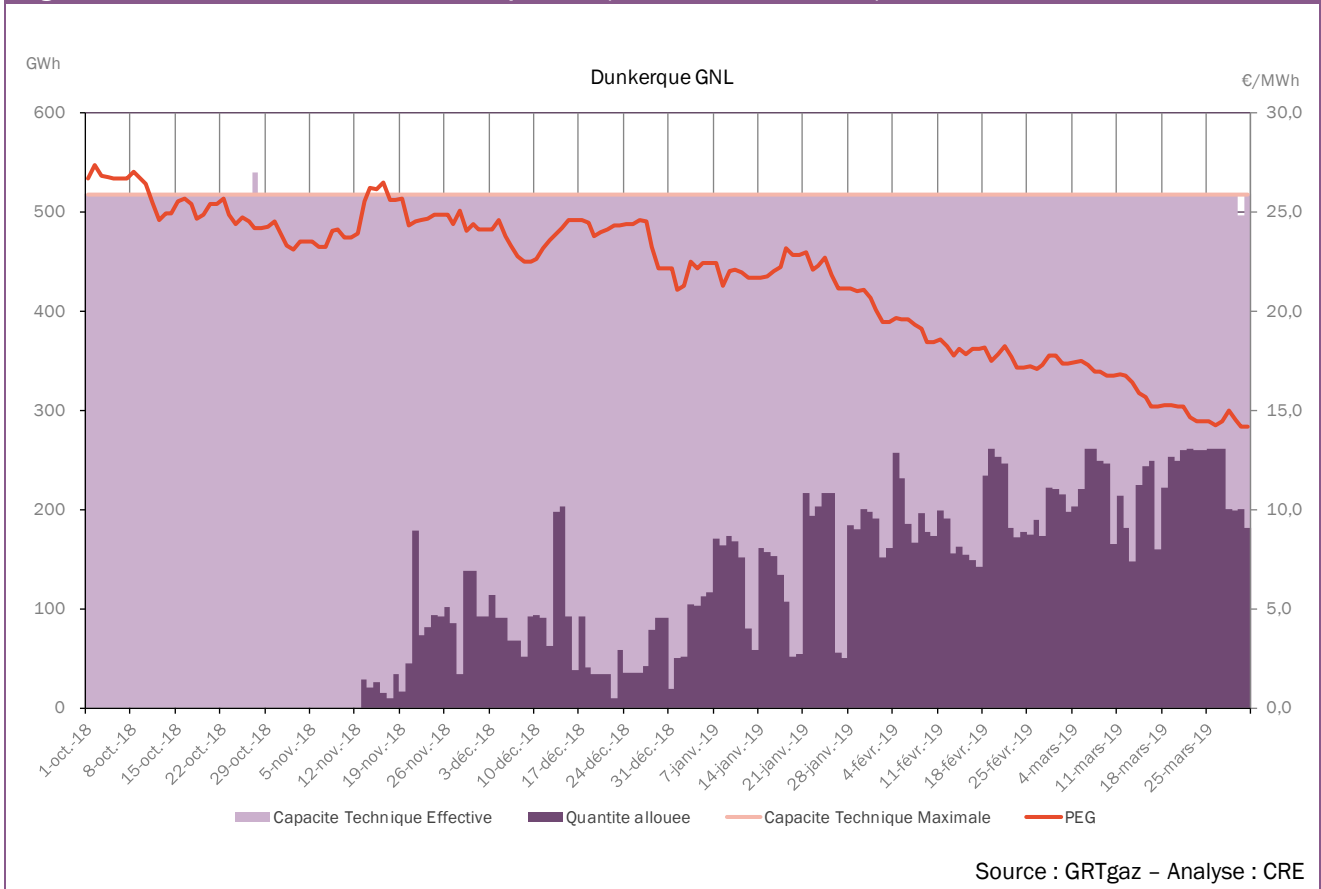
