



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

SURVEILLANCE

RAPPORT 2015-2016

Le fonctionnement
des marchés de gros
de l'électricité, du CO₂
et du gaz naturel

SOMMAIRE

SYNTHÈSE.....	5
CHIFFRES CLÉS	8
1. MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ.....	8
2. MARCHÉ DU GAZ NATUREL	12
SECTION 1 L'INTÉGRATION DE LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS DANS LE DISPOSITIF EUROPÉEN.....	14
1. UN CADRE JURIDIQUE DESORMAIS COMPLET ET PLEINEMENT OPERATIONNEL	15
2. LA CONSTITUTION D'UN REGISTRE EUROPEEN DES ACTEURS SUR LA BASE DES REGISTRES NATIONAUX	15
3. LE DÉBUT DE LA COLLECTE DES DONNÉES AU NIVEAU EUROPÉEN	16
4. L'ARTICULATION AVEC LA RÉGLEMENTATION FINANCIÈRE	17
5. LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS	20
SECTION 2 CONTEXTE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE.....	23
1. LA BAISSSE DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES S'EST PROLONGÉE EN 2015 MAIS LES PRIX MARQUENT UN REBOND DEPUIS DÉBUT 2016	24
1.1 LE CONTEXTE D'OFFRE EXCÉDENTAIRE MAINTIENT LES PRIX DU PÉTROLE À DES NIVEAUX TRÈS BAS	25
1.2 REMONTÉE DES PRIX DU CHARBON DEPUIS DÉBUT 2016 ET ÉVOLUTION DES PRIX DU GAZ QUI FAVORISE LA DEMANDE DES CENTRALES À CYCLE COMBINÉ.....	25
2. UNE NOUVELLE ANNEE MARQUÉE PAR DES TEMPERATURES AU DESSUS DES NORMALES AVEC UN HIVER 2015-2016 PARTICULIÈREMENT DOUX	26
3. FORTE BAISSSE DU PRIX DU QUOTA EN JANVIER 2016 APRÈS UNE HAUSSE EN 2015	27
3.1 RÉSORPTION DU SURPLUS DE QUOTAS EN 2015	27
3.2 CHUTE DES PRIX DU CO ₂ DEPUIS DÉBUT 2016.....	28
SECTION 3 LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	31
1. LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ : UN ÉQUILIBRE OFFRE DEMANDE SANS TENSION PARTICULIÈRE EN 2015	32
1.1 LEGER REGAIN DE LA CONSOMMATION ET EFFONDREMENT DES SOUSCRIPTIONS ARENH.....	32
1.2 STABILITÉ DE LA DISPONIBILITÉ DU NUCLÉAIRE ET REcul DE LA PRODUCTION HYDRAULIQUE AU SECOND SEMESTRE 2015	34
1.3 POURSUITE DE L'ESSOR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (HORS HYDRAULIQUE), QUI REPRÉSENTENT DÉSORMAIS 14% DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE.....	37
1.4 UNE AUGMENTATION DE LA PRODUCTION DES CENTRALES AU GAZ, FAVORISÉE PAR DES PRIX DE COMBUSTIBLES BAS	39
1.5 LA FILIÈRE GAZ PLUS PRÉSENTE EN 2015 ET DONT SON COÛT MARGINAL DÉTERMINE LE PRIX DE MARCHÉ DE FAÇON PLUS FRÉQUENTE.....	41
1.6 LA SURÉVALUATION DE LA DISPONIBILITÉ DU PARC NUCLÉAIRE À J-7 PAR RAPPORT À LA DISPONIBILITÉ RÉALISÉE REPRÉSENTAIT 3,8 % DU PARC INSTALLÉ EN 2015.....	42
2. DES PRIX DE GROS BAS EN 2015	44
2.1 LES PRIX SPOT SONT EN AUGMENTATION EN 2015 COMPTE TENU DE LA FAIBLE HYDRAULICITÉ	44
2.1.1 Des prix spot qui se sont situés à 38,6 €/MWh en 2015.....	44
2.1.2 Un écart entre prix spot et les coûts marginaux d'EDF stable en 2015.....	47
2.1.3 Un écart de prix spot avec l'Allemagne qui se situe à 6,9 €/MWh en moyenne en 2015 et un taux de couplage moyen de 26,5% du temps avec l'Allemagne	47
2.2 DES PRIX À TERME QUI ONT BAISSÉ TOUT AU LONG DE 2015 AVANT DE REMONTER AU PREMIER SEMESTRE 2016 DANS LE SILLAGE DES PRIX DU GAZ ET DU CHARBON.....	50

2.2.1 Une volatilité accrue, tant en France qu'en Allemagne.....	50
2.2.2 Une remontée des produits calendaires qui peut s'accompagner d'un regain d'intérêt pour les souscriptions à l'ARENH	53
3. UNE FORTE CROISSANCE DES VOLUMES ÉCHANGÉS EN 2015 SUR TOUTES LES MATURITÉS	54
SECTION 4 LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ NATUREL.....	58
1. BILAN DU SYSTÈME GAZIER : UN REBOND DE LA CONSOMMATION EN 2015, MÊME SI ELLE RESTE À DES NIVEAUX ENCORE FAIBLES	59
1.1 HAUSSE DE LA DEMANDE DE GAZ ASSOCIÉE À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	59
2. DES PRIX DU GAZ EN BAISSÉ EN 2015 SUIVANT LA TENDANCE GÉNÉRALE OBSERVÉE SUR LES MATIÈRES PREMIÈRES.....	64
2.1 UN PRIX SPOT QUI S'EST ÉTABLI EN MOYENNE À 19,9 €/MWH EN 2015 AVANT D'ATTEINDRE UN POINT BAS À 11,3 €/MWH EN AVRIL 2016	64
2.2 UNE TENDANCE DE CONVERGENCE DES PRIX MONDIAUX DU GAZ, À L'EXCEPTION DES ETATS-UNIS.....	64
2.3 UNE QUASI-DISPARITION DES ÉCARTS DE PRIX EN FRANCE ENTRE LE NORD ET LE SUD	65
2.4 UNE TENDANCE COMPARABLE À CELLE DU MARCHÉ SPOT SUR LES MARCHÉS À TERME.....	67
2.5 UN SPREAD ÉTÉ/HIVER QUI RESTE TRÈS BAS.....	69
3. LE NÉGOCE SUR LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ EN FRANCE : PROGRESSION DES ÉCHANGES SUR LE MARCHÉ SPOT ET À TERME	69
3.1 LÉGÈRE HAUSSE DES LIVRAISONS AUX PEG, PLUS MARQUÉE AU NORD QU'AU TRS	69
3.2 CROISSANCE DES ÉCHANGES SPOT ET À TERME EN 2015.....	70
3.3 STABILITÉ DES INDICES DE CONCURRENCE EN 2015	73

SYNTHÈSE

Mise en œuvre effective du règlement REMIT sur le plan opérationnel

Après l'adoption des règlements d'exécution relatifs à la collecte des données transactionnelles sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, la mise en œuvre du Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) est pleinement entrée dans une phase concrète, aux plans européen et national.

Au niveau européen, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a démarré la collecte de données transactionnelles pour les contrats standards en octobre 2015. La collecte des données de contrats non standards a débuté en avril 2016. Pour l'ensemble des marchés européens, ces données sont collectées lorsque cela est possible de façon centralisée, auprès des entités de *reporting* de données. Bourses, dont EPEX, EEX et Powernext, ainsi que les plateformes d'intermédiation (« *Brokers* ») font partie de ces entités.

Au plan national, la CRE fait partie des premiers régulateurs dont les systèmes de sécurité informatique ont été certifiés par l'ACER, condition préalable au partage de données par l'ACER avec les régulateurs nationaux. Cette certification a permis de valider la robustesse de la politique de sécurité de l'information de la CRE dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés de gros. Le cadre juridique national a par ailleurs été complété par l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 qui a notamment modifié les articles L. 131-2 et L. 134-25 du code de l'énergie pour préciser les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, d'enregistrement, d'obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel et la possibilité pour le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) de sanctionner tout manquement y afférant. Les pouvoirs relatifs aux articles 3, 4 et 5 s'appliquent par ailleurs au marché de capacité.

La CRE a commencé depuis plusieurs mois à recevoir les flux de données relayés par l'ACER dans le cadre de la collecte européenne de données et ce sur une base quotidienne pour les données de contrats standard. Elle participe activement aux travaux menés par l'ACER afin de tester la qualité et la complétude des données actuellement collectées. À ce titre, la CRE a prolongé de façon transitoire le dispositif national de collecte de données afin de mener ces tests.

Sur le plan institutionnel, la CRE contribue activement à la mise en œuvre européenne du règlement REMIT. Elle participe aux groupes de travail du CEER et de l'ACER sur le sujet. Elle contribue également, de façon coordonnée avec l'ACER et bilatérale avec certains régulateurs frontaliers, au partage de méthodologies et de bonnes pratiques dans la surveillance des marchés de gros de l'énergie.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 a modifié le code de l'énergie pour confier à la CRE la mission de garantir le respect des obligations et interdictions prévues par le règlement REMIT et donner au CoRDIS la possibilité de sanctionner tout manquement à ces dernières. À ce jour, trois enquêtes ont été ouvertes par la CRE, une en électricité et deux en gaz. L'enquête concernant le marché de l'électricité n'a pas donné lieu à une saisine du CoRDIS dans la mesure où elle portait sur des transactions survenues avant l'adoption de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 qui a conféré au CoRDIS le pouvoir de sanctionner d'éventuelles infractions au règlement REMIT.

Poursuite de la baisse des prix des matières premières tout au long de 2015, avant un rebond constaté depuis le début de 2016

Aucune tension majeure n'a été observée au cours de 2015 sur les marchés de gros français de l'électricité et du gaz, dans un contexte de baisse des cours des matières premières, alors qu'il s'agit à nouveau d'une année plus chaude que la normale, avec notamment un hiver 2015-2016 particulièrement doux.

La baisse des prix du pétrole, rapide en 2014, s'est poursuivie en 2015, avec un recul de 36 % en moyenne entre les deux années. On constate des prix du charbon en baisse (-16 % en 2015). On observe néanmoins un rebond des matières premières au cours des premiers mois de 2016. Ainsi, entre le premier et le deuxième trimestre 2016, les prix du pétrole ont augmenté de 26 % pour atteindre 31 €/baril. Le charbon, de façon similaire, est passé de 32,4 €/t en janvier 2016 à 50,1 €/t fin juin (+55 %). L'évolution de l'offre (décisions de l'OPEP) et, surtout l'évolution de la demande, liée aux perspectives de croissance (notamment en Asie) expliquent en partie ces évolutions. Ces tendances se retrouvent dans les évolutions des prix de gros de l'énergie.

Le prix du quota de CO₂ a pour sa part évolué de façon déconnectée des tendances des matières premières, avec d'abord une progression au cours de l'année 2015 pour dépasser le niveau de 8 €/tonne, avant de chuter fortement début 2016 (en dessous de 5 euros). Cette chute s'explique notamment par les ventes opérées par des producteurs d'électricité en Europe dans un contexte d'excédents de quotas.

Dans ce contexte, le gouvernement français a proposé un mécanisme national de prix minimum de la tonne de CO₂ (envisagé à 30 €/tonne) pour les centrales thermiques. Le 11 juillet 2016, le gouvernement a annoncé que ce dispositif serait appliqué uniquement aux centrales à charbon.

La CRE recommande que les effets d'un tel dispositif fassent l'objet d'une étude d'impact précise compte tenu des effets potentiels sur le fonctionnement des marchés. Il convient en particulier d'analyser précisément :

- les effets induits sur les prix de gros de l'électricité en France et sur les échanges aux frontières ;
- le bilan carbone qui en découle dans la mesure où le renchérissement attendu des prix de gros français de l'électricité pourrait entraîner des importations d'électricité carbonée de pays frontaliers selon les périodes de l'année.
- Les effets micro-économiques pour les centrales concernées et macro-économiques en terme de sécurité d'approvisionnement ;
- et enfin l'articulation avec le cadre européen, notamment le système européen d'échange de quotas de CO₂ ou, le cas échéant, avec d'autres mesures nationales similaires.

Marchés de gros de l'électricité : les prix à terme de l'électricité, après avoir atteint un point bas en 2015, marquent une hausse sensible au premier semestre 2016, dans un contexte de progression de la liquidité

Aucun épisode notable de tension dans l'équilibre offre-demande n'a été constaté au cours de l'année 2015. On observe un regain de la consommation par rapport aux niveaux bas de 2014 et une très forte baisse des souscriptions dans le cadre du mécanisme d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH). La croissance du parc d'énergies renouvelables se poursuit. Les énergies renouvelables représentent désormais près de 14 % de la capacité installée (33 % en incluant les capacités hydrauliques). Le niveau relatif des prix de l'électricité et des matières premières a permis d'atteindre une utilisation moyenne par la filière gaz de 24% de sa capacité installée (contre 9% en 2014). De façon cohérente, la filière gaz a été marginale dans l'ordre de mérite des centrales électriques plus souvent en 2015 (16 % du temps) qu'en 2014 (9 % du temps).

Dans ces conditions, les prix spot sont restés à un niveau relativement bas, à 38,5 €/MWh en moyenne en 2015, même s'ils s'inscrivent en hausse par rapport à l'année précédente (+11 %). Cette remontée peut être reliée à la reprise de la consommation d'électricité par rapport aux niveaux très bas de 2014. Elle est observée en particulier au second semestre 2015 dans un contexte de production hydraulique en nette baisse par rapport à la même période de 2014.

Les prix à terme ont en revanche connu une baisse continue tout au long de 2015. Les prix calendaires sont ainsi passés de 39,9 €/MWh à 33,5 €/MWh entre le début et la fin de l'année. Ils restent supérieurs aux prix allemands (écart moyen de 7,2 € en 2015, un écart qui s'est réduit au premier semestre 2016 (écart moyen de 5,1 €/MWh).

On constate toutefois qu'après un point bas au cours du premier trimestre 2016 (25 €/MWh pour les calendaires 1, 2 et 3 ans), les prix à terme sont rapidement remontés et se situaient fin juin 2016 à près de 35 €/MWh. Cette remontée a suivi le mouvement similaire constaté sur les matières premières et notamment le charbon et a également traduit les anticipations de hausse des prix en cas de mise en place d'un dispositif national de prix plancher pour les émissions de CO₂.

Les prix de gros de l'électricité ont connu une hausse brutale au cours des quinze derniers jours du mois de septembre et le produit calendaire 2017 est passé de 32 €/MWh début septembre à 40 €/MWh début octobre. Cette hausse intervient dans un contexte de faible disponibilité effective de la filière nucléaire et d'informations relatives au prolongement d'arrêts de tranches nucléaires.

Les incertitudes actuelles sur la disponibilité du parc nucléaire expliquent la remontée des prix de gros. Cette évolution, compte tenu de son ampleur et de sa rapidité, est susceptible d'avoir un impact important sur les marchés de l'énergie. La CRE sera dans ces conditions particulièrement attentive aux conditions de cette évolution des prix et notamment au respect des obligations de transparence du règlement REMIT.

Les niveaux actuels des prix calendaires pour livraison en 2017 se situent à des niveaux qui pourraient susciter de nouveau un intérêt pour les souscriptions de produit ARENH.

S'agissant de la liquidité du marché, le contexte de prix bas de l'électricité en 2015 a été propice à la poursuite de la croissance des volumes échangés sur les marchés de gros. Cette amélioration est constatée sur le marché spot et sur toutes les maturités du marché à terme. Les volumes échangés ont ainsi augmenté d'environ 50 % en 2015 par rapport à 2014, pour atteindre 1466 TWh, soit une valeur de transactions de 52 Mds €.

Marchés de gros du gaz : des prix qui restent bas et une convergence des prix mondiaux, à l'exception des États-Unis

Les fondamentaux du marché de gros français du gaz sont marqués en 2015 par un approvisionnement confortable et par l'absence de tension dans l'utilisation des infrastructures. Le prix du gaz au PEG Nord évolue en lien étroit avec les prix des marchés adjacents. En zone sud, l'écart de prix avec le PEG Nord a été très faible dans un contexte d'absence de tension sur la liaison Nord Sud et de bon approvisionnement en GNL.

L'abondance de l'offre pour satisfaire la demande existante en gaz a permis dans ces conditions de rapprocher les prix du gaz en Europe, en Asie et en Amérique du Sud. Seuls les prix aux États-Unis restent déconnectés, à des niveaux plus bas que les autres cours mondiaux.

Dans ces conditions, le prix du gaz a baissé tout au long de 2015, pour atteindre un point bas à 12 €/MWh (avril 2016). Une légère remontée est intervenue par la suite mais de moindre ampleur que celle observée sur les autres matières premières. Des évolutions similaires sont observées pour les prix à terme.

On observe enfin une progression des volumes échangés sur les marchés de gros du gaz par rapport à 2014. Au total, ces volumes ont augmenté de 15 % en 2015 par rapport à 2014. Ils représentent 605 TWh pour un montant de transactions de plus de 12 Mds €.

CHIFFRES CLÉS

1. MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Tableau 1 : Capacités de production installées en France

	Fin 2013	Fin 2014	Fin 2015	Variation annuelle 2014/2015	
				En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	128,1	128,9	129,3	0%	0,4
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	0%	0,0
Hydraulique	25,4	25,4	25,4	0%	0,0
Thermique à combustible fossile	25,6	24,4	22,6	-8%	-1,9
Charbon	6,3	5,1	3,0	-41%	-2,1
Fioul	8,8	8,9	8,6	-3%	-0,2
Gaz	10,5	10,4	10,9	4,7%	0,5
Renouvelables (hors hydraulique)	14,0	16,0	18,2	14%	2,2
Éolien	8,1	9,1	10,3	13%	1,2
Photovoltaïque	4,3	5,3	6,2	17%	0,9
EnR Thermique	1,5	1,6	1,7	8%	0,1

Source : RTE

Tableau 2 : Production des différentes filières technologiques en France

	2013	2014	2015	Variation annuelle 2014/2015		Variation S1 2015 / S1 2016		En pourcentage	En Valeur
				En pourcentage	En valeur	S1 2015	S1 2016		
Production (TWh)	550,9	540,6	545,1	1%	4,5	282,3	275,8	-2%	-6,5
Nucléaire	403,7	415,9	416,8	0%	0,9	210,4	204,5	-3%	-5,9
Hydraulique	75,7	68,2	58,7	-14%	-9,5	36,3	34,9	-4%	-1,4
Thermique à combustible fossile	44,7	27,0	33,2	23%	6,2	18,1	18,3	1%	0,2
Charbon	19,8	8,3	8,5	2%	0,2	5,0	2,7	-47%	-2,3
Gaz	19,5	14,3	21,9	53%	7,6	11,3	14,5	28%	3,2
Fioul	5,4	4,4	2,8	-36%	-1,6	1,8	1,1	-38%	-0,7
Renouvelables (hors hydraulique)	26,8	29,5	36,4	23%	6,9	17,5	18,2	4%	0,7
Éolien	15,9	17,0	21,1	24%	4,1	10,2	11,6	14%	1,4
Photovoltaïque	4,6	5,9	7,4	25%	1,5	3,8	3,9	3%	0,1
ENR thermique	6,3	6,6	7,9	20%	1,3	3,5	2,7	-24%	-0,8
Consommation (TWh)	462,0	435,0	443,0	2%	8,0	230,7	232,2	1%	1,5

Source : RTE

Tableau 3 : Importations et exportations en France

	Variation annuelle 2014/2015							Variation S1 2015 / S1 2016	
	2013	2014	2015	En pourcentage	En valeur	S1 2015	S1 2016	En pourcentage	En Valeur
Importations	31,8	27,2	31,8	17%	3,6	18,4	15,0	-18%	-3,4
Importations pointe (TWh)	13,7	11,9	12,9	8%	1,0	7,6	5,7	-25%	-1,9
Importations hors-pointe (TWh)	18,1	15,3	18,9	23%	3,6	10,8	9,3	-14%	-1,5
Exportations	79,1	92,3	93,8	2%	1,5	45,8	43,6	-5%	-2,2
Éolien	15,9	17,0	21,1	24%	4,1	10,2	11,6	14%	1,4
Photovoltaïque	4,6	5,9	7,4	25%	1,5	3,8	3,9	3%	0,1
Solde exportateur	47,3	65,1	62,0	-5%	-3,1	27,4	28,6	4%	1,2

Source : RTE

Tableau 4 : Clean dark et spark spread et charbon

	Variation annuelle 2015/2014							Variation S1 2016 / S1 2015	
	2013	2014	2015	En pourcentage	En valeur	S1 2015	S1 2016	En pourcentage	En valeur
Charbon (€/t)	67,1	58,9	49,4	-16%	-9,4	53,0	39,8	-25%	-13,2
Clean dark spread pointe (terme) (€/MWh)	30	19	22	+15%	+3	21	14	-35%	-7,5
Clean spark spread pointe (terme) (€/MWh)	0,5	0,6	4,5	+700%	+4	2,5	5,5	+130%	+3

Source : Heren, ECX, EEX

Tableau 5 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Variation annuelle 2015 / 2014							Variation semestrielle S1 2016 / S1 2015	
	2013	2014	2015	En pourcentage	En valeur	S1 2015	S1 2016	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	478	466	529	14%	63,2	270	284	5%	13,7
ARENH, en TWh	64	71	16	-77%	-55,1	12	0	-100%	-12,4
VPP, en TWh	8	3	0	-89%	-2,7	0	0,0	-100%	-0,3
Imports, en TWh	32	27	32	16%	4,4	18	15	-18%	-3,3
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	461	435	442	2%	7,4	233	233	0%	-0,2
Pompage, en TWh	7,1	7,9	6,8	-14%	-1,1	3,6	3,5	-4%	-0,1
Exports, en TWh	81	95	96	1%	0,9	47	45	-4%	-2,0
Pertes, en TWh	34	31	33	9%	2,7	18	18	-1%	-0,2

Source : RTE

Tableau 6 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	2013	2014	2015	Variation annuelle 2015/2014		S1 2015		S1 2016 / S1 2015	
				En pourcentage	En valeur	S1 2015	S1 2016	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	44,34	35,01	38,78	11%	3,76	39,43	27,89	-29%	-11,54
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	43,27	34,64	38,50	11%	3,86	38,78	27,36	-29%	-11,42
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	55,10	43,83	46,63	6%	2,80	46,51	33,63	-28%	-12,88
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	5,48	1,87	6,51	248%	4,64	8,55	2,13	-75%	-6,42
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	6,40	2,84	8,99	216%	6,15	9,56	2,73	-71%	-6,83
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	47%	51%	27%	-	-24%	26%	44%	-	18%
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	43,16	40,02	36,92	-8%	-3,10	35,88	27,00	-25%	-8,89
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,41	6,51	5,95	-9%	-0,57	5,11	2,43	-52%	-2,68
Prix Q+1 France, en €/MWh	43,92	42,02	37,11	-12%	-4,91	31,68	25,02	-21%	-6,67
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,57	7,60	6,15	-19%	-1,44	1,35	0,65	-51%	-0,69
Prix Y+1 France, en €/MWh	43,32	42,48	38,14	-10%	-4,33	38,83	28,96	-25%	-9,87
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	4,24	7,38	7,18	-3%	-0,20	6,80	5,09	-25%	-1,71
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,31	1,25	1,23	-2%	-0,02	1,22	1,30	7%	0,08
Allemagne	1,27	1,26	1,26	0%	0,00	1,27	1,26	0%	0,00

Source : EPEX SPOT, EEX

Tableau 7 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

	2013	2014	2015	Variation annuelle 2015/2014		S1 2015	S1 2016	Variation S1 2016 / S1 2015	
				En pourcentage	En valeur			En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	307	339	503	48%	164,2	230	289	26%	59,8
Ratio NEB/Consommation française	67%	78%	114%	-	35,8%	99%	124%	-	25,8%
Marché Spot, en TWh	84,9	106,7	159,3	68%	52,66	77,1	76,7	0%	-0,32
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	4,3	5,2	5,4	4%	0,21	2,7	2,8	2%	0,05
Part des Volumes Intraday cross-border Fr- All	61%	72%	62%	-15%	-0,11	58%	71%	22%	0,13
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	58,5	67,8	106,4	57%	38,54	49,9	58,0	16%	8,12
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	22,18	33,66	47,57	41%	13,91	24,48	16,00	-35%	-8,48
Marché à terme									
Volumes, en TWh	490,4	825,4	1111,9	35%	286,5	556,6	658,7	25%	132,14
Part de marché Brokers	97,9%	95,7%	91,1%	-	-4,6%	91,7%	86,2%	-	-5,5%
Part de marché EEX	2,1%	4,3%	8,9%	-	4,6%	8,3%	13,8%	-	5,5%
Nombre de Transactions	53	87	113	29%	25344	55 554	47 998	-14%	-7556
Part de marché Brokers	97,5%	95,7%	91,1%	-	-2,0%	93,1%	92,1%	-	-1,0%
Part de marché EEX	2,5%	4,2%	6,2%	-	2,0%	6,9%	7,9%	-	1,0%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	110,4	206,1	296,3	44%	90,2	135,0	254,2	88%	119,2
Nombre de Transactions	2267	4020	6531	62%	2511	2843	6022	112%	3179
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	47,5	92,0	122,4	33%	30,4	56,2	46,5	-17%	-9,7
Nombre de Transactions	2638	6699	8320	24%	1621	3497	3282	-6%	-215
Produit M+1									
Volumes, en TWh	83,0	118,9	162,6	37%	43,67	81,7	57,1	-30%	-24,6
Nombre de Transactions	8858	16288	24550	51%	8262	12257	9136	-25%	-3121

Source : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Tableau 8 : Importations et exportations en France

	2013	2014	2015	Variation annuelle 2015/2014		S1 2015	S1 2016	Variation S1 2016 / S1 2015	
				En pourcentage	En valeur			En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières, en TWh									
Zone CWE	3,1	10,6	6,7	-37%	-3,9	1,8	0,5	-74%	-1,3
Espagne	5,8	6,47	9,3	44%	2,8	2,3	2,5	11%	0,3
Royaume- Uni	10,5	15,1	13,9	-8%	-1,2	7,3	7,7	5%	0,4
Italie	15,3	19,3	19,7	2%	0,4	9,8	10,6	8%	0,8
Suisse	16,5	16,4	14,1	-14%	-2,4	6,2	7,4	18%	1,1
Total	47,3	65	63,7	-2%	-1,34	27,4	28,6	4%	1,2

Source : RTE

2. MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Tableau 9 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Variation annuelle					Variation semestrielle				
	2013		2014		2015		2015 / 2014		S1 2016 / S1 2015	
					En pourcentage	En Valeur	S1 2015	S1 2016	En pourcentage	En valeur
Approvisionnements et débouchés										
Approvisionnement (TWh)	687	624	648		4%	24	340	350	3%	9
Déstockage	124	100	120		20%	20	79	70	-11%	-8
Importations	559	524	528		1%	4	262	279	7%	18
<i>Importations terrestres</i>	473	454	463		2%	9	230	241	5%	11
<i>Importations GNL</i>	86	70	65		-7%	-5	31	38	21%	7
Production	4	0	0		54%	0	0	0	-13%	0
Débouchés (TWh)	687	624	648		4%	24	340	350	3%	9
Stockage	116	116	115		-1%	-1	42	49	16%	7
Consommation clients finals	497	416	448		8%	32	257	236	-8%	-21
<i>Clients distribution</i>	335	271	289		7%	18	177	153	-14%	-24
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	162	145	160		10%	15	80	83	3%	3
Exportations	67	87	87		0%	0	38	66	71%	27
Autres	6	5	-2		-137%	-7	2	-1	-142%	-3
Livraisons aux PEG (TWh)	581	585	687		18%	103	343	388	13%	45
PEG Nord	442	452	546		21%	94	274	314	15%	40
TRS*	139	133	141		6%	9	69	73	7%	5
Suivi des infrastructures										
Utilisation de la liaison Nord-Sud (N->S)	94%	94%	90%		-4%		88%	93%		5%
Disponibilité liaison Nord-Sud (N->S)	77%	86%	83%		-4%		82%	90%		9%
Utilisation de Taisnières H (Belgique->France)	69%	74%	69%		-4%		73%	61%		-12%
Utilisation de Obergailbach (Allemagne->France)	65%	44%	33%		-11%		36%	32%		-4%
Utilisation de Pirineos (France->Espagne)	76%	75%	0%		-75%		0%	0%		0%
Niveau de stock (TWh au 1er janvier)	74	96	83		-13%	-13	83	78		-7%
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	22	-11	-8		-28%	3	-33	16		-147%
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	236	190	179		-6%	-11	174	194		11%
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	115	134	101		-25%	-33	103	102		-2%

Tableau 10 : Prix du gaz en France

Prix	Variation annuelle					Variation semestrielle				
	2013		2014		2015		2015 / 2014		S1 2016 / S1 2015	
					En pourcentage	En Valeur	S1 2015	S1 2016	En pourcentage	En valeur
Prix Spot (€/MWh)										
PEG Nord day-ahead (moyenne)	27,6	21,4	20,1		-6%	-1,3	21,5	13,2		-39%
TRS* day-ahead (moyenne)	30,5	25,0	22,5		-10%	-2,5	22,5	0,0		-100%
Spread Nord/Sud	2,8	3,5	0,6		-82%	-2,9	0,6	0,0		-100%
Spread PEG Nord/TTF	0,6	0,5	0,3		-49%	-0,2	0,4	0,2		-47%
Prix à terme (€/MWh)										
PEG Nord M+1 (moyenne)	27,2	21,9	19,9		-9%	-2,0	21,3	13,0		-39%
PEG Nord Y+1 (moyenne)	32,5	25,7	22,2		-14%	-3,5	22,2	0,0		-100%
Spread Nord/Sud (M+1)	27,1	24,8	20,4		-18%	-4,4	21,9	14,8		-32%
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	4,4	3,8	0,5		-86%	-3,2	0,5	0,0		-100%
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	1,6	3,4	1,5		-56%	-1,9	1,6	1,8		9%

Tableau 11 : Négoce du gaz en France

Négoce	Variation annuelle 2015 / 2014					Variation semestrielle S1 2016 / S1 2015			
	2013	2014	2015	En pourcentage	En Valeur	S1 2015	S1 2016	En pourcentage	En valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	422	484	556	15%	72	284	293	3%	9
En % de la consommation nationale	85%	116%	124%		8%	111%	124%		14%
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	154	153	176	15%	23	90	91	1%	1
Intraday	16	16	18	17%	2,6	8,8	13,3	50%	4,5
Day Ahead	84	90	101	12%	11,0	51,8	50,8	-2%	-1,1
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	70	93	117	26%	23,8	57,2	63,7	11%	6,5
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	83	61	59	-2%	-1,2	32,6	27,4	-16%	-5,2
Marché à terme (TWh)	295	371	429	16%	58	211	263	25%	52
M+1	86	110	106	-4%	-4,1	48,5	57,7	19%	9,3
Q+1	25	43	50	17%	7,2	20,9	17,5	-16%	-3,4
S+1	84	102	74	-27%	-27,4	51,9	48,0	-7%	-3,9
Y+1	14	14	46	216%	31,2	9,1	4,4	-52%	-4,7
Bourse (toutes échéances)	29	40	35	-12%	-4,9	21,1	24,0	14%	2,9
Brokers (toutes échéances)	265	332	394	19%	62,6	189,7	238,9	26%	49,2
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	98 585	120 319	136 695	14%	16 376	68 215	66 223	-3%	-1 992
Intraday	18 462	21 952	24 408	11%	2 456	12 365	14 431	17%	2 066
Day Ahead	64 892	81 162	91 239	12%	10 077	45 483	42 770	-6%	-2 713
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	64 843	90 590	110 954	22%	20 364	54 610	54 396	0%	-214
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	33 742	29 729	25 741	-13%	-3 988	13 605	11 827	-13%	-1 778
Marché à terme	3 929	5 365	5 841	9%	476	2 661	3 102	17%	441
M+1	2 483	3 297	3 206	-3%	-91	1 467	1 635	11%	168
Q+1	228	397	553	39%	156	196	206	5%	10
S+1	387	596	488	-18%	-108	334	278	-17%	-56
Y+1	75	90	241	168%	151	54	39	-28%	-15
Bourse (toutes échéances)	1 061	1 574	1 323	-16%	-251	632	663	5%	31
Brokers (toutes échéances)	2 868	3 791	4 518	19%	727	2 029	2 439	20%	410
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	96	106	110	4%	4	103	98	-5%	-5
dont actifs chez Powernext Gas Spot	43	53	53	0%	0	51	53	4%	2
dont actifs chez Powernext Gas Futures	33	38	39	3%	1	35	44	26%	9

Tableau 12 : Statistiques des échanges sur le marché intermédiaire français

	2013	2014	2015	S1 2015	S1 2016	2015 / 2014	S1 2016 / S1 2015
Volume négocié (TWh)							
Spot	154	152	175	90	90	15%	1%
dont produits day-ahead	84	90	101	52	51	12%	-2%
Terme	295	373	431	211	263	15%	25%
dont produits mensuels	102	130	130	59	71	0%	22%
dont produits saisonniers	140	165	146	98	131	-11%	34%
Total marché intermédiaire	448	526	605	301	354	15%	18%
Nombre de transactions							
Spot	98 583	120 274	136 607	68 193	66 184	14%	-3%
dont produits day-ahead	64 892	81 162	91 239	45 483	42 770	12%	-6%
Terme	3 931	5 450	5 924	2 682	3 134	9%	17%
dont produits mensuels	2 880	3 851	3 793	1 662	1 969	-2%	18%
dont produits saisonniers	614	894	883	592	657	-1%	11%
Total marché intermédiaire	102 514	125 724	142 531	70 875	69 318	13%	-2%
Volume par transaction le plus couramment utilisé (MWh/j)							
Spot	1000 (31%)	1000 (44%)	1000 (48%)	1000 (45%)	1000 (52%)		
dont produits day-ahead	1000 (33%)	1000 (49%)	1000 (53%)	1000 (51%)	1000 (56%)		
Terme	720 (45%)	720 (39%)	720 (40%)	720 (44%)	720 (42%)		
dont produits mensuels	720 (46%)	720 (40%)	720 (40%)	720 (43%)	720 (43%)		
dont produits saisonniers	720 (43%)	720 (40%)	720 (49%)	720 (53%)	720 (44%)		
Total marché intermédiaire	1000 (30%)	1000 (43%)	1000 (46%)	1000 (44%)	1000 (49%)		

SECTION 1

L'INTÉGRATION DE LA SURVEILLANCE

DES MARCHÉS DE GROS

DANS LE DISPOSITIF EUROPÉEN

En application des dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques.* » La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE a ainsi pour objectif de s'assurer que les prix sur les marchés de gros de l'énergie sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques de ces marchés.

Depuis le 28 décembre 2011, cette mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie s'exerce également dans le cadre du règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (Règlement (UE) N° 1227/2011 du 25 octobre 2011), dit REMIT. À ce titre, l'article L.131-2 prévoit désormais que la CRE « *garantit le respect des articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15* » de ce règlement. En particulier, la CRE garantit le respect :

- des obligations de transparence prévues par l'article 4 de REMIT relatif à la publication d'informations privilégiées ;
- des interdictions des abus de marché prévues par l'article 3 (opérations d'initiés) et 5 (manipulations de marché) ;
- de l'obligation de transmission de données par les acteurs de marché (article 8) ;
- de l'obligation d'enregistrement des acteurs de marché (article 9) ;
- des obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel en cas de suspicion d'abus de marché (article 15).

Après l'adoption du règlement d'exécution relatif à la collecte des données transactionnelles sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz (Règlement d'exécution (UE) N° 1348/2014 du 17 décembre 2014), la mise en œuvre du règlement REMIT est entrée dans une phase de déploiement opérationnel, aux niveaux européen et national.

1. UN CADRE JURIDIQUE DESORMAIS COMPLET ET PLEINEMENT OPERATIONNEL

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013¹ a modifié le code de l'énergie pour confier à la CRE la mission de garantir le respect des obligations et interdictions prévues par le règlement REMIT. Lorsqu'elle détecte ou est informée de potentiels manquements aux dispositions du règlement REMIT, la CRE peut procéder à des enquêtes. La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 a introduit dans le code de l'énergie des dispositions relatives au pouvoir de sanction de la CRE. Ainsi, si les manquements sont avérés, le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) a la possibilité de sanctionner tout manquement aux dispositions du règlement REMIT.

La loi a été complétée par l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016² qui a notamment modifié les articles L. 131-2 et L. 134-25 du code de l'énergie pour préciser les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, d'enregistrement, d'obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel.

