



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



OBSERVATOIRE

2^E TRIMESTRE 2019 (DONNÉES AU 30/06/2019)

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	58
5. PRIX DU QUOTA CO₂	58
6. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON	61
GLOSSAIRE	62
GLOSSAIRE COMMUN	62
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	62
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU GAZ	63
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU CO₂	63
INDEX DES GRAPHIQUES	66
INDEX DES TABLEAUX	68

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

Forte volatilité sur le marché du pétrole, le charbon continue de chuter et atteint 43 €/t

Les prix du pétrole sur le second trimestre 2019 n'ont pas marqué de tendance claire et ont décrit des mouvements haussiers ou baissiers selon les actualités du marché. Le prix du Brent perd 4 €/bbl sur le trimestre et clôture ainsi le mois de juin à 58 €/bbl. Le prix moyen sur le trimestre est en revanche en hausse de 5 €/bbl et s'établit à 61 €/bbl.

Les prix étaient d'abord à la hausse en raison de restrictions supplémentaires de la production de l'OPEP et des craintes géopolitiques concernant le Venezuela et la Libye. L'actualité en Iran a également été un important facteur d'influence puisque les Etats-Unis ont mis fin en mai aux exemptions dans le programme de sanctions à l'encontre du pays limitant son exportation de pétrole. Le prix était très volatile sur la fin du trimestre en lien notamment avec l'annonce de taxes supplémentaires dans la guerre sino-américaine et sous l'effet de résonance qui suivait l'attaque de deux pétroliers dans le détroit d'Ormuz au Moyen-Orient.

A l'instar du premier trimestre 2019, les prix du charbon ont à nouveau fortement baissé avec le prix API2 qui perd 20 % et clôture le trimestre à 43 €/t, soit le plus bas niveau depuis 2016. Le prix moyen sur le trimestre s'établit à 51 €/t enregistrant ainsi une baisse de 23 % par rapport au trimestre précédent. D'une part, cette situation résulte d'une offre qui reste abondante avec des stocks très élevés en Europe et en Asie. D'autre part, la demande est restée peu vigoureuse avec une consommation typiquement faible à cette période de l'année en Chine et un recours grandissant au gaz comme alternative au charbon.

Les prix du marché d'électricité à court terme diminuent avec une faible remontée des prix à terme 2020 dans un contexte de disponibilité nucléaire moins élevée en comparaison du trimestre précédent

A la sortie de la période hivernale la consommation française suit naturellement une tendance baissière pour s'établir à environ 100 TWh (Figure 14) pour le deuxième trimestre 2019, soit un niveau plus élevé qu'à la même période en 2018 (+3,9 %, 96 TWh).

La filière nucléaire affiche un taux de disponibilité moyen sur le trimestre de 72,2 %, en progression de 5,6 points par rapport à la même période en 2018. Le trimestre a démarré avec un taux de disponibilité dépassant le maximum observé de ces cinq dernières années. Restant toujours élevé au mois de mai, le taux de disponibilité nucléaire baisse légèrement en juin dans le contexte de l'arrivée d'une vague de chaleur, pour se retrouver au milieu du tunnel historique 2013-2017. Au total sur la période, la production nucléaire s'est établie à 91,9 TWh, soit +2 % par rapport à la même période en 2018.

Alors que l'année 2018 se caractérisait par une importante production de la filière hydraulique, l'année 2019 montre une tendance complètement inverse : en raison d'une pluviométrie très faible le niveau de remplissage des barrages reste bas. Par ailleurs, on observe un effet de substitution de la production nucléaire à la production hydraulique en raison d'une meilleure disponibilité du parc nucléaire. Dans ce contexte, la production hydraulique au deuxième trimestre 2019 atteint régulièrement les niveaux les plus bas du tunnel historique 2013-2017 (Figure 18). Au total sur le trimestre la production hydraulique s'est établie à 15,8 TWh en baisse de -29 % par rapport à la même période en 2018.

La filière éolienne continue à se développer avec l'arrivée de nouvelles installations. La production éolienne du trimestre s'élève à 6,4 TWh (contre 5,1 TWh en 2018) mais est en baisse de 34 % par rapport au trimestre précédent du fait de la saisonnalité de la production éolienne.

Par rapport au premier trimestre 2019 la production fossile affiche une diminution à 6,1 TWh soit -59%. La filière charbon (Figure 16), n'a quasiment pas été sollicitée au deuxième trimestre 2019, avec un taux d'utilisation de 0,35 % (soit 0,08 TWh de production) contre 12 % en 2018. Le taux d'utilisation du gaz (Figure 17) affiche 21 % en moyenne sur le trimestre (soit 1,35 TWh de production) contre 11 % en 2018. La sollicitation de cette filière a permis de pallier le déficit de l'hydraulique.

Le solde exportateur de la France se porte à 18,6 TWh, soit une baisse de -10,6 % par rapport au deuxième trimestre 2018 (Figure 20). Ce bilan résulte d'une baisse globale des exportations (-9,5 %) et des importations (-4,5 %). Néanmoins, le solde exportateur reste élevé par comparaison aux cinq dernières années.

Les prix *spot* de l'électricité se sont établis à 34,8 €/MWh en moyenne au cours du deuxième trimestre 2019, soit une diminution de -5 % par rapport à la même période en 2018. La tendance baissière est également observée en Allemagne où les prix *spot* allemands ont atteint en moyenne 35,8 €/MWh, soit une baisse de 0,5 % par rapport à l'année précédente (Figure 10). L'écart entre le prix *spot* France-Allemagne varie très peu par rapport à 2019. La tendance baissière des prix *spot* peut s'expliquer notamment par la baisse des coûts de production de la filière gaz en raison de la baisse importante des cours de cette commodité sur les marchés de gros en Europe.

Sur les marchés à terme, le prix du produit Calendaire France Base 2020 reste stable dans ce contexte relativement détendu. Une augmentation de 1 % en moyenne par rapport au trimestre précédent a été observée pour le prix

français, et de 2 % pour son équivalent allemand. Les prix ont atteint respectivement 51,7 €/MWh (Calendaire France Base 2020) et 48,7 €/MWh (Calendaire Allemagne base 2020) en moyenne.

S'agissant du négoce sur le marché à terme, les volumes échangés de produit annuel (Y+1) sont en diminution de -54 % par rapport au deuxième trimestre 2018 et de -7 % par rapport au premier trimestre 2019. Etant donné que les prix à terme se sont stabilisés à un niveau supérieur à 42 €/MWh, les acteurs de marché ont diminué leur activité sur les marchés de gros au profit de la demande des volumes de l'ARENH. Sur les produits mensuels (M+1), les volumes échangés sont en baisse de -30 % par rapport au deuxième trimestre 2018 et de -44 % par rapport au premier trimestre 2019. Enfin, sur le marché *spot* les volumes échangés sont en baisse de -10 % par rapport à la même période en 2018 et affichent une hausse de 3 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3).

Le prix spot du gaz sous les 10 €/MWh, au plus bas depuis 10 ans

A l'instar du trimestre précédent, les conditions ont été baissières sur le marché français du gaz en raison d'un fort approvisionnement en GNL et d'un niveau élevé des stocks. Dans la continuité de tendance observée en fin 2018 et pendant le premier trimestre 2019 les arrivées de GNL affichent des niveaux records avec 66 TWh sur le trimestre, soit plus du double des importations de GNL à la même période en 2018. Les terminaux méthaniers français ont ainsi été fortement sollicités dans un contexte d'un accroissement mondial de la production et d'une demande peu vigoureuse en Asie.

En parallèle, les stockages dont les niveaux étaient déjà historiquement hauts à la fin de l'hiver ont continué à se remplir pour atteindre 90 TWh à la fin du trimestre, ce qui est habituellement atteint au milieu de l'été. L'intérêt pour les injections est en effet resté conséquent grâce au contexte favorable des prix (différentiel hiver-été élevé).

La demande de gaz sur le trimestre a atteint 88 TWh, en hausse de 26 % par rapport à la même période en 2018. La consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz a particulièrement augmenté (+ 25 %) les prix bas du gaz qui favorisant la sollicitation des centrales à gaz.

Les importations via gazoducs sont restées stables par rapport au deuxième trimestre 2018 tandis que les exportations vers l'Espagne et l'Italie ont sensiblement augmenté (+12 TWh).

Dans ce marché détendu, les prix *spot* du gaz ont de nouveau fortement baissé : le prix *day-ahead* PEG perd 5 €/MWh et clôture le mois de juin sous la barre symbolique des 10 €/MWh, soit un plus bas depuis 2009. Le prix moyen sur le trimestre s'établit à 12,9 €/MWh contre 21,0 €/MWh au premier trimestre 2018. La convergence entre les prix PEG et TTF a été très bonne avec la moyenne des écarts de prix PEG-TTF de 0,03 €/MWh.

Les prix à terme du gaz ont affiché une tendance baissière moins marquée et traitent bien au-dessus du *spot* : le *Calendar 20* sur le PEG clôture le trimestre à 18,4 €/MWh avec une moyenne trimestrielle de 19,2 €/MWh. Malgré les conditions favorables sur le marché *spot*, les incertitudes pour l'année prochaine restent marquées notamment concernant une éventuelle reprise de la demande asiatique de GNL ou encore sur les contrats de transit du gaz russe via l'Ukraine.

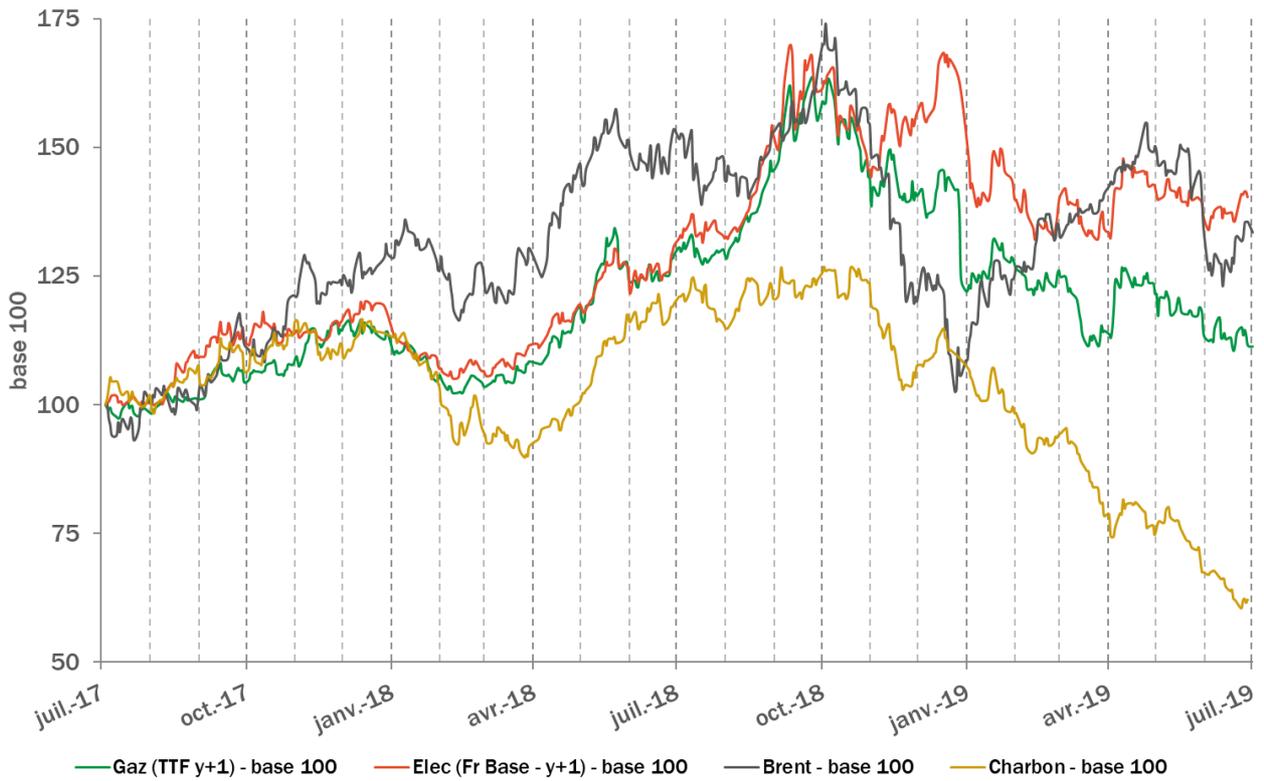
Les volumes échangés sur le PEG via les marchés intermédiés (bourses et courtiers) se sont élevés à 163 TWh sur le trimestre, soit une augmentation de près de 30 % par rapport à la même période en 2018. Les volumes sur le marché *spot* sont restés stables avec 48 TWh tandis que les volumes à terme ont sensiblement augmenté avec un volume échangé de 115 TWh en lien notamment avec la forte arrivée du GNL.

Le prix du CO₂ atteint son plus haut niveau historique alors que les volumes échangés sont en baisse

Le mois d'avril a été caractérisé par une forte hausse du prix du quota de CO₂ qui a atteint son plus haut niveau depuis le début de la phase 3 en 2013 : le prix était de 27,5 €/tCO₂ le 23 avril 2019. Cette impulsion fait suite au report du Brexit du 31 mars au 12 avril puis au 31 octobre 2019, repoussant la perspective d'un Brexit sans accord. En outre, le 30 avril 2019 signait la fin de la période de conformité, échéance à laquelle les acteurs de marché doivent présenter un nombre de quotas identique à leurs émissions de l'année passée. Cette échéance crée historiquement une hausse de la demande au cours du mois d'avril. Une fois cette échéance passée, le prix a connu une baisse avant de rester relativement stable autour de 25 €/tCO₂. Enfin, le trimestre s'est conclu sur une semaine de hausse, se clôturant à un prix de 26,23 €/tCO₂.

Les volumes échangés sur le trimestre sont en baisse de 26 % par rapport à l'année dernière (bourses et traders confondus), illustrant la baisse d'intérêt à l'achat à partir du mois de mai. Enfin, dans le contexte des prix bas du gaz, le *clean spark spread* sur le *spot* était au-dessus du *clean dark spread* une majeure partie de la période considérée, ce qui envoie un signal négatif quant à la rentabilité des centrales à charbon.

Evolution des prix des commodities



Source : EEX, ICIS Heren, Reuters, ICE

LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

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

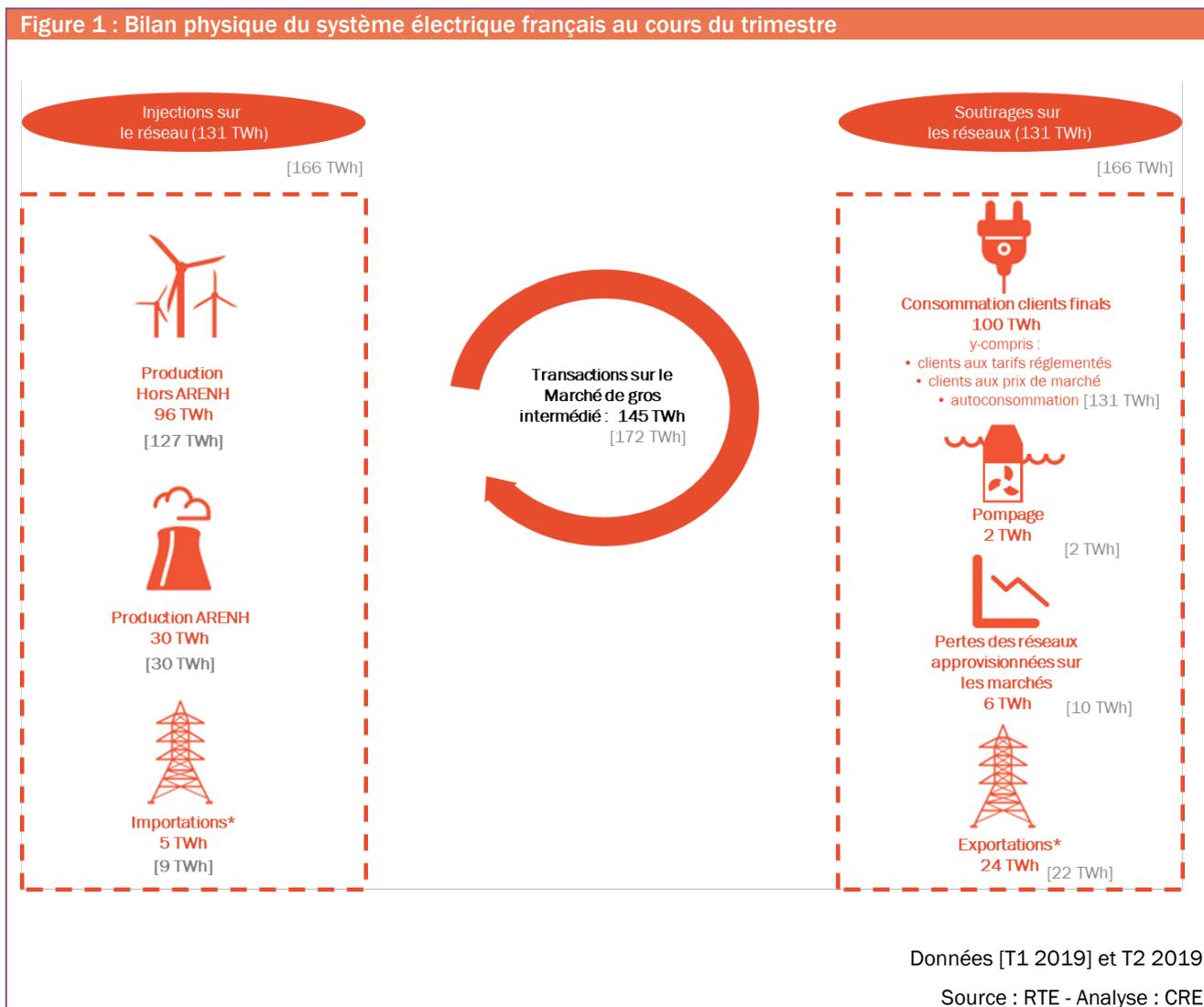
1. DATES-CLÉS

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 T2 2019 / T1 2019		Variation annuelle T2 2019 / T2 2018	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH, en TWh	103	92	117	127	96	-24%	-30,39	-6%	-6,33
ARENH, en TWh	24	25	25	30	30	2%	0,57	-	6,68
Imports, en TWh	5	6	9	10	5	-53%	-5,11	-10%	-0,51
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	96	93	119	131	100	-24%	-31,20	3,9%	3,76
Pompage, en TWh	2	2	2	2	2	0%	0,00	-17%	-0,31
Exports, en TWh	27	22	21	23	24	0%	0,11	-11%	-3,02
Pertes, en TWh	7	7	10	10	6	-38%	-3,85	-9%	-0,59

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2019 / T1 2019		Variation annuelle T2 2019 / T2 2018	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	37,1	57,1	61,1	47,3	35,2	-25%	-12,02	-5%	-1,83
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	36,8	57,2	62,7	47,2	34,8	-26%	-12,39	-5%	-1,91
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	44,2	64,3	75,5	55,3	39,6	-28%	-15,74	-11%	-4,66
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	0,8	3,7	9,4	5,9	-1,0	-116%	-6,90	-226%	-1,74
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	3,6	4,5	10,8	5,4	0,0	-100%	-5,38	-100%	-3,66
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	28%	54%	23%	34%	51%	50%	0,17	82%	0,23
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	39,3	58,1	72,2	51,7	37,3	-28%	-14,38	-5%	-1,94
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	0,9	3,8	14,0	4,9	-1,3	-127%	-6,22	-252%	-2,17
Prix Q+1 France, en €/MWh	41,4	68,3	69,6	44,2	42,6	-4%	-1,64	3%	1,15
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	0,6	13,1	11,2	0,1	0,2	86%	0,11	-62%	-0,37
Prix Y+1 France, en €/MWh	45,0	53,3	57,6	51,1	51,7	1%	0,55	15%	6,66
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	4,7	4,9	4,7	3,1	3,0	-5%	-0,17	-37%	-1,72
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	127%	127%	126%	131%	125%	-5%	-0,06	-2%	-0,02
Allemagne	124%	122%	122%	124%	121%	-3%	-0,04	-2%	-0,03

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2019 / T1 2019		Variation annuelle T2 2019 / T2 2018	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	102,17	99,65	110,01	106,48	86,35	-19%	-20,13	-15%	-15,82
Ratio NEB/Consommation française	73%	104%	122%	90%	64%	-	-0,26	-	-0,09
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	2,0	2,4	2,7	2,3	2,6	13%	0,34	35%	0,69
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	72%	76%	65%	69%	75%	9%	0,06	5%	0,04
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	31,4	28,1	24,5	27,7	29,2	6%	1,48	-7%	-2,22
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	5,8	4,0	5,2	4,4	3,6	-20%	-0,89	-39%	-2,26
Marché à terme									
Volumes, en TWh									
Volumes, en TWh	171,7	188,3	204,1	138,2	109,7	-21%	-28,5	-36%	-62,07
Part de marché Brokers	83,3%	78,1%	75,7%	81,5%	75,0%	-	-6,5%	-	-8,3%
Part de marché EEX	16,7%	21,9%	24,3%	18,5%	25,0%	-	6,5%	-	8,3%
Nombre de Transactions									
Nombre de Transactions	16 912	23 132	23 830	20 468	15 392	-25%	- 5 076	-9%	- 1 520
Part de marché Brokers	83,8%	79,9%	73,7%	83,0%	77,7%	-	-5,4%	-	-6,1%
Part de marché EEX	16,2%	20,1%	26,3%	17,0%	22,3%	-	5,4%	-	6,1%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	59,6	54,9	71,2	29,3	27,3	-7%	-2,04	-54%	-32,31
Nombre de Transactions	1667	1786	2526	1156	1398	21%	242	-16%	-269
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	19,7	29,6	24,9	16,8	16,9	1%	0,09	-14%	-2,77
Nombre de Transactions	1371	2682	2578	1656	1566	-5%	-90	14%	195
Produit M+1									
Volumes, en TWh	21,5	34,5	29,3	26,8	15,0	-44%	-11,82	-30%	-6,57
Nombre de Transactions	4392	6922	7171	6253	3406	-46%	-2847	-22%	-986

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité et taux de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2019 / T1 2019		Variation Annuelle T2 2019 / T2 2018	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	61,5	70,4	70,4	82,9	68,2	-14,7		6,7	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	66,6	75,7	74,8	86,1	72,2	-13,9		5,6	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	37,1	25,6	19,5	27,0	27,0	0,0		-10,1	

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières*

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2019 / T1 2019		Variation Annuelle T2 2019 / T2 2018	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,1	2,3	3,3	3,9	1,9	-51,3%	-2,0	-9,5%	-0,2
Importations hors-pointe (TWh)	2,3	2,6	3,9	5,0	2,3	-54,0%	-2,7	0,0%	0,0
Exportations (TWh)	25,2	20,4	18,2	21,8	22,8	4,6%	1,0	-9,5%	-2,4
Exportations pointe (TWh)	9,8	7,2	6,5	8,2	9,1	11,0%	0,9	-7,1%	-0,7
Exportations hors-pointe (TWh)	15,4	13,2	11,7	13,6	13,7	0,7%	0,1	-11,0%	-1,7
Solde exportateur (TWh)	20,8	15,4	11,0	12,9	18,6	44,2%	5,7	-10,6%	-2,2

*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 T2 2019 / T1 2019		Variation Annuelle T2 2019 / T2 2018	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	19	20	20	16	19	18,8%	3	0,0%	0
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	17	18	18	21	21	0,0%	0	0,0%	4
Fournisseurs de clients finals	27	27	27	27	27	0,0%	0	0,0%	0
Actifs à l'import/export	46	44	42	42	45	7,1%	3	-2,2%	-1
Actifs à l'échange de blocs	82	83	85	79	72	-8,9%	-7	-12,2%	-10

Source : RTE- Analyse : CRE

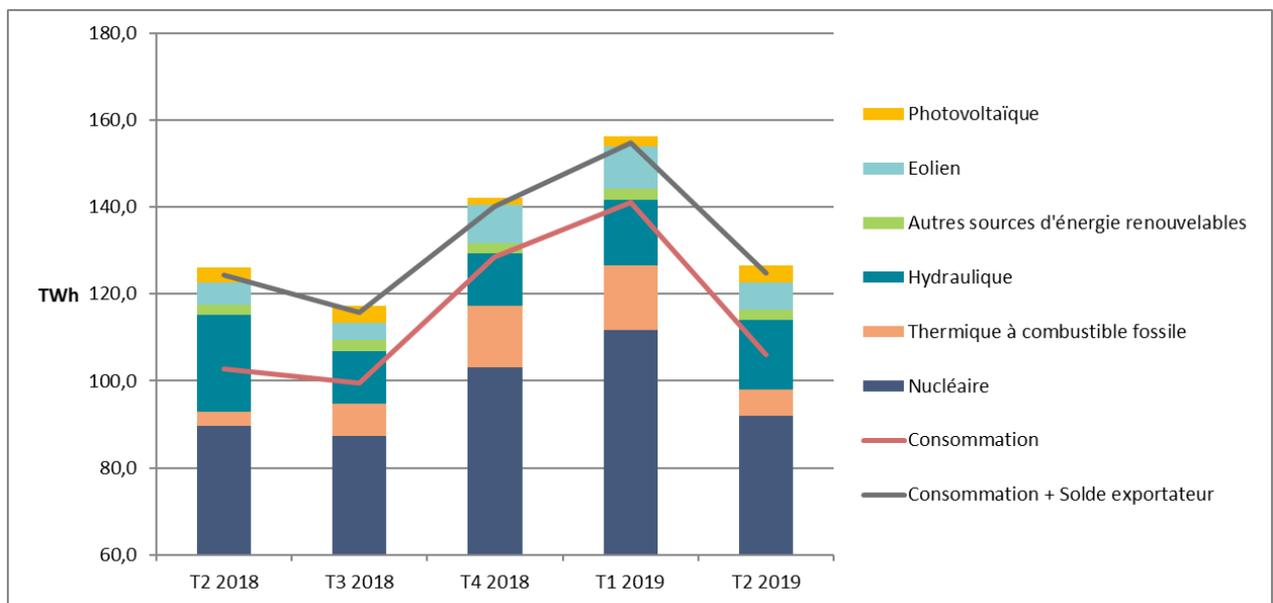
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T2 2018		T1 2019		T2 2019	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	402	1084	641	853	439	1047
OTC - ventes de blocs	652	863	980	836	819	799
EPEX - achats	450	731	583	1085	447	1043
EPEX - ventes	523	2110	526	2698	455	2913
Injections						
Production	4217	4201	4149	3618	4049	6999
Importations	1580	1234	786	743	923	878
Soutirages						
Consommation clients finals	1298	3996	1684	4350	1606	4027
Pertes	2178	1926	1921	1615	2113	1755
Exportations	1416	1999	684	2476	729	2231