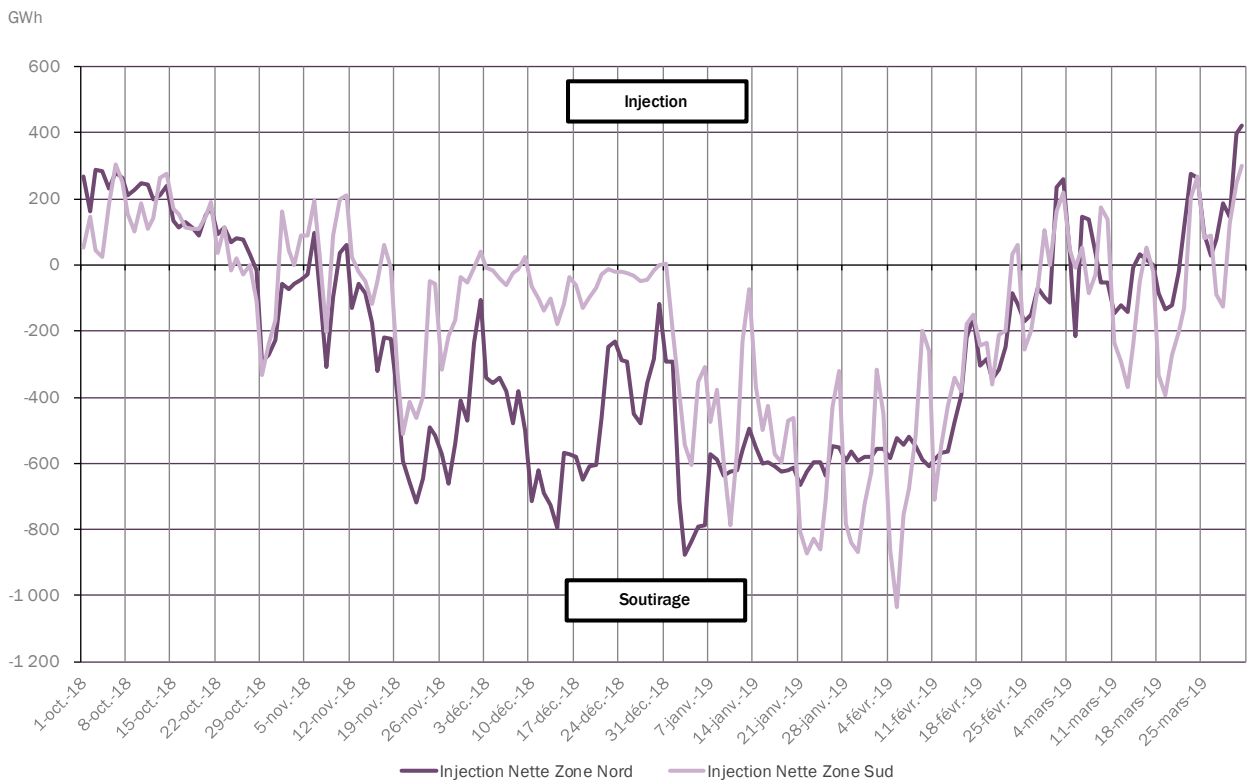