Le dispositif juridique est donc désormais complet et pleinement opérationnel et permet à la CRE, dans le cadre de REMIT, de :

- surveiller les marchés de gros ;
- mener des enquêtes en cas de suspicion de manipulation de marchés ;
- saisir le CoRDIS qui est compétent pour sanctionner les manquements.

2. LA CONSTITUTION D'UN REGISTRE EUROPEEN DES ACTEURS SUR LA BASE DES REGISTRES NATIONAUX

Le règlement REMIT prévoit qu'avant de déclarer leur données, les acteurs de marché doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale (ARN) de l'État membre où ils sont établis ou, s'ils ne sont pas établis dans un pays de l'Union européenne, auprès de l'ARN d'un État membre où ils exercent une activité³. En leur qualité de responsables des informations contenues dans le registre national, ces acteurs sont tenus de

¹ Voir la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013

² Consulter le texte de l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016

³ Consulter la 4ème édition des orientations de l'ACER à cet égard

communiquer dans les plus brefs délais aux ARN tout changement concernant les informations qui les concernent⁴. En France, la CRE a choisi d'utiliser le système d'enregistrement « CEREMP » (*Centralised European Register for Market Participants*) développé par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), et qui est accessible depuis le 7 octobre 2014. Une page du site internet de la CRE est dédiée au règlement REMIT⁵ et permet d'accéder à la plateforme d'enregistrement.

Toutes les informations relatives aux données à déclarer sont détaillées dans l'annexe du règlement d'exécution. Sur ce point, des précisions sont également apportées dans les documents techniques de l'ACER disponibles sur le *REMIT Portal*⁶. À la fin du mois d'août 2016, 1056 acteurs de marché s'étaient enregistrés auprès de la CRE.

Sur la base des informations fournies par les ARN, l'ACER établit un registre européen des acteurs de marché. Ce registre est mis à jour de façon régulière et une partie des informations qu'il contient est rendue publique⁷, notamment le nom de chaque acteur de marché, son code ACER et le site internet sur lequel il entend procéder à la publication des informations privilégiées le concernant.

3. LE DÉBUT DE LA COLLECTE DES DONNÉES AU NIVEAU EUROPÉEN

Au niveau européen, l'ACER a commencé la collecte de données transactionnelles pour les contrats standards le 7 octobre 2015 tandis que la collecte des données de contrats non standards a débuté le 7 avril 2016. A ces dates les acteurs actifs sur les marchés de gros devaient s'être enregistrés sur le registre européen.

Par ailleurs, sont collectés de manière *ad hoc* sur demande justifiée de l'ACER⁸, les données relatives aux :

- contrats et transactions intra-groupe ;
- contrats de livraison d'électricité produite par une unité de production d'électricité avec une capacité égale ou inférieure à 10 MW ou par plusieurs unités de production d'électricité avec une capacité cumulée égale ou inférieure à 10 MW ;
- contrats de livraison de gaz produit par une unité de production de gaz avec une capacité inférieure ou égale à 20 MW ;
- contrats d'équilibrage et d'ajustement pour les marchés électricité et gaz.

Il convient par ailleurs de relever que le règlement REMIT dispose que la collecte des données par l'ACER est sans préjudice du droit des ARN de collecter les données supplémentaires pour des besoins nationaux⁹.

Pour l'ensemble des marchés européens, cette collecte s'effectue via les entités de *reporting* de données, qui peuvent être les acteurs de marché eux-mêmes lorsqu'ils ont été accrédités « mécanismes de déclaration répertoriés » (*Registered Reporting Mechanism*, « RRM ») ou par l'intermédiaire de RRM tiers. Lorsque cela est possible, la collecte s'effectue de façon centralisée auprès de ces entités de *reporting*. Les bourses, dont EPEX, EEX et Powernext, ainsi que les plateformes d'intermédiation (« Brokers ») font partie de ces entités de *reporting*.

Pour accompagner l'application du règlement d'exécution, l'ACER a publié des documents précisant les critères de collecte des données transactionnelles et les met fréquemment à jour. En particulier, le Manuel de procédure de *reporting* des transactions (*Transaction Reporting User Manual*, « TRUM ») et le Manuel des procédures sur le *reporting* des données transactionnelles et fondamentales (*Manual of Procedures on transaction and fundamental data reporting*, « MoP ») apportent des éléments de compréhension du règlement et des modalités de la collecte des données¹⁰. Enfin, l'ACER a précisé les critères d'enregistrement des entités de *reporting* des données dans le document « *RRM requirements* », qui est accompagné de vidéos détaillant les démarches qu'elles doivent accomplir.

En France, la CRE a organisé une réunion d'information avec les acteurs de marché actifs sur le territoire le 9 juin 2015. Des réunions spécifiques ont aussi été organisées avec des associations de producteurs d'énergies renouvelables et les entreprises locales de distribution. Ces réunions ont permis de présenter aux acteurs de marché le règlement REMIT et sa mise en œuvre opérationnelle. L'ensemble des documents est disponible sur le

⁴ Voir article 9(5) de REMIT

⁵ Voir les pages concernées : <http://www.cre.fr/marches/remit>

⁶ Consulter le TRUM, MoP, contrats standards et liste des places de marché organisées

⁷ Voir le registre européen des acteurs de marché

⁸ Voir la *non-action letter* de l'ACER concernant le délai du 31 décembre 2016 pour reporter ces données

⁹ Voir considérant (17) de REMIT

¹⁰ L'ACER publie d'autres informations utiles pour les acteurs de marché dans ce domaine : la liste des places de marché organisées (*Organised market places* « OMP »), la liste des contrats standards (*List of standard contracts*), la liste des RRM avec le type de données qu'ils reportent, la mise à jour mensuelle des réponses aux questions les plus fréquentes posées par les acteurs de marché (REMIT Q&A), la lettre d'information trimestrielle (REMIT *quarterly*). Ces documents qui sont régulièrement mis à jour sont accessibles sur le portail REMIT de l'ACER (<https://www.acer-remit.eu/portal/public-documentation>).

site de la CRE¹¹. Au cours de l'année 2015 et du premier semestre de l'année 2016, le CRE a également effectué un important travail d'accompagnement des acteurs de marché et d'aide à la compréhension du règlement afin de répondre à leurs questions pratiques relatives aux obligations d'enregistrement et de transmission de données.

Les données collectées par l'ACER sont retransmises aux ARN concernées afin de leur permettre de mener leurs activités de surveillance. Elles peuvent éventuellement être transmises aux autres autorités compétentes (autorités financières, de la concurrence etc.), sous réserve du respect d'obligations strictes de confidentialité et de protection des données. En application des dispositions des articles 10, 11 et 12 du règlement REMIT, l'ACER assure la confidentialité, l'intégrité et la protection des informations reçues et ne donne accès aux mécanismes de partage des informations qu'aux autorités qui ont mis en place des systèmes qui lui permettant de respecter ces exigences. Pour cela, l'ACER a mis en place une procédure complexe de certification des politiques de sécurité des ARN, en particulier concernant leurs systèmes de sécurité informatique.

La CRE fait partie des premiers régulateurs dont les systèmes de sécurité informatique ont été certifiés par l'ACER, condition préalable à la réception des données collectées.

Dans ce cadre, l'année 2016 apparaît comme une année de transition, puisque la CRE a commencé depuis plusieurs mois à recevoir les flux de données relayés par l'ACER, sur une base quotidienne. La CRE continue par ailleurs de collecter les données directement auprès des acteurs de marché et a prolongé de façon transitoire le dispositif national de collecte de données. En effet, la CRE participe activement aux travaux menés par l'ACER afin de tester la qualité et la complétude des données collectées au niveau européen. À terme, les analyses de la CRE s'appuieront principalement sur les données collectées par l'ACER complétées, le cas échéant, par une collecte des données que la CRE estime nécessaires au niveau national.

En outre, la CRE contribue activement à la mise en œuvre européenne du règlement REMIT, notamment en participant aux groupes de travail du Conseil des régulateurs européen de l'énergie (*Council of European Energy Regulators*, CEER) et de l'ACER sur l'intégrité et la transparence des marchés. Elle apporte par ailleurs son expertise au groupe de coordination constitué par l'ACER en 2015 et contribue, de façon coordonnée avec l'ACER et bilatérale avec certains régulateurs frontaliers, au partage de méthodologies et de bonnes pratiques de surveillance des marchés de l'énergie. Des rencontres bilatérales sont régulièrement organisées entre régulateurs.

Ces travaux permettent de traiter :

- des questions relatives à la mise en œuvre opérationnelle de REMIT et, notamment, les aspects informatiques et de sécurité des systèmes de transmission et d'échange des données ;
- des problématiques relatives aux outils, méthodes et moyens de surveillance ;
- de l'harmonisation des réponses à apporter aux interrogations des acteurs européens ;
- des questions relatives à la coordination des enquêtes en cas de détection d'abus de marché transfrontaliers.

4. L'ARTICULATION AVEC LA RÉGLEMENTATION FINANCIÈRE

L'application du règlement REMIT prend en compte et s'articule avec la réglementation financière. À ce titre, l'article 3 (interdiction des opérations d'initiés) et l'article 5 (interdiction des manipulations de marché) ne s'appliquent pas aux produits énergétiques de gros qui sont également qualifiés d'instruments financiers en application de la réglementation financière¹². En particulier, la directive¹³ et le règlement¹⁴ relatifs aux marchés d'instruments financiers (dits MIF II¹⁵), adoptés au mois de mai 2014, ainsi que le règlement et la directive relatifs aux abus de marché (MAD II¹⁶ et MAR¹⁷), qui révisent les normes en vigueur, ont vocation à s'appliquer à ces produits.

¹¹ Voir la page dédiée à REMIT

¹² Voir article 1(2) de REMIT (règlement (UE) n° 1227/2011)

¹³ Consulter la directive (UE) 2014/65/UE du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE

¹⁴ Consulter le règlement (UE) 600/2014 du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant le règlement (UE) no 648/2012

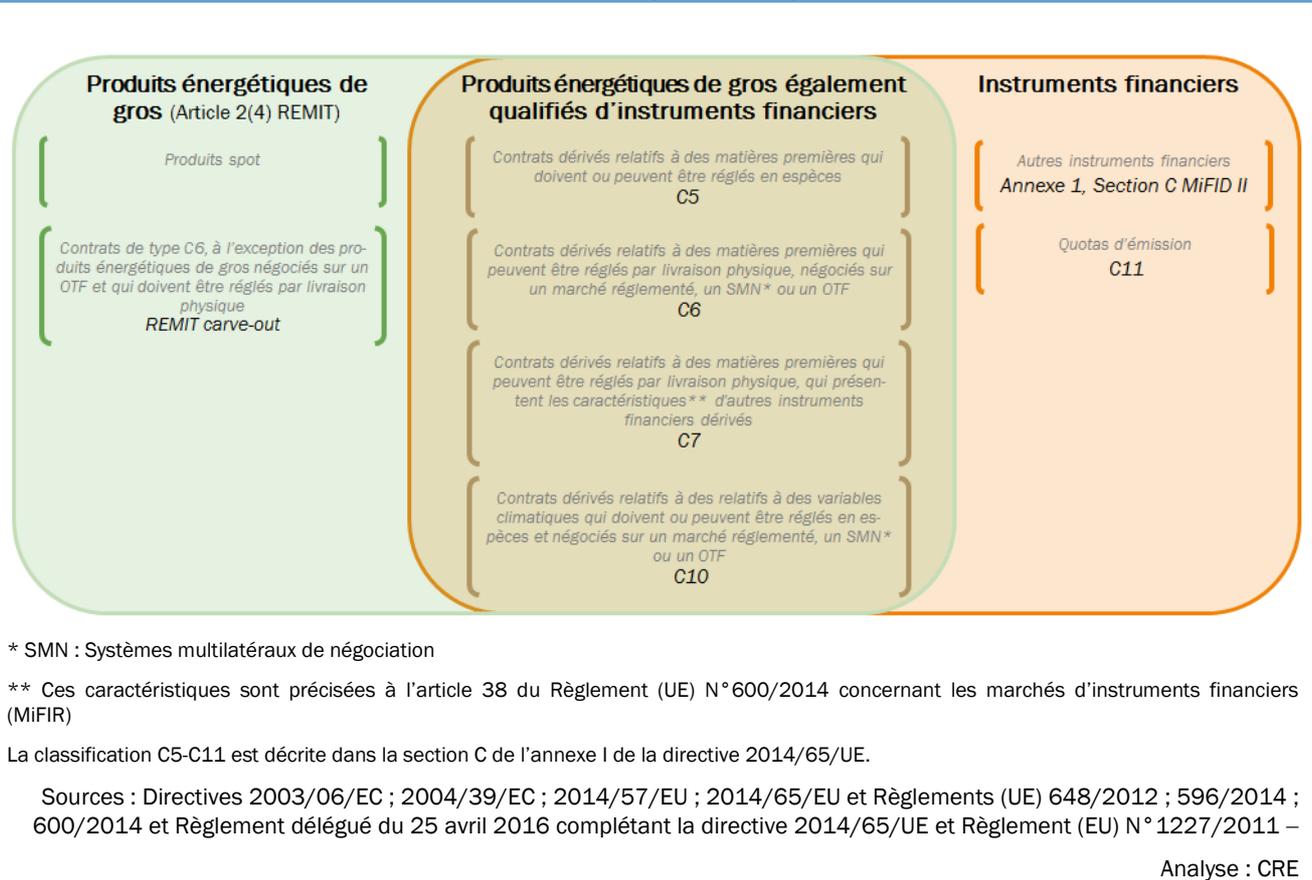
¹⁵ « MIF II » se réfère ainsi à la directive « MiFID II » et au règlement « MiFIR »

¹⁶ Consulter la directive (UE) 2014/57/UE du 16 avril 2014 relative aux sanctions pénales applicables aux abus de marché

¹⁷ Consulter le règlement (UE) 596/2014 du 16 avril 2014 sur les abus de marché

La Directive 2014/65/UE du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE et la directive 2011/61/UE (MiFID II) a notamment élargi la définition des instruments financiers aux contrats négociés sur un OTF ainsi qu'aux quotas d'émission de CO₂¹⁸. Les produits dérivés avec sous-jacents électricité et gaz négociés sur un OTF peuvent ainsi entrer dans le champ de la réglementation financière, à l'exception des produits énergétiques de gros (au sens de REMIT) à terme et qui font **nécessairement** l'objet d'une livraison physique¹⁹ (« *must be physically settled* », exception connue sous le terme de « *REMIT carve-out* »).

Graphique 1 : Classification simplifiée des produits énergétiques de gros et instruments financiers (MiFID II)



¹⁸ Voir l'annexe I, section C (11) de la directive 2014/65/UE

¹⁹ Voir l'annexe I, section C (6) de la directive 2014/65/UE

Des précisions sur la définition des produits qui n'entrent pas dans le champ de la réglementation financière ont été apportées par le règlement délégué du 25 avril 2016 de la Commission européenne²⁰ (article 5²¹ et article 8²² notamment). Ce texte lève ainsi une incertitude importante sur le régime juridique applicable en termes d'abus de marché.

Les dispositions des directives susmentionnées font actuellement l'objet d'un travail de transposition par chaque État Membre de l'Union européenne dans leur droit national. Le 10 février 2016, la Commission européenne a par ailleurs reporté au 3 janvier 2018 l'entrée en vigueur du paquet MiFID II, initialement prévue début 2017, afin de laisser le temps nécessaire aux acteurs concernés et aux autorités compétentes pour mettre en place les systèmes adéquats.

La directive et le règlement relatifs aux abus de marché (MAD II et MAR) sont quant à eux entrés en vigueur le 3 juillet 2016. Ils étendent le champ d'application des dispositions relatives aux abus de marché :

- aux contrats négociés sur les marchés régulés (RM) et systèmes multilatéraux de négociation (MTF) ;
- aux instruments financiers négociés sur les « systèmes organisés de négociation » (OTF) et aux produits dérivés OTC et commodités spots, à l'exclusion des produits énergétiques de gros, qui peuvent influencer les prix des contrats négociés sur les marchés régulés, systèmes multilatéraux de négociation et OTF.

MAR interdit également explicitement la manipulation d'indices de référence et introduit un régime spécifique s'agissant des lanceurs d'alerte. Les personnes qui organisent ou exécutent des transactions à titre professionnel (PPAET) sont tenues de mettre en place des outils de surveillance et des moyens de déclaration de transactions et d'ordres suspects. Enfin, les nouvelles dispositions renforcent le pouvoir des régulateurs financiers en matière d'enquête et de sanction, proposent des principes communs, notamment en termes de sanction maximale, et prévoient l'introduction de sanctions pénales par les États-membres.

S'agissant de l'interdiction des abus de marché, un produit énergétique de gros est donc susceptible d'entrer dans le champ d'application soit de REMIT soit de la réglementation financière en fonction de sa maturité, du lieu de négociation et de l'application ou non de cette exception. Néanmoins, REMIT reste en tout état de cause applicable aux produits énergétiques de gros qui sont également qualifiés d'instruments financiers en ce qui concerne les obligations de publication des informations privilégiées (article 4), de transmission des données à l'ACER (article 8) et d'enregistrement (article 9). Il est cependant à noter que les obligations de déclaration en application des dispositions de l'article 8 de REMIT ne s'appliquent pas aux acteurs qui ont rempli leurs obligations au titre du règlement EMIR²³, ceci afin d'éviter une double déclaration des données (*double reporting*)²⁴. À ce titre, les données collectées par les référentiels centraux relatives aux produits énergétiques de gros qualifiées d'instruments financiers sont également transmises à l'ACER.

²⁰ Consulter le règlement délégué complétant la directive 2014/65/UE du 25 avril 2016 de la Commission européenne

²¹ Ces critères sont définis comme suit :

« un produit énergétique de gros **doit être réglé par livraison physique** si toutes les conditions suivantes sont remplies:

(a) il contient des dispositions qui garantissent que les parties au contrat ont mis en place des dispositifs proportionnés pour effectuer ou recevoir la livraison de la matière première sous-jacente; un accord d'ajustement avec le gestionnaire de réseau de transport dans le domaine de l'électricité et du gaz est considéré comme un dispositif proportionné si les parties à l'accord ont l'obligation de livrer physiquement de l'électricité ou du gaz;

(b) il établit des obligations sans condition, sans restriction et exécutoires pour les parties au contrat d'effectuer et de recevoir la livraison de la matière première sous-jacente;

(c) il n'autorise aucune des parties à remplacer la livraison physique par un règlement en espèces;

(d) les obligations au titre du contrat ne peuvent être compensées par des obligations découlant d'autres contrats entre les parties concernées, sans préjudice des droits des parties au contrat à compenser leurs obligations de paiement en espèces.

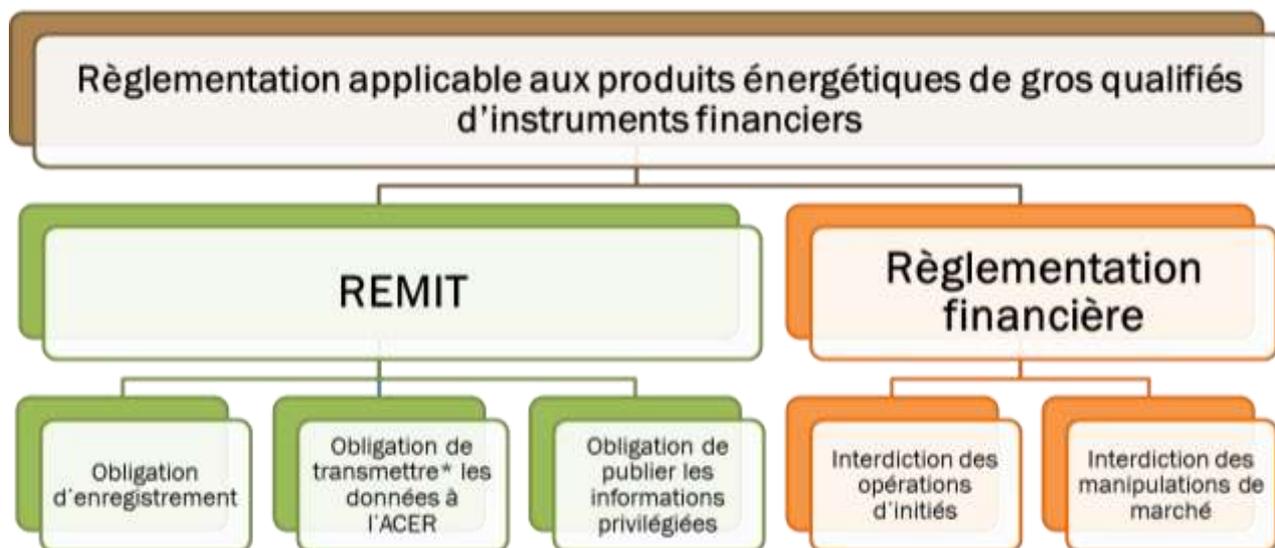
Aux fins du point d), la compensation opérationnelle sur les marchés de l'énergie et du gaz n'est pas considérée comme une compensation d'obligations au titre d'un contrat par rapport à des obligations au titre d'autres contrats ».

²² Les droits de transmission relatifs aux capacités d'échange entre zones d'acheminement de l'électricité lorsqu'ils sont, sur le marché primaire, conclus avec ou par un gestionnaire de réseau de transport ou toute personne agissant pour le compte d'un tel opérateur en tant que prestataire de services afin d'attribuer la capacité de transmission sont expressément exclus de la définition d'instruments financiers (Article 8).

²³ Consulter le Règlement (UE) No 648/2012 du 4 juillet 2012

²⁴ Voir l'article 8(3) de REMIT. En mars 2013, des standards techniques concernant le règlement EMIR sont entrés en vigueur. Ils explicitent les obligations de déclaration applicables aux contrats dérivés des acteurs de marché auprès des référentiels centraux (Consulter le règlement (UE) No 153/2013 du 19 décembre 2012 complétant le règlement (UE) no 648/2012 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les normes techniques de réglementation régissant les exigences applicables aux contreparties centrales).

Graphique 2 : Articulation avec la réglementation financière des produits énergétiques de gros



* Cette obligation ne s'applique cependant pas lorsque les acteurs ont rempli l'obligation de déclaration au titre de la réglementation financière

Sources : Directives 2003/06/EC ; 2004/39/EC ; 2014/57/EU ; 2014/65/EU et Règlements (UE) 648/2012 ; 596/2014 ; 600/2014 et Règlement délégué du 25 avril 2016 complétant la directive 2014/65/UE et Règlement (EU) N° 1227/2011 –

Analyse : CRE

MiFID II prévoit enfin des exemptions à la qualification de prestataires de services d'investissement (PSI) pour les personnes qui négocient pour compte propre (ou qui fournissent des services d'investissement, autres que la négociation pour compte propre aux clients ou aux fournisseurs de leur activité principale) sur des instruments dérivés sur matières premières ou des quotas d'émission ou des instruments dérivés sur ces derniers. Les acteurs de marché qui souhaitent être exemptés de cette qualification et des obligations qui en découlent doivent passer deux tests cumulatifs, l'un comparant l'activité non privilégiée d'un groupe à la taille totale du marché UE et l'autre étant un test intragroupe qui doit permettre de déterminer si la taille de l'activité non privilégiée est proportionnée par rapport à la taille totale de l'activité de négociation du groupe. Ce second test est en cours de rédaction par la Commission européenne.

Au plan national, l'articulation entre REMIT et la réglementation financière fait l'objet d'échanges réguliers entre les services de la CRE et ceux de l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans le cadre de l'accord de coopération existant entre les deux institutions.

5. LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE est conduite à mener des analyses à la suite de la détection d'un événement de marché inhabituel ou suspect. Cette détection peut être réalisée par :

- le département de surveillance des marchés de gros de la CRE ;
- les personnes organisant des transactions à titre professionnel, qui doivent avertir sans délai l'ARN si elles suspectent un manquement aux articles 3 et 5 du règlement REMIT. À ce titre, une plateforme de notification a été mise en place par l'ACER pour toute déclaration de suspicion de manquement au règlement REMIT²⁵ ;
- l'ACER dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés. Dans le cas d'une suspicion d'abus de marché ou de non publication d'une information privilégiée, l'ACER peut demander à la CRE de mener une enquête. Dans le cas où l'ACER considère qu'un manquement potentiel à REMIT a un impact

²⁵ Voir la plateforme de déclaration de suspicion

transfrontalier, elle peut établir et coordonner un groupe d'enquête constitué des ARN concernées, ainsi que des représentants des régulateurs financiers ou de toute autre autorité pertinente ;

- tout autre acteur qui suspecterait un manquement à REMIT et qui en informerait la CRE. La plateforme de notification mise en place par l'ACER peut également être utilisée par ces acteurs.

La CRE, dès lors qu'elle détecte ou est informée d'un événement inhabituel, mène une analyse approfondie visant à établir s'il existe un potentiel manquement au règlement REMIT ou si l'événement observé constitue un autre manquement de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement des marchés de l'énergie. Lorsque l'ouverture d'une enquête est décidée, le Président de la CRE désigne l'agent chargé de la conduire.

Au cours de l'année 2015, la CRE a adressé 13 demandes d'informations à des opérateurs dans le cadre d'analyses approfondies. Elle en a effectué 6 au cours du 1^{er} semestre de l'année 2016.

À ce jour, trois enquêtes formelles ont été ouvertes par la CRE, une en électricité et deux en gaz.

L'enquête concernant le marché de l'électricité portait sur une suspicion d'abus de marché en lien avec une information relative à une centrale de production. Elle n'a pas donné lieu à une saisine du CoRDIS dans la mesure où elle portait sur des transactions survenues avant l'adoption de la loi de 2013 qui a conféré au CoRDIS le pouvoir de sanctionner d'éventuelles infractions au règlement REMIT. Au regard des enseignements de cette enquête, la CRE estime pertinent de rappeler à l'ensemble des acteurs de marché leur obligation de publication d'informations privilégiées (encadré).

Obligation de publication d'informations privilégiées

Le règlement REMIT oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées (article 4) et interdit les abus de marché (articles 3 et 5).

REMIT définit une information privilégiée comme « *une information de nature précise qui n'a pas été rendue publique, qui concerne, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et qui, si elle était rendue publique, serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros* ». Des exemples et précisions sur les contours de cette notion sont apportés dans les orientations non contraignantes établies par l'ACER. Élaborées en coopération avec les régulateurs nationaux, dont la CRE, ces orientations sont publiées sur le site de l'ACER²⁶ et régulièrement mises à jour.

La détermination du caractère privilégié d'une information relève, en premier lieu, de la responsabilité des acteurs de marché. Ceux-ci doivent ainsi apprécier le caractère non public et précis de l'information qu'ils détiennent ainsi que l'influence que celle-ci pourrait avoir sur les prix de marché.

Ainsi que précisé par REMIT, il n'est pas nécessaire que l'information soit certaine pour être considérée comme précise. En effet, le fait qu'une information concerne un événement dont la probabilité d'occurrence n'est pas certaine ne suffit pas à lui retirer son caractère potentiellement précis au sens du règlement REMIT et, partant, de son obligation de publication des informations privilégiées (article 4).

La détermination du caractère précis ou imprécis d'une information doit, en tout état de cause, faire l'objet d'une analyse au cas par cas en fonction de la nature de l'information et en tenant compte du contexte général. Cette démarche est notamment rappelée par l'ACER dans le chapitre 5.2 de la quatrième édition de ses orientations publiées le 17 juin 2016.

S'agissant en particulier des informations relatives aux moyens de production, les événements susceptibles d'altérer le niveau d'offre peuvent avoir une influence sur les prix de marché. À titre d'exemple, des estimations de risque de pertes chiffrées sur un ou plusieurs sites du parc de production à une échéance donnée, dès qu'elles sont identifiées par l'acteur de marché, même si elles sont encore incertaines, sont susceptibles d'entrer dans le champ de l'obligation de publication prévue par REMIT.

Par ailleurs, l'information peut être considérée comme publique si elle est accessible depuis une plateforme électronique dédiée aux échanges d'informations relatives au marché de gros de l'énergie. L'ACER fait, à ce titre, référence au concept de publication sectorielle (en anglais « *sectoral publicity* »).

Une publication sur le portail prévu à cet effet par RTE est susceptible de satisfaire aux contraintes d'accessibilité de l'information par le public. La notion de public peut, en effet, être comprise comme l'ensemble des acteurs du marché concerné (ou, en anglais, le « *broad trading public* » ainsi que le précise l'ACER dans le chapitre 5.3 de ses orientations).

Les acteurs de marché doivent indiquer lors de leur enregistrement dans le registre national la plateforme de publication de l'information privilégiée qu'ils utilisent. La liste de ces plateformes est accessible sur le portail REMIT de l'ACER²⁷.

La CRE entend rappeler qu'il est de la responsabilité de chaque acteur de marché de publier les informations privilégiées qu'il détient avec le niveau de détail le plus explicite possible et en indiquant le niveau de certitude des informations concernées. L'acteur de marché doit assurer le suivi et la mise à jour de ses publications.

La CRE, quant à elle, surveille la conformité des opérations et des pratiques des acteurs de marché avec les exigences du règlement REMIT, notamment en termes de publication d'informations privilégiées, dans le cadre de l'exercice de ses missions de surveillance des marchés.

²⁶ Guidance on the application of Regulation (EU) n° 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency – 4th Edition – 17 June 2016. Disponible sur le portail REMIT de l'ACER (https://www.acer-remit.eu/portal/custom-category/remit_guidance_and_recommendations).

²⁷ <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

SECTION 2

CONTEXTE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

Les évolutions des marchés de gros de l'énergie se sont inscrites dans le contexte de baisse des prix des matières premières, pétrole, charbon et gaz tout au long de 2015. Un rebond a toutefois été observé sur les premiers mois de 2016 et a entraîné dans son sillage les prix de l'électricité à terme.

Sur le plan climatique, l'année 2015 a de nouveau été plus chaude que la normale et se situe, selon Météo France parmi les trois années les plus chaudes depuis 1900. La pluviométrie a été inférieure à la normale en 2015 et a entraîné des niveaux de production hydraulique en baisse, surtout au second semestre 2015, et une hausse des prix spots de l'électricité, à l'encontre du mouvement sur les matières premières ou sur les prix à terme.

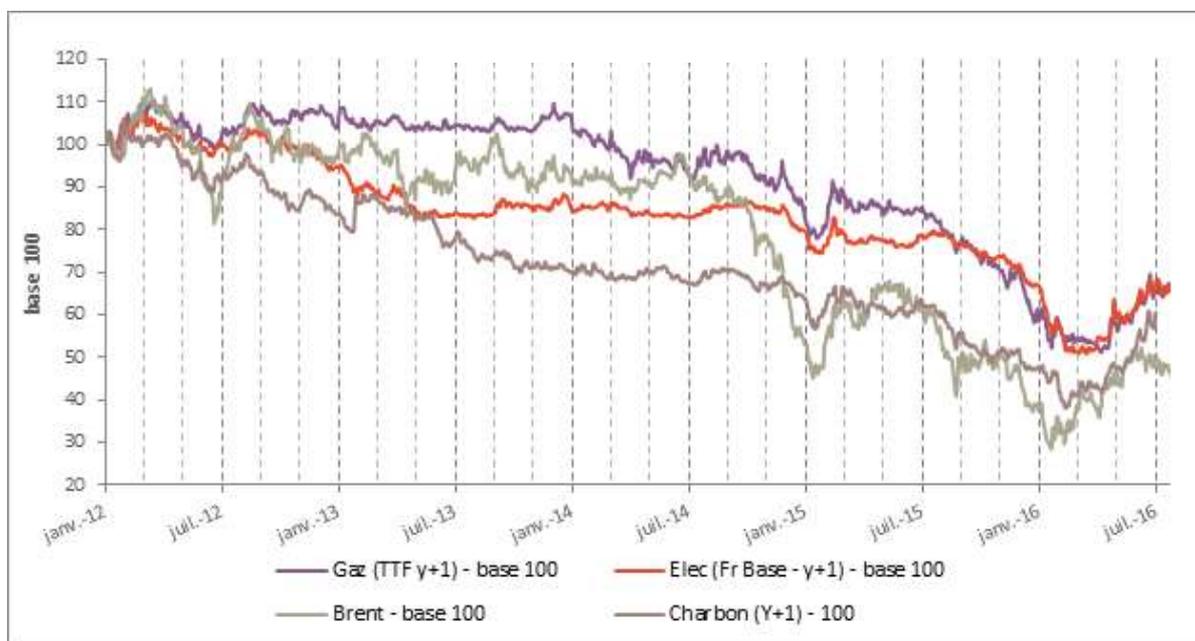
Les prix du quota de CO₂ restent très bas, malgré la résorption partielle du surplus de quotas sur le marché européen. Le Président de la République a annoncé en avril 2016 la mise en place en 2017 d'un prix plancher du CO₂ pour la production d'électricité en France. Ce prix plancher, selon les précisions apportées par la Ministre de l'environnement et de l'énergie en juillet 2016, serait appliqué uniquement aux centrales à charbon.

1. LA BAISSÉ DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES S'EST PROLONGÉE EN 2015 MAIS LES PRIX MARQUENT UN REBOND DEPUIS DÉBUT 2016

La forte tendance baissière des prix des principales commodités énergétiques (pétrole, charbon, gaz et électricité) s'est prolongée en 2015 pour atteindre en janvier 2016 le plus bas niveau observé depuis la crise économique et financière de 2008 (Graphique 3). Cette tendance confirme le contexte d'une offre abondante (notamment sur les marchés pétroliers) et d'une demande relativement faible affectée par le ralentissement de la croissance mondiale²⁸.

Cette tendance s'est néanmoins inversée en 2016, les prix des matières premières ayant marqué un rebond à partir du 2^{ème} trimestre 2016 dans un mouvement de correction animé par de meilleures perspectives économiques et par des épisodes de tension spécifiques sur des fondamentaux de court terme. En effet, il a été observé, entre autres, une baisse de la production pétrolière des pays hors-OPEP, une hausse de la consommation de charbon en Chine et une baisse des flux de gaz depuis la Norvège vers l'Europe. Malgré ce mouvement de correction, les prix restent à des niveaux faibles par rapport à ceux observés en 2013.

Graphique 3 : Évolution des prix des commodités



Source : EEX, ICIS Heren, Reuters, ICE

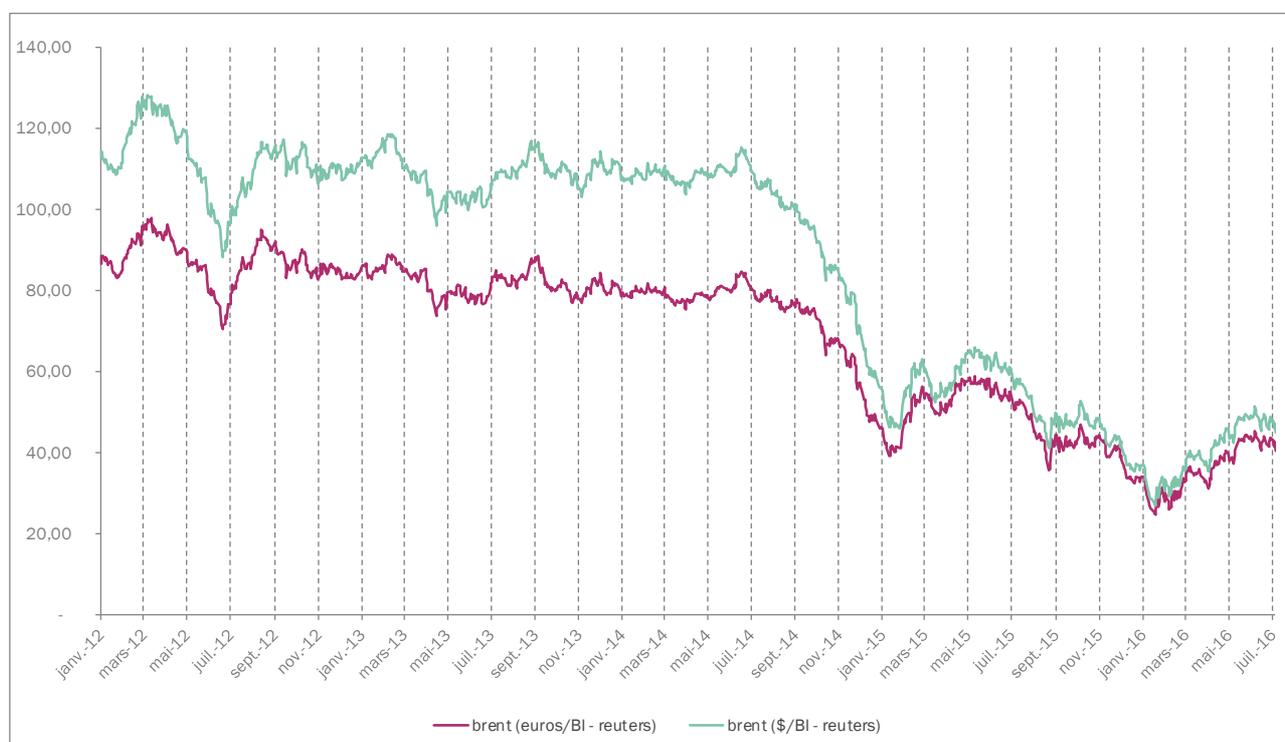
²⁸ La consommation mondiale d'énergie primaire a augmenté de 1% en 2015, soit la plus faible croissance (hors crise économique en 2009) depuis 1998 (source : BP statistical review).