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

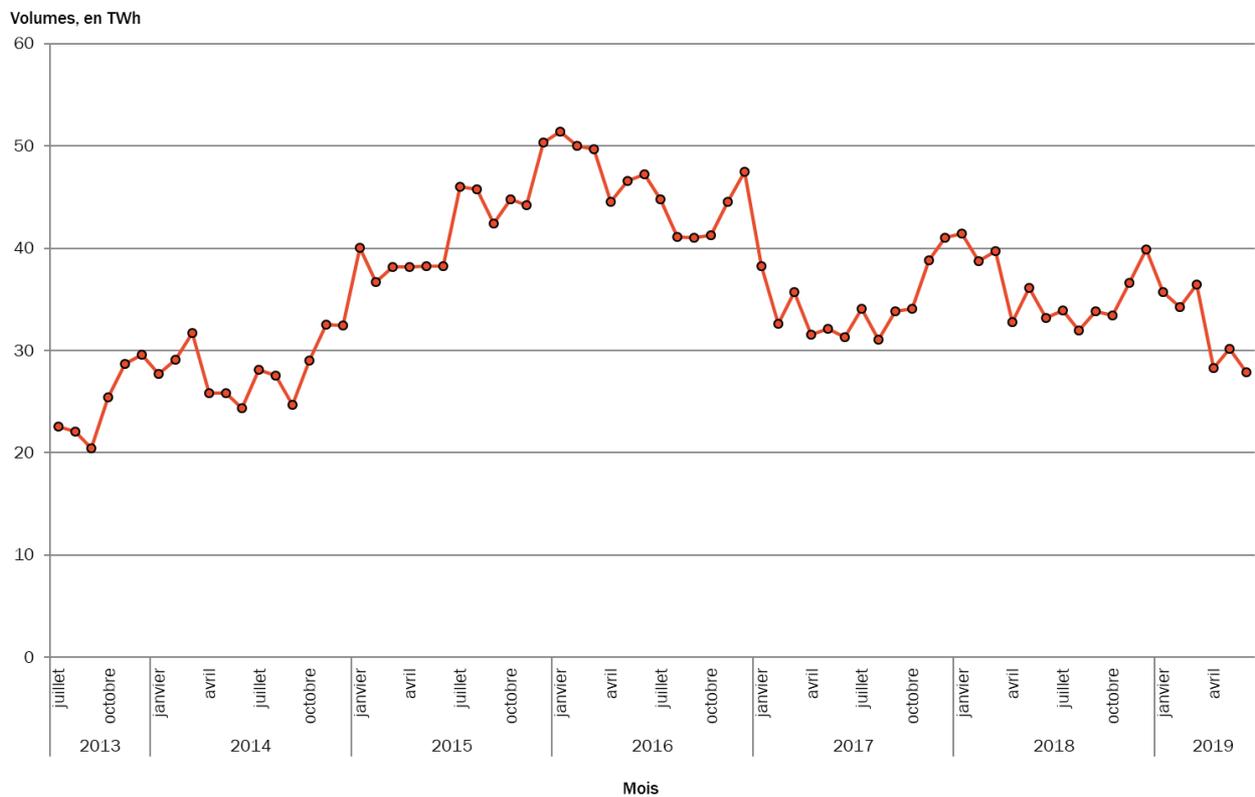
4. GRAPHIQUES

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

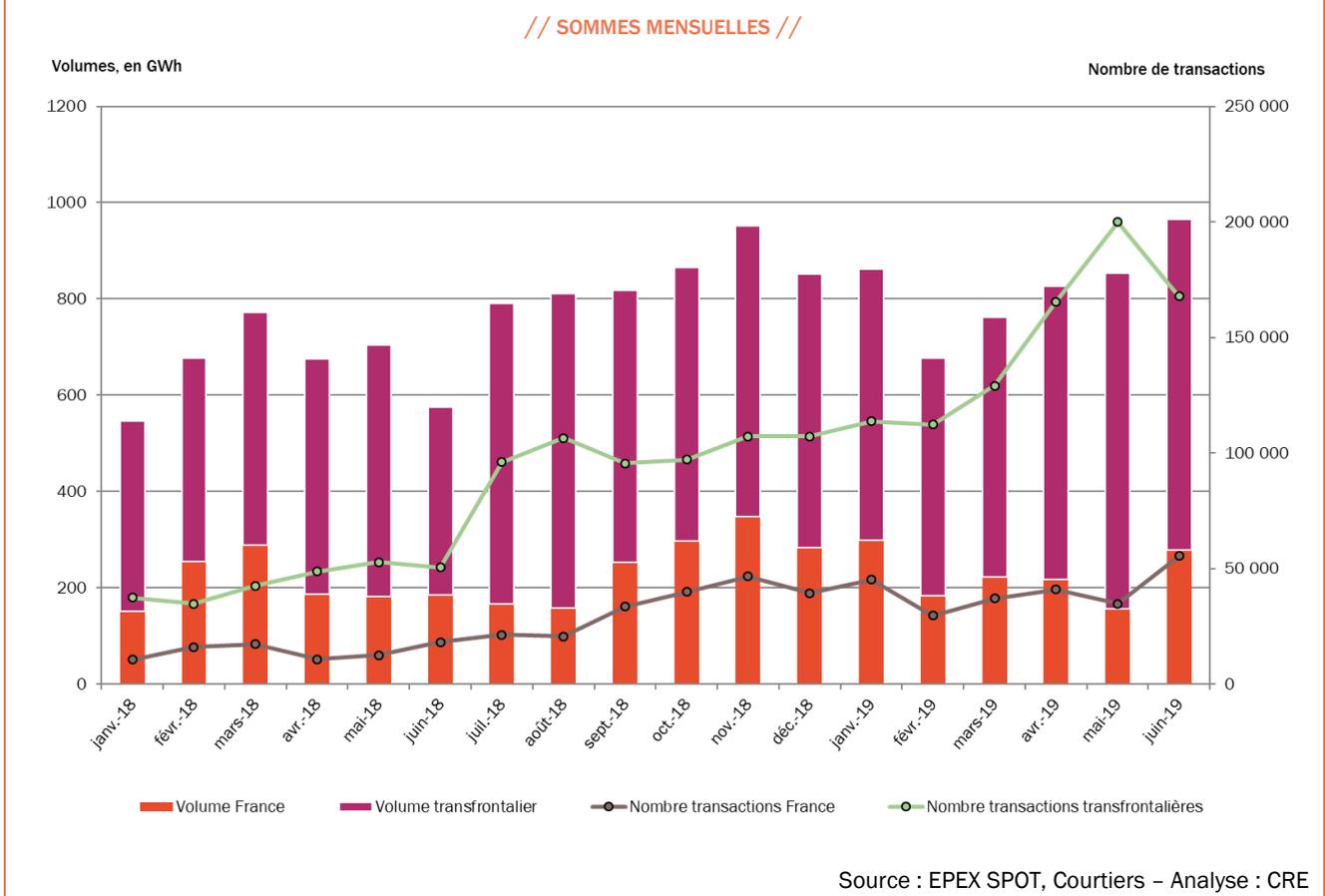
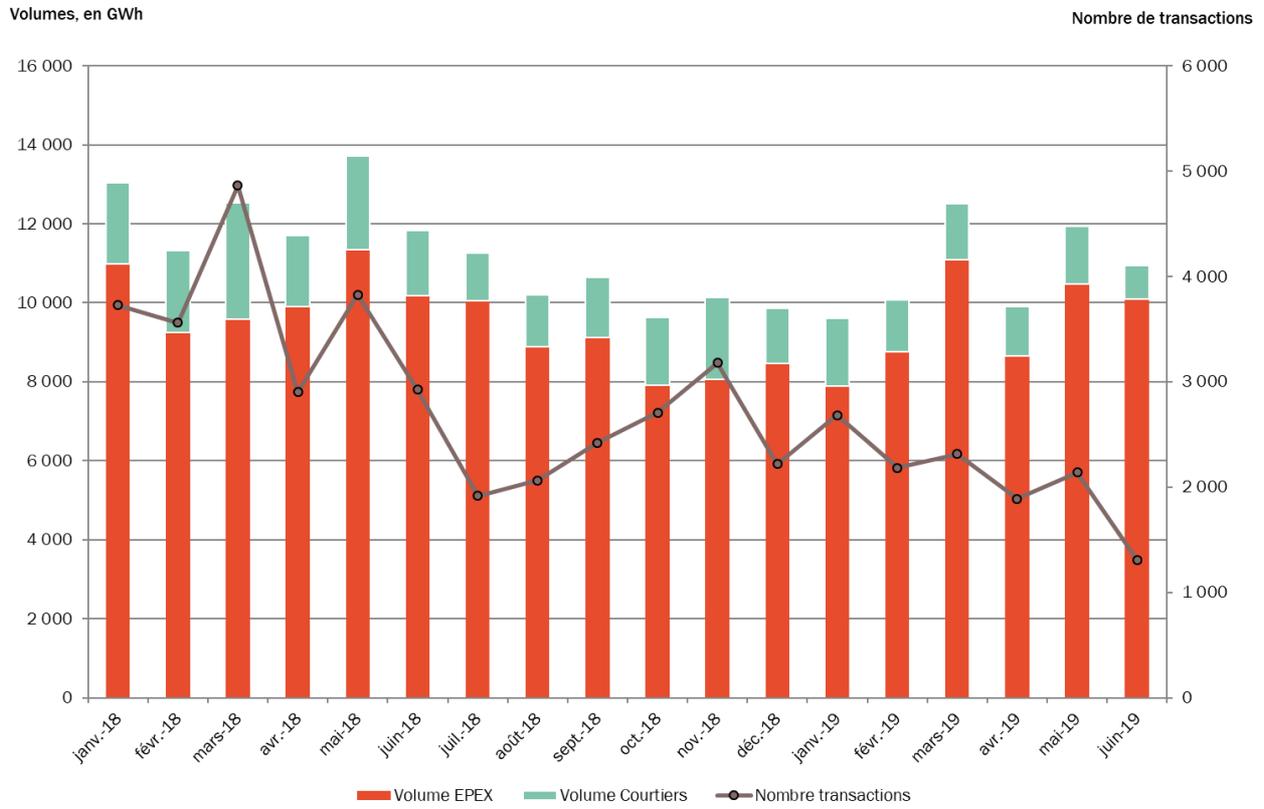


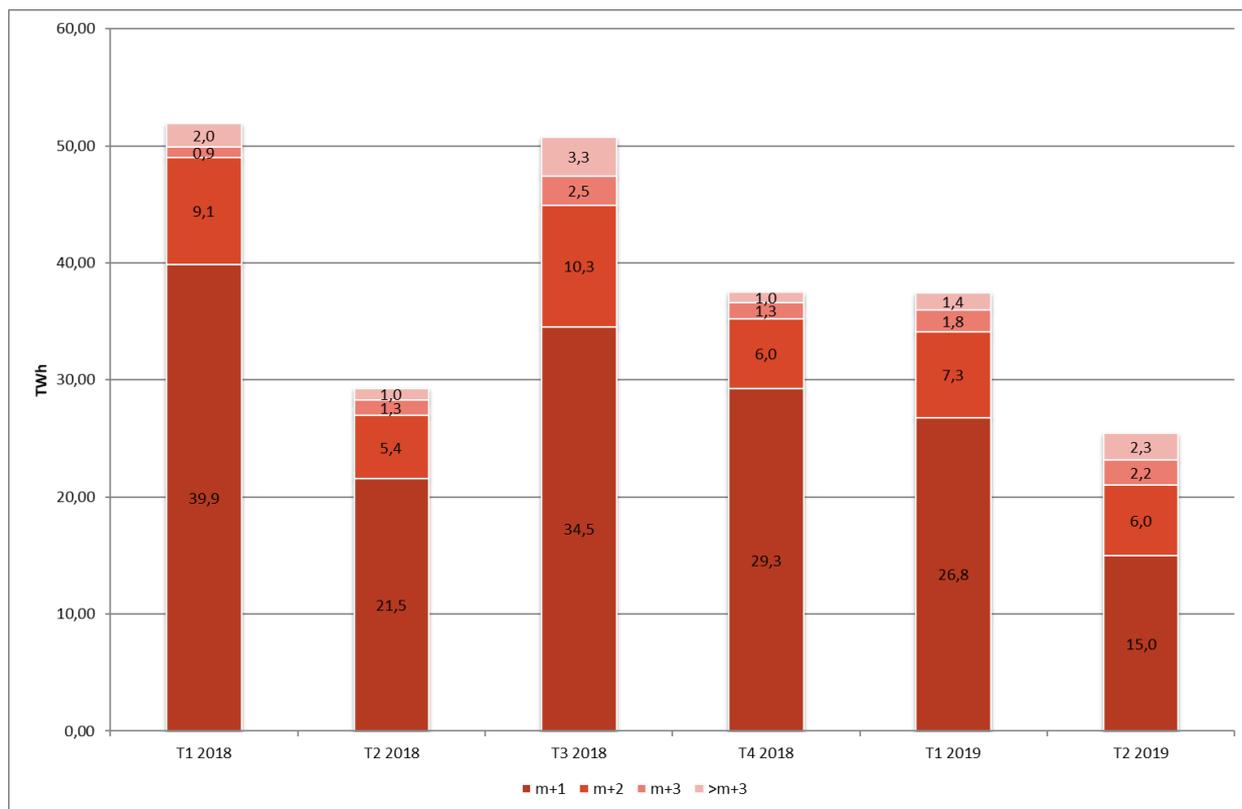
Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

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

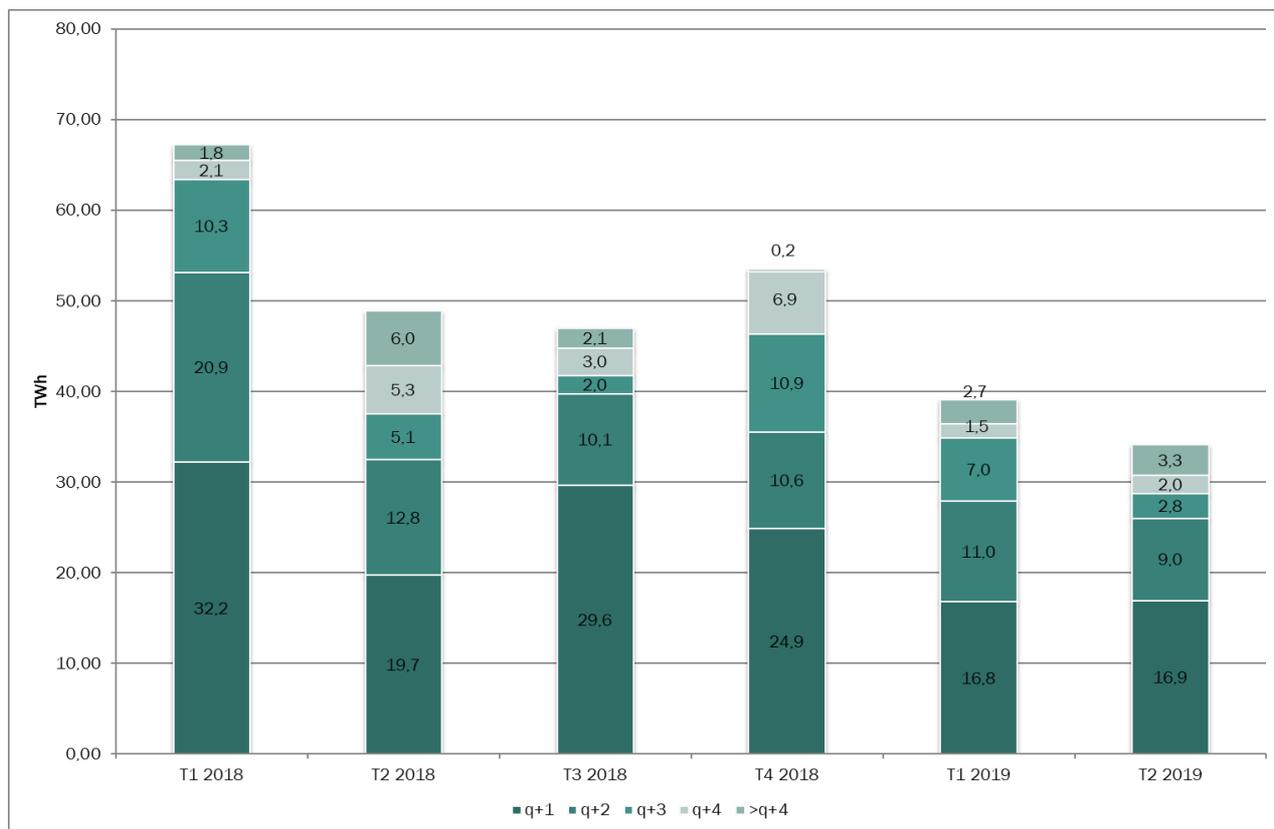
// PRODUITS MENSUELS //



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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

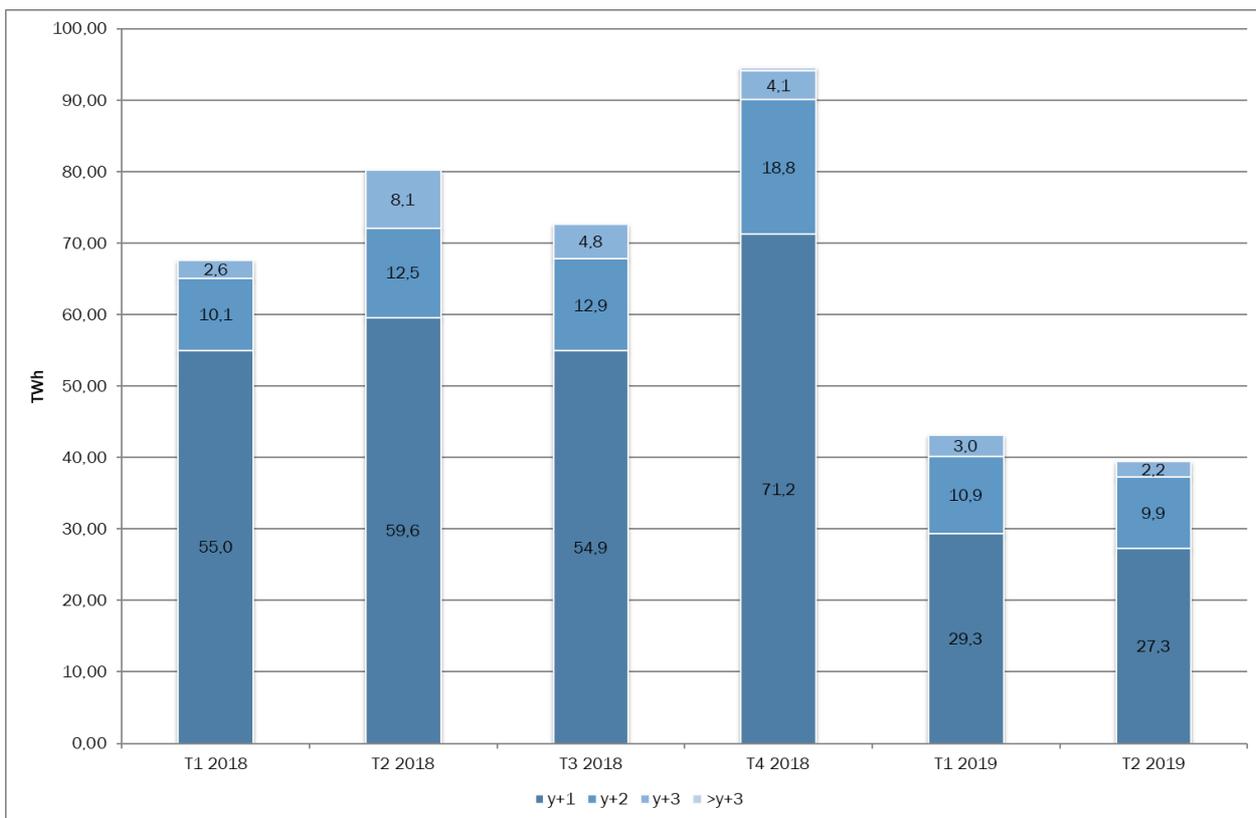
// PRODUITS TRIMESTRIELS //



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

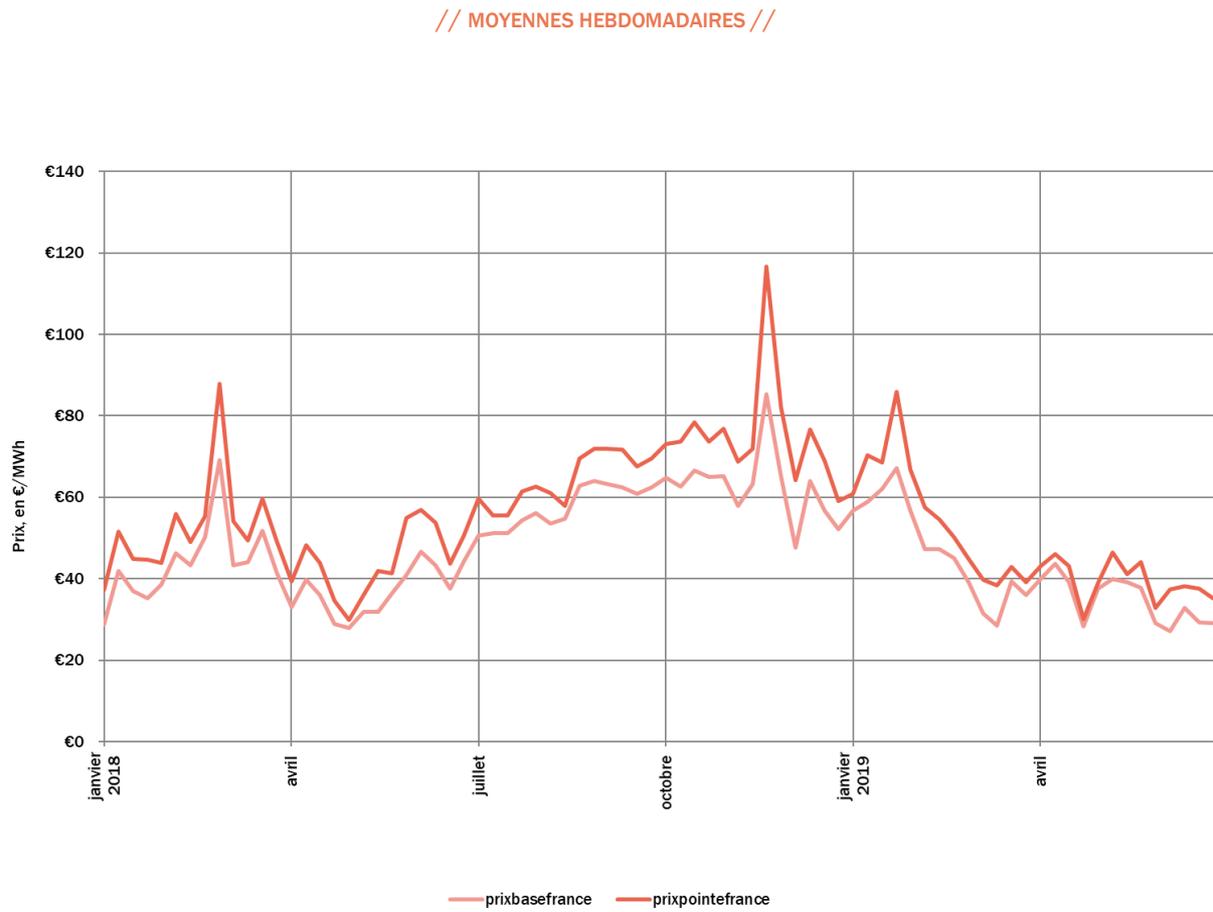
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire