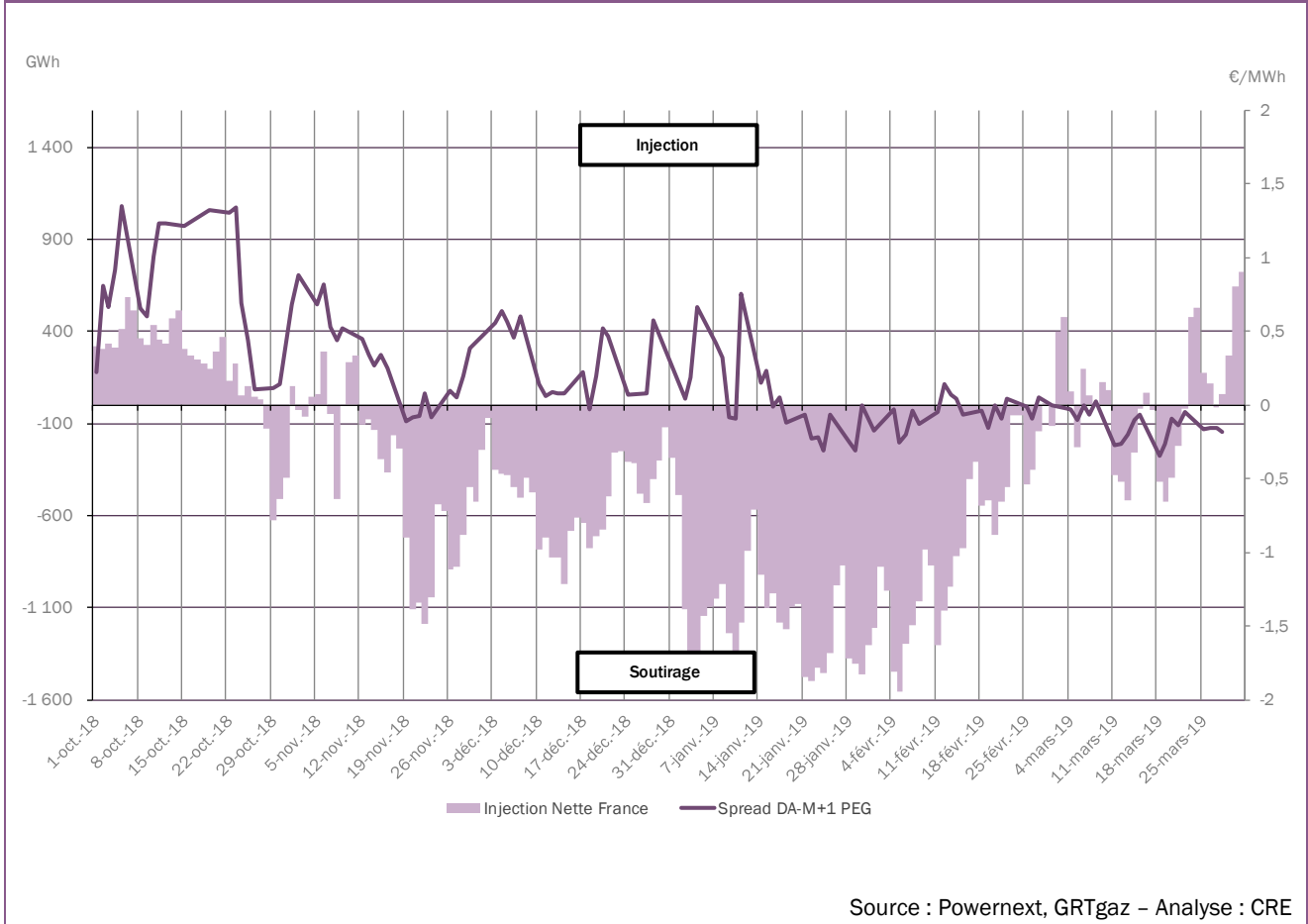


