



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

Rapport 2014-2015

Novembre 2015

Sommaire

Synthèse	5
Chiffres clés	8
1 Marché de l'électricité	8
2 Marché du gaz	12
SECTION I : REMIT et les activités de surveillance de la CRE	14
1 Le début de la mise en œuvre opérationnelle de REMIT	14
2 L'articulation avec la réglementation financière	16
3 Le début d'enregistrement au niveau national et de la collecte de données par l'ACER	17
4 Une collecte de données prévue en deux temps	18
5 Un cadre national de surveillance précisé par les dispositions législatives et réglementaires	19
SECTION II : Contexte et tendances des marchés de l'énergie	20
1 Une année marquée par la forte baisse des prix des matières premières	20
2 Une demande fortement affectée par les conditions climatiques	22
3 L'essor des énergies renouvelables	23
4 Une hausse des prix du CO₂ dans un contexte de réforme du marché européen des quotas d'émission	25
4.1 Un surplus de quotas en circulation qui se résorbe en 2014 du fait de la mise en place de réformes structurelles	25
4.2 Un prix du quota d'émission en légère augmentation.....	28
SECTION III : Les marchés de gros de l'électricité	30
1 Les fondamentaux du marché de gros de l'électricité : un équilibre offre-demande détendu	30
1.1 Une forte baisse des injections et soutirages sur le réseau en 2014 dans un contexte de baisse de la consommation	30
1.2 Une très bonne disponibilité du parc nucléaire français permettant un niveau d'exportation élevé.....	31
1.3 Une production issue des « nouvelles » énergies renouvelables (hors hydraulique) qui dépasse pour la première fois la production thermique fossile en 2014, tandis que la filière hydraulique présente une bonne disponibilité	34
1.4 Des rentabilités positives au cours de l'hiver 2014/15 des centrales à gaz, favorisant leur production à la pointe.....	36

1.5	Une marge confortable du système en 2014, du fait du climat	39
1.6	La filière nucléaire marginale pendant plus du quart du temps en 2014 et plus présente sur le mécanisme d'ajustement	41
1.7	Le dispositif de transparence : la surévaluation des prévisions de disponibilité en 2014 reste comparable à celle de 2013.....	43
2	Des prix de gros en baisse	44
2.1	Le marché spot marqué par la forte baisse des prix.....	44
2.2	Le marché à terme sous l'influence de la baisse des prix des matières premières	52
3	Le développement des principaux segments du marché de gros : forte augmentation des volumes échangés.....	56
3.1	Une hausse des volumes échangés de 70 % en 2014.....	56
3.2	Le lancement du mécanisme de capacité	59
	SECTION IV : Les marchés de gros du gaz	60
1	Bilan du système gazier : forte baisse de la consommation	60
1.1	Une consommation en baisse du fait du contexte climatique.....	60
1.2	La baisse de la production de gaz en Europe	65
2	Des prix de gros du gaz influencés par les baisses de la demande et des prix des autres matières premières	66
2.1	Des prix spot en baisse en France et en Europe.....	66
2.2	Une convergence des prix du GNL en Europe, Asie et Amérique du Sud	67
2.3	La disparition durable du différentiel de prix entre les zones Nord et Sud	70
2.4	Des prix à terme en forte baisse	73
2.5	Un différentiel de prix été / hiver particulièrement élevé en 2014 et faible en 2015	75
3	Le négoce sur les marchés de gros du gaz en France : poursuite du développement des échanges et de la concurrence	76
3.1	La fusion entre les places de marché PEG Sud et TIGF	76
3.2	Des livraisons aux PEG toujours en hausse.....	77
3.3	Une baisse des échanges sur le segment spot en 2014 mais progression des échanges à terme	78
3.4	Des indices de concentration caractéristiques d'un marché concurrentiel	81
	Table des graphiques.....	86
	Table des tableaux	89
	Table des encadrés	90

Synthèse

Début du déploiement opérationnel de REMIT

Les activités de surveillance des marchés de gros menées par la CRE au plan national s'inscrivent dans le cadre européen du règlement européen dit REMIT (*Regulation on wholesale energy market integrity and transparency*), relatif à l'intégrité et la transparence des marchés de gros européens de l'énergie. En vigueur depuis décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés. Il confère à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) la surveillance de l'ensemble des marchés de l'Union européenne, en coopération avec les régulateurs nationaux. Ces derniers sont en charge de la conduite des enquêtes en cas de suspicion d'infraction.

Fortement impliquée dans tous les travaux relatifs à ce règlement, la CRE participe activement à la phase actuelle de déploiement opérationnel de REMIT. Le 7 janvier 2015 marque en effet un tournant opérationnel avec l'entrée en vigueur du règlement d'exécution concernant la collecte des données transactionnelles sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité. Ce règlement fixe comme dates clés les 7 octobre 2015 et 7 avril 2016 pour le début de la collecte par l'ACER, en fonction de la nature des contrats échangés, la collecte ayant concrètement démarré depuis le 7 octobre pour les données transactionnelles standard.

Avant de transmettre leurs données transactionnelles, les acteurs de marché doivent au préalable s'enregistrer auprès de l'ACER par l'intermédiaire de leur régulateur national, en transmettant notamment les informations sur la structure de leur groupe, son actionnariat et les liens éventuels entre ses filiales. Comme le dispose le règlement REMIT, cet enregistrement est indispensable pour effectuer des transactions sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité.

Au plan national, la CRE est dotée des compétences nécessaires pour surveiller les marchés de gros de l'électricité et du gaz, mener des enquêtes en cas de suspicion d'abus de marché et sanctionner les manquements éventuels. Dans ce contexte, la CRE a effectué, au cours de l'année 2014 et du premier semestre 2015, 30 demandes d'informations auprès des acteurs de marché. Deux enquêtes formelles sont par ailleurs en cours, une concernant l'électricité et une concernant le gaz.

Une conjoncture des marchés de gros de l'énergie marquée par la baisse des prix des matières premières et une détente sur l'équilibre offre-demande tant en électricité qu'en gaz

Les activités de surveillance de la CRE se sont inscrites depuis début 2014 dans le contexte d'une conjoncture des marchés de l'énergie marquée par une nette diminution des événements inhabituels de marché et, en particulier par l'absence de pics de prix, épisodes sur lesquels la CRE mène des analyses approfondies de façon systématique.

La baisse des prix des matières premières est généralisée, avec en particulier une décline des prix du pétrole, du charbon et du gaz. Le prix du pétrole a fortement reculé à partir du deuxième semestre 2014 dans le contexte du ralentissement de la croissance économique et du surplus de l'offre lié à l'exploitation des gaz et pétrole de schiste américains.

Le climat, impactant de façon spécifique la demande en électricité et en gaz, a été particulièrement clémente en 2014, contribuant à la détente de l'équilibre offre-demande. L'hiver doux a ainsi limité l'usage du chauffage en Europe et les températures modérées en été ont réduit le recours à la climatisation. Ce contexte climatique a eu des effets très importants sur la demande de gaz et d'électricité en France, en baisse par rapport à 2013 de respectivement 16 % et 6 %.

L'évolution du prix du quota de CO₂, à la hausse, marque une exception par rapport à la tendance baissière des matières premières. En augmentation quasi continue depuis début 2014, le quota se situe actuellement à près de 8 € par tonne, contre des points bas à moins de 3 € en 2013. Même si le niveau actuel reste bas, il reflète la volonté de l'UE d'introduire des réformes structurelles (*backloading* et réserve de stabilité) permettant de résorber le surplus de quotas en circulation.

Marché de gros de l'électricité : baisse des prix spot, des prix à terme qui passent en dessous du plancher de l'ARENH et une forte croissance des volumes échangés sur le marché

Les marchés de gros de l'électricité en France ont été marqués par un équilibre offre - demande très détendu en 2014. La consommation a reculé, notamment du fait du contexte climatique et, du côté de l'offre, la disponibilité du parc nucléaire a été élevée. La production hydraulique s'est également située à un niveau satisfaisant et on constate par ailleurs une forte croissance de la production des filières d'énergie renouvelable (hors hydraulique), qui a dépassé pour la première fois en 2014 le niveau de la production thermique fossile. On peut noter toutefois que les niveaux relatifs des prix de l'énergie ont permis d'enregistrer des périodes de rentabilité positives des centrales à gaz, favorisant leur retour à la production en période de pointe au cours de l'hiver 2014-2015.

Les fondamentaux du système électrique français ont dans ces conditions permis de satisfaire la consommation tout au long de l'année avec une marge confortable du système, le recours aux importations n'ayant eu lieu en 2014 que dans une logique d'optimisation. La filière nucléaire a été marginale pendant plus du quart du temps en 2014. Ce contexte a dopé les exportations avec un solde exportateur atteignant un niveau très élevé (65,1 TWh).

Ces conditions ont également permis en 2014 une baisse de 20 % des prix spot, qui se sont établis en moyenne à 34,6 €/MWh. Aucun pic de prix positif n'a été observé sur le marché spot, les occurrences de prix négatifs ayant par ailleurs été rares (8 heures en 2014).

Sur les marchés à terme, les prix de l'électricité ont aussi connu une tendance baissière en 2014, surtout à partir de la fin de l'année. Après le contexte de stabilisation des prix calendaires autour de 42 €/MWh, pour lequel la CRE a rendu publics des éléments d'analyse dans son rapport de surveillance précédent, les prix sont en effet passés en dessous de ce niveau depuis la fin de 2014. Les prix à terme se situaient à la fin du mois de septembre 2015 à des niveaux proches de 38 €/MWh et ce pour les échéances à un, deux et trois ans.

Ce contexte a contribué à la nette diminution des souscriptions de volumes ARENH et à la croissance des volumes échangés sur les marchés de gros. Ceux-ci ont progressé de 70 % en 2014, la progression étant marquée sur les derniers mois de 2014 et le premier semestre 2015. Cette situation est propice au développement de la liquidité des marchés de gros de l'électricité et au renforcement de l'activité et de la concurrence des offres entre acteurs sur les différents segments du marché de gros.

Marchés de gros du gaz : baisse des prix avec en particulier une résorption durable du différentiel entre les zones Nord et Sud et poursuite du développement des échanges sur les marchés de gros

Les marchés de gros du gaz en France ont été marqués, tout comme l'électricité, par une baisse de la consommation liée au contexte climatique, ainsi que par la baisse généralisée des prix des matières premières. Le GNL a connu une disponibilité accrue sur les marchés mondiaux et les stocks européens se sont maintenus à des niveaux élevés. Ces conditions ont permis, au niveau global, de rapprocher les prix des différentes zones (Europe, Asie, Amérique du Sud) et, au niveau européen, d'assurer une bonne convergence des prix entre différentes places de marché.

Les prix spots en France ont dans ces conditions baissé, notamment au cours du premier semestre 2014, puis fluctué dans une fourchette de 20 à 25 €/MWh. Des évolutions similaires sont constatées sur les prix à terme. Les craintes liées au conflit en Ukraine ont maintenu les prix d'hiver à des niveaux relativement élevés et incité au remplissage des stockages, ce qui a accentué la saisonnalité des prix.

Les bons niveaux de stocks, ainsi que le retour des approvisionnements en GNL, ont permis de décongestionner la liaison Nord-Sud à partir d'octobre 2014. Ainsi, l'écart de prix entre les zones Nord et Sud, qui avait dépassé les 10 €/MWh à plusieurs reprises à la fin de 2013 et en 2014, s'est nettement rétracté depuis octobre 2014 et ne dépasse désormais plus les 2 €/MWh.

S'agissant du négoce, la fusion entre les PEG Sud et TIGF a pris effet le 1^{er} avril 2015, sous la forme d'un seul point d'échange, la *Trading Region South* (TRS). Les expéditeurs n'ont plus à souscrire de capacité à l'interconnexion entre ces deux zones sur le point Midi, la gestion des flux physiques entre les réseaux et le calcul des déséquilibres des expéditeurs et de leur répartition sur les deux zones étant délégués respectivement à GRTgaz et à TIGF.

La création de la TRS améliore le fonctionnement du marché du gaz au sud de la France et favorise son développement. Elle constitue un pas décisif vers la création de la place de marché unique à horizon 2018.

Les livraisons aux PEGs continuent de progresser. Les volumes échangés sur les marchés intermédié continuent également de croître, même si le rythme de cette croissance ralentit par rapport aux années précédentes, passant de 31 % en 2013 à 3 % en 2014. La hausse observée est liée uniquement aux produits à terme. Elle amène le volume des échanges sur les marchés de gros du gaz à un niveau qui dépasse celui de la consommation, pour la première fois depuis l'ouverture des marchés.

Chiffres clés

1 Marché de l'électricité

Tableau 1 : Capacités de production installées en France

	Variation Annuelle 2014/2013				
	fin 2012	fin 2013	fin 2014	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	128,7	128,1	128,8	1%	0,7
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	0%	0,0
Hydraulique	25,4	25,4	25,4	0%	0,0
Thermique à combustible fossile	27,8	25,6	24,3	-5%	-1,3
Charbon	7,9	6,3	5,1	-20%	-1,2
Fioul	9,4	8,8	8,8	0%	0,0
Gaz	10,5	10,5	10,4	-0,5%	-0,1
Renouvelables (hors hydraulique)	12,4	14,0	16,0	15%	2,0
Eolien	7,4	8,1	9,1	12%	1,0
Photovoltaïque	3,5	4,3	5,3	22%	1,0
ENR thermique	1,4	1,5	1,6	8%	0,1

Source : RTE

Tableau 2 : Production des différentes filières technologiques en France

	Variation Annuelle 2014/2013					Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014			
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En Valeur
Production (TWh)	541,4	550,9	540,6	-2%	-10,3	275,3	282,3	3%	7,0
Nucléaire	404,9	403,7	415,9	3%	12,2	208,7	210,4	1%	1,7
Hydraulique	63,8	75,7	68,2	-10%	-7,5	37,9	36,3	-4%	-1,6
Thermique à combustible fossile	47,9	44,7	27,0	-40%	-17,7	13,0	18,1	40%	5,1
Charbon	18,1	19,8	8,3	-58%	-11,5	4,1	5,0	21%	0,9
Gaz	23,2	19,5	14,3	-27%	-5,2	6,9	11,3	63%	4,4
Fioul	6,6	5,4	4,4	-19%	-1,0	1,9	1,8	-6%	-0,1
Renouvelables (hors hydraulique)	24,8	26,8	29,5	10%	2,7	15,7	17,5	12%	1,8
Eolien	14,9	15,9	17,0	7%	1,1	9,5	10,2	8%	0,7
Photovoltaïque	4,0	4,6	5,9	28%	1,3	3,0	3,8	27%	0,8
ENR thermique	5,9	6,3	6,6	5%	0,3	3,2	3,5	9%	0,3

Source : RTE

Tableau 3 : Importations et exportations en France

	Variation Annuelle 2014/2013					Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014			
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Importations	29,1	31,8	27,2	-14%	-4,6	13,1	18,4	40%	5,3
Importations pointe (TWh)	12,6	13,7	11,9	-13%	-1,8	5,8	7,6	31%	1,8
Importations hors-pointe (TWh)	16,5	18,1	15,3	-15%	-2,8	7,3	10,8	48%	3,5
Exportations	73,3	79,1	92,3	17%	13,2	43,3	45,8	6%	2,5
Exportations pointe (TWh)	25,6	28,1	33,3	19%	5,2	15,6	16,9	8%	1,3
Exportations hors-pointe (TWh)	47,7	51,0	59,0	16%	8,0	27,7	28,9	4%	1,2
Solde exportateur	44,2	47,3	65,0	37%	17,7	30,2	27,4	-9%	-2,8

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2014 / 2013		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014	
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières, en TWh									
Allemagne	-8,7	-9,8	-5,9	-40%	3,9	-3,2	-6,3	97%	-3,1
Espagne	1,9	1,7	3,6	112%	1,9	0,1	2,3	2170%	2,2
Royaume-Uni	6,5	10,5	15,1	44%	4,6	7,5	7,3	-3%	-0,2
Belgique	11,9	12,9	16,5	28%	3,6	7,6	8,1	7%	0,5
Italie	15,1	15,3	19,3	26%	4,0	9,2	9,8	7%	0,6
Suisse	17,6	16,7	16,4	-2%	-0,3	9,1	6,2	-32%	-2,9
Total	44,2	47,3	65,0	37%	17,7	30,3	27,4	-10%	-2,9

Source : RTE

Tableau 4 : Indice de concentration (HHI) des différents segments du marché de gros de l'électricité en France

	HHI - Concentration du marché					
	2012		2013		2014	
	hors EDF	EDF inclus	hors EDF	EDF inclus	hors EDF	EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	306	511	326	581	295	648
OTC - ventes de blocs	387	519	417	620	355	725
Bourse - achats	525	593	381	423	528	530
Bourse - ventes	437	533	506	650	342	818
Injections						
Production	4372	8702	4128	8613	4835	8907
VPP	727		1223		3489	
ARENH	1656		1712		1656	
Importations	2110	1760	2258	1835	1403	1203
Soutirages						
Consommation clients finals	1382	6866	1451	6805	1773	6657
Pertes	1252	1177	1254	1220	1337	1181
Exportations	1019	1273	771	1036	1018	1101

Sources : RTE, EPEX SPOT, Courtiers

Tableau 5 : Bilan Injections – Soutirages du système électrique français

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2014 / 2013		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014	
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	453	478	466	-2%	-11,94	238	270	13%	32,01
ARENH, en TWh	61	64	71	11%	6,99	37	12	-66%	-24,38
VPP, en TWh	28	8	3	-64%	-5,44	2	0,3	-78%	-1,24
Imports, en TWh	29	32	27	-14%	-4,50	13	18	39%	5,17
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	455	462	435	-6%	-26,80	225	234	4%	9,41
Pompage, en TWh	6,7	7,1	7,9	11%	0,78	4,0	3,6	-9%	-0,34
Exports, en TWh	74	81	95	17%	13,99	45	47	5%	2,42
Pertes, en TWh	34	33	30	-9%	-2,85	16	16	0%	0,07

Source : RTE

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

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2014 / 2013		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014	
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	47,0	44,3	35,0	-21%	-9,3	35,3	39,4	12%	4,1
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	46,9	43,3	34,6	-20%	-8,6	34,6	38,8	12%	4,2
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	59,5	55,1	43,8	-20%	-11,3	44,0	46,5	6%	2,5
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	4,35	5,48	1,87	-66%	-3,61	2,26	8,60	281%	6,34
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	6,03	6,40	2,84	-56%	-3,56	3,70	9,50	157%	5,80
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	64%	47%	51%	-	4%	57%	26%	-	-31%
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	47,1	43,2	40,0	-7%	-3,14	37,6	35,8	-5%	-1,8
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	2,42	5,41	6,51	20%	1,10	4,76	5,00	5%	0,25
Prix Q+1 France, en €/MWh	48,7	43,9	42,0	-4%	-1,90	33,0	31,7	-4%	-1,3
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	2,41	5,57	7,60	37%	2,03	0,66	1,32	100%	0,66
Prix Y+1 France, en €/MWh	50,6	43,3	42,5	-2%	-0,85	42,4	38,8	-8%	-3,6
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	1,31	4,24	7,38	74%	3,14	7,09	6,74	-5%	-0,35
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,26	1,31	1,25	-4%	-0,05	1,28	1,22	-4%	-0,05
Allemagne	1,23	1,27	1,26	-1%	-0,01	1,28	1,27	-1%	-0,01

Sources : EPEX SPOT, EEX

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

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2014 / 2013		Valeurs semestrielles		Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014	
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	340	307	339	10%	32,1	165	230	40%	65,0
Ratio NEB/Consommation française	75%	66%	78%	-	11,5%	73%	98%	-	24,8%
Marché Spot, en TWh	84,8	83,6	106,4	47%	22,89	49,1	76,9	57%	27,81
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	3,3	4,3	5,2	21%	0,92	2,7	2,7	-1%	-0,02
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	70%	61%	72%	18%	0,11	75%	58%	-23%	-0,17
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	59,3	58,5	67,8	16%	9,34	31,5	49,9	58%	18,36
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	22,19	20,79	33,42	61%	12,64	14,87	24,34	64%	9,47
Marché à terme									
Volumes, en TWh	493,4	488,8	863,6	77%	374,8	373,2	588,9	58%	215,72
Part de marché Brokers	97,0%	96,4%	90,4%	-	-6,0%	94,7%	81,5%	-	-13,2%
Part de marché EEX	3,0%	3,6%	9,6%	-	6,0%	5,3%	18,5%	-	13,2%
Nombre de Transactions	53 893	51 157	89 070	74%	37913	39 893	59 374	49%	19 481
Part de marché Brokers	97,3%	96,7%	93,3%	-	-3,4%	96,2%	87,0%	-	-9,2%
Part de marché EEX	2,7%	3,3%	6,7%	-	3,4%	3,8%	13,0%	-	9,2%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	96,5	110,6	213,3	93%	102,68	82,6	149,1	80%	66,45
Nombre de Transactions	1955	2256	4139	83%	1883	1613	3089	92%	1476
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	71,4	47,8	96,3	102%	48,51	27,4	63,2	131%	35,85
Nombre de Transactions	1955	2256	4139	83%	1883	1613	3089	92%	1476
Produit M+1									
Volumes, en TWh	91,0	82,7	122,7	48%	39,96	64,3	91,5	42%	27,15
Nombre de Transactions	9141	8665	16467	90%	7802	7728	13248	71%	5520

Sources : EPEX SPOT, Courtiers, EEX

Tableau 8 : Clean dark et spark spread et charbon

				Variation annuelle 2014/2013		Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014			
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Charbon (€/t)	80,5	67,1	58,9	-12%	-8,2	59,9	53,0	-12%	-6,9
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	28,6	28,8	26,7	-7%	-2,1	27,7	22,0	-21%	-5,7
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	6,0	0,3	0,7	100%	0,3	0,6	0,4	-33%	-0,2

Sources : Heren, ECX, EEX

2 Marché du gaz

Tableau 9 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Variation annuelle 2014 / 2013					Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014			
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	699	687	624	-9%	-63	318	340	7%	22
Déstockage	120	124	100	-19%	-24	55	79	42%	23
Importations	573	559	524	-6%	-35	263	262	-1%	-1
Importations terrestres	466	473	454	-4%	-19	230	230	0%	0
Importations GNL	107	86	70	-19%	-17	33	31	-4%	-1
Production	6	4	0	-96%	-4	0	0	48%	0
Débouchés (TWh)	699	687	624	-9%	-63	318	340	7%	22
Stockage	109	116	116	0%	0	54	42	-22%	-12
Consommation clients finals	490	497	416	-16%	-81	228	257	13%	29
Clients distribution	324	335	271	-19%	-64	157	177	13%	20
Clients directement reliés au réseau de transport	166	162	145	-11%	-17	71	80	13%	9
Exportations	92	67	87	30%	20	33	38	18%	6
Autres	8	6	5	-17%	-1	3	2	-20%	-1
Livraisons aux PEG (TWh)	502	581	585	1%	4	297	343	15%	46
PEG Nord	381	442	452	2%	10	232	274	18%	42
TRS*	121	139	133	-4%	-6	65	69	6%	4
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud (N->S)	89%	94%	94%		0%	100%	88%		-12%
Disponibilité liaison Nord-Sud (N->S)	78%	77%	86%		9%	88%	82%		-6%
Utilisation de Taisnières H (Belgique->France)	51%	69%	74%		4%	69%	73%		4%
Utilisation de Obergailbach (Allemagne->France)	51%	65%	44%		-20%	45%	36%		-9%
Utilisation de Pirineos (France->Espagne)	90%	76%	75%		-2%	72%	0%		-72%
Niveau de stock (TWh au 1er janvier)	74	96	83	-13%	-13	83	78	-7%	-6
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	22	-11	-8	-28%	3	-33	-1	-97%	32
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	291	236	190	-19%	-46	181	174	-4%	-7
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	96	115	134	16%	19	124	103	-16%	-20

*Sur les périodes précédant le 1^{er} avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Sources : GRTgaz, TIGF, Storengy – Analyse : CRE

Tableau 10 : Prix du gaz en France

Prix	Variation annuelle 2014 / 2013					Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014			
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	25,5	27,6	21,4	-23%	-6,2	22,1	21,5	-2%	-0,5
TRS* day-ahead (moyenne)	27,2	30,5	25,0	-18%	-5,5	26,5	22,5	-15%	-3,9
Spread Nord/Sud	1,7	2,8	3,5	23%	0,6	4,2	0,6	-85%	-3,6
Spread PEG Nord/TF	0,5	0,6	0,5	-11%	-0,1	0,5	0,4	-18%	-0,1
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	25,3	27,2	21,9	-19%	-5,2	22,4	21,3	-5%	-1,1
PEG Nord Y+1 (moyenne)	0,0	32,5	25,7	-21%	-6,8	27,0	22,2	-18%	-4,8
Spread Nord/Sud (M+1)	27,3	27,1	24,8	-8%	-2,3	25,3	21,9	-13%	-3,4
Spread PEG Nord/TF (Y+1)	0,0	4,4	3,8	-15%	-0,7	4,6	0,5	-88%	-4,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	3,1	1,6	3,4	115%	1,8	3,5	1,6	-53%	-1,8

*Sur les périodes précédant le 1^{er} avril 2015, la TRS représente l'ensemble formé par les PEG Sud et TIGF

Sources : Powernext, Heren – Analyse : CRE

Tableau 11 : Négoce du gaz en France

Négoce	Variation annuelle 2014 / 2013					Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014			
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	362	422	454	8%	32	223	224	0%	1
En % de la consommation nationale	74%	85%	109%		24%	98%	87%		-11%
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	121	153	149	-3%	-5	71	87	24%	17
Intraday	8	16	16	-2%	-0,3	8,2	8,8	8%	0,7
Day Ahead	69	83	88	5%	4,3	41,6	49,8	20%	8,2
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	43	70	93	32%	22,5	44,5	57,2	29%	12,8
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	78	83	56	-33%	-27,1	26,1	29,9	15%	3,8
Marché à terme (TWh)	223	292	310	6%	18	140	118	-16%	-22
M+1	67	85	97	15%	12,7	39,6	31,1	-22%	-8,6
Q+1	29	25	32	29%	7,3	12,8	12,6	-1%	-0,2
S+1	64	83	89	7%	6,2	44,6	29,8	-33%	-14,8
Y+1	5	14	13	-11%	-1,5	4,4	2,8	-36%	-1,6
Bourse (toutes échéances)	37	29	40	36%	10,6	19,6	21,5	10%	1,9
Brokers (toutes échéances)	186	263	270	3%	6,9	120,4	96,3	-20%	-24,1
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	64 112	98 407	118 512	20%	20 105	58 268	66 857	15%	8 589
Intraday	9 192	18 462	21 952	19%	3 490	10 870	12 365	14%	1 495
Day Ahead	44 727	64 758	79 680	23%	14 922	39 013	44 242	13%	5 229
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	33 351	64 843	90 590	40%	25 747	43 518	54 610	25%	11 092
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	30 761	33 564	27 922	-17%	-5 642	14 750	12 247	-17%	-2 503
Marché à terme	3 122	3 911	4 871	25%	960	2 117	1 956	-8%	-161
M+1	1 840	2 475	3 060	24%	585	1 293	1 177	-9%	-116
Q+1	226	227	319	41%	92	103	131	27%	28
S+1	346	385	538	40%	153	282	222	-21%	-60
Y+1	26	75	83	11%	8	25	21	-16%	-4
Bourse (toutes échéances)	1 015	1 061	1 574	48%	513	764	648	-15%	-116
Brokers (toutes échéances)	2 107	2 850	3 297	16%	447	1 353	1 308	-3%	-45
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	88	96	106	10%	10	100	103	3%	3
dont actifs chez Powernext Gas Spot	46	43	54	26%	11	48	83	73%	35
dont actifs chez Powernext Gas Futures	28	33	38	15%	5	35	44	26%	9

*Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiés en France

Sources : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

Tableau 12 : Statistiques des échanges sur le marché intermédiaire français

	2012	2013	2014	S1 2014	S1 2015	2014 / 2013	S1 2015 / S1 2014
Volume négocié (TWh)							
Spot	121	153	149	71	87	-3%	24%
dont produits day-ahead	69	83	87	42	50	5%	20%
Terme	223	292	310	140	119	6%	-15%
dont produits mensuels	80	101	114	46	38	13%	-17%
dont produits saisonniers	93	139	137	70	55	-2%	-21%
Total marché intermédiaire	345	446	459	211	206	3%	-2%
Nombre de transactions							
Spot	64 112	98 407	118 512	58 268	66 861	20%	15%
dont produits day-ahead	44 727	64 758	79 211	39 013	44 245	22%	13%
Terme	3 122	3 911	4 871	2 117	1 972	25%	-7%
dont produits mensuels	2 232	2 866	3 541	1 489	1 338	24%	-10%
dont produits saisonniers	507	611	783	429	393	28%	-8%
Total marché intermédiaire	67 234	102 318	123 383	60 385	68 833	21%	14%
Volume par transaction le plus couramment utilisé (MWh/j)							
Spot	1 000 (15%)	1 000 (31%)	1 000 (44%)	1 000 (43%)	1 000 (45%)		
dont produits day-ahead	1 000 (15%)	1 000 (33%)	1 000 (48%)	1 000 (46%)	1 000 (50%)		
Terme	720 (28%)	720 (45%)	720 (40%)	720 (39%)	720 (45%)		
dont produits mensuels	720 (27%)	720 (46%)	720 (40%)	720 (40%)	720 (43%)		
dont produits saisonniers	720 (32%)	720 (44%)	720 (41%)	720 (39%)	720 (55%)		
Total marché intermédiaire	1 000 (15%)	1 000 (30%)	1 000 (43%)	1 000 (41%)	1 000 (44%)		

Sources : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

SECTION I :

REMIT et les activités de surveillance de la CRE

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit 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)¹, dit REMIT. Une présentation générale de REMIT figure dans les rapports sur le fonctionnement des marchés de l'énergie en 2012-2013 (notamment le contexte général du règlement et les rôles respectifs de l'ACER et des autorités de régulation nationales) et en 2013-2014. REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initié sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz. Il confère à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER) la surveillance de l'ensemble des marchés de gros de l'Union Européenne, en coopération avec les régulateurs nationaux. Ces derniers sont en charge de la conduite des enquêtes en cas de suspicion d'infraction. L'ACER peut par ailleurs coordonner un groupe d'enquête regroupant plusieurs régulateurs pour les enquêtes transfrontalières.

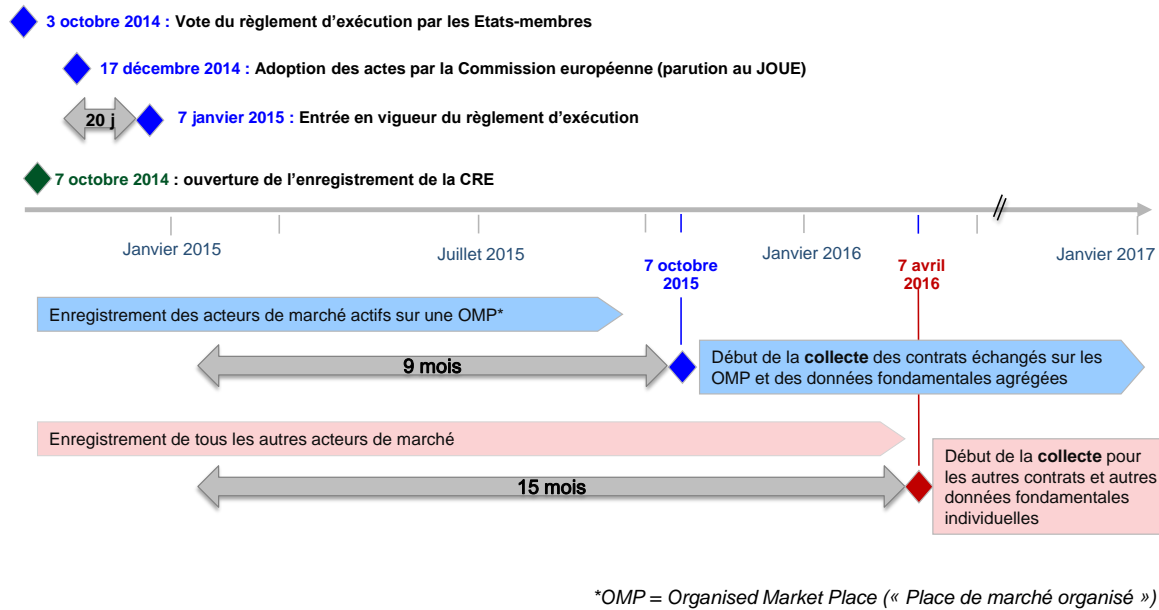
1 Le début de la mise en œuvre opérationnelle de REMIT

Fortement impliquée dans tous les travaux relatifs à REMIT, la CRE participe activement à la phase actuelle de déploiement opérationnel du règlement. En effet, le 7 janvier 2015, le règlement d'exécution² concernant la collecte des données est entré en vigueur. Ce texte marque le début de la mise en œuvre opérationnelle de REMIT. Il prévoit que la première phase et la deuxième phase de collecte des données débutent respectivement neuf mois et quinze mois après son entrée en vigueur, soit dès le 7 octobre 2015 et le 7 avril 2016 (graphique 1) en fonction de la nature des contrats échangés. La collecte par l'ACER a concrètement démarré depuis le 7 octobre dernier pour les transactions standards.

¹ [Consulter le règlement \(UE\) N°1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie](#)

² [Consulter le règlement d'exécution \(UE\) N° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014](#)

Graphique 1 : Planning d'entrée en vigueur et de mise en œuvre de REMIT



Source : CRE

Pour l'application du règlement d'exécution, l'ACER a rédigé des documents spécifiant les critères de collecte des données transactionnelles et les met fréquemment à jour (Manuel de procédure de reporting des transactions, *Transaction Reporting User Manual* « TRUM » et manuel des procédures sur le reporting des données transactionnelles et fondamentales, *Manual of Procedures on transaction and fundamental data reporting* « MOP »). Ils précisent les modalités du reporting en application du règlement d'exécution. Plusieurs autres documents sont venus apporter des éléments de compréhension du règlement et préciser les modalités de la collecte des données³. Enfin, l'ACER a précisé les critères d'enregistrement des entités de reporting des données ou "mécanismes de reporting répertoriés" (*Registered Reporting Mechanism* « RRM »).

La CRE contribue de façon significative à ces différents travaux : elle participe activement aux différents groupes de travail de l'ACER et du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER) sur l'intégrité et la transparence des marchés. La CRE participe par ailleurs au groupe de coordination qui a été constitué par l'ACER pour la mise en œuvre opérationnelle de REMIT en 2015. Des rencontres bilatérales sont également organisées, notamment avec le régulateur allemand.

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 questions relatives aux outils et méthodes de surveillance ainsi qu'à la coordination des enquêtes en cas de détection d'abus de marché.

Au niveau national, la CRE a organisé deux réunions d'information avec les acteurs de marché actifs en France, le 7 octobre 2014 et le 9 juin 2015. Des réunions spécifiques ont aussi été organisées

³ Parmi ces documents : la liste des places de marché organisées (*Organised market places* « OMP »), la liste des contrats standards (*List of standard contracts*), 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*). L'ensemble de ces documents est consultable [sur le portail REMIT de l'ACER](#).