// PRODUITS CALENDAIRES //



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

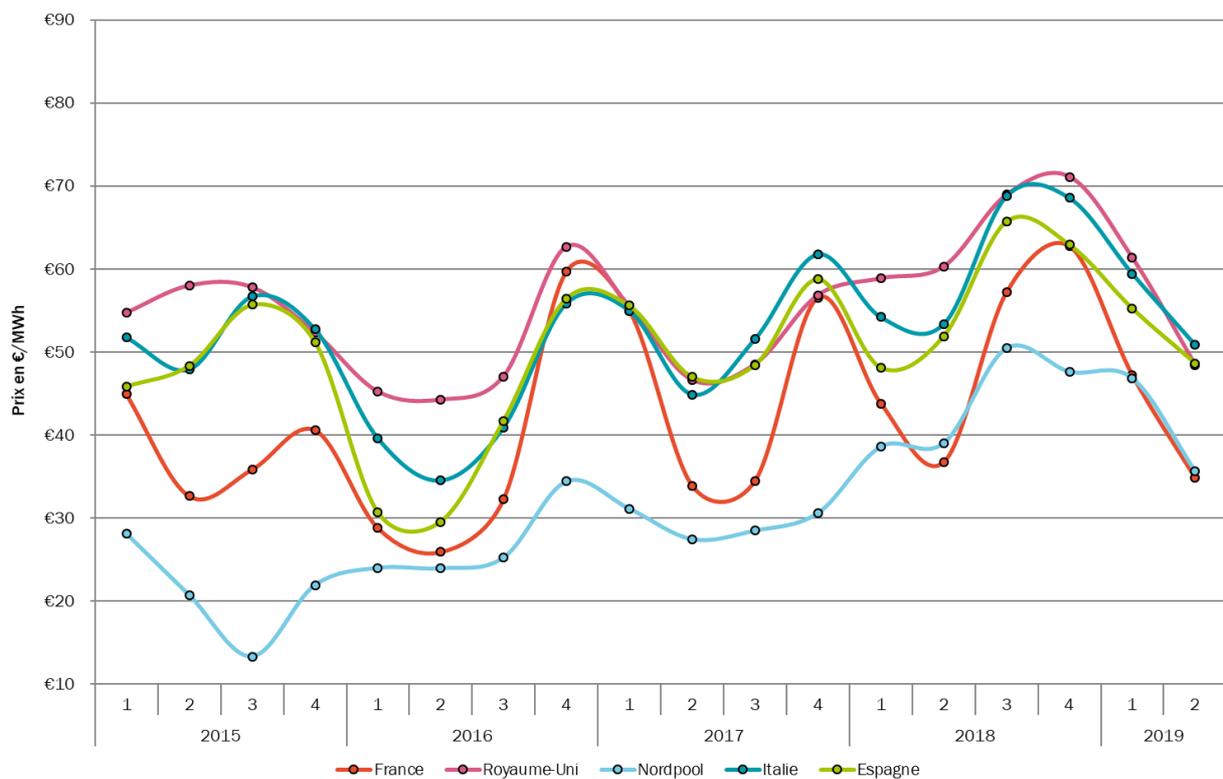
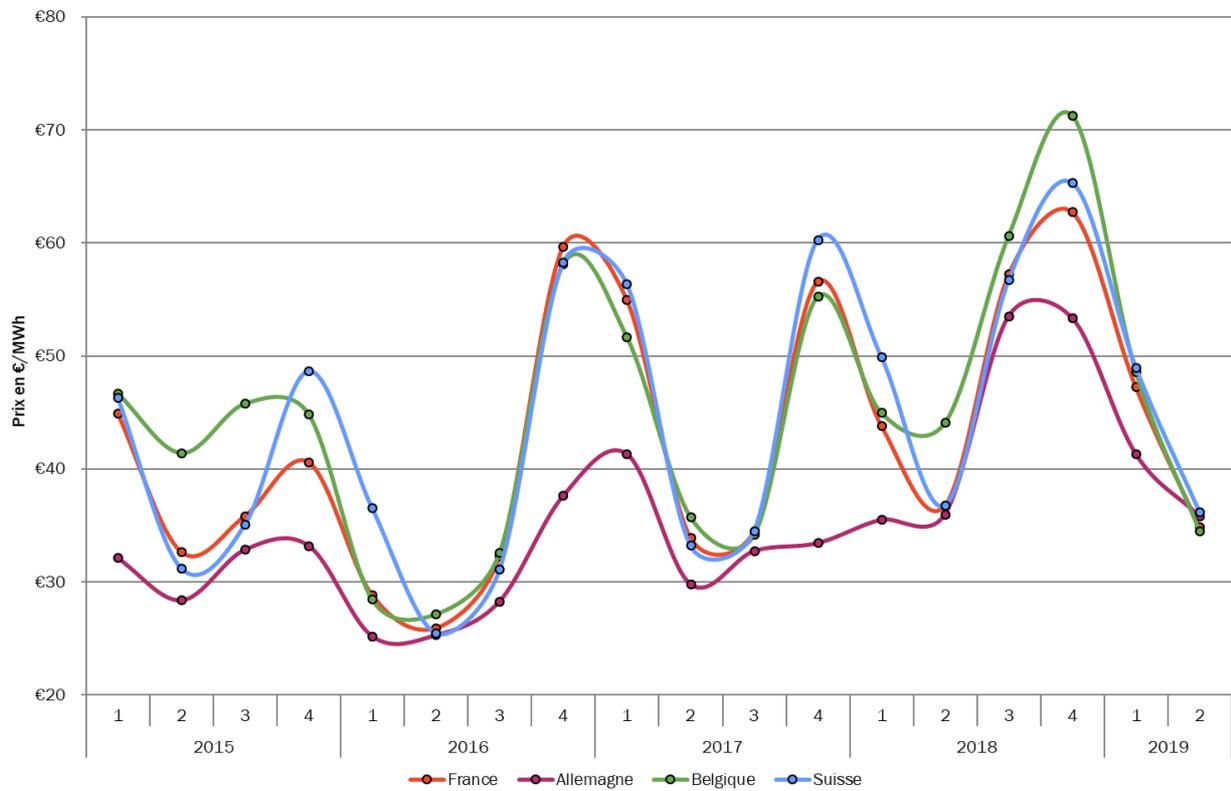
Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

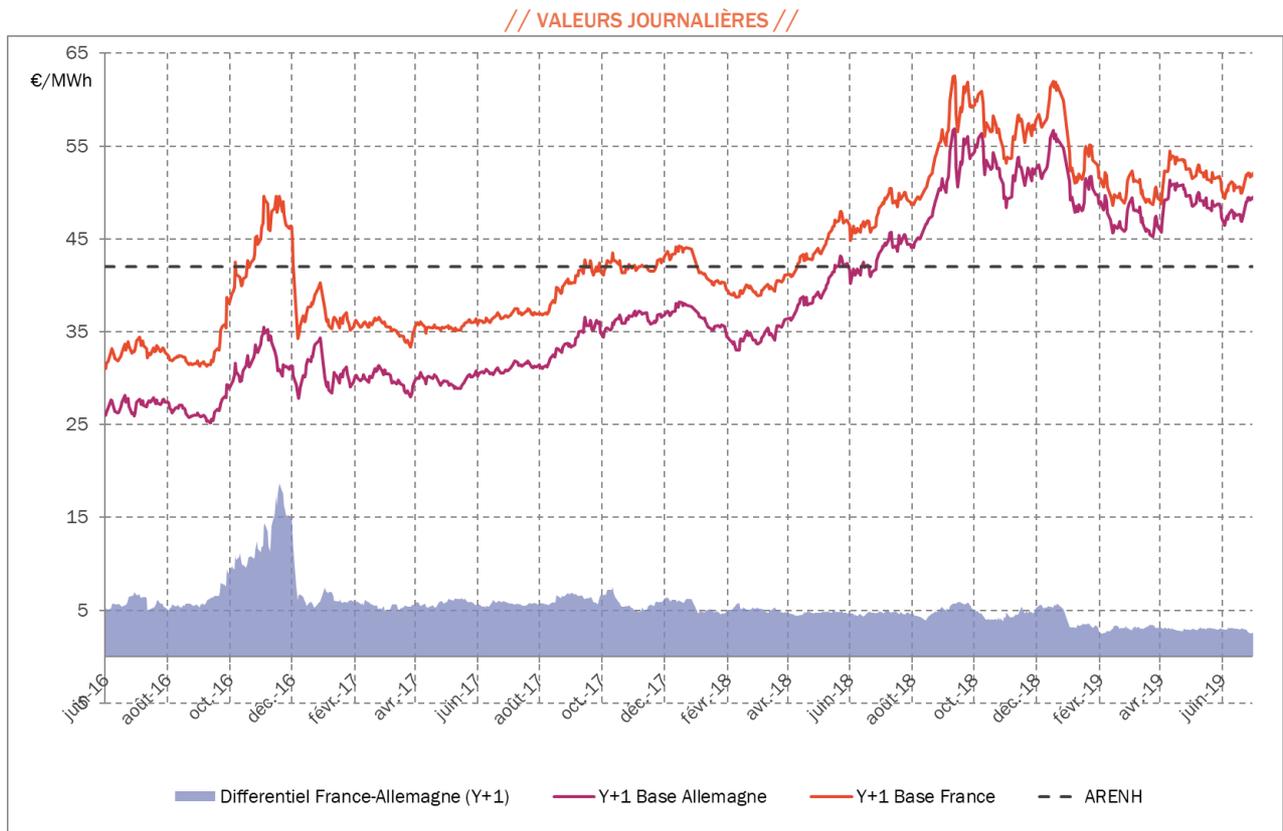
Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens

// MOYENNES TRIMESTRIELLES //



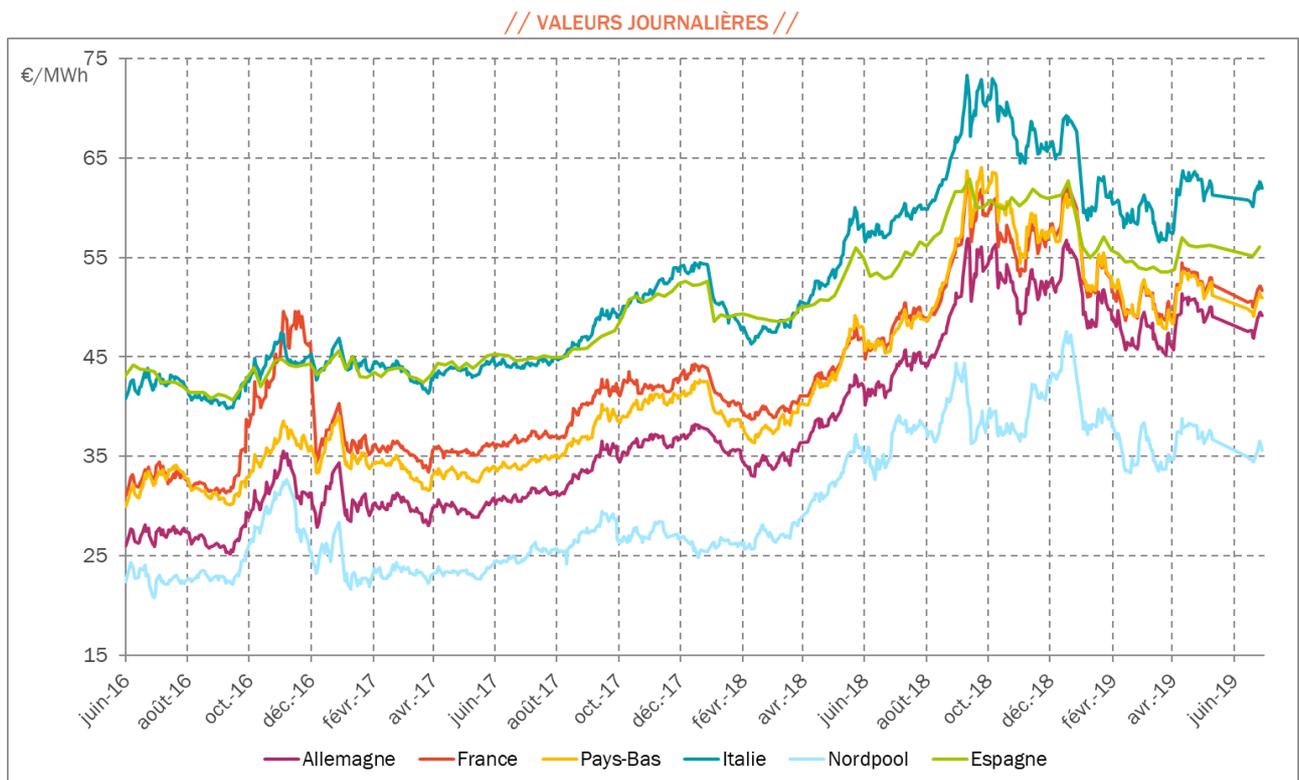
Source : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

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



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

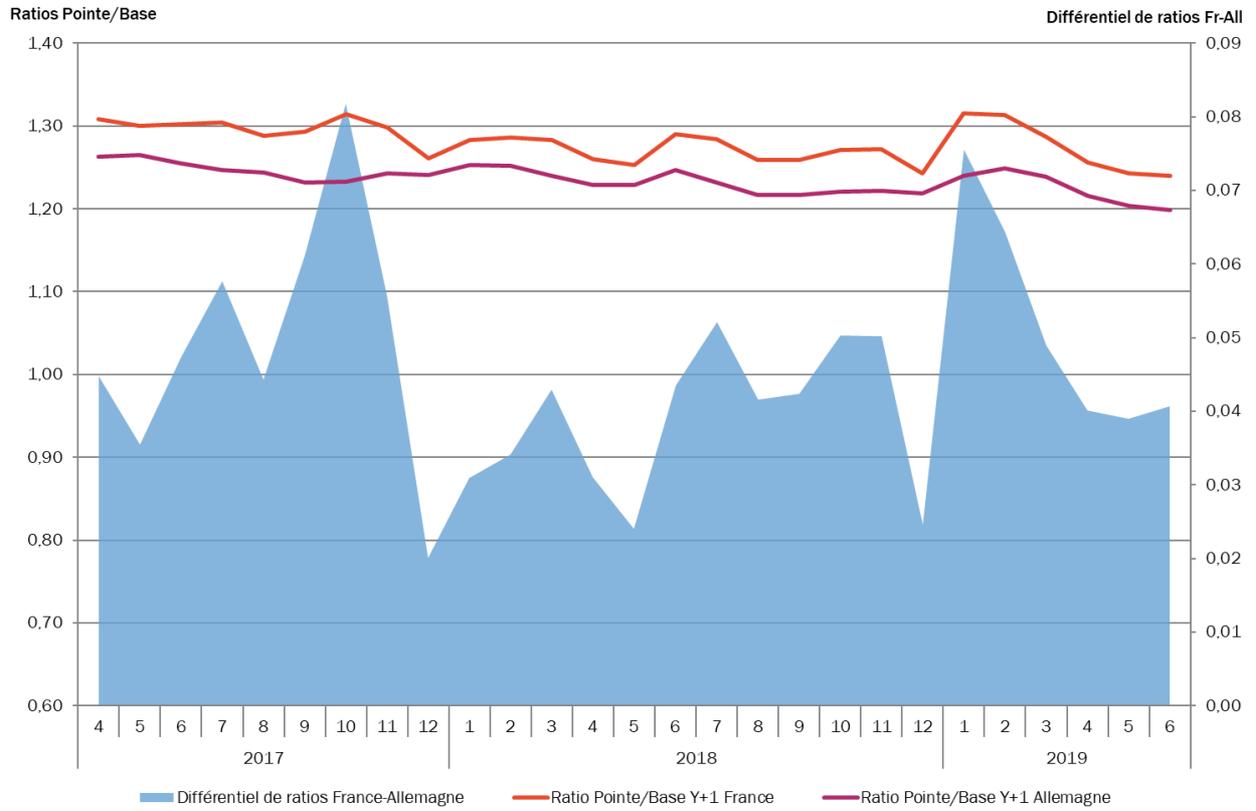
Figure 12 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe



Source : EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

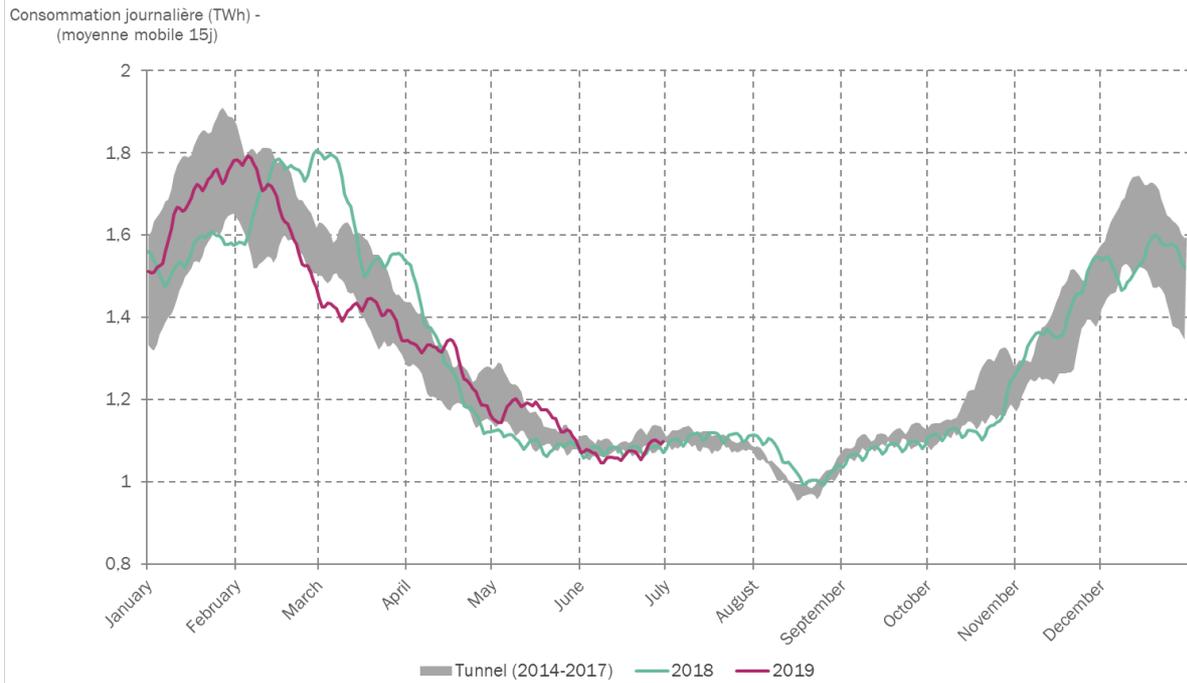
Figure 13 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne

// MOYENNES MENSUELLES //



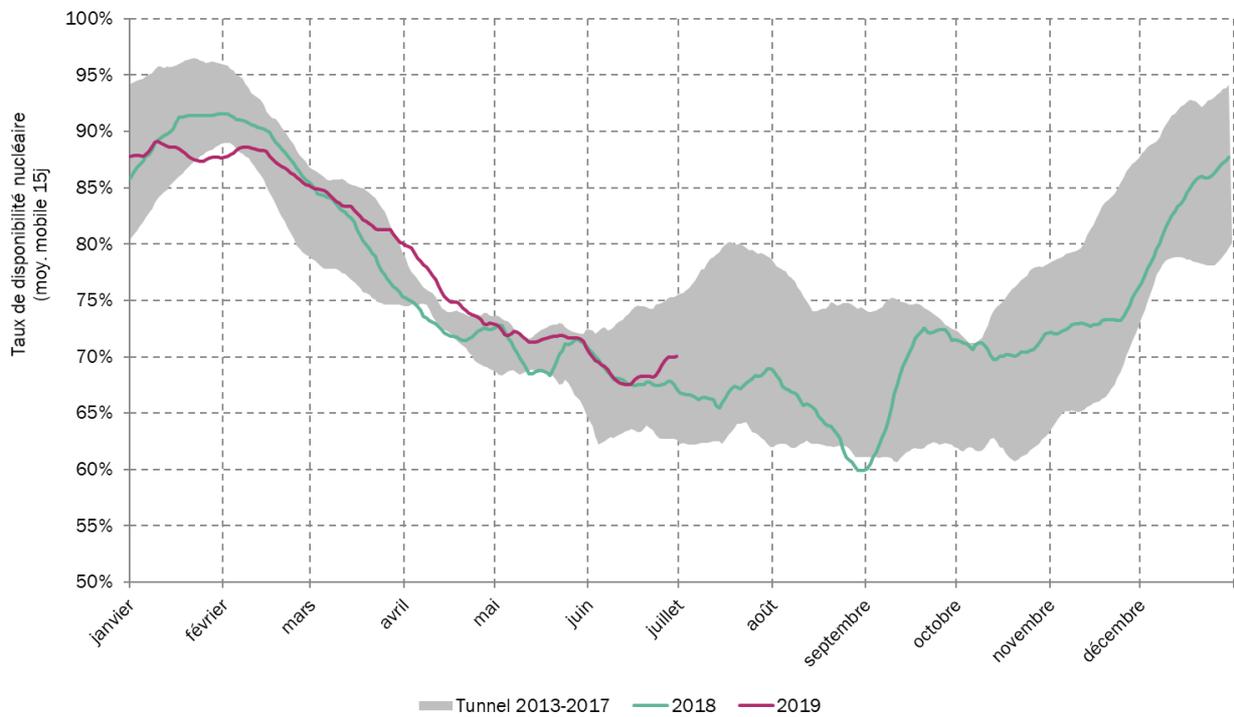
Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