1.1 Le contexte d'offre excédentaire maintient les prix du pétrole à des niveaux très bas

Les prix du pétrole ont poursuivi la tendance observée en 2014 : le Brent s'est établi en moyenne à 47,2 €/bl en 2015, soit une baisse de 36% par rapport à 2014. Cet écart est d'autant plus important en dollars en raison de l'appréciation du dollar par rapport à l'euro en 2015²⁹ (Graphique 4).

Graphique 4 : Évolution du cours du pétrole



Source : Reuters

La baisse des prix du pétrole en 2015 est le résultat notamment de l'excédent d'offre créé par l'augmentation de la production de pétrole de schiste aux États-Unis et de l'absence de mesures de soutien de prix de la part des pays de l'OPEP. Les tensions au Yémen expliquent en partie la période de remontée observée entre mars et mai 2015. La baisse des prix a, à son tour, encouragé la consommation mondiale, qui a augmenté de 1,9 % en 2015, contre 1,0 % en 2014. L'excédent de production et les stocks élevés de pétrole aux États-Unis et en Chine ont accentué la baisse des prix à partir d'août 2015 et la pression sur les prix s'est prolongée jusqu'à mi-janvier 2016, où le Brent a atteint un niveau minimum de 24,7 €/bl (le 20 janvier), soit les niveaux le plus bas observés depuis la crise économique et financière de 2008.

Cet épisode de prix très bas a été suivi par une correction notable durant le second trimestre 2016. En moyenne sur ce trimestre, le cours du Brent s'est situé à 31,0 €/bl, soit une hausse de 26 % par rapport au 1^{er} trimestre 2016. Ce mouvement s'explique par de meilleures perspectives de croissance de la demande, par un ralentissement de la production américaine et par plusieurs problèmes de production (notamment les incendies en Alberta au Canada et les attaques sur des sites de production au Nigéria). Les prix retrouvent ainsi leur niveau d'août 2015 mais restent très en-dessous des niveaux observés en 2013.

1.2 Remontée des prix du charbon depuis début 2016 et évolution des prix du gaz qui favorise la demande des centrales à cycle combiné

Contrairement à ce qui a pu être observé en 2014, les prix du gaz en 2015 ont affiché une tendance baissière plus forte que celle du charbon. En 2014, les prix du charbon avaient été fortement affectés par l'excédent d'offre résultant de la chute de la demande américaine. En 2015, ce sont les prix du gaz européens qui ont été plus impactés par la baisse des prix du pétrole et par leur rapprochement avec les prix du gaz asiatique (Section IV

²⁹ En effet, le prix moyen du Brent en 2015 a été de 52,4 \$/bl, soit une baisse de 47% par rapport au niveau observé en 2014.

Chapitre 2.2). Ceci a conduit à une réduction importante des écarts entre les prix du gaz et ceux du charbon (Graphique 3).

Le rapprochement entre les prix de ces deux matières premières s'est accentué en 2016 avec la hausse plus marquée des prix du charbon. Les faibles niveaux de stock de charbon ARA³⁰ expliquent cette tendance. Ainsi, après un point bas à 32,4 €/t au début de 2016, le prix du charbon a augmenté rapidement au cours du second trimestre 2016 pour atteindre 50,1 €/t au 30 juin 2016. Ce rebond a entraîné dans son sillage les cours de l'électricité à terme (Section III Chapitre 2.2).

Dans ce contexte, la compétitivité de centrales électriques européennes fonctionnant au gaz s'est vue favorisée en 2015 : En France, la production d'électricité à partir du gaz a augmenté de 54,8 % par rapport à l'année précédente (Section III Chapitre 1.4 et Section IV Chapitre 1.1).

2. UNE NOUVELLE ANNEE MARQUÉE PAR DES TEMPERATURES AU DESSUS DES NORMALES AVEC UN HIVER 2015-2016 PARTICULIÈREMENT DOUX

Les températures au cours de l'année 2015 ont été en moyenne 1,07 °C au-dessus des normales de saison. Selon météo France, l'année 2015 est au troisième rang des années les plus chaudes depuis 1900, derrière 2011 (+1,1 °C) et 2014 (+1,2 °C).

Les températures ont été proches des normales de saison en début d'année, avec un écart positif de 0,4 °C par rapport aux normales entre janvier et mars, et un écart moyen positif de 0,68 °C sur l'ensemble du premier semestre. À contrario, les températures ont été plus chaudes au deuxième semestre 2015, avec un écart moyen positif de 1,46 °C par rapport aux normales. Le mois de juillet a par ailleurs été marqué par deux épisodes de canicules avec des pics de température et sur certaines journées des écarts positifs de plus de 7 °C par rapport aux températures de référence.

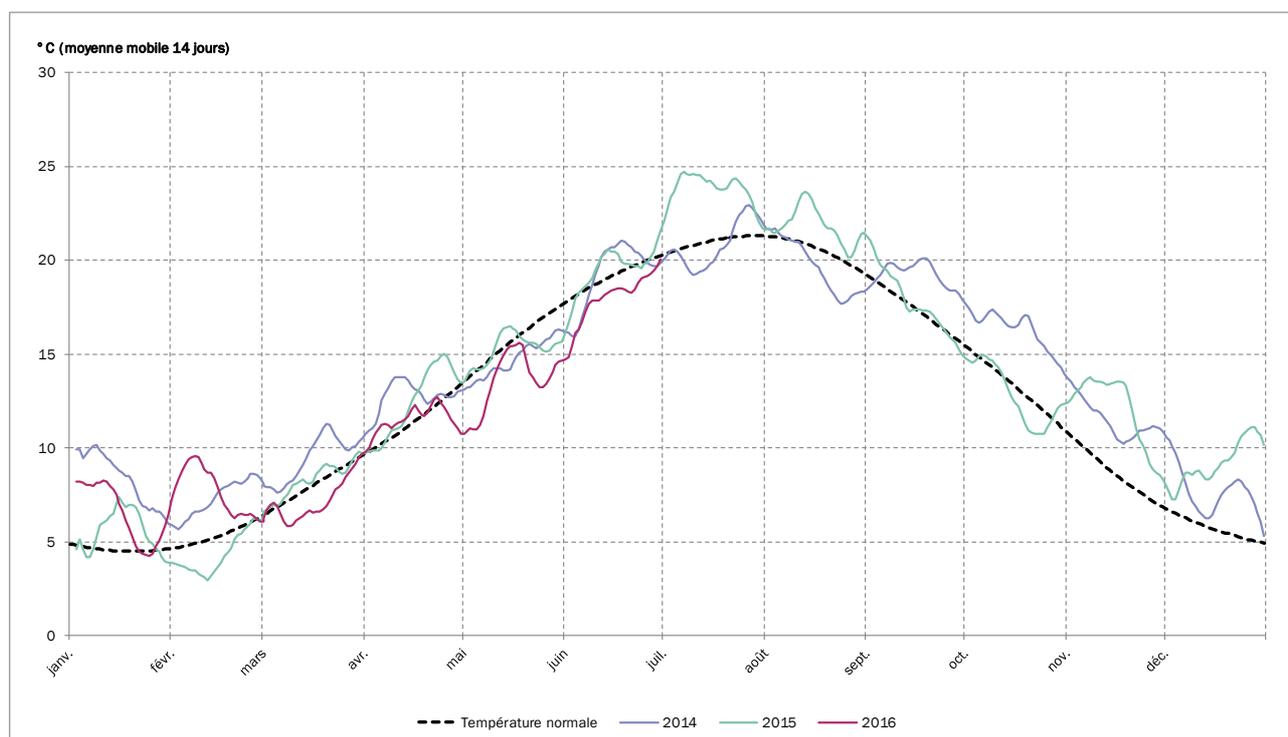
D'une manière générale en 2015, à l'exception des mois de février, septembre et octobre, tous les autres mois de l'année ont connu des températures réalisées supérieures aux températures normales de saison.

L'hiver 2015-2016 a été marqué par des températures très douces, avec un écart moyen positif de 2,5 °C par rapport aux normales entre les mois de novembre 2015 et février 2016 ce qui a eu un effet significatif sur la demande en gaz et en électricité. À partir du mois de mars 2016, les températures se sont rapprochées des normales de saison, avec un écart moyen inférieur à 0,1 °C. Sur l'ensemble du premier trimestre 2016, les températures ont été en moyenne 0,6 °C au-dessus des normales de saison.

Malgré plusieurs épisodes pluvieux de grande intensité dans le sud de la France entre le mois d'août et octobre, la pluviométrie en 2015 a été en moyenne inférieure à la normale de plus de 15 %, selon Météo France. En 2016, le printemps a été très orageux avec notamment des pluies exceptionnelles qui ont provoqué des crues et inondations. Cela a eu pour conséquence un retour de l'utilisation de la filière hydraulique qui se trouvait à des niveaux très faibles depuis la fin de l'année 2015.

³⁰ Référence européenne. Il s'agit du charbon livré dans la région Amsterdam-Rotterdam-Anvers.

Graphique 5 : Températures



Source : Reuters

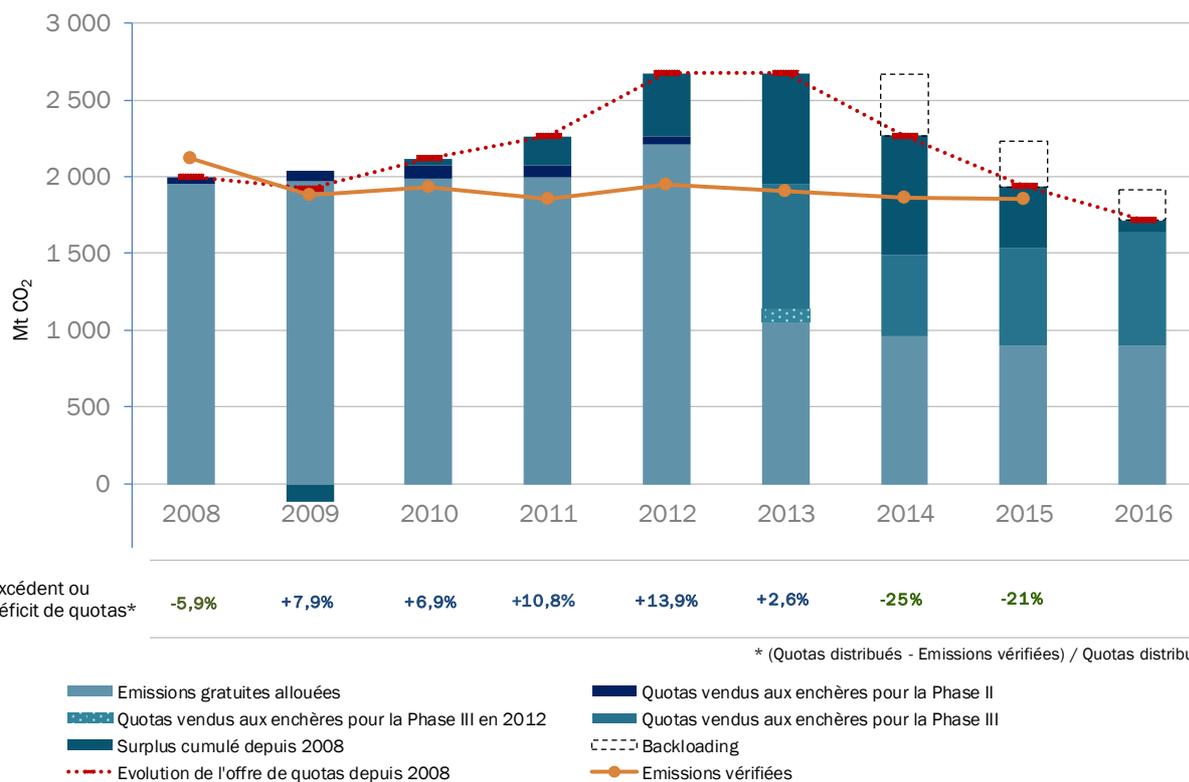
3. FORTE BAISSÉ DU PRIX DU QUOTA EN JANVIER 2016 APRÈS UNE HAUSSE EN 2015

3.1 Résorption du surplus de quotas en 2015

En 2015, le nombre de quotas mis aux enchères s'est élevé à 633 MT, soit environ une centaine de plus qu'en 2014. En effet, la mesure de *backloading* a retiré la mise aux enchères de 400 MT en 2014, 300 MT en 2015 et devrait retirer 200 MT en 2016 (Graphique 6) pour les mettre dans la réserve de stabilité. Par conséquent le nombre de quotas retiré est plus faible en 2015 qu'en 2014, ce qui explique l'augmentation de quotas vendus aux enchères en 2015.

Un déficit de 321 MT a été observé entre les quotas distribués et les émissions vérifiées en 2015 et a donc permis la résorption du surplus existant. Le surplus de quotas cumulé depuis 2008 n'est plus que de 81 MT en 2016 (contre 402 MT en 2015).

Graphique 6 : Accumulation du surplus de quotas de CO₂ depuis 2008



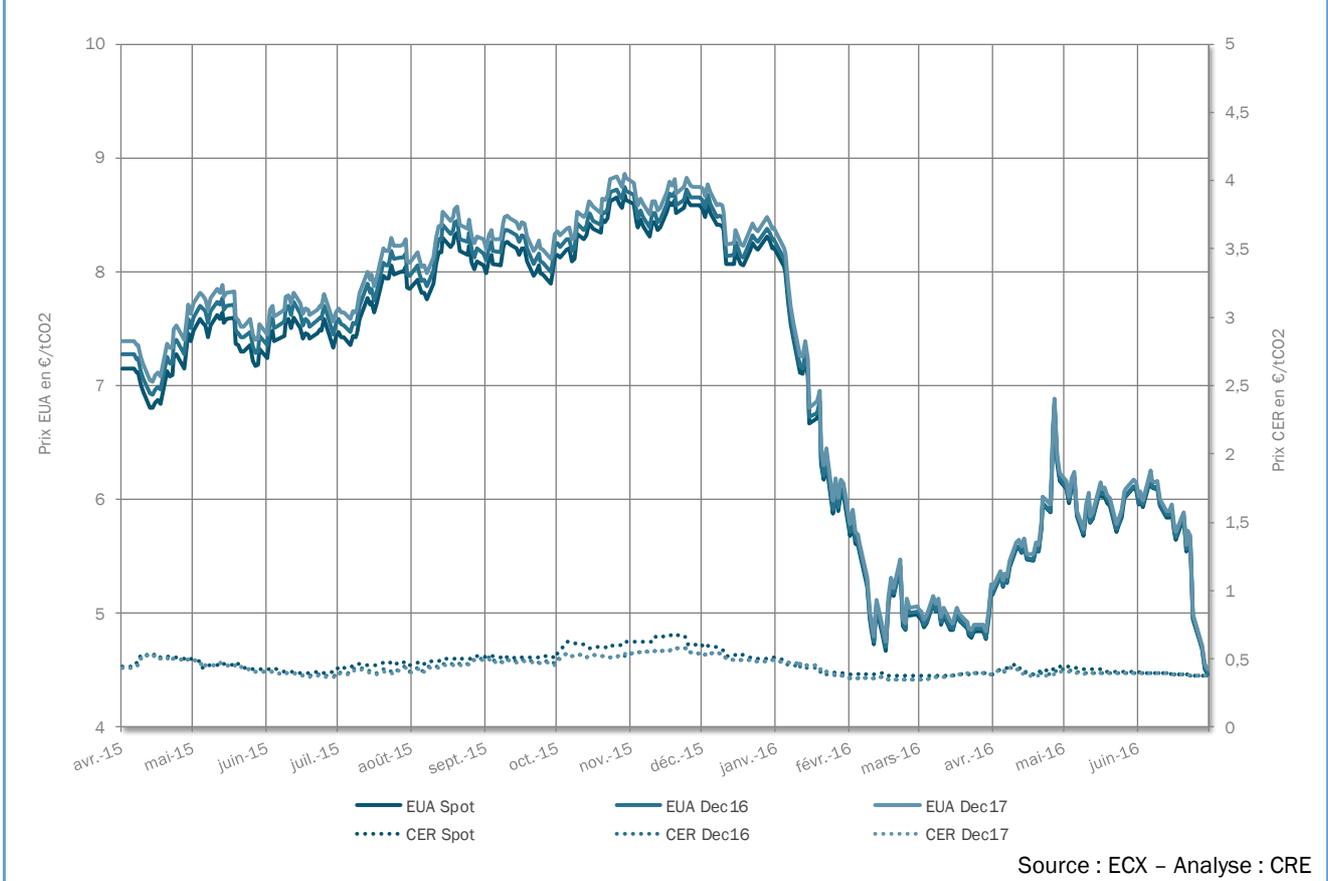
Source : CITL, Commission européenne – Analyse : CRE (hypothèses pour 2016 : allocations gratuites identiques à 2015 ; 100 MT de quotas supplémentaires par rapport à 2015 prenant en compte un backloading de 200 Mt au lieu de 300 MT en 2015)

3.2 Chute des prix du CO₂ depuis début 2016

Contrairement aux autres matières premières, le prix du quota de CO₂ a augmenté en 2015 (+17 %) dans le contexte de réformes du marché européen et de résorption de l'excédent d'offre. Cette tendance a toutefois marqué un coup d'arrêt à la fin de l'année et le prix du CO₂ a chuté fortement en janvier (-30 %) pour se stabiliser autour de 5 €/t au premier trimestre (Graphique 7). Ce mouvement peut être attribué aux ventes opérées par les producteurs d'électricité en Europe dans un contexte d'excédents de leurs quotas.

À partir du 31 mars 2016, le prix du quota est par la suite revenu à 6 €/t à la suite de l'annonce par le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique lors de la réunion annuelle de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) de sa volonté de mettre en place un prix plancher pour le carbone. Il a notamment fortement augmenté le 26 avril, au lendemain de l'annonce du Président de la République du projet d'établir un prix plancher pour le quota de CO₂ pour la production électrique en France (Graphique 7 et Encadré Mise en place d'un prix plancher pour le CO₂ en France). Il a finalement plongé sous la barre des 5 €/t à la suite de l'annonce des résultats du référendum britannique sur le Brexit le 24 juin.

Graphique 7 : Evolution du prix du quota de CO₂



Mise en place d'un prix plancher pour le CO₂ en France

Lors de la conférence environnementale du 25 avril 2016, le Président de la République a annoncé la mise en place d'un prix plancher pour le CO₂, de manière unilatérale, dès 2017, pour la production thermique d'électricité en France. La ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a indiqué que le prix envisagé pourrait se situer dans une fourchette de 25 à 30 €/tonne. Ces annonces ont pu avoir un impact sur les prix du quota de CO₂ au niveau européen et sur les prix de gros à terme en France. Certains acteurs du marché de gros de l'énergie ont dans ce contexte exprimé des craintes concernant un tel dispositif, notamment s'agissant de son impact sur les centrales à cycle combiné au gaz dont la rentabilité pourrait être obérée et le placement dégradé dans l'ordre de mérite des centrales au niveau européen. Des craintes ont également été formulées par les producteurs d'électricité d'origine thermique fossile en termes de sécurité d'approvisionnement.

Un rapport a été rendu public en juillet dernier dans le cadre de la mission menée par Messieurs Canfin, Grandjean et Mestrallet sur des propositions pour des prix du carbone alignés avec l'accord de Paris. A l'occasion de la remise de ce rapport, la Ministre de l'environnement et de l'énergie, chargée des négociations sur le climat, a précisé le 11 juillet 2016 que la mesure envisagée concernerait uniquement les centrales à charbon.

Compte tenu des effets potentiels de cette mesure sur le fonctionnement des marchés, la CRE recommande que l'étude d'impact dont elle devra faire l'objet analyse :

- les effets induits sur les prix de gros de l'électricité en France et sur les échanges aux frontières ;
- le bilan carbone qui en découle dans la mesure où le renchérissement attendu des prix de gros français de l'électricité pourrait entraîner des importations d'électricité carbonée de pays frontaliers selon les périodes de l'année.
- Les effets micro-économiques pour les centrales concernées et macro-économiques en terme de sécurité d'approvisionnement ;
- et enfin l'articulation avec le cadre européen, notamment le système européen d'échange de quotas de CO₂ ou, le cas échéant, avec d'autres mesures nationales similaires.

SECTION 3

LES MARCHÉS DE GROS

DE L'ÉLECTRICITÉ

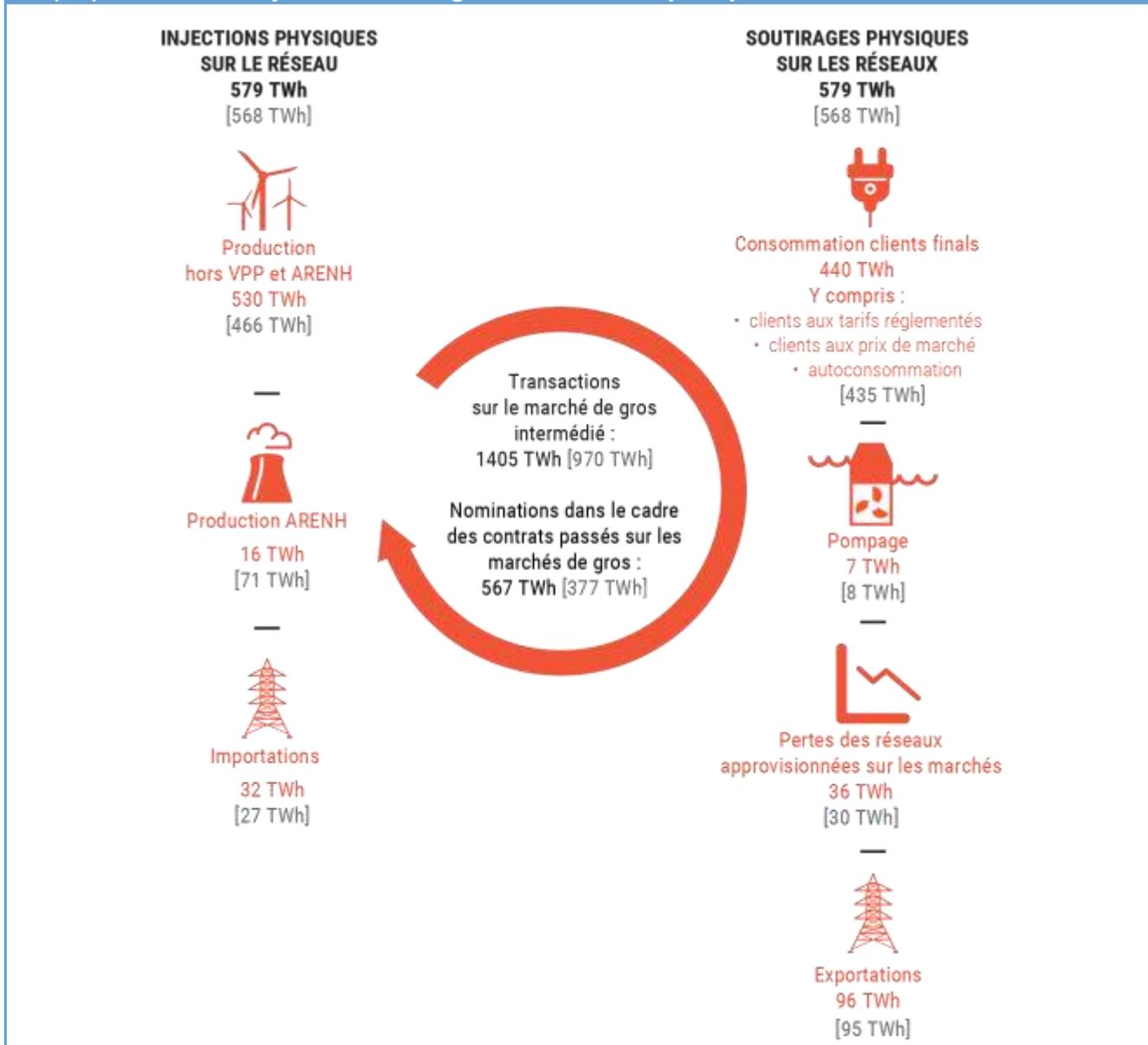
1. LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ : UN ÉQUILIBRE OFFRE DEMANDE SANS TENSION PARTICULIÈRE EN 2015

L'année 2015 a été marquée par une légère reprise de la consommation d'électricité par rapport à 2014, même si elle reste à des niveaux bas, en particulier du fait des conditions climatiques. La demande a été satisfaite dans ces conditions sans tension particulière. La disponibilité nucléaire a été stable, à l'exception du mois de septembre 2015 marqué par un nombre élevé d'indisponibilité de centrales. La production hydraulique a été affectée au second semestre par un faible niveau d'hydraulicité, les autres énergies renouvelables poursuivant en revanche leur essor et atteignant désormais 14 % de la puissance installée. On constate enfin un fonctionnement accru des centrales à gaz. Les conditions de prix sur les marchés de gros ont, enfin, nettement réduit l'attractivité du produit ARENH.

1.1 Léger regain de la consommation et effondrement des souscriptions ARENH

Le Graphique 8 présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2015 sur le système électrique français et les compare aux chiffres de 2014 (entre crochets).

Graphique 8 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2015 [2014]



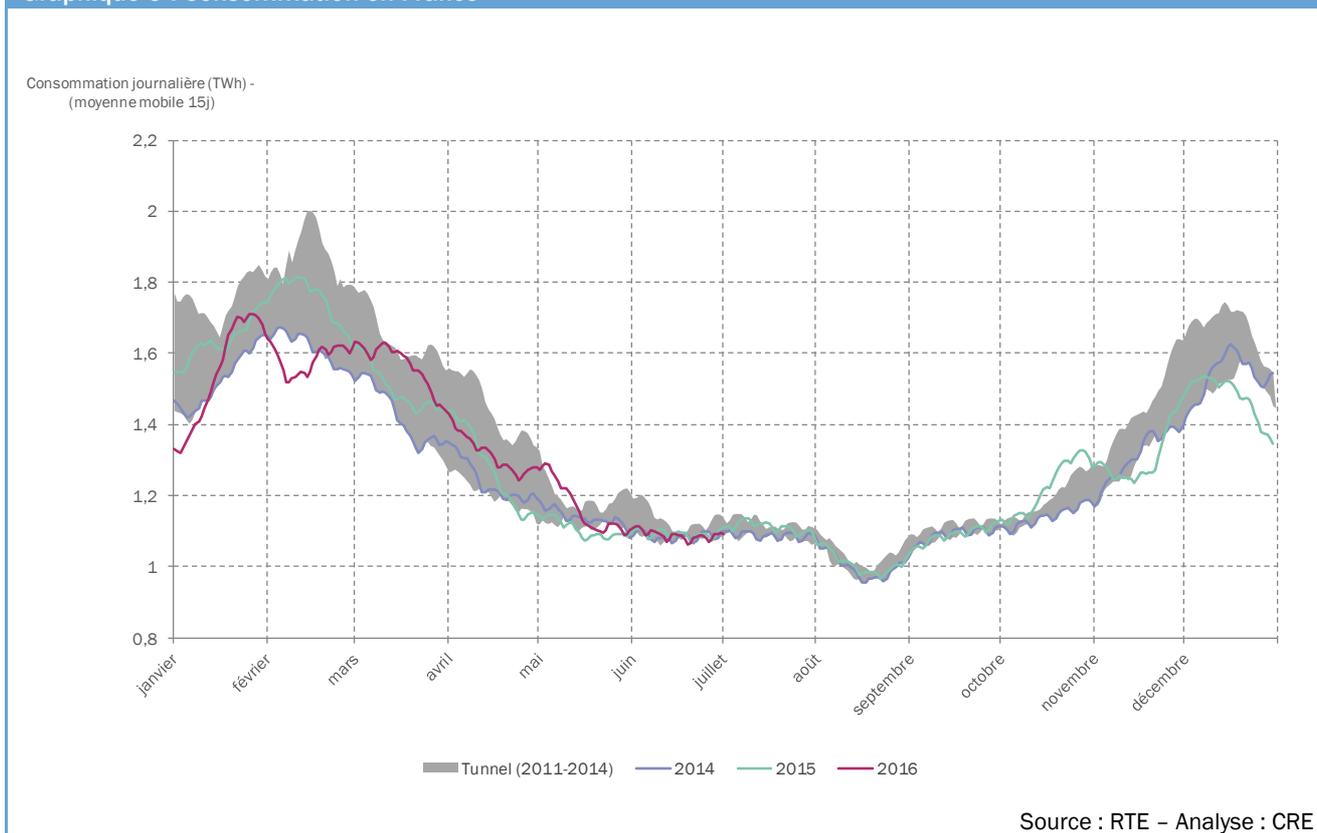
La consommation totale affiche un regain en 2015 par rapport aux niveaux bas de 2014 en passant de 435 TWh en 2014 à 440 TWh en 2015, soit une progression de +1,1 % (Graphique 9). La consommation des particuliers et professionnels progresse de 3,6 % en passant de 195 TWh à 202 TWh. La consommation de la grande industrie et PME/PMI progresse de 1,2 % en passant de 235 TWh à 238 TWh³¹.

La hausse de la consommation est principalement liée à un hiver, un début de printemps et un mois d'octobre plus frais qu'en 2014 même si les températures sont globalement plus douces que les normales. Les épisodes de chaleur du mois de juillet n'ont eu qu'un impact global limité sur la consommation (+2 % par rapport à juillet 2014). Néanmoins 2015 reste une année de consommation relativement basse (environ -4 % par rapport à 2012 et 2013).

Sur le premier semestre 2016, le mois de février se démarque par une faible consommation due à des températures plus élevées que les normales de saison (+2 °C).

Du côté des injections physiques sur le réseau, les livraisons d'électricité liées au mécanisme *Virtual Power Plant*³² (VPP) sont maintenant nulles. Aucun produit offert lors des dernières enchères de 2012 ne concernait de livraison postérieure à 2015. En outre, les souscriptions ARENH pour livraison en 2015 sont en très forte baisse (-77 %). Les fournisseurs alternatifs effectuent un arbitrage entre les produits de marché et le produit ARENH, moins compétitif depuis que les prix calendaires sont passés sous les 42 €/MWh en fin d'année 2014. Cinq acteurs ont résilié leurs droits ARENH en cours d'année 2015, avant le guichet du 1^{er} juillet. Pour 2016, aucune production ARENH n'a été souscrite. Un regain d'intérêt pour le dispositif n'est néanmoins pas exclu à moyen terme si les prix calendaires s'approchent à nouveau de 42 €/MWh et notamment si le marché de capacité est effectivement mis en place³³.

Graphique 9 : Consommation en France



³¹ Source : RTE (<http://www.rte-france.com/fr/article/statistiques-de-l-energie-electrique-en-france>)

³² Mécanisme mis en place en 2001 suite à la demande de la Commission Européenne afin d'« éliminer le renforcement de la position dominante d'EDF sur le marché des clients éligibles français » : EDF offrait aux acteurs alternatifs – par un mécanisme d'enchères – une capacité de production avec droits de tirage.

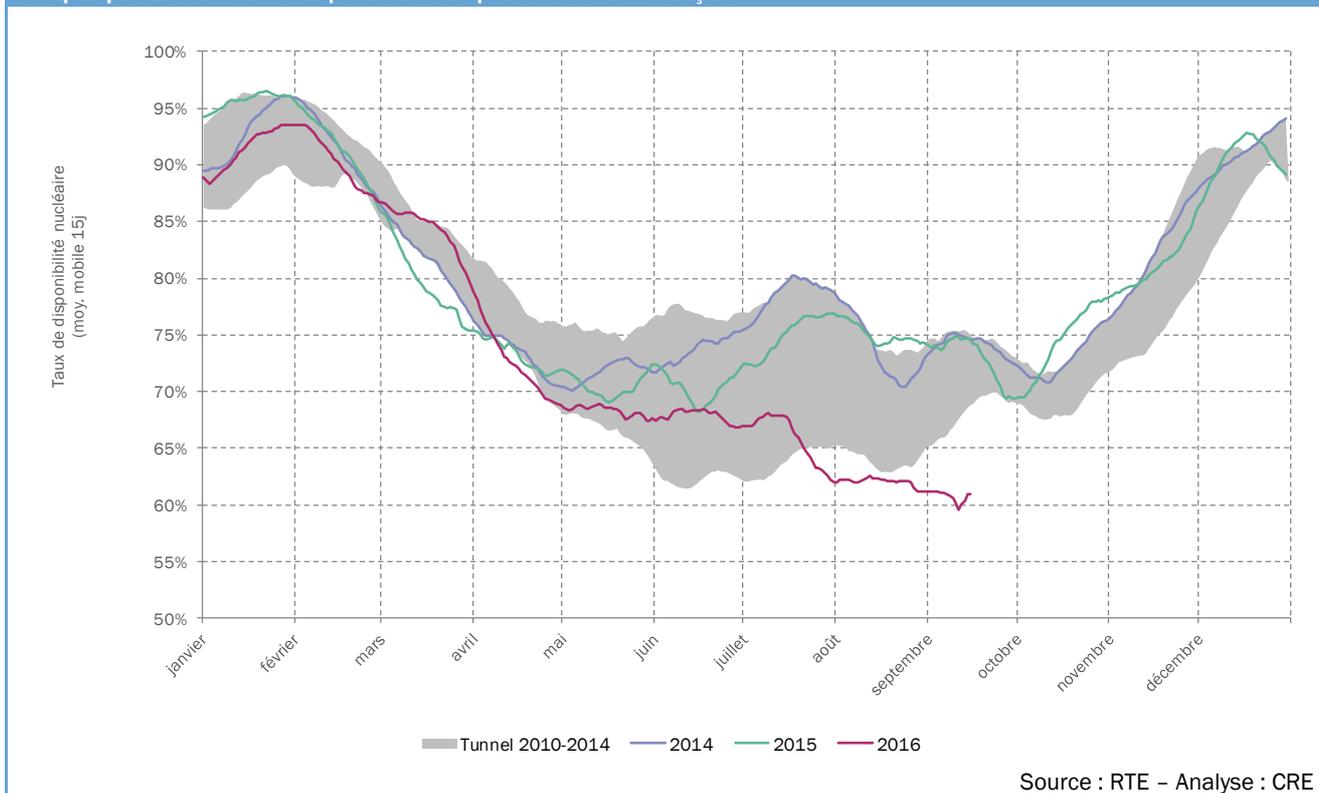
³³ Le produit ARENH correspond à une énergie livrée en base sur l'année, mais également à une capacité garantie. L'arbitrage s'effectuera entre d'une part la somme des prix du produit calendaire et des prix de capacité, et d'autre part le prix ARENH.

1.2 Stabilité de la disponibilité du nucléaire et recul de la production hydraulique au second semestre 2015

L'année 2015 a été marquée par une bonne disponibilité nucléaire (79 %), comparable à celle de l'année 2014 (Graphique 10). Certains mois ont toutefois été marqués par des niveaux d'indisponibilité élevés, notamment septembre 2015. Depuis le mois de juillet 2016, l'indisponibilité effective des moyens de production nucléaire s'est accentuée et des informations relatives aux prolongements d'arrêt de tranches nucléaires ont été rendues publiques³⁴. Le taux de disponibilité constaté durant l'été est particulièrement bas et explique les mouvements récemment observés sur les prix à terme de l'électricité (Voir Chapitre 2.2).