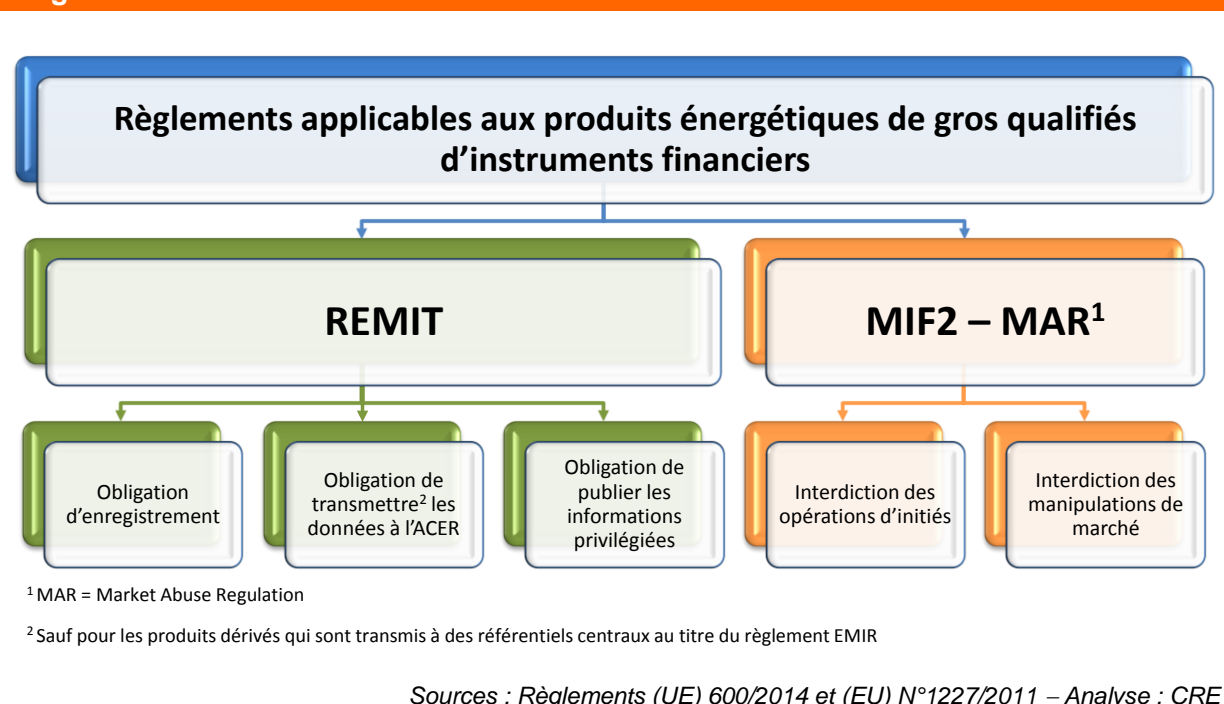
avec des associations de producteurs d'énergies renouvelables. Ces réunions ont permis de présenter aux acteurs de marché le règlement REMIT et sa mise en œuvre opérationnelle (voir partie 1.3). L'ensemble des documents est disponible sur le site de la CRE⁴.

2 L'articulation avec la réglementation financière

REMIT s'articule avec la réglementation financière, qui s'applique aux transactions relatives à des instruments financiers. La directive⁵ et le règlement⁶ relatifs aux marchés d'instruments financiers (dit MIF II) ont été adoptés au mois de mai 2014 et entreront en vigueur en 2017. La directive MIF II définit notamment la liste des instruments financiers. Elle qualifie les quotas d'émission de CO₂ d'instruments financiers⁷ et prévoit un cas d'exemption pour les produits énergétiques de gros à terme qui sont négociés sur un « système organisé de négociation » ou « OTF » (*Organised Trading Facility*) et qui font nécessairement l'objet d'une livraison physique⁸. Les Etats-Membres de l'Union européenne sont actuellement en train de transposer les articles des directives financières.

L'interdiction des opérations d'initiés (article 3) et l'interdiction des manipulations de marché (article 5) au titre de REMIT ne s'appliquent pas aux produits énergétiques de gros qui sont des instruments financiers selon la réglementation financière⁹. Pour ces derniers, la réglementation financière s'applique (MIF II et le règlement d'abus de marché MAR). Toutefois, REMIT reste applicable en ce qui concerne l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4) et de transmettre les données à l'ACER (article 8).

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



⁴ Voir le lien <http://www.cre.fr/marches/remit/presentation>

⁵ Consulter la directive (UE) 2014/65/UE du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE

⁶ Consulter le règlement (UE) 600/2014 du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant le règlement (UE) no 648/2012

⁷ Voir l'annexe I, section C (11) de la directive 2014/65/UE

⁸ Voir l'annexe I, section C (6) de la directive 2014/65/UE

⁹ Voir article 1(2) de REMIT ((UE) n°1227/2011)

Enfin, en mars 2013, des standards techniques sont entrés en vigueur concernant le règlement EMIR¹⁰ explicitant les obligations de reporting applicables aux contrats dérivés des acteurs de marché auprès de référentiels centraux. Des transactions déclarées dans le cadre d'EMIR et qui concernent des produits énergétiques de gros ne doivent pas faire l'objet d'une double obligation de déclaration selon les dispositions de REMIT¹¹.

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

3 Le début d'enregistrement au niveau national et de la collecte de données par l'ACER

REMIT prévoit que les acteurs de marché doivent s'enregistrer avant de commencer à déclarer leurs données. L'enregistrement est un prérequis pour pouvoir effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie. Il est important de noter toutefois que l'enregistrement des acteurs ne constitue en aucun cas une autorisation ou une licence pour effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie.

Concrètement, les acteurs de marché doivent d'abord s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale (ARN) de l'Etat membre où ils sont établis. S'ils ne sont pas établis dans un pays de l'Union européenne, ils doivent s'enregistrer auprès de l'ARN de l'Etat membre où ils sont les plus actifs. Ils doivent rapidement communiquer aux ARN tout changement concernant les informations du registre¹². Ce sont en effet les acteurs de marché qui sont responsables des informations contenues dans le registre national.

La CRE a choisi d'utiliser le système d'enregistrement « CEREMP » (*Centralised European Register for Market Participants*) développé par l'ACER. Les informations de son registre permettent à l'ACER d'établir un registre européen des acteurs de marché. Ce registre européen est mis à jour de façon régulière et une partie des informations qu'il contient est rendue publique par l'ACER, notamment le nom de chaque acteur de marché, son code ACER et son site internet dédié à la publication d'éventuelles informations privilégiées.

Les acteurs de marché doivent remplir les informations décrites dans la décision de l'ACER du 26 juin 2012¹³, regroupées en cinq sections :

- ① les informations générales relatives à l'acteur de marché ;
- ② les informations individuelles concernant des personnes physiques liées à l'acteur de marché (responsable des activités de négoce, responsable des décisions opérationnelles, contact communication) ;
- ③ les informations relatives à l'actionnaire ou bénéficiaire ultime de contrôle ;
- ④ les informations relatives à la structure d'entreprise à l'échelle européenne (maison mère, filiale, etc.) ;
- ⑤ les informations relatives aux entités désignées par l'acteur de marché pour la transmission de ses données à l'ACER.

La CRE a ouvert le système d'enregistrement national le 7 octobre 2014 et, comme évoqué *supra*, a tenu des réunions d'information avec les acteurs de marché le même jour puis le 9 juin 2015, ainsi

¹⁰ [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](#)

¹¹ Voir l'article 8(3) de REMIT

¹² Voir article 9(5) de REMIT

¹³ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Directors%20decision/ACER%20Decision%202001-2012.pdf

que des réunions spécifiques avec des associations de producteurs d'énergies renouvelables. Ces réunions ont permis de présenter les modalités du système d'enregistrement « CEREMP » tel qu'il est déployé par la CRE et de répondre aux questions pratiques posées par les acteurs de marché relatives à l'obligation d'enregistrement et de transmission de données (cf. ci-dessous). Le site internet de la CRE tient à jour une page dédiée à REMIT¹⁴ qui permet d'accéder notamment à la plateforme d'enregistrement. Au 7 octobre 2015, 90 acteurs de marché s'étaient enregistrés auprès de la CRE.

4 Une collecte de données prévue en deux temps

Le règlement d'exécution précise la nature, l'échéance et la fréquence des données qui doivent être transmises par les acteurs de marché. La collecte des données est prévue en plusieurs étapes.

Seront collectés à partir du 7 octobre 2015 :

- les contrats et transactions standards effectuées sur les places de marché organisées, ordres inclus (sauf contrats de transport) ;
- les données fondamentales agrégées de transparence en électricité et en gaz (transmises notamment par les gestionnaires de réseaux).

Seront collectés à partir du 7 avril 2016 :

- les contrats standards réalisés hors place de marché organisé ;
- les contrats de transport, ordres inclus ;
- les contrats non-standard et transactions liées aux contrats non-standard ;
- les données fondamentales individuelles en électricité et en gaz.

Seront collectés de manière ad hoc et sur une demande justifiée de l'ACER¹⁵ :

- les contrats et transactions intragroupes ;
- les 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 ;
- les contrats de livraison de gaz produit par une unité de production de gaz avec une capacité inférieure ou égale à 20 MW ;
- les contrats d'équilibrage et d'ajustement pour les marchés électricité et gaz.

Les champs des données à remplir sont présentés dans les quatre tables de l'annexe du règlement d'exécution. Le contenu de ces champs est précisé dans les documents techniques *TRUM*, *MoP*, contrats standards et liste des places de marché organisées.

L'envoi des données à l'ACER est réalisé par les acteurs de marché eux-mêmes ou par l'intermédiaire des entités de reporting. Les données doivent ensuite être retransmises par l'ACER aux ARN et éventuellement aux autres autorités compétentes (autorités financières, de la concurrence etc.), sous condition du respect de strictes clauses de confidentialité et de protection des données.

Enfin, 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 nationaux¹⁶.

¹⁴ Voir les pages concernées : <http://www.cre.fr/marches/remit>

¹⁵ [Voir la non action letter de l'ACER concernant le délai du 31 décembre 2016 pour reporter ces données](#)

¹⁶ Voir considérant (17) de REMIT

5 Un cadre national de surveillance précisé par les dispositions législatives et réglementaires

Au niveau national, la loi du 15 avril 2013¹⁷ a modifié le code de l'énergie pour conférer à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et, en son sein, au Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) la compétence de sanctionner les manquements à REMIT¹⁸. Le cadre procédural spécifique au CoRDiS a par ailleurs été précisé par le décret n° 2015-206 du 24 février 2015 relatif au comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE. 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 ;
- sanctionner les manquements éventuels.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE peut être 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'autorité de régulation nationale si elles suspectent un manquement aux articles 3 et 5 de REMIT. A ce titre, une plateforme de notification a été mise en place par l'ACER pour toute déclaration de suspicion de manquement à REMIT¹⁹ ;
- 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 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 une infraction à REMIT.

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 soupçon d'infraction à REMIT ou si l'événement observé est 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 Commission de régulation de l'énergie désigne les agents chargés de la conduire.

Au cours de l'année 2014, la CRE a adressé 19 demandes d'informations à des opérateurs dans le cadre d'analyses approfondies. Au cours du premier semestre 2015, la CRE a effectué 11 demandes d'informations auprès des acteurs de marché.

Deux enquêtes formelles sont en cours, une concernant le marché de l'électricité et une autre concernant le marché du gaz.

¹⁷ [Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes](#)

¹⁸ Voir les articles L. 131-2 et L. 134-25 du code de l'énergie.

¹⁹ [Voir la plateforme de déclaration de suspicion](#)

SECTION II :

Contexte et tendances des marchés de l'énergie

Les activités de surveillance de la CRE se sont inscrites depuis début 2014 dans le contexte d'une conjoncture des marchés de l'énergie marquée par la baisse généralisée des prix des matières premières, avec en particulier une décline des prix du pétrole, du charbon et du gaz. La baisse du prix de ces combustibles est un élément déterminant des prix de production d'électricité.

Le climat, impactant de façon spécifique la demande en électricité et en gaz, a été particulièrement clémente en 2014, contribuant à la détente de l'équilibre offre-demande. Dans ces conditions, on constate une nette diminution des événements inhabituels de marché et, en particulier, l'absence de pics de prix, épisodes sur lesquels la CRE mène des analyses approfondies de façon systématique.

L'évolution du prix du quota de CO₂, à la hausse, diverge de la tendance baissière des matières premières. Même si le niveau actuel reste bas (8 €/tonne), il reflète la volonté de l'UE d'introduire des réformes structurelles permettant de résorber le surplus de quotas en circulation.

1 Une année marquée par la forte baisse des prix des matières premières

Depuis le deuxième semestre 2014, on constate une baisse généralisée des prix des matières premières (Graphique 3) reflétant le ralentissement de la croissance mondiale²⁰.

La baisse des cours du pétrole à partir du deuxième semestre 2014 est particulièrement forte. Après avoir atteint des niveaux supérieurs à 80 €/b durant l'été, les cours du baril de Brent ont entamé une forte chute à partir de juillet pour atteindre fin janvier 2015 leur niveau le plus bas depuis l'été 2009 (40 €/b). Les cours ont ensuite présenté un mouvement de correction et ont oscillé entre 50 et 60 €/b durant le reste du premier semestre avant de baisser à nouveau durant l'été 2015 (Graphique 4). La baisse du prix du pétrole est liée au ralentissement économique et, du côté de l'offre, à la production de pétrole de schiste américain²¹, ainsi qu'aux décisions prises par les pays de l'OPEP²².

Le charbon, outre les considérations de ralentissement global, a connu depuis plusieurs années une baisse spécifique de sa demande liée au développement de gaz de schiste américain et donc un moindre recours au charbon pour la production d'électricité. La baisse du prix du charbon a été régulière et, mesurée depuis début 2013, atteint 45 %. Celle du pétrole depuis la même date est de 50 % mais, comme évoqué supra, est surtout constatée depuis le second semestre 2014 (Graphique 5).

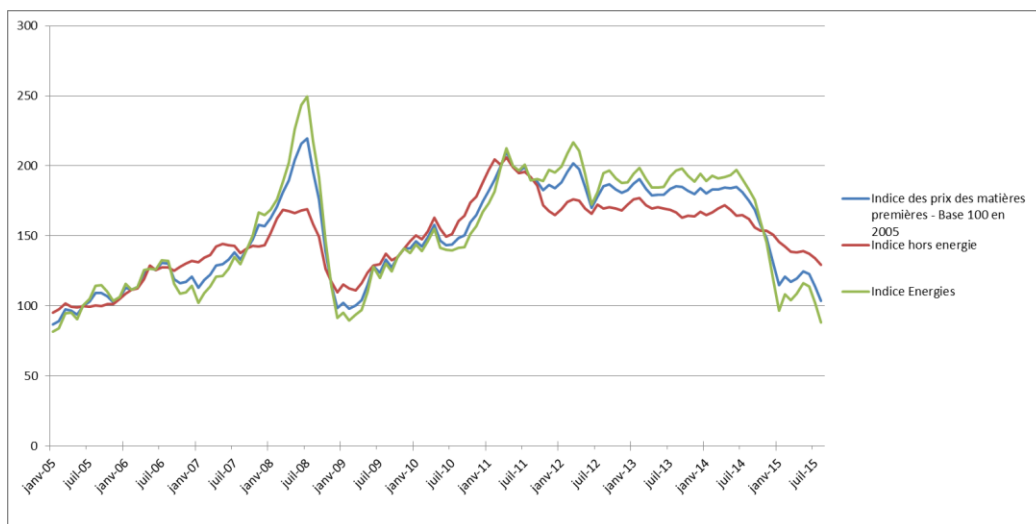
La baisse de la demande et le recul des prix des combustibles se reflètent globalement dans l'évolution baissière des prix de l'électricité et du gaz, dont les évolutions spécifiques en France et en Europe sont explicitées dans les deux prochaines sections de ce rapport.

²⁰ Les prévisions de croissance mondiale du FMI pour 2014 est passé de 3,7 % en janvier 2014 à 3,6 % en avril, 3,4 % en juillet et 3,3 % en octobre 2014

²¹ D'après l'AIE, seuls quatre pays (États-Unis, Chine, Canada et Argentine) produisent aujourd'hui des volumes commercialisables de gaz de schiste et de pétrole de schiste. Les États-Unis produisent l'essentiel de ces volumes, qui représentaient en 2014 environ 48 % du total de sa production. Selon cette source, la production de pétrole de schiste est passée de 2,19 Mb/j en 2012 à 4,19 Mb/j en 2014.

²² Décision du 27 novembre 2014 de l'OPEP de ne pas réduire ses quotas fixés à 30 million de baril jour et de ne pas intervenir contre ses membres dépassant leurs quotas (estimé entre 0.5 et 1 million de baril jour)

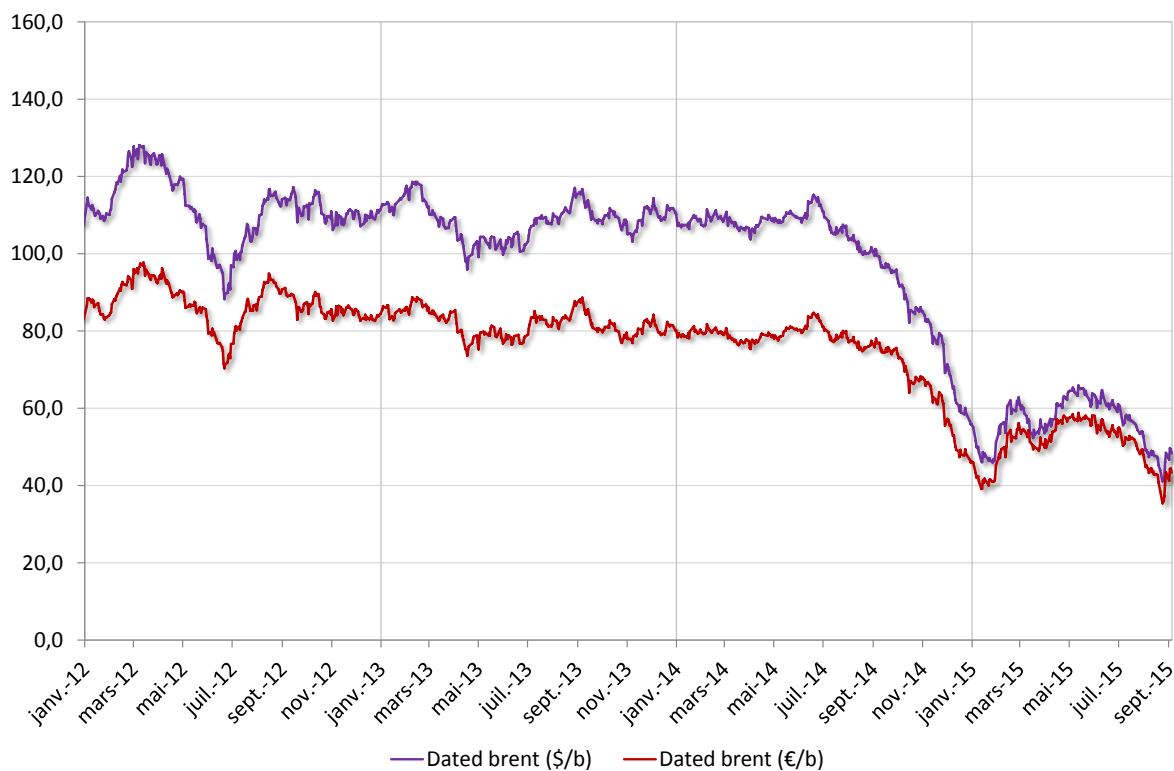
Graphique 3 : Évolution des prix des matières premières



Indice incluant les matières premières énergétiques et minérales et les denrées alimentaires.

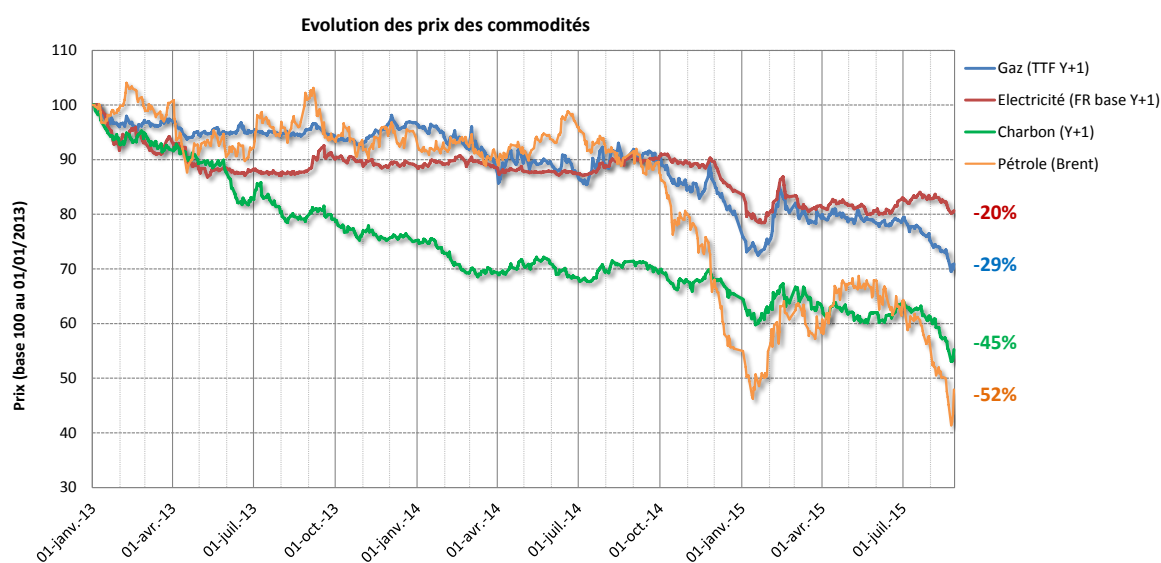
Source : FMI

Graphique 4 : Évolution des prix du pétrole



Source : Reuters – Analyse : CRE

Graphique 5 : Évolution des prix des énergies



Sources : Électricité : Produit Y+1 EEX base ; Gaz : Heren TTF Y+1 ; Charbon : EEX CIF ARA Y+1

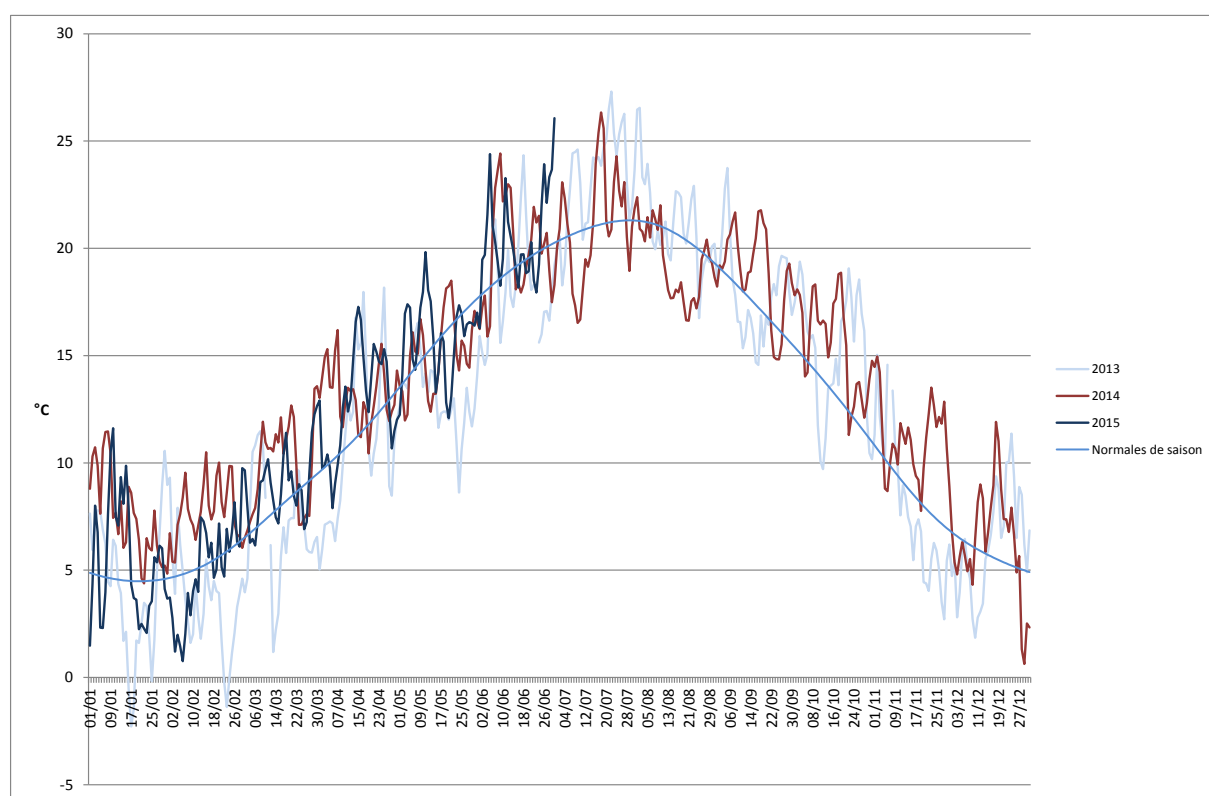
2 Une demande fortement affectée par les conditions climatiques

Outre les évolutions des prix des matières premières, les marchés de gros de l'électricité et du gaz ont été marqués par un équilibre offre-demande détendu en 2014 du fait d'un climat particulièrement clément. Les températures au cours de l'année 2014 ont été en moyenne 1,26°C au-dessus des normales de saison. Selon Météo France, l'année 2014 a été l'année la plus chaude observée depuis 1900. Les températures ont été très douces en hiver, avec un écart positif de 2,13°C par rapport aux normales, et jusqu'à 2,97°C au mois de janvier. Les mois d'été ont été marqués par des températures proches des normales de saison, avec un écart moyen positif de 0,42 °C. Au mois d'août les températures réalisées ont toutefois été 1,28°C en dessous des normales, réduisant les besoins en climatisation. Au total, à l'exception des mois de mai et août, tous les mois de l'année 2014 ont connu des températures réalisées supérieures aux températures normales de saison.

La pluviométrie en 2014 a été supérieure de plus de 10 % à la moyenne annuelle de référence. Les mois de juillet et août ont connu des épisodes pluvieux intenses, avec notamment des cumuls de pluie deux fois supérieurs à la normale en juillet. La quantité de pluie cumulée sur les deux mois est la plus élevée au cours de cette période depuis 1959.

Le contexte climatique a eu des effets très importants sur la demande de gaz et d'électricité en France et en Europe, avec des conséquences perceptibles sur les marchés de gros. La consommation d'électricité en France recule de 6 % en 2014 (435 TWh) et se situe au niveau le plus bas depuis 2002. La consommation de gaz a quant à elle reculé de 16 % pour s'établir à 416 TWh, soit le niveau le plus bas depuis 1997.

Graphique 6 : Températures au cours des trois dernières années comparées aux températures de référence



Source : Reuters – Analyse : CRE

3 L'essor des énergies renouvelables

Les marchés de l'énergie sont de plus en plus impactés par le développement des énergies renouvelables (ENR), qui modifie le mix de production d'électricité, et ont un effet sur la formation des prix en Europe et en France.

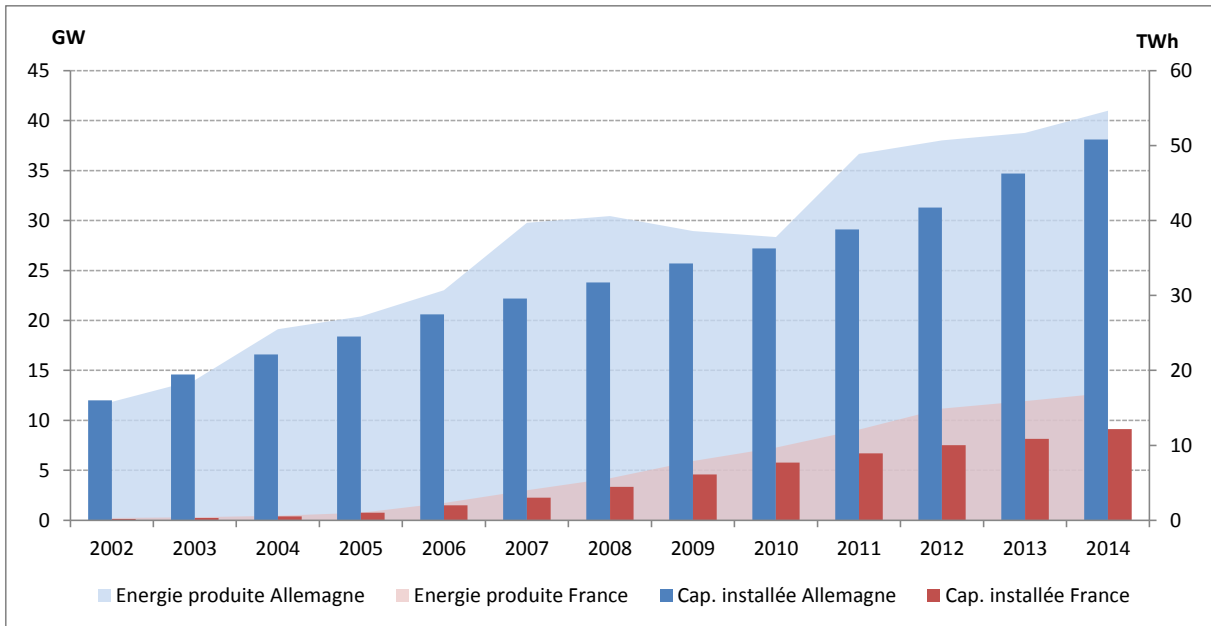
Ce développement est favorisé par un cadre législatif propice au plan européen et au plan national. En France, la loi récemment adoptée pour la transition énergétique a pour objectif de porter la part des énergies renouvelables à 40 % de la production d'électricité en 2030²³.

Le parc de production à partir d'ENR s'est très fortement développé en Allemagne et dépasse les 35 GW installés tant pour le parc éolien que photovoltaïque. En France, le parc éolien approche des 10 GW et le parc photovoltaïque, dont le développement est plus récent, atteint les 5 GW installés (graphique 5 et 6).

²³ La loi transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 fixe les objectifs suivants :

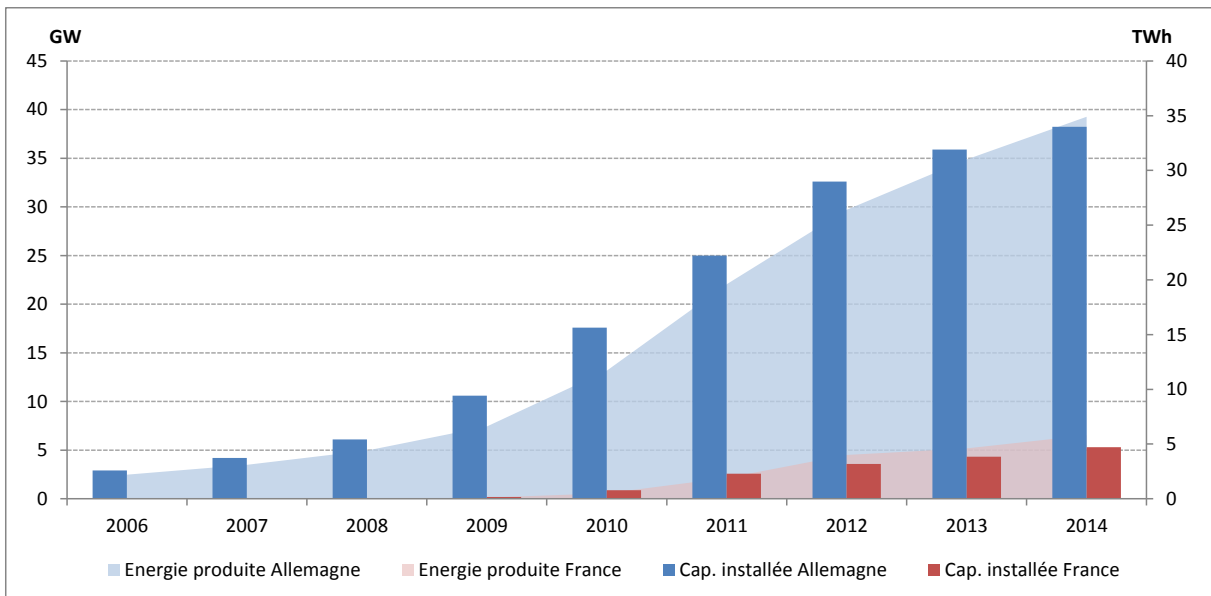
- porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale d'énergie en 2030 et à 40 % de la production d'électricité ;
- diversifier la production d'électricité et baisser à 50 % la part du nucléaire à l'horizon 2025 ;
- réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012.

Graphique 7 : Evolution de la capacité installée éolienne - France et Allemagne



Sources : Bilan annuel RTE, Bundesumweltministerium

Graphique 8 : Evolution de la capacité installée photovoltaïque - France et Allemagne



Sources : Bilan annuel RTE, Bundesumweltministerium

4 Une hausse des prix du CO₂ dans un contexte de réforme du marché européen des quotas d'émission

Le marché européen des quotas d'émission de CO₂ est caractérisé par un surplus de quotas en circulation à l'origine des prix bas du quota d'émission. Pour réduire ce surplus, des réformes structurelles ont été engagées par les instances européennes (cf. ci-dessous).

Sur le plan de la surveillance du marché, comme évoqué dans la section I, la directive MIF II qualifie désormais le quota d'émission d'instrument financier. La détection et la sanction éventuelle d'abus de marché sur le quota d'émission seront donc du ressort des régulateurs financiers à partir de 2017. L'article 10 du règlement REMIT offre la possibilité à l'ACER d'accéder aux données relatives aux marchés des quotas qui seront collectées et suivies au titre de la réglementation financière. La CRE pourra dans ces conditions accéder aux données transactionnelles relatives au carbone via les mécanismes de collecte qui seront le cas échéant mis en place par l'ACER.

La CRE dispose aujourd'hui d'une compétence nationale lui permettant de surveiller les transactions effectuées sur le marché du carbone par les acteurs actifs sur le marché français de l'électricité et du gaz. Cette compétence permet d'interroger le cas échéant les acteurs actifs sur le marché de l'énergie en cas de mouvement inhabituel des prix ou des volumes sur le marché du carbone. Elle pourra s'articuler avec le cadre qui sera en vigueur en 2017. La CRE continuera en effet à suivre le marché du carbone dans le contexte du suivi des fondamentaux du marché de l'énergie. Ce suivi pourra donner lieu à des demandes spécifiques d'information aux acteurs actifs sur les marchés français de l'énergie. Ces demandes pourront notamment s'inscrire dans le cas d'évènements inhabituels impliquant de façon croisée le marché du carbone et les marchés de l'électricité. La détection de ces cas pourra provenir du suivi effectué directement par la CRE, l'ACER ou les régulateurs financiers.

4.1 Un surplus de quotas en circulation qui se résorbe en 2014 du fait de la mise en place de réformes structurelles

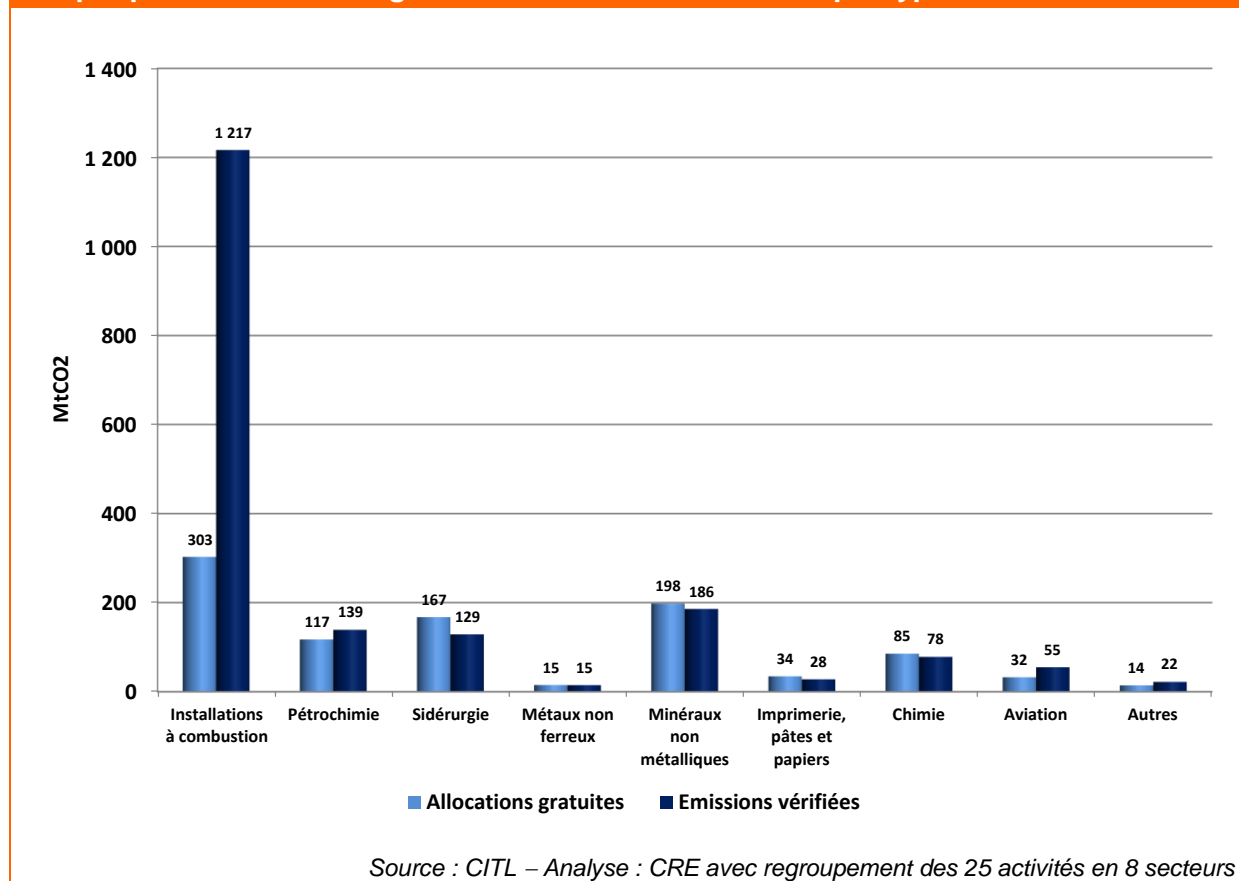
Chaque année, dans le cadre du marché des quotas d'émission (*European Union Emissions Trading Scheme* ou EU ETS), un volume prédéfini de quotas de CO₂ est alloué auprès des acteurs selon deux mécanismes : des enchères payantes et des allocations gratuites. Pour être en conformité vis-à-vis de leurs obligations, les acteurs concernés par l'EU ETS sont tenus de restituer à la fin de chaque année les quotas correspondant à autant de tonnes équivalent CO₂ qu'elles ont été autorisées à rejeter. Dans le cadre de la Phase III de l'EU ETS démarrée en 2013, les enchères payantes doivent devenir la règle et remplacer à terme les allocations gratuites maintenues temporairement pour certains secteurs industriels. Le secteur des « installations à combustion », qui regroupe notamment les centrales de production d'électricité, ne reçoit plus d'allocations gratuites depuis le début de la phase III (à l'exception de certains pays exemptés²⁴) (Graphique 9).