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

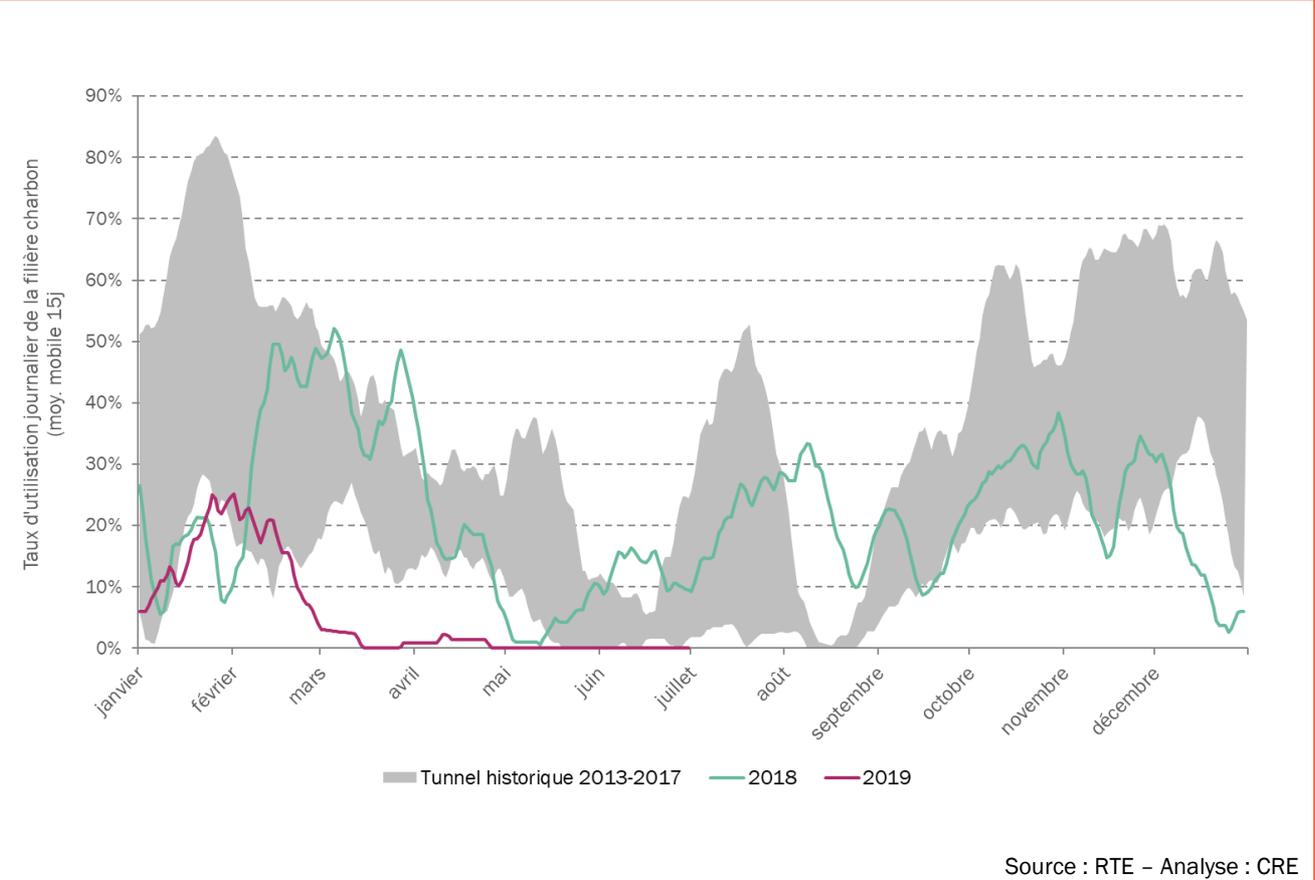


Figure 17 : Taux de production de la filière gaz

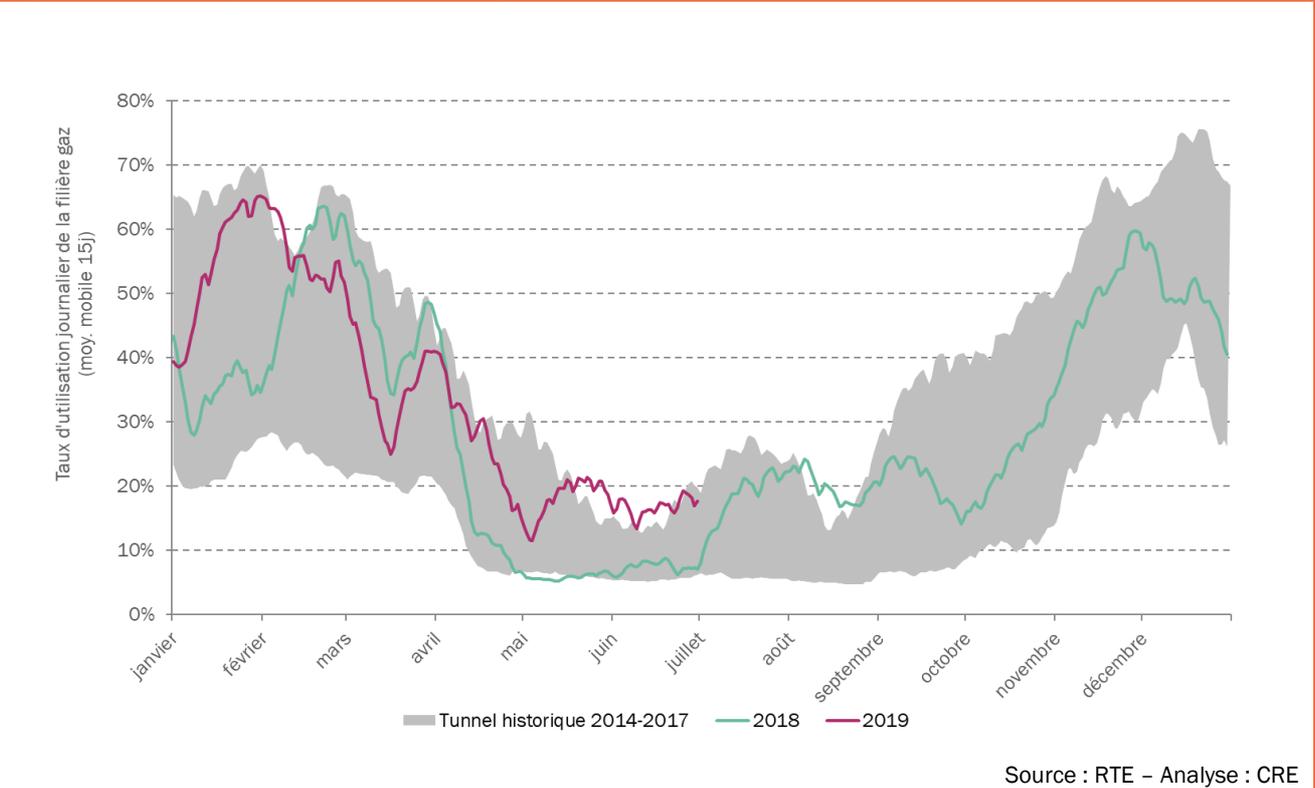
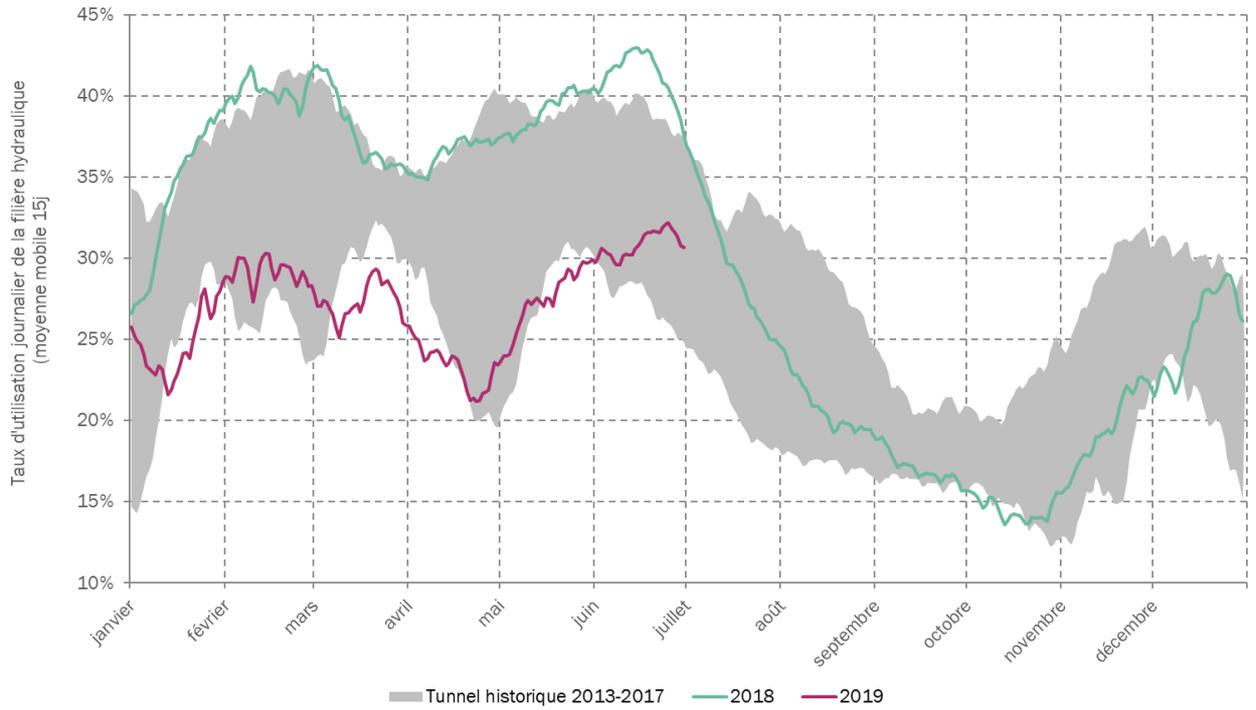
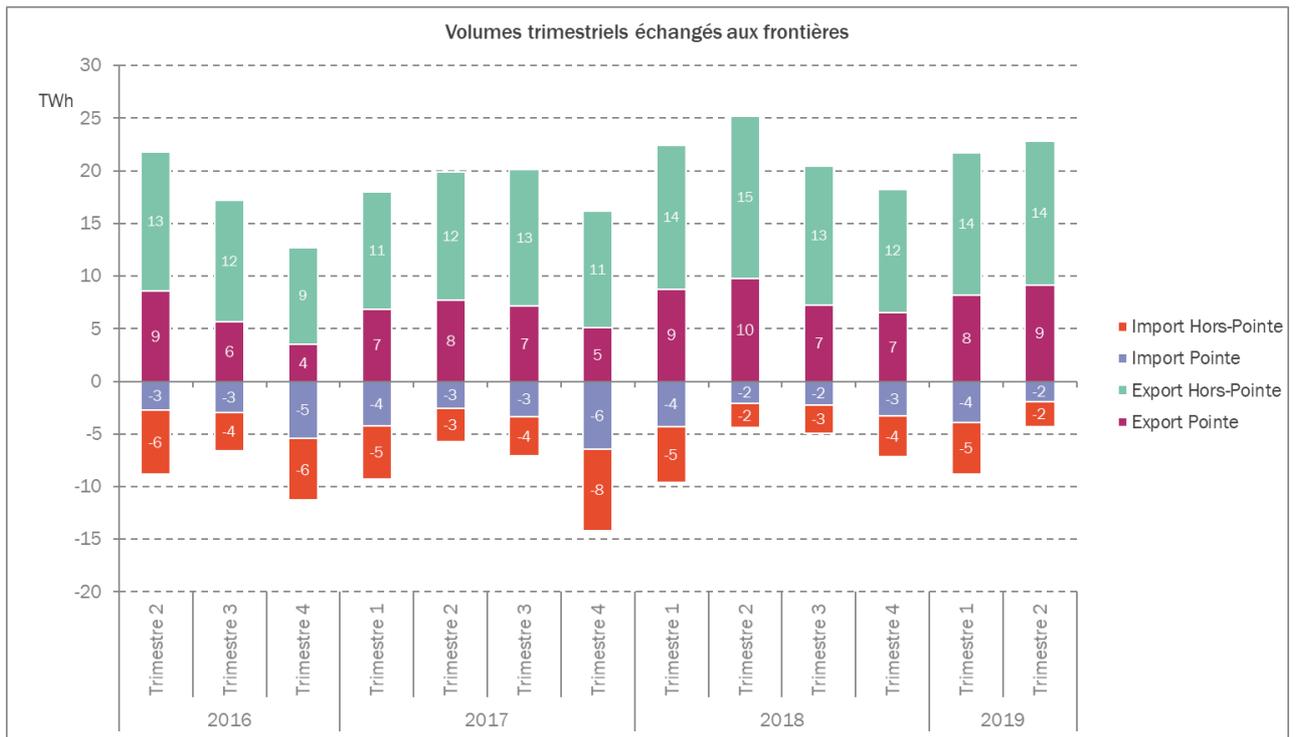


Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

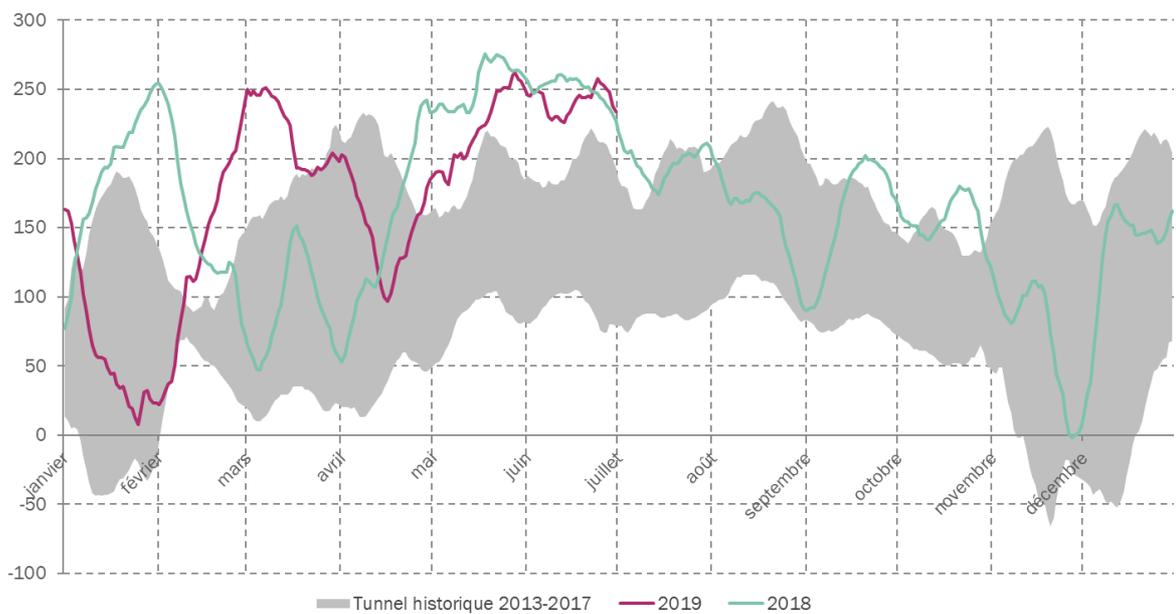
Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)



Source : RTE – Analyse : CRE

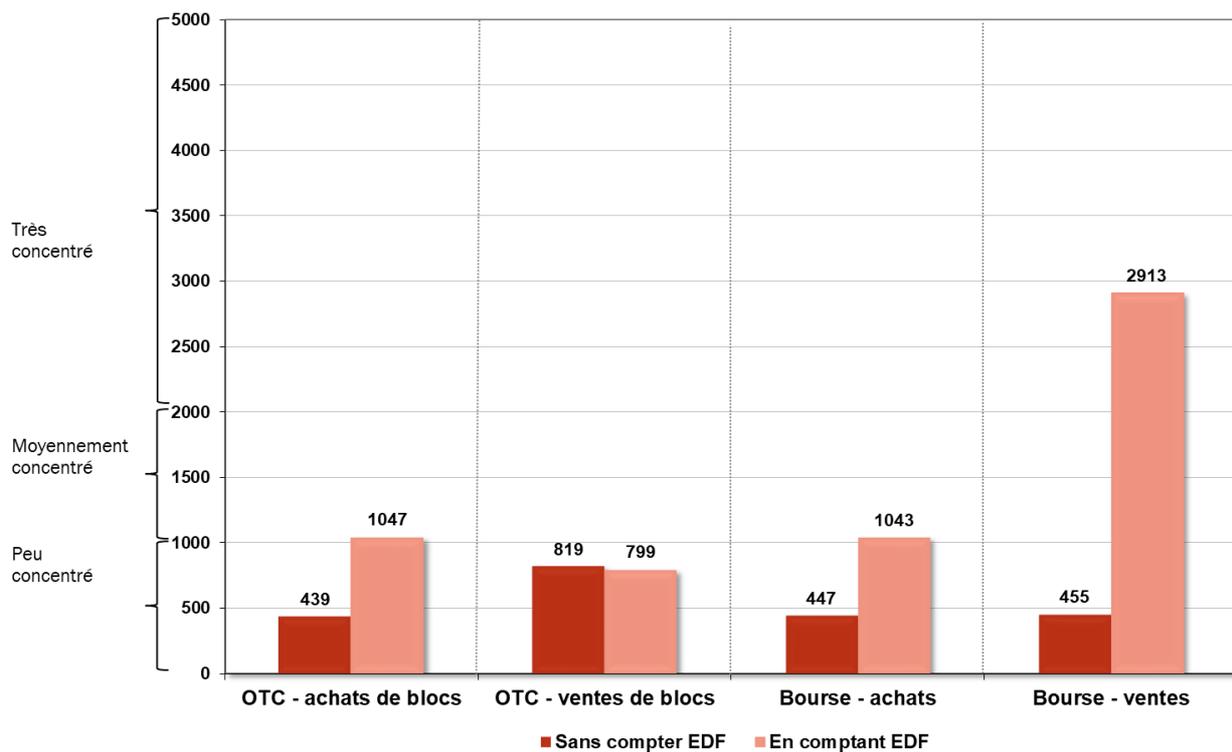
Figure 20 : Solde exportateur

Exports nets journaliers (GWh)
moy. mobile 15j



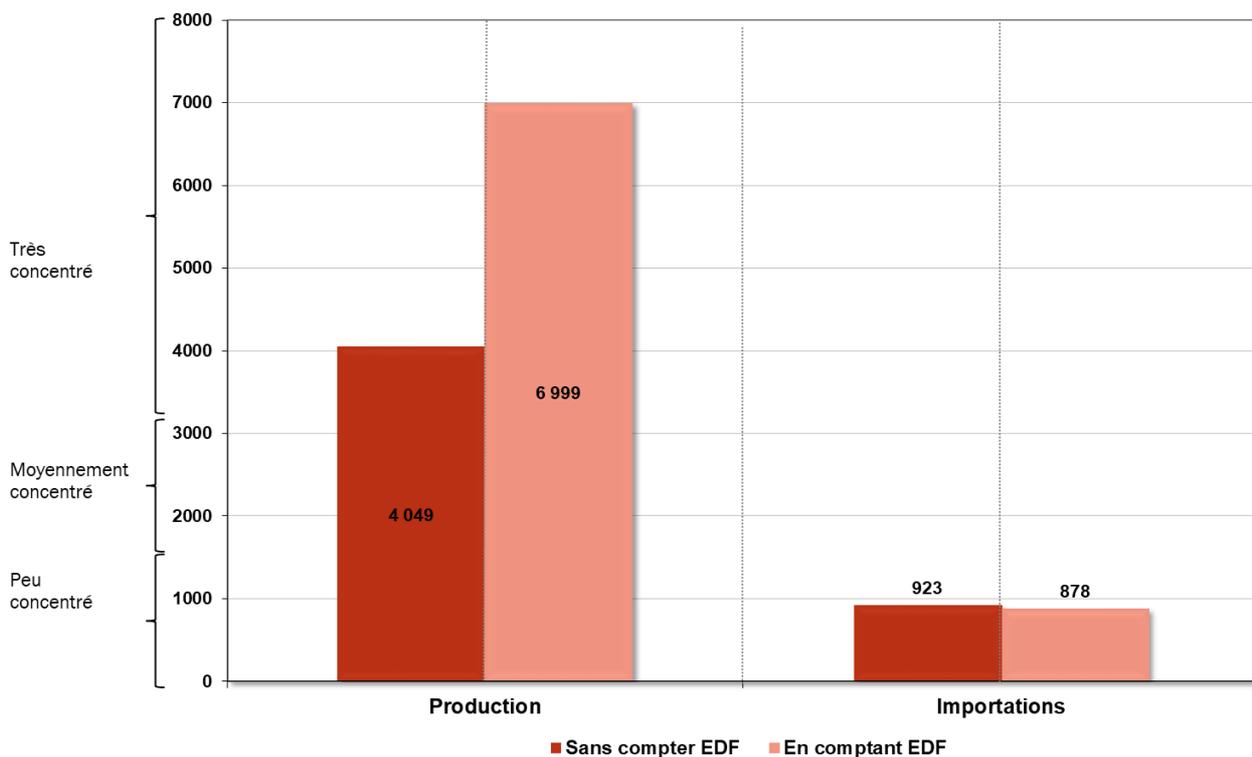
Source : RTE – Analyse : CRE

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



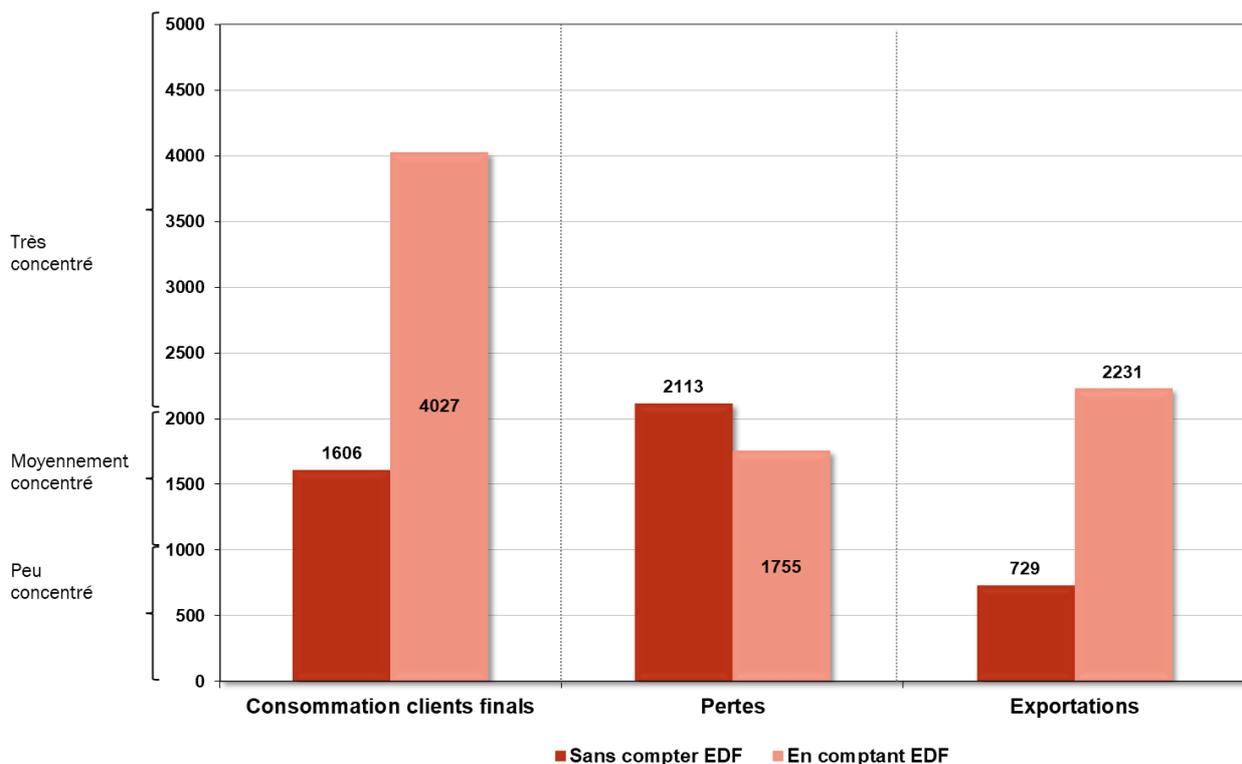
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

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

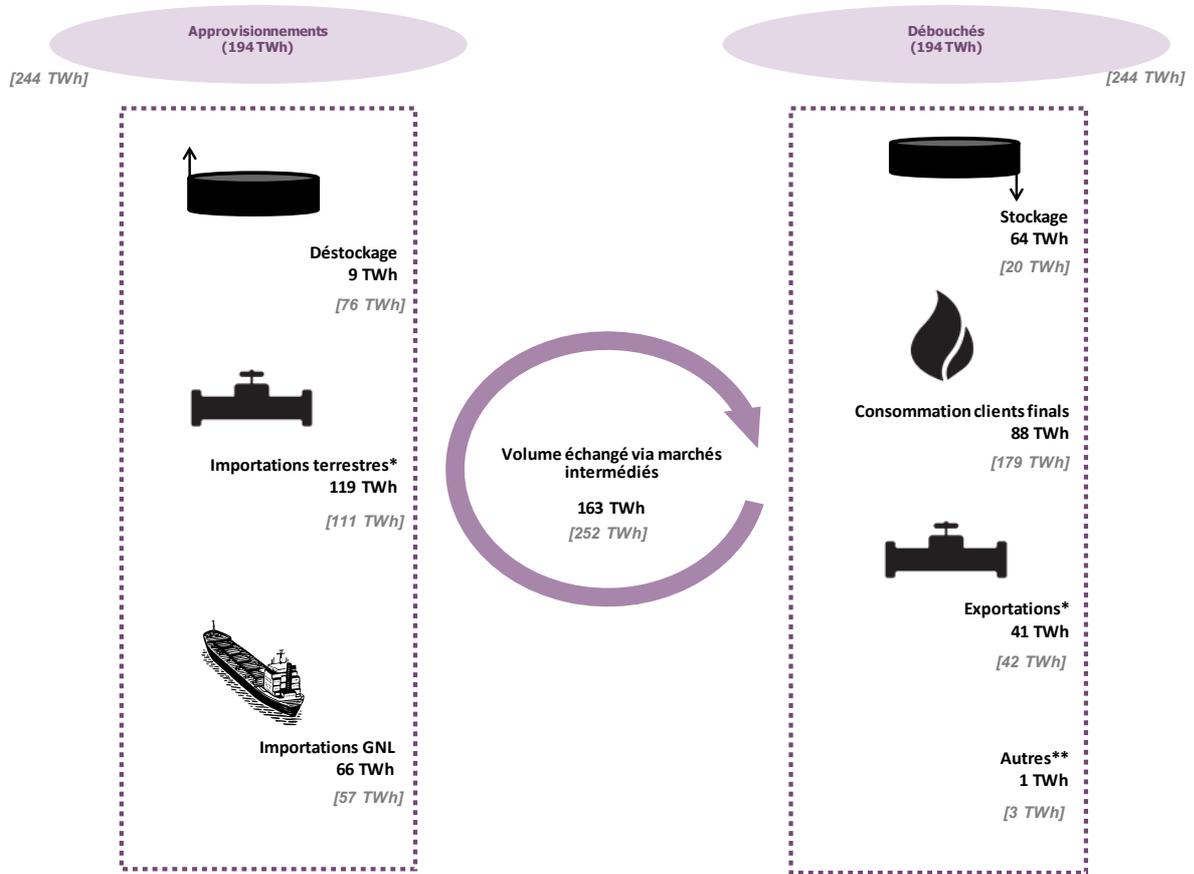
1. DATES-CLÉS

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 [T1 2019] et T2 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	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T2 2019 / T1 2019		T2 2019 / T2 2018	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	155	146	187	244	194	-20%	-50	25%	39
Déstockage	5	6	36	76	9	-88%	-67	75%	4
Importations	150	139	151	168	185	10%	17	24%	35
Importations terrestres	118	118	109	111	119	7%	8	1%	1
Importations GNL	32	21	43	57	66	16%	9	107%	34
Débouchés (TWh)	155	146	187	244	194	-20%	-50	25%	39
Stockage	56	68	16	20	64	219%	44	15%	9
Consommation clients finals	70	60	146	179	88	-51%	-91	26,1%	18
Clients distribution	39	22	91	124	48	-61%	-76	23%	9
Clients directement reliés au réseau de transport	31	38	55	55	40	-27%	-15	30%	9
Exportations	28	16	16	42	41	-3%	-1	44%	12
Autres	1	2	9	3	1	-54%	-2	14%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	223	245	234	231	198	-14%	-32	-11%	-25
PEG*	193	205	218	231	198	-14%	-33	2%	5
Suivi des infrastructures									
Utilisation de Virtualys	50%	46%	34%	62%	63%		1%		13%
Utilisation de Obergailbach	75%	46%	36%	17%	27%		10%		-48%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	54	117	94	37	89	143%	52	64%	35
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	556	669	-212	-621	609	-198%	1230	9%	53
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	352	229	460	635	801	26%	166	128%	450
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	70	85	152	200	129	-35%	-70	85%	59