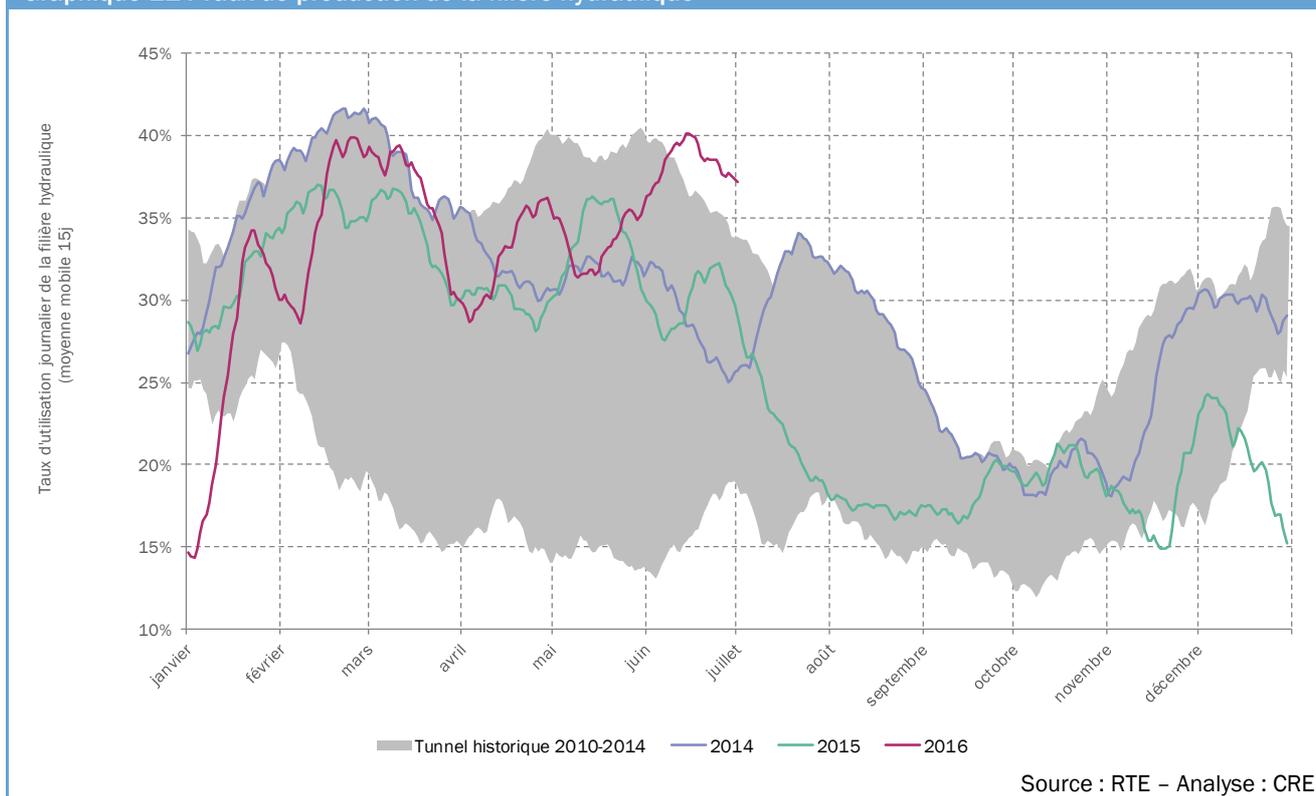
S'agissant de la production hydraulique, à l'inverse de l'année 2014, l'année 2015 est marquée par une faible pluviométrie (-15 % par rapport aux normales), qui a entraîné une baisse de la production, notamment au second semestre 2015. Les niveaux de production hydraulique sont en forte diminution en juillet et au plus bas au mois d'août 2015, ainsi qu'à la fin d'année (Graphique 11). Le début de l'année 2016 s'inscrit dans la continuité de la fin d'année 2015, avec une faible production (taux d'utilisation de 10 points inférieur au niveau le plus bas de l'historique 2010-2014) et des faibles niveaux de stock (-25 % par rapport à début 2015). La hausse de la production au fil de l'eau entraînant la hausse du taux d'utilisation de la filière hydraulique observée en janvier s'explique par une pluviométrie importante. Les faibles niveaux de consommation de février ont entraîné une baisse de la production des barrages. Les pluies exceptionnelles du printemps 2016 ont entraîné une importante hausse de la production fil de l'eau ainsi qu'un rattrapage du niveau des stocks.

Graphique 10 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français



³⁴ Voir notamment le communiqué de presse de l'ASN du 23 juin 2016

Graphique 11 : Taux de production de la filière hydraulique

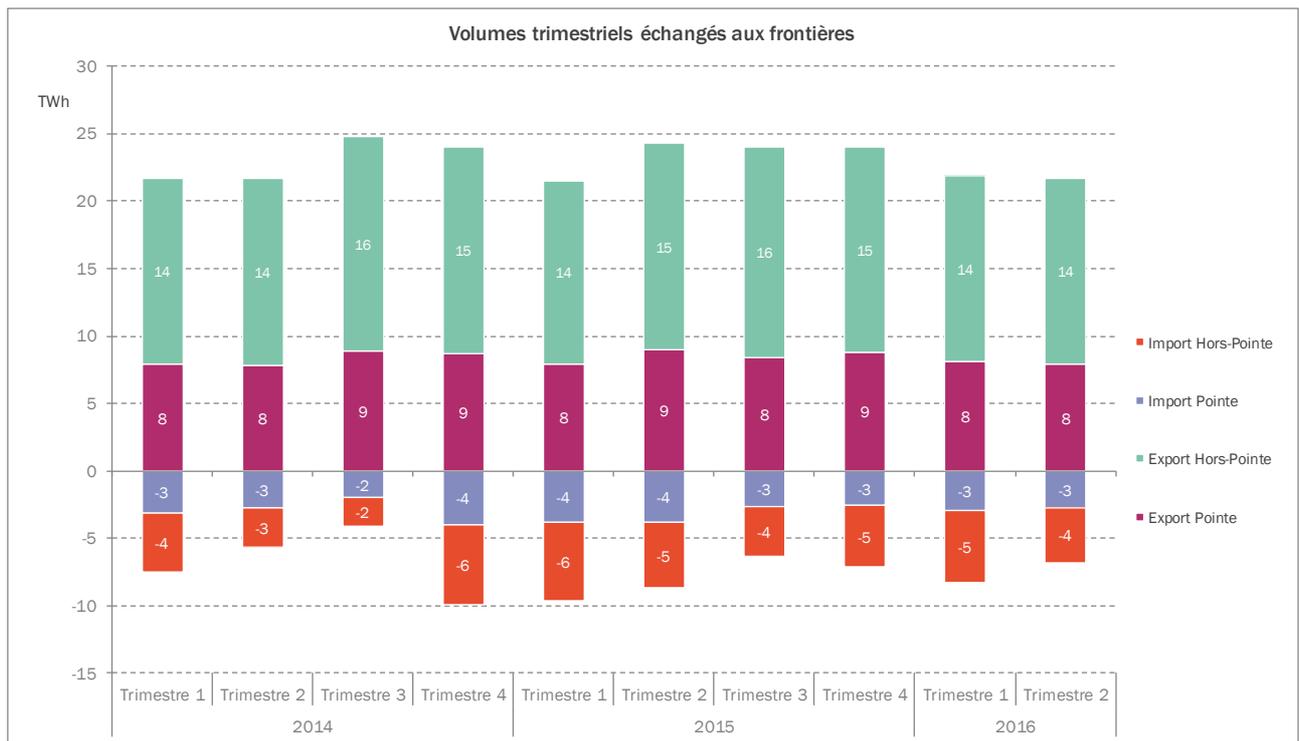


La consommation relativement faible de l'année 2015, combinée à une bonne disponibilité nucléaire (79 % en moyenne sur l'année) permet une nouvelle fois d'atteindre un niveau d'exportation élevé avec un solde exportateur net de 63 TWh (65,1 TWh en 2014 et 47 TWh en 2013) (Graphique 12).

Le solde exportateur de l'hiver 2014/2015 est en baisse par rapport à celui de l'hiver 2013/2014, notamment du fait d'une consommation plus élevée et à taux de disponibilité nucléaire équivalent. En été, le solde exportateur reste élevé en 2015 bien que moindre qu'en 2014, et ce malgré l'importante baisse de production de la filière hydraulique (Graphique 12). L'automne 2015 est marqué par une hausse importante du solde exportateur, due notamment à la hausse des exportations vers l'Espagne après la mise en service de la nouvelle ligne d'interconnexion le 5 octobre 2015. Cette nouvelle ligne porte la capacité commerciale en moyenne à environ 2 GW, soit 1 GW supplémentaire³⁵ (Graphique 13 et Graphique 14). La hausse du solde exportateur au cours de cette période s'explique également par un climat doux (en novembre et décembre), qui entraîne une baisse de la consommation et favorise ainsi les exports, notamment vers la Suisse qui fait face à des indisponibilités de deux tranches nucléaires.

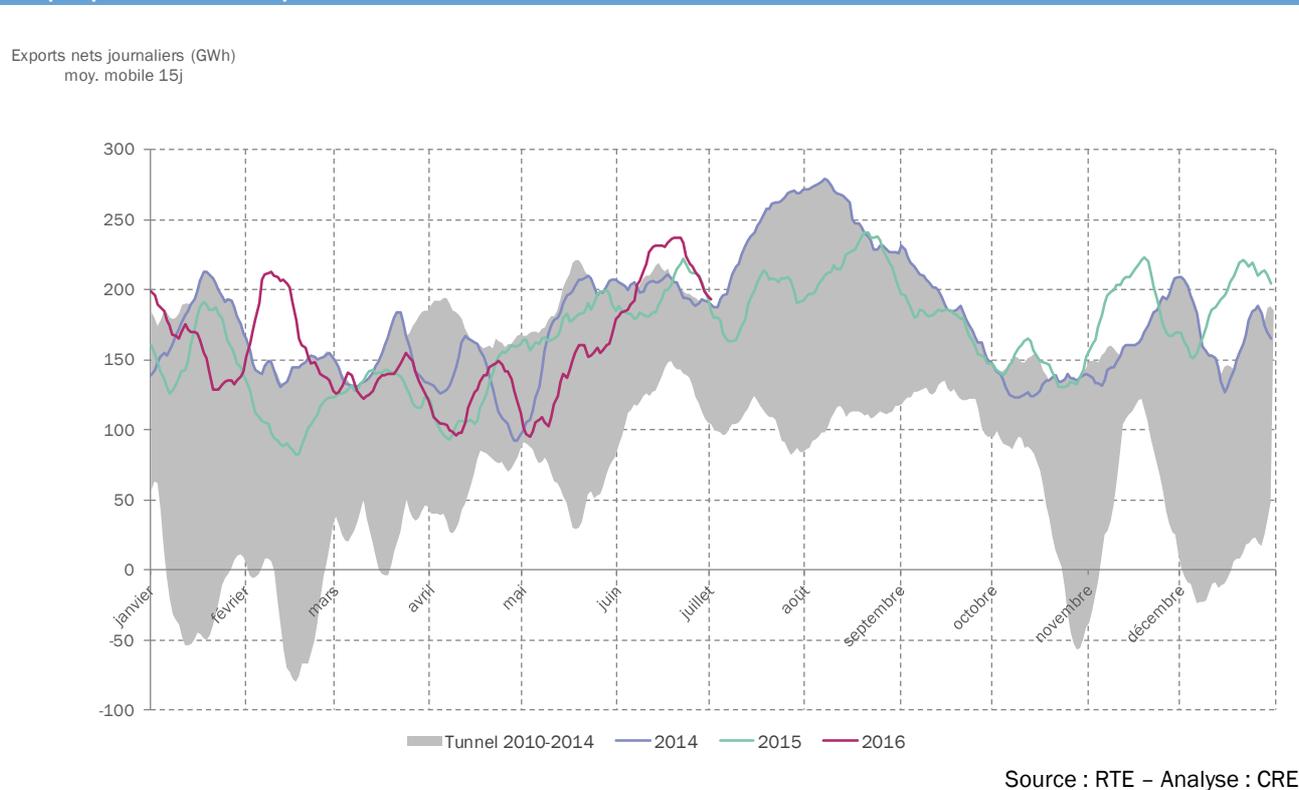
³⁵ Dès lors que le réseau sera renforcé côté espagnol, la capacité commerciale de l'interconnexion devrait atteindre 2,8 GW dans les deux sens.

Graphique 12 : Volumes trimestriels échangés aux frontières



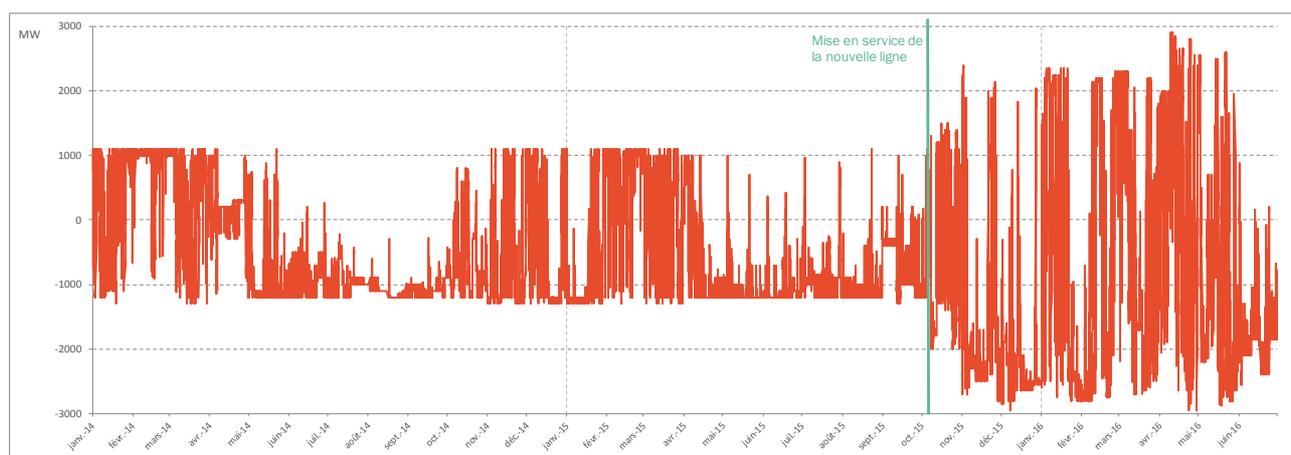
Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 13 : Solde exportateur



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 14 : Échanges commerciaux avec l'Espagne (exports = valeurs négatives)



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3 Poursuite de l'essor des énergies renouvelables (hors hydraulique), qui représentent désormais 14% de la capacité installée

La capacité installée des filières renouvelables est en progression continue depuis plusieurs années (Tableau 13). Entre le 1^{er} janvier 2015 et le 1^{er} janvier 2016, cette capacité a augmentée de 2,2 GW soit +14 %. A l'inverse, la capacité des moyens de production issus du charbon est en recul : -2,1 GW sur l'année 2015, soit une baisse de 40 % (-1,6 GW sur l'année 2013 et -1,2 GW sur l'année 2014) (Graphique 15).

Tableau 13 : Évolution de la capacité installée des filières renouvelables

	2012	2013	2014	2015	TCAM 2012/2016
Éolien	+12 %	+8 %	+12 %	+13 %	+11 %
Solaire	+36 %	+27 %	+22 %	+17 %	+25 %

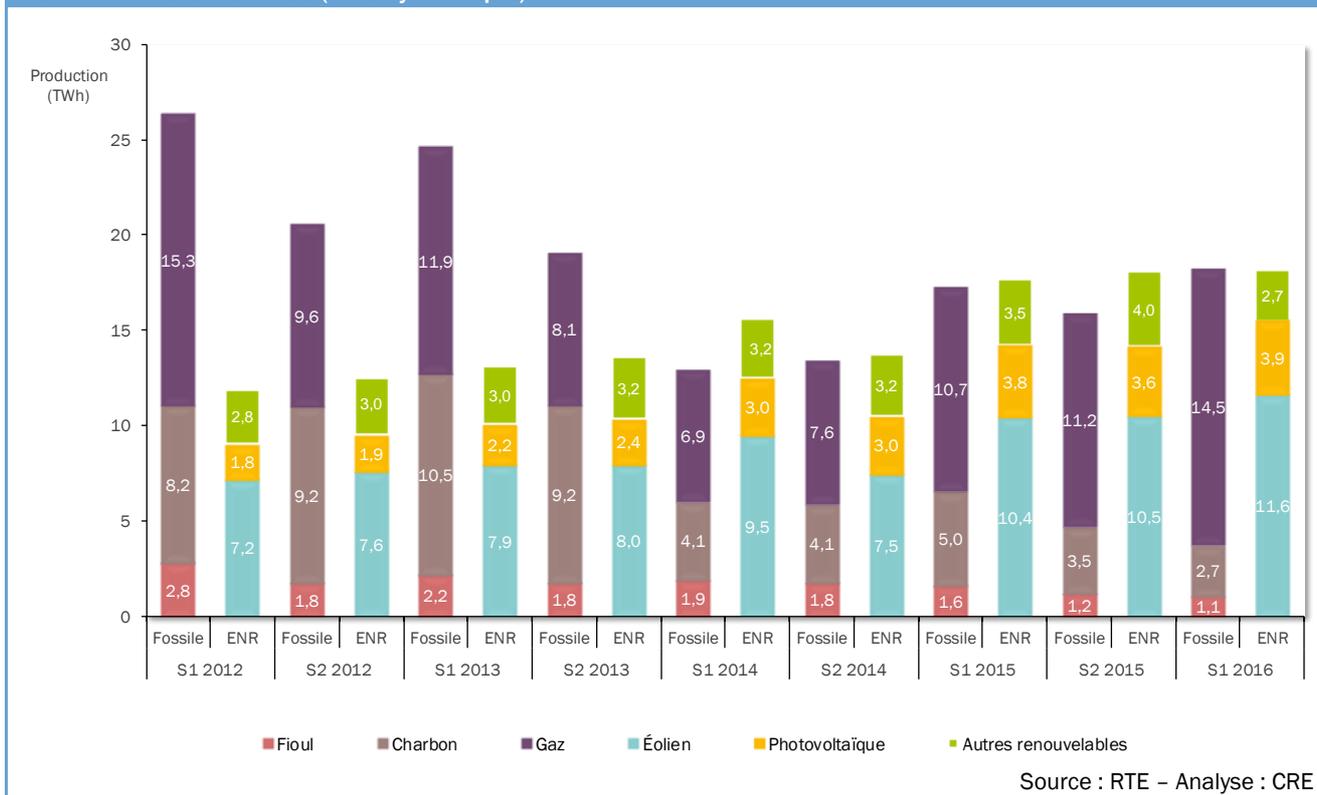
Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 15 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)



Pour la deuxième année consécutive la production des filières renouvelables (hors hydraulique) dépasse la production des filières thermiques fossiles (hors nucléaire), et ce malgré l'augmentation de cette dernière (+7 TWh) lié à la hausse de la production de la filière gaz (cf. Section II chapitre 1.4). La production renouvelable atteint 35,8 TWh (+6,4 TWh par rapport à 2014) contre 33,2 TWh pour les filières thermiques fossiles (Graphique 16).

Graphique 16 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)



1.4 Une augmentation de la production des centrales au gaz, favorisée par des prix de combustibles bas

En 2015, la production des centrales au gaz est en nette augmentation par rapport à 2014 (Tableau 2) : elle passe de 14 TWh à 22 TWh (+ 60 %). L'augmentation moyenne est de + 0,7 GW pendant les heures hors pointe et de + 1,3 GW pendant les heures de pointe. Ainsi les centrales au gaz deviennent plus souvent rentables en période de pointe, et des périodes hors pointe à rentabilité positive apparaissent également (Graphique 17).

La part la plus importante de cette augmentation est observée pendant les mois d'hiver (janvier à mars et octobre à décembre). Les centrales au gaz ont été bien plus sollicitées en raison d'une hausse de la consommation au premier trimestre 2015 et dans un contexte de prix bas du gaz, malgré une baisse du solde exportateur. Par ailleurs, on constate également une légère augmentation de la production gaz au cours du mois de juillet 2015, qui est à relier à la baisse de la disponibilité du nucléaire et de la production fil de l'eau, d'un maintien des exports, et aux pics de chaleur.

L'augmentation constatée au quatrième trimestre 2015 correspond d'une part, à une production fatale en légère baisse, mais surtout à une nette augmentation des exports résultants des effets des prix bas du gaz, de la mise en service de la nouvelle ligne d'interconnexion avec l'Espagne, et des indisponibilités de deux tranches nucléaires suisses.

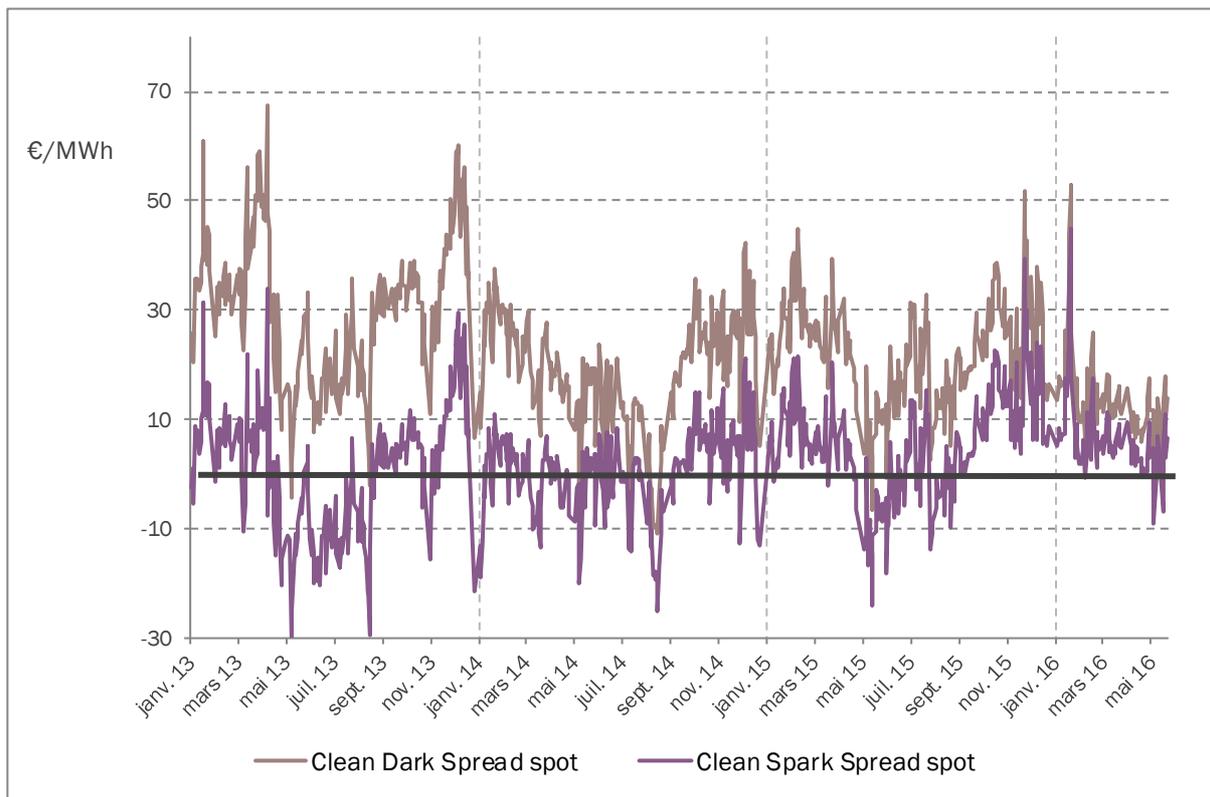
Par ailleurs, au regard de l'indicateur du *clean dark spread*³⁶ (Graphique 17), les centrales au charbon sont rentables une part importante de l'année 2015, résultant des prix bas du charbon. La production électrique issue de ces centrales reste au même niveau qu'en 2014 malgré la fermeture de 2,1 GW. Cela se traduit par une augmentation du taux d'utilisation journalier de la filière (Graphique 19).

³⁶ Les *clean dark* et *spark spread* sont des calculs indicatifs, ne prenant pas en compte l'ensemble des coûts associés aux centrales, notamment les coûts fixes et de démarrage, et ne sont alors pas les seuls indicateurs pour la décision de démarrage d'une unité.

CDS (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$, avec p_E le prix *day-ahead* pointe de l'électricité en France, p_C le prix du charbon, p_{CO_2} le prix spot du CO₂, α le rendement moyen d'une centrale à charbon (35 %) et β le facteur d'émission des centrales à charbon (0,96 tCO₂/MWh). Les calculs ont été effectués sur la base de l'hypothèse d'un pouvoir calorifique du charbon de 8,14 MWh/t.

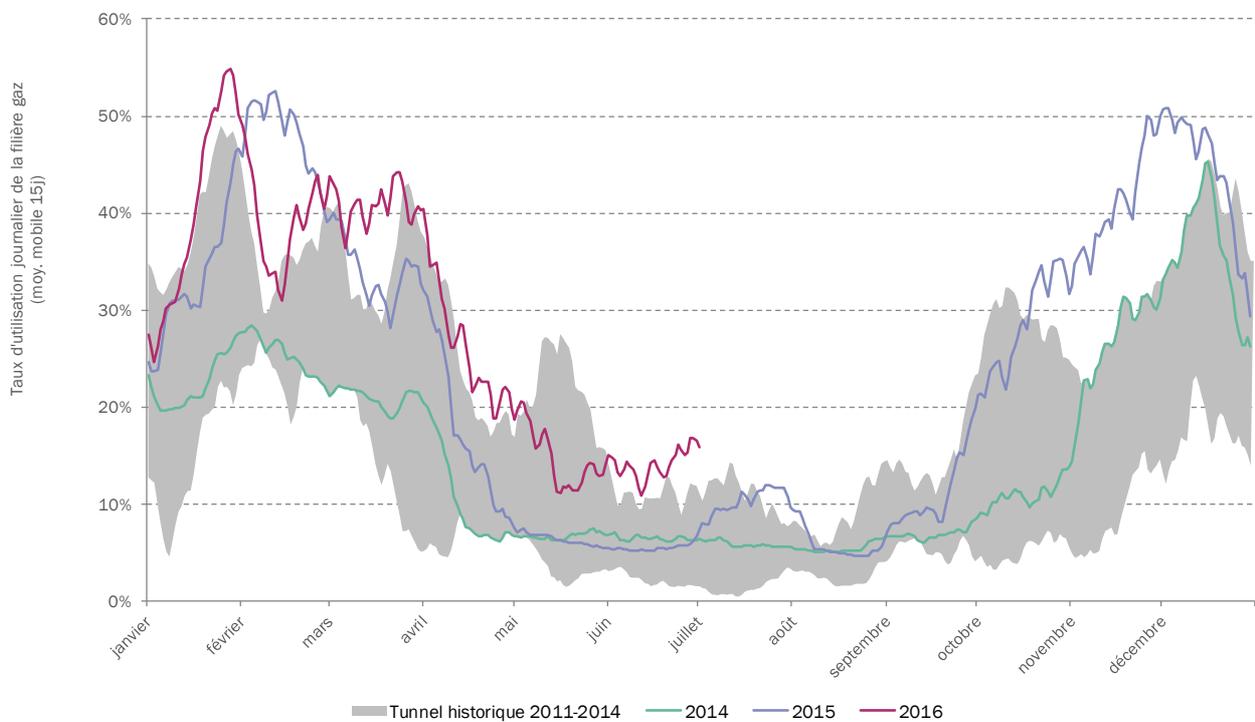
CSS (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$, avec p_E le prix *day-ahead* pointe de l'électricité en France, p_G le prix du gaz, p_{CO_2} le prix spot du CO₂, γ le rendement moyen d'une centrale à gaz (52 %) et δ le facteur d'émission des centrales à gaz (0,43 tCO₂/MWh)

Graphique 17 : Clean dark et spark spreads spot pointe



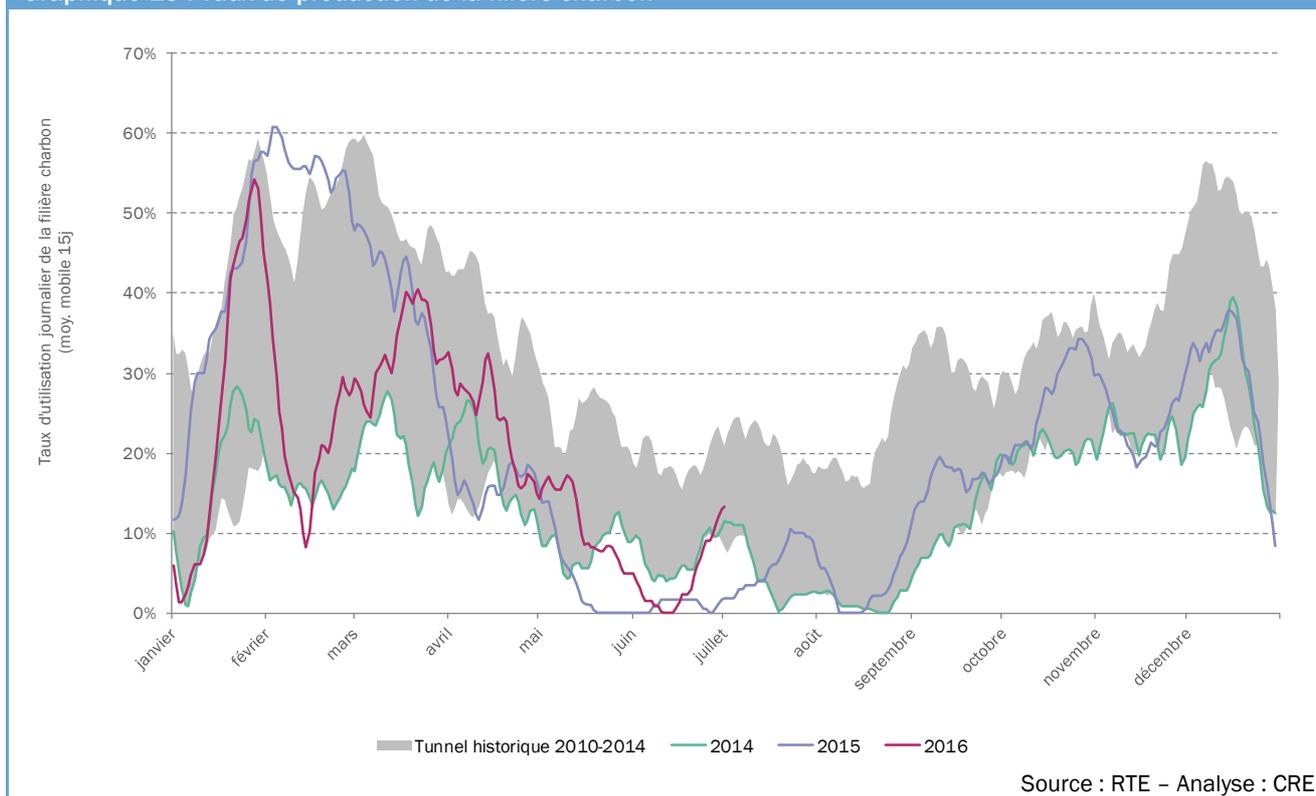
Source : ECX, Heren, Powernext, EPEX Spot – Analyse : CRE

Graphique 18 : Taux de production de la filière gaz



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 19 : Taux de production de la filière charbon



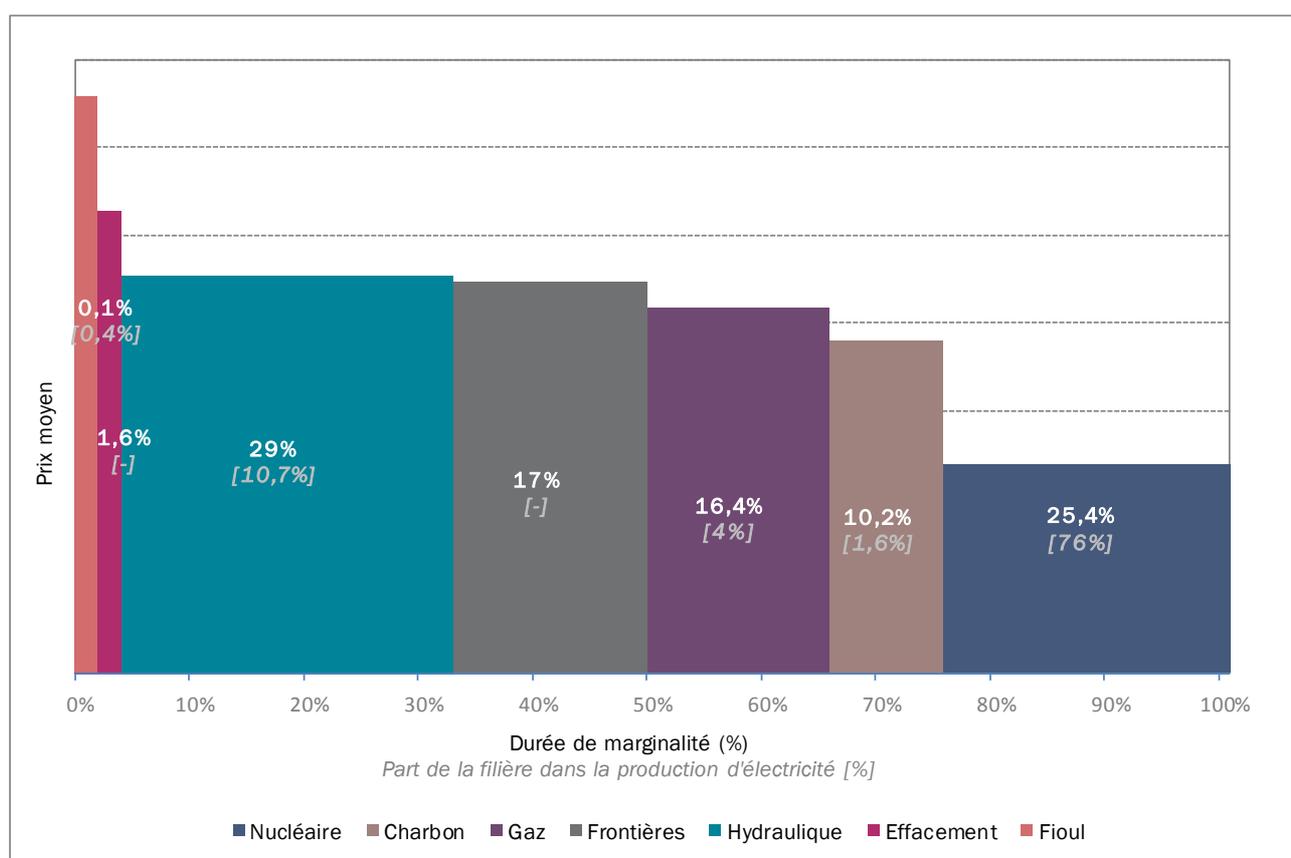
1.5 La filière gaz plus présente en 2015 et dont son coût marginal détermine le prix de marché de façon plus fréquente

Une filière de production est dite marginale lorsque son coût marginal détermine le prix de marché, c'est-à-dire lorsque le coût d'une centrale de cette filière est proche du prix de marché de l'enchère *day-ahead* d'EPEX SPOT. On peut ainsi considérer qu'elle est la dernière unité appelée pour satisfaire la demande et que son coût est déterminant dans la fixation du prix de marché.

Des améliorations méthodologiques au calcul de la marginalité ont été apportées depuis le précédent rapport de surveillance, avec la prise en compte dans le calcul des offres de type « bloc » sur le marché *day-ahead*.

La marginalité des différentes filières de production en 2015 corrobore les analyses fondamentales, avec une filière nucléaire marginale un quart de l'année et une augmentation de la marginalité de la filière gaz, en cohérence avec leur meilleure rentabilité observée en 2015.

Graphique 20: Marginalité des différentes filières de production en 2015



Sources : EPEX SPOT, RTE, Producteurs

1.6 La surévaluation de la disponibilité du parc nucléaire à J-7 par rapport à la disponibilité réalisée représentait 3,8 % du parc installé en 2015

Comme lors des années précédentes, les disponibilités prévisionnelles anticipées de un à plusieurs jours à l'avance par rapport à la disponibilité réalisée sont toujours surévaluées par les producteurs d'électricité. Ce résultat s'explique par la nature des aléas affectant généralement les moyens de production, notamment les arrêts fortuits et les décalages de retour de maintenance. La disponibilité nucléaire représente l'incertitude principale avec une surévaluation vue de J-7 de 2,4 GW, en légère hausse par rapport à 2014 (+ 200 MW). Cela représente 3,8 % du parc installé. L'incertitude sur la disponibilité charbon a quant à elle diminué, passant de 532 MW en 2014 à 413 MW en 2015, soit 8,6 % du parc installé.

Depuis décembre 2014, RTE a harmonisé les données qu'il publie avec celles requises par le règlement transparence UE N° 543/2013³⁷ de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité. Il convient de recalculer les disponibilités prévisionnelles à partir des indisponibilités planifiées et fortuites publiées, afin de poursuivre la publication de cet indicateur en cohérence avec les années précédentes.