Les enchères permettent donc désormais d'obtenir des quotas de façon payante. Elles se sont tenues sur les plateformes EEX et ECX pour la demande européenne et les demandes individuelles de l'Allemagne, la Grande-Bretagne et la Pologne. En 2014, le nombre de quotas mis aux enchères s'est élevé à 527 M (Graphique 10), en recul par rapport au volume mis aux enchères en 2013 du fait de la mise en place de la mesure dite de *Backloading* (voir encadré 1 ci-dessous). Cette mesure a permis de retirer 400 Mt du mécanisme d'enchères en 2014. La poursuite de cette mesure pour un volume de 300 Mt en 2015 permet de maintenir la tendance de réduction du nombre de quotas alloués aux enchères en 2015.

²⁴ Huit pays européens bénéficient d'une exemption leur permettant de conserver un système d'allocations gratuites de quotas pour le secteur de la production d'électricité.

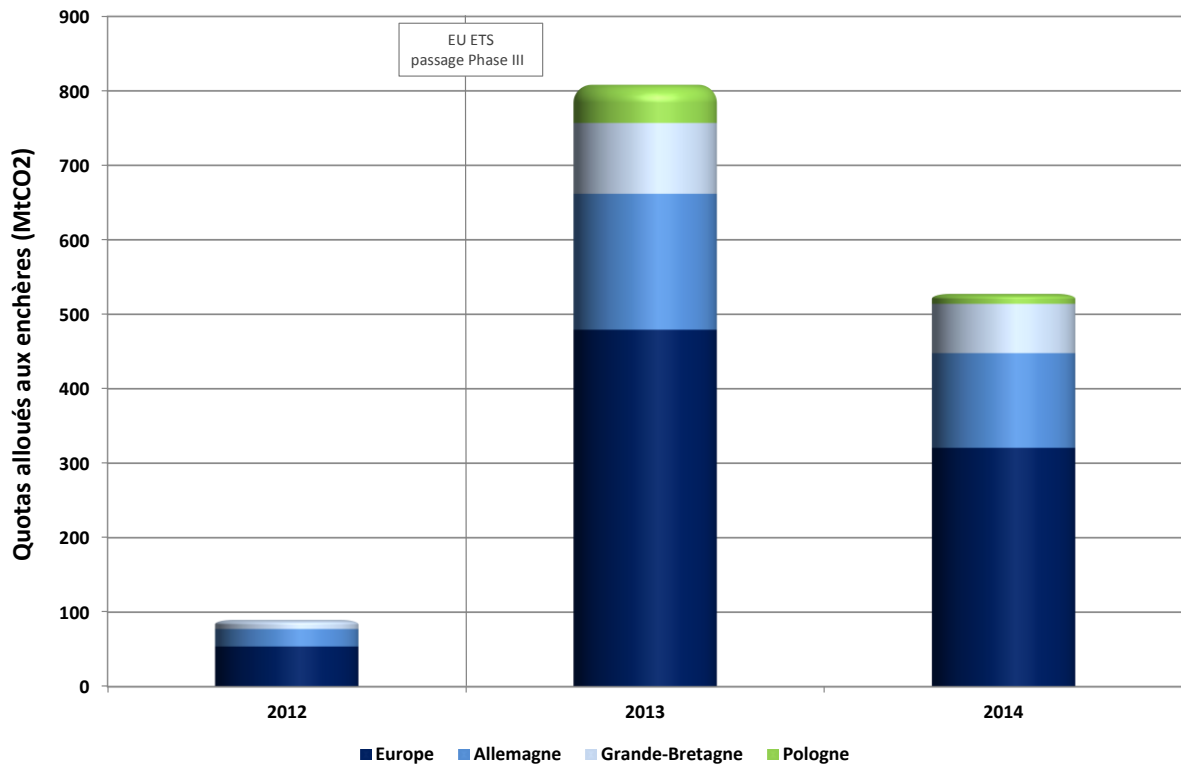
En 2015, le surplus²⁵ de quotas en circulation du marché EU ETS (530 Mt) a par conséquent sensiblement diminué par rapport aux niveaux de 2014 (800 Mt). A la fin de l'année de conformité 2014, l'écart entre quotas distribués (par enchères ou gratuitement) et les émissions vérifiées représente un déficit de 374 Mt (-25 %) que les acteurs ont compensé par l'utilisation du stock de quotas en surplus (Graphique 11). Au total, le volume de quotas en circulation correspondant au surplus cumulé et aux nouvelles allocations (gratuites et enchères payantes) baisse de 14 % entre 2013 (2 679 Mt) et 2014 (2 260 Mt).

Graphique 9 : Allocations gratuites et émissions vérifiées par type de secteur en 2014



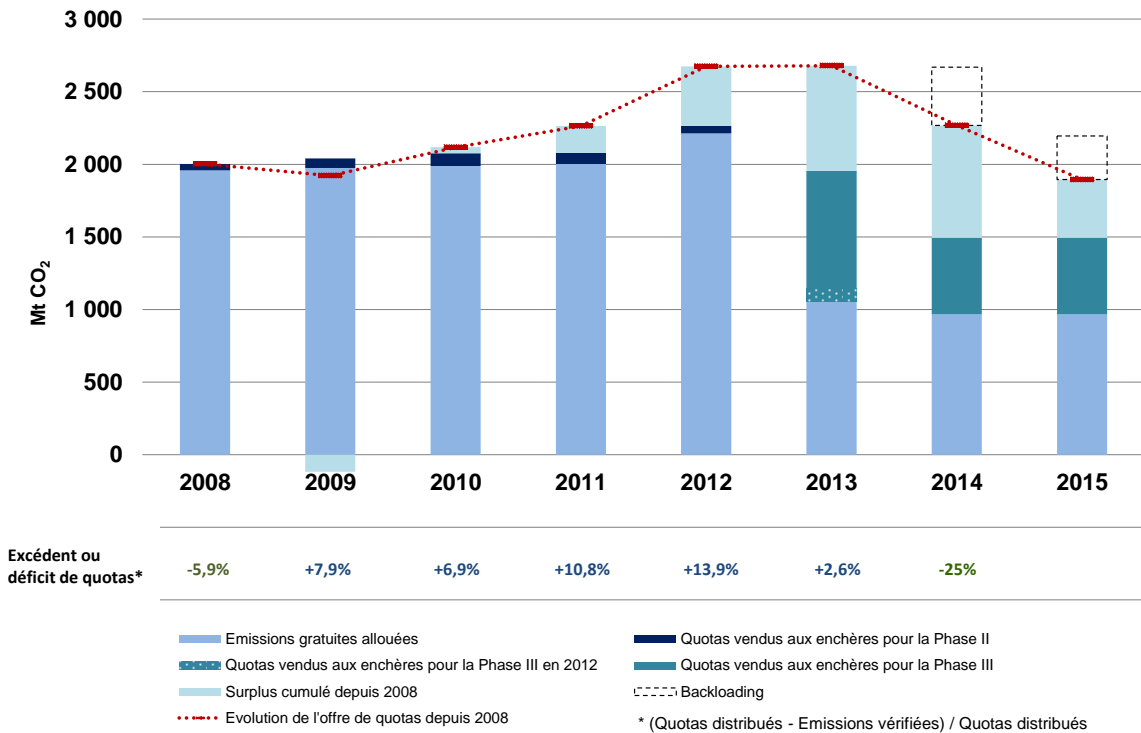
²⁵ Différence cumulée entre le volume des quotas distribués (allocations gratuites plus enchères payantes) et le volume des émissions réelles du Système communautaire d'échange de quotas d'émission

Graphique 10 : Quotas d'émission mis aux enchères depuis 2012 (Phase III)



Source : Commission européenne – Analyse : CRE

Graphique 11 : Résorption du surplus de quotas en circulation



Source : CITL, Commission européenne – Analyse : CRE (hypothèses pour 2015 : allocations gratuites en 2015 identiques à 2014 ; Nombre de quotas mis aux enchères en 2015 équivalent au nombre de quotas mis aux enchères en 2013 et 2012 (phase III) moins 300 M de quotas (backloading)).

4.2 Un prix du quota d'émission en légère augmentation

En 2014, le prix du quota CO₂ a sensiblement augmenté dans le contexte de mise en place des réformes structurelles évoquées précédemment et détaillées dans l'encadré 1 suivant). Le prix a notamment passé la barre des 7 €/tCO₂ au premier trimestre 2014, dans le contexte des discussions relatives au *backloading*. Au deuxième trimestre 2014, le prix du quota est repassé en dessous de la barre des 5 €/tCO₂ avant de remonter progressivement pour atteindre 7 €/tCO₂ en fin d'année 2014. Au cours du premier semestre 2015, ce sont les discussions autour de la mise en place de la réserve de stabilité qui ont amené le prix du quota à osciller entre 7 et 8 €/tCO₂ (Graphique 10).

Au total, le prix spot du quota CO₂ s'établit à 7,2 €/tCO₂ en moyenne au premier semestre 2015, contre des moyennes annuelles de 6,0 €/tCO₂ en 2014 et 4,5 €/tCO₂ en 2013. Le niveau atteint actuellement reste toutefois limité au regard de l'objectif initial du système d'échanges de donner un signal de prix incitant aux investissements dans des processus sobres en émissions de gaz à effet de serre. A titre d'illustration, le niveau de prix théorique d'une tonne de CO₂ à partir duquel il est plus intéressant de produire de l'électricité à partir d'une centrale à gaz plutôt qu'une centrale à charbon, plus émettrice de CO₂, se situait, dans les conditions de marché des premiers mois de 2015, entre 40 et 50 €/tCO₂.

Graphique 12 : Evolution du prix du quota de CO₂



Encadré 1 : Les réformes structurelles du marché du CO₂²⁶

Les institutions européennes ont adopté des mesures pour endiguer l'accumulation du surplus de quotas sur le marché. Les mesures principales sont le « *backloading* » et la réserve de stabilité de marché.

Mesure de « *backloading* » (mise en œuvre dès 2014) :

La mesure de mise en réserve (ou « *backloading* ») de quotas a été approuvée en décembre 2013 par le Parlement et le Conseil européens et est entrée en vigueur le 25 février 2014²⁷. Cette mesure vise à reporter la mise aux enchères de 400 M de quotas en 2014, 300 M de quotas en 2015 et 200 M en 2016. A l'origine, 300 M de quotas devaient être réintroduits en 2019 puis 600 M en 2020, cependant la mise en place d'une réserve de stabilité de marché (voir paragraphe ci-dessous) prévoit de ne plus réintroduire ces quotas sur le marché mais de les mettre dans la réserve de stabilité.

Création d'une réserve de stabilité (à partir de 2019) :

La réserve de stabilité de marché (« *market stability reserve* ») a été proposée par la Commission européenne en janvier 2014 pour répondre à plus long-terme à la situation de surplus de quotas et renforcer la résilience du système EU ETS en cas de forte variation de la demande de quotas.

Le 8 juillet 2015, le Parlement européen a approuvé par vote formel la proposition de réforme de la commission européenne visant à établir une réserve de stabilité de marché de manière anticipée. Le texte a été adopté par le Conseil Européen le 6 octobre 2015²⁸. Ainsi, dès janvier 2019 des quotas seront progressivement retirés du marché pour être mis dans la réserve de stabilité en fonction de l'excédent annuel des quotas en circulation.

La réserve de stabilité de marché permet de constituer une réserve de quotas d'émission en fonction du niveau de quotas en circulation.

Plusieurs cas se présentent :

- dans le cas où le volume de quotas en circulation est supérieur à 833 M de tonnes, alors 12 % du volume de quotas est mis en réserve ;
- dans le cas où le volume de quotas en circulation est inférieur à 400 M de tonnes, alors 100 M de quotas sont réintroduits sur le marché ;
- entre 400 M et 833 M de tonnes sur le marché, la réserve reste inchangée.

L'objectif est ainsi de réduire le surplus de quotas en circulation et d'assurer une plus grande stabilité du marché du carbone.

²⁶ Pour plus d'informations voir http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index_en.htm

²⁷ Consulter : [Règlement \(UE\) 176/2014 du 25 février 2014 modifiant le règlement \(UE\) 1031/2010 afin, notamment, de déterminer les volumes de quotas d'émission de gaz à effet de serre à mettre aux enchères pour la période 2013-2020](#)

²⁸ Consulter : [Décision du Parlement Européen et du Conseil concernant la création et le fonctionnement d'une réserve de stabilité du marché pour le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union et modifiant la directive 2003/87/CE](#)

SECTION III :

Les marchés de gros de l'électricité

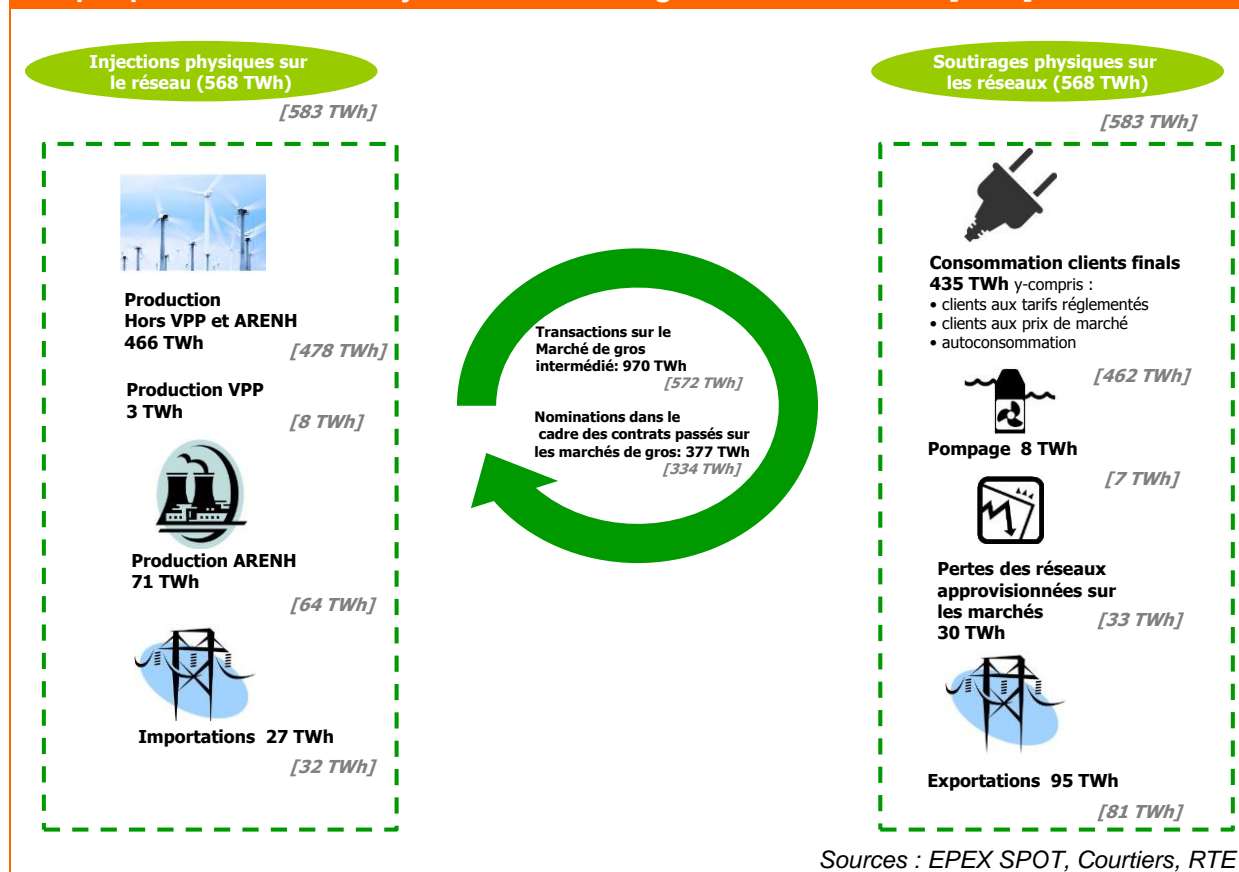
1 Les fondamentaux du marché de gros de l'électricité : un équilibre offre-demande détendu

Les marchés de gros de l'électricité en France ont été marqués par un équilibre offre - demande très détendu en 2014. Le climat particulièrement clémente a entraîné une forte baisse de la consommation électrique, en recul de 6 % par rapport à 2013. Du côté de l'offre, la disponibilité du parc nucléaire a été élevée et a permis de doper les exportations. La production hydraulique s'est également située à un niveau satisfaisant et les autres énergies renouvelables ont connu une forte croissance de leur production. Les moyens de production thermiques fossiles ont été moins sollicités en 2014 par rapport à 2013 mais on peut noter toutefois que les niveaux relatifs des prix de l'énergie ont permis d'enregistrer des périodes de rentabilité positives des centrales à gaz, favorisant leur retour à la production en période de pointe au cours de l'hiver 2014-2015.

1.1 Une forte baisse des injections et soutirages sur le réseau en 2014 dans un contexte de baisse de la consommation

Le Graphique 13 présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2014 sur le système électrique français et les compare aux chiffres de 2013 (entre crochets).

Graphique 13 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2014 [2013]

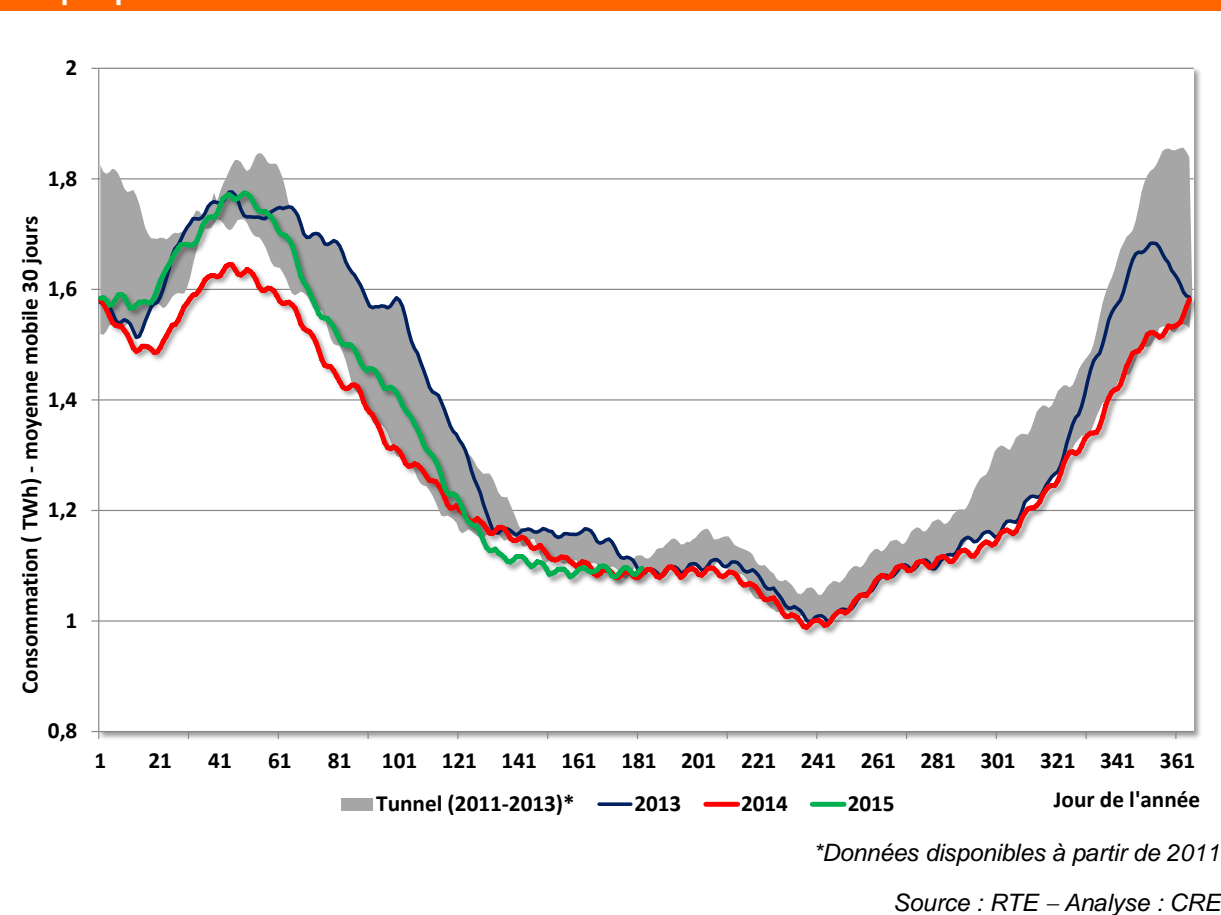


Les niveaux de consommation ont été bas tout au long de l'année 2014 à la suite d'un hiver très doux limitant l'usage du chauffage électrique et des températures modérées en été réduisant le recours à la climatisation. La consommation en France a atteint des niveaux historiquement bas au premier semestre 2014 (Graphique 14). Sur l'année 2014, elle affiche un recul de 6 % par rapport à 2013.

L'année 2014 a également été marquée par la hausse de la disponibilité nucléaire et des exportations.

Les échanges sur les marchés de gros intermédiés sont en très forte augmentation (+70 %) par rapport à 2013. Cette hausse s'explique en partie par l'arbitrage entre les produits à terme, dont les échanges ont augmenté de 77 % sur 2014, et les souscriptions ARENH. Les livraisons d'électricité liées au mécanisme *Virtual Power Plant* (VPP) sont en très nette diminution en 2014 et disparaissent en 2015. Aucun produit offert lors des dernières enchères de 2012 ne concernait de livraison postérieure à 2015.

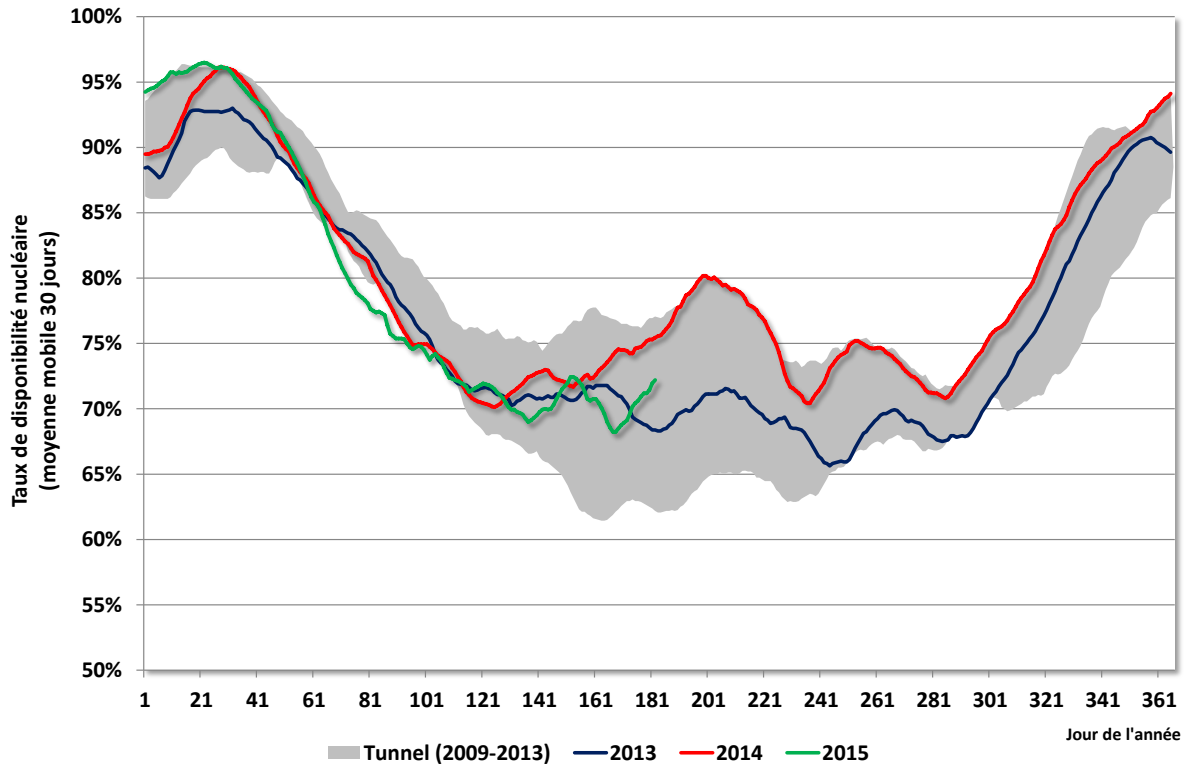
Graphique 14 : Consommation en France



1.2 Une très bonne disponibilité du parc nucléaire français permettant un niveau d'exportation élevé

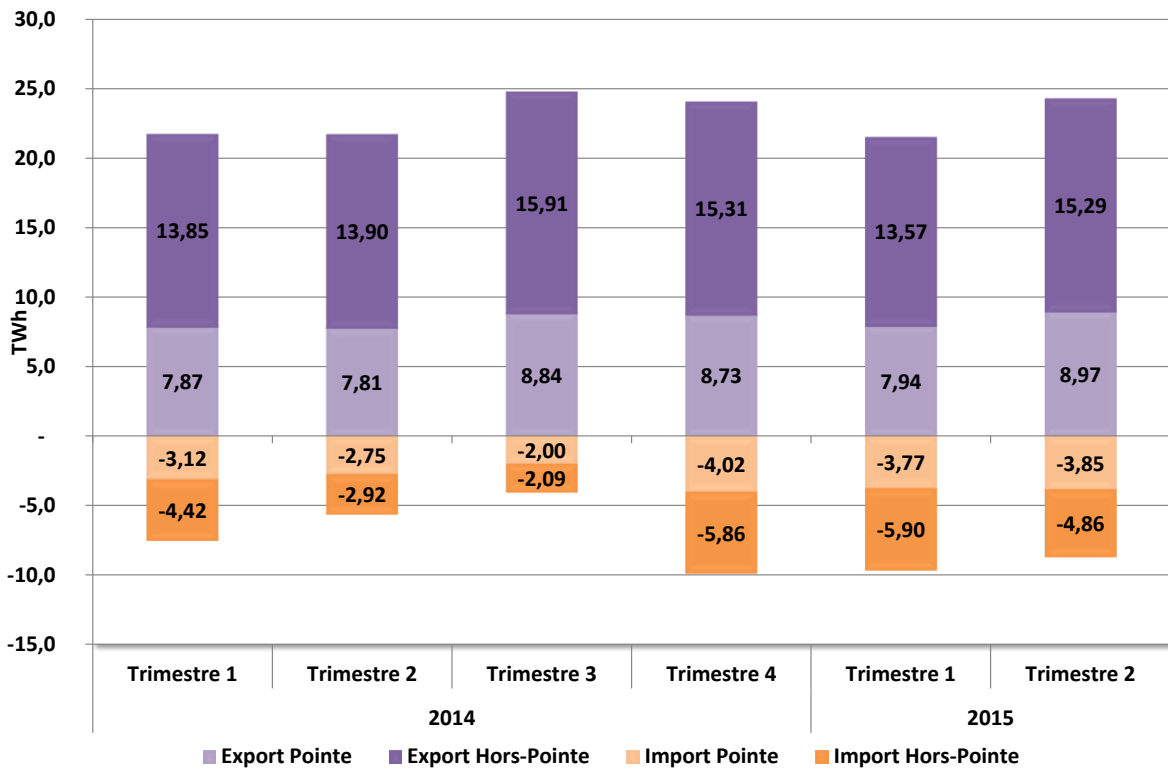
Outre la consommation, la disponibilité nucléaire est un élément clé des fondamentaux du marché. En 2014, elle a été très élevée (80 % en moyenne annuelle) notamment au cours de l'été, où les maintenances des tranches du parc sont généralement privilégiées, avec des disponibilités supérieures en moyenne à 70 %. La disponibilité du parc a présenté des niveaux très élevés au cours de l'hiver 2014/2015, dépassant ceux observés lors des trois hivers précédents (Graphique 15). La bonne disponibilité du parc nucléaire, combinée au recul de la consommation, a permis de doper les exportations (+17 %) et de limiter les besoins en importations (-16 %) (Graphique 16). Le solde exportateur s'inscrit par conséquent en forte hausse pour atteindre 65,1 TWh en 2014 contre 47,3 TWh en 2013 (Graphique 17).

Graphique 15 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français



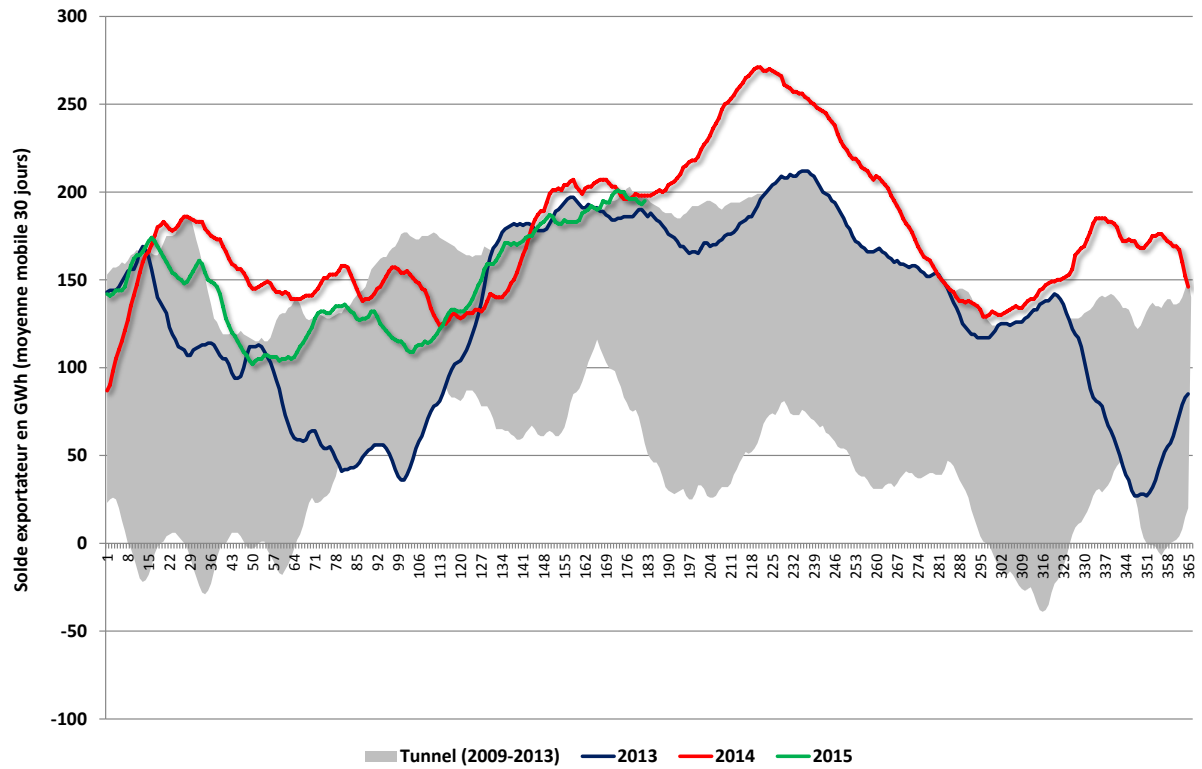
Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 16 : Volumes trimestriels échangés aux frontières



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 17 : Solde exportateur



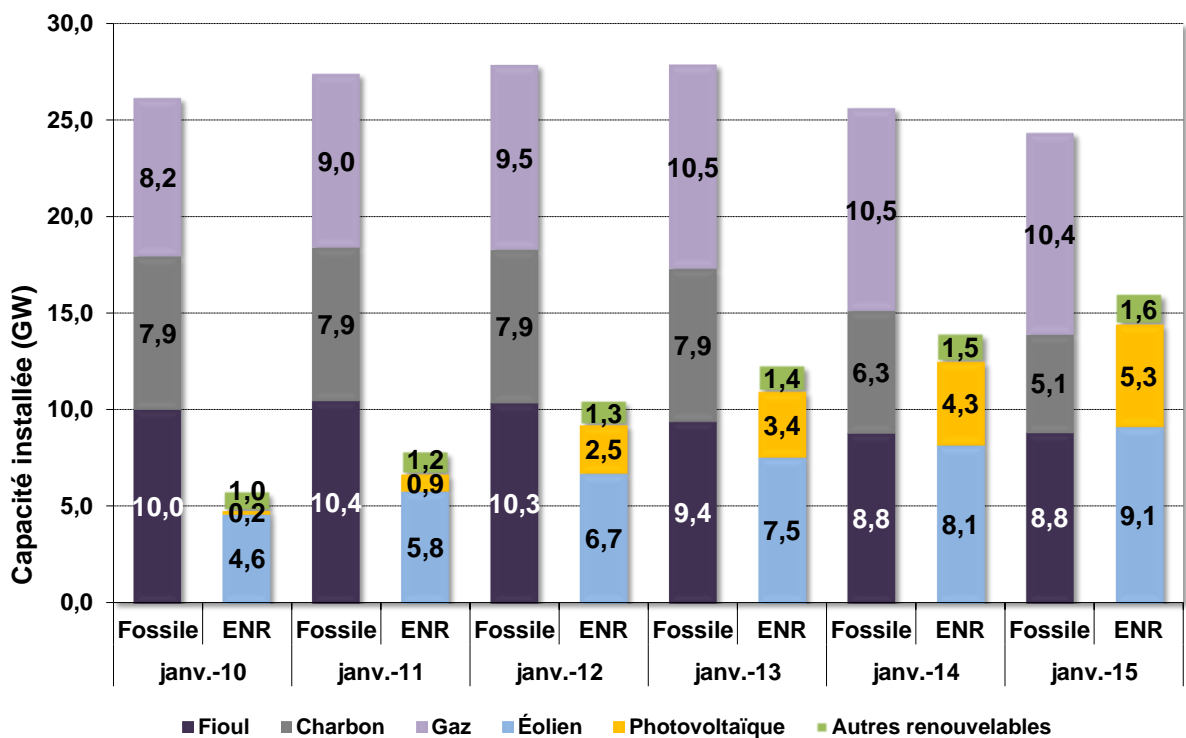
Source : RTE – Analyse : CRE

1.3 Une production issue des « nouvelles » énergies renouvelables (hors hydraulique) qui dépasse pour la première fois la production thermique fossile en 2014, tandis que la filière hydraulique présente une bonne disponibilité

Comme mentionné dans la section II, la capacité installée des filières renouvelables (ENR) est en progression depuis plusieurs années. En janvier 2015, la capacité installée des ENR (hors hydraulique) a augmenté de 15 % pour atteindre une capacité installée photovoltaïque de 5,3 GW et une capacité installée éolienne de 9,1 GW (Graphique 18).