* 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	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T2 2019 / T1 2019		T2 2019 / T2 2018	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG* day-ahead (moyenne)	21,0	24,4	24,6	18,7	12,9	-31%	-5,7	-38%	-8,1
Spread PEG*-TTF	-0,15	-0,18	-0,11	0,25	0,03	-89%	-0,2	-119%	0,2
Prix à terme (€/MWh)									
PEG* M+1 (moyenne)	20,9	24,6	25,1	18,7	12,9	-31%	-5,7	-38%	-7,9
PEG* Y+1 (moyenne)	19,8	22,9	23,7	19,9	19,2	-4%	-0,7	-3%	-0,6
Spread PEG*-TTF (Y+1)	0,2	0,3	0,2	0,14	0,3	88%	0,1	17%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead **	0,9	0,7	1,3	2,9	6,8	136%	3,9	640%	5,9

* 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	
	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T2 2019 / T1 2019	T2 2019 / T2 2018	T2 2019 / T1 2019	T2 2019 / T2 2018
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	46	44	50	46	48	3%	1	4%	2
Intraday	7	7	9	8	13	56%	4,5	73%	5,3
Day Ahead	24	23	26	24	23	-3%	-0,7	-3%	-0,8
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	38	37	38	36	42	17%	6,2	10%	3,7
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	8	7	12	11	6	-46%	-4,8	-27%	-2,1
Marché à terme (TWh)	81	82	132	206	115	-44%	-91	41%	33
M+1	21	20	31	29	25	-15%	-4,4	16%	3,4
Q+1	11	8	19	6	4	-40%	-2,5	-67%	-7,7
S+1	14	11	32	82	8	-91%	-74,3	-44%	-6,1
Y+1	3	3	4	9	5	-38%	-3,4	75%	2,3
Bourse (toutes échéances)	3	2	2	4	4	-8%	-0,3	38%	1,0
Brokers (toutes échéances)	79	80	130	202	111	-45%	-90,8	41%	32,2
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	36371	35322	36052	32859	31957	-3%	-902	-12%	-4414
Intraday	7 766	7 570	8 088	7 292	8 904	22%	1612	15%	1138
Day Ahead	22 601	22 082	22 312	20 652	18 842	-9%	-1810	-17%	-3759
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	33 535	32 398	31 874	29 538	29 963	1%	425	-11%	-3572
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	2 836	2 924	4 178	3 321	1 994	-40%	-1327	-30%	-842
Marché à terme	1045	965	1323	1709	1124	-34%	-585	8%	79
M+1	567	484	600	756	514	-32%	-242	-9%	-53
Q+1	105	71	177	75	59	-21%	-16	-44%	-46
S+1	60	46	114	274	38	-86%	-236	-37%	-22
Y+1	16	15	36	50	34	-32%	-16	113%	18
Bourse (toutes échéances à terme)	157	94	127	194	190	-2%	-4	21%	33
Brokers (toutes échéances à terme)	888	871	1 196	1 515	934	-38%	-581	5%	46
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	98	97	101	106	108	2%	2	10%	10
dont actifs chez Powernext Gas Spot	56	55	63	66	66	0%	0	18%	10
dont actifs chez Powernext Gas Futures	32	29	30	36	33	-8%	-3	3%	1

* Livraisons trimestrielles 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

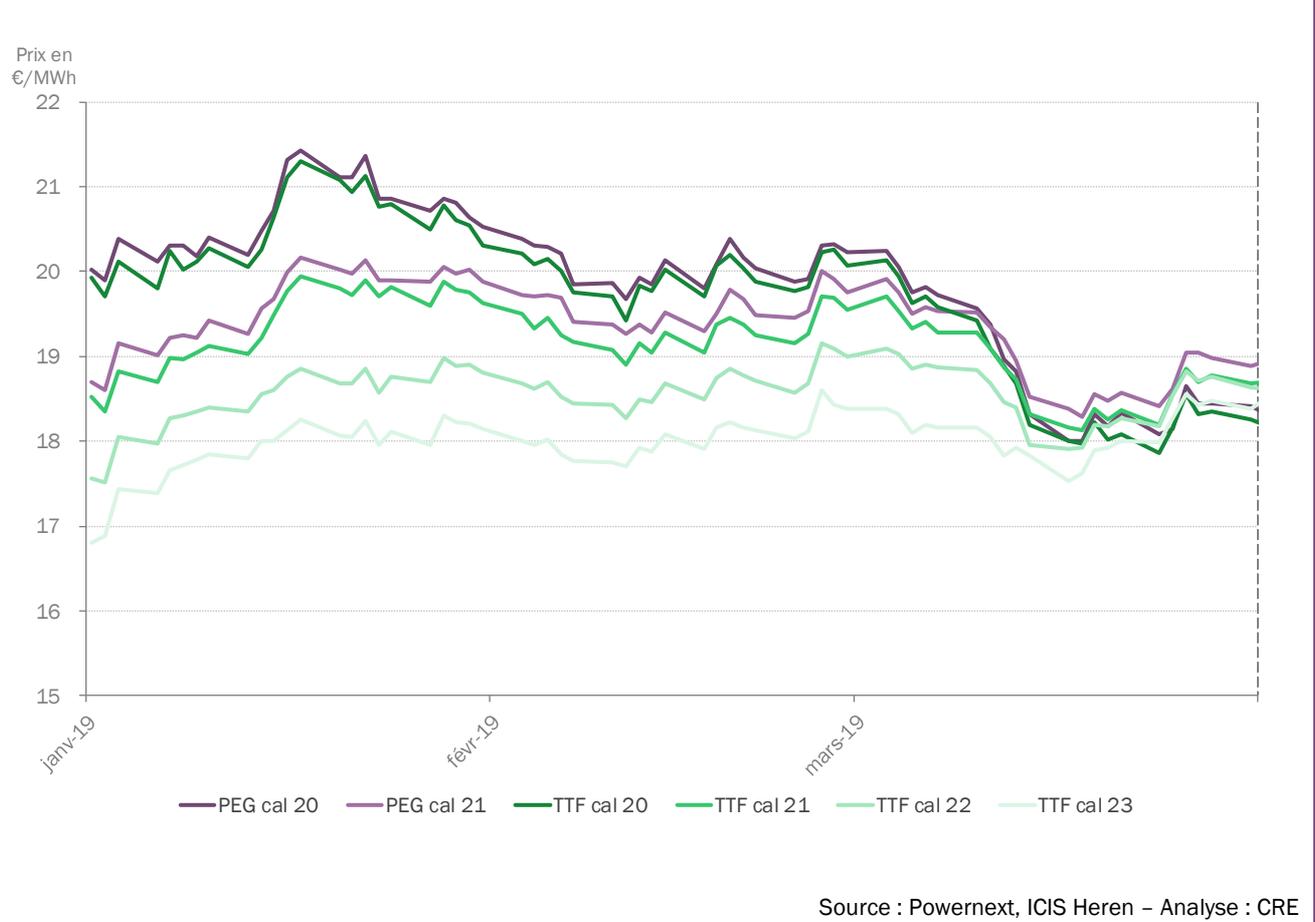
Figure 25 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



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



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



4.2 Contexte international

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

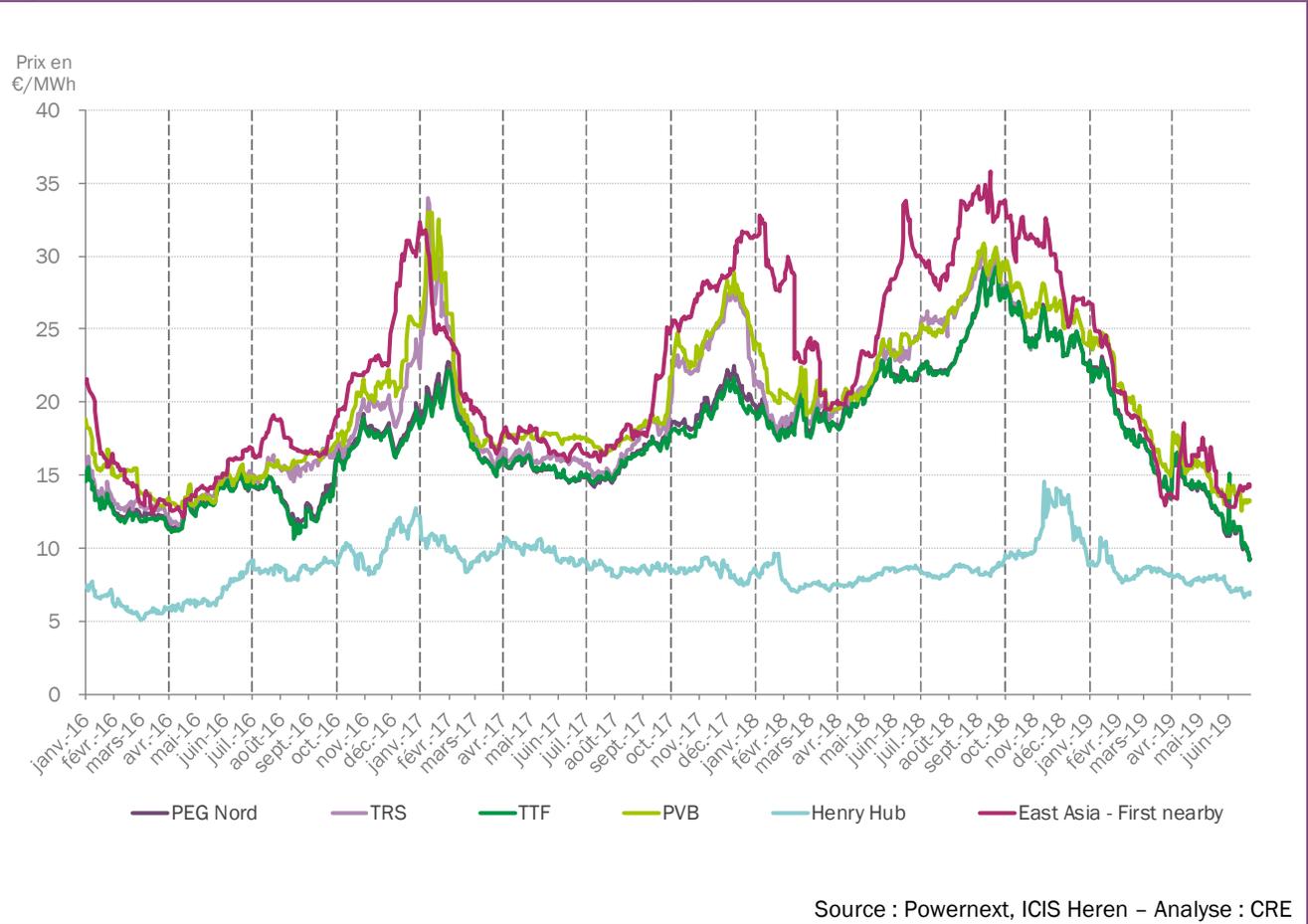
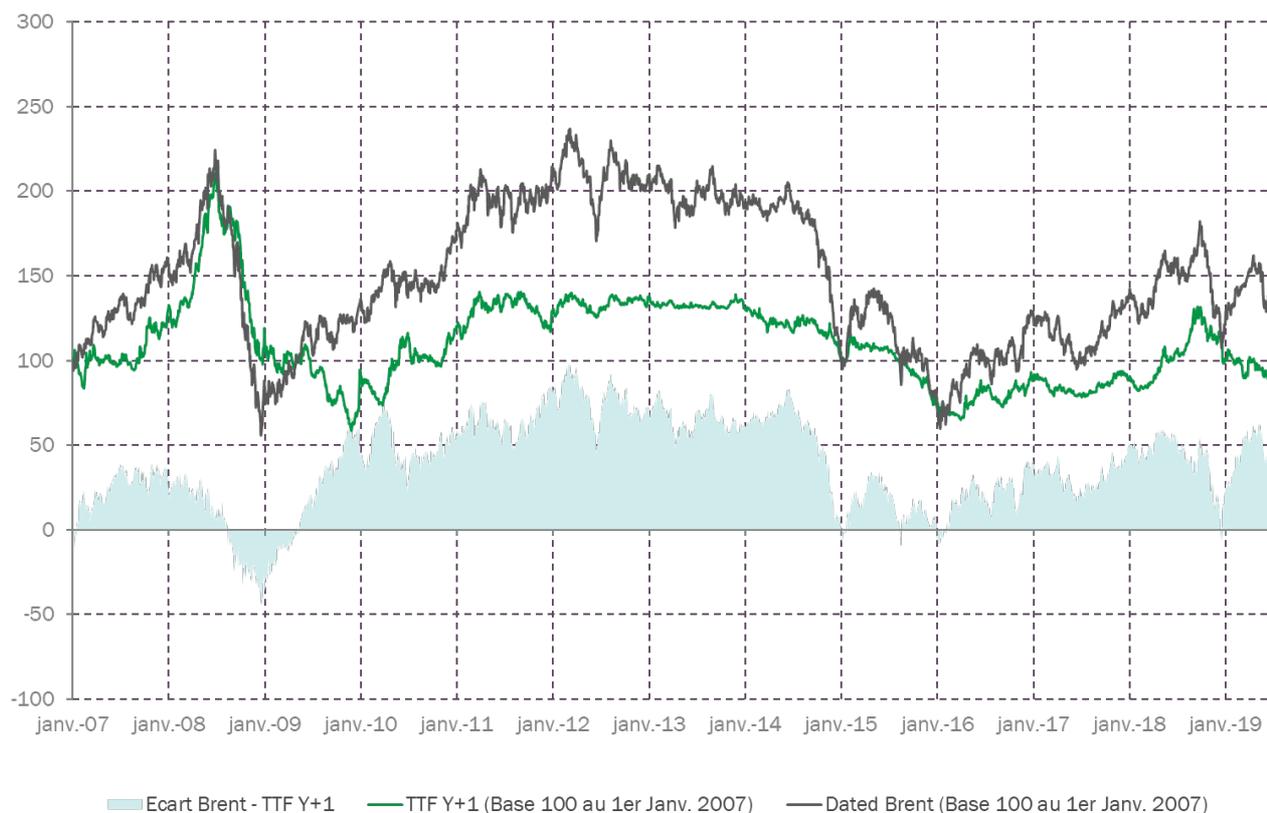


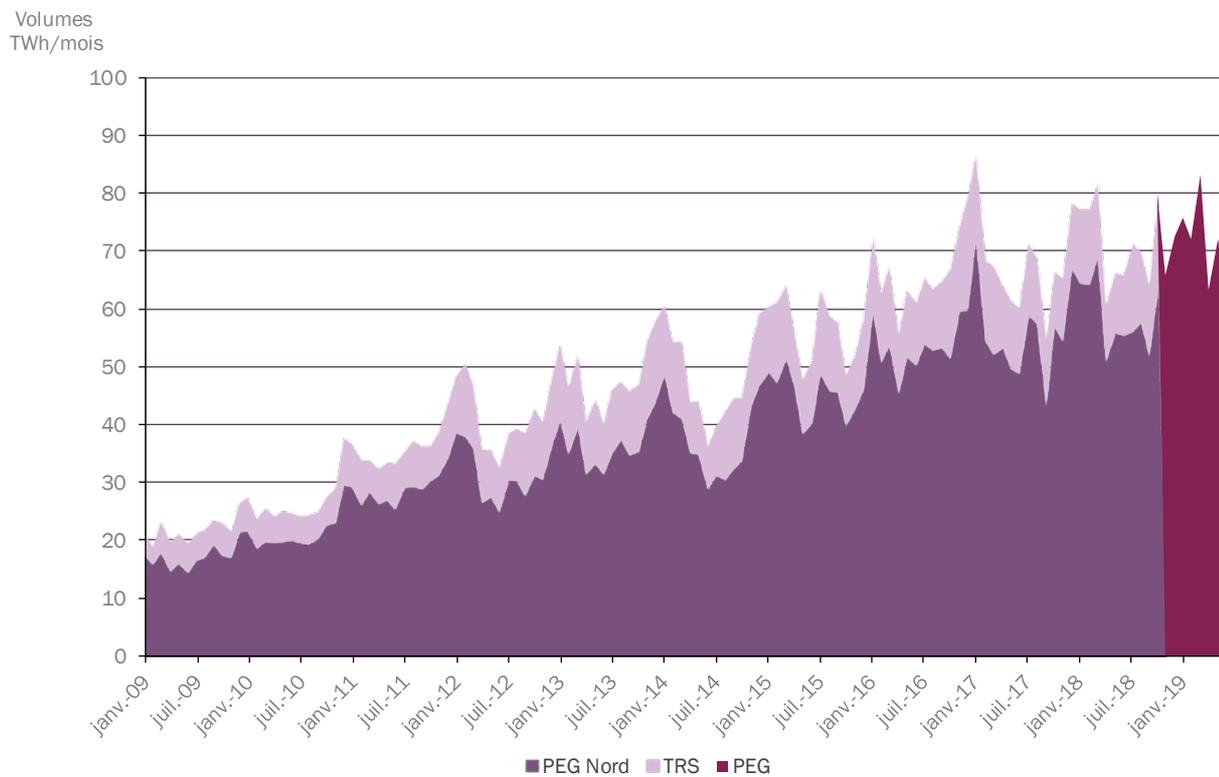
Figure 29 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source : Powernext, ICIS Heren – Analyse : CRE

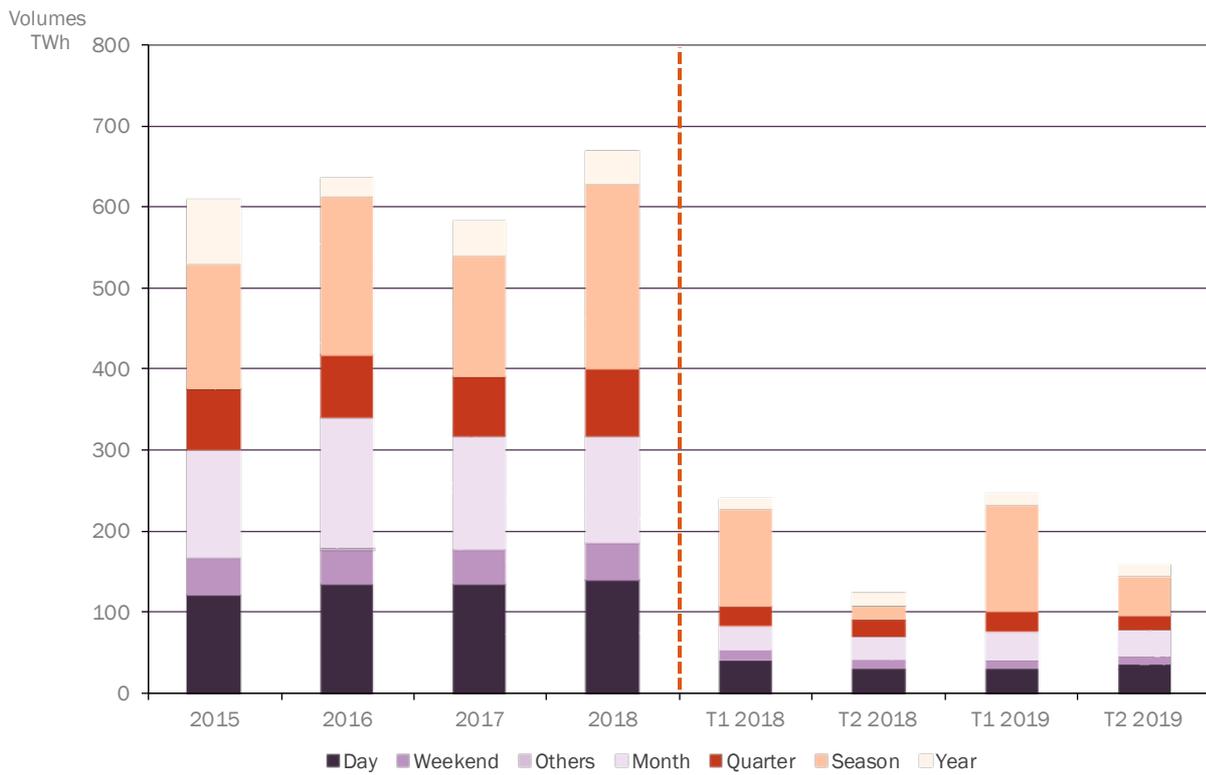
4.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 30 : Livraisons aux PEG



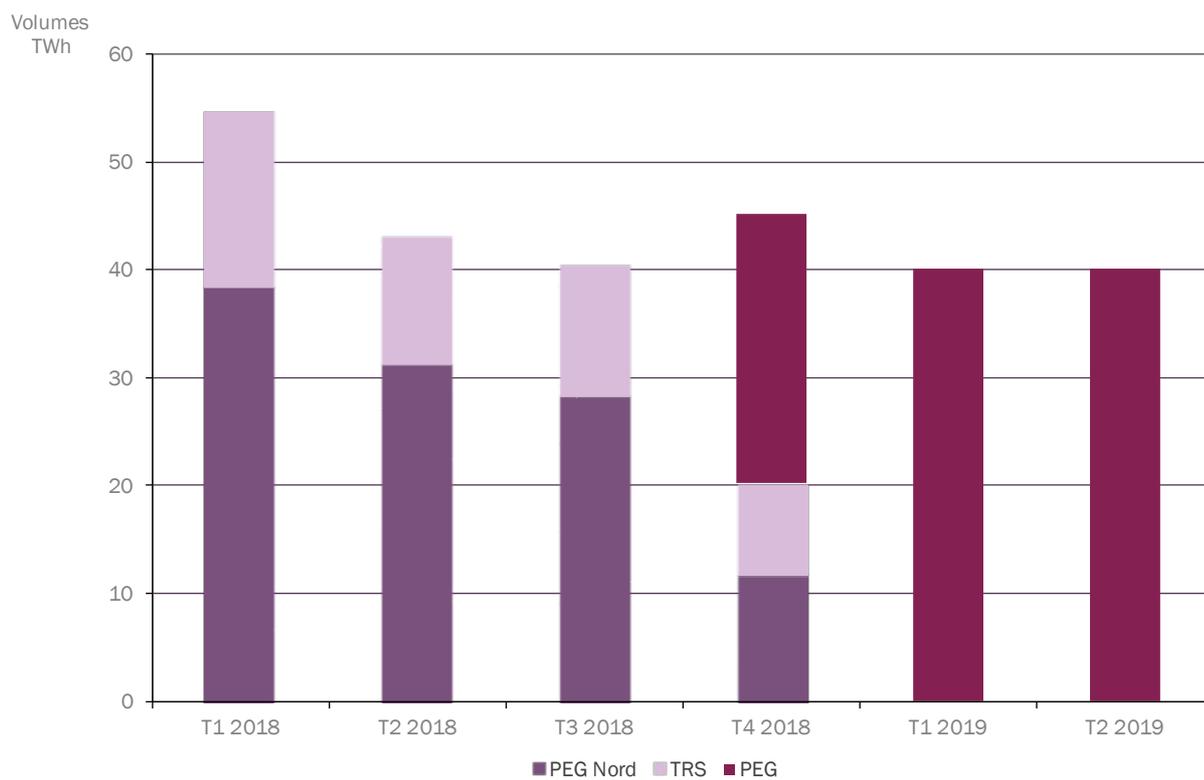
Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

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



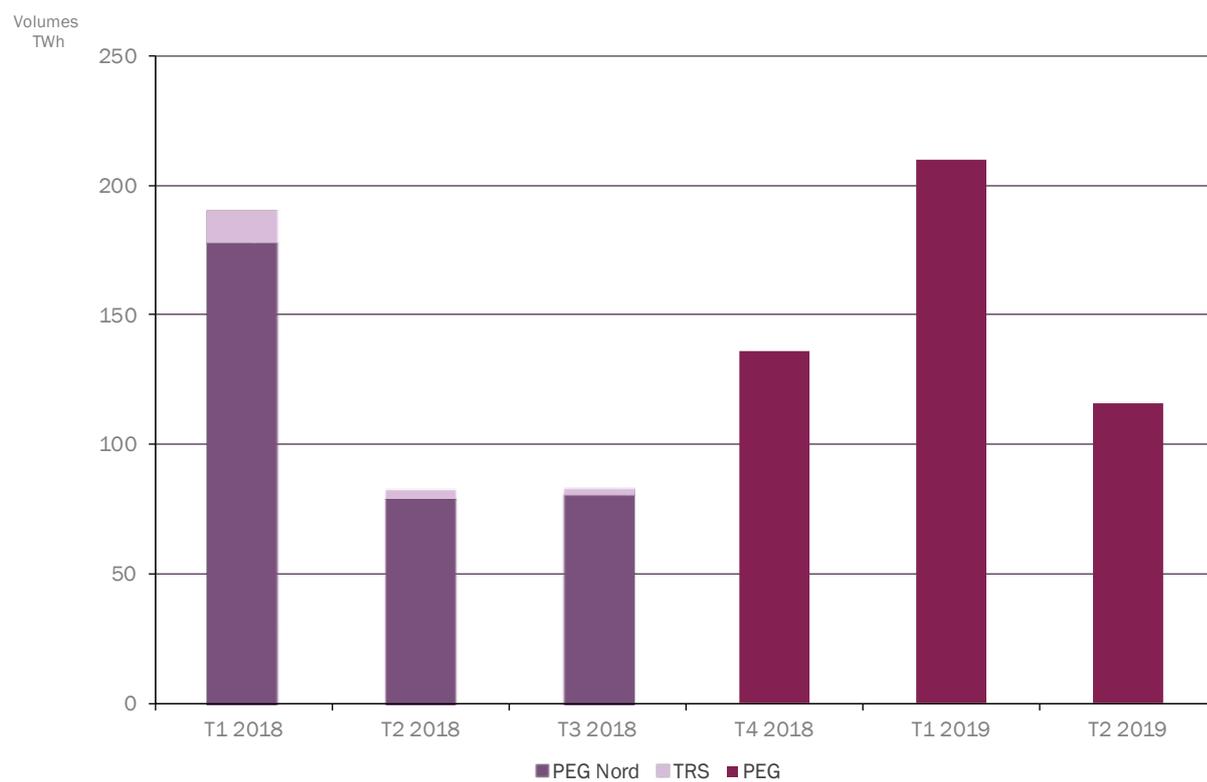
Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