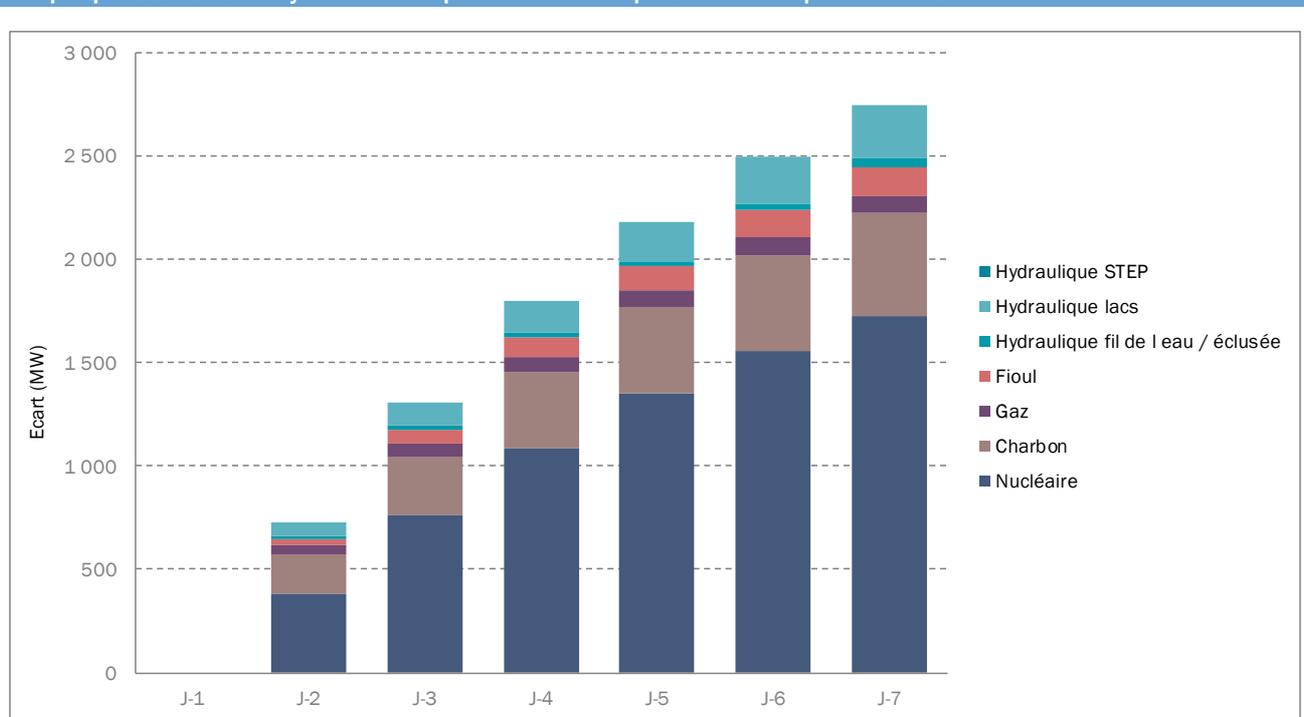
³⁷ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/fr/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0543&rid=10>

Tableau 14 : Disponibilités prévisionnelles de différentes filières en 2015

Filière	Nucléaire	Charbon	Gaz	Fioul	Hydraulique fil de l'eau/éclusée	Hydraulique lacs	Total
Écart moyen à 1 jour (MW)	669	100	57	57	-11	-6	866
Écart moyen à 3 jours (MW)	1610	295	111	173	0	8	2197
Écart moyen à 7 jours (MW)	2412	413	171	313	4	29	3342
Écart moyen à 7 jours (% du parc)	3,8 %	8,6 %	2,9 %	4,6 %	0,0 %	0,4 %	3,2 %
Écart moyen à 7 jours 2014 (% du parc)	3,5 %	11,1 %	1,5 %	2,7 %	0,5 %	4,5 %	3,3 %

Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 21 : Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la prévision J-1



Source : RTE – Analyse : CRE

2. DES PRIX DE GROS BAS EN 2015

Les prix de gros de l'électricité sont restés bas en 2015, avec néanmoins des évolutions différenciées entre les prix spots et les prix à terme. Les prix à terme, à 38,5 €/MWh en moyenne en 2015 restent bas mais se sont inscrits en hausse par rapport à l'année précédente, notamment au cours du second semestre du fait de la faible production hydraulique (cf. supra). Les prix à terme ont en revanche baissé continûment tout au long de 2015 et n'ont amorcé un rebond qu'au cours du premier semestre 2016, cette évolution étant en phase avec celle observée sur les principales matières premières.

Le rebond récent des prix à terme situe désormais les produits calendaires à des niveaux de l'ordre de 40 €/MWh ce qui, en cas de futures hausses, pourrait de nouveau susciter un regain d'intérêt pour l'ARENH.

2.1 Les prix spot sont en augmentation en 2015 compte tenu de la faible hydraulicité

2.1.1 Des prix spot qui se sont situés à 38,6 €/MWh en 2015

En raison d'un hiver et d'un printemps 2015 plus frais qu'en 2014 et d'une période estivale marquée par de forts épisodes de chaleur, le niveau de consommation a augmenté de +1,8 % par rapport à 2014. Du fait de la diminution de la production hydraulique, on observe une augmentation des prix de court terme, même s'ils restent à des niveaux bas : le prix moyen *day-ahead* de l'électricité en base s'établit à 38,6 €/MWh, en hausse de 11,2 %, soit une augmentation de 3,9 €/MWh par rapport à l'année 2014 (Tableau 15 et Graphique 22). Cette augmentation des prix est également constatée sur le prix *day-ahead* pointe, le prix moyen du mégawatheure s'élevant à 46,6 € contre 43,8 € en 2014, soit une augmentation plus limitée que les prix base de 6,4 %. Le prix moyen infra-journalier sur le marché EPEX SPOT en 2015 a suivi la même tendance que les prix spot et s'établit à 38,8 €/MWh, soit une hausse de 3,8 €/MWh par rapport à 2014.

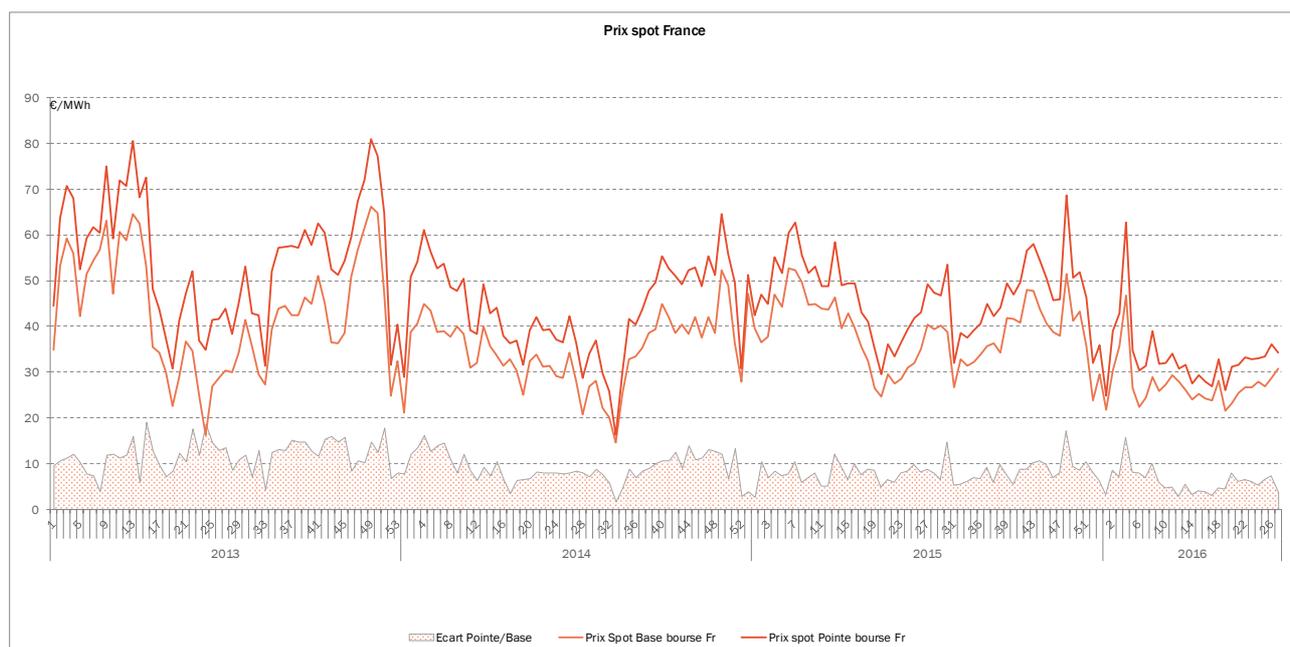
Le mouvement constaté en 2015 s'est néanmoins très largement corrigé au cours du premier semestre 2016. Les températures très douces de début 2016 ont eu pour effet de diminuer le niveau de consommation en France et d'entraîner une chute des prix spot sur cette période. L'écart le plus important est observé en février où les prix spot ont été en moyenne 24,6 €/MWh moins chers que les prix observés en février 2015. Au premier semestre 2016, le prix moyen en base s'établit à 27,3 €/MWh contre 38,9 €/MWh au premier semestre 2015, soit une baisse significative de 29,8 %.

Au premier semestre 2016, le prix moyen infra-journalier s'établit à 27,7 €/MWh, soit une baisse de 11,8 €/MWh par rapport au premier semestre 2015, comparable à celle observée pour les prix *day-ahead*.

Tableau 15 : Prix moyen *day-ahead* et *intraday*

Période	Prix Day-Ahead moyen	Prix Intraday moyen
2014	34,7 €/MWh	35,1 €/MWh
2015	38,6 €/MWh	38,8 €/MWh
S1 2015	38,9 €/MWh	39,6 €/MWh
S1 2016	27,3 €/MWh	27,7 €/MWh

Source : EPEX SPOT

Graphique 22 : Évolution des prix *day-ahead* en France (moyenne hebdomadaire des prix)

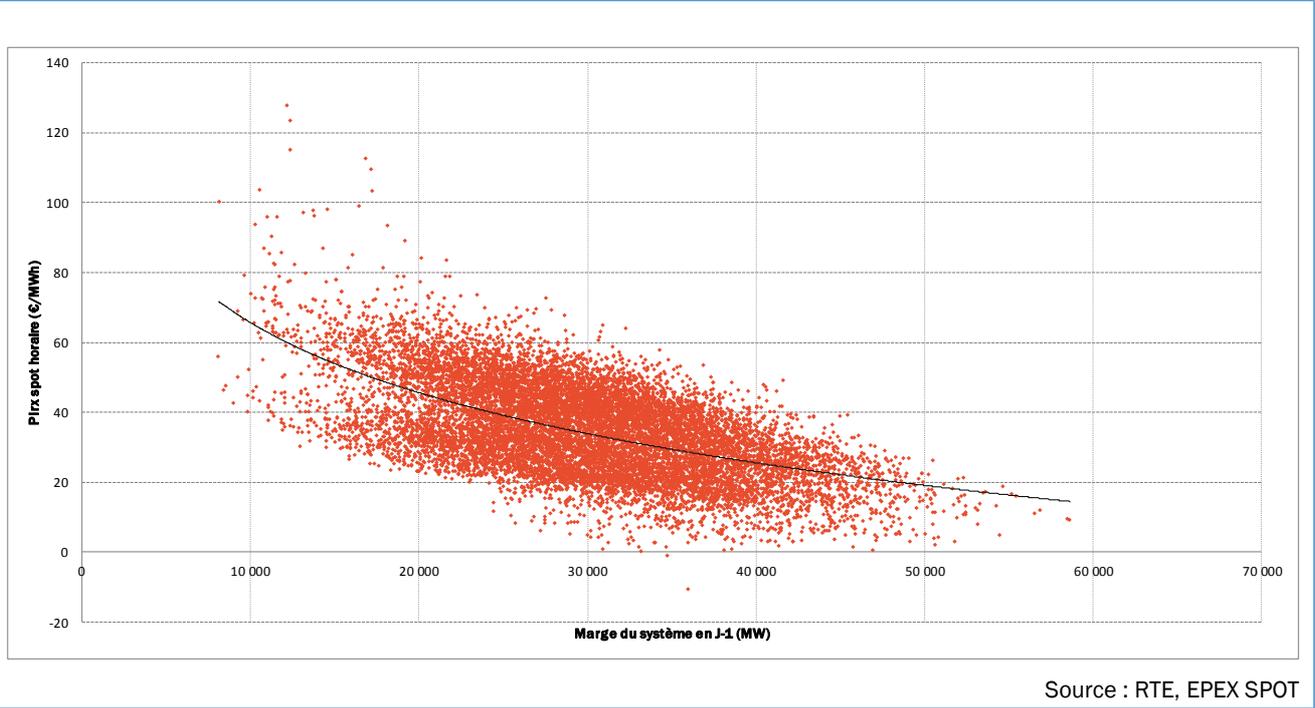
Source : EPEX SPOT

L'année 2015 n'a pas connu de pic de prix sur le marché *day-ahead* en raison de l'absence de tension sur l'équilibre offre-demande et des niveaux de marges confortables du système électrique français. Ces marges³⁸ se sont établies en moyenne à 30,7 GW en 2015, en légère hausse par rapport à 2014 (+1,2 GW) en raison d'une meilleure disponibilité des moyens de production thermique. La mise en regard des prix spot et des marges constatées heure par heure permettent de vérifier la cohérence globale des prix avec les fondamentaux (Graphique 23).

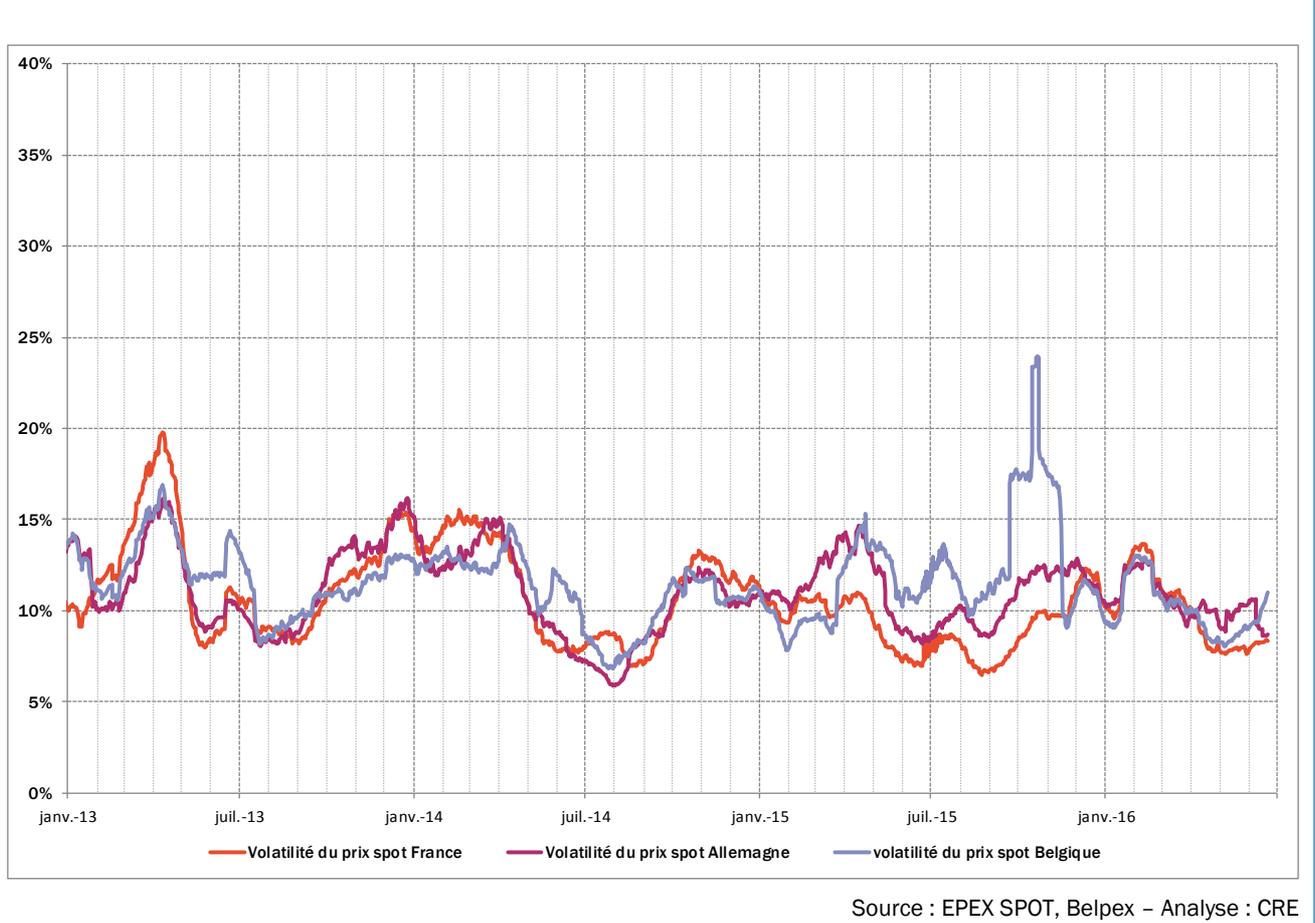
Cette absence de pic de prix se retrouve dans la volatilité faible du marché français. La volatilité des prix du marché spot reste en-dessous des 15 % en France et en Allemagne, tout comme en 2014 (Graphique 24). Seul le marché belge a connu des pics de prix les 22 septembre et 16 octobre 2015, ce qui explique la hausse de la volatilité à partir de ces dates.

³⁸ Calculées comme la différence entre la capacité de production disponible et la consommation

Graphique 23 : Prix spot et marge prévisionnelle en J-1 du système électrique français en 2015 et au premier semestre 2015



Graphique 24 : Volatilité des prix day-ahead



2.1.2 Un écart entre prix spot et les coûts marginaux d'EDF stable en 2015

S'agissant de la formation du prix spot, la CRE conduit une surveillance spécifique des écarts existants entre les prix sur le marché spot et les coûts marginaux du parc EDF issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers.

En moyenne, l'écart prix – coûts³⁹ pendant ces périodes en 2015 a été de 5,3 %, c'est-à-dire un niveau comparable à celui observé en 2014 qui était de 5,5 % (4,5 % en 2013) (cf. Rapports de Surveillance 2014-2015 et 2013-2014). Depuis que la CRE mesure cet indicateur, i.e. 2008, il n'a jamais dépassé les 6,5 %.

La CRE a interrogé EDF sur les facteurs explicatifs du résultat mesuré en 2015. EDF met notamment en avant une sensibilité plus forte de ses coûts marginaux à des variations de demande du fait de la faible disponibilité du parc de production au charbon en particulier pendant l'été 2015.

La CRE considère que le niveau de l'écart mesuré sur l'année 2015 reste dans une plage qui ne reflète pas l'exercice d'un pouvoir de marché.

2.1.3 Un écart de prix spot avec l'Allemagne qui se situe à 6,9 €/MWh en moyenne en 2015 et un taux de couplage moyen de 26,5% du temps avec l'Allemagne

L'année 2015 a été marquée par l'extension du couplage du marché *day-ahead* français avec le marché italien depuis le mois de février. La France est désormais couplée avec l'ensemble des pays frontaliers, à l'exception de la Suisse. En mai 2015, le couplage des marchés par les flux, dit *flow-based*, a été lancé avec la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas. Le couplage par les flux est un mécanisme de couplage des marchés qui consiste à optimiser les capacités d'interconnexions à l'échéance journalière en faisant transiter l'électricité du pays où le prix est le plus élevé vers le pays où elle est la moins élevée.

L'évolution des taux de couplage entre les prix français et les pays frontaliers est hétérogène (Graphique 25).

Comme en 2014, le couplage France – Belgique diminue en 2015 en raison notamment du contexte d'approvisionnement tendu que connaît le réseau belge avec la diminution de sa production nucléaire et charbon. Les prix belges ont donc été tirés à la hausse avec notamment un prix spot moyen passant de 40,79 €/MWh en 2014 à 44,74 €/MWh en 2015. Malgré l'augmentation du solde importateur de la Belgique avec ses pays voisins, son solde importateur est resté stable avec la France (environ 16TWh).

Le couplage avec l'Allemagne est fortement réduit en 2015 (la durée de couplage est presque divisée par deux entre 2014 et 2015) et le solde importateur de la France avec ce pays a augmenté d'environ 3 TWh. Contrairement à la France, les prix spot allemands sont en baisse en 2015, dans un contexte de diminution du prix du charbon et d'augmentation de la production d'énergie renouvelable. Le prix spot moyen allemand de l'électricité en base s'est établi à 31,7 €/MWh en 2015, soit une diminution de 1,1 €/MWh par rapport à l'année 2014.

D'une manière générale, les prix français ont tendance à être supérieurs aux prix allemands durant la période hivernale en raison du caractère thermosensible de la demande française, qui contribue ainsi à un différentiel de prix moyen annuel positif. Dans le contexte de température plus froides pendant l'hiver 2014/2015 que pendant l'hiver 2013/2014, les prix français ont été tirés à la hausse par l'augmentation de la demande et par la faible hydraulicité par rapport à 2014, alors que les prix allemands ont été tirés à la baisse par les prix du charbon et le très bon niveau de production de la filière renouvelable. Ainsi le différentiel de prix France – Allemagne s'est établi à 6,9 €/MWh en 2015, soit une augmentation significative de 5 €/MWh par rapport à 2014 (Graphique 26).

En 2015, le différentiel de prix France-Belgique est resté à un niveau équivalent à celui observé en 2014, c'est-à-dire -6,2 €/MWh contre -6,1 €/MWh en 2014 (Graphique 27).

Depuis mars 2014, la France est couplée commercialement avec l'Espagne, et depuis février 2015 elle l'est avec l'Italie. On observe une augmentation des échanges avec ces pays. Les importations espagnoles depuis la France ont augmenté de 45 % et les exportations de l'Espagne vers la France de 43 %. Le solde exportateur net entre la France et l'Espagne s'élève à 7,3 TWh.

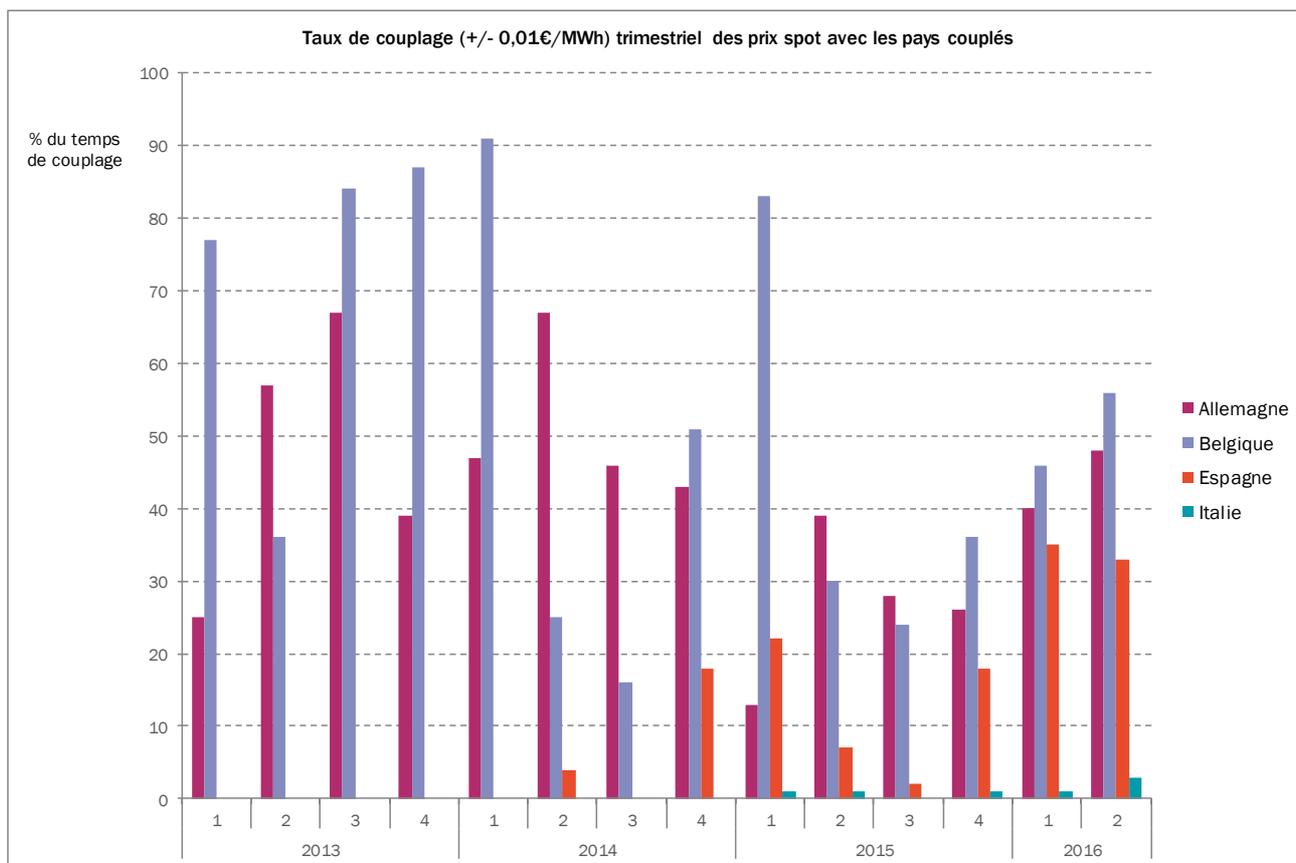
En raison des caractéristiques du marché italien, où la demande est assurée par environ 50 % d'énergies fossiles et 15 % d'imports⁴⁰, les prix spot ont tendance à être nettement supérieurs aux prix français, ce qui explique le faible taux de couplage avec cette frontière et un taux d'utilisation élevé de la capacité d'interconnexion de la France vers l'Italie (98 %) ⁴¹.

³⁹ Cet indicateur permet d'appréhender l'exercice de pouvoir de marché. Cette analyse est effectuée sur un pas de temps quotidien, à partir de données reçues mensuellement, et porte sur les heures pour lesquelles les offres d'EDF sont supposées déterminer le prix de l'enchère.

⁴⁰ Source : ENTSO-E

⁴¹ Source : RTE

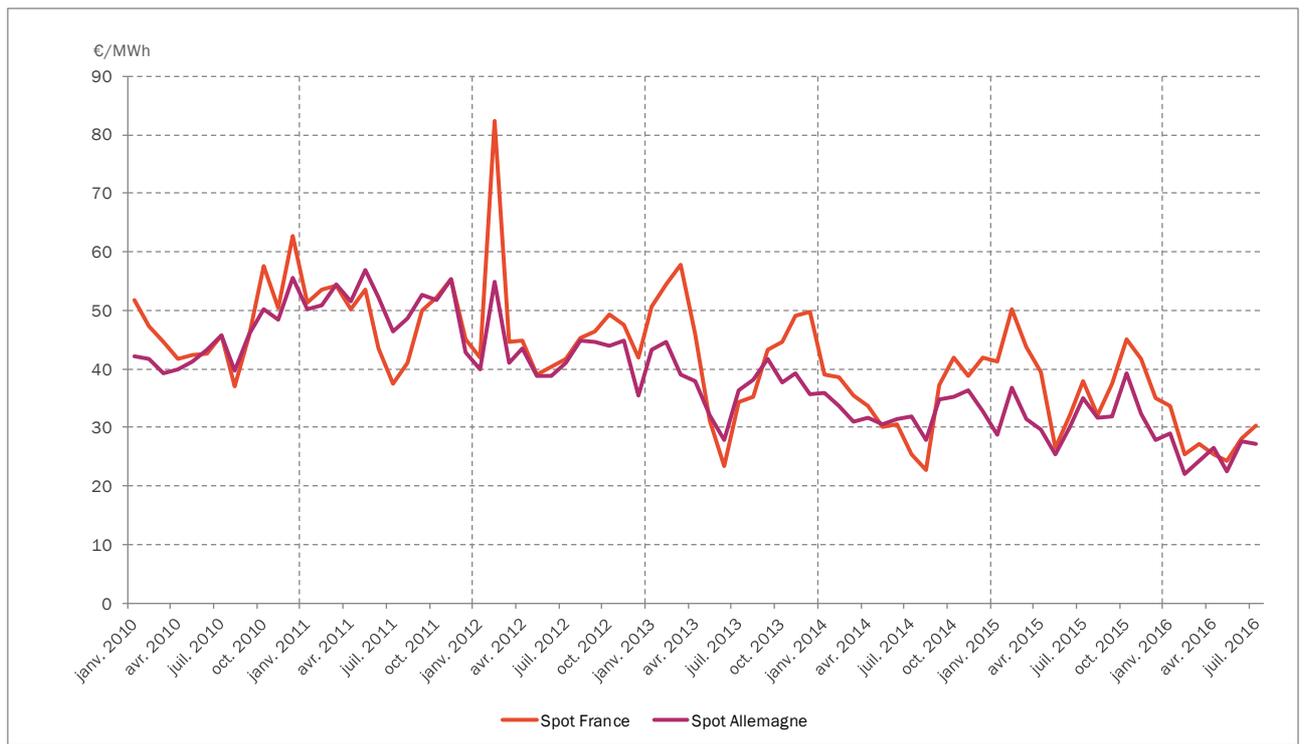
Graphique 25 : Taux de couplage trimestriel des prix horaires avec les pays couplés



Source: EPEX SPOT, Belpex, OMEL, IPEX

Au premier trimestre 2016, les conditions météorologiques favorables ont entraîné une diminution de la demande sur la zone CWE (Central West Europe) et donc réduit le différentiel de prix de la France avec ses frontières. Ainsi le différentiel France - Belgique s'établit à -0,4 €/MWh au premier semestre 2016 contre -5,2 €/MWh pour la même période en 2014 et le différentiel France - Allemagne s'établit à 2 €/MWh au premier semestre 2016 contre 8,6 €/MWh pour la même période en 2014.

Graphique 26 : Prix spot France et Allemagne (Moyenne mensuelle)



Source : EPEX SPOT

Graphique 27 : Prix spot France et Belgique (moyenne mensuelle)



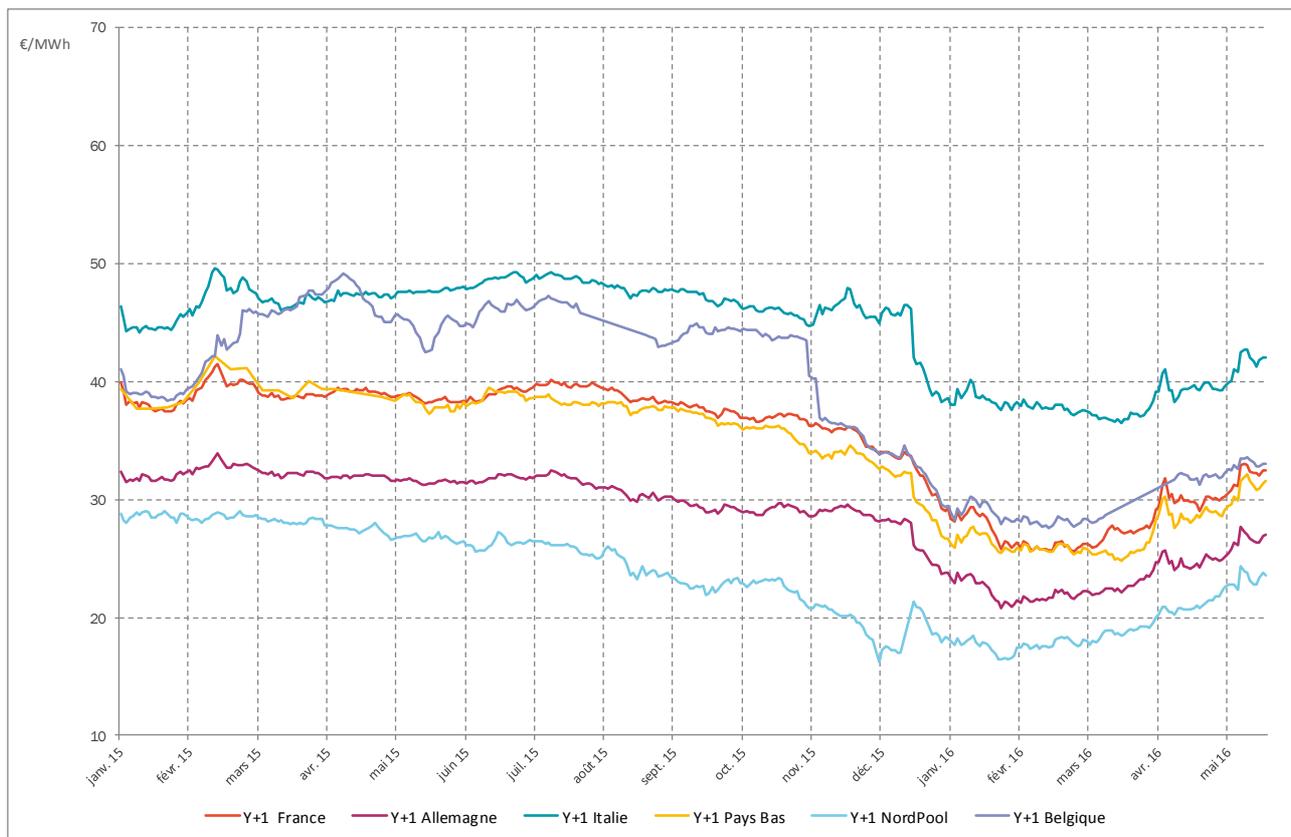
Source : EPEX SPOT, Belpex

2.2 Des prix à terme qui ont baissé tout au long de 2015 avant de remonter au premier semestre 2016 dans le sillage des prix du gaz et du charbon

2.2.1 Une volatilité accrue, tant en France qu'en Allemagne

L'évolution des prix à terme de l'électricité en Europe a été fortement corrélée à celle des prix des combustibles fossiles (gaz, charbon et pétrole) en 2015 et au premier semestre 2016 (Graphique 28). Tous les prix européens ont suivi la baisse amorcée par le pétrole à la fin de l'année 2015 et au début de l'année 2016. Depuis mars 2016 on constate une légère augmentation des prix, influencée par la légère remontée du gaz et du pétrole mais surtout par celle du charbon. Les prix belges, qui s'étaient décorrélés des prix français et néerlandais en février 2015 à la suite de la déconnexion de tranches des centrales nucléaires de DOEL et TIHANGE, ont convergé à nouveau en novembre 2015 en raison de l'annonce du retour en production des centrales.

Graphique 28 : Prix des produits Y+1 en Europe

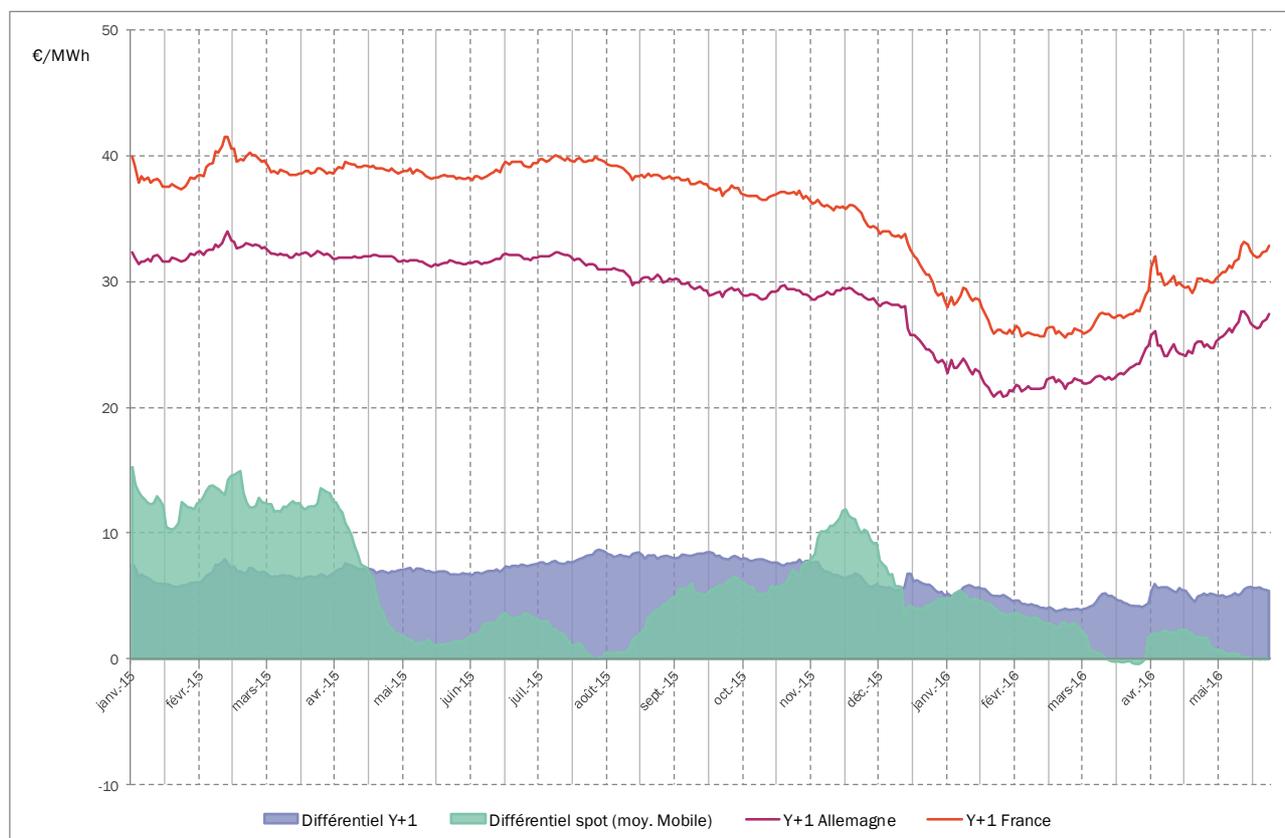


Sources : EPD, ICE Endex, Heren

Les prix des produits calendaires pour l'année suivante ont connu des évolutions très similaires en France et en Allemagne en 2015 et au premier semestre 2016, mettant en évidence l'impact que le cours du produit allemand, surtout influencé par les évolutions des prix du charbon, a sur le prix du produit français (Graphique 29). Le différentiel de prix entre les deux pays s'est réduit à la suite de la chute des prix et se situait au premier semestre 2016 autour de 5 €/MWh, loin des 9 €/MWh atteint en 2014 au moment de la stabilisation des prix français au niveau de l'ARENH.