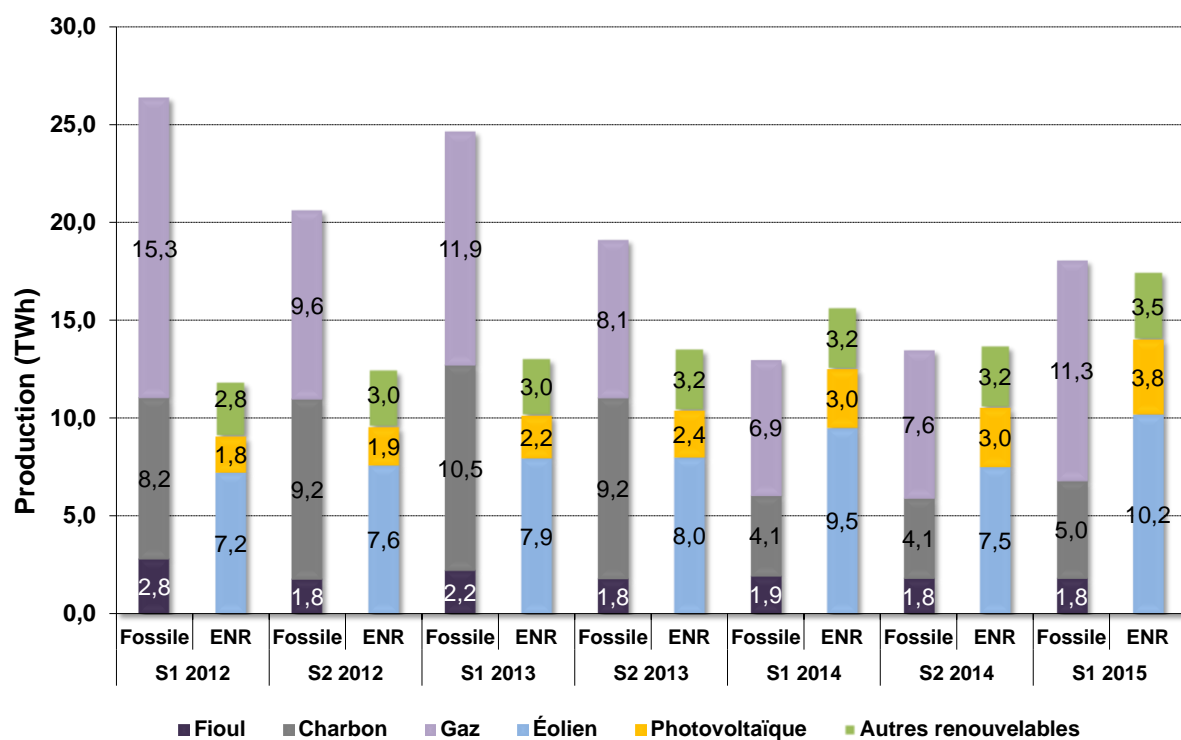
En comparaison, la capacité installée des moyens de production thermiques fossiles recule, notamment en ce qui concerne la filière charbon qui perd 1,2 GW de capacité installée (-20 %). En termes de production, la filière thermique a été particulièrement peu sollicitée en 2014 dans le contexte climatique très doux ce qui a permis à la production renouvelable (hors hydraulique) de dépasser celle issue du parc fossile pour la première fois en France (Graphique 19).

Graphique 18 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles et des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

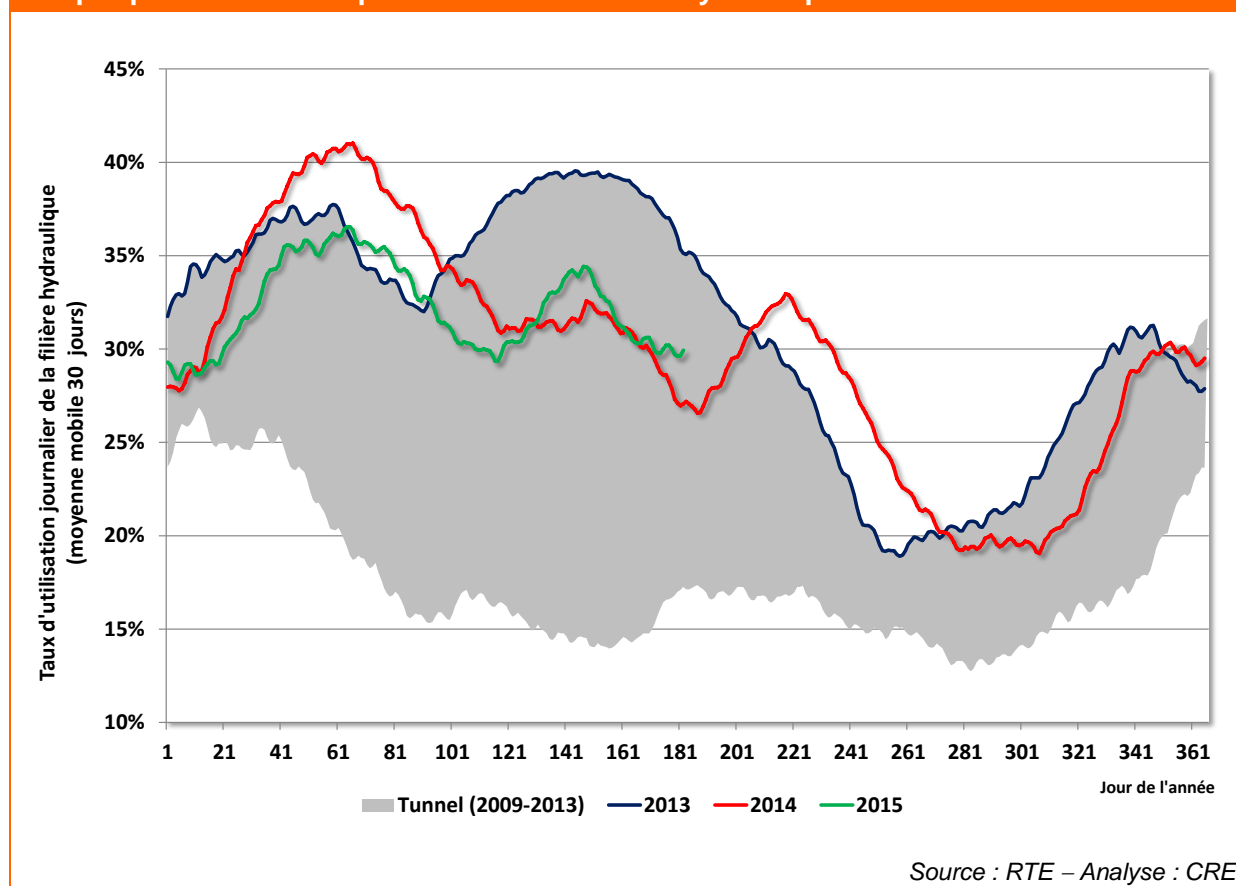
Graphique 19 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles et des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

A la production renouvelable des « nouvelles » filières en croissance en 2014, s'ajoute l'effet d'une bonne disponibilité de la filière hydraulique, dont la production en France a atteint des niveaux relativement élevés en 2014, notamment en février et mars dans un contexte de conditions météorologiques favorables ainsi qu'au cours de l'été, en raison de fortes précipitations. En 2015, le taux de production hydraulique se situe dans la moyenne haute de son tunnel historique (Graphique 20).

Graphique 20 : Taux de production de la filière hydraulique



1.4 Des rentabilités positives au cours de l'hiver 2014/15 des centrales à gaz, favorisant leur production à la pointe

L'analyse de la rentabilité théorique des centrales à charbon sur le marché spot à la pointe (*clean dark spread*²⁹) ou à gaz (*clean spark spread*³⁰) permet d'évaluer l'intérêt pour un producteur de faire fonctionner ses centrales.

La rentabilité journalière en période de pointe atteint 19 €/MWh en moyenne en 2014 pour la filière charbon, qui est également rentable en période de base.

La rentabilité théorique des centrales à gaz est restée pour sa part négative la plupart du temps en 2014. Les prix relatifs de l'énergie observés en fin d'année ont toutefois permis d'enregistrer des périodes de rentabilités positives de ces centrales, favorisant leur retour à la production à la pointe au

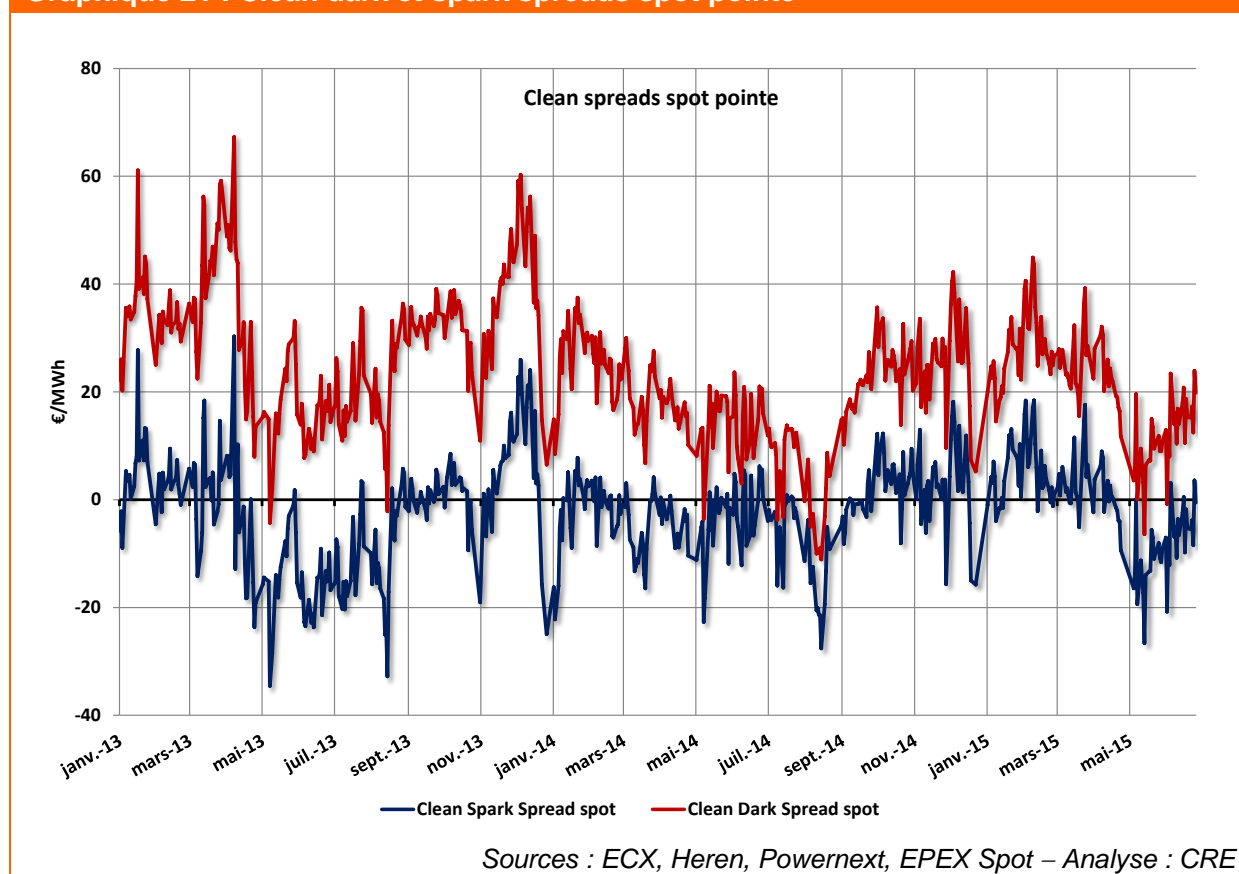
²⁹ CDS (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$, avec p_E le prix *day-ahead* pointe de l'électricité en France, p_C le prix du charbon, p_{CO_2} le prix spot du CO_2 , α le rendement moyen d'une centrale à charbon (35 %) et β le facteur d'émission des centrales à charbon (0,96 t CO_2 /MWh). Les calculs ont été effectués sur la base de l'hypothèse d'un pouvoir calorifique du charbon de 8,14 MWh/t.

³⁰ 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 CO_2 , γ le rendement moyen d'une centrale à gaz (49 %) et δ le facteur d'émission des centrales à gaz (0,46 t CO_2 /MWh).

cours de l'hiver 2014-2015 (Graphique 21). Ainsi, au cours de l'hiver 2014/2015, le taux de production de la filière gaz augmente rapidement pour atteindre des niveaux historiquement élevés avec un taux de production moyen affleurant les 50 % au T1 2015. (Graphique 22)

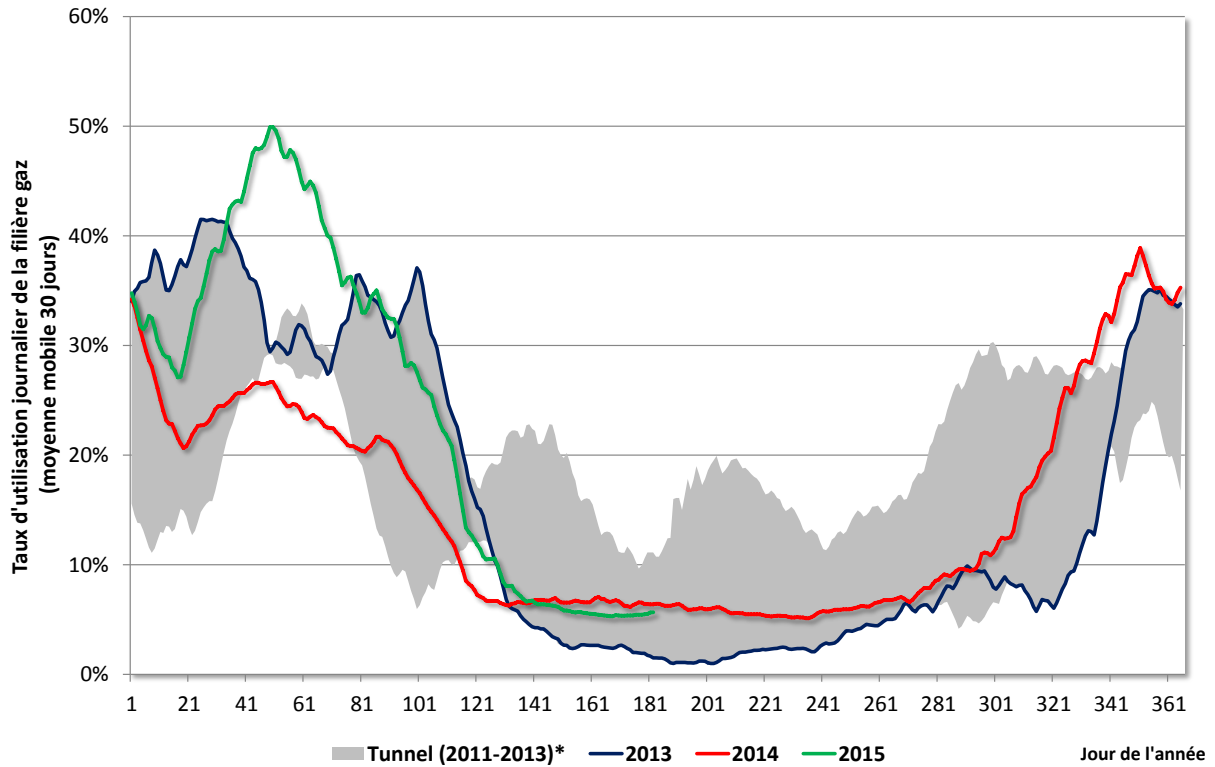
Le taux de production de la filière charbon a atteint des niveaux historiquement bas pendant la quasi-totalité de l'année 2014 (18 % en moyenne en 2014 contre 43 % en 2013), dans le contexte des températures douces en hiver et en été (voir Graphique 23). En 2015, il a été très élevé au cours du premier trimestre (en moyenne 43 %) mais chute de façon conséquente à partir du mois de mai du fait de la fermeture de certaines centrales et du lancement du programme de modernisation d'EDF « Charbon 2035 »³¹. La disponibilité des centrales au charbon passe en dessous de 1 GW à partir de mai 2015.

Graphique 21 : Clean dark et spark spreads spot pointe



³¹ Travaux de mise en conformité notamment des unités 4 et 5 de Cordemais, d'une puissance de 580 MW chacune

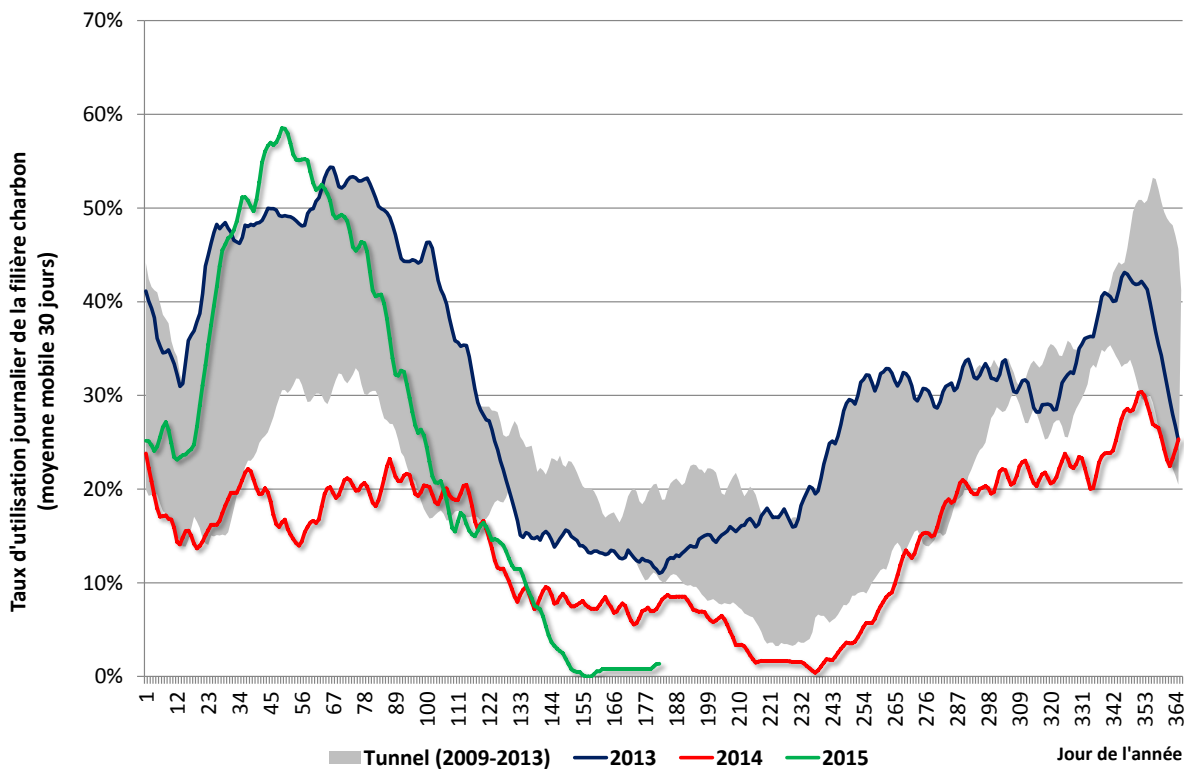
Graphique 22 : Taux de production de la filière gaz



*Données disponibles à partir de 2011

Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 23 : Taux de production de la filière charbon



Source : RTE – Analyse : CRE

1.5 Une marge confortable du système en 2014, du fait du climat

La monotone de charge du système électrique français classe les consommations de toutes les heures de l'année par ordre décroissant. Ces heures sont regroupées en neuf catégories (horo-saisonniers)³². La production par filière est mise en regard de ces niveaux de consommation. Dans un contexte d'hiver très doux, la monotone de charge de l'année 2014 a été sensiblement différente de celles observées lors des années précédentes. L'asymétrie base/pointe du parc de production (Encadré 2) est moins perceptible en 2014 car la puissance consommée à l'extrême pointe est plus faible (de 15 GW par rapport à 2012).

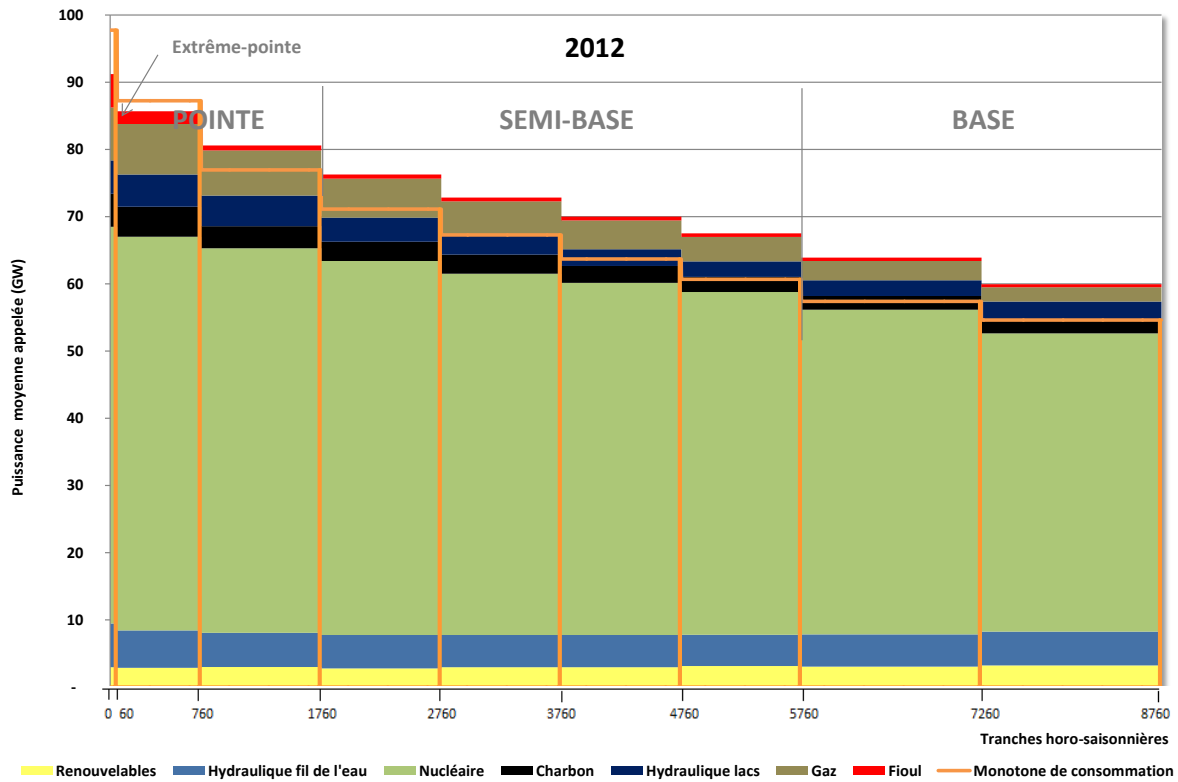
Encadré 2 : Monotone de charge du parc de production français en 2012 et 2014

Le parc français est caractérisé par une forte asymétrie de sa monotone de charge. Les importantes capacités de production en base (nucléaire notamment), placent le système en position d'exportateur net pendant ces périodes. A la pointe et l'extrême pointe, le parc est moins à même de répondre à l'intégralité de la demande nationale, amenant à solliciter les importations et à saturer les interconnexions. C'est typiquement le cas en 2012. L'année 2014 est au contraire marquée par des températures douces et des fondamentaux différents. La consommation a légèrement dépassé les 80 GW à l'extrême pointe. Cela s'est traduit par une monotone de consommation qui n'a jamais dépassé la monotone de production. La production aurait pu, si la France était sur une « île électrique », répondre à la consommation nationale en 2014. La France a naturellement importé dans une logique d'optimisation.

³² Construction du graphique « monotone de charge » :

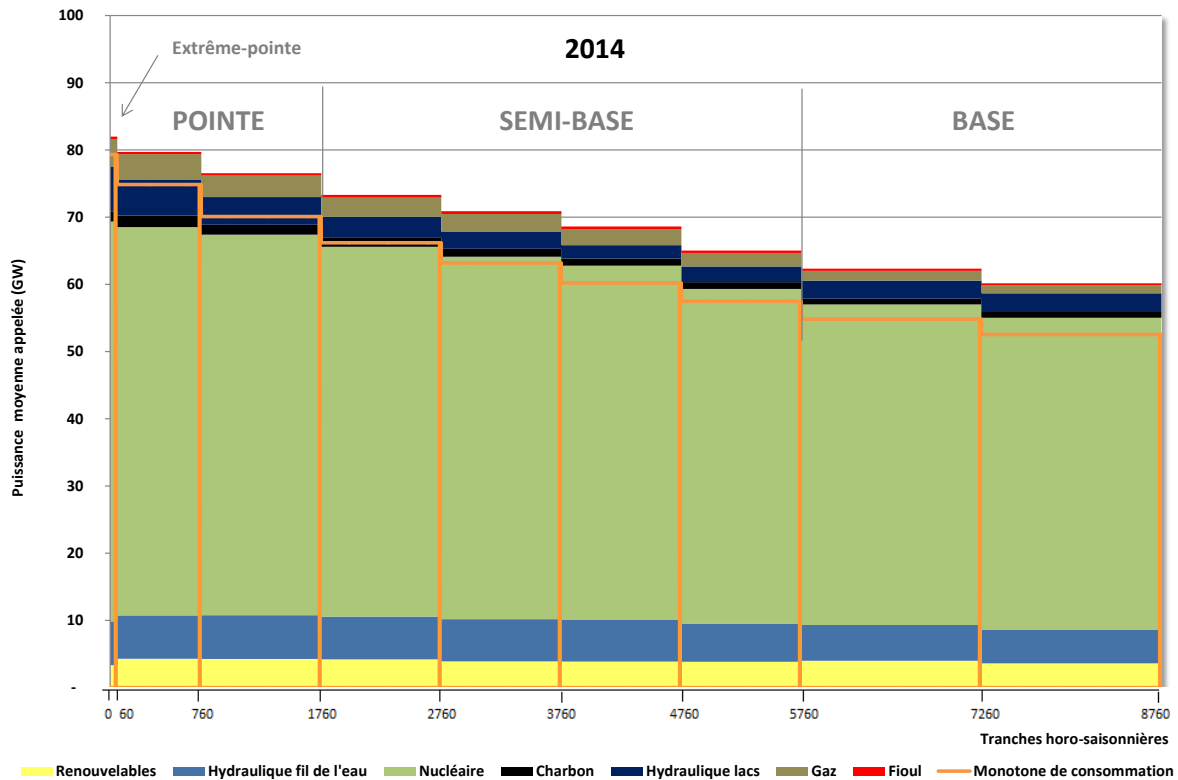
- neuf tranches horo-saisonniers sont définies pour simuler le fonctionnement annuel du système électrique ;
- la consommation des clients français, hors exports, pour chaque heure de l'année est classée de la plus importante à la plus faible. La moyenne de cette consommation est affichée pour chaque tranche horaire. On parle de monotone de consommation, ou de monotone de charge ;
- se superpose à cette monotone de charge la puissance totale de production correspondante du parc français ;
- pour chacune des tranches horo-saisonniers, sont calculées les productions moyennes de chacune des filières du parc de production empilées par coût croissant de production des filières sollicitées. Plus la puissance appelée augmente, moins elle est utilisée longtemps.

Graphique 24 : Monotone de charge en 2012



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 25 : Monotone de charge en 2014



Source : RTE – Analyse : CRE

1.6 La filière nucléaire marginale pendant plus du quart du temps en 2014 et plus présente sur le mécanisme d'ajustement

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 ont été apportées au calcul de la marginalité. Ainsi, on ne considère plus uniquement une approche horaire mais les offres soumises sous forme de bloc sont également prises en compte³³. En effet une partie importante des centrales thermiques fossiles, ainsi que certains effacements de consommation, sont offerts sur l'enchère d'EPEX SPOT sous forme de bloc d'heures consécutives.

Une fois tous les blocs marginaux analysés, toutes les heures restantes de l'année sont étudiées et la marginalité de chaque heure (non attribuée précédemment à un bloc marginal) doit être déterminée. Pour l'analyse horaire, la méthode est la suivante :

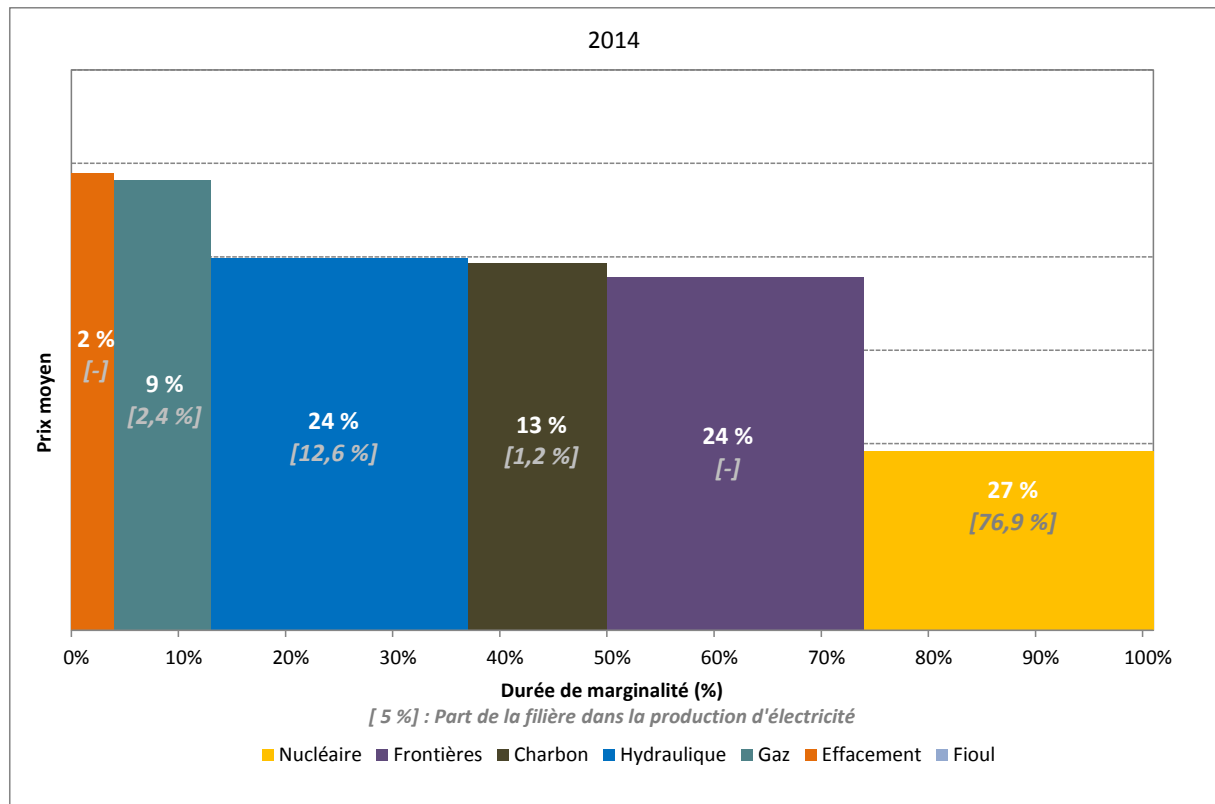
- quand la France est découplée de tous ses pays voisins, la marginalité du prix Epex ne peut venir que de la France et il faut donc rechercher l'unité de production au coût marginal le plus proche ;
- quand la France est couplée à au moins l'un des pays voisins et que la différence entre le prix de marché et le coût marginal de l'unité de production le plus proche est inférieur à 1 €, alors cette unité est considérée comme l'unité marginale. Si ce n'est pas le cas, on considère que c'est une unité de production située dans un pays frontalier qui a fixé le prix (catégorie « Frontières »).

Le résultat (Graphique 26) est cohérent avec les analyses fondamentales évoquées supra. Il met en avant un équilibre offre-demande très détendu en 2014 marqué par :

- une marginalité nucléaire sur plus d'un quart de l'année, en cohérence avec la faiblesse des prix spot observée sur 2014 ;
- une faible sollicitation des moyens de pointe (pas de présence de la filière fuel et seulement 9 % de marginalité de la filière gaz).

³³ Dans un premier temps sont analysés tous les blocs proposés à l'achat ou à la vente sur l'enchère d'EPEX SPOT qui correspondent à une filière de production donnée. Si la différence entre le prix de marché et celui du bloc est inférieure à 1 €, on considère que l'unité de production (ou effacement) associée est marginale sur l'ensemble des heures incluses dans le bloc.

Graphique 26 : Marginalité des différentes filières de production

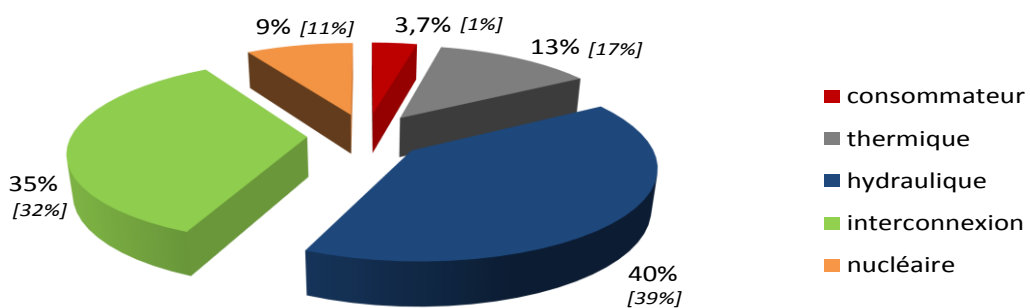


Sources : EPEX SPOT, RTE, Producteurs

En cohérence avec le résultat précédent, l'analyse des offres sur le mécanisme d'ajustement permet de constater un doublement de la présence de la filière nucléaire dans les offres d'ajustement à la baisse (Graphique 27).

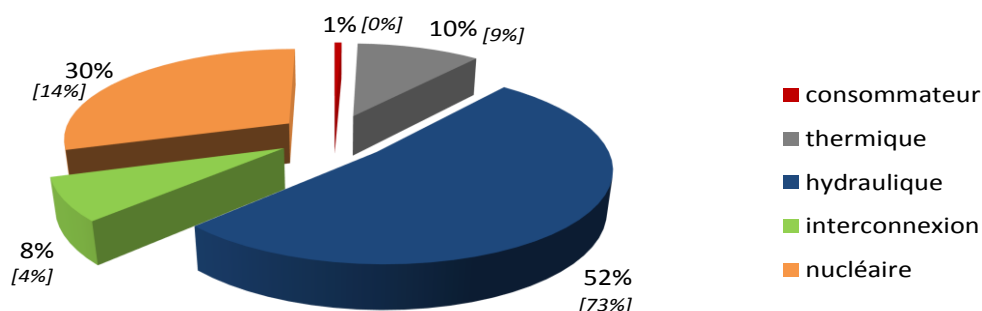
Graphique 27 : Part des technologies sur le mécanisme d'ajustement en 2014

a. Part des technologies pour l'ajustement à la hausse



Source : RTE

b. Part des technologies pour l'ajustement à la baisse



Source : RTE

1.7 Le dispositif de transparence : la surévaluation des prévisions de disponibilité en 2014 reste comparable à celle de 2013

Depuis décembre 2014, RTE a harmonisé les données qu'il publie avec celles requises par le règlement transparence CE 543/2013. Les informations communiquées sur le site internet de RTE pour la France sont désormais cohérentes avec les données disponibles sur la plateforme européenne de transparence déployée par ENTSO-E depuis janvier 2015.

Un des changements essentiels concerne la production : les disponibilités à court, moyen et long termes pour les moyens de production seront remplacées par des indisponibilités planifiées et fortuites, transmises à RTE et publiées dès qu'elles sont connues.