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

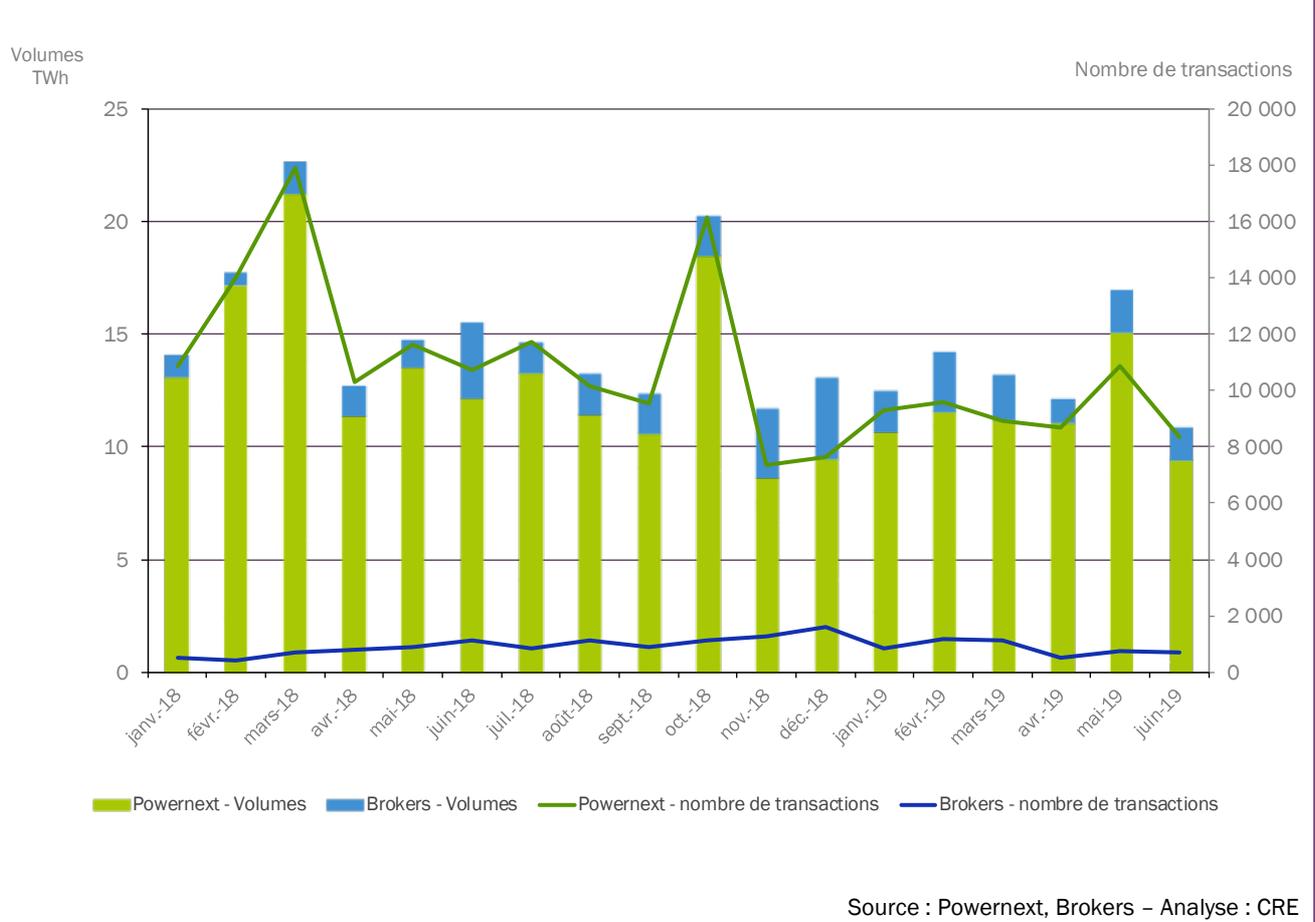


Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire

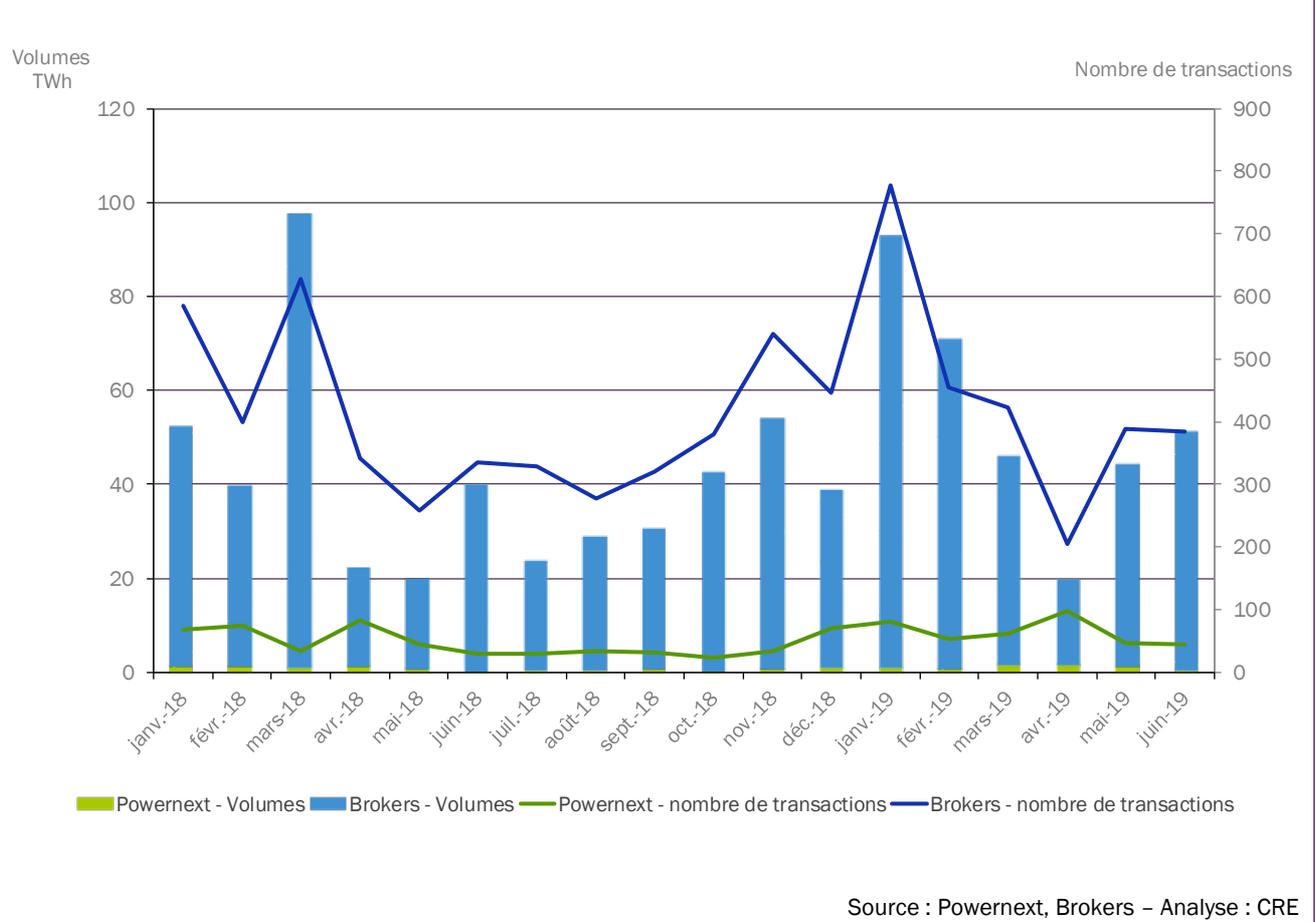
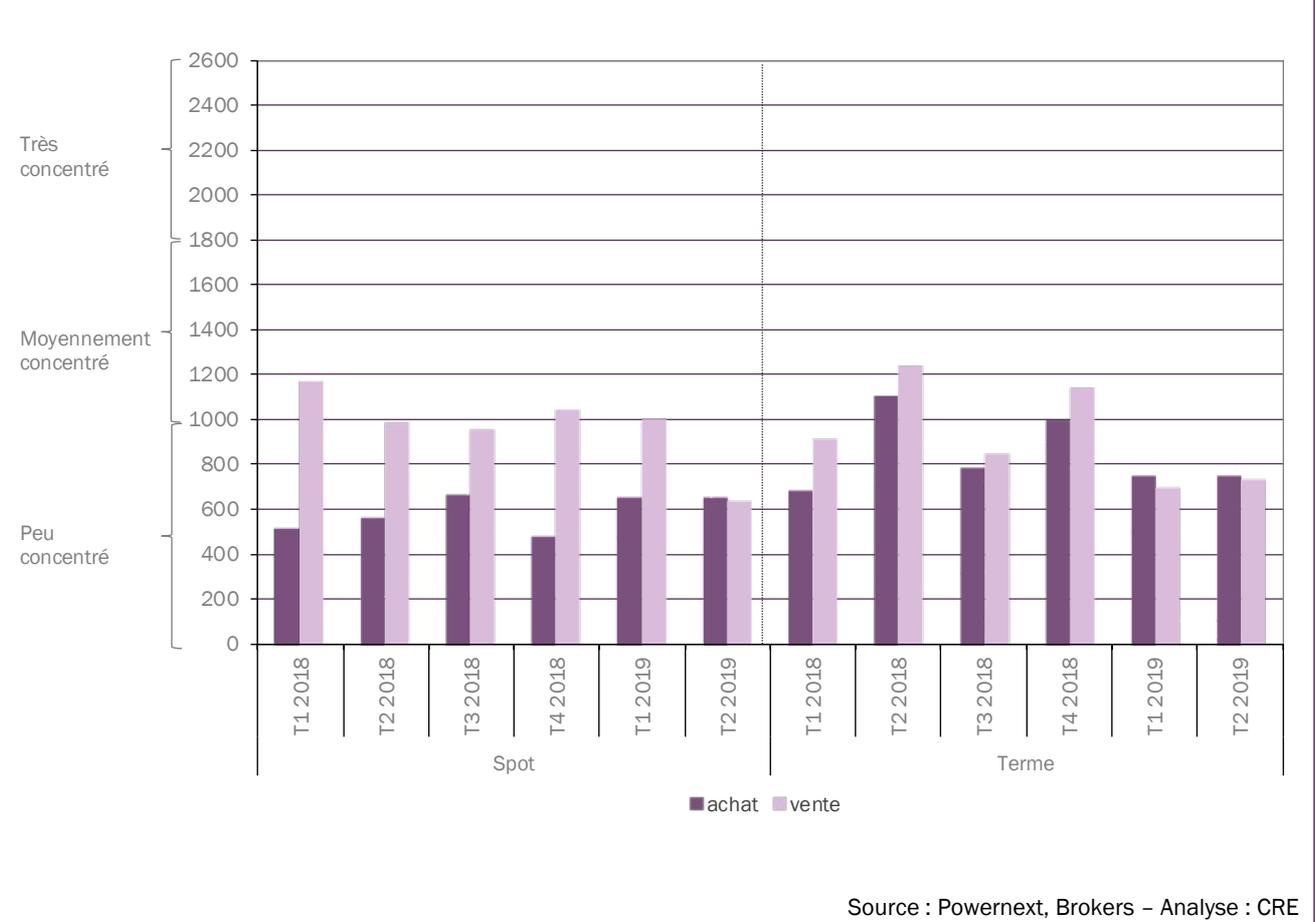


Figure 36 : Indices de concentration des marchés spot et à terme français



4.4 Fondamentaux

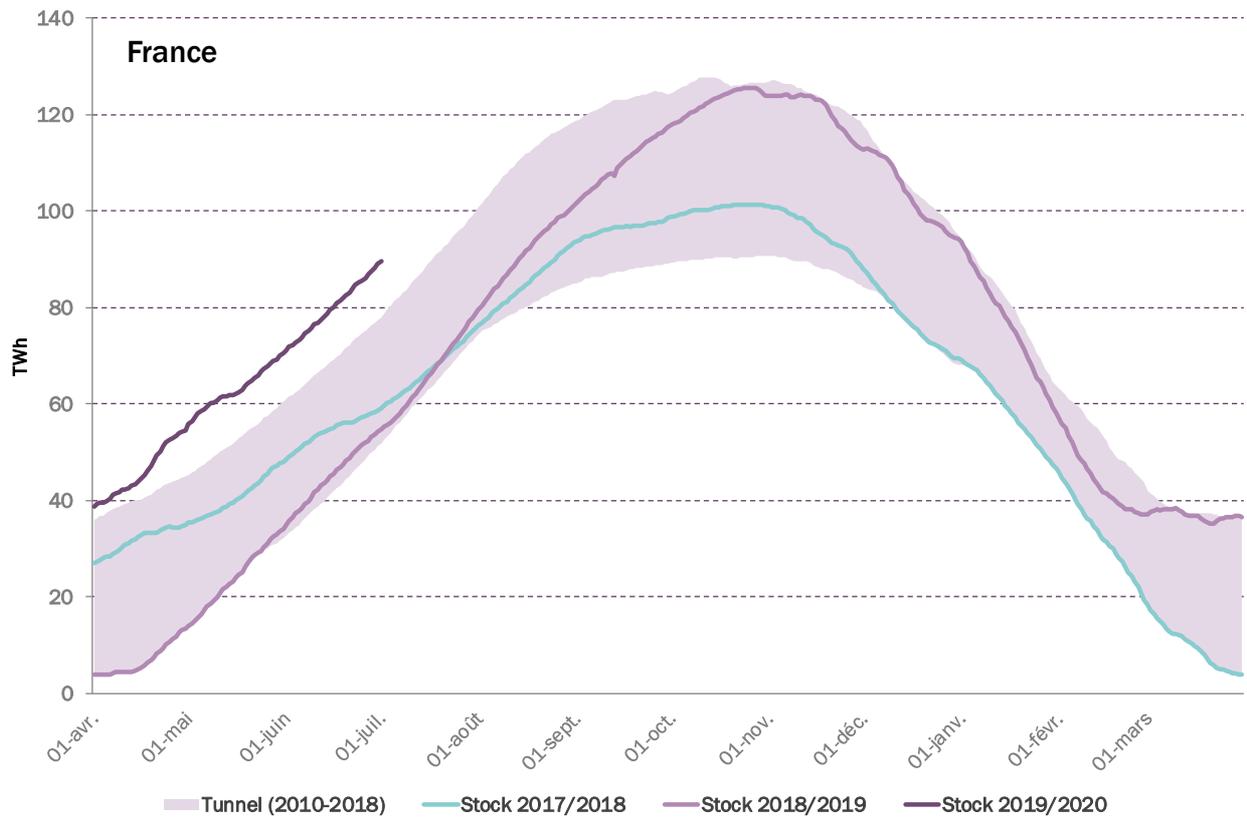
Figure 37 : Consommation de gaz en France



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

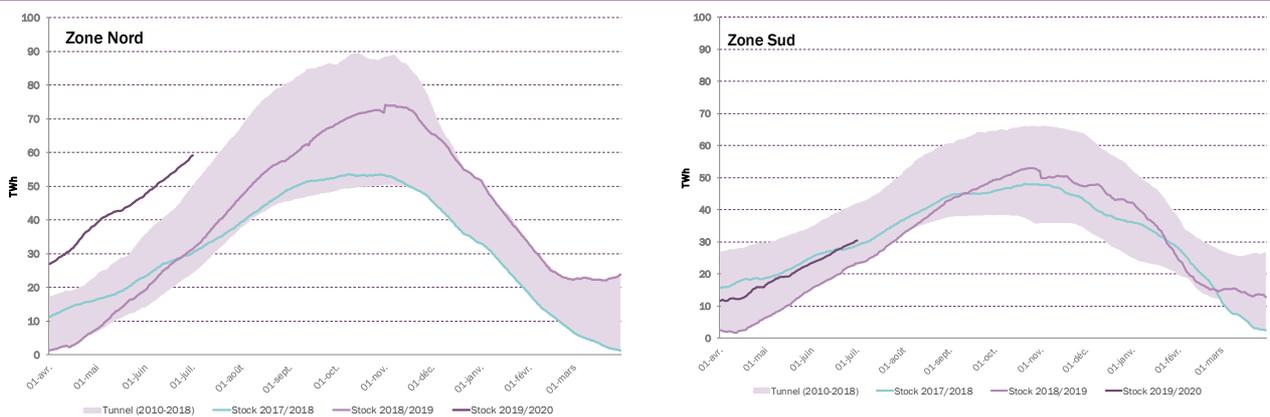


Figure 39 : Niveaux des stocks en France



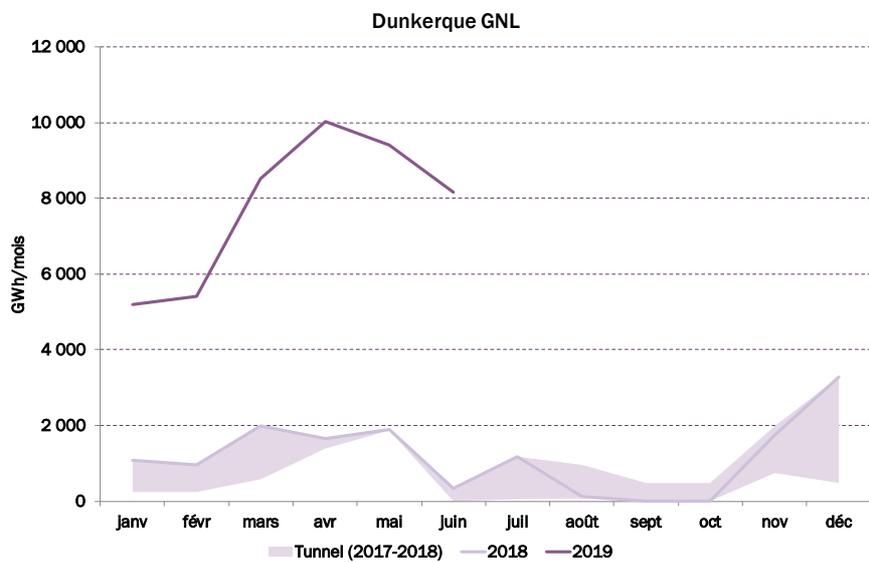
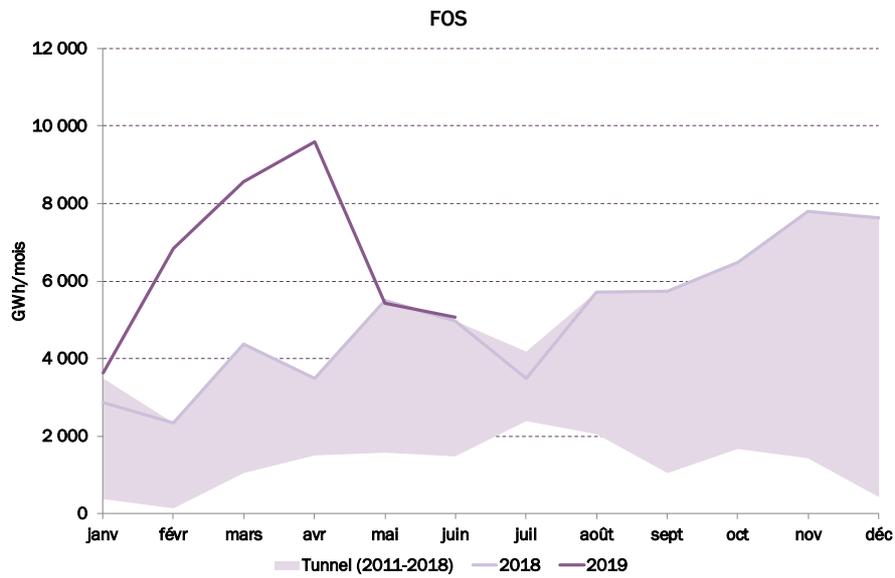
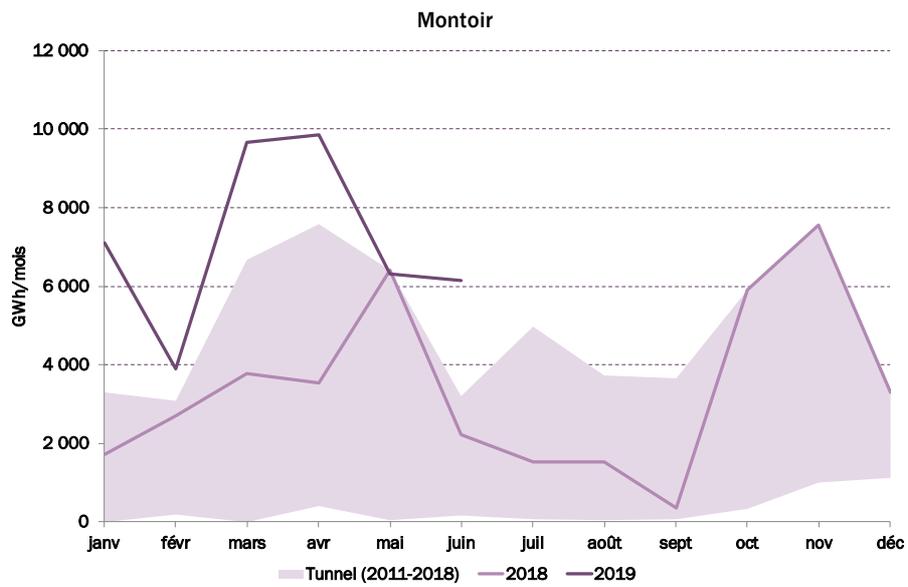
Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