Graphique 29 : Prix et écart entre les produits calendaires français et allemand



Sources : EPEX Spot, EEX

Le prix français a aussi ponctuellement été influencé par l'annonce d'un prix plancher du CO₂ en France pour le secteur électrique, faite par le président de la République le 25 avril 2016⁴². Le marché à terme avait alors réagi par une hausse de l'ordre de 2 €/MWh sur les produits calendaires avant de corriger (Graphique 31).

Les prix de gros de l'électricité ont connu une hausse brutale au cours des quinze derniers jours du mois de septembre et le produit calendaire 2017 est passé de 32 €/MWh début septembre à 40 €/MWh début octobre. Cette hausse intervient dans un contexte de faible disponibilité effective de la filière nucléaire et d'informations relatives au prolongement d'arrêts de tranches nucléaires⁴³.

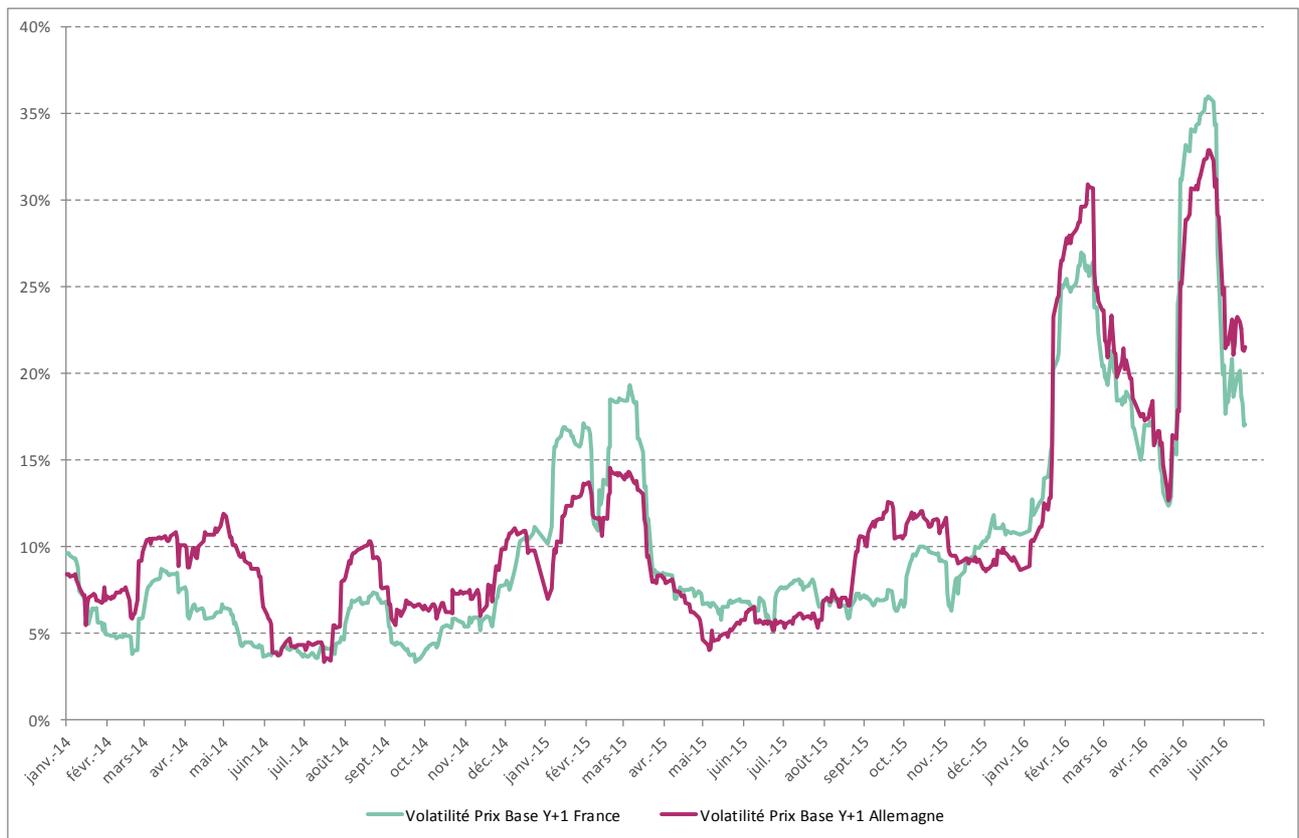
Les incertitudes actuelles sur la disponibilité du parc nucléaire expliquent la remontée des prix de gros. Cette évolution, compte tenu de son ampleur et de sa rapidité, est susceptible d'avoir un impact important sur les marchés de l'énergie. La CRE sera dans ces conditions particulièrement attentive aux conditions de cette évolution des prix et notamment au respect des obligations de transparence du règlement REMIT.

Les volatilités des produits calendaires Y+1 français et allemand ont connu deux périodes de hausse au cours du premier semestre 2016 (Graphique 30), la première à la suite de la forte baisse des prix, entraînés par la chute des prix des commodités, en janvier et février 2016. La volatilité du produit allemand avait alors été plus importante, étant plus sensible à l'évolution des prix des combustibles fossiles. La seconde, fin avril 2016, a été observée à la suite de l'annonce sur le prix plancher du CO₂. C'est alors le produit français qui a connu une volatilité plus importante, l'annonce visant directement les centrales françaises.

⁴² <http://www.elysee.fr/declarations/article/discours-lors-de-la-4e-conference-environnementale-2/>

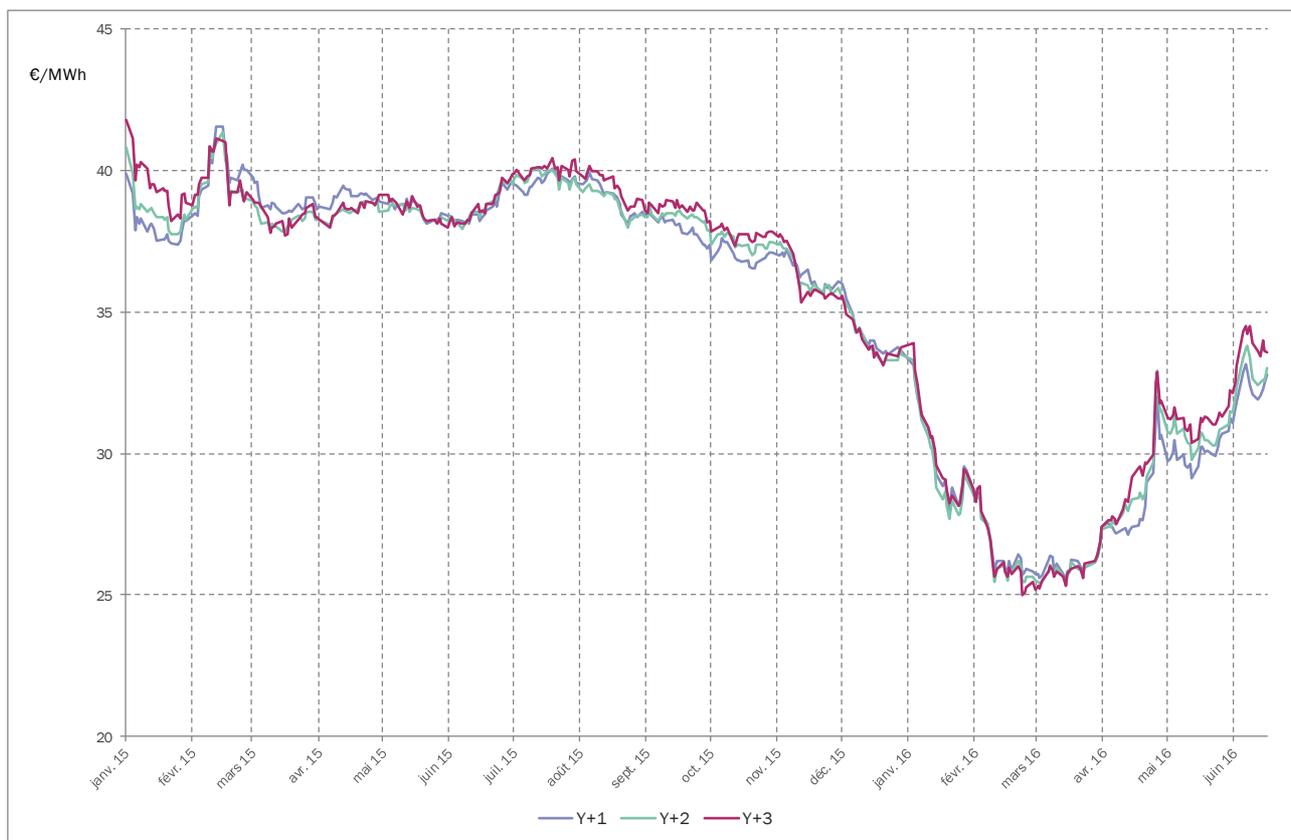
⁴³ Dans le cadre de la communication financière d'EDF, des informations sur les objectifs de production nucléaire pour 2016 et 2017 ont été communiquées au marché.

Graphique 30 : Volatilité des prix des produits calendaires



Source : EPEX Spot

Graphique 31 : Évolution des prix des produits calendaires pour les trois années à venir en France



Source : EEX

2.2.2 Une remontée des produits calendaires qui peut s'accompagner d'un regain d'intérêt pour les souscriptions à l'ARENH

Passés sous la barre des 42 €/MWh depuis fin 2014, les produits calendaires ont atteint un point bas en mars 2016 pour remonter au 2nd semestre suivant le mouvement constaté sur les matières premières. L'accélération de cette remontée depuis le mois de septembre répercute les informations relatives au prolongement d'arrêts de tranches nucléaires (Graphique 32). Ainsi le produit calendaire pour livraison 2017 se situe désormais aux alentours des 40 €/MWh, soit des niveaux qui pourraient susciter de nouveau un intérêt pour des souscriptions de produit ARENH si la hausse des prix de gros devait se poursuivre. On peut noter que les prix à échéance 2 ans et 3 ans se situent à des niveaux inférieurs à ceux atteints par le prix Y+1.



Graphique 32 : Focus sur l'évolution récente des prix des produits calendaires en France



Source : EEX

3. UNE FORTE CROISSANCE DES VOLUMES ÉCHANGÉS EN 2015 SUR TOUTES LES MATURITÉS

La hausse déjà entamée en 2014 des échanges sur les marchés de gros de l'électricité s'est poursuivie en 2015. Les volumes totaux échangés, hors transaction bilatérale, en 2015 se sont établis à 1466 TWh contre 932 TWh en 2014, soit une augmentation de 37 % (Graphique 33). Les volumes échangés représentent, en valeur, un montant de 52 Mds € en 2015.

Cette hausse globale a concerné l'ensemble des produits, à l'exception des produits infra-journalier qui augmentent seulement de 4 %. La plus grande augmentation concerne les produits annuels et s'élève à 42 %. Cette augmentation est due en partie au report des volumes ARENH sur les marchés à terme et au regain d'intérêt pour les achats de ces produits compte tenu de leur niveau de prix.

Au premier semestre 2016 la hausse globale des volumes échangés s'est poursuivie par rapport à 2015 avec une hausse modérée des volumes de produit *day-ahead* (+16 %) et une très forte hausse des volumes de produit calendaire (+104 %). Un pic de volume a été observé en avril 2016 à la suite des annonces concernant la mise en place d'un prix plancher du CO₂. Ces annonces ont aussi provoqué des mouvements de prix significatifs sur les produits calendaires.

Plus spécifiquement sur le marché à terme, le développement des échanges continue grâce à une nette augmentation des volumes sur la bourse du marché à terme (Graphique 34 et Graphique 35). Les produits annuels restent les plus échangés et sont responsables des principaux pics de volumes en 2015 et 2016.

L'augmentation des volumes a bénéficié aux bourses qui ont vu leur part de marché augmenter de 1 point pour la bourse *day-ahead* et infra-journalier, et de 4,1 points pour la bourse à terme (Tableau 16). La plupart des volumes échangés (environ 80 %) restent néanmoins négociés par l'intermédiaire de courtier et concernent des produits à terme. La typologie des acteurs du marché de gros de l'électricité est résumée dans le Tableau 17.

Tableau 16 : Part du négoce par plateforme et par échéance

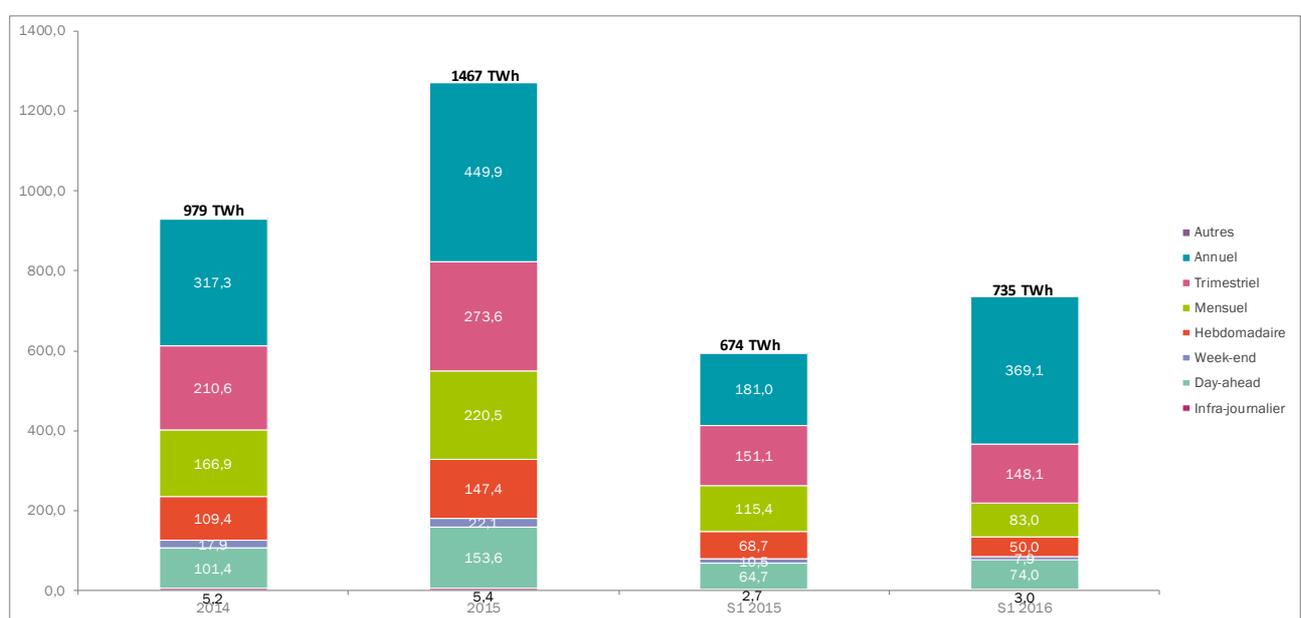
LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ, DU CO₂, ET DU GAZ NATUREL

SECTION 3 : Les marchés de gros de l'électricité

	Part du négoce par plateforme et par échéance en 2015	en 2014
Bourse DA + IJ	8,8%	7,8%
Bourse à terme	7,9%	3,8%
Courtiers DA	3,7%	3,6%
Courtiers à terme	79,6%	84,8%

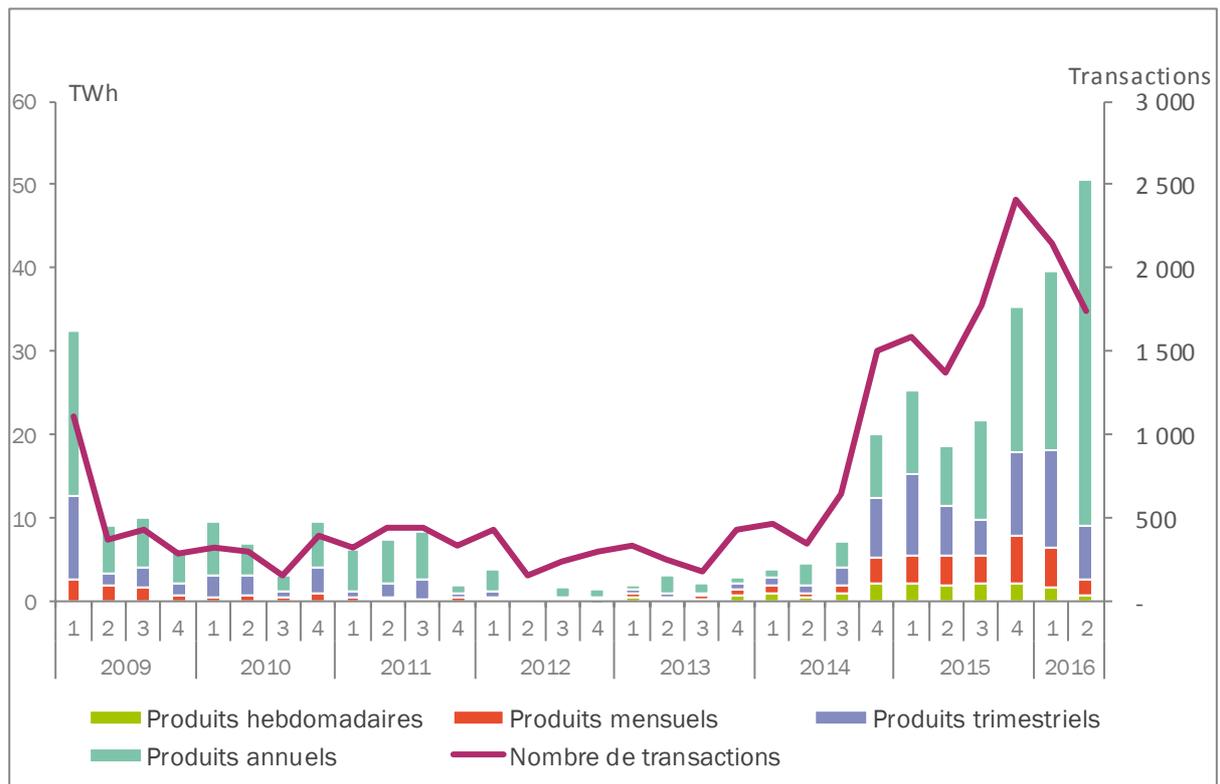
Sources : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Graphique 33 : Volumes échangés sur les marchés de gros



Sources : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

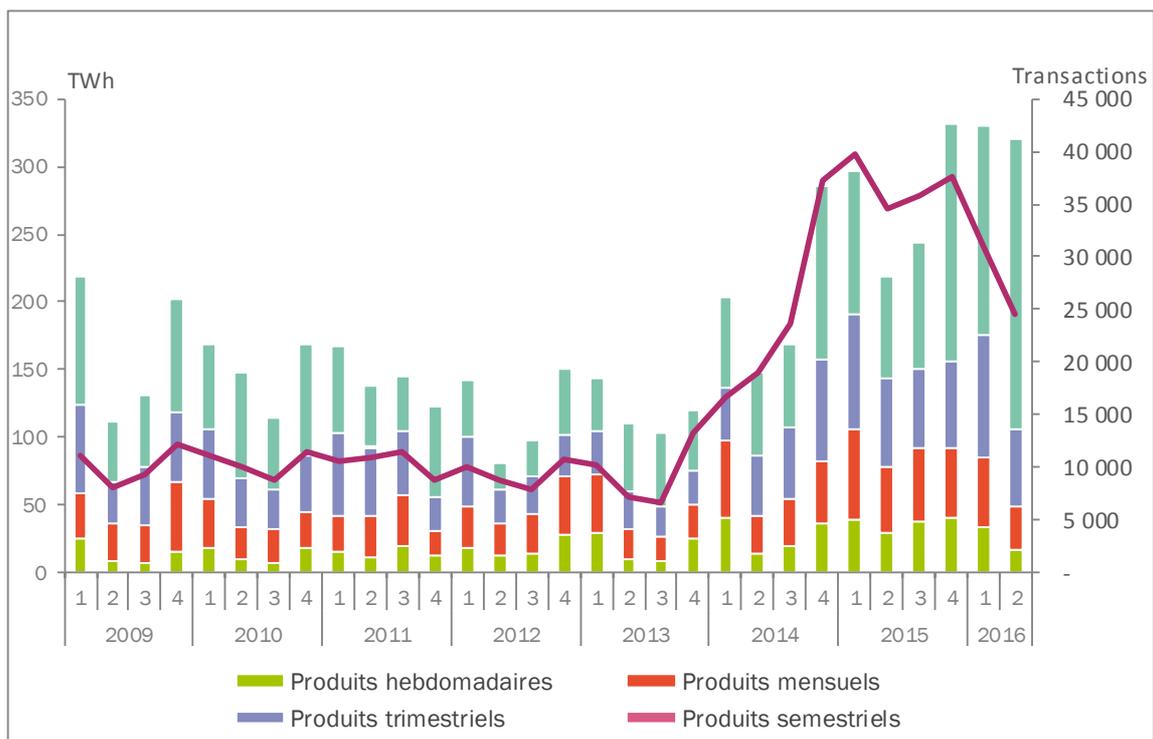
Graphique 34 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme



Source : EEX

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

Graphique 35 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédié



Sources : EEX, Courtiers

Tableau 17 : Répartition des acteurs du marché de gros de l'électricité en France

	2013	2014	2015	Variation annuelle 2015/2014	
				En pourcentage	En valeur
Responsables d'équilibre actifs	136	151	150	-1%	-1
Producteurs d'électricité actifs	25	22	23	5%	1
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	24	10	5	-50%	-5
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	18	20	14	-30%	-6
Fournisseurs de clients finals	28	26	30	15%	4
Actifs à l'import/export	94	102	90	-12%	-12
Actifs à l'échange de blocs	108	113	112	-1%	-1
Actifs sur la bourse	97	105	97	-8%	-8

Sources : RTE

SECTION 4

LES MARCHÉS DE GROS

DU GAZ NATUREL

L’approvisionnement du système gazier en France a permis de satisfaire sans tension particulière la consommation, qui reste faible, même si elle a rebondi par rapport aux niveaux de 2014. La hausse de la consommation est liée pour l’essentiel au fonctionnement accru des centrales électriques au gaz. Le niveau des stocks s’est normalisé en 2015 par rapport aux niveaux très élevés de l’année précédente.

Les prix du gaz ont baissé tout au long de 2015 et ont connu des points particulièrement bas au printemps 2016, avant de rebondir par la suite. Ce mouvement est observé sur l’ensemble des marchés européens, qui ont évolué de façon étroitement liée. Au niveau mondial, observe une convergence des prix sur la plupart des zones, notamment entre l’Europe et l’Asie, à l’exception notable des prix américains qui restent les plus bas, même si l’écart avec les prix européens s’est réduit du fait de la baisse des prix en Europe.

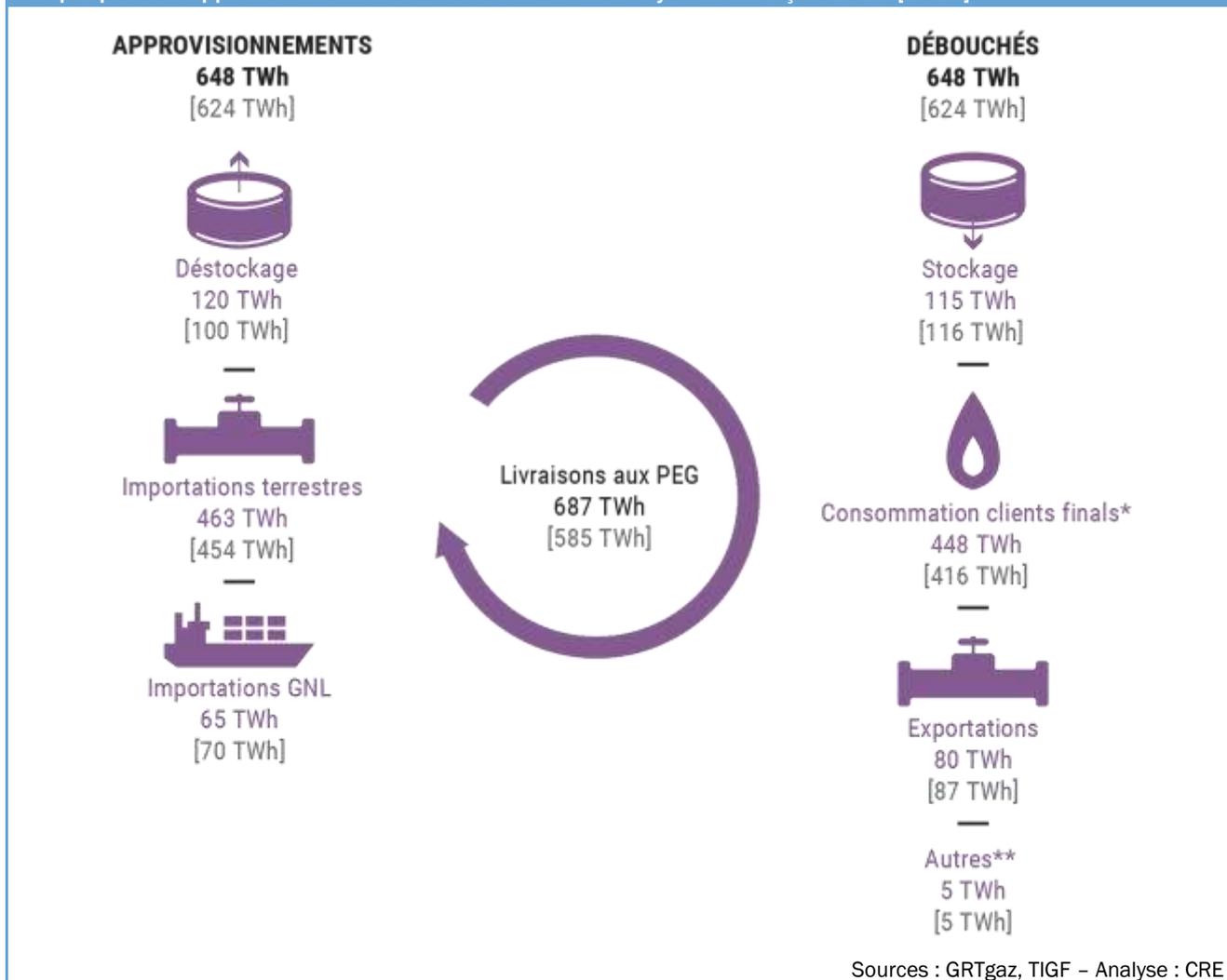
Ce contexte reste propice à la croissance de la liquidité, les volumes échangés sur les marchés de gros ayant augmenté de 15 % par rapport à 2014.

1. BILAN DU SYSTÈME GAZIER : UN REBOND DE LA CONSOMMATION EN 2015, MÊME SI ELLE RESTE À DES NIVEAUX ENCORE FAIBLES

1.1 Hausse de la demande de gaz associée à la production d’électricité

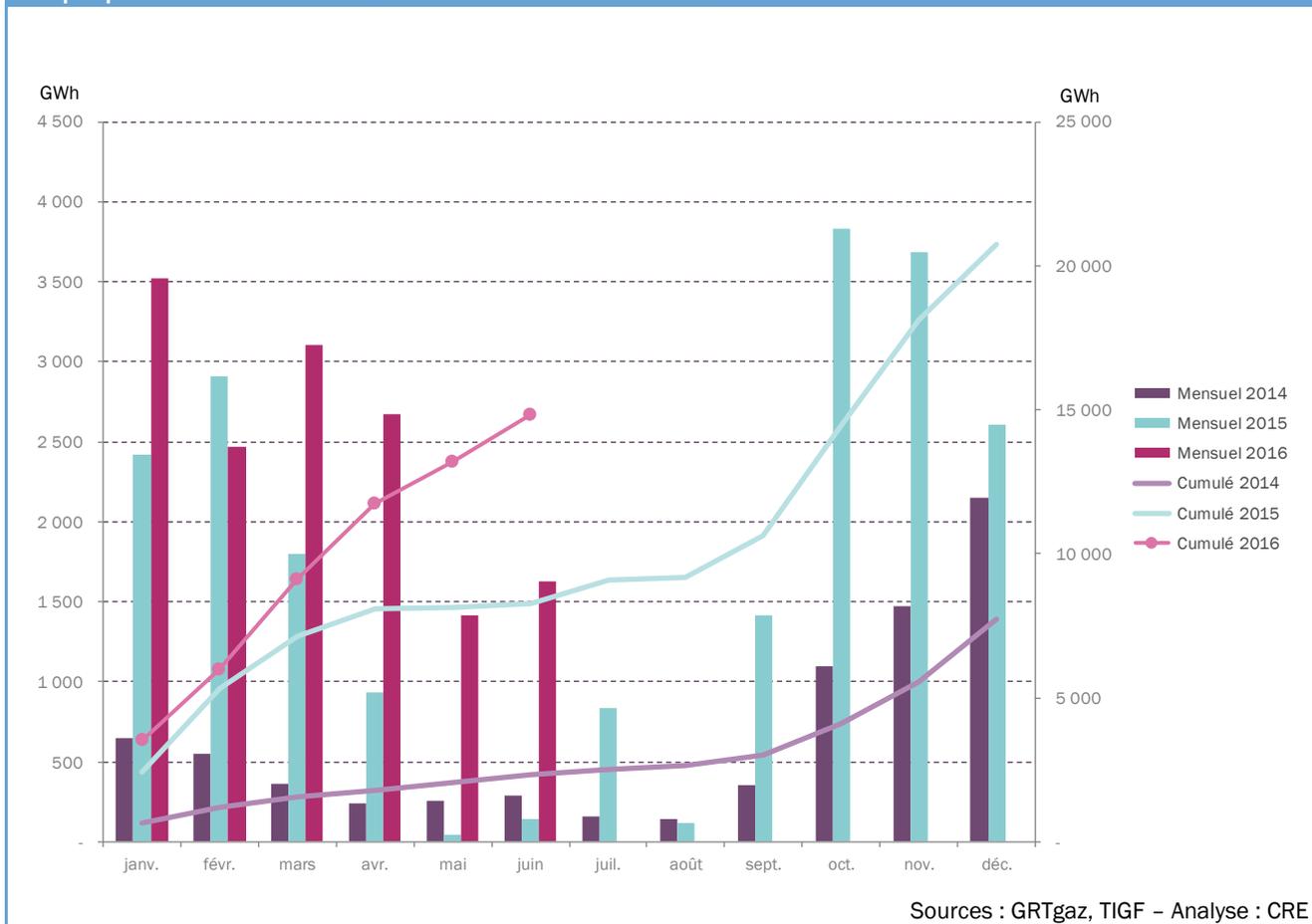
Le bilan gazier 2015 s’inscrit en hausse avec des volumes d’approvisionnements et de débouchés qui progressent de 3,8 % par rapport à 2014 (Graphique 36). L’évolution des débouchés est principalement liée aux consommations des clients finals qui progressent de 8 % en 2015. En outre, 2015 est marqué par un bon approvisionnement et par l’absence de tension dans l’utilisation des infrastructures avec notamment une plus grande sollicitation des stockages (+20 % de déstockage) et une légère hausse des importations terrestres (+2 %).

Graphique 36 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2015 [2014]



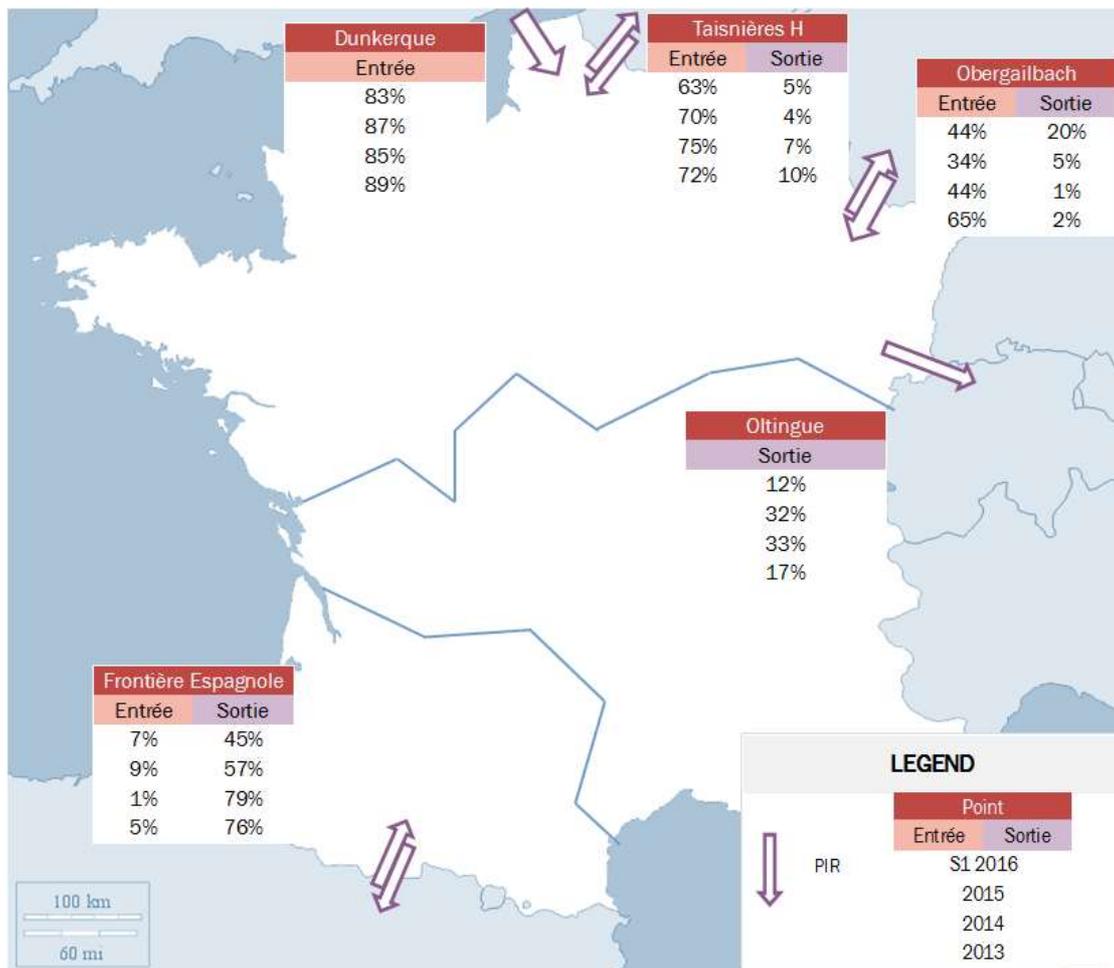
Dans un contexte de prix faibles des commodités les marges des centrales à gaz se sont améliorées. Leur consommation annuelle a quasiment triplé en 2015 par rapport à 2014 contribuant à 40 % de l'augmentation de la consommation totale des clients finals (Graphique 37). La tendance se poursuit également en 2016 laissant apparaître une consommation cumulée en hausse d'environ 70 % au premier semestre 2016 par rapport au même semestre en 2015.