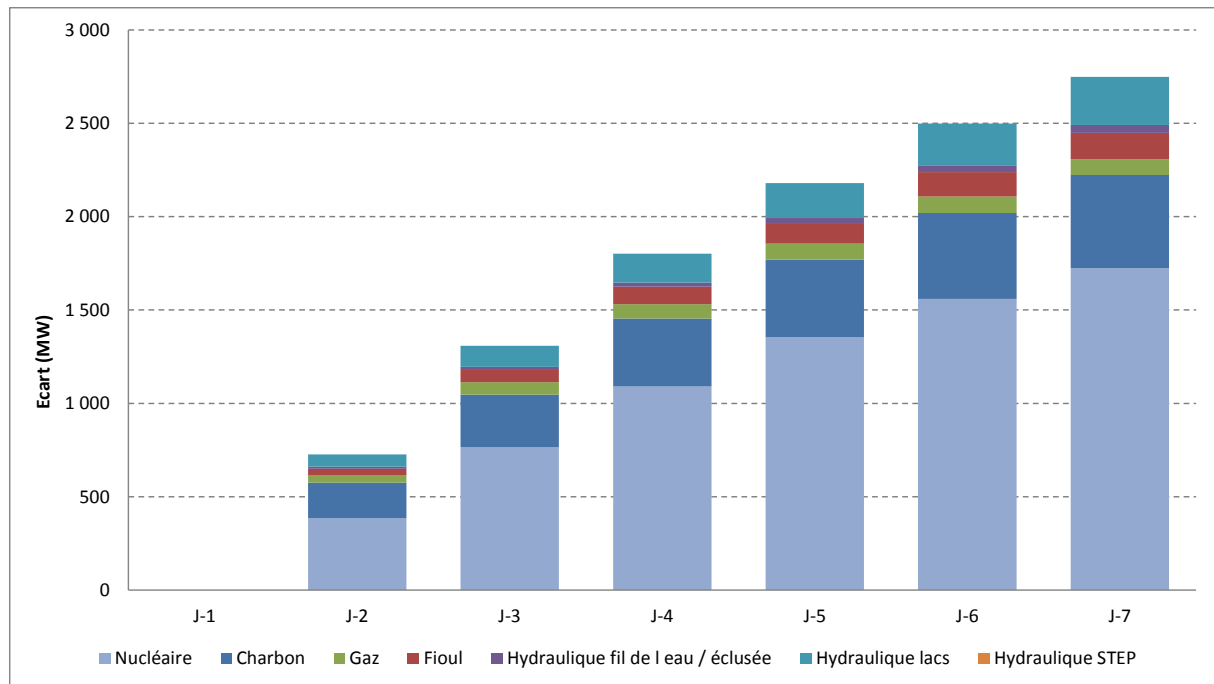
A partir de ces données et de la capacité installée de production ont été reconstituées la disponibilité prévisionnelle de J-1 à J-7, ainsi que la disponibilité constatée, en cohérence avec les publications passées. Comme lors des années précédentes, les disponibilités prévisionnelles anticipées de un à plusieurs jours à l'avance sont toujours surévaluées. Les ordres de grandeurs sont très proches de l'année précédente avec comme principales incertitudes une surévaluation vue de J-7 de la disponibilité du nucléaire de 2,2 GW (soit 3,5 % du parc installé) et de la disponibilité de la filière charbon de 532 MW (Graphique 28 et Tableau 13).

Tableau 13 : Disponibilités prévisionnelles des différentes filières en 2014

Filière	Nucléaire	Charbon	Gaz	Fioul	Hydraulique fil de l'eau / éclusée	Hydraulique lacs	Total
Ecart moyen à 1 jour (MW)	516	58	-1	37	7	109	726
Ecart moyen à 3 jour (MW)	1283	330	67	104	24	220	2028
Ecart moyen à 7 jour (MW)	2241	532	86	185	53	369	3466
Ecart moyen à 7 jour (% du parc)	3,5%	11,1%	1,5%	2,7%	0,5%	4,5%	3,3%
Ecart moyen à 7 jour 2013 (% du parc)	3,6%	16,0%	2,7%	4,1%	0,3%	1,3%	3,5%

Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 28 : Ecart moyen entre les prévisions de disponibilité et la prévision J-1



Source : RTE – Analyse : CRE

2 Des prix de gros en baisse

Les conditions de l'année 2014 ont engendré une baisse de 20 % des prix spot, qui se sont établis en moyenne à 34,6 €/MWh. Aucun pic de prix positif n'a été observé sur le marché spot, les occurrences de prix négatifs ayant par ailleurs été rares (8 heures en 2014). Sur les marchés à terme, les prix de l'électricité ont aussi connu une tendance baissière en 2014, surtout à partir de la fin de l'année, dans le sillage de la baisse des matières premières. Après le contexte de stabilisation des prix calendaires autour de 42 €/MWh, pour lequel la CRE a rendu publics des éléments d'analyse dans son rapport de surveillance précédent, les prix sont en effet passés en dessous de ce niveau depuis la fin de 2014. Les prix à terme se situaient à la fin du mois de septembre 2015 à des niveaux proches de 38 €/MWh et ce pour les échéances à un, deux et trois ans.

2.1 Le marché spot marqué par la forte baisse des prix

2.1.1 Des prix spot en baisse en France et une absence de pic de prix dans le contexte de marges confortables en 2014

Le prix moyen de l'électricité en base s'établit à 34,60 €/MWh, soit une baisse significative de 8,6 €/MWh par rapport à l'année 2013. Cette baisse des prix est encore plus importante sur le prix day-ahead pointe, le prix moyen du mégawattheure s'élevant à 43,8 €/MWh contre 55,1 €/MWh en 2013, soit une baisse de 11,3 €/MWh. Sur le premier semestre 2015, le prix moyen en base s'établit à 38,80 €/MWh, soit une hausse de 4,2 €/MWh par rapport au premier semestre 2014. Contrairement à l'année 2014, la période hivernale de 2015 a été marquée par des températures proches des normales de saison, ce qui a eu pour effet de soutenir le niveau de consommation en France et donc d'augmenter le niveau de prix moyen (Graphique 29). Le prix moyen infra-journalier sur le marché EPEX SPOT en 2014 s'est établi à 35 €/MWh, en baisse de 9,3 €/MWh par rapport à 2013.

Dans le contexte d'équilibre offre-demande détendu, l'année 2014 n'a pas connu de pic de prix comme ce fut le cas en 2012, ni de pic de prix négatif comme en 2013. Les prix horaires de l'enchère

day-ahead d'EPEX SPOT ont tout de même été négatifs au cours de 8 heures en 2014. Ils sont cependant restés à des niveaux compris entre 0 €/MWh et -2 €/MWh. L'absence de pic de prix se retrouve dans une volatilité faible au cours de l'année 2014 (Graphique 30). La volatilité avait connu des niveaux élevés lors des épisodes d'hiver froid et de pic de prix, en 2012. L'indice de volatilité relatif au prix spot français a depuis reflué et s'est inscrit en-dessous de 15 % tout au long de l'année 2014 du fait de l'absence d'épisodes de tensions sur l'équilibre offre-demande.

Tableau 14 : Prix moyen day-ahead et intraday

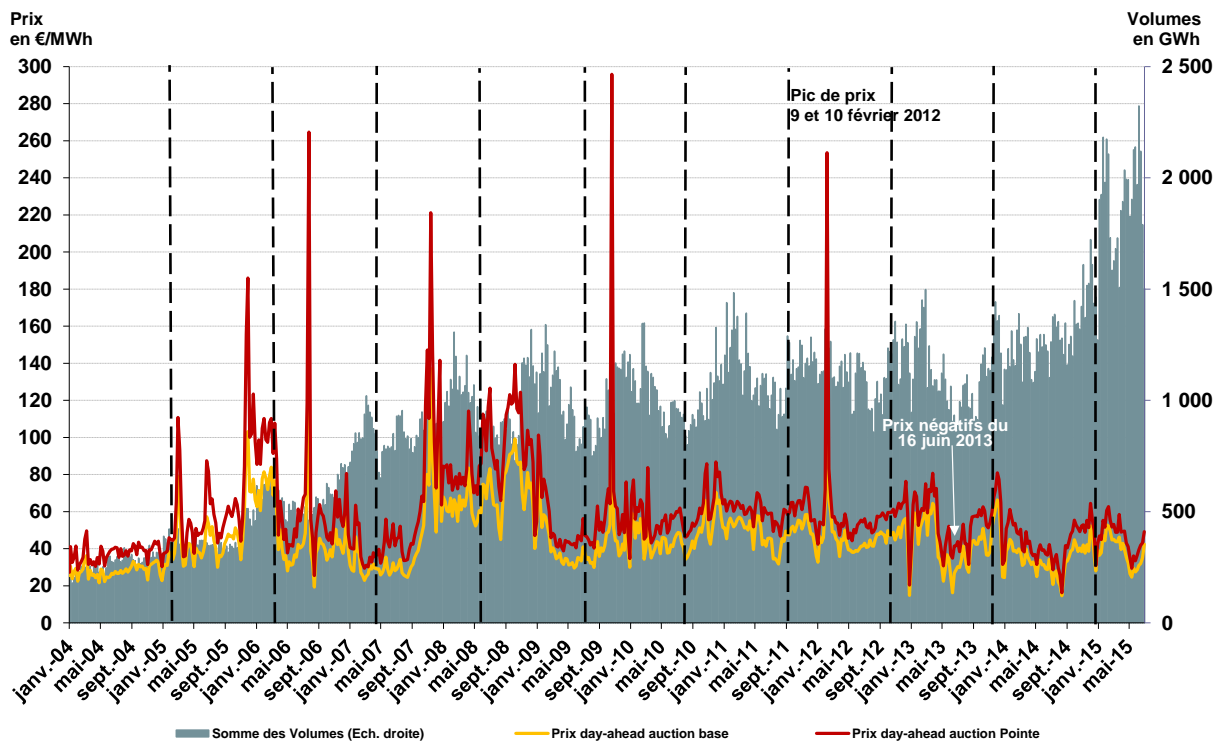
Période	Prix <i>Day-Ahead</i> moyen	Prix <i>Intraday</i> moyen
2013	43,2 €/MWh	44,3 €/MWh
2014	34,6 €/MWh	35 €/MWh
S1 2014	34,6 €/MWh	35,3 €/MWh
S1 2015	38,8 €/MWh	39,4 €/MWh

Source : EPEX SPOT

Cette absence de tensions est liée à un niveau de marge confortable du système électrique en 2014. La formation des prix spot est en effet corrélée à la marge prévisionnelle du système, différence entre la capacité de production disponible et la consommation. En 2014, les marges telles qu'évaluées par la CRE³⁴ se sont établies en moyenne à 29,5 GW, la mise en regard des prix spot observés et des marges constatées heure par heure permettant de vérifier la cohérence globale des prix avec les fondamentaux (Graphique 31).

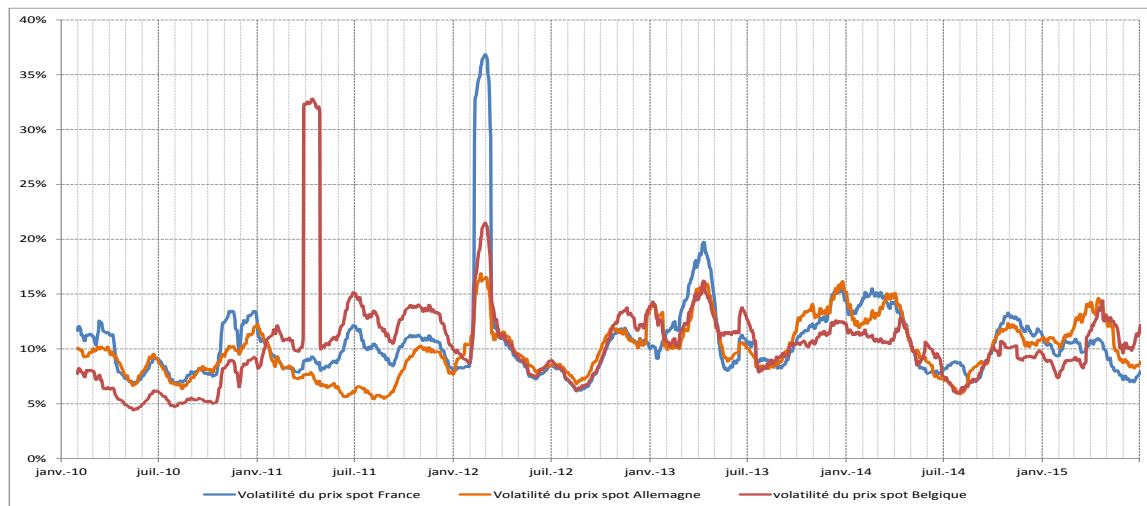
³⁴ Le calcul des marges effectué par la CRE est basé sur les données publiques de transparence et diffère du calcul des marges publié par RTE. En effet RTE calcule des marges par plage (matin ou soir), et elles sont utilisées comme une composante de la conduite du système. Elles correspondent ainsi à volume disponible pouvant être mobilisé pour faire face à des aléas de production ou de consommation. Ce volume peut différer du calcul effectué par la CRE en raison des contraintes physiques des installations (délai de démarrage des centrales, volume hydraulique effectivement « mobilisable » sur le court-terme, etc.).

Graphique 29 : Evolution des prix day-ahead en France (moyenne hebdomadaire des prix et somme des volumes)



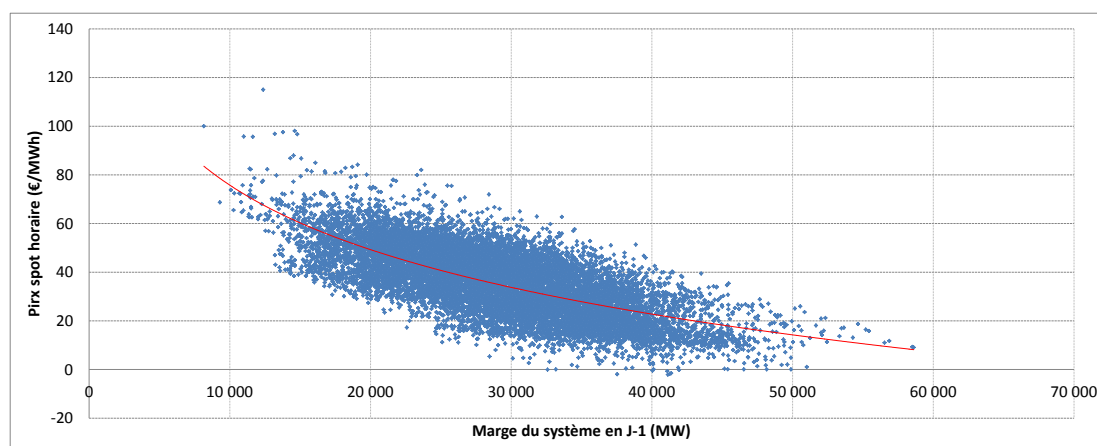
Source : EPEX SPOT

Graphique 30 : Volatilité des prix day-ahead



Sources : EPEX SPOT, Belpex – Analyse : CRE

Graphique 31 : Prix spot et marge prévisionnelle en J-1 du système électrique français en 2014 et au premier semestre 2015



Sources : RTE, EPEX SPOT

2.1.2 Un écart prix spots - coûts dans le cas d'EDF évalué à 5,5 % en moyenne en 2014

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.

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. En moyenne, l'écart prix - coûts pendant ces périodes en 2014 a été de 5,5 %. Pour mémoire, cet écart était de 4,5 % en 2013, et de 2,2 % en 2012 (cf. Rapports de Surveillance 2013-2014 et 2012-2013). Depuis que la CRE mesure cet indicateur (année 2008), il n'a jamais dépassé les 6,5 %.

La CRE considère que le niveau de l'écart mesuré sur l'année 2014 ne reflète pas l'exercice d'un pouvoir de marché.

2.1.3 Des marchés spot qui reflètent les situations nationales spécifiques dans un contexte d'intégration croissante

L'analyse des prix spots en France et dans les pays frontaliers montre la formation d'écarts de prix reflétant des situations spécifiques sur l'équilibre offre-demande, même si l'élargissement du couplage des marchés et l'optimisation des échanges aux frontières, grâce notamment au mécanisme dit du flow-based (cf. infra) permettent de renforcer l'intégration des marchés européens.

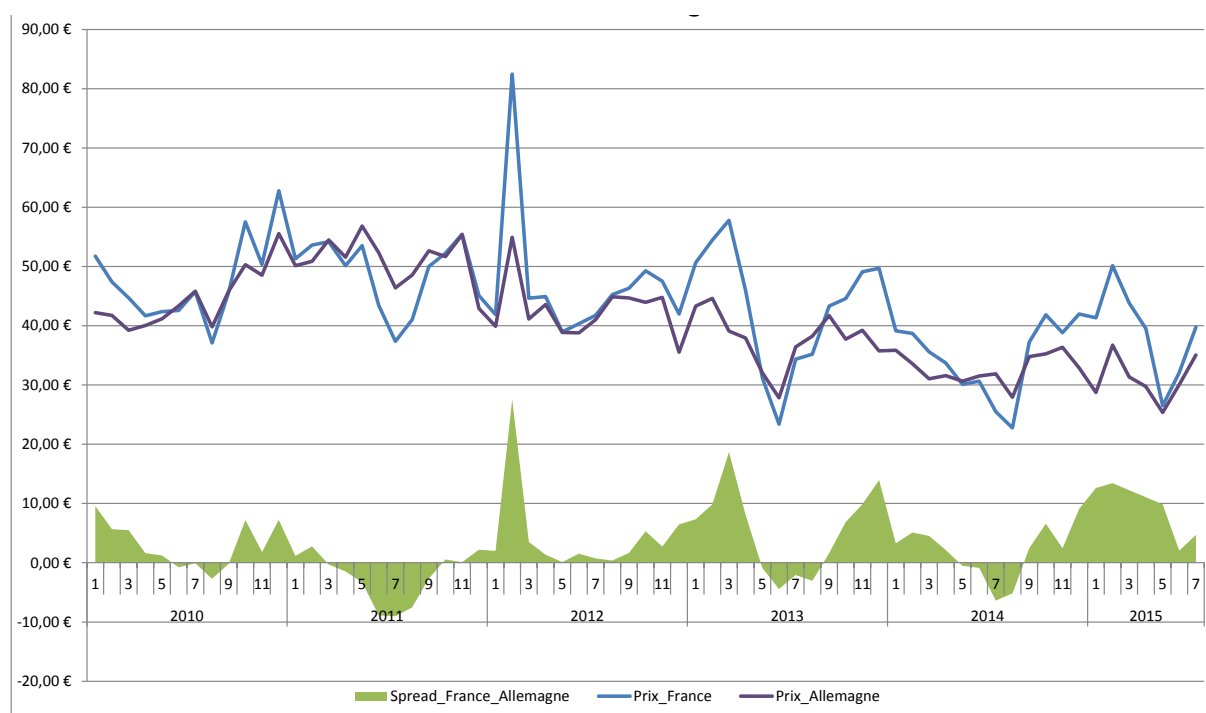
Les évolutions comparées de prix spot en France avec ceux en Allemagne, Belgique et Espagne sont résumées dans les graphiques suivants (Graphique 32, Graphique 33 et Graphique 34). Le différentiel de prix France-Allemagne s'est établi à 1,9 €/MWh en 2014, soit une baisse de 3,6 €/MWh par rapport à 2013. D'une façon générale, l'écart de prix spot avec l'Allemagne est le reflet de la thermo-sensibilité des prix français, qui induit une saisonnalité importante du différentiel de prix France-Allemagne. Cette saisonnalité n'a pas été observée en 2014 compte tenu des conditions climatiques particulières. Le premier semestre 2015 a été marqué par des températures plus fraîches et une demande plus soutenue, ce qui s'est traduit par un élargissement du différentiel France-Allemagne, atteignant 10,2 €/MWh, configuration usuelle comparée aux conditions atypiques de 2014.

En 2014, le différentiel de prix France-Belgique s'est creusé (France moins chère) à -6,1 €/MWh, contre -4,2 €/MWh en 2013). Depuis 2013, l'écart de prix France-Belgique est très sensible à la

disponibilité nucléaire en Belgique. On remarque notamment l'impact de l'arrêt des réacteurs Doel 3 et Tihange 2, qui ont été mis à l'arrêt au cours du premier semestre 2013. Cet écart s'est encore creusé en 2014, car ces deux réacteurs ont à nouveau été mis à l'arrêt à partir de mars 2014, avec une date de retour soumise à l'approbation de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire.

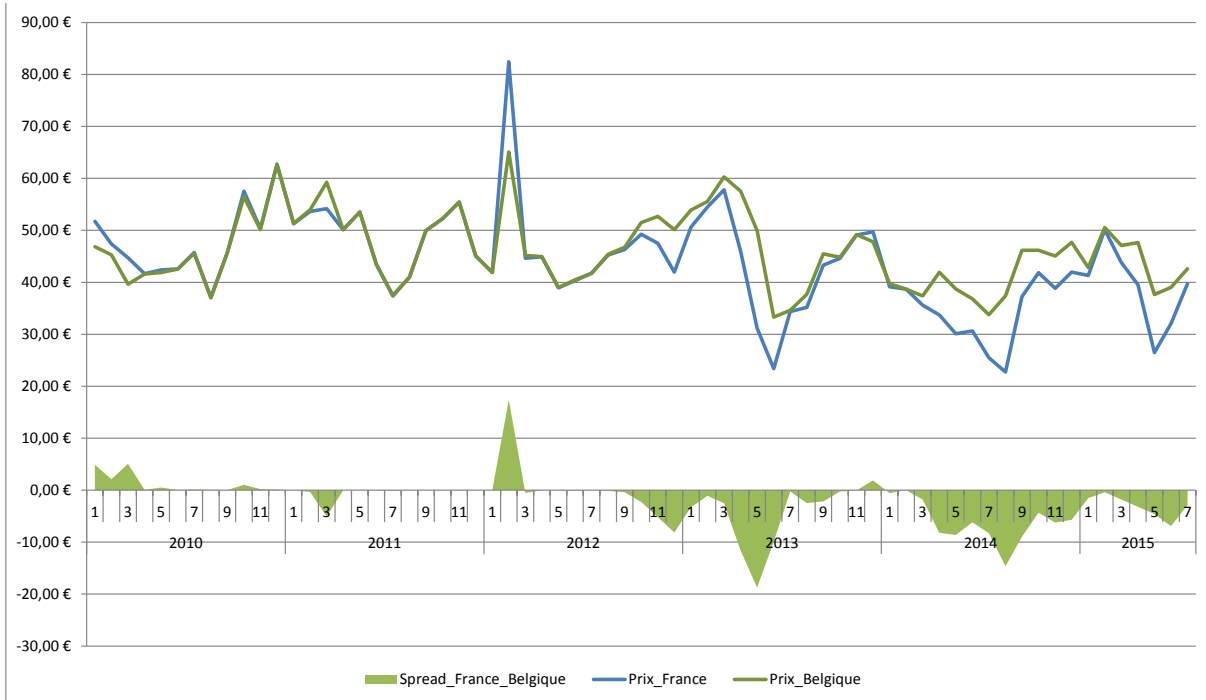
En Espagne, les effets du climat sur les productions éolienne et hydraulique sont un facteur déterminant de la formation des prix. Le potentiel de ces filières étant plus élevé durant les premiers mois de l'année, les prix espagnols peuvent alors atteindre des niveaux mensuels inférieurs à 20 €/MWh, ce qui permet à la France d'importer depuis l'Espagne lors des périodes hivernales.

Graphique 32 : Prix spot et différentiel France-Allemagne (moyenne mensuelle)



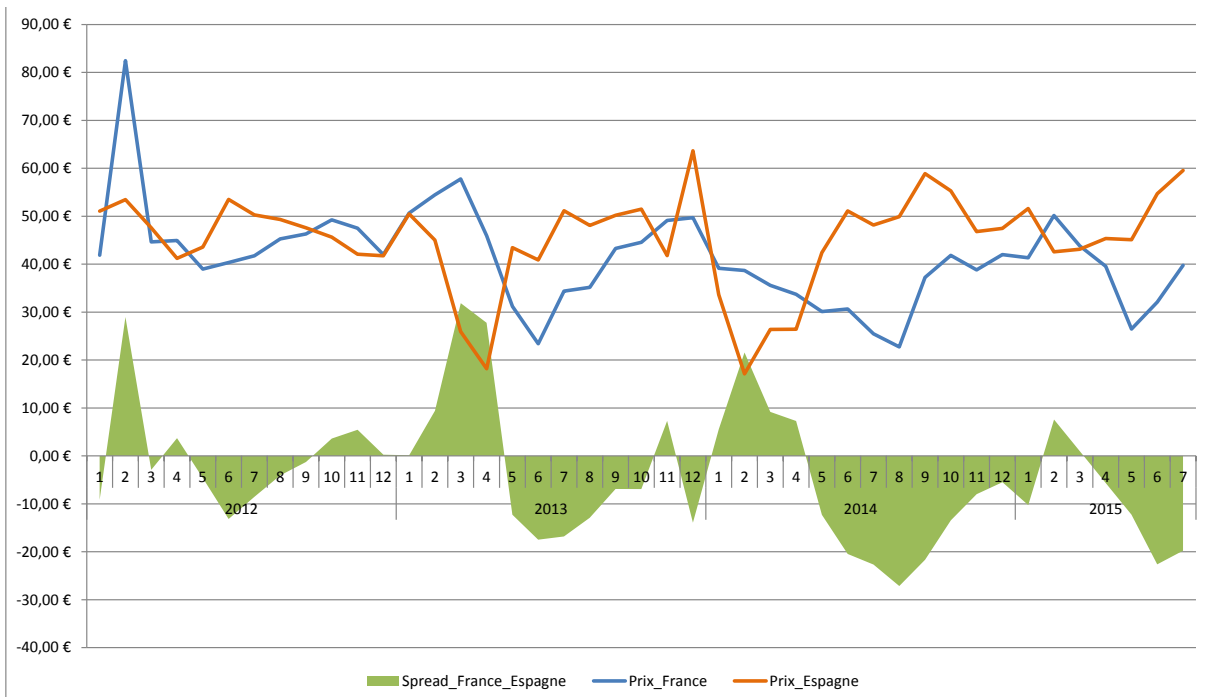
Source : EPEX SPOT

Graphique 33 : Prix spot et différentiel France-Belgique (moyenne mensuelle)



Sources : EPEX SPOT, Belpex

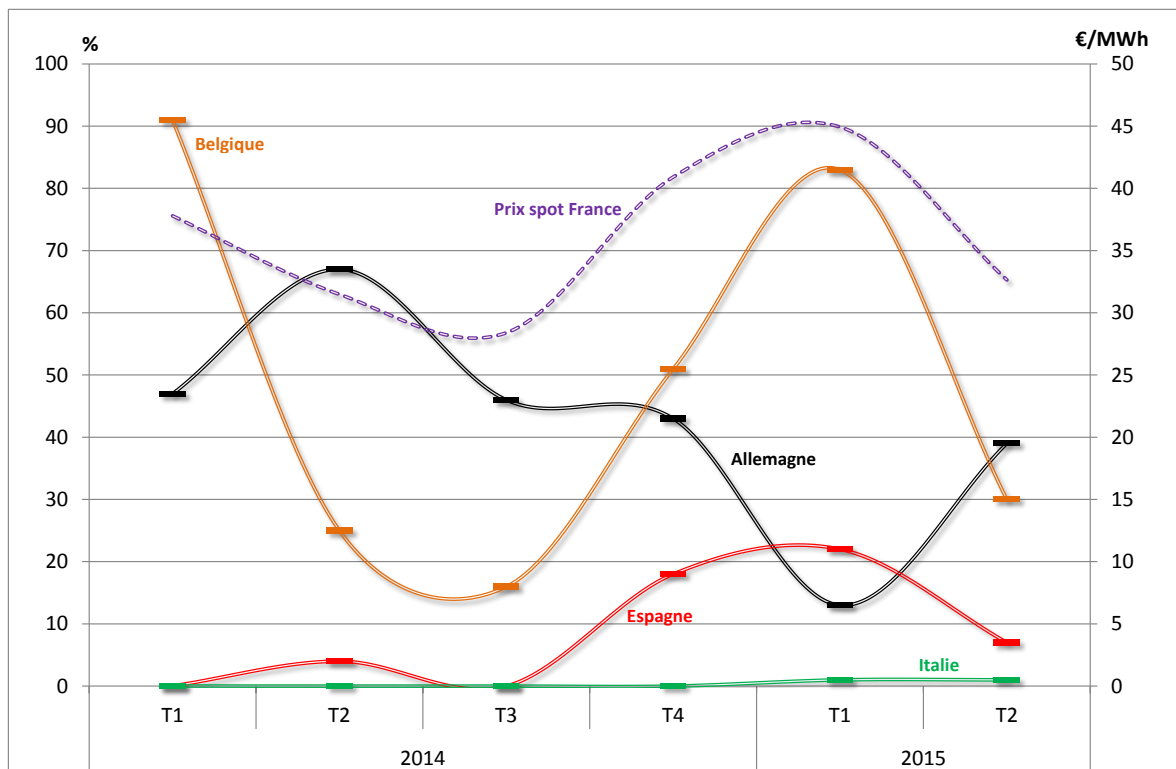
Graphique 34 : Prix spot et différentiel France-Espagne (moyenne mensuelle)



Sources: EPEX SPOT, OMEL

La formation des écarts de prix entre la France et ses pays voisins se retrouve dans l'évolution des taux de convergence des prix dans le cadre du couplage des marchés (Graphique 35). Ce mécanisme a été élargi à l'Espagne, en mars 2014 et à l'Italie, en février 2015. Les taux de convergence observés avec ces deux derniers pays sont non nuls, notamment en hiver, même si ils restent modérés, surtout avec l'Italie. Le taux de convergence avec les prix allemands a été élevé en 2014 et, s'agissant de la Belgique, on observe une chute notable suite aux arrêts de tranches nucléaires.

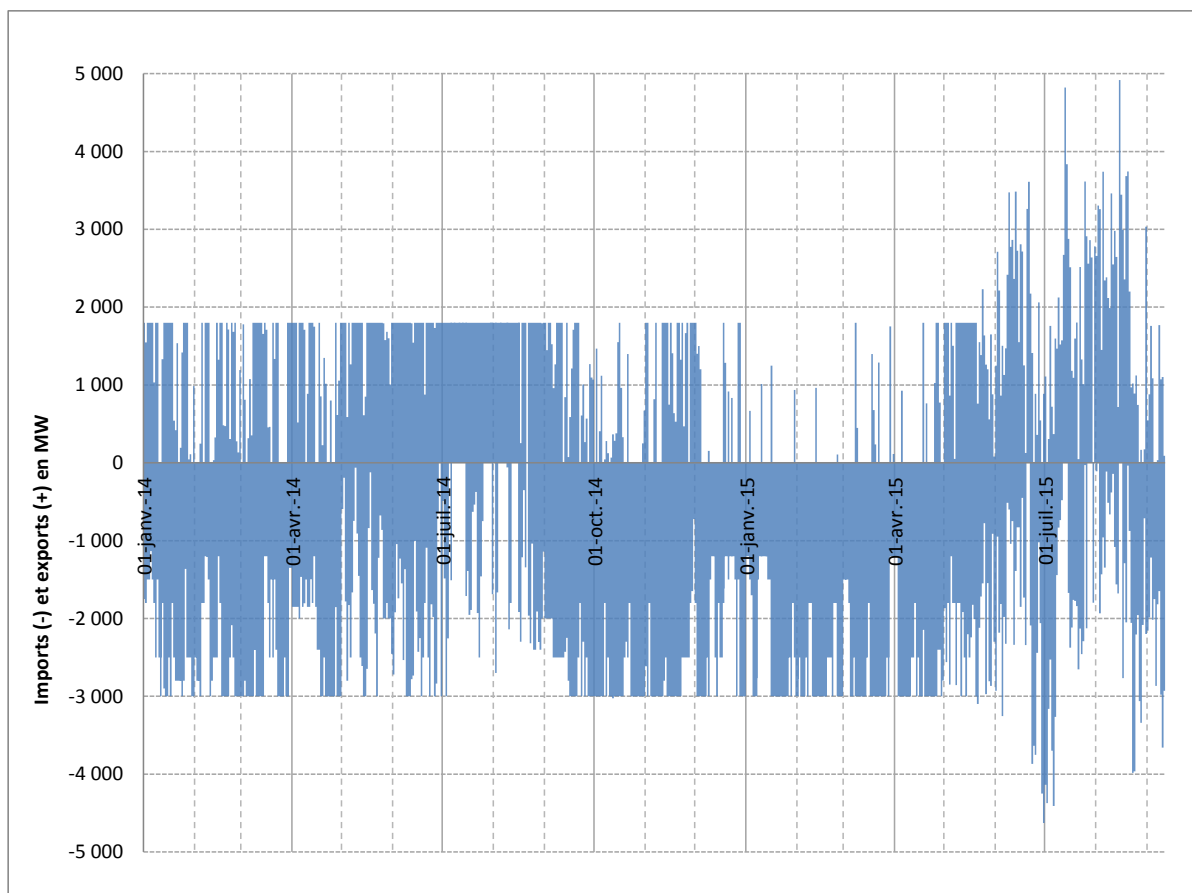
Graphique 35 : Taux de convergence trimestriel des prix horaires avec les pays couplés



Sources : EPEX SPOT, Belpex, OMEL, IPEX

Le couplage de marché fondé sur la méthode *flow-based*³⁵ a été lancé le 20 mai pour livraison le 21 mai 2015. Les pays concernés sont ceux de la zone centre ouest (France, Belgique, Pays-Bas, Allemagne et Luxembourg). L'impact du *flow-based* est particulièrement visible sur les échanges aux frontières belge et allemande. La nouvelle méthode a permis d'exporter jusqu'à 4,9 GW vers Allemagne dans certaines configurations dans lesquelles l'offre était abondante en France, alors qu'auparavant la capacité était limitée à 1,8 GW (Graphique 36). En situation inverse, certaines configurations du réseau ont permis à la France d'importer d'Allemagne jusqu'à 4.6 GW pour satisfaire sa demande au meilleur prix au lieu de l'ancienne limite de 3 GW. En Belgique, où l'équilibre offre-demande est plus tendu, la méthode du *flow-based* a permis dans certaines configurations du réseau de doubler les exportations pour atteindre un record horaire de 5,7 GW (Graphique 37).

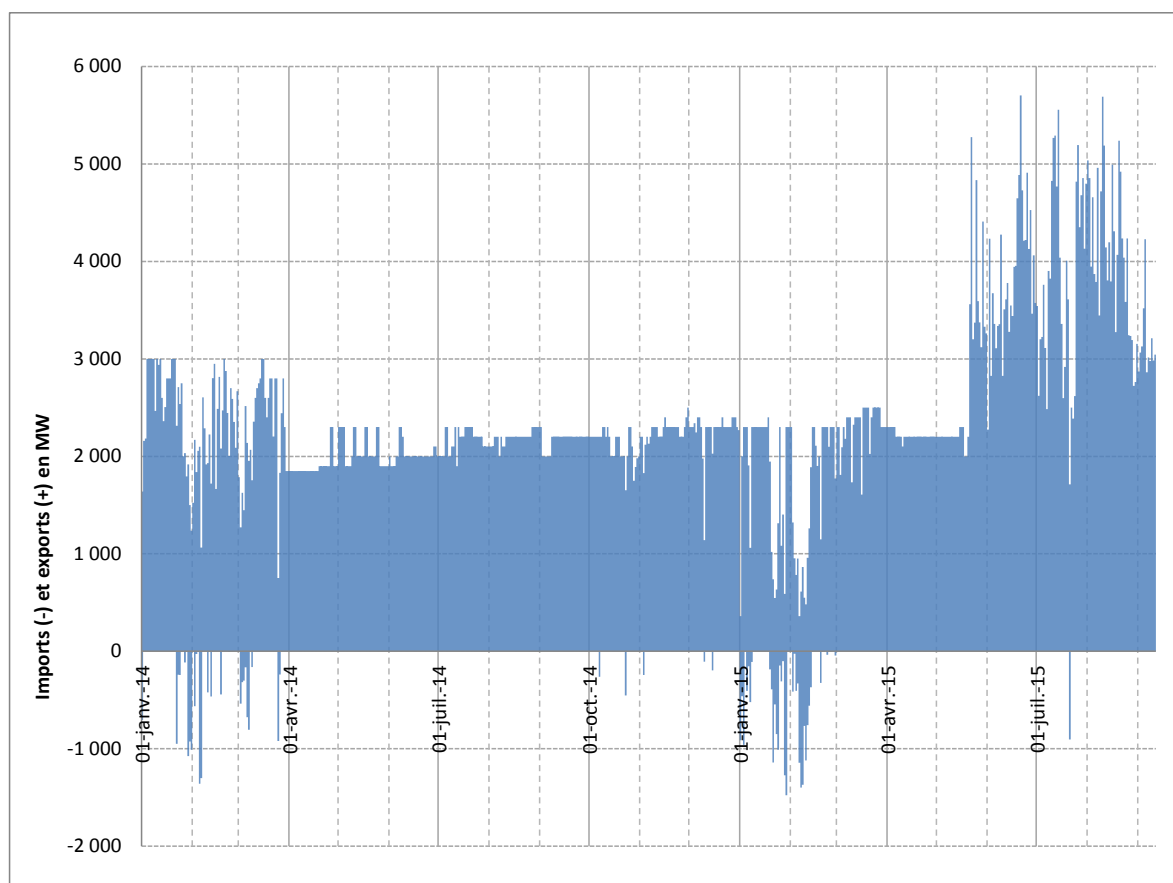
Graphique 36 : Echanges programmés en J-1 entre la France et l'Allemagne



Source : RTE

³⁵ Cette nouvelle méthode d'allocation des flux d'énergies aux frontières en day-ahead permet de maximiser les échanges transfrontaliers en respectant les contraintes physiques réelles des réseaux de transport européens. L'allocation de capacités dans le cadre du *Flow-based* est dynamique en fonction de l'équilibre offre-demande de chacun des pays concernés.