Figure 50 : Utilisation des stockages



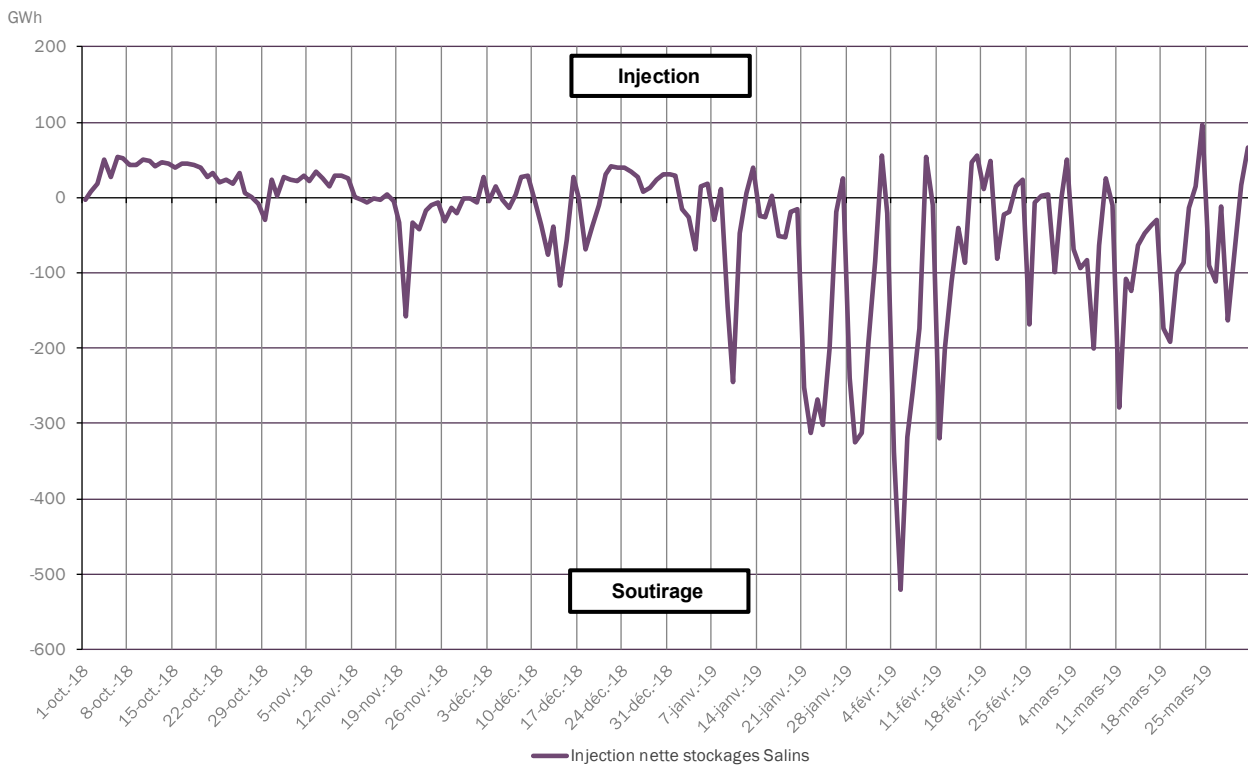
Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Figure 51 : Variation nette des stockages en France versus spread temporels (même jour de cotation)



Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 52 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