Figure 40 : Niveau des stocks par zone



Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

Figure 41 : Emissions des terminaux méthaniers



Source : GRTgaz – Analyse : CRE



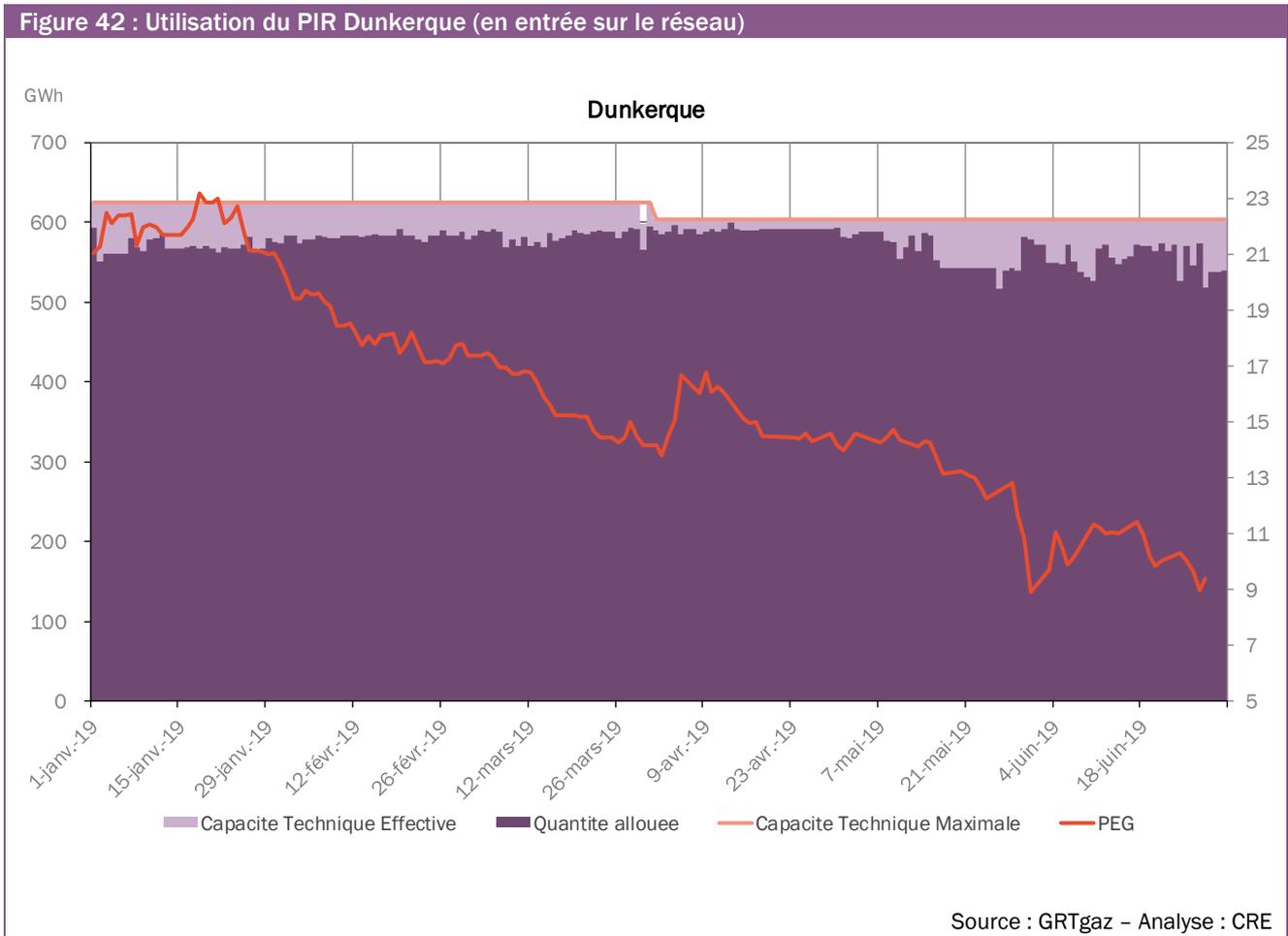
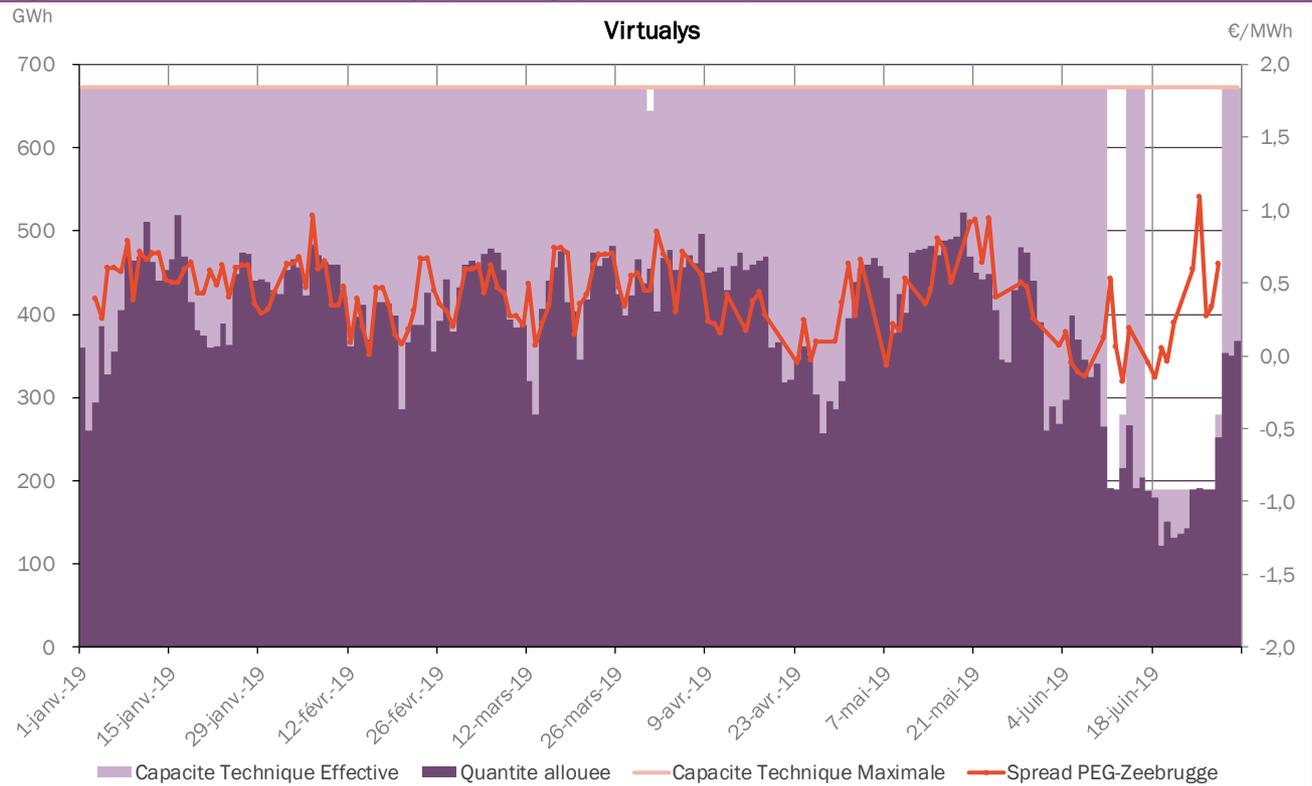
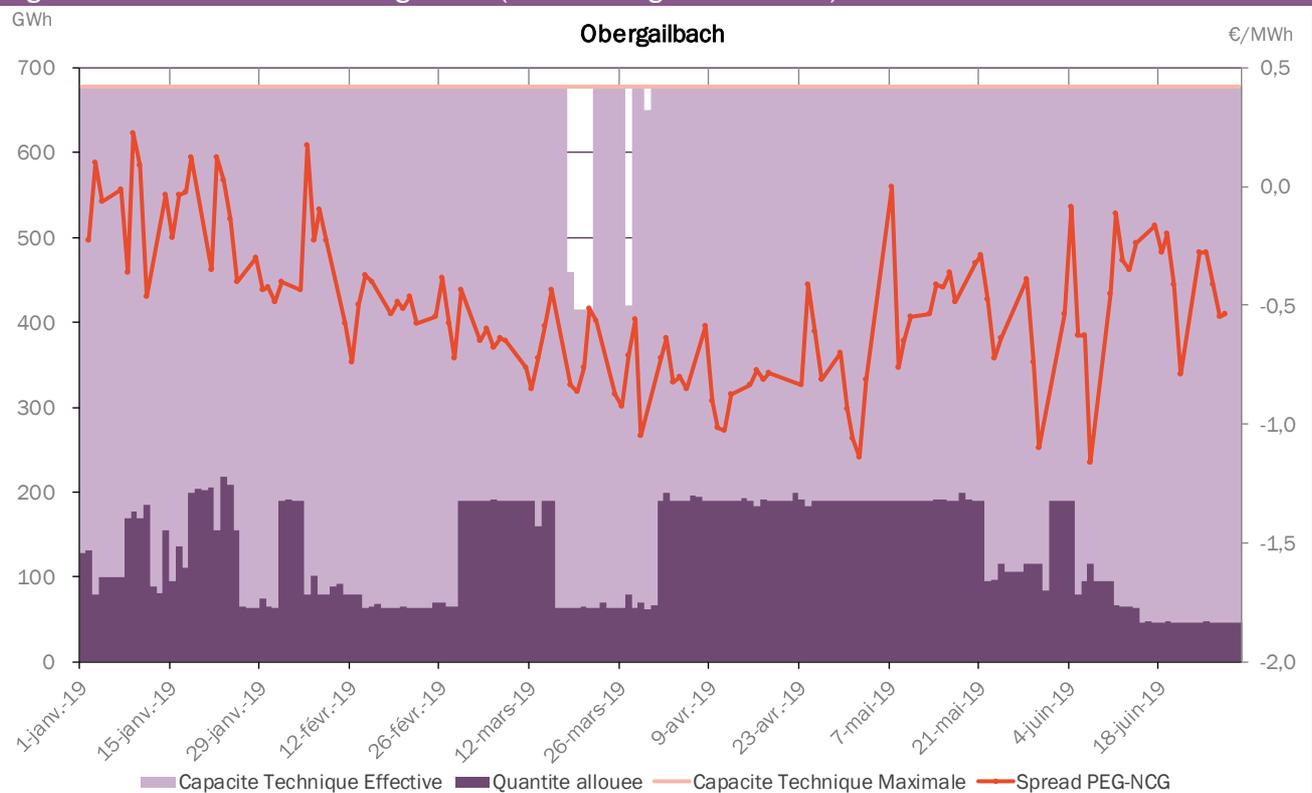


Figure 43 : Utilisation du PIV Virtualys (sens Belgique vers France)

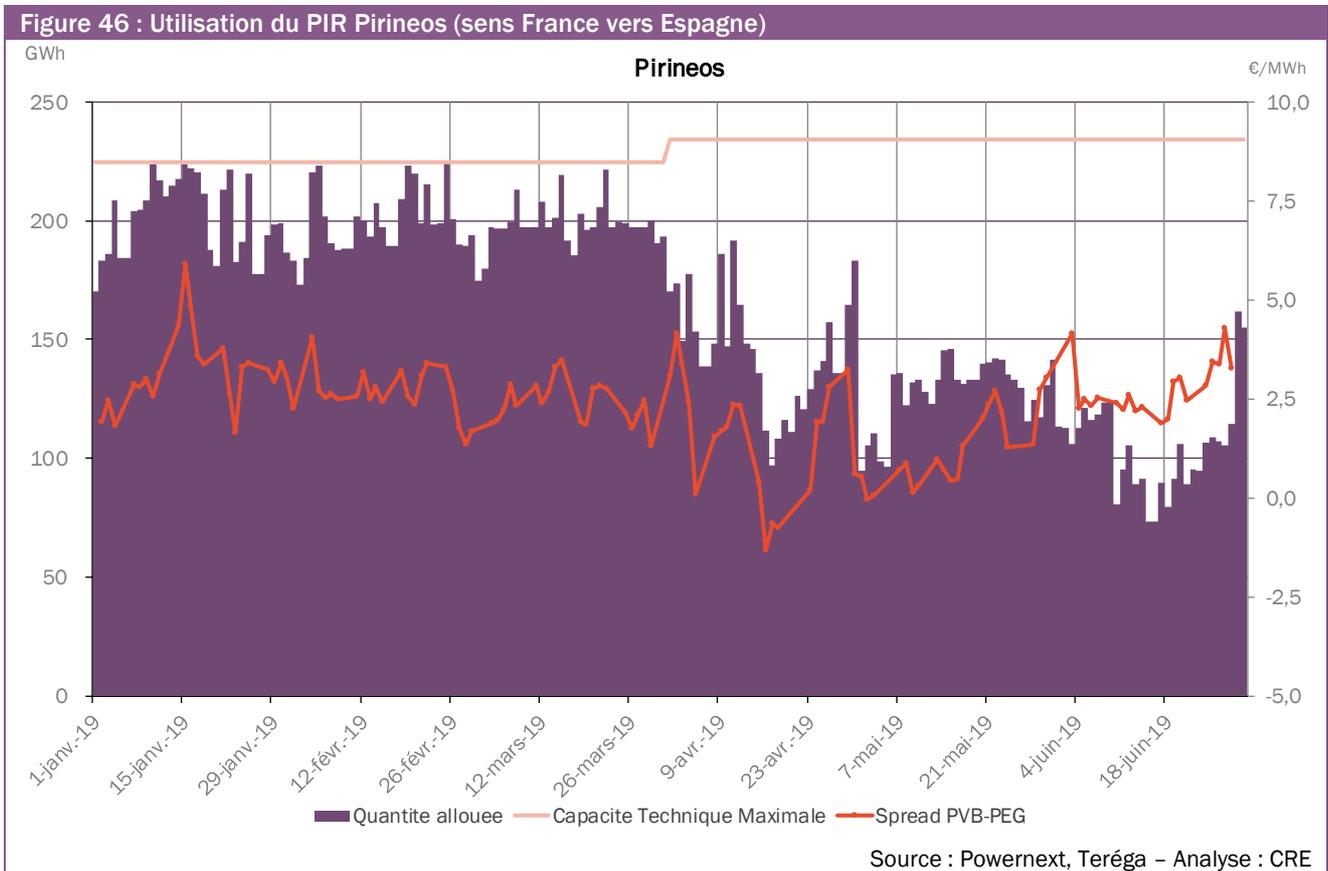
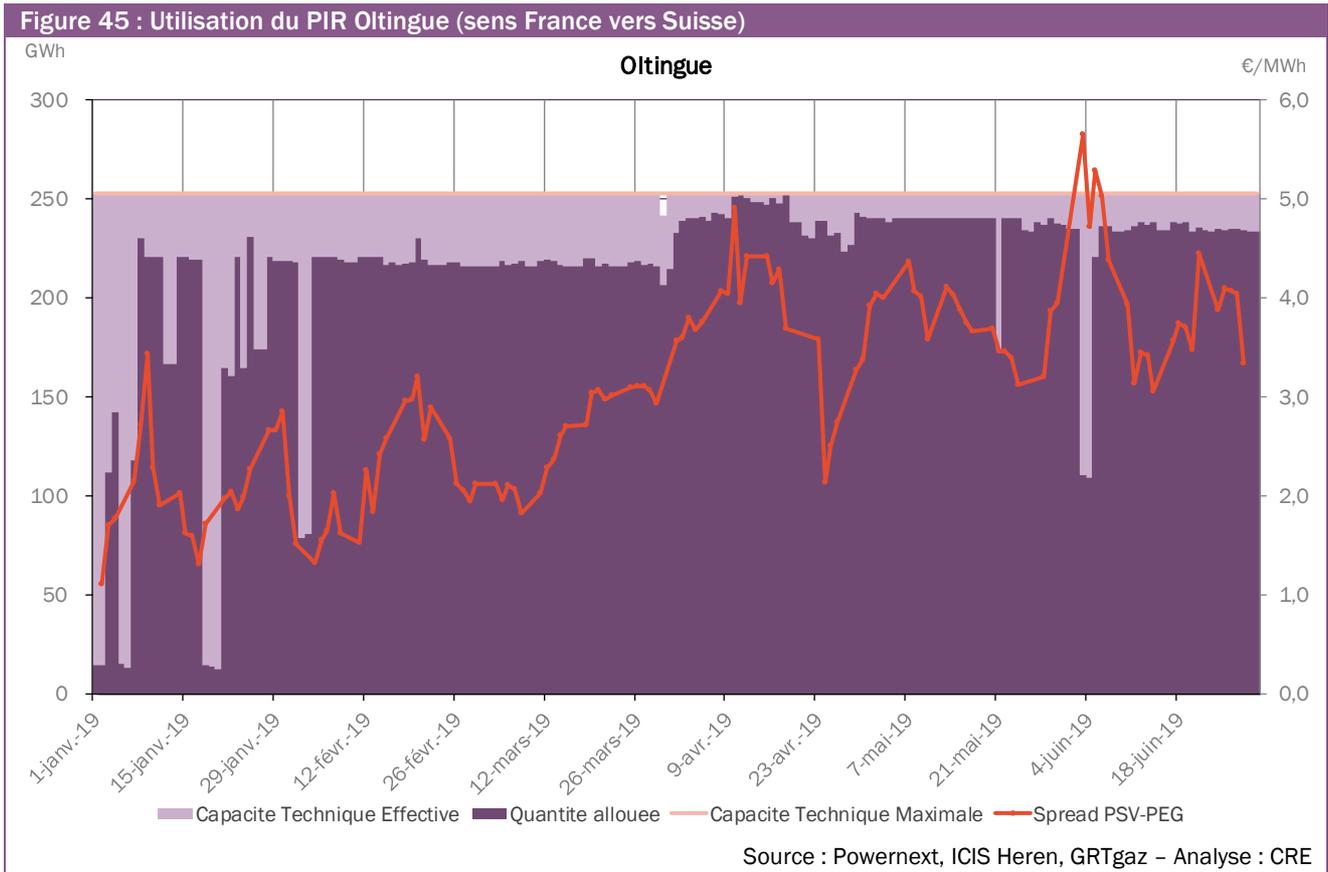


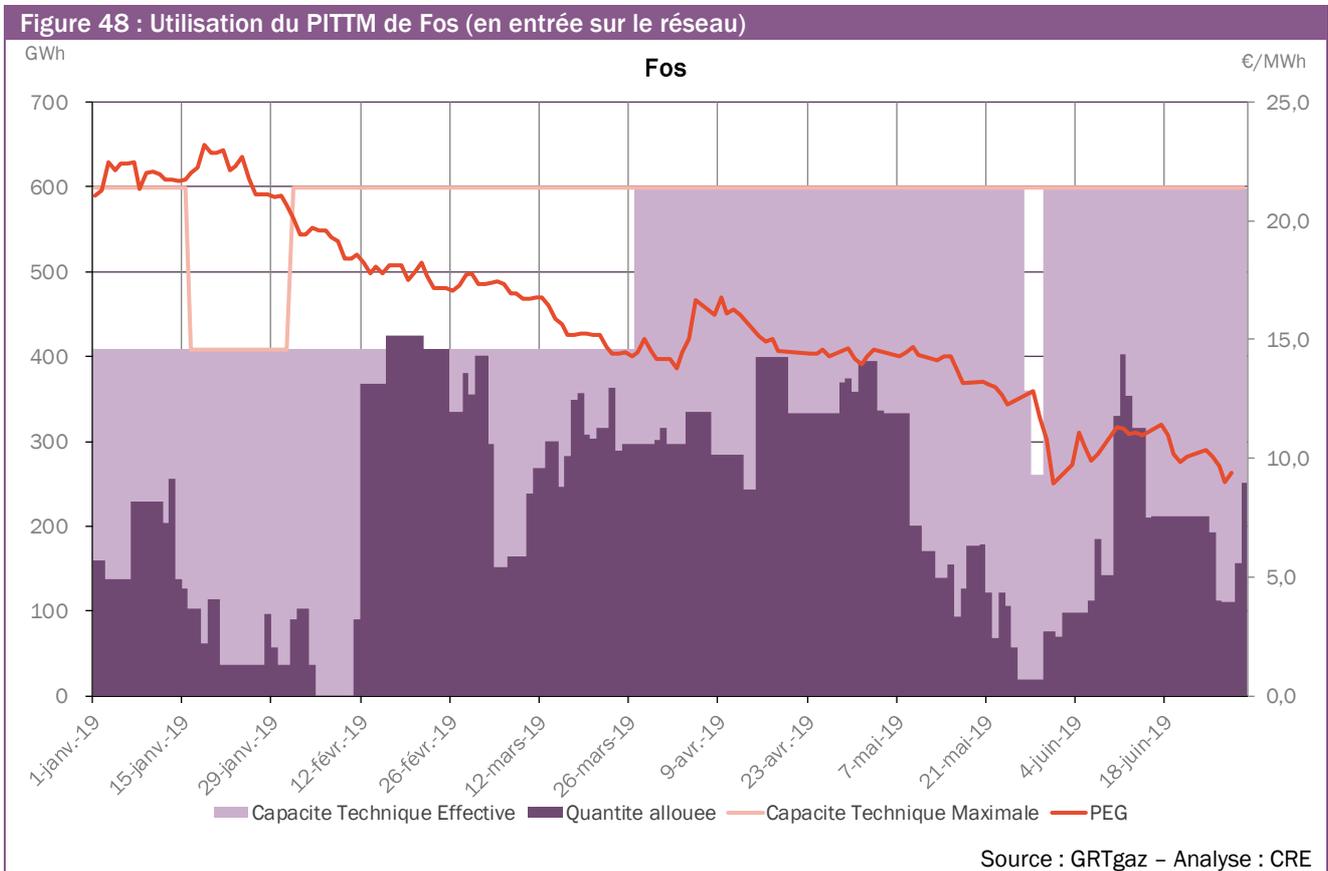
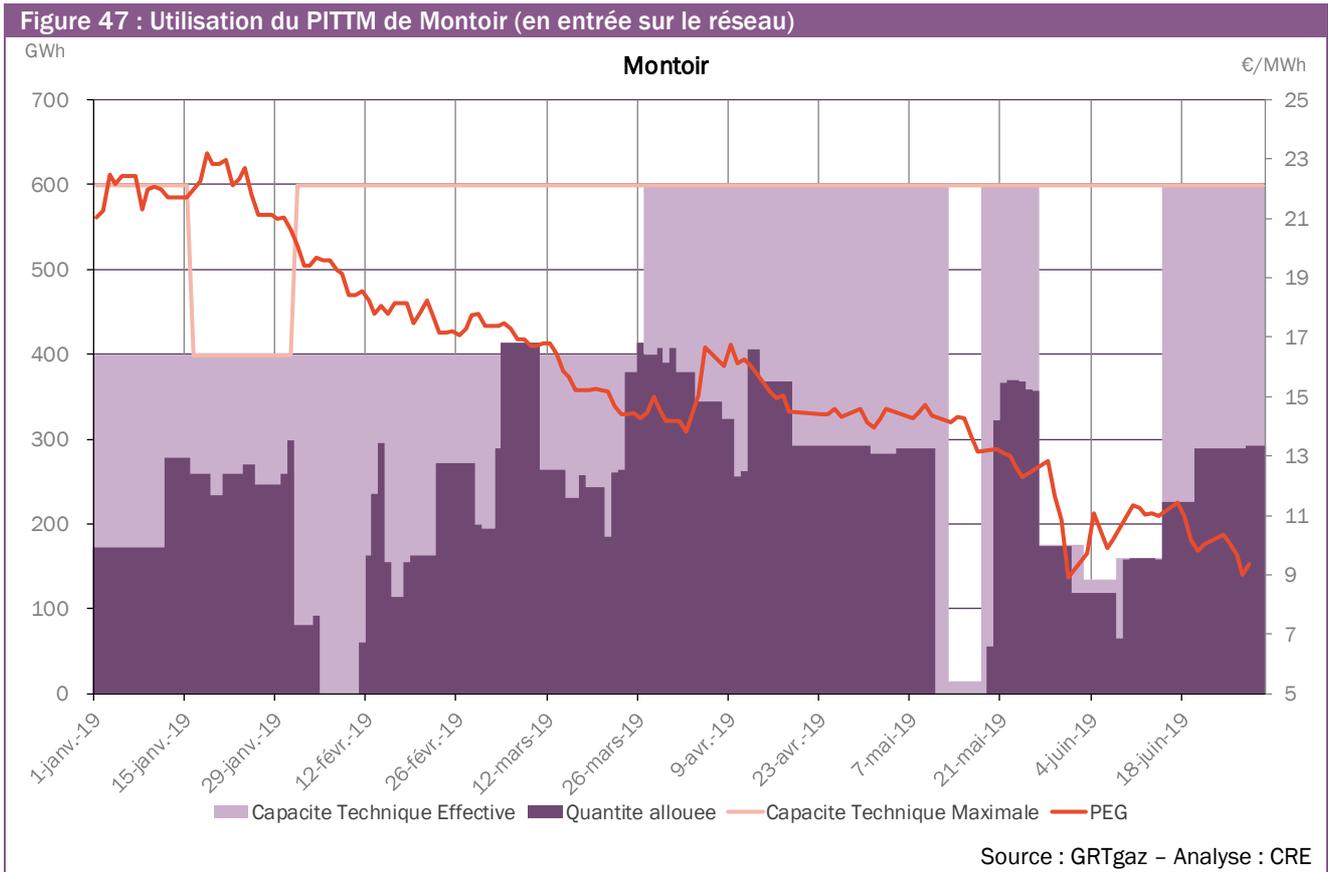
Source : Powernext, ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