Graphique 37 : Echanges programmés en J-1 entre la France et la Belgique



Source : RTE

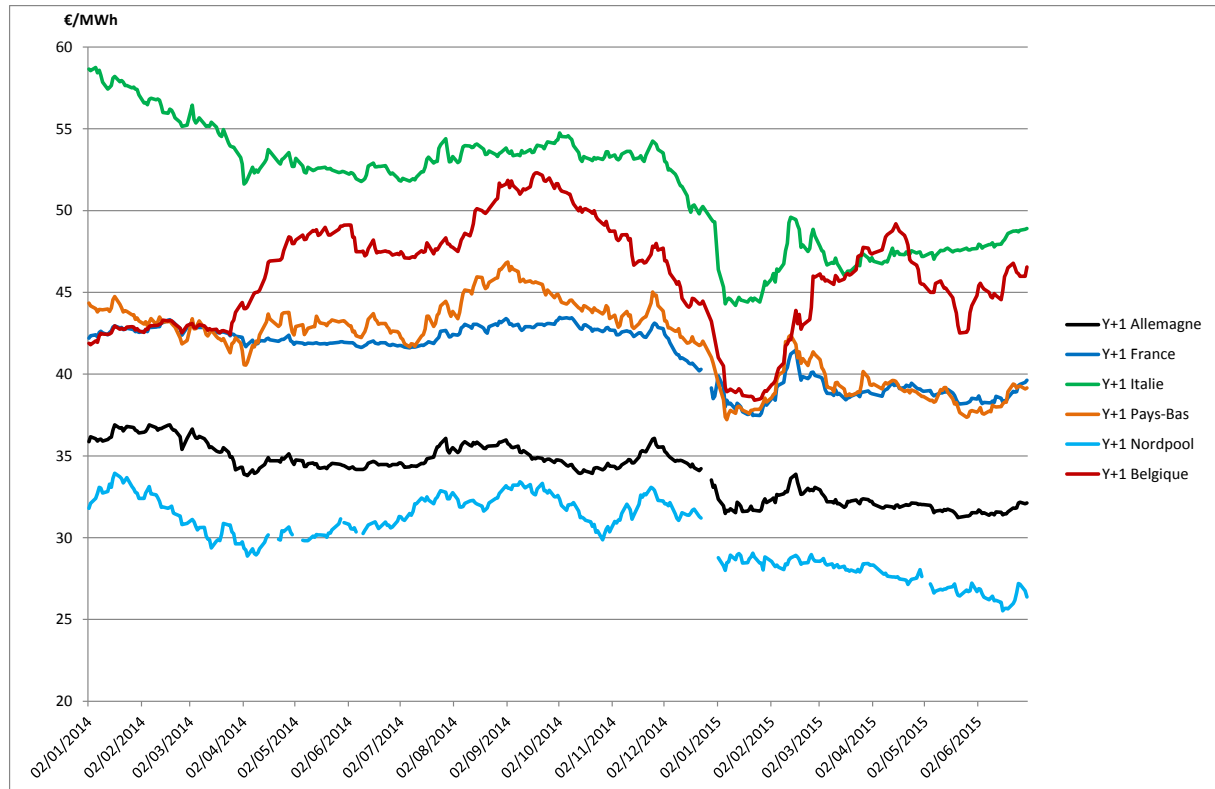
2.2 Le marché à terme sous l'influence de la baisse des prix des matières premières

2.2.1 Une baisse des prix à terme en Europe

Le prix à terme de l'électricité en Europe est fortement influencé par les cours du gaz, du charbon et, dans une moindre mesure, du CO₂. Ils ont par conséquent globalement suivi la tendance baissière observée sur les matières premières. En particulier, les prix allemands ont répercuté la baisse tendancielle des cours du charbon rappelée en Section II (Graphique 38). On peut relever toutefois que les prix à terme belges ont connu un épisode de hausse de près de 10 €/MWh après l'annonce en avril 2014 de l'arrêt des tranches nucléaires de Doel 3 et Tihange 2.

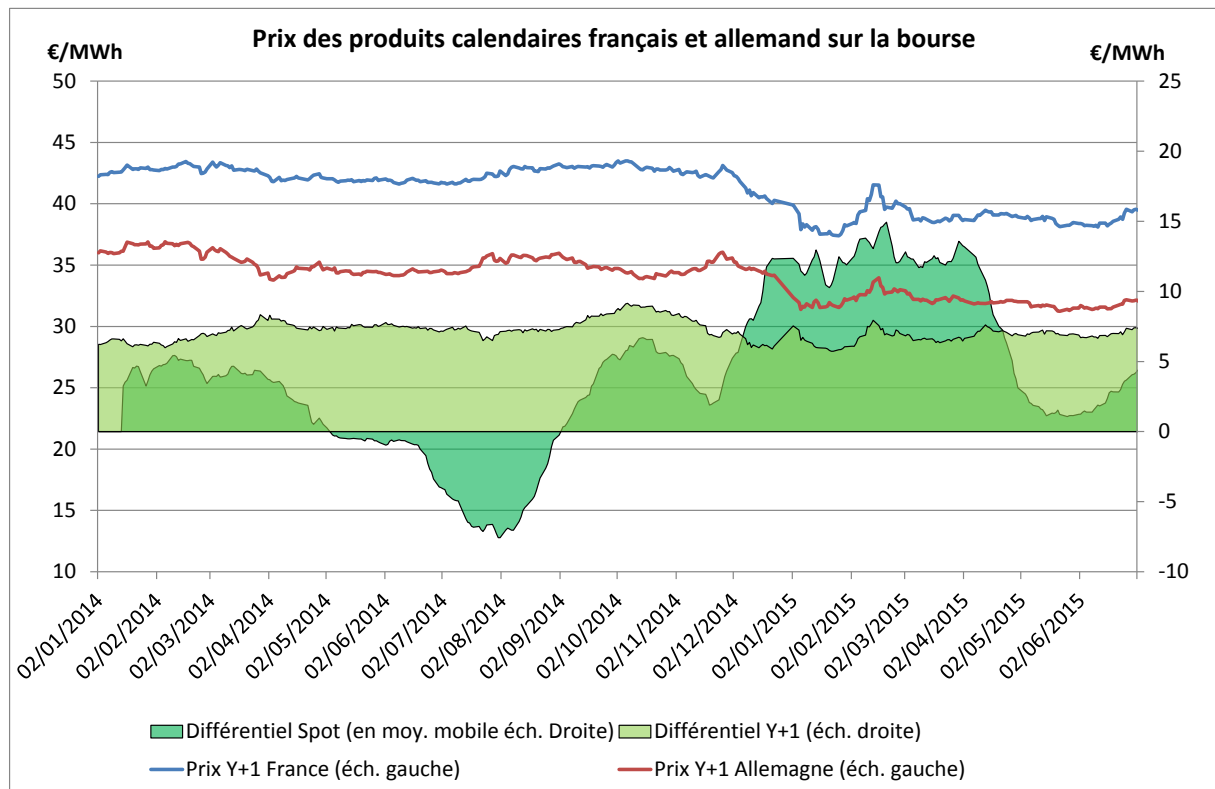
En 2014, l'écart entre le cours des produits calendaires allemand et français s'est creusé jusqu'en octobre où il a atteint un maximum de 9 €/MWh à la suite de la baisse des prix allemands alors que les prix français restaient stables autour du seuil de 42 €/MWh (Graphique 39). La chute des prix à terme à la fin de l'année 2014 a resserré l'écart entre les cours des produits allemand et français. Cet écart se situe au premier semestre 2015 à un niveau comparable à celui observé sur le marché spot. On constate par ailleurs que le décrochage des prix français en dessous du seuil de 42 €/MWh s'est accompagné d'un accroissement de leur volatilité, après avoir connu des niveaux très bas en 2014 (Graphique 40).

Graphique 38 : Prix des produits Y+1 en Europe



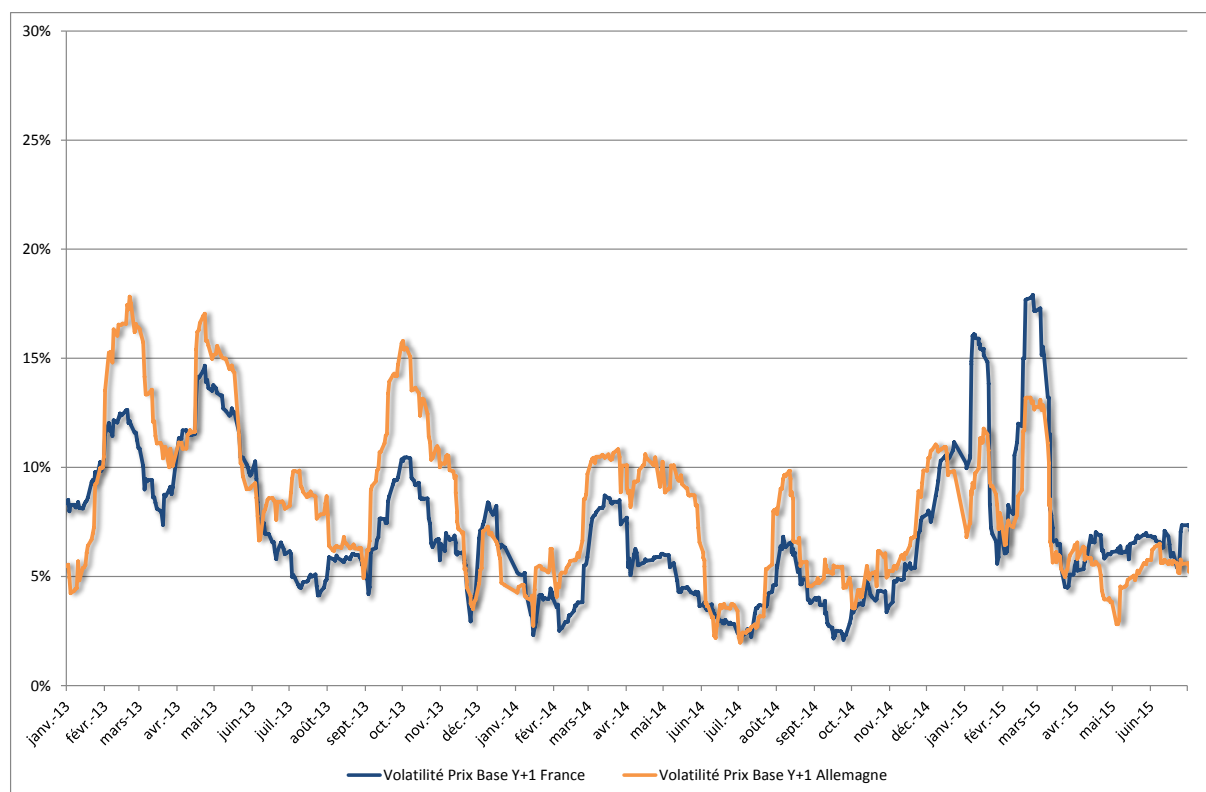
Sources : EPD, ICE ENDEX, Heren

Graphique 39 : Prix et écart entre les produits calendaires français et allemand



Sources : EPEX SPOT, EEX

Graphique 40 : Volatilité des prix des produits calendaires



Source : EPEX SPOT

2.2.2 Des prix à terme en France inférieurs à ceux de l'ARENH

Dans son précédent rapport de surveillance, la CRE a analysé l'évolution des prix à terme français dans le contexte de la stabilisation observée au niveau du prix de l'ARENH, soit 42 €/MWh.

Tout au long de l'année 2014 le prix de marché est resté proche ou légèrement supérieur au niveau de 42 €/MWh, avec un maximum atteint à 43,5 €/MWh en octobre 2014. En fin d'année 2014, le prix à terme est toutefois passé en dessous du niveau de 42 €/MWh jusqu'à baisser au niveau de 38 €/MWh dans le contexte de l'accélération de la baisse des prix des matières premières. Cette baisse s'observe pour les produits calendaires à un, deux et trois ans (Graphique 41).

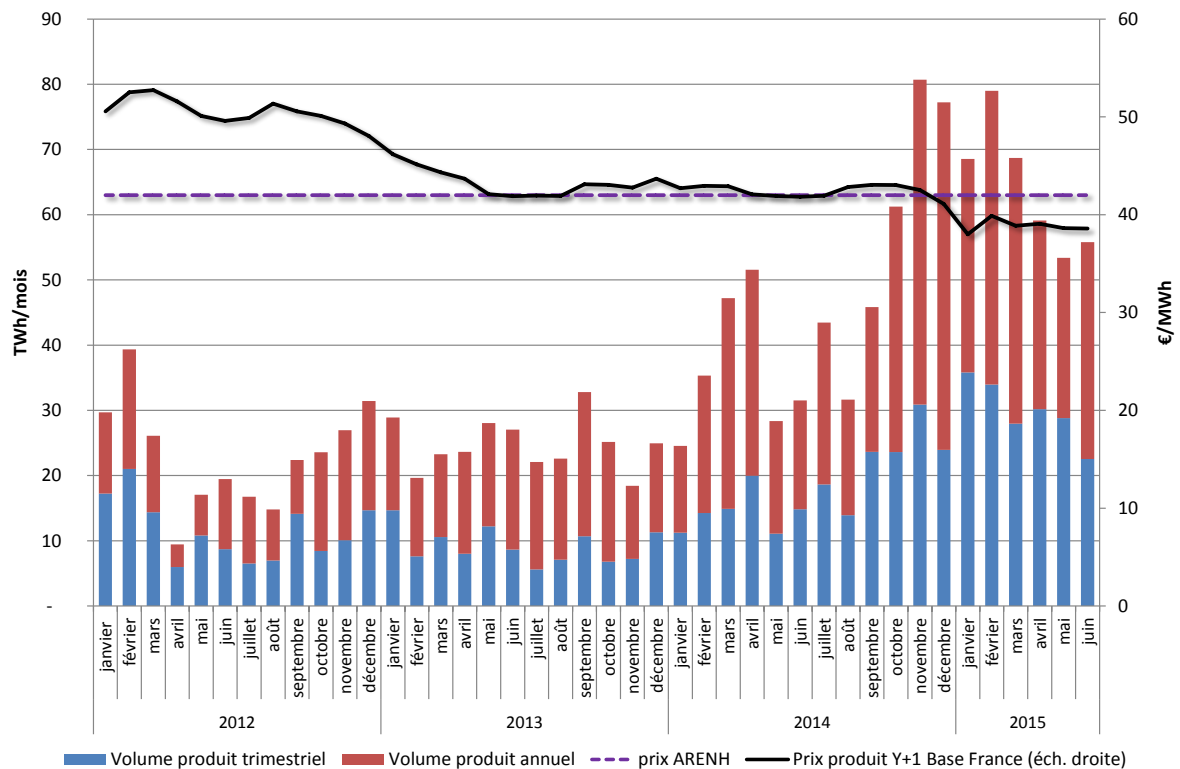
Le décrochage des prix à terme a favorisé les achats sur le marché de gros au détriment des souscriptions ARENH. Les volumes exercés dans le cadre de l'ARENH se sont ainsi établis à 12,6 TWh au premier semestre 2015 contre 34,5 TWh au second semestre 2014, soit une baisse de 65 %. Les volumes qui n'ont pu être vendus dans le cadre de l'ARENH se sont alors reportés sur le marché de l'électricité. Les volumes des produits trimestriels et annuels ont de fait fortement augmenté au dernier trimestre 2014 ainsi qu'au premier trimestre 2015 (Graphique 42). Les volumes échangés de ces produits ont ainsi pratiquement doublé sur ces deux trimestres. Une partie des volumes s'est aussi reportée sur le marché spot dont les volumes ont augmenté significativement au cours de cette période.

Graphique 41 : Evolution des prix des produits calendaires pour les trois années à venir en France



Source : EEX

Graphique 42 : Prix et volumes échangés de produits calendaire Y+1



Source : EEX

3 Le développement des principaux segments du marché de gros : forte augmentation des volumes échangés

L'activité sur le marché de gros français regroupe les transactions conclues sur les bourses et sur les marchés de gré à gré organisés (plateformes de courtage). Ce périmètre couvre l'essentiel de l'activité sur le marché de gros français de l'électricité, la part restante étant matérialisée par les transactions bilatérales directes entre acteurs de marché (Tableau 15)

Tableau 15 : Part du négoce par plateforme et par échéance

	2014	2013
Bourse DA + IJ	7,50%	11%
Bourse à terme	8,50%	3%
Courtiers DA	3,40%	4%
Courtiers à terme	80,50%	82%

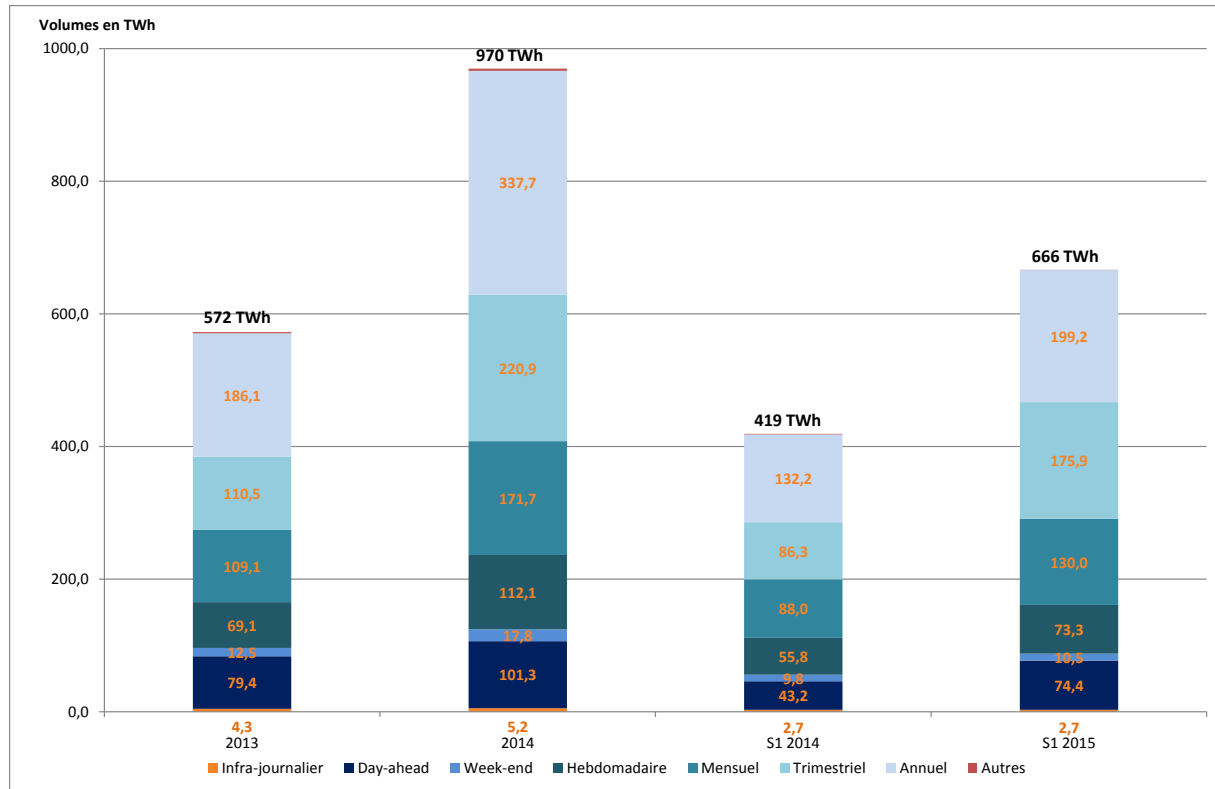
Sources : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

3.1 Une hausse des volumes échangés de 70 % en 2014

Si le nombre d'acteurs actifs sur le marché de gros est stable en 2014 par rapport à 2013 (Tableau 16), les volumes échangés sur le marché de gros se sont élevés en 2014 à 970 TWh, en très nette augmentation par rapport à 2013 (+70 %) (Tableau 7). Le volume échangé sur les marchés représente 208 % de la consommation française. Ce ratio élevé reflète l'accroissement de la liquidité. Le nombre de transactions sur le marché à terme a ainsi augmenté de 74 % en 2014, s'établissant à 89 070 transactions.

Au premier semestre 2015 les volumes ont continué leur envolée avec 666 TWh (Graphique 43), dans le contexte des faibles souscriptions ARENH pour les deux semestres de 2015 et le report de ces volumes sur les marchés. Cette hausse a été principalement supportée par les produits semestriels et annuels, substitués privilégiés au produit ARENH, notamment sur la bourse (Graphique 44).

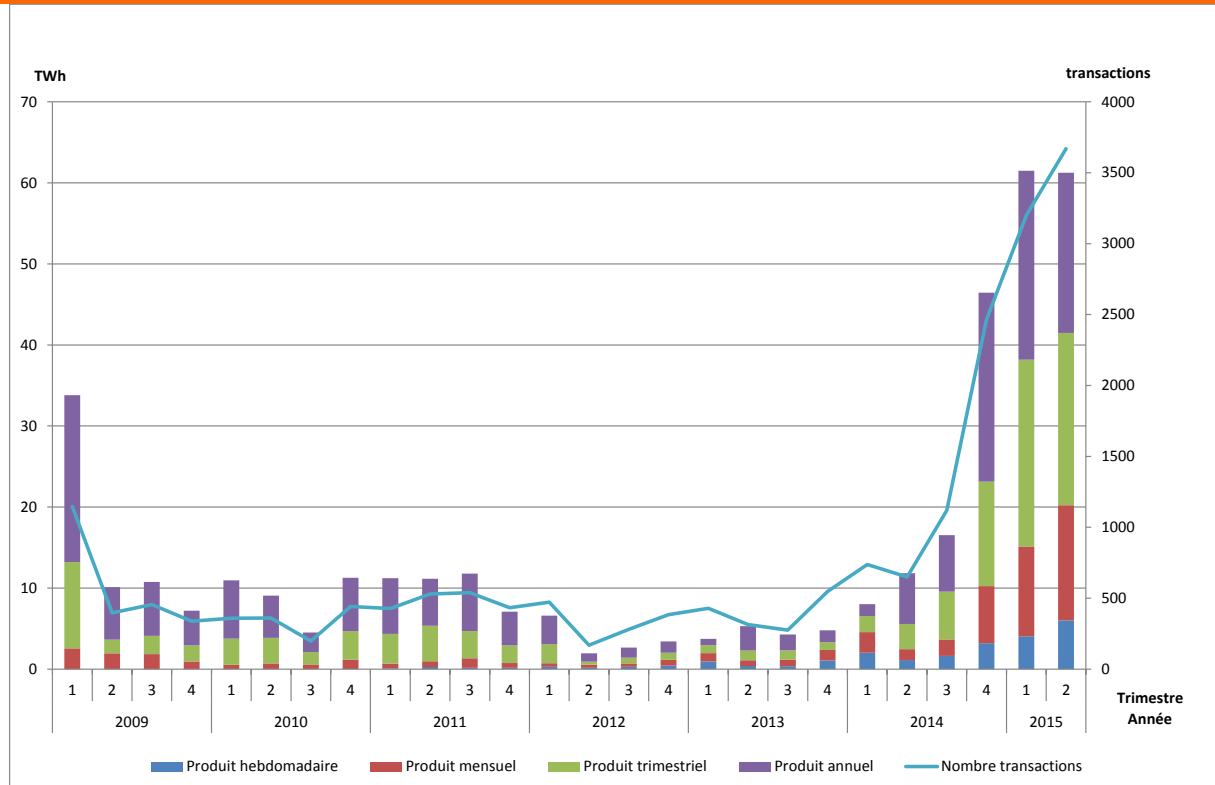
Graphique 43 : Volumes échanges sur les marchés de gros*



*Hors transactions bilatérales

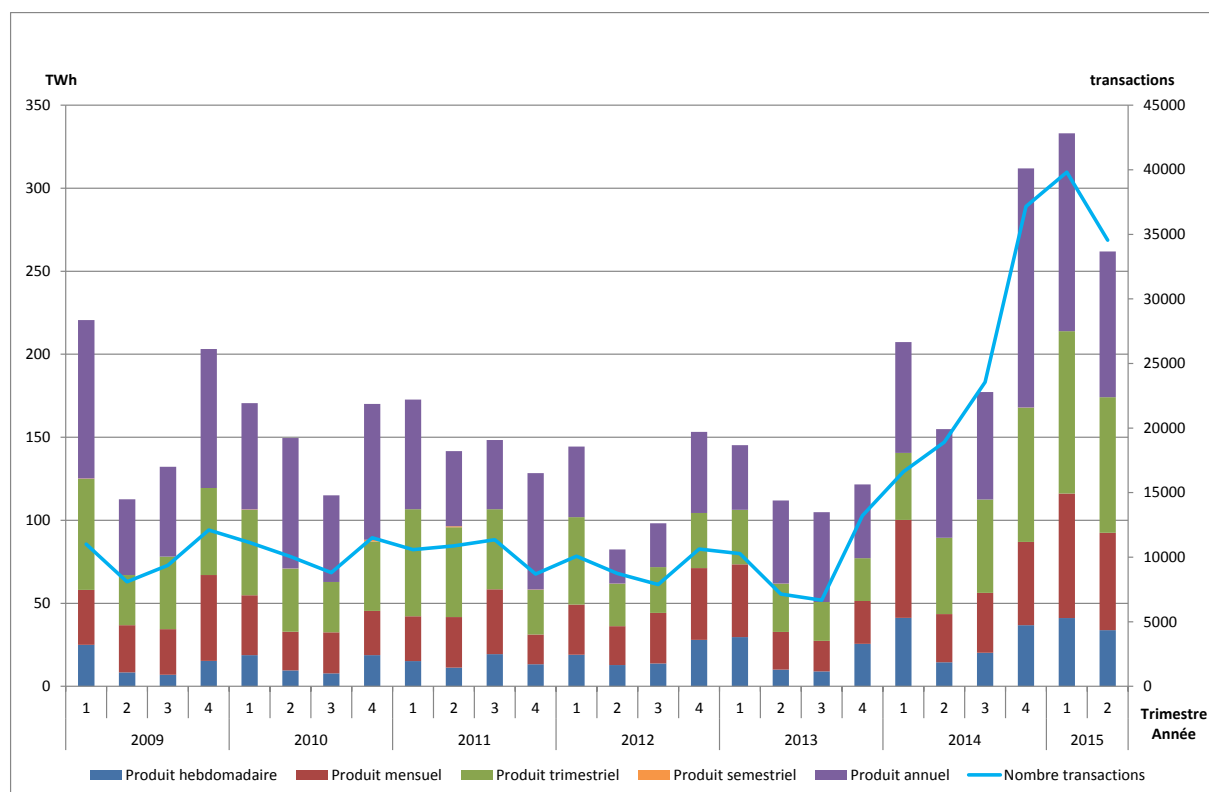
Sources : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Graphique 44 : Volume échangé sur la bourse du marché à terme



Source : EEX

Graphique 45 : Volume échangé sur le marché à terme intermédié



Sources : Courtiers, EEX

Tableau 16 : Répartition des acteurs du marché de gros de l'électricité en France

	Variation annuelle 2014/2013					Variation semestrielle S1 2015 / S1 2014			
	2012	2013	2014	En pourcentage	En valeur	S1 2014	S1 2015	En pourcentage	En valeur
Responsable d'équilibre	195	193	193	0,00%	0				
Producteurs d'électricité actifs	29	25	23	-8%	-2	19	20	5%	1
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	31	24	10	-58%	-14	9	5	-44%	-4
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	17	18	20	11%	2	19	14	-26%	-5
Fournisseurs de clients finals	29	28	26	-7%	-2	25	23	-8%	-2
Actifs à l'import/export	86	94	103	10%	9	96	87	-9%	-9
Actifs à l'échange de blocs	110	107	113	6%	6	104	108	4%	4
Actifs sur la bourse	93	96	105	9%	9	99	94	-5%	-5

Source : RTE

3.2 Le lancement du mécanisme de capacité

Le 1^{er} avril 2015 a été lancée la phase de certification des moyens de production et d'effacement, première étape du mécanisme de capacité. Ce mécanisme a pour but de garantir un niveau de capacité de production et d'effacement suffisant pour répondre à la demande dans des scénarios d'offre-demande particulièrement tendus. Les fournisseurs d'électricité et les gros consommateurs auront pour obligation à partir de l'année de livraison 2017 de couvrir leur consommation ou celle de leurs clients pendant les journées considérées comme les plus tendues de l'année pour la sécurité d'approvisionnement.

Pour se procurer ces capacités, les fournisseurs pourront se fournir directement auprès des détenteurs de capacité par des échanges de gré à gré ou participer à l'enchère de capacités certifiées organisée par EPEX SPOT dont la première est prévue pour le début de l'année 2016 et concernera l'année de livraison 2017.

RTE a commencé à certifier les capacités des producteurs d'électricité et des opérateurs d'effacement pour l'année de livraison 2017 (Graphique 46 : Capacité certifiée au 1^{er} octobre 2015).

Graphique 46 : Capacité certifiée au 1^{er} octobre 2015

Filière	Capacité certifiée au 1 ^{er} octobre 2015 (MW)	% de la capacité installée
Autre	325	-
Effacement	38	-
Fil de l'eau -et de l'écluse	4585	44%
Gaz-Houille-Charbon	6326,5	58%
Hydraulique lac	5582,2	68%
Multi-filière	3891,7	-
Nucléaire	59782,9	95%
Hydraulique step	3980,1	80%
Pétrole-Fioul	4892,4	73%

Source : RTE

SECTION IV :

Les marchés de gros du gaz

En 2014 et au premier semestre 2015, les marchés de gros du gaz en France et en Europe ont été affectés par la baisse de la demande et par la chute des prix des matières premières. Le pétrole a notamment contribué à la baisse des prix à l'importation en Asie, qui s'est traduite par un rapprochement des prix asiatiques et sud-américains avec les prix européens. La diminution de l'écart entre ces marchés a conduit à une diminution, depuis mi-2014, des arbitrages observés au cours des dernières années qui limitaient l'offre de GNL en Europe.

Les conditions climatiques ont également eu un effet notable sur les marchés de court terme. À la suite d'un hiver doux, les prix spot européens ont fortement reculé durant l'été 2014. A l'inverse, les craintes autour des approvisionnements européens durant l'hiver 2014-2015, en lien notamment avec le conflit en Ukraine, ont maintenu les prix d'hiver à des niveaux relativement élevés et incité le remplissage des stockages. Ce contexte a fortement accentué la saisonnalité des prix sur les marchés en 2014.

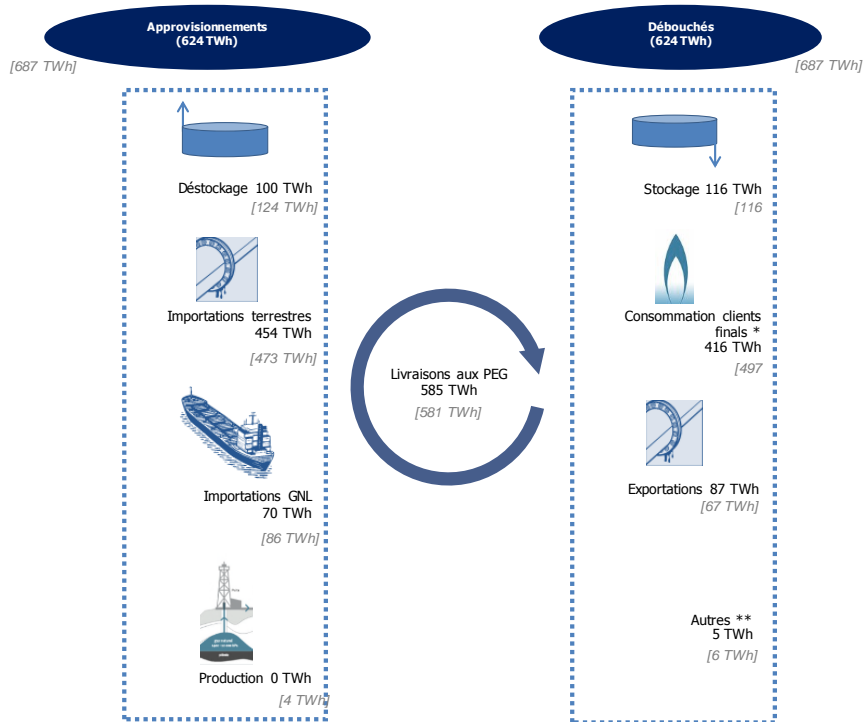
Le déclin de la production européenne se poursuit avec l'annonce en fin d'année 2014 de nouvelles réductions d'activité sur les champs gaziers de Groningue, aux Pays-Bas.

1 Bilan du système gazier : forte baisse de la consommation

1.1 Une consommation en baisse du fait du contexte climatique

Le bilan gazier 2014 s'inscrit en net repli avec des volumes d'approvisionnements et de débouchés en recul de 9 % par rapport à 2013 (Graphique 47). Ce repli est observable sur l'ensemble des composants du bilan gazier. En effet, l'année 2014 a été marquée par une baisse de 16 % de la consommation de gaz en France dans un contexte de record de température par rapport aux normales observées depuis 1900. Par ailleurs, la faiblesse des prix de l'électricité a provoqué une baisse de la consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz (Graphique 48).