PARTIE 3 : **AUTRES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE**

5. PRIX DU QUOTA CO₂

Figure 53 : Évolution des prix spot et à terme EUA

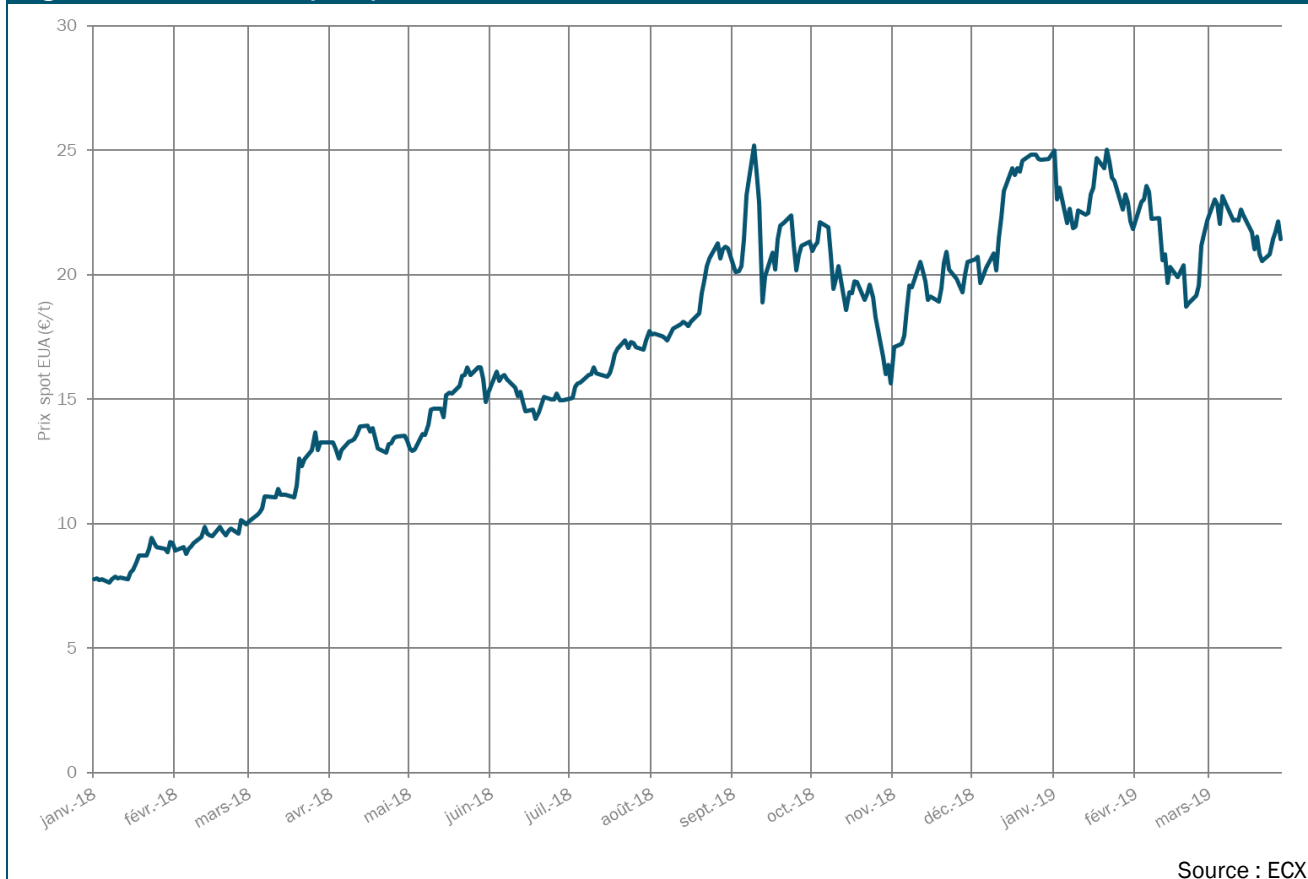