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





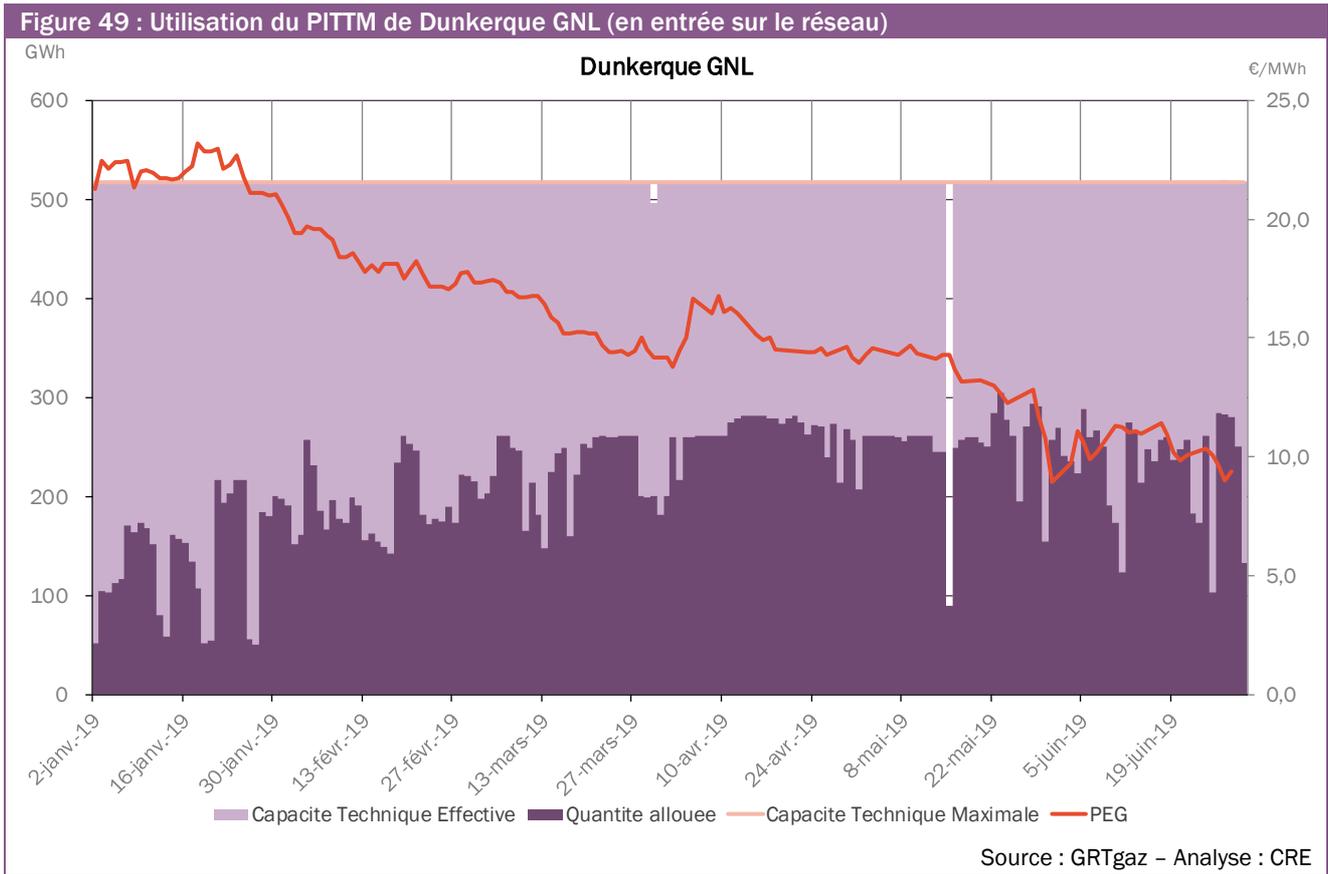
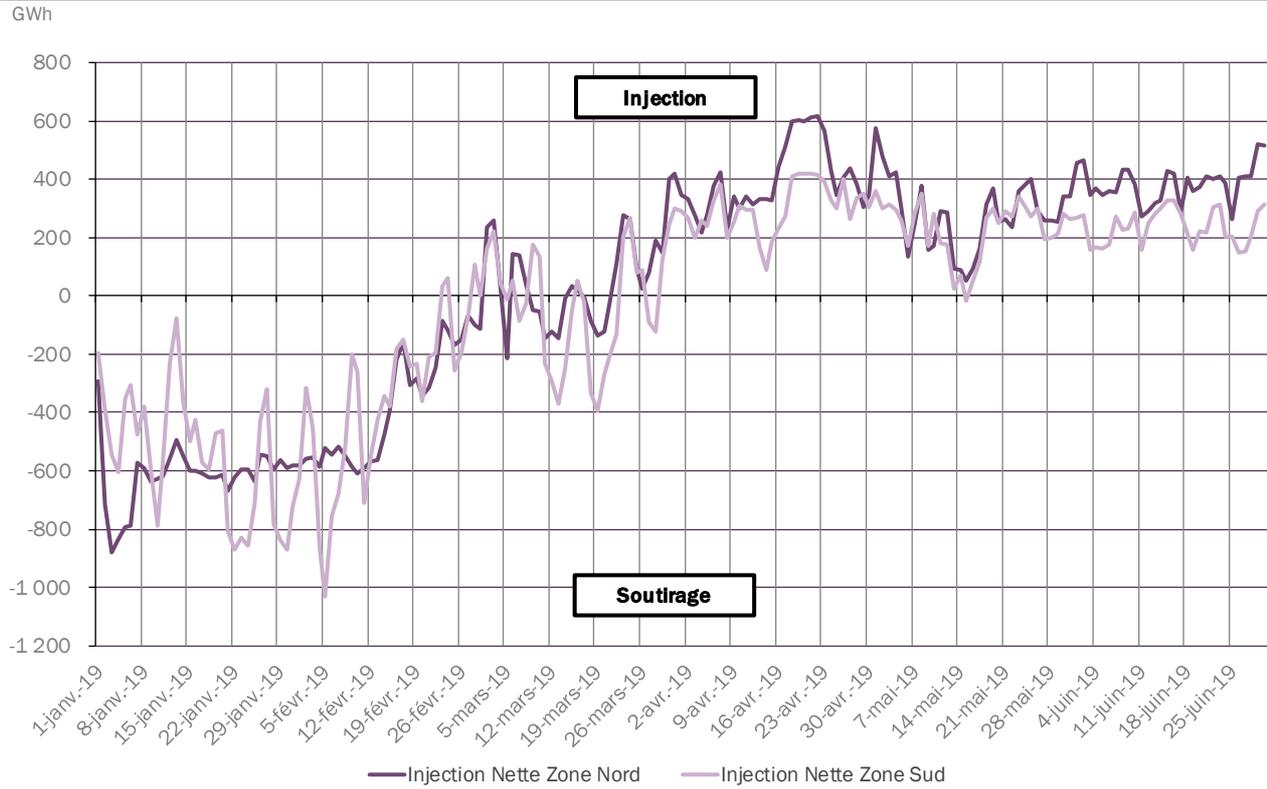
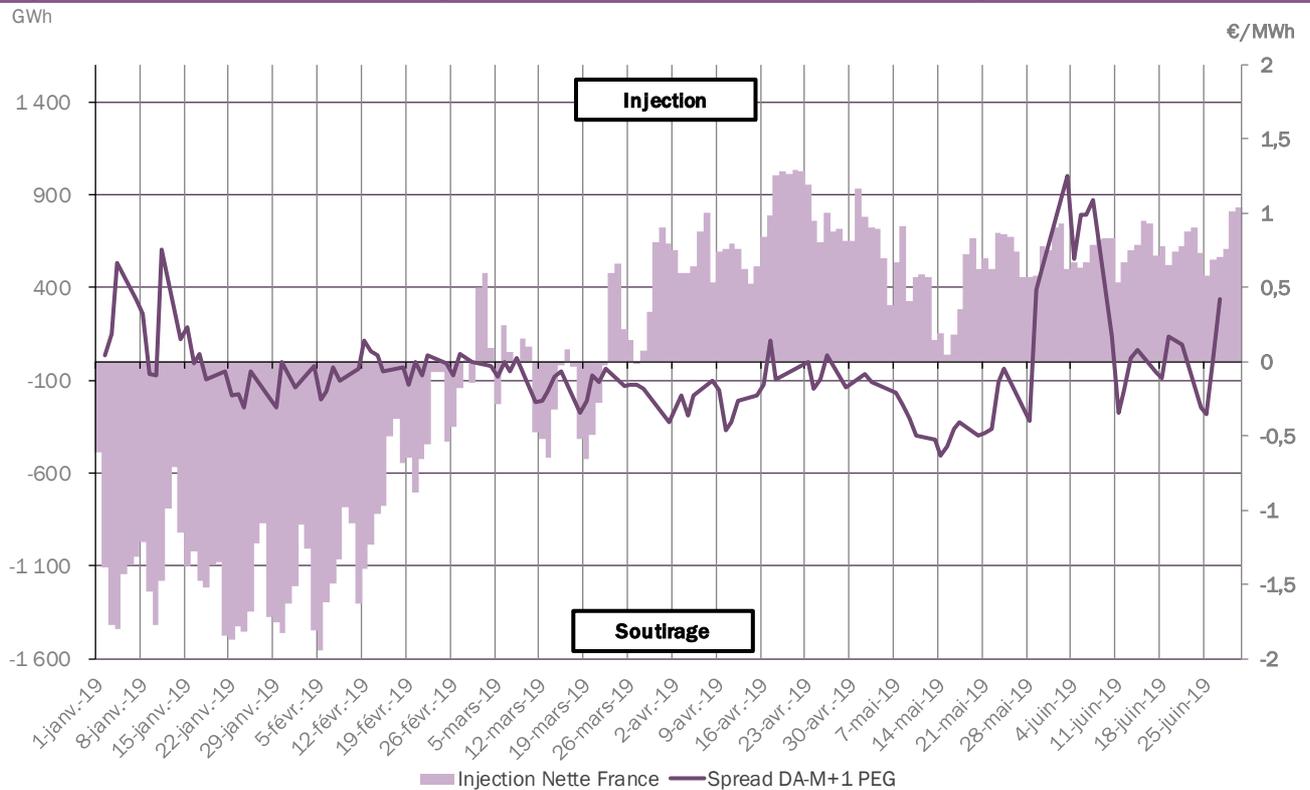


Figure 50 : Utilisation des stockages



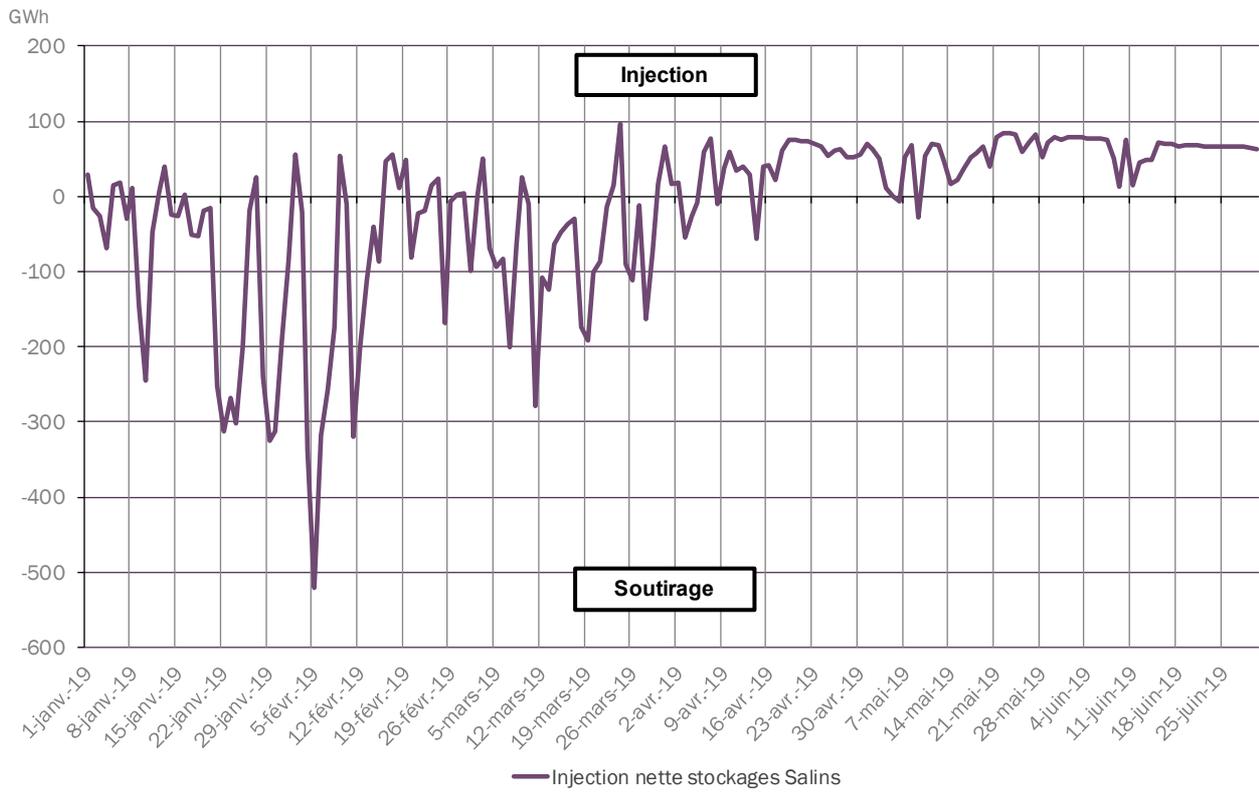
Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

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

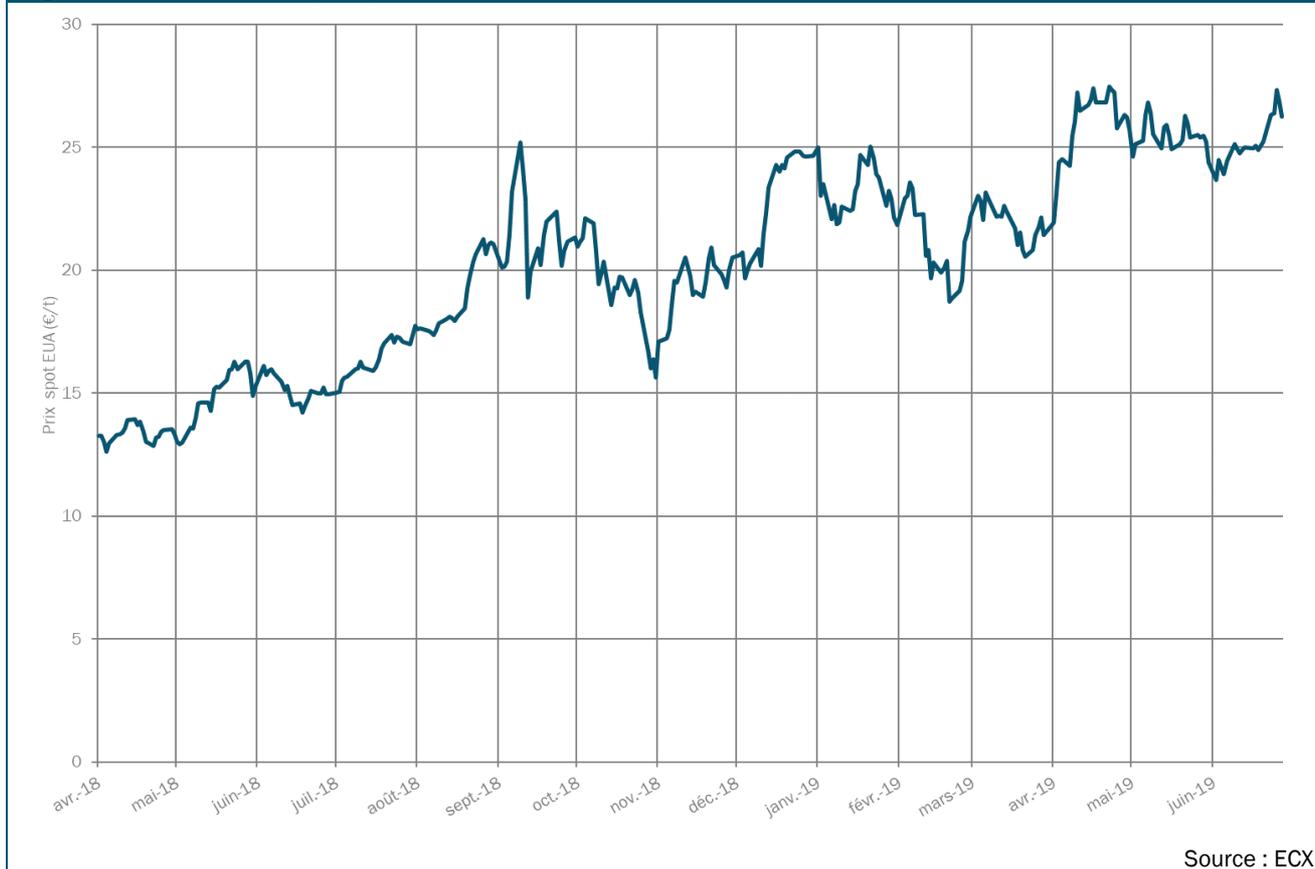
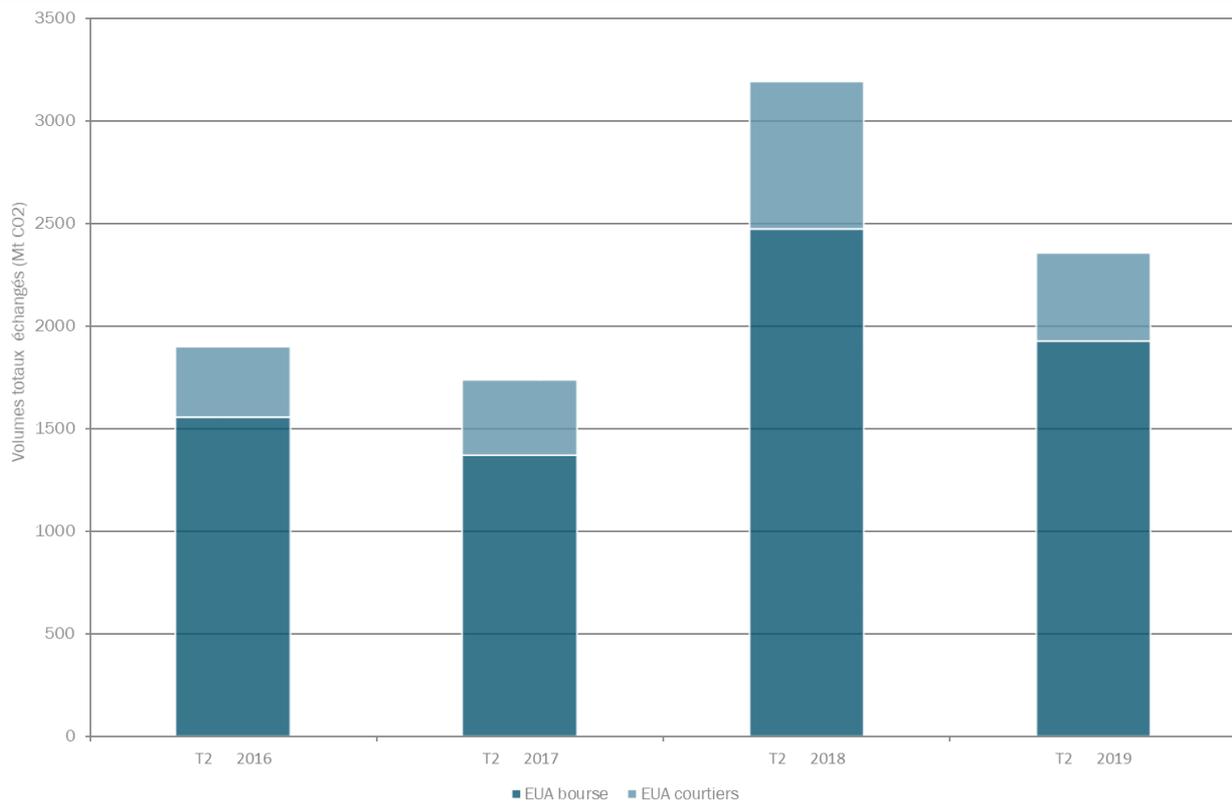
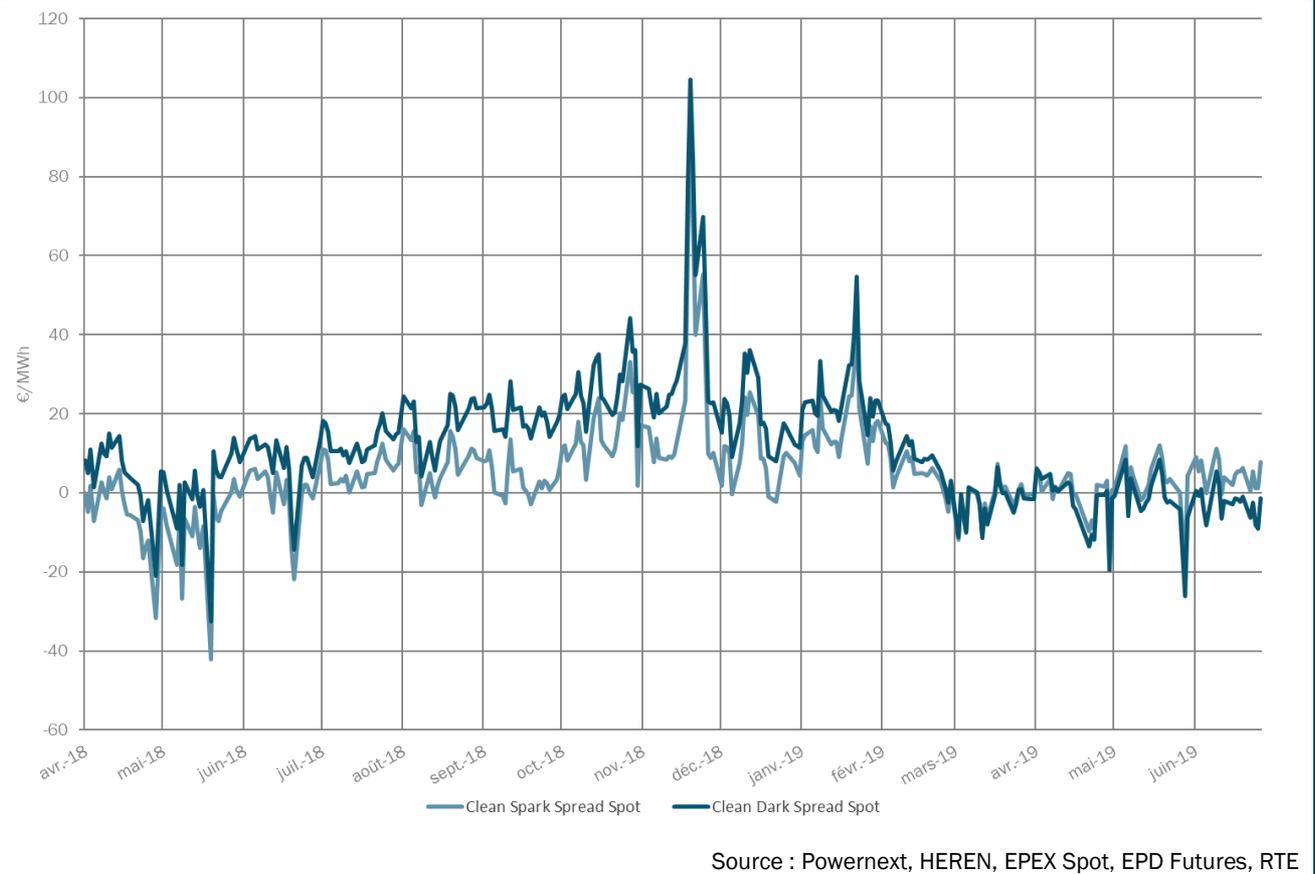


Figure 54 Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers



Source : ECX, EEX, LEBA

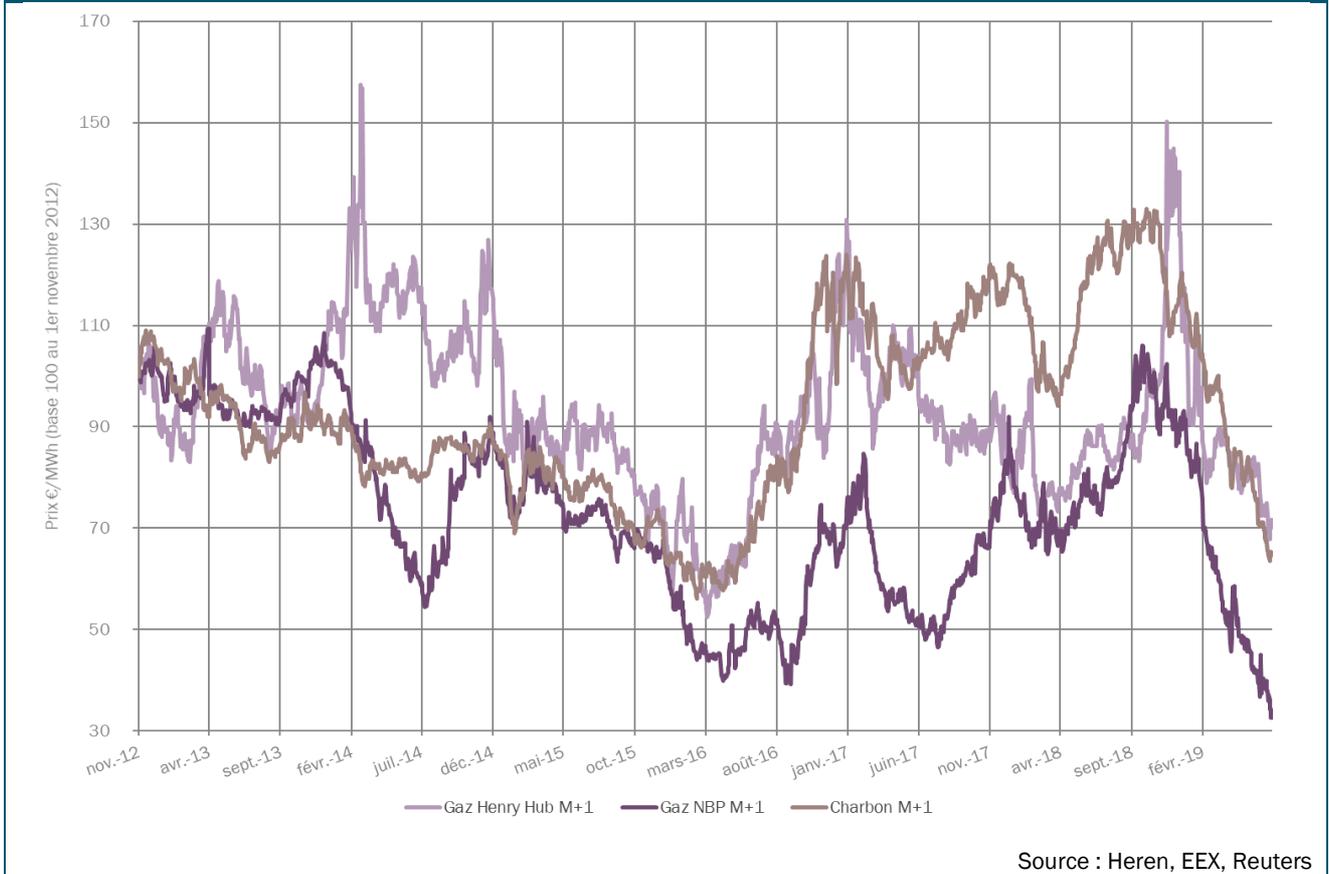
Figure 55 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe



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 physique du système électrique français au cours du trimestre.....	12
Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles.....	15
Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH).....	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).....	28
Figure 20 : Solde exportateur.....	28
Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros courant le trimestre.....	29
Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections courant le trimestre.....	30
Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages courant le trimestre.....	30
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)	52
Figure 45 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse).....	53
Figure 46 : Utilisation du PIR Pirineos (sens France vers Espagne).....	53
Figure 47 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau).....	54
Figure 48 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau).....	54
Figure 49 : Utilisation du PITTM de Dunkerque GNL (en entrée sur le réseau).....	55
Figure 50 : Utilisation des stockages	56
Figure 51 : Variation nette des stockages en France versus spread temporels (même jour de cotation)	56
Figure 52 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud.....	57
Figure 53 : Évolution des prix spot et à terme EUA	58
Figure 54 Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers	59
Figure 55 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe	60
Figure 56 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (ARA) (base 100 en novembre 2012).....	61

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