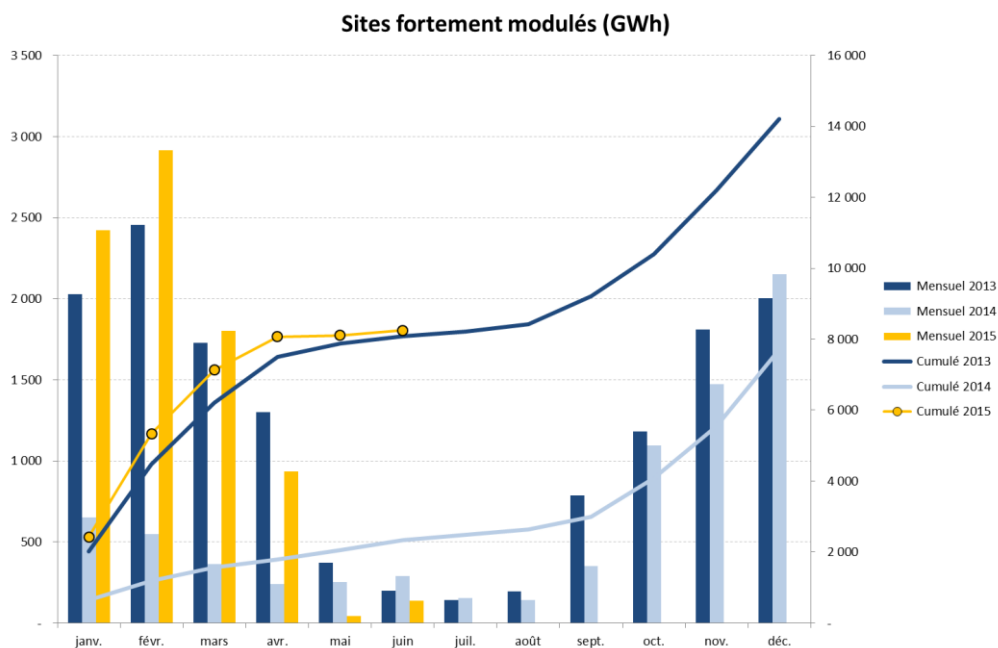
Graphique 47 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2014 [2013]



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

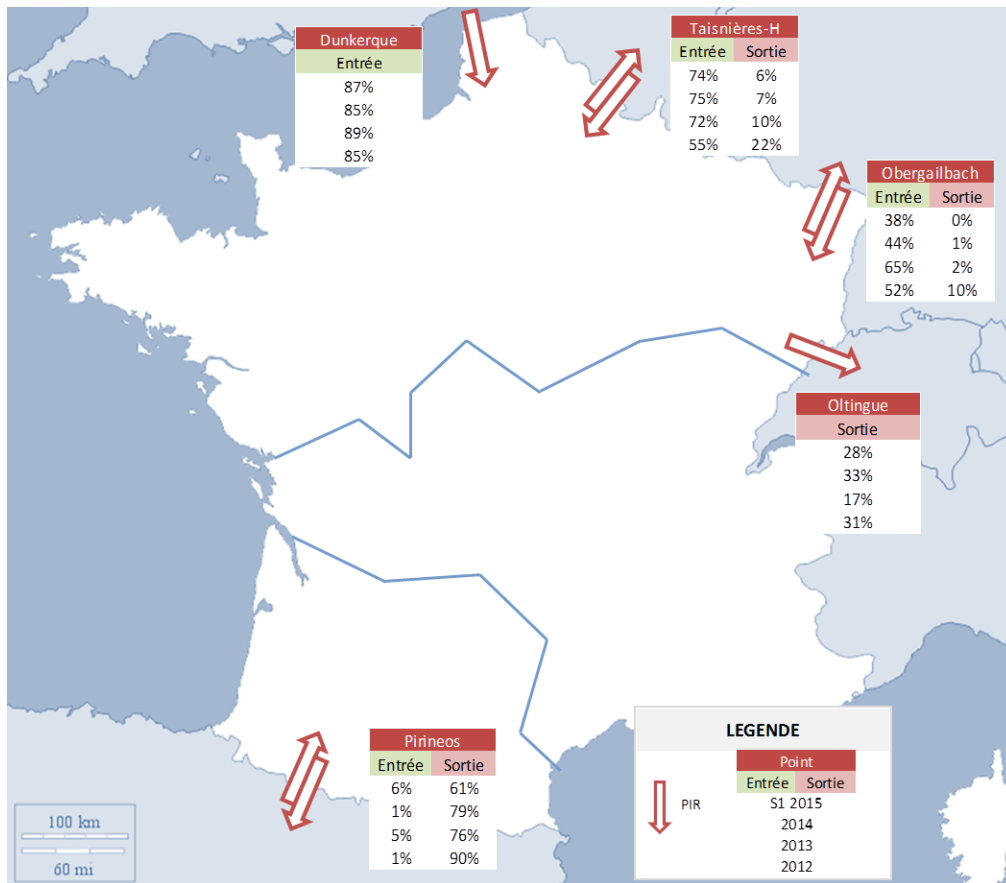
La faiblesse de la consommation a entraîné une légère diminution des importations, que ce soit terrestres ou maritimes, et a permis une relance des exportations. Celles-ci sont marquées par la reprise des volumes à Oltingue, qui ont doublé par rapport à 2013 pour revenir au niveau de 2012 (Graphique 49). Les exportations vers l'Espagne ont quant à elles augmenté de 18,7 % en 2014.

Graphique 48 : Consommation des sites fortement modulés



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

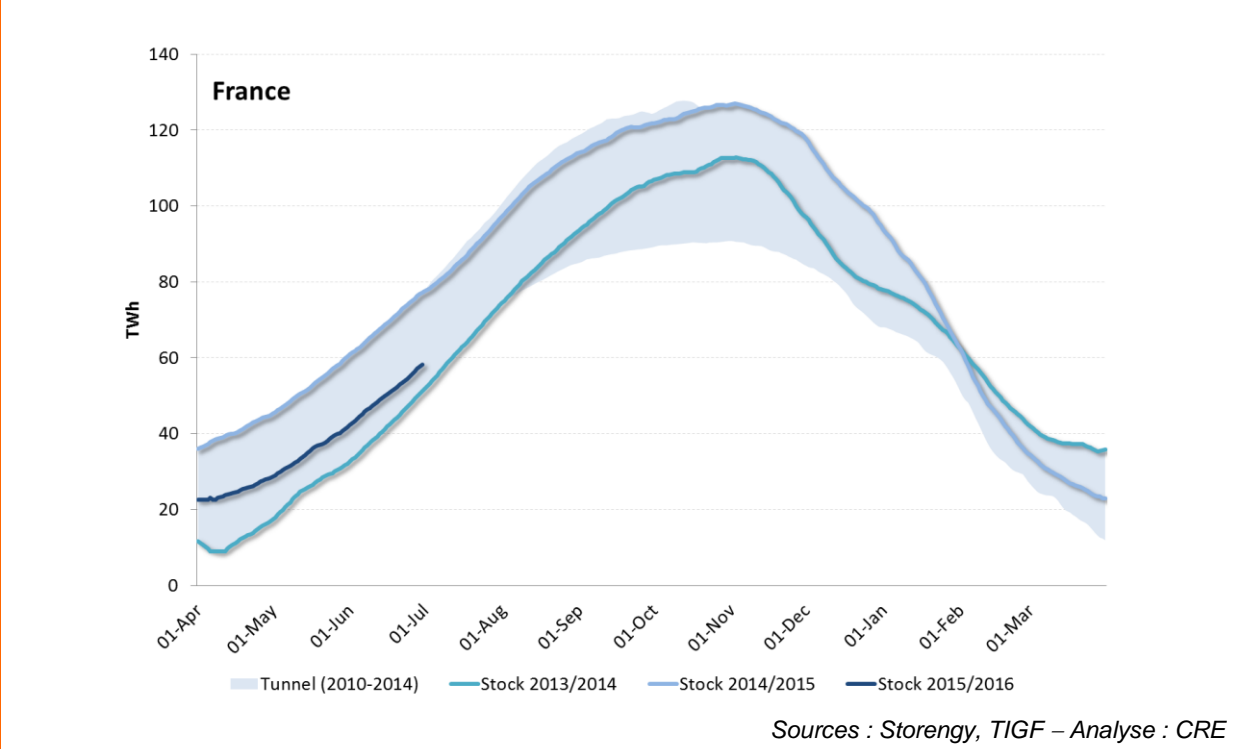
Graphique 49: Taux d'utilisation des interconnexions françaises



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Par ailleurs, la douceur de l'hiver 2013/2014 a permis aux stockages de présenter un solde positif avec des injections supérieures de 16 TWh aux soutirages. Ceci s'est traduit par des niveaux de stock très élevés tout au long de l'année 2014 (Graphique 50).

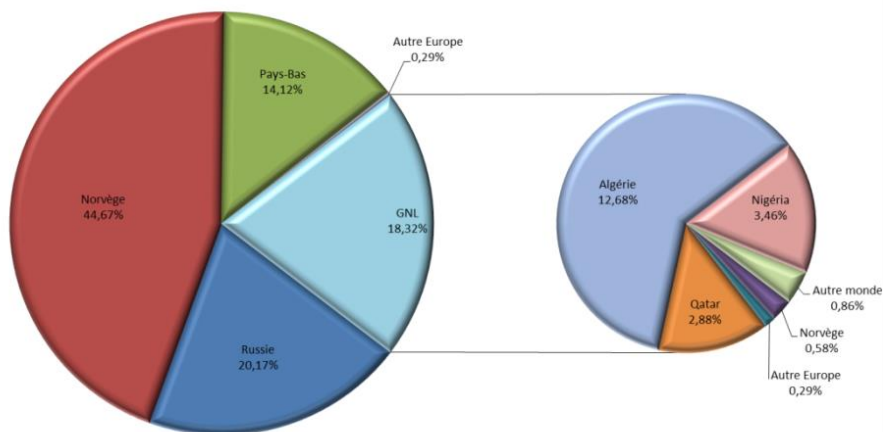
Graphique 50 : Niveaux des stocks en France



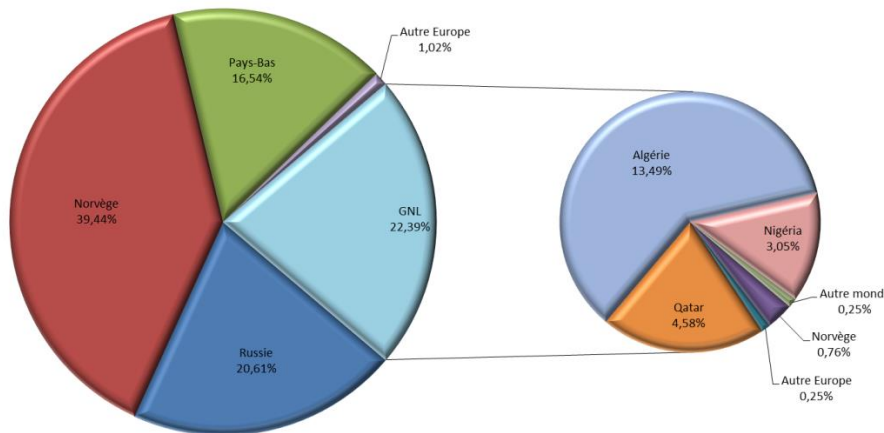
Les parts de marché des sources d’approvisionnements en gaz présentent peu de modification entre 2013 et 2014 (Graphique 51). Les points notables sont le recul de la part du GNL, compensé par l’augmentation des importations norvégiennes, et l’impact négligeable de la crise ukrainienne sur la part des importations en provenance de Russie.

Graphique 51 : Provenance de l’approvisionnement français de gaz naturel en 2013 et 2014

a. Année 2014



b. Année 2013



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

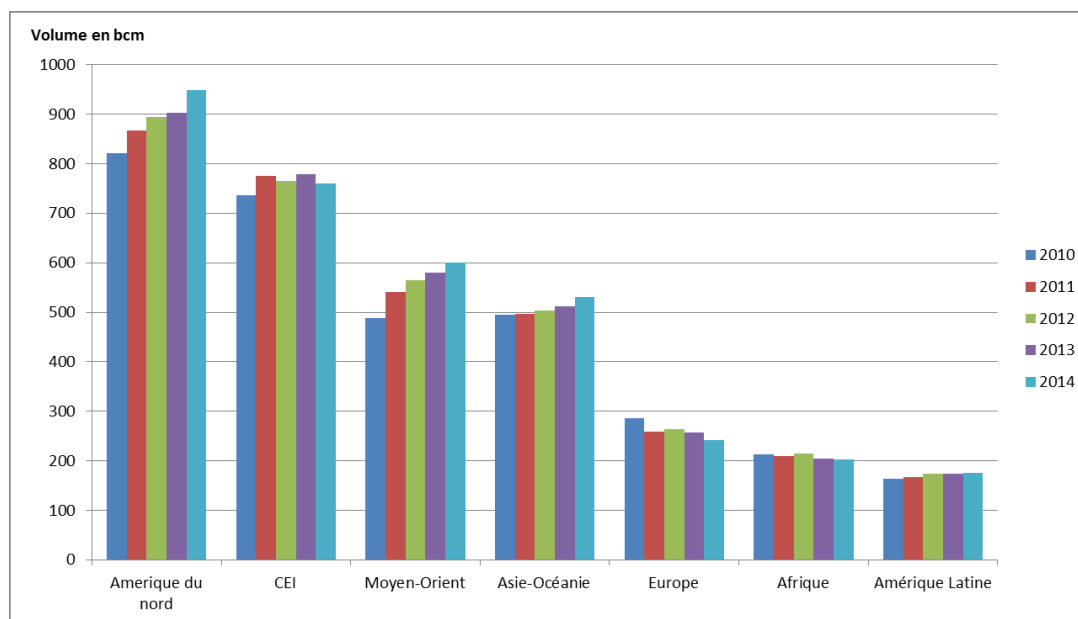
1.2 La baisse de la production de gaz en Europe

L'année 2014 marque un tournant symbolique en France avec une production nationale injectée sur les réseaux de transport négligeable. En effet, après 56 ans d'activité, le dernier champ majeur de production du pays, le gisement de Lacq, a cessé sa production de gaz commercial le 14 octobre 2013. Avec un nombre limité de puits toujours en fonctionnement, son activité reste désormais limitée à la fourniture en gaz et en hydrogène sulfuré des industriels implantés dans la plateforme chimique voisine.

En Europe, la production de gaz suit une tendance baissière depuis le milieu des années 2000. Cette baisse s'explique par la déplétion de certains gisements du plateau continental de la mer du Nord, notamment ceux du Royaume-Uni dont la production a été divisée par 3 entre 2000 et 2014, ainsi que par la stagnation de la production des champs norvégiens qui, après avoir doublé les volumes extraits entre 2000 et 2008, ont atteint un pic de production (Graphique 52).

Aux Pays-Bas, au vu de la dégradation des conditions sismiques autour du champ de Groningue, le gouvernement a décidé de diminuer les extractions de gaz de 20 % en 2014, puis de nouveau de 20 % en 2015. Ce champ représente deux tiers de la production du pays soit près de 14 % de la production européenne en 2014 et joue un rôle majeur dans l'approvisionnement en gaz B au Pays-Bas, en Belgique, dans le nord de la France et dans le nord de l'Allemagne.

Graphique 52 : Évolution de la production mondiale de gaz par région



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

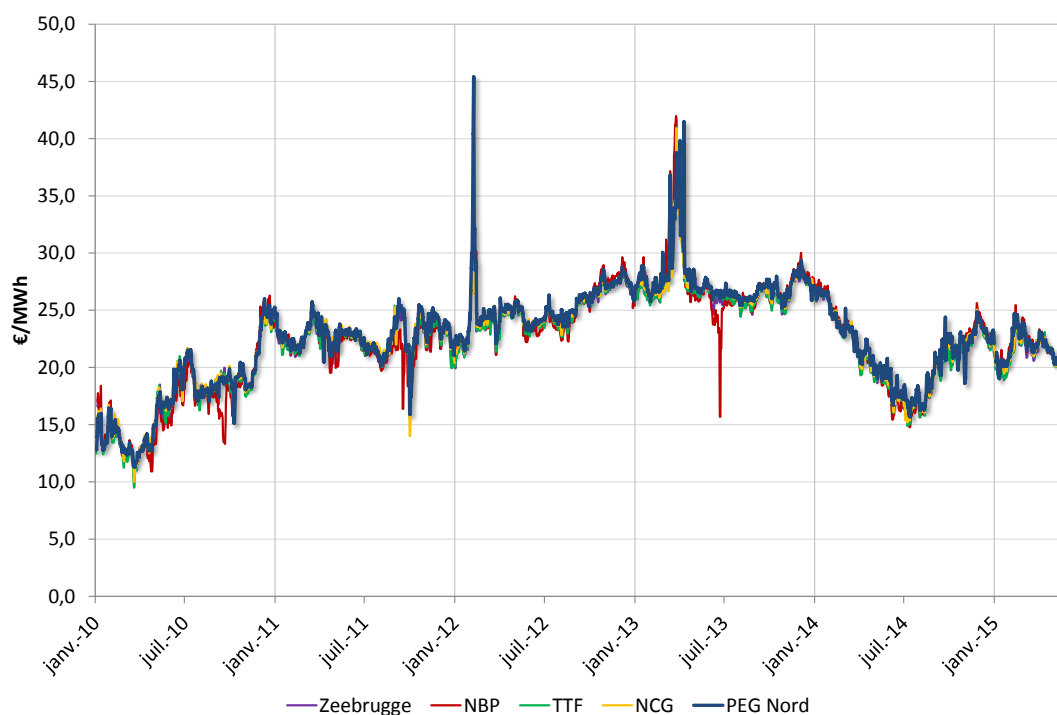
2 Des prix de gros du gaz influencés par les baisses de la demande et des prix des autres matières premières

2.1 Des prix spot en baisse en France et en Europe

L'année 2014 a été marquée par une forte baisse des prix spot du gaz sur les différents marchés européens (Graphique 53). Entre décembre 2013 et juillet 2014, les prix spot sont passés d'un niveau proche de 29,0 €/MWh à environ 15,5 €/MWh. Cette baisse des prix, très marquée durant le premier semestre 2014, s'explique par un contexte d'abondance d'offre lié notamment à la consommation extrêmement faible durant l'hiver 2014/2015 et à des niveaux de stock plus élevés que prévu³⁶.

Les prix sont remontés au deuxième semestre 2014 et ont oscillé dans une fourchette de 20 à 25 €/MWh. Cette hausse des prix s'explique par les besoins accrus de remplissage des stockages, qui ont atteint des niveaux élevés à l'entrée de l'hiver dans un contexte de forte incertitude sur la situation en Ukraine et son impact potentiel sur l'approvisionnement des marchés européens durant l'hiver. Ces craintes se sont matérialisées sur le marché par un différentiel important entre les prix des produits pour livraison sur l'hiver 2014/2015 et ceux pour livraison sur l'été 2014 (cf. section 2.5).

Graphique 53 : Prix spot du gaz en Europe



Sources : Powernext EOD, ICIS Heren – Analyse : CRE

³⁶ Voir Rapport de surveillance 2013-2014

Au 1^{er} novembre 2014, le taux remplissage des stockages européens se situait autour de 94 %³⁷, contre 85 % en 2013. Les craintes concernant l'approvisionnement des marchés européens durant l'hiver se sont progressivement dissipées à la suite de l'accord tripartite (Ukraine, Russie et Union européenne) conclu fin octobre visant à sécuriser les livraisons de gaz de l'Ukraine et des transits vers l'Europe jusqu'à mars 2015. Par ailleurs, la disponibilité accrue de GNL sur les marchés mondiaux et des températures en ligne avec les normales de saison ont permis le maintien des stocks européens à un niveau élevé. Les prix européens sont restés à des niveaux inférieurs à 25 €/MWh malgré l'incertitude créée vers la fin de l'année par l'annonce de la réduction à moyen terme de la production du champ gazier de Groningue, qui représente deux tiers de la production néerlandaise.

Dans ce contexte, le bon approvisionnement des marchés et la disponibilité accrue de GNL ont conduit à une meilleure convergence des prix spot entre les principaux hubs gaziers (Tableau 17).

Tableau 17 : Écart moyen de prix spot entre le PEG Nord et les principales places de marché européennes

Année	2012	2013	2014	S1 2014	S1 2015
PEG Nord / Zeebrugge	0,48	0,70	0,53	0,46	0,49
PEG Nord / NCG	0,34	0,48	0,36	0,31	0,28
PEG Nord / TTF	0,49	0,63	0,52	0,42	0,42
PEG Nord / NBP	0,56	0,90	0,65	0,63	0,33
Moyenne	0,47	0,68	0,51	0,46	0,38

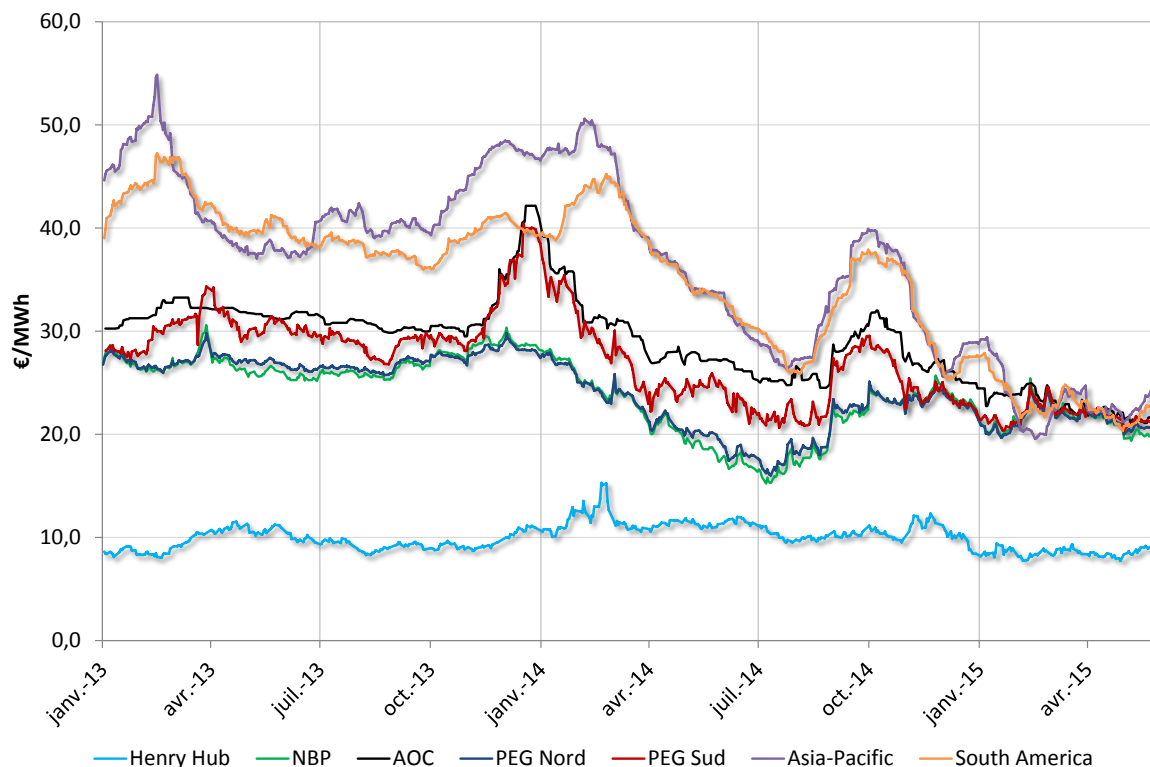
Sources : Powernext, ICIS Heren – Analyse : CRE

2.2 Une convergence des prix du GNL en Europe, Asie et Amérique du Sud

L'écart important entre les prix spot du GNL (Asie et Amérique du Sud) et les prix sur les marchés de gros européens s'est progressivement resserré en 2014 jusqu'à atteindre un niveau de convergence élevé au premier semestre 2015 (Graphique 54). La diminution du différentiel de prix entre ces zones de marché reflète l'apaisement des tensions sur le marché mondial du GNL, qui avaient conduit à une forte réduction des livraisons de GNL en Europe entre 2011 et 2013 afin de satisfaire la demande sur des marchés plus rémunérateurs. La baisse des livraisons de GNL dans la péninsule ibérique avait conduit à un écart de prix entre le marché espagnol et les marchés nord-ouest européens et une hausse des approvisionnements de l'Espagne depuis la France.

³⁷ Taux de remplissage des stockages européens (EU-28) par rapport aux capacités techniques. (Source : Gas Infrastructure Europe)

Graphique 54 : Évolution des prix du gaz sur les marchés internationaux



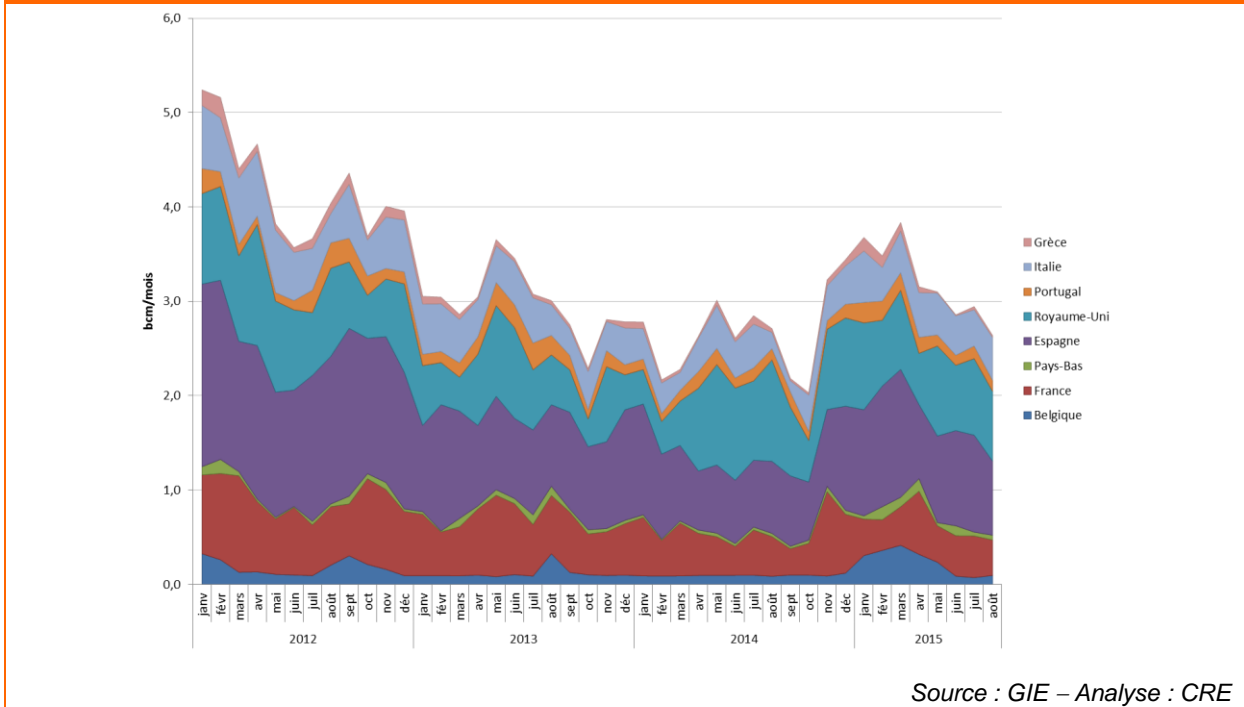
Sources : ICIS Heren, Reuters – Analyse : CRE

Au cours du premier semestre 2014, la baisse de la demande de gaz en Europe et en Asie a conduit à une baisse des prix sur ces deux marchés³⁸. Malgré une remontée des prix à l'arrivée de l'hiver 2014-2015, les prix spot du GNL en Asie se sont à nouveau effondrés à partir d'octobre sous l'effet des prix du pétrole. En effet, alors que le gaz vendu en Europe est de plus en plus indexé sur les marchés de gros, celui vendu en Asie au travers des contrats long terme est toujours fortement indexé sur le pétrole. Ainsi, la chute des prix du pétrole a fortement impacté les prix à l'importation en Asie et par conséquent les prix sur les marchés spot du GNL.

Les prix asiatiques et sud-américains ont progressivement convergé vers les niveaux des prix européens. L'écart entre ces marchés est passé de plus de 20 €/MWh début 2014 à un niveau négligeable au premier semestre 2015. En février 2015, une inversion de cet écart a été observée, les prix européens affichant des niveaux jusqu'à 4 €/MWh plus élevés que les prix asiatiques. Dans ce contexte, l'arrivée du GNL sur les marchés européens s'est nettement redressée dès fin 2014 (Graphique 55), les prix sur d'autres marchés n'étant plus rentables pour effectuer des arbitrages.

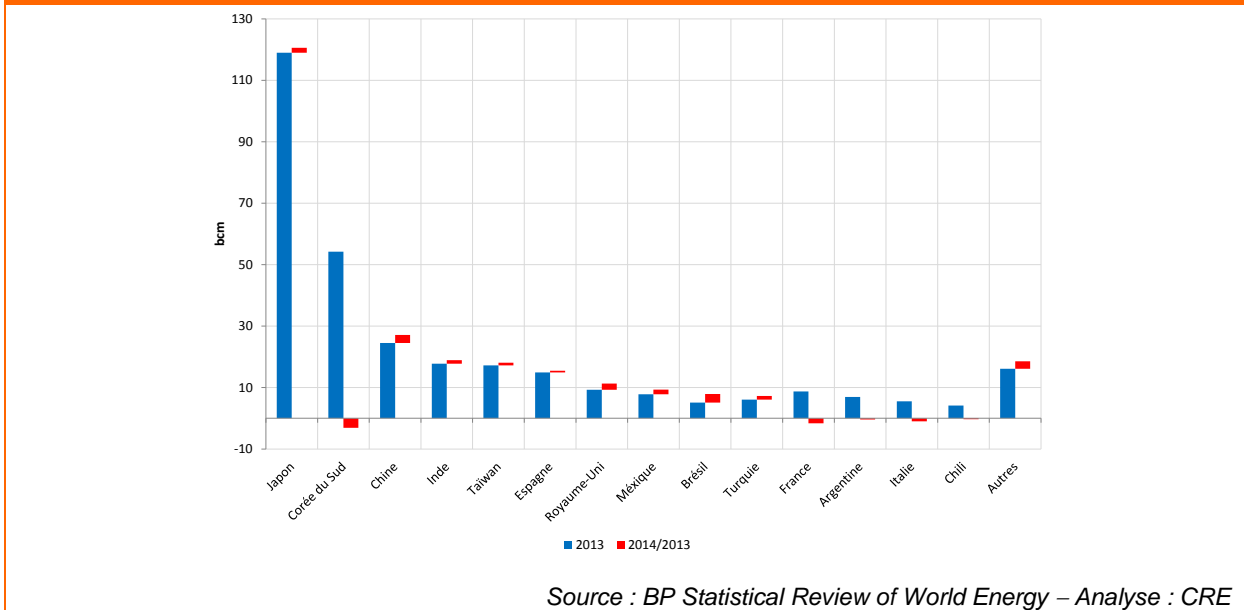
³⁸ La demande de gaz en Europe durant l'hiver 2013-2014 a été 12,3 % plus faible que durant l'hiver 2012-2013 et les stocks étaient remplis à 44,9 % à la sortie de l'hiver, contre 23,8 % fin mars 2013. (Source : Heren)

Graphique 55 : Importation de GNL en Europe



Si la demande mondiale de GNL est restée stable en 2014 (333 bcm³⁹, + 2 % par rapport à 2013), des incertitudes grandissantes pèsent actuellement sur son évolution dans les années à venir, notamment en Asie, qui représente 76 % de la demande mondiale (contre 16 % pour l'Europe). La demande du Japon, principal importateur de GNL au niveau mondial (Graphique 56), avait fortement augmenté depuis l'accident nucléaire de Fukushima, en mars 2011. Une remise en service prochaine de plusieurs réacteurs dans ce pays⁴⁰ pourrait avoir un impact sur ses besoins en gaz, qui sont en grande partie destinés à la production d'électricité.

Graphique 56 : Demande mondiale de GNL par pays



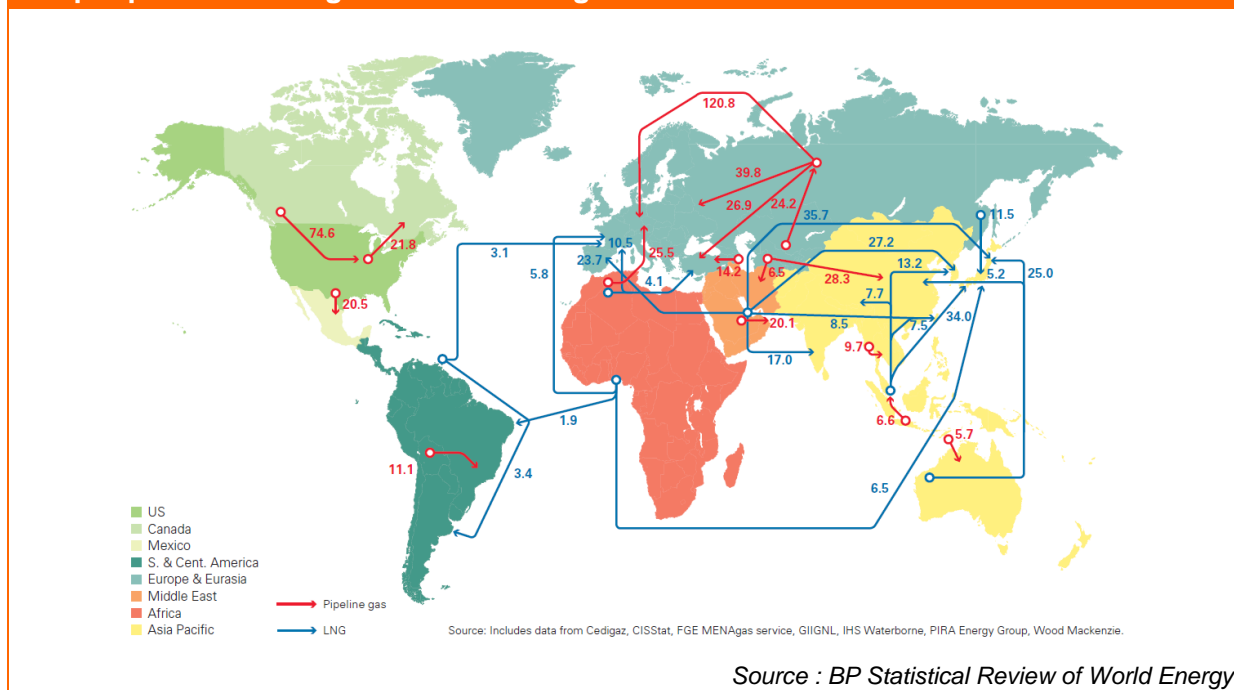
³⁹ Soit environ 3 253 TWh.

⁴⁰ Plus de quatre ans après les incidents de Fukushima, le Japon a redémarré le réacteur Sendai 1 le 11 août 2015. La totalité des réacteurs avait été arrêtée depuis septembre 2013.

Des incertitudes importantes pèsent également sur l'évolution de la demande chinoise, ce qui pourrait avoir des effets importants sur les marchés du GNL dans les années à venir : la croissance économique de la Chine, sa politique énergétique, le développement de sa production locale (conventionnelle et non conventionnelle) et des projets de gazoducs (notamment avec le Turkménistan et la Russie) (Graphique 57).

L'arrivée du gaz australien et américain sur le marché du fait de l'achèvement entre 2014 et 2018 de plusieurs projets de terminaux de liquéfaction, conjuguée au ralentissement de la demande, a amené à reporter ou annuler certains projets de production de GNL notamment en Australie.

Graphique 57 : Echanges mondiaux de gaz naturel en 2014

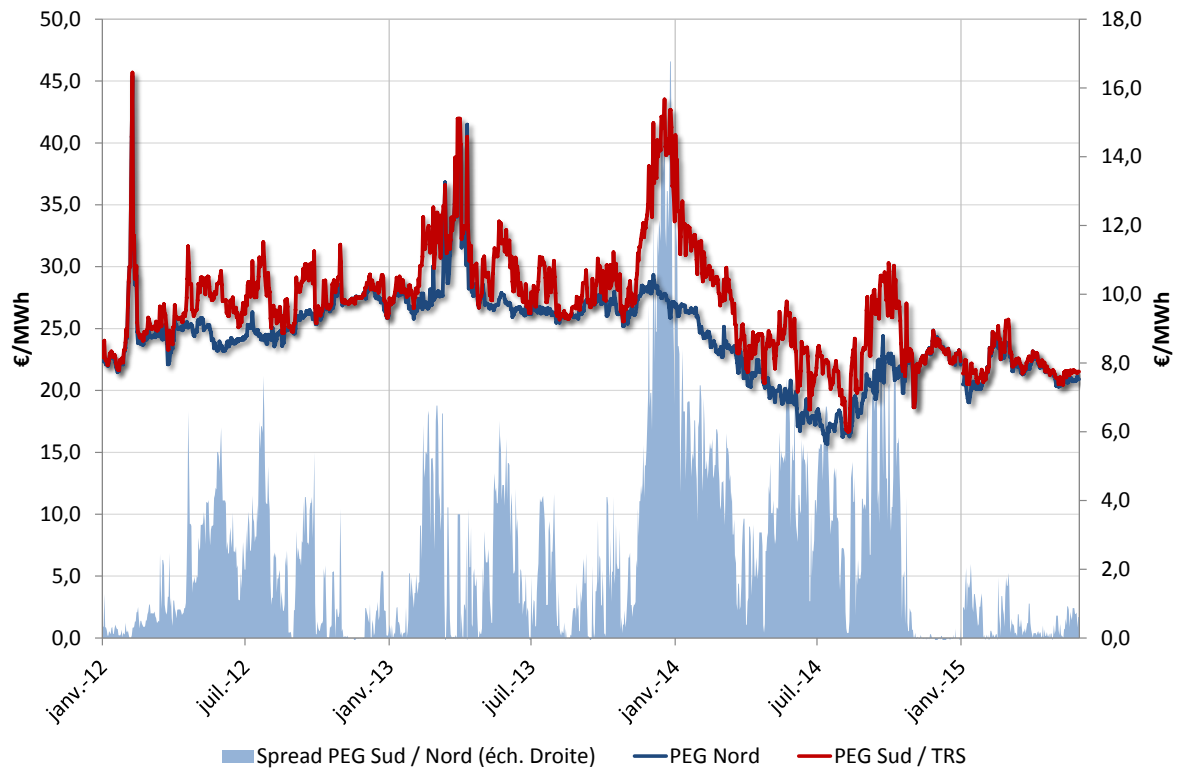


2.3 La disparition durable du différentiel de prix entre les zones Nord et Sud

Depuis l'été 2012, une tension d'approvisionnement a provoqué une déconnexion persistante entre les prix spot des marchés au sud de la France (PEG Sud et PEG TIGF) et ceux du PEG Nord. Cette tension a été la conséquence directe de la demande importante des marchés mondiaux asiatique et sud-américain, qui ont conduit à une baisse des déchargements sur les terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et à une hausse des exportations depuis la France vers l'Espagne. Cette situation a conduit à une congestion au niveau de la liaison nord-sud de GRTgaz, qui permet d'approvisionner en gaz le sud de la France depuis la zone Nord. Les tensions de prix au sud de la France se sont accentuées fin 2013, le différentiel de prix avec le PEG Nord atteignant des niveaux supérieurs à 10 €/MWh à plusieurs reprises (Graphique 58).