Graphique 37 : Consommation des sites fortement modulés



Aux frontières, les import-export en 2015 sont marqués par la modification des flux commerciaux vers l'Espagne avec la reprise des flux d'import qui atteignent 5,6 TWh contre 0,4 TWh en 2014 et la baisse des exports à 36,8 TWh contre 49 TWh en 2014. Néanmoins les flux physiques avec l'Espagne restent en 2015 toujours orientés à l'export, i.e. dans le sens France-Espagne. Le mouvement inverse est observé à Obergailbach avec des volumes d'import en baisse à 74,6 TWh en 2015 contre 78,4 TWh en 2014 et des volumes d'export en hausse à 2 TWh en 2015 contre 0,5 TWh en 2014 (Graphique 38).

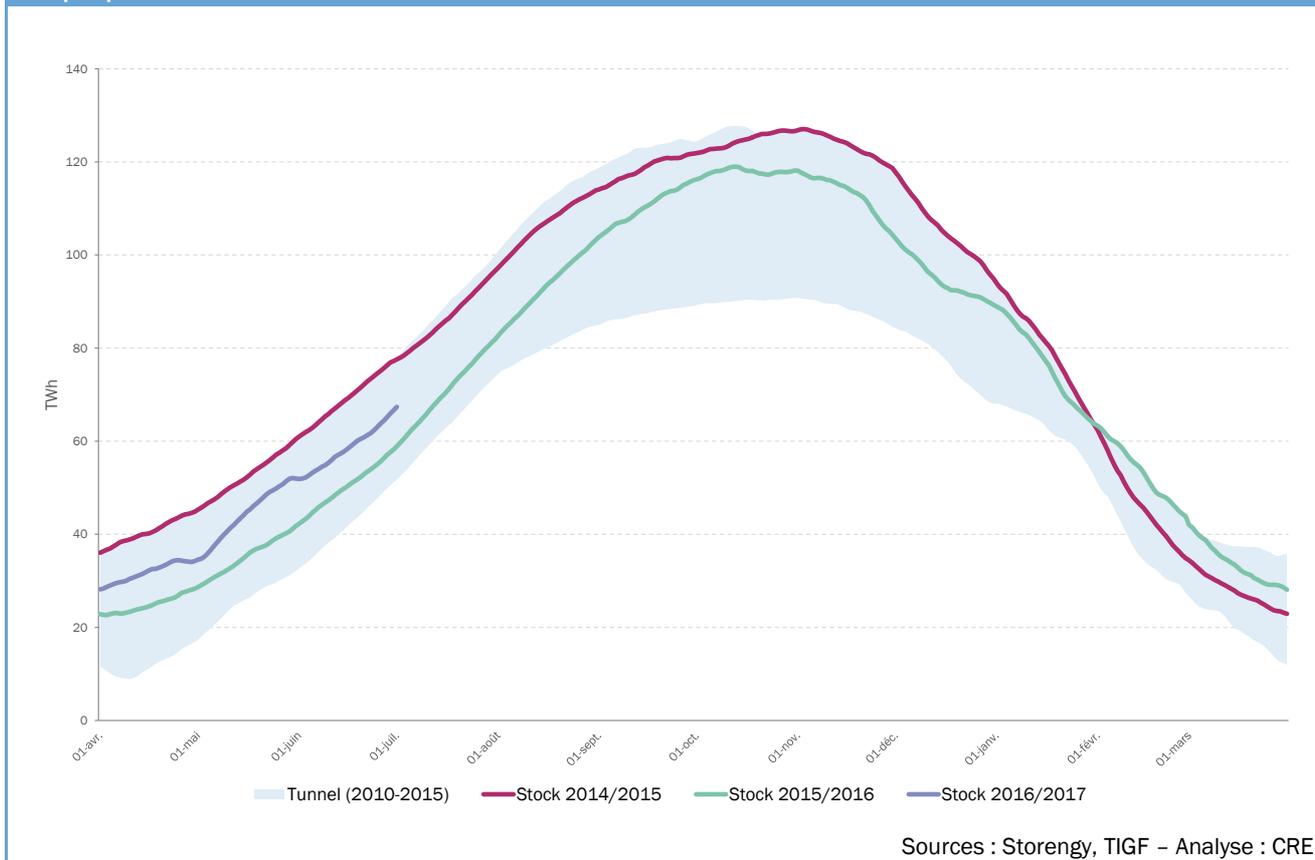
Graphique 38 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

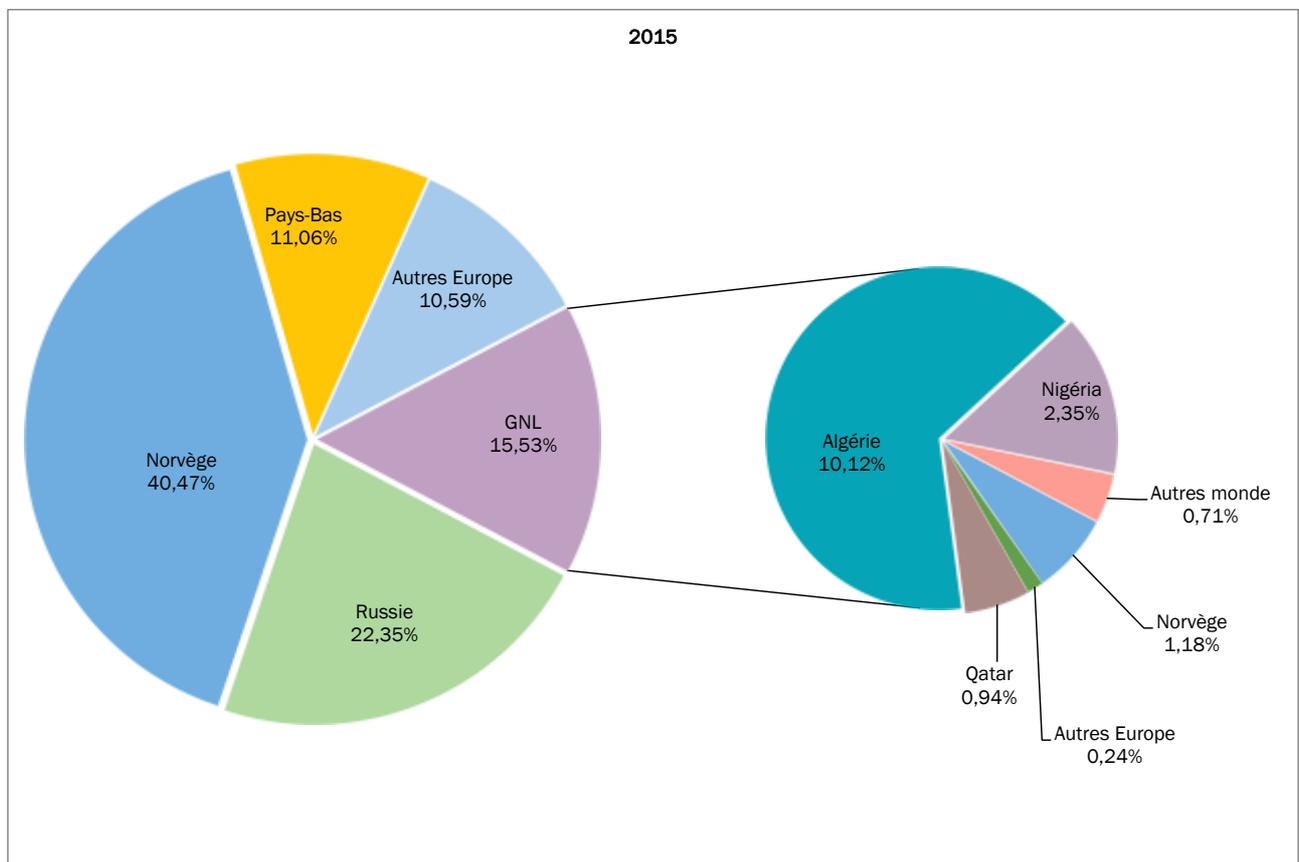
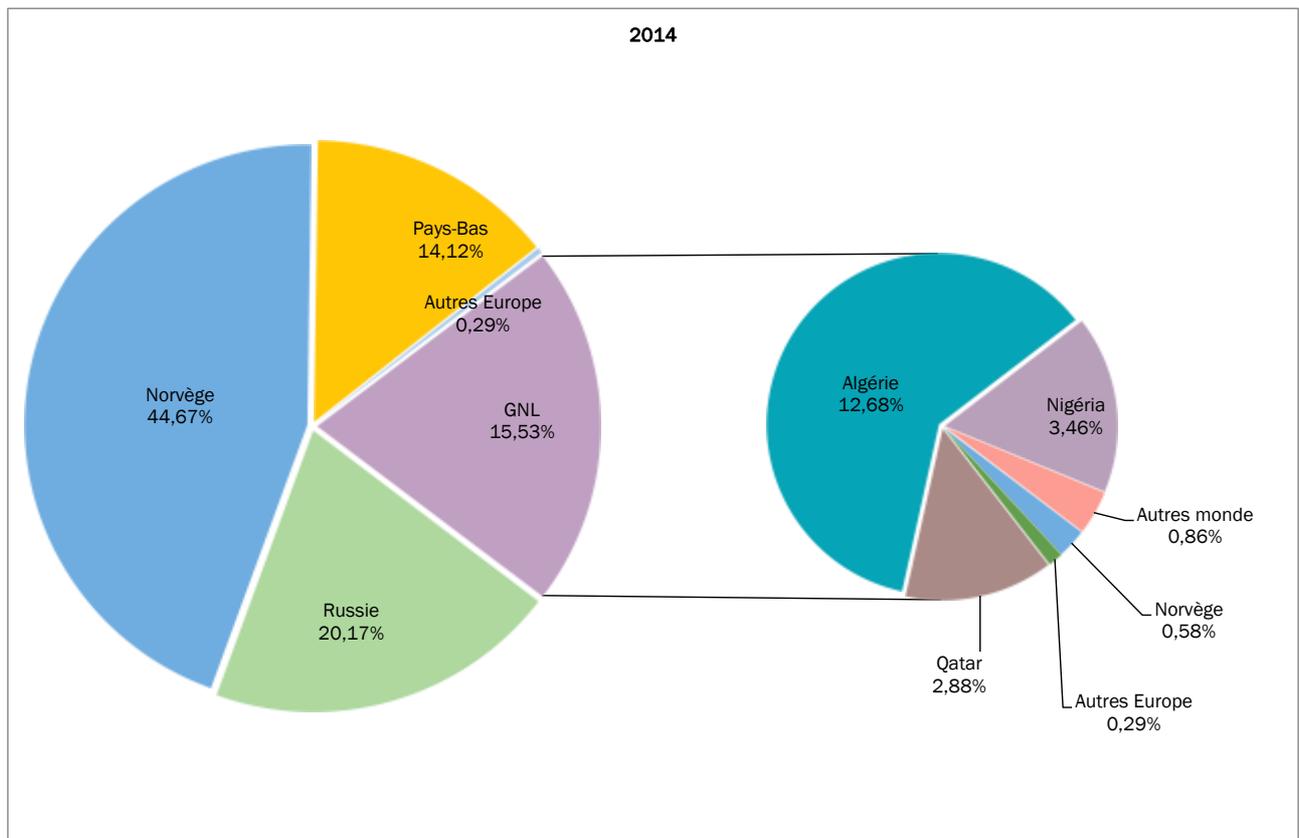
S'agissant des stockages, les soutirages ont dépassé de 5 TWh les injections, ce qui s'est traduit par une baisse du niveau de stock. Leur niveau se normalise donc après une année gazière 2014/2015 marquée par des niveaux particulièrement élevés en raison de la douceur de l'hiver. (Graphique 39).

Graphique 39 : Niveaux des stocks en France



Les parts de marché des sources d’approvisionnements en gaz présentent peu de modification entre 2014 et 2015 (Graphique 40). Les points notables sont le léger regain de parts de marché de la Russie aux dépens de la Norvège et des Pays-Bas. Néanmoins, on observe l’augmentation de la part de « Autres Europe » dans l’approvisionnement qui est du à l’accroissement des approvisionnements sur le marchés dont les sources sont difficilement identifiables.

Graphique 40 : Provenance de l'approvisionnement français de gaz naturel



Source : BP – Statistical Review of World Energy – Analyse : CRE

2. DES PRIX DU GAZ EN BAISSÉ EN 2015 SUIVANT LA TENDANCE GÉNÉRALE OBSERVÉE SUR LES MATIÈRES PREMIÈRES

2.1 Un prix spot qui s'est établi en moyenne à 19,9 €/MWh en 2015 avant d'atteindre un point bas à 11,3 €/MWh en avril 2016

En 2015 et au 1^{er} semestre 2016, les prix du gaz ont suivi la tendance générale de baisse des prix d'autres matières premières. Sur les marchés spot européens, le rebond observé durant l'hiver 2014/2015 a été effacé tout au long de 2015 dans un contexte de bon approvisionnement et d'une consommation impactée par un hiver très doux (Graphique 41). Cette tendance n'a pas été affectée par l'arrivée de l'hiver 2015/2016, les prix ayant diminué jusqu'à 12,7 €/MWh fin février sous l'effet d'un hiver particulièrement doux. Cette tendance s'est prolongée jusqu'à mi-avril où les prix ont atteint 11,3 €/MWh (le 12 avril), soit le niveau le plus bas observé depuis 2010. Un mouvement de correction a été observé ensuite à partir de la deuxième partie du mois d'avril. La hausse observée répond à des fondamentaux de court terme⁴⁴. Malgré cette hausse, les prix spot européens sont restés à des niveaux très faibles (inférieurs à 15 €/MWh) durant le reste du 1^{er} semestre 2016.

Graphique 41 : Prix spot du gaz en Europe



Source : ICIS Heren ; Analyse : CRE

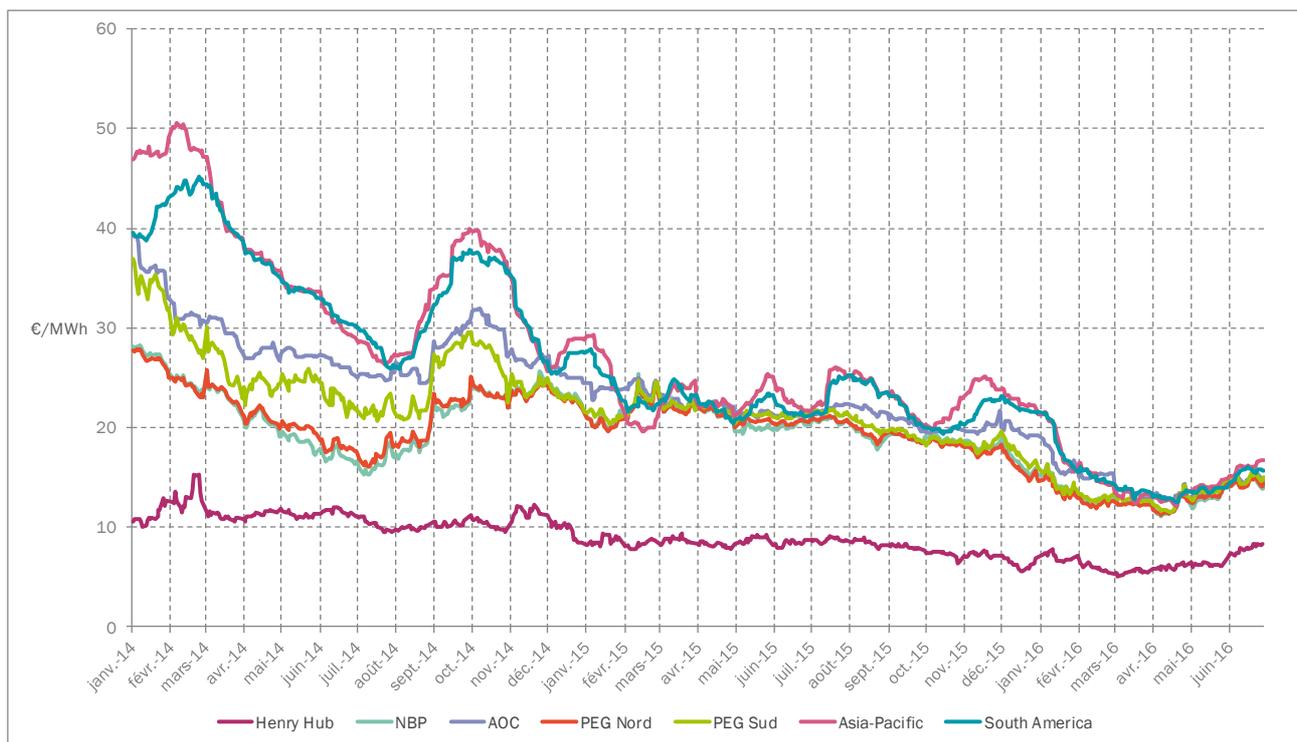
Les marchés européens ont affiché une forte convergence qui témoigne de l'absence de congestion physique entre les différents pays ainsi que de la fluidité des marchés spot européens. Ainsi, l'écart-type moyen des prix spots européens en 2015 et au 1^{er} semestre 2016 s'est établi à environ 0,29 €/MWh, comparé à 0,36 €/MWh en 2014 et 0,53 €/MWh en 2013.

2.2 Une tendance de convergence des prix mondiaux du gaz, à l'exception des États-Unis

Outre la convergence observée entre les différents marchés spot européens, l'année 2015 a été marquée par un rapprochement des prix entre les prix du gaz entre les principales régions (Europe, Asie, États-Unis et Amérique du Sud). Si le Henry Hub, marché de référence américain, demeure le marché où les prix sont les moins élevés (en moyenne 8,1 €/MWh en 2015 et 6,6 €/MWh en 2016), l'écart entre ce marché et les autres régions gazières a fortement diminué, passant d'environ 20,0 €/MWh début 2014 à près de 7,0 €/MWh au cours du 1^{er} semestre 2016 (Graphique 42).

⁴⁴ Notamment liés à des problèmes d'approvisionnement de gaz depuis la Norvège.

Graphique 42 : Prix mondiaux du gaz



Source : ICIS Heren ; Analyse : CRE

L'écart entre les prix asiatiques et les prix européens, qui reflète entre autres les tensions d'approvisionnement de GNL à destination de l'Europe⁴⁵, a fortement diminué en 2015 et au 1^{er} semestre 2016. La forte baisse des prix du GNL en Asie s'explique non seulement par la baisse de demande (-1,7 % en 2015⁴⁶) mais également par la chute des prix du pétrole et par la croissance de l'offre. Les prix sur les marchés asiatiques restent fortement influencés par le pétrole du fait de l'indexation toujours importante des contrats d'approvisionnement à long terme sur cette commodity. Du côté de l'offre, l'augmentation des exportations de GNL dans le bassin Pacifique, en provenance notamment de l'Australie, réduit les imports depuis le Moyen-Orient et permet de réorienter cette offre vers le bassin Atlantique et l'Europe.

Le Henry Hub a également affiché une tendance baissière tout au long de l'année 2015 sous l'influence de la croissance de la production de gaz de schiste, des niveaux élevés des stocks et d'un hiver relativement doux. Les prix sur ce marché ont atteint un minimum de 1,64 \$/MMBtu (soit 5,1 €/MWh) le 4 mars 2016, soit son plus bas niveau en plus de 10 ans.

2.3 Une quasi-disparition des écarts de prix en France entre le nord et le sud

Les marchés spot en France ont été marqués en 2015 par une diminution notable et durable de l'écart de prix entre le PEG Nord et la TRS⁴⁷ (*Spread Nord/Sud*) (Graphique 43). Celle-ci reflète l'absence de congestion sur la liaison Nord/Sud de GRTgaz, où la marge sur la capacité disponible a fortement augmenté tout au long de l'année (Graphique 44). Cette absence de congestion répond surtout à une moindre sollicitation de la liaison : les nominations de gaz dans le sens nord-vers-sud ont totalisé 114 TWh en 2015 (soit -7,5 % par rapport à 2014) et 57 TWh au 1^{er} semestre 2016 (soit -13,5 % par rapport au 1^{er} semestre 2014).

La moindre sollicitation sur la liaison Nord-Sud en 2015 s'explique notamment par la baisse des exportations vers l'Espagne (de 49 TWh en 2014 à 31 TWh en 2015) et les niveaux relativement élevés des stocks en début d'année. Ces éléments ont contrebalancé la hausse de la consommation (+12 TWh) et le recul des émissions de GNL depuis les terminaux de Fos-sur-Mer (-6 TWh). La forte baisse des exportations vers l'Espagne s'explique

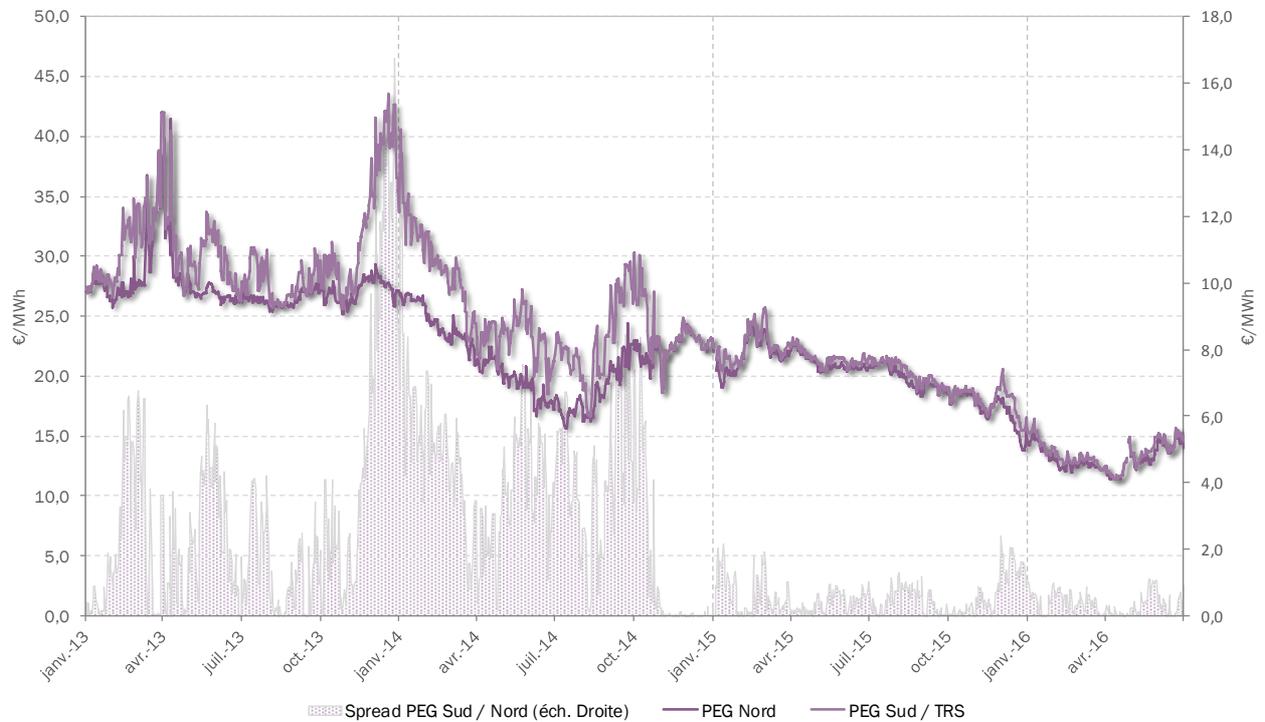
⁴⁵ Les prix très élevés dans les marchés asiatiques observés entre 2012 et début 2014 ont fortement affecté les livraisons de GNL vers l'Europe.

⁴⁶ Source : BP Statistical review. (<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>)

⁴⁷ La TRS (*Trading Region South*) a été créée en avril 2015 à partir de la fusion du PEG Sud et du PEG TIGF. Le Spread Nord/Sud, calculé auparavant comme la différence de prix entre le PEG Sud et le PEG Nord, est calculé désormais comme la différence entre la TRS et le PEG Nord.

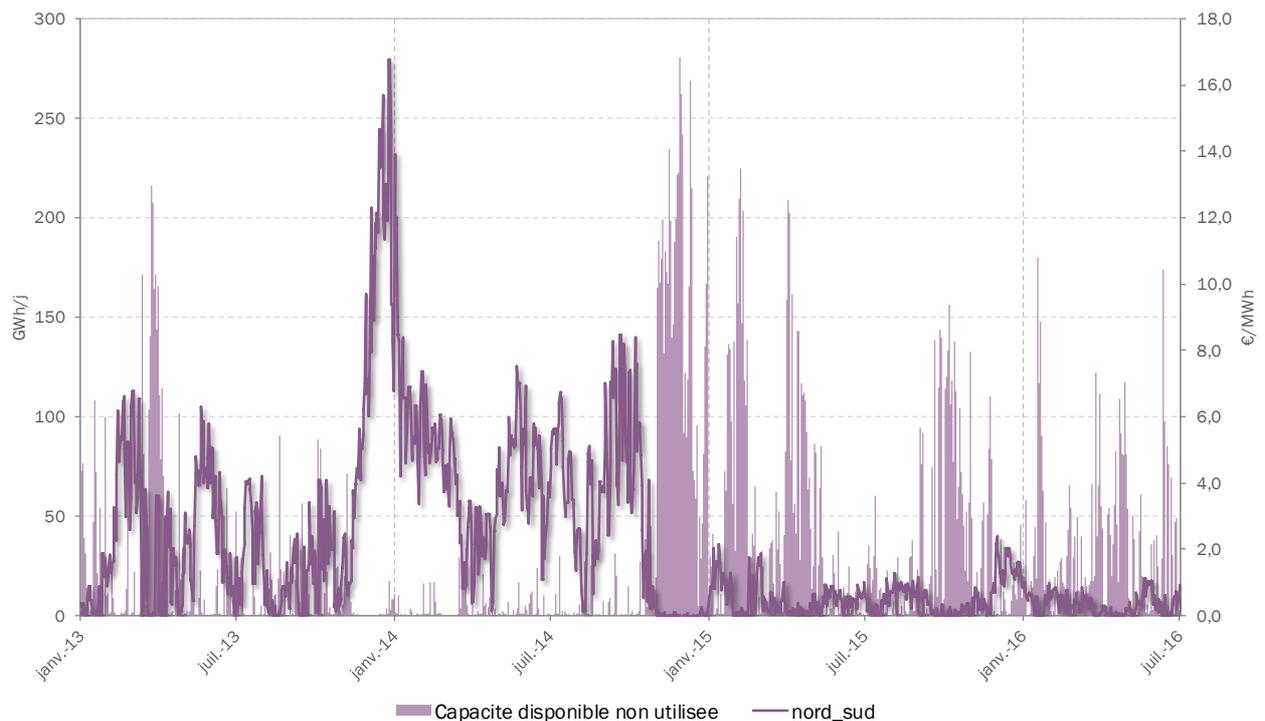
notamment par le retour du GNL dans ce marché dans un contexte où les possibles arbitrages avec les marchés asiatiques avaient diminué compte tenu de la réduction de l'écart de prix entre ces deux zones de marché (Graphique 42).

Graphique 43 : Évolution du Spread Nord/Sud sur le marché spot



Source : Powernext (indices EOD) ; Analyse : CRE

Graphique 44 : Utilisation de la liaison nord-vers-sud vs Spread Nord/Sud

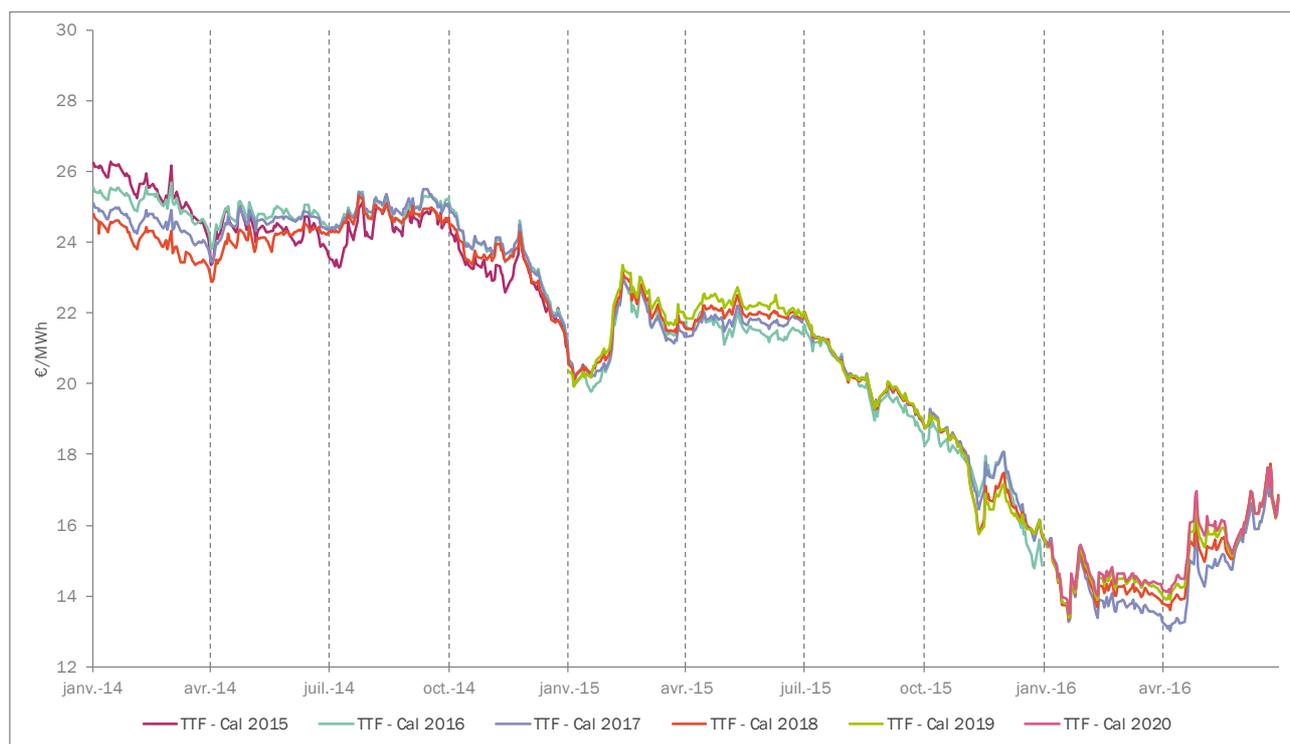


Sources : Powernext (indices EOD), GRTgaz ; Analyse : CRE

2.4 Une tendance comparable à celle du marché spot sur les marchés à terme

Les prix à terme européens ont suivi l'évolution globale des autres énergies, affichant une forte baisse tout au long de l'année 2015 et un rebond à partir du 2^{ème} trimestre 2016 (Graphique 45 et Section II). Au 1^{er} semestre 2016, la baisse différenciée entre les différentes maturités, plus marquée sur les maturités les plus proches qui sont impactées à la fois par des facteurs de court terme (Section II) et de long terme, a accentué la forme croissante de la courbe : l'écart entre les produits TTF (Pays-Bas) calendaires 2017 et 2020 est passé de 0,14 €/MWh en janvier à 1,15 €/MWh en avril 2016 (Graphique 45). Cet écart s'est à nouveau réduit au 2^{ème} trimestre 2016 avec la hausse généralisée des prix du gaz européens, soutenue en partie par le rebond des prix du pétrole.

Graphique 45 : Prix à terme en Europe

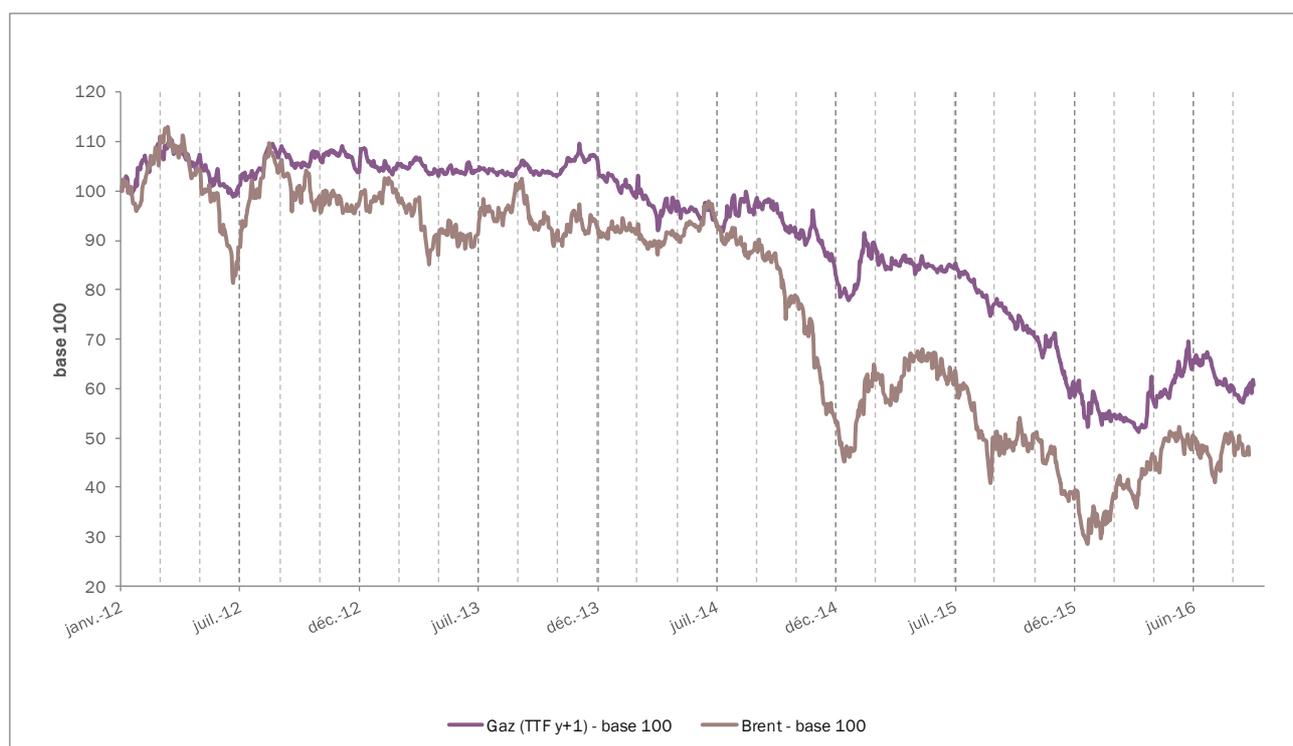


Source : ICIS Heren ; Analyse : CRE

En 2015, l'écart entre les prix du gaz et les prix du pétrole s'est creusé dans un contexte de déclin très rapide des prix du brut (Graphique 46). L'influence directe des prix du pétrole sur les marchés gaziers européens est désormais limitée compte tenu de la généralisation de l'indexation des contrats à long terme sur des indices gaziers, au détriment d'une indexation sur le pétrole⁴⁸.

⁴⁸ A titre d'exemple, la formule tarifaire permettant d'estimer la part matière des coûts d'approvisionnement en France d'ENGIE, représentative de ses contrats de long terme, comporte une indexation marché de 77,6% au 1^{er} juillet 2016.