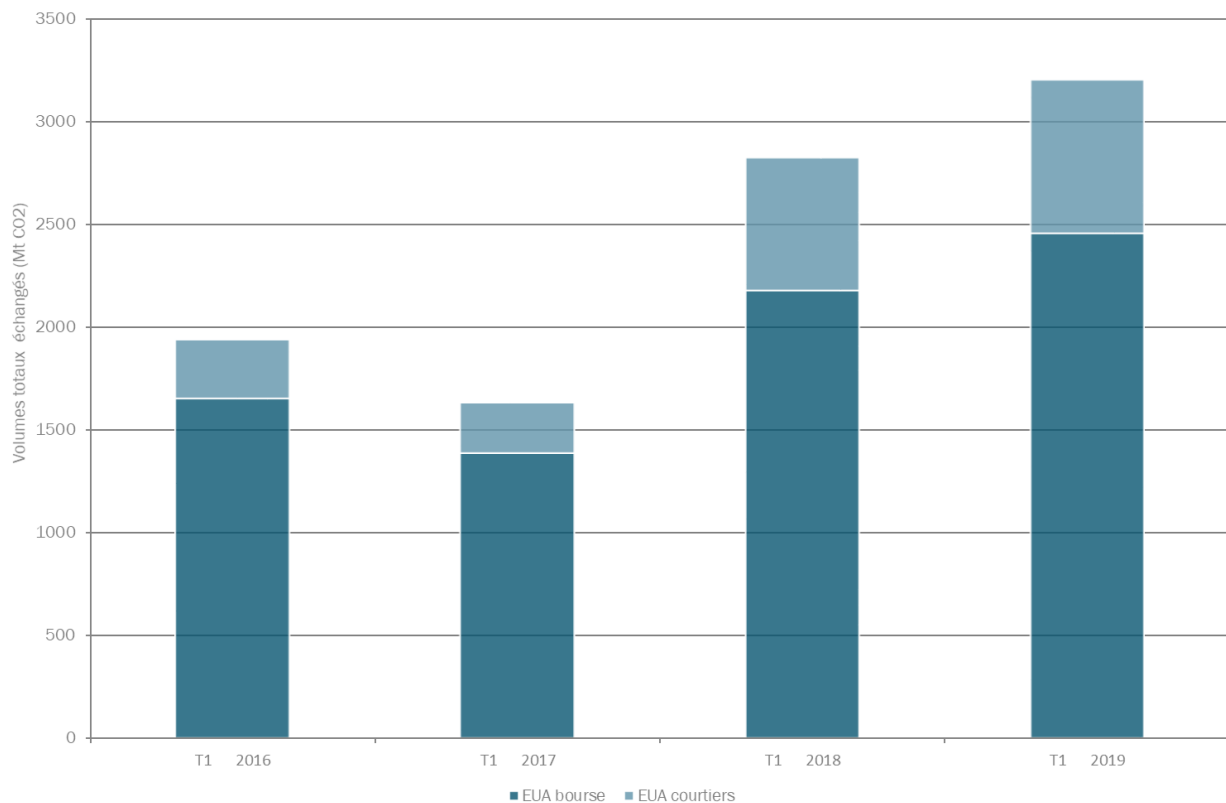
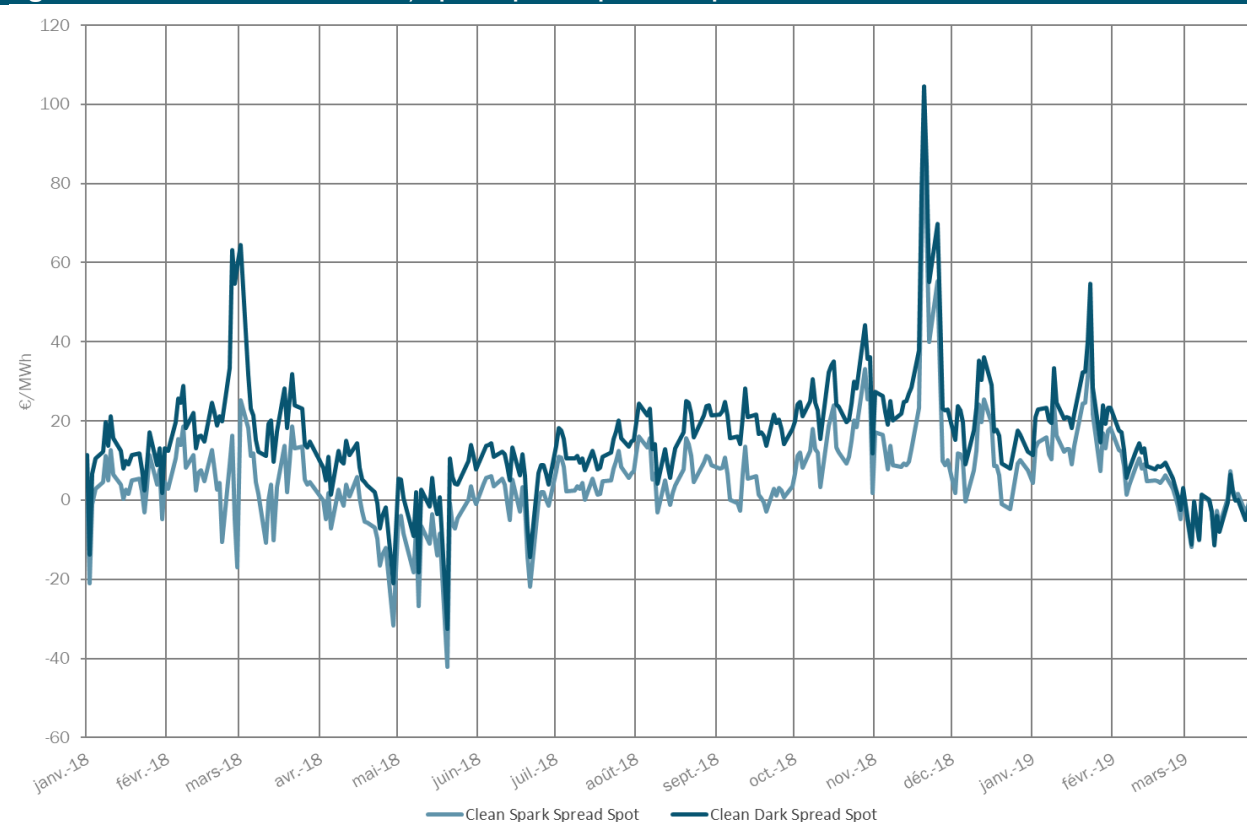