Graphique 46 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix du pétrole

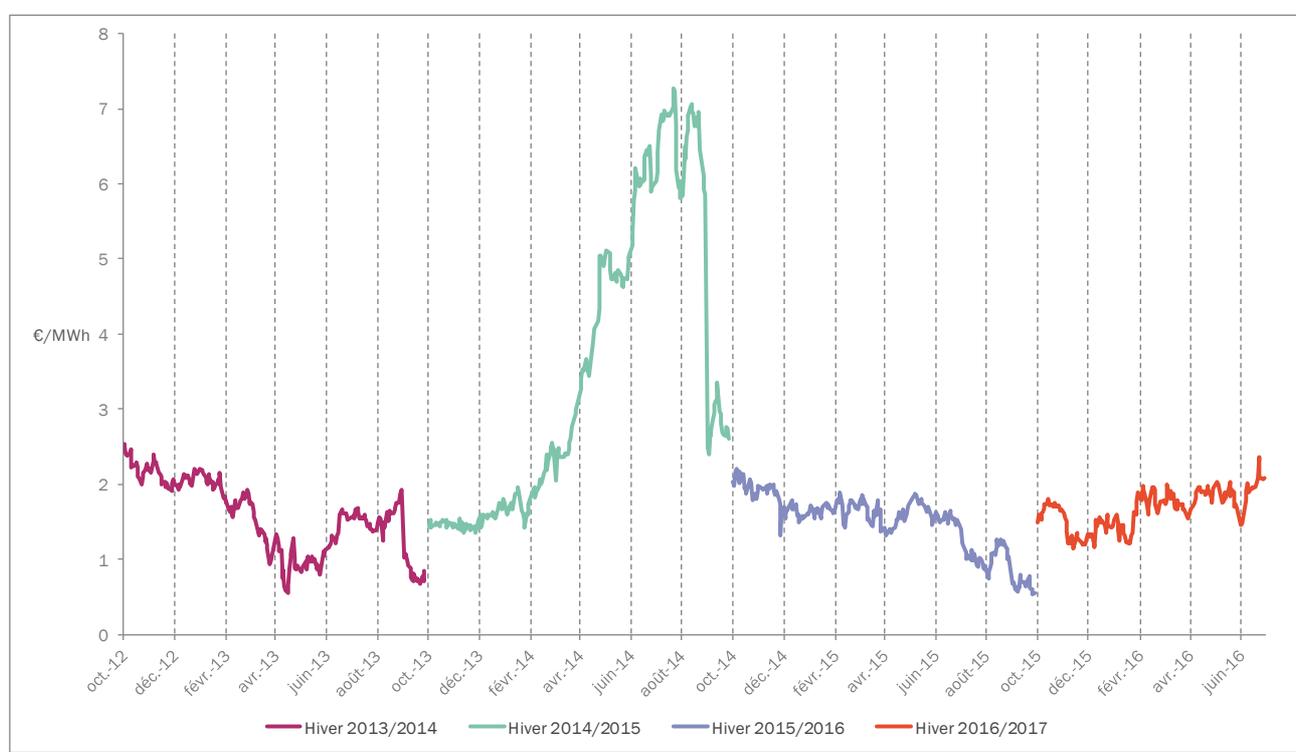


Sources : ICIS Heren, Reuters ; Analyse : CRE

2.5 Un spread été/hiver qui reste très bas

Après avoir connu une forte augmentation en 2014, sous l'effet des risques d'approvisionnement pour l'hiver liés aux tensions en Ukraine⁴⁹, l'écart de prix été/hiver a fortement diminué en 2015 et reste très faible en 2016 (Graphique 47).

Graphique 47 : Spread Été/hiver en France



Source : ICIS Heren ; Analyse : CRE

Cet écart reflète l'intérêt économique pour les acteurs de marché d'utiliser les stockages souterrains afin d'injecter durant l'été et de soutirer durant l'hiver. Ainsi, il peut expliquer le remplissage élevé des stockages français à l'entrée de l'hiver 2014/2015 et son déclin pour l'hiver 2015/2016⁵⁰ (Graphique 39).

La faiblesse du *Spread* été/hiver en Europe s'explique principalement par les conditions confortables d'approvisionnement des marchés, par la demande toujours faible et par les conditions climatiques d'hiver qui limitent sa saisonnalité.

3. LE NÉGOCE SUR LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ EN FRANCE : PROGRESSION DES ÉCHANGES SUR LE MARCHÉ SPOT ET À TERME

3.1 Légère hausse des livraisons aux PEG, plus marquée au Nord qu'au TRS

Le commerce de gros du gaz en France s'effectue par des échanges de gré à gré, conclus directement entre les parties ou par l'intermédiaire de courtiers, ou dans le cadre du marché organisé Powernext.

Les échanges sur le marché de gros français se matérialisent aux Points d'Échange Gaz (PEG), des points virtuels où les acteurs livrent du gaz à leurs contreparties selon leurs obligations. À la suite de la fusion entre les PEG Sud et TIGF, ayant pris effet le 1^{er} avril 2015⁵¹, le marché français est organisé aujourd'hui en deux places de marché : le PEG Nord, rattaché à la zone d'équilibrage Nord, et la TRS rattachée aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF.

⁴⁹ Voir Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel 2014-2015 (<http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-marches-de-gros-2014-2015>)

⁵⁰ Des facteurs réglementaires, tels que les obligations de stockage, expliquent également les changements observés en termes de remplissage des stockages français (voir décret N°2014-328 du 12 mars 2014).

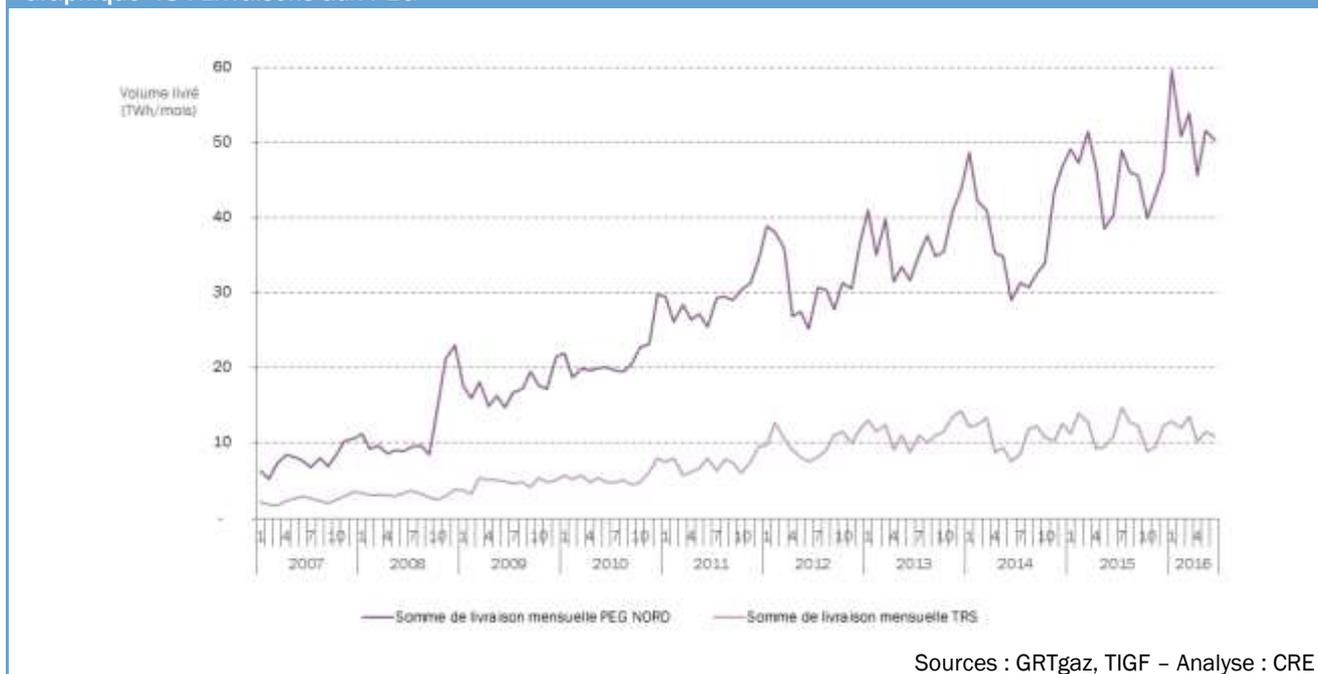
⁵¹ Conformément aux délibérations de la CRE du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012

Le présent rapport fait une distinction entre volumes négociés sur les marchés intermédiés et les livraisons physiques aux PEG :

- les marchés intermédiés comprennent l'ensemble des contrats conclus entre les différents acteurs par l'intermédiaire de la bourse ou des courtiers ;
- les livraisons aux PEG regroupent les livraisons journalières nettes faites entre couples d'acteurs aux PEG.

En 2015, les livraisons aux PEG ont continué leur croissance observée depuis 2005 (Graphique 48). Cependant, l'évolution de celles-ci se fait à un rythme différent par place de marché. Ainsi, la croissance des volumes livrés au PEG Nord est très importante en 2015, avec 21 % d'augmentation par rapport à 2014, alors qu'à la TRS les livraisons n'augmentent que de 6 % par rapport à 2014 et ne dépassent que légèrement celles observées en 2013.

Graphique 48 : Livraisons aux PEG



La forte progression des volumes livrés continue au S1 2016 sur l'ensemble des PEG avec une croissance de 13 % par rapport au S1 2015.

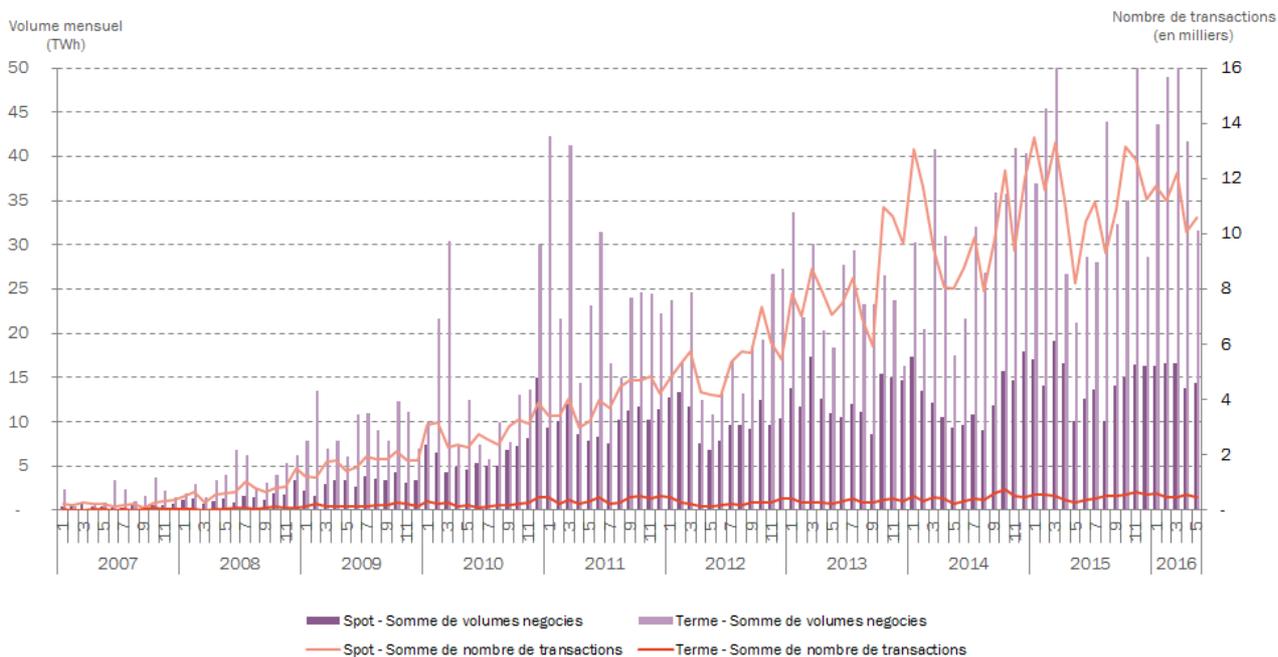
3.2 Croissance des échanges spot et à terme en 2015

L'activité sur les marchés intermédiés français est en forte croissance en 2015 avec des volumes globaux en hausse de 15 % par rapport à 2014 et un nombre de transactions en hausse de 13 %. Pour autant, sur les marchés à terme, ces chiffres sont fortement différenciés par produit. En effet, on observe une forte progression des produits annuels et trimestriels, en hausse respectivement de 282 % et 33 % contre une baisse des produits saisonniers de -11 %.

Au premier semestre 2016, l'activité des marchés intermédiés français continue sa croissance, à un rythme moins important, les volumes échangés étant en hausse de 3 % par rapport au S1 2015 malgré une baisse du nombre de transactions de 3 %. De même qu'en 2015, l'évolution observée par maturité n'est pas homogène avec une activité sur les produits à terme en forte hausse contre une stabilité pour les produits spot (Graphique 49).

En 2014 les volumes échangés avaient été pour la première fois depuis l'ouverture des marchés supérieurs aux consommations. L'année 2015 s'inscrit dans cette continuité avec un ratio Volume échangés / Consommation de 1,24 contre 1,16 en 2014. Cette hausse s'explique par une croissance plus rapide des échanges intermédiés (+15 %) par rapport à la consommation (+8 %). Cette tendance haussière se confirme sur le S1 2016 avec une hausse de ce ratio à 1,24 contre 1,11 pour le S1 2015.

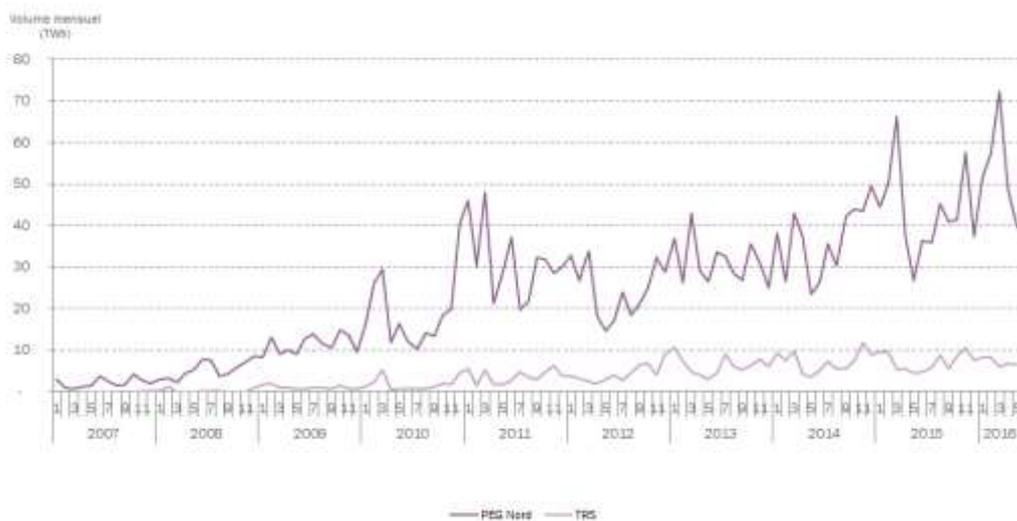
Graphique 49 : Évolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français



Sources : Powernext, Courtiers – Analyse : CRE

La croissance des volumes s'est faite exclusivement au PEG Nord, avec une hausse de 18 % des volumes échangés en 2015 par rapport à 2014 contre un hausse de seulement 0,22 % pour la TRS

Graphique 50 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédiaire



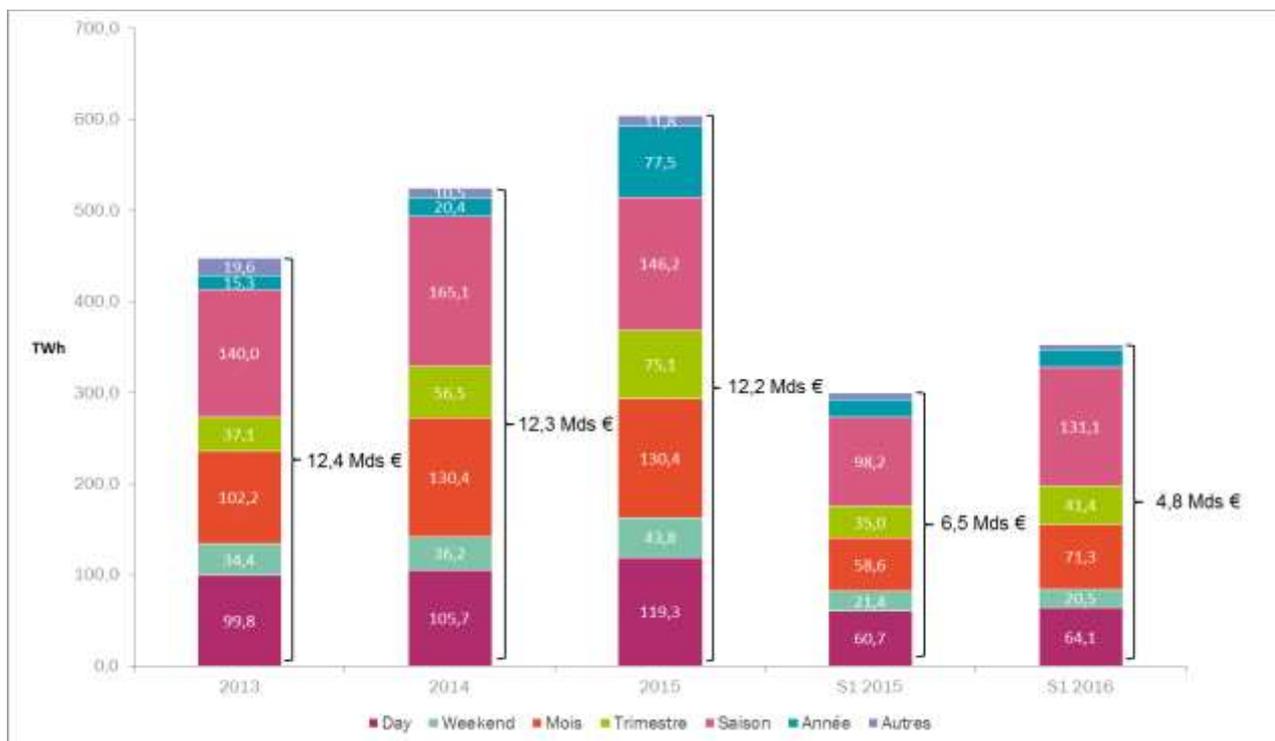
Sources : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

La hausse des volumes échangés en 2015 est significative notamment sur les produits annuels et trimestriels qui gagnent respectivement environ 282 % et 33 % (Graphique 52). Malgré la hausse des volumes échangés sur les

marchés français intermédiés en 2015, la baisse des prix de gros du gaz a pour conséquence une baisse en valeur de -1.5 % de ces échanges. Cette baisse en valeur est particulièrement marquée au premier semestre 2016 à -25 %.

Au premier semestre 2016, la tendance se confirme avec une hausse généralisée des volumes échangés, notamment avec un rebond des échéances saisonnières et mensuelles (Graphique 51).

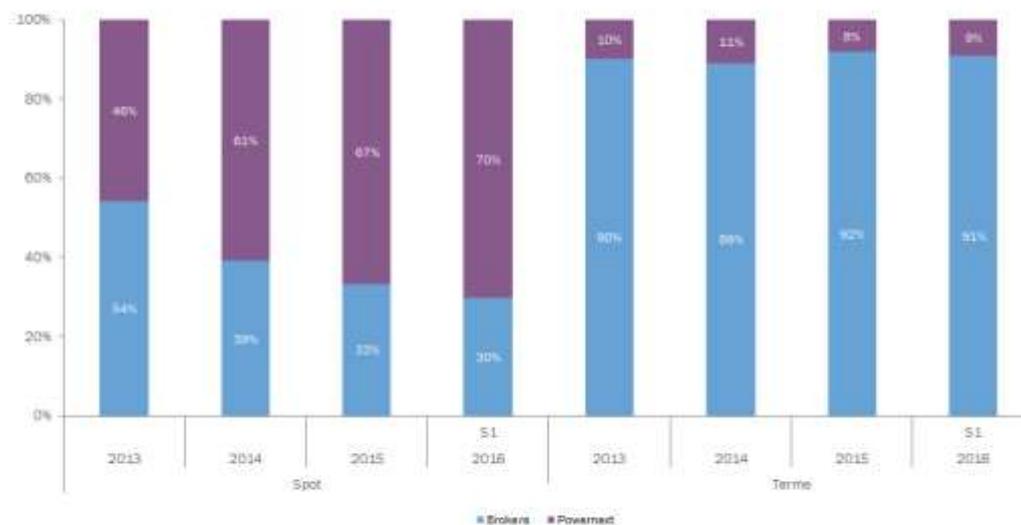
Graphique 51 : Volumes négociés sur le marché intermédié français



Sources : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

La bourse Powernext continue sa croissance en volume (+14 %), principalement sur le marché spot (+26 %) (Graphique 52), et a fortement diversifié son offre au cours de l'année 2015 et du S1 2016, avec notamment le lancement de produits, sur de nouveaux marchés (ZTP, ZEE, PSV, NBP, etc.) et la création d'une nouvelle plateforme non-MTF en juillet 2016. Néanmoins sur le segment à terme, son activité ralentit (-13 %) alors que la part de marché des courtiers augmente avec un volume en hausse de 19 %. L'activité des courtiers sur le segment spot est stable avec une baisse de 2 % des volumes traités.

Graphique 52 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation



Sources : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

3.3 Stabilité des indices de concurrence en 2015

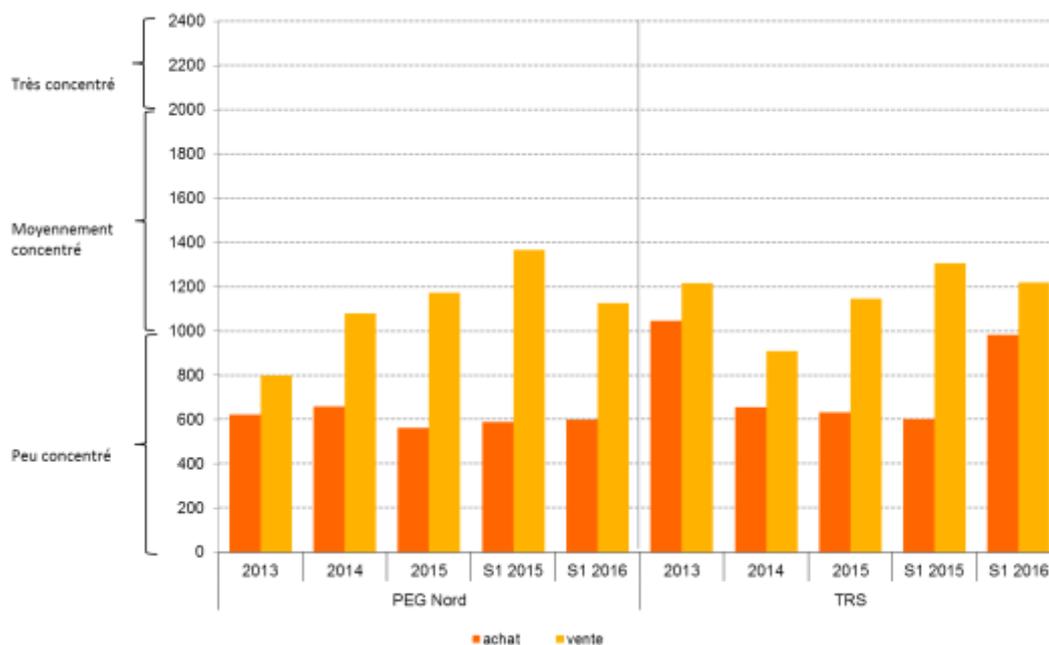
L'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) permet de mesurer le niveau de concentration d'un marché et constitue un indicateur de sa liquidité et de son développement.

Les indices HHI des marchés de gros du gaz en France (Graphique 53 et Graphique 54) sont caractéristiques d'un marché moyennement concentré. Les niveaux de concentration sont similaires sur le segment spot et sur le marché à terme entre les places de marché Nord et Sud, avec néanmoins une concentration à la TRS sur le S1 2016 plus forte à l'achat sur le segment spot et plus forte à la vente sur le marché à terme.

À partir de 2014, les concentrations sur le segment court terme des places de marché Nord et Sud ressortent équivalentes à l'achat et à la vente, ce qui marque un net changement par rapport aux années précédentes. De plus les concentrations sur les deux marchés se différencient fortement entre l'achat et la vente avec des très faibles niveaux de concentration à l'achat et des niveaux moyens à la vente. Néanmoins, on observe un niveau de concentration à l'achat à la TRS en très forte augmentation au S1 2016.

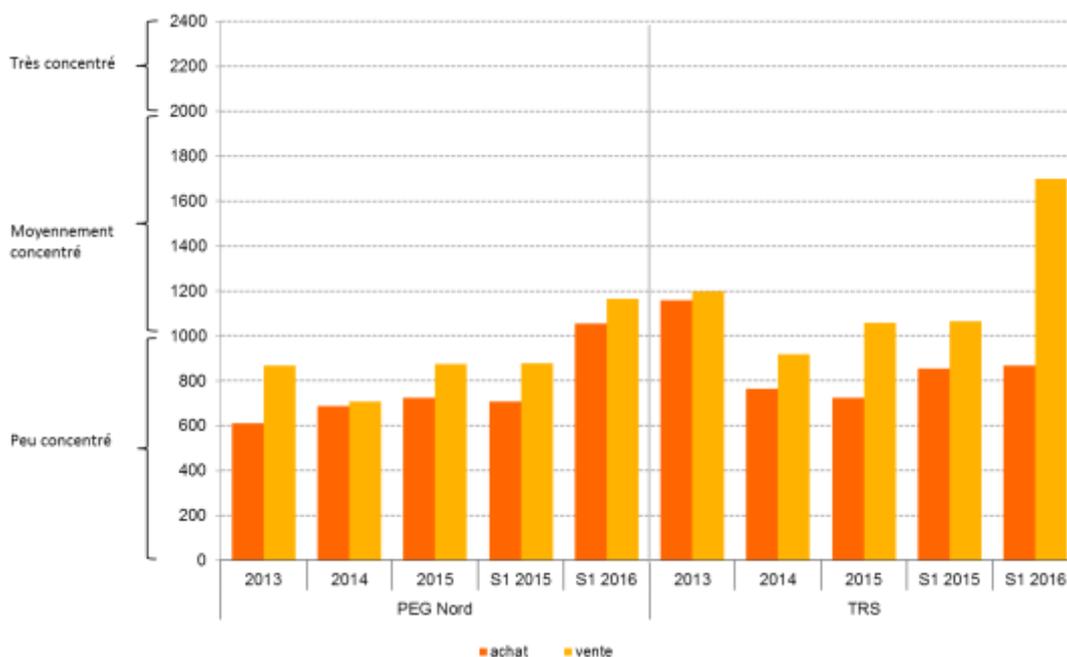
Sur le marché à terme, l'indice se maintient à un niveau de concentration faible au PEG Nord en 2015 et est en légère hausse au S1 2016. A la TRS, après avoir atteint des niveaux de concentrations similaires à ceux du PEG Nord en 2015, celle-ci présente une très forte augmentation sur les ventes au S1 2016.

Graphique 53 : Indices de concentration du marché intermédié français (Marché spot)



Sources : Powernext, courtiers – Analyse CRE

Graphique 54 : Indices de concentration du marché intermédié français (Marché à terme)



Sources : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

Le nombre d'acteurs présent sur le marché français continue à croître en 2015 mais affiche une forte baisse au S1 2016 (Tableau 18). Le nombre d'expéditeurs présents aux interconnexions et aux Points d'Interface Transport

Distribution (PITD) suit le même rythme. Le nombre d'acteur présent au PITS et au PITD reste stable en 2015 et au S1 2016.

Sur le marché des terminaux méthaniers, il ne reste plus que deux acteurs depuis 2013 (Tableau 19).

Tableau 18 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français

	2011	2012	2013	2014	2015	S1 2016
PEG	66	68	75	87	92	83
PIR	47	46	46	52	56	46
PITD	25	28	26	33	33	34
PITS	37	38	27	39	38	38
Terminaux méthaniers	6	5	2	2	2	2

Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Tableau 19 : Nombre d'acteurs actifs ayant importé des volumes via les terminaux méthaniers

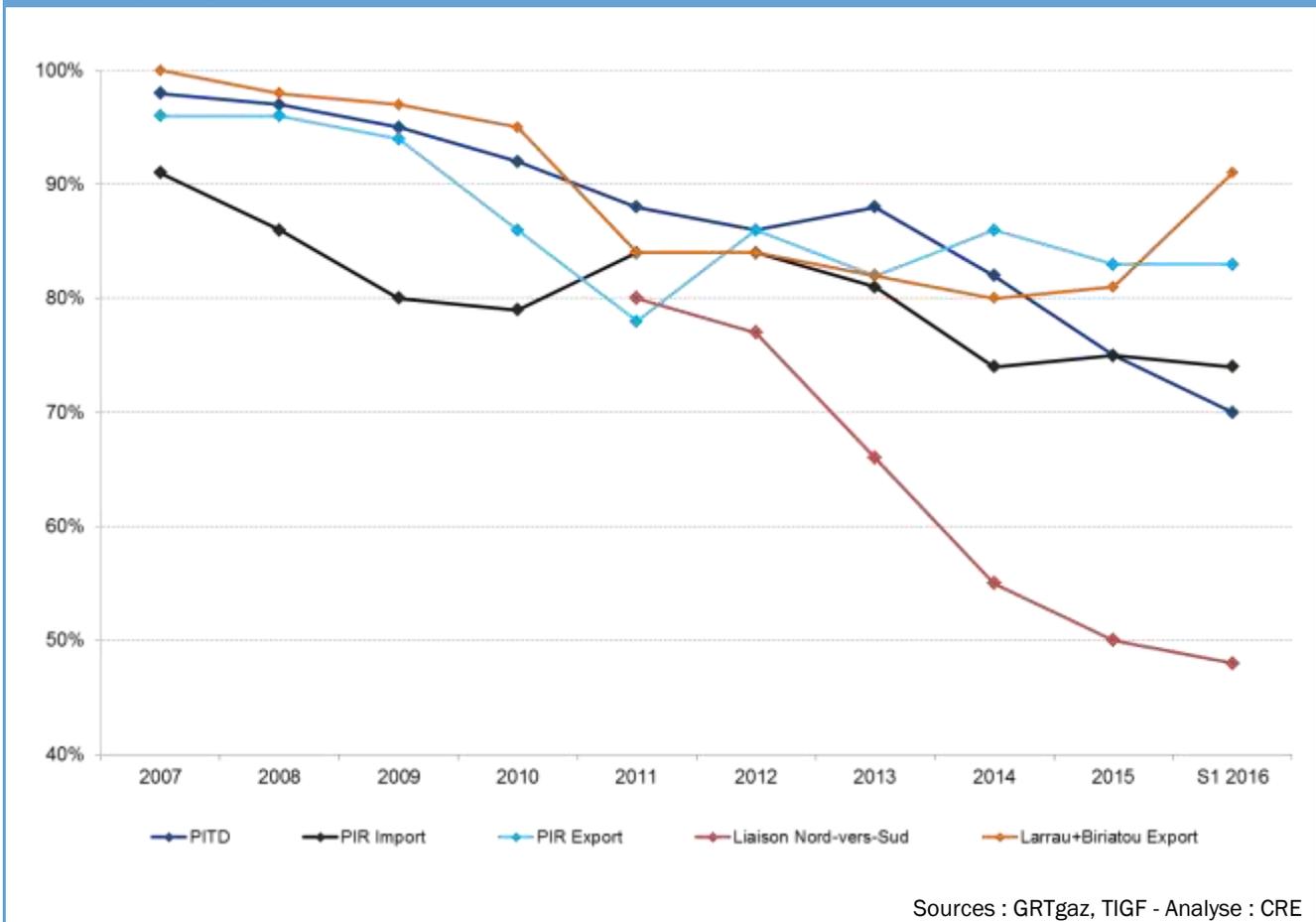
	2011	2012	2013	2014	2015	S1 2016
Montoir	4	2	1	1	1	1
Fos Tonkin	2	2	1	1	1	1
Fos Cavaou	3	3	2	2	2	2
Total	6	5	2	2	2	2

Sources : Elengy, Fosmax LNG – Analyse : CRE

Hormis la liaison Nord-Sud, les parts de marché des trois principaux acteurs dans l'utilisation des infrastructures restent à des niveaux élevés (Graphique 55). Après avoir évolué en baisse depuis 2007, la part des trois principaux acteurs dans les nominations aux interconnexions (PIR) se sont stabilisées autour de 75 % à l'export et de 85 % à l'import. Néanmoins au niveau des PITD, point d'interface avec les réseaux de distribution, celle-ci continue sa baisse entamée en 2007 malgré le léger rebond observé en 2013, ce qui montre l'impact de l'ouverture du marché et d'une concurrence accrue entre les fournisseurs auprès des clients finaux.

Sur la liaison Nord-Sud, après une chute rapide des parts de trois acteurs principaux en 2013 et 2014, du fait notamment de la demande très importante entraînée par les tensions en zone Sud, l'année 2015 et le S1 2016 ne présentent qu'une légère diminution de celles-ci.

Graphique 55 : Part de marché agrégée des trois principaux acteurs calculée sur la base de nominations sur les différentes infrastructures



INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Classification simplifiée des produits énergétiques de gros et instruments financiers (MiFID II)	18
Graphique 2 : Articulation avec la réglementation financière des produits énergétiques de gros	20
Graphique 3 : Évolution des prix des commodités	24
Graphique 4 : Évolution du cours du pétrole	25
Graphique 5 : Températures.....	27
Graphique 6 : Accumulation du surplus de quotas de CO ₂ depuis 2008	28
Graphique 7 : Evolution du prix du quota de CO ₂	29
Graphique 8 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2015 [2014].....	32
Graphique 9 : Consommation en France	33
Graphique 10 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français	34
Graphique 11 : Taux de production de la filière hydraulique.....	35
Graphique 12 : Volumes trimestriels échangés aux frontières.....	36
Graphique 13 : Solde exportateur	36
Graphique 14 : Echanges commerciaux avec l'Espagne (exports = valeurs négatives)	37
Graphique 15 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	38
Graphique 16 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	39
Graphique 17 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spreads</i> spot pointe	40
Graphique 18 : Taux de production de la filière gaz.....	40
Graphique 19 : Taux de production de la filière charbon.....	41
Graphique 20: Marginalité des différentes filières de production en 2015	42
Graphique 21 : Ecart moyen entre les prévisions de disponibilité et la prévision J-1.....	43
Graphique 22 : Evolution des prix <i>day-ahead</i> en France (moyenne hebdomadaire des prix)	45
Graphique 23 : Prix spot et marge prévisionnelle en J-1 du système électrique français en 2015 et au premier semestre 2015	46
Graphique 24 : Volatilité des prix <i>day-ahead</i>	46
Graphique 25 : Taux de couplage trimestriel des prix horaires avec les pays couplés.....	48
Graphique 26 : Prix spot France et Allemagne (Moyenne mensuelle)	49
Graphique 27 : Prix spot France et Belgique (moyenne mensuelle)	49
Graphique 28 : Prix des produits Y+1 en Europe	50
Graphique 29 : Prix et écart entre les produits calendaires français et allemand	51
Graphique 30 : Volatilité des prix des produits calendaires	52
Graphique 31 : Evolution des prix des produits calendaires pour les trois années à venir en France	53
Graphique 32 : Focus sur l'évolution récente des prix des produits calendaires en France	54
Graphique 33 : Volumes échangés sur les marchés de gros	55
Graphique 34 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme.....	56
Graphique 35 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédié	56
Graphique 36 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2015 [2014].....	59
Graphique 37 : Consommation des sites fortement modulés.....	60

Graphique 38 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)	61
Graphique 39 : Niveaux des stocks en France	62
Graphique 40 : Provenance de l'approvisionnement français de gaz naturel	63
Graphique 41 : Prix spot du gaz en Europe.....	64
Graphique 42 : Prix mondiaux du gaz	65
Graphique 43 : Evolution du Spread Nord/Sud sur le marché spot.....	66
Graphique 44 : Utilisation de la liaison nord-vers-sud vs <i>Spread</i> Nord/Sud	66
Graphique 45 : Prix à terme en Europe.....	67
Graphique 46 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix du pétrole	68
Graphique 47 : <i>Spread</i> Été/hiver en France.....	69
Graphique 48 : Livraisons aux PEG	70
Graphique 49 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français.....	71
Graphique 50 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié	71
Graphique 51 : Volumes négociés sur le marché intermédié français	72
Graphique 52 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation	73
Graphique 53 : Indices de concentration du marché intermédié français (Marché spot)	74
Graphique 54 : Indices de concentration du marché intermédié français (Marché à terme)	74
Graphique 55 : Part de marché agrégée des trois principaux acteurs calculée sur la base de nominations sur les différentes infrastructures	76

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Capacités de production installées en France	8
Tableau 2 : Production des différentes filières technologiques en France.....	8
Tableau 3 : Importations et exportations en France	9
Tableau 4 : Clean dark et spark spread et charbon	9
Tableau 5 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français	9
Tableau 6 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité	10
Tableau 7 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité.....	11
Tableau 8 : Importations et exportations en France	11
Tableau 9 : Fondamentaux du marché du gaz en France.....	12
Tableau 10 : Prix du gaz en France	12
Tableau 11 : Négoce du gaz en France.....	13
Tableau 12 : Statistiques es échanges sur le marché intermédié français.....	13
Tableau 13 : Evolution de la capacité installée des filières renouvelables	37
Tableau 14 : Disponibilités prévisionnelles de différentes filières en 2015	43
Tableau 15 : Prix moyen <i>day-ahead</i> et <i>intraday</i>	44
Tableau 16 : Part du négoce par plateforme et par échéance	54
Tableau 17 : Répartition des acteurs du marché de gros de l'électricité en France.....	57
Tableau 18 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français.....	75
Tableau 19 : Nombre d'acteurs actifs ayant importé des volumes via les terminaux méthaniers.....	75