Figure 54 Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers



Source : ECX, EEX, LEBA

Figure 55 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe

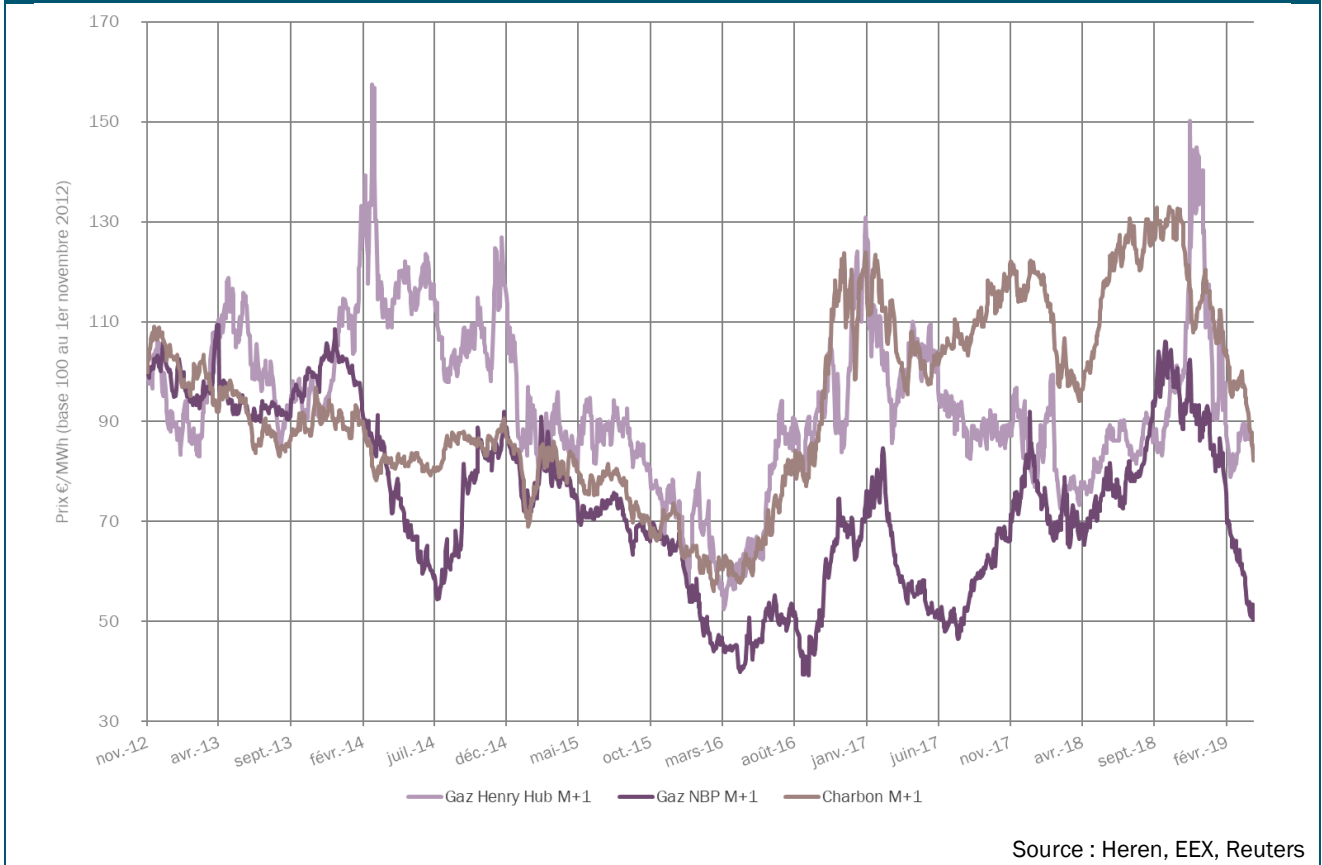


Source : Powernext, HEREN, EPEX Spot, EPD Futures, RTE

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 pointe France (€/MWh) • p_C prix M+1 charbon (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot 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 pointe France (€/MWh) • p_G prix M+1 gaz PEG Nord (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot 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>	

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

Figure 56 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (ARA) (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

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

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.

Powernext : bourse française du gaz du groupe EEX

PEGAS : plateforme centrale de négociation du gaz opérée par Powernext

PIR : point d'interconnexions réseau

PITS : points d'interconnexion transport stockage

PITTM : points d'interconnexion terminal méthanier

« **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.

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 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).....	15
Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT.....	16
Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT.....	17
Figure 6 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	18
Figure 7 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	19
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	20
Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT.....	21
Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens.....	22
Figure 11 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne.....	23
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 courant le trimestre.....	28
Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections courant le trimestre.....	29
Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages courant le trimestre.....	29
Figure 24 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France (flux commerciaux).....	33
Figure 25 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe.....	36
Figure 26 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe.....	37
Figure 27 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF.....	38
Figure 28 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz dans le monde.....	39
Figure 29 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers.....	40
Figure 30 : Livraisons aux PEG.....	41
Figure 31 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit.....	42
Figure 32 : Répartition du négoce sur le marché spot par zone.....	43
Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché à terme par zone.....	44
Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire.....	45
Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire.....	46
Figure 36 : Indices de concentration des marchés spot et à terme français.....	47
Figure 37 : Consommation de gaz en France.....	48
Figure 38 : Consommation de gaz en France par type de site.....	48

Figure 39 : Niveaux des stocks en France	49
Figure 40 : Niveau des stocks par zone	49
Figure 41 : Emissions des terminaux méthaniers	50
Figure 42 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau).....	51
Figure 43 : Utilisation du PIV Virtualys (sens Belgique vers France)	52
Figure 44 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	53
Figure 45 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse).....	54
Figure 46 : Utilisation du PIR Pirineos (sens France vers Espagne).....	55
Figure 47 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau).....	56
Figure 48 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau).....	56
Figure 49 : Utilisation du PITTM de Dunkerque GNL (en entrée sur le réseau).....	57
Figure 50 : Utilisation des stockages	58
Figure 51 : Variation nette des stockages en France versus spread temporels (même jour de cotation)	59
Figure 52 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud.....	60
Figure 53 : Évolution des prix spot et à terme EUA	61
Figure 54 Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers	62
Figure 55 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe	63
Figure 56 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (ARA) (base 100 en novembre 2012).....	64

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	34
Tableau 9 : Prix	34
Tableau 10 : Négoce	35