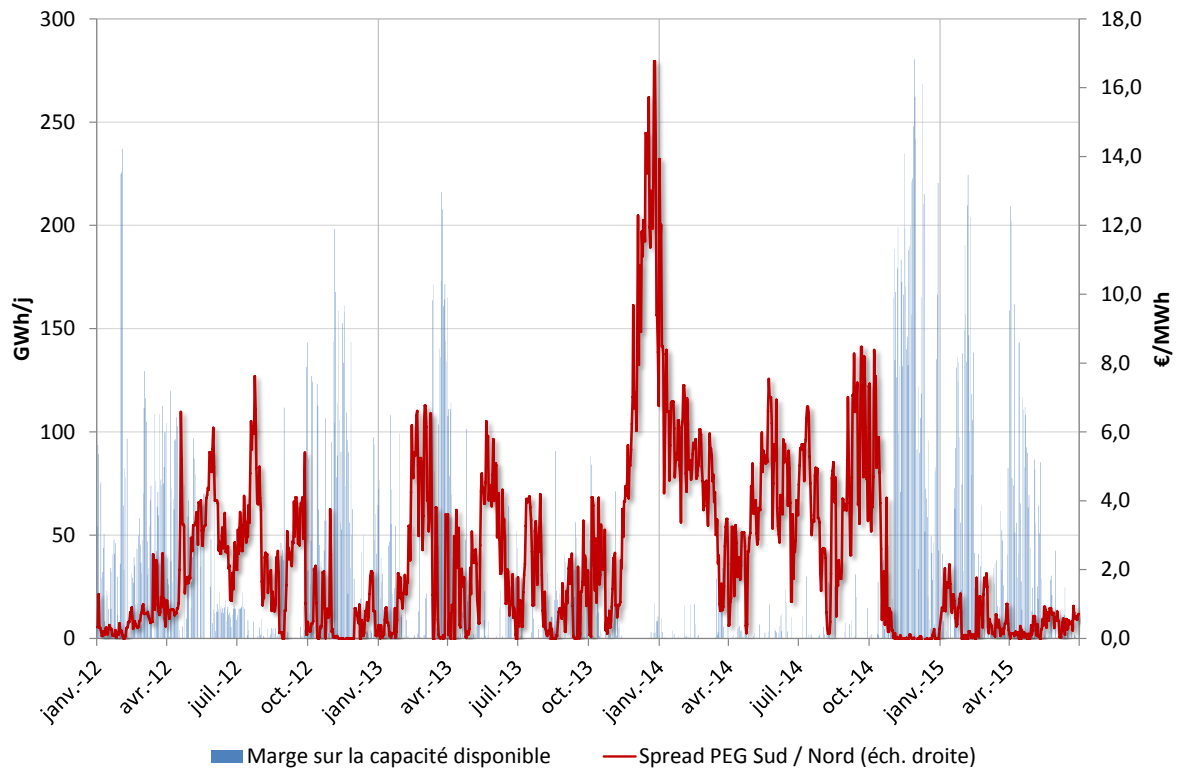
L'accalmie sur les marchés spot du GNL en 2014, liée notamment à la baisse de la demande asiatique et l'arrivée de nouvelles unités de production au niveau mondial, a conduit à un resserrement de l'écart de prix entre les zones Nord et Sud au dernier trimestre 2014. Le prix au PEG Sud s'est fortement rapproché de celui du PEG Nord et la liaison Nord-Sud a été moins congestionnée (Graphique 59). Le fort remplissage des stockages situés au sud de la France et la douceur des températures au début de l'hiver 2014-2015 ont contribué au maintien de cette convergence des prix au premier semestre 2015. Ainsi, le *spread* PEG Sud / Nord est resté en-dessous des 2,0 €/MWh tout au long du semestre.

Graphique 58 : Évolution du spread PEG Sud / Nord



Source : Powernext EOD – Analyse : CRE

Graphique 59 : Utilisation de la liaison Nord-Sud et Spread PEG Sud / Nord



Sources : GRTgaz, Powernext EOD – Analyse : CRE

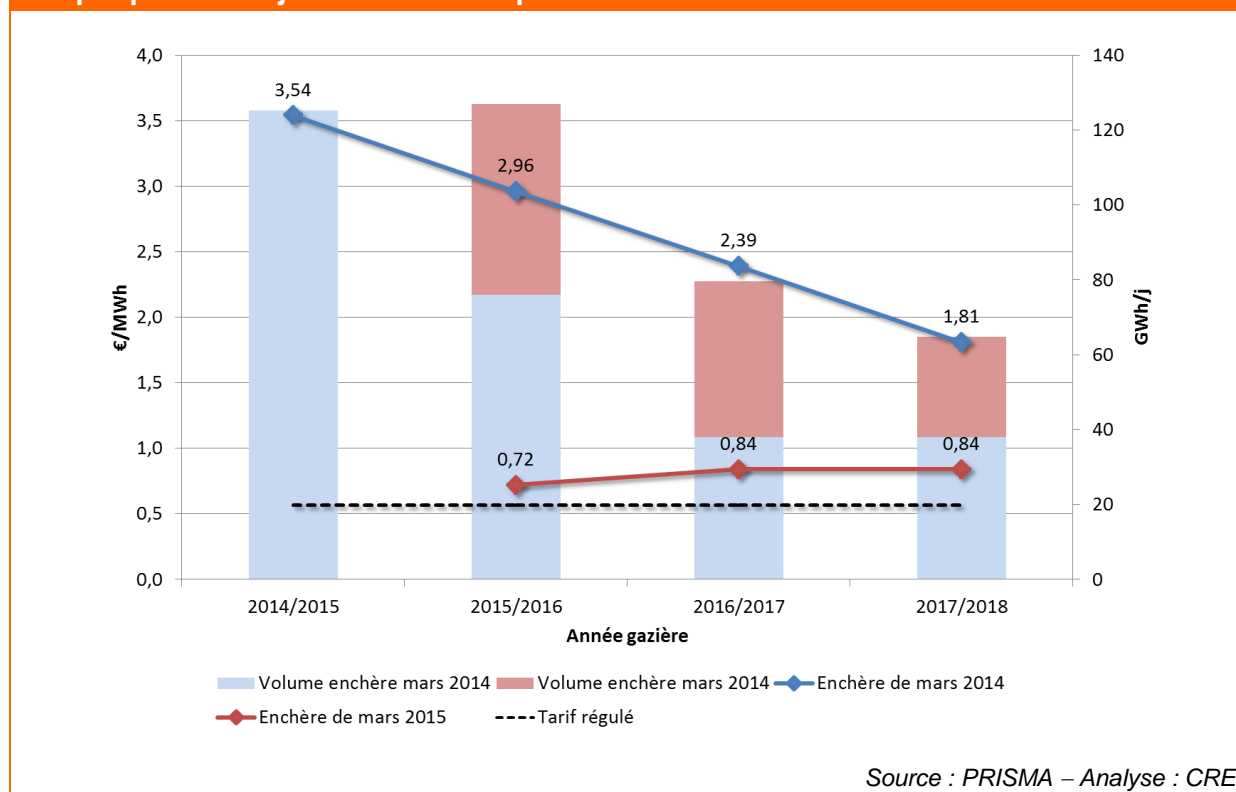
Le Graphique 60 montre les résultats des enchères de capacités annuelles tenues en mars 2014 et mars 2015, ainsi que les volumes commercialisés. 33 expéditeurs ont acquis des capacités lors des enchères de mars 2014 et 26 lors des enchères de mars 2015.

Avec un nombre important de participants, ces enchères contribuent au développement de la concurrence sur le marché de gros au sud de la France, ainsi qu'à l'émergence d'une référence de prix à terme sur ce marché. Le Graphique 60 montre également l'évolution, entre mars 2014 et mars 2015, des anticipations des acteurs quant à l'évolution des prix à terme au sud de la France. Alors que les capacités pour les années gazières 2016 à 2018 avaient été commercialisées en mars 2014 à un niveau de prix entre 1,81 et 2,96 €/MWh, le résultat des enchères pour les mêmes périodes en mars 2015 a présenté des prix proches du tarif régulé. Ce résultat traduit les anticipations des acteurs quant à la pérennité des faibles écarts de prix entre le PEG Nord et la TRS (cf. section 2.3).

Par ailleurs, les prix résultant des enchères permettent, par rapport aux tarifs régulés, de générer un excédent de revenu qui est redistribué aux consommateurs du sud de la France. Ainsi sur l'année gazière 2014-2015, 164 M€ d'excédant seront redistribués. Le surcout, entre les prix des enchères et les prix régulés, et l'excédent généré sont intégrés aux coûts de transport et permettent de diminuer légèrement les TRV au 1^{er} juillet 2015 (cf. rapport audit de mai 2015⁴¹).

Ces enchères ont aussi lieu pour l'adjudication de capacités trimestrielles, mensuelles et quotidiennes. Elles permettent aux acteurs de couvrir de façon plus fine leurs besoins et à de nouveaux acteurs d'accéder plus facilement au marché du PEG Sud.

Graphique 60 : Adjudication des capacités annuelles fermes sur la liaison Nord->Sud



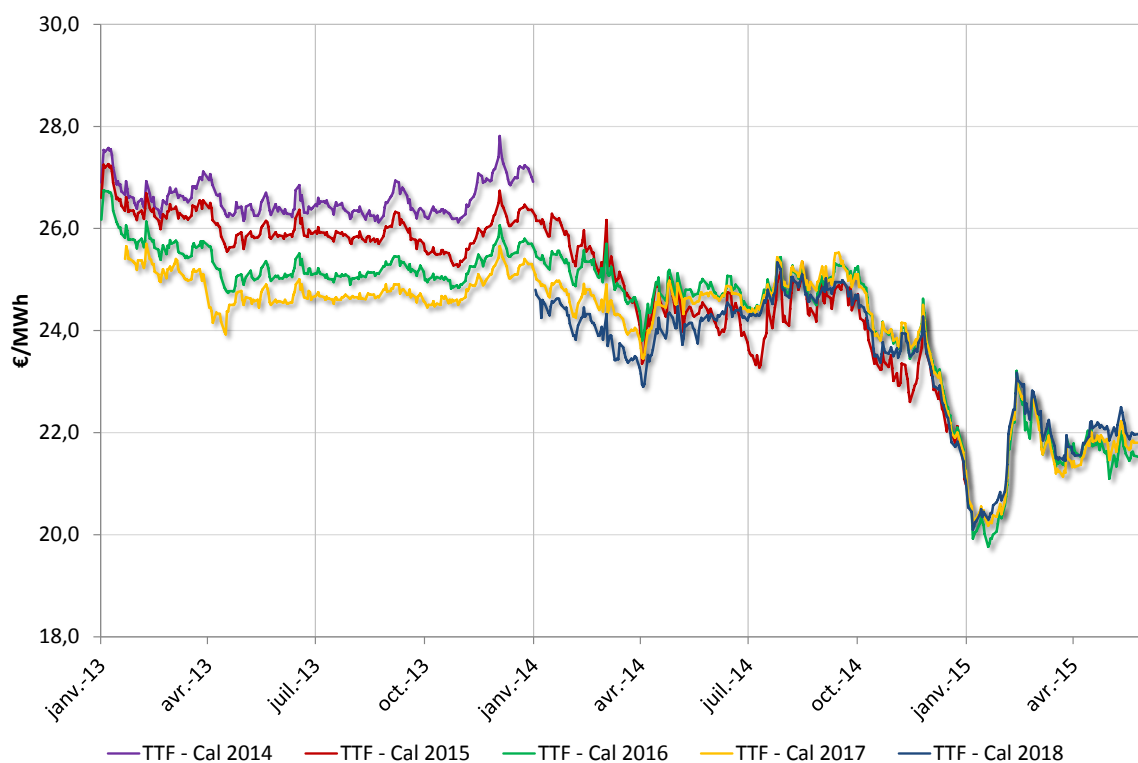
⁴¹ [Délibération de la CRE du 13 mai 2015 portant adoption du rapport d'audit des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement servant de base au calcul de l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ.](#)

2.4 Des prix à terme en forte baisse

Dans le contexte de forte baisse de prix des matières premières, observé dans la seconde partie de 2014, les prix à terme du gaz en Europe ont fortement reculé entre fin juillet 2014 et janvier 2015. Ils ont été orientés également par des fondamentaux baissiers de court terme tels que les niveaux élevés des stocks européens. Les prix ont ensuite connu une hausse rapide au mois de février, mouvement qui a été observé également sur les prix du pétrole. Ils se sont finalement stabilisés autour de 22,0 €/MWh entre mars et fin juin 2015 (Graphique 61).

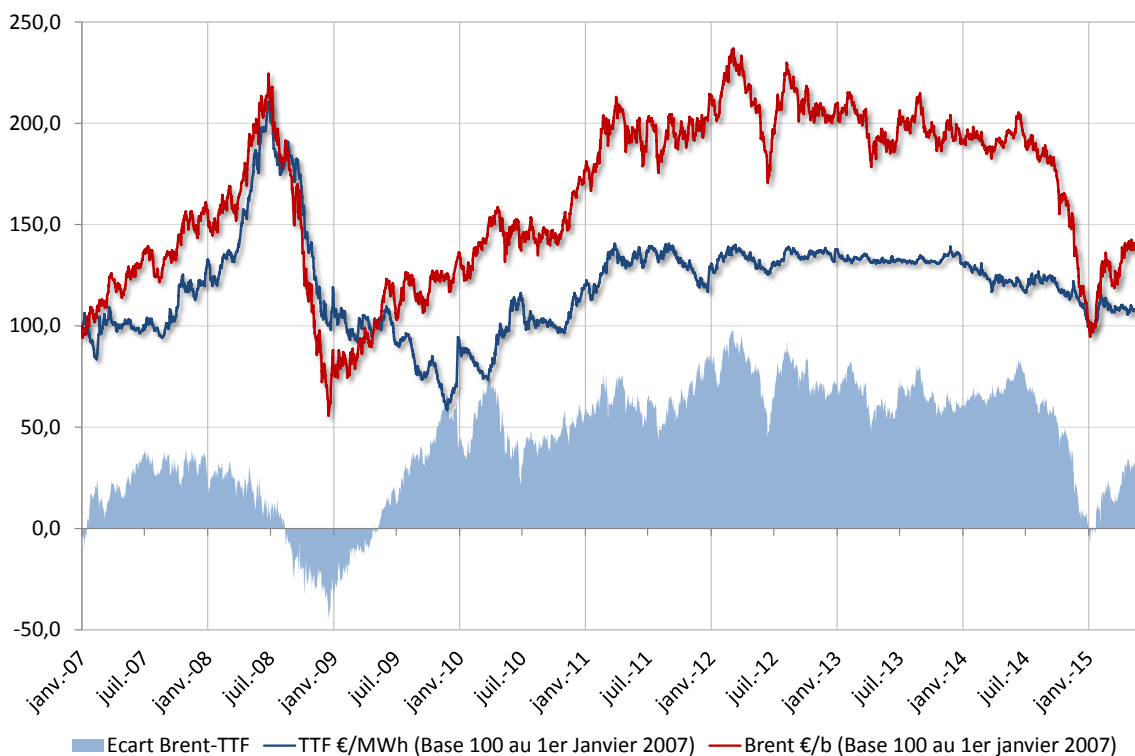
La forte baisse des prix du pétrole intervenue depuis mi-2014 a résorbé la déconnexion entre ces prix et ceux du gaz constatée depuis 2010 (Graphique 62).

Graphique 61 : Évolution des prix à terme en Europe



Source : ICIS Heren – Analyse : CRE

Graphique 62 : Écart entre les prix du pétrole et les prix du gaz



Sources : Reuters, ICIS Heren – Analyse : CRE

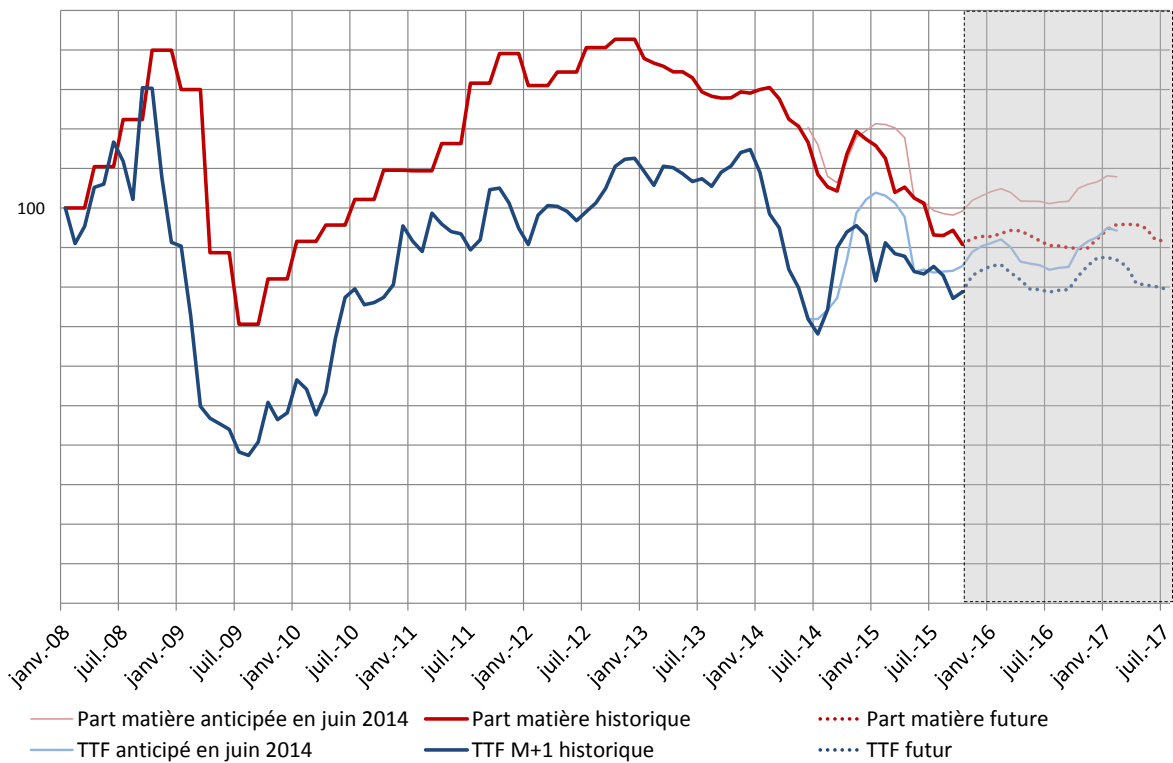
Évolution de la formule de calcul de la part matière des tarifs réglementés

Au 1^{er} juillet 2015, la formule de calcul de la part matière des tarifs réglementés du gaz (TRV) a évolué pour intégrer une plus grande part d'indexation liée aux marchés gaziers, de 77,4 % (contre 59,8 % depuis juillet 2014 et 45,8 % depuis juillet 2013). Cette augmentation s'est faite au détriment de l'indexation sur les produits pétroliers. Par ailleurs la formule de calcul de la part matière intègre désormais également une indexation sur l'indice PEG Nord français. On constate dès lors un rapprochement encore plus marqué de l'évolution de la part matière avec l'évolution des indices gaziers.

Dans un contexte de forte chute des prix du pétrole et des prix du gaz depuis juillet 2014, la part matière des TRV a connu des variations marquées. Du fait de l'indexation croissante des TRV sur les marchés du gaz, ainsi que du rapprochement entre les prix du gaz et ceux du pétrole⁴², l'écart entre la part matière et les prix de gros s'est réduit progressivement. Cette tendance devrait s'accroître à partir de juillet 2015 avec les nouvelles indexations (Graphique 63).

⁴² A des niveaux comparables à ceux observés en 2007 et 2008 (Graphique 62).

Graphique 63 : Comparaison entre la part matière des tarifs réglementés de vente et les prix du gaz sur le marché de gros (TTF) - analyse en base 100



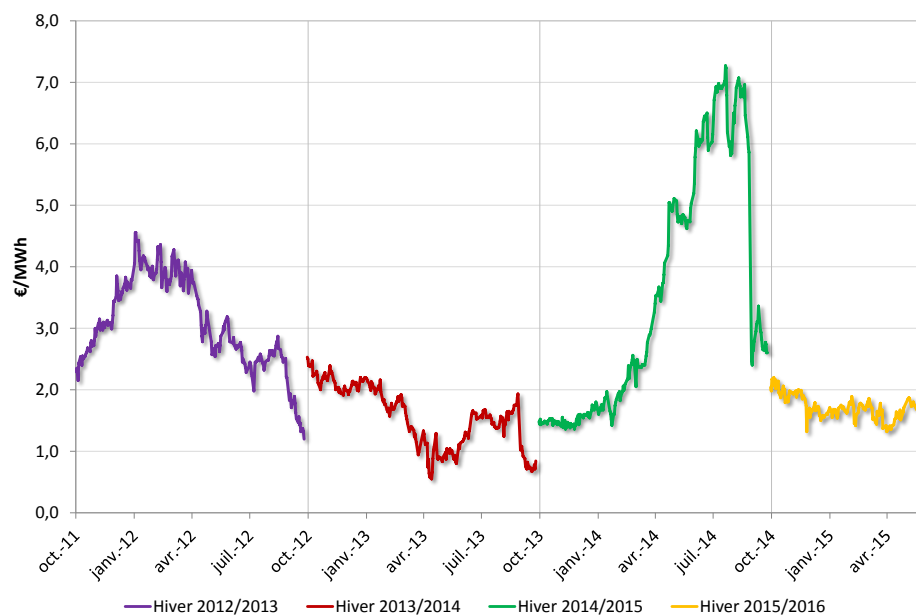
Sources : Powernext, Reuters, ICE, ICIS Heren – Analyse : CRE

2.5 Un différentiel de prix été / hiver particulièrement élevé en 2014 et faible en 2015

La saisonnalité plus marquée des prix spot du gaz en Europe en 2014 (Graphique 64) explique l'élargissement de l'écart des prix Été/Hiver pour l'hiver 2014/2015. En France, cet écart de prix a atteint des niveaux supérieurs à 7 €/MWh en juillet 2014. Cette différence de prix est apparue dans un contexte de forte baisse des prix spot depuis la fin de l'hiver 2014 et d'inquiétude sur l'approvisionnement des marchés européens raison des tensions en Ukraine.

L'écart Été/Hiver en 2014 explique le remplissage plus important dans les stockages européens au début de l'hiver 2014/2015. Cependant, l'hiver 2014/2015 a été relativement doux et les marchés européens ont été correctement approvisionnés.

Graphique 64 : Différentiel de prix Été / Hiver en France



Source : Powernext – Analyse : CRE

3 Le négoce sur les marchés de gros du gaz en France : poursuite du développement des échanges et de la concurrence

3.1 La fusion entre les places de marché PEG Sud et TIGF

Dès 2009, la CRE a entrepris de réduire le nombre de places de marché en France afin d'améliorer le fonctionnement des marchés de gros et de détail du gaz au bénéfice des consommateurs finals. Ainsi, à partir de 2009, le marché français était organisé en trois places de marché, appelées Points d'Échange de Gaz (PEG) : les PEG Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et le PEG TIGF sur le réseau de TIGF.

Au 1^{er} semestre 2012, la CRE a mené une très large concertation sur l'avenir du marché français du gaz. À l'issue de cette concertation, elle a défini une feuille de route vers l'objectif d'une place de marché en France :

- 1^{er} avril 2013 : fusion des zones d'équilibrage Nord H et Nord B⁴³ ;
- 1^{er} avril 2015 : création d'une place de marché commune aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF⁴⁴ ;
- 2018 au plus tard : création d'une place de marché unique en France⁴⁵.

La fusion entre les PEG Sud et TIGF a pris effet le 1^{er} avril 2015 sous la forme d'un seul point d'échange, la Trading Region South (TRS), et de deux zones d'équilibrages distinctes. Les expéditeurs n'ont plus à souscrire de capacité à l'interconnexion entre ces deux zones sur le point Midi, la gestion des flux physiques entre les réseaux et le calcul des déséquilibres des expéditeurs et de leur répartition sur les deux zones étant délégués respectivement à GRTgaz et à TIGF.

⁴³ [Délibération de la CRE du 29 mai 2012](#)

⁴⁴ Délibérations de la CRE du [19 juillet 2012](#) et du [13 décembre 2012](#)

⁴⁵ [Délibération de la CRE du 7 mai 2014](#)

La création de la TRS améliore le fonctionnement du marché du gaz au sud de la France et favorise son développement. Elle constitue un pas décisif vers la création de la place de marché unique à horizon 2018.

3.2 Des livraisons aux PEG toujours en hausse

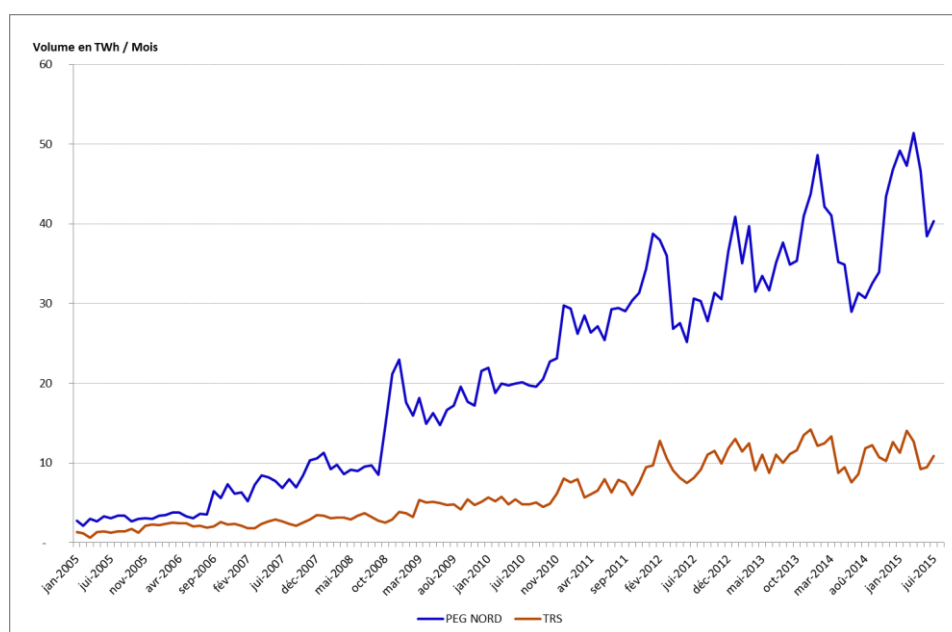
Le commerce de gros du gaz en France s'effectue par des échanges de gré à gré, conclus directement entre les parties ou par l'intermédiaire de courtiers, ou dans le cadre du marché organisé Powernext.

Les échanges sur le marché de gros français se matérialisent aux Points d'Echange Gaz⁴⁶ (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, 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.

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.

Graphique 65 : Livraisons aux PEG



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

En 2014, les livraisons aux PEG ont continué leur croissance observée depuis 2005 (Graphique 65). Cependant, on constate un net ralentissement de son rythme, avec une différenciation par place de marché. Ainsi, la croissance des volumes livrés au PEG Nord est en grand partie compensée par la stagnation des volumes en zone Sud.

⁴⁶ Des échanges liés à des contrats long-terme peuvent également être effectués aux points frontières du réseau français. Ces échanges échappent au périmètre de ce rapport.

Le ralentissement très important des livraisons aux PEG pendant l'été 2014 peut s'expliquer par le contexte climatique et en particulier par les niveaux élevés des stockages à la sortie de l'hiver, qui a limité la demande et le recours des acteurs au marché de court terme.

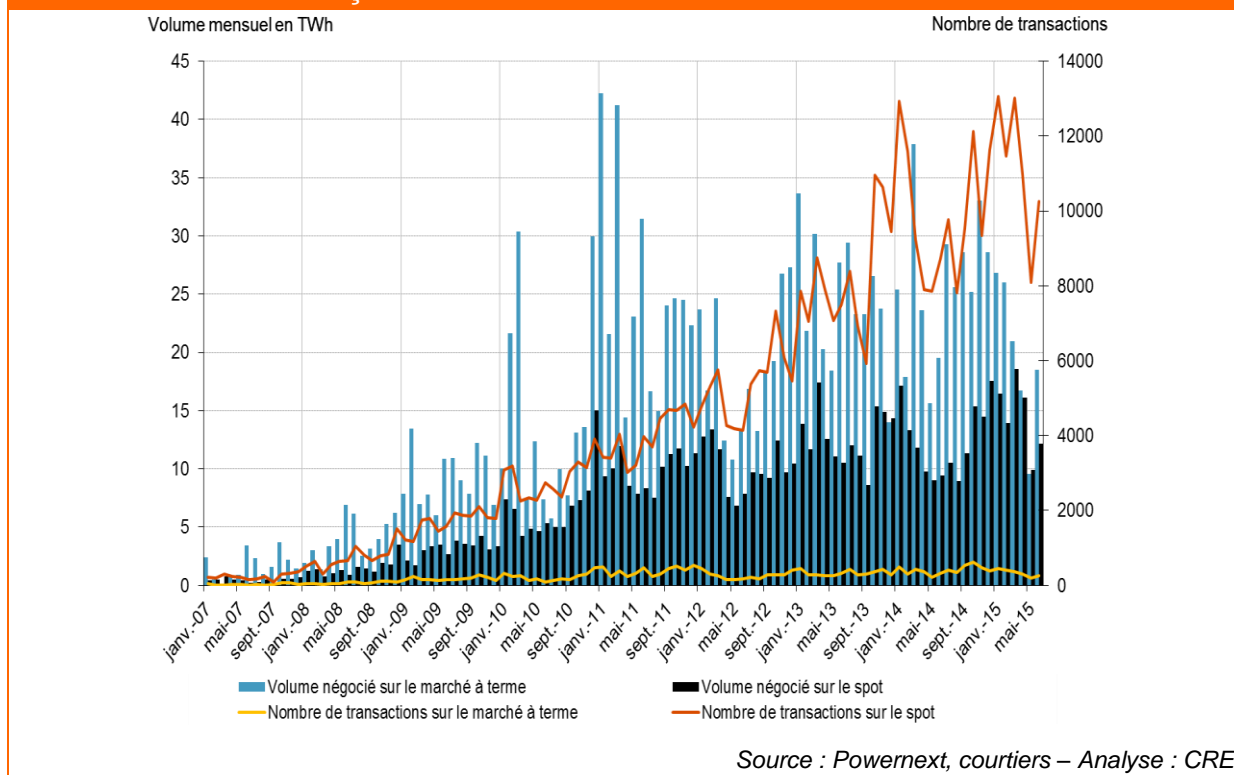
La forte progression des volumes livrés reprend au S1 2015 sur l'ensemble des PEG avec une croissance de 16 % par rapport au S1 2014. Cette forte croissance s'explique par une utilisation plus intensive des stockages sur l'année gazière 2014-2015 dans le contexte d'incertitude créé par la crise en Ukraine.

3.3 Une baisse des échanges sur le segment spot en 2014 mais progression des échanges à terme

Bien qu'en augmentation, l'activité sur les marchés intermédiaires français s'est ralentie en 2014 avec, pour toutes maturités confondues, un nombre de transactions et des volumes négociés en hausse respectivement de 21 % et 3 %, contre 49 % et 31 % entre 2012 et 2013 (Tableau 7). Pour autant, ces augmentations sont fortement différenciées par produit : les produits à terme continuent leur croissance importante alors que les produits spot, bien qu'affichant un nombre de transactions en augmentation de 20 %, présentent une diminution des volumes de 3 %.

Pour la première fois depuis l'ouverture des marchés, les volumes échangés ont été supérieurs aux consommations. Le ratio Volume échangés / Consommation s'affiche à 1.09 sur 2014, contre 0,85 sur 2013. Cette forte augmentation s'explique par une année 2014 marquée par la progression inverse entre les volumes échangés (+8 %) et la consommation (-16 %). Au premier semestre 2015, ce ratio s'établit en léger repli à 0,9 contre 1,0 sur le S1 2014. Néanmoins il reste sur une tendance globalement haussière puisqu'il s'établissait à 0,6 au S1 2012 et 0,7 au S1 2013.

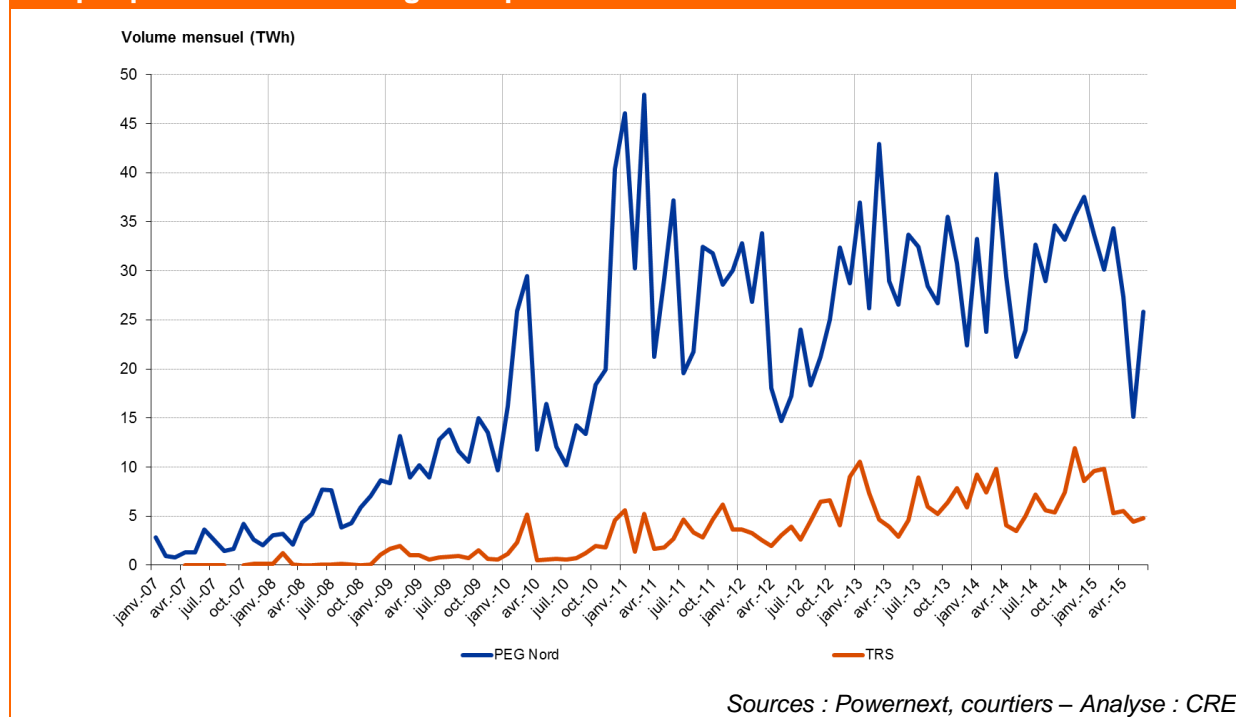
Graphique 66 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français



Au premier semestre 2015, un ralentissement de l'activité des marchés intermédiés français est constaté, avec des volumes échangés en baisse de 3 % par rapport au S1 2014 malgré la hausse du nombre de transactions. Néanmoins, l'évolution observée par maturité est contraire à celle constatée en 2014, avec des produits spot en forte hausse contre des produits à terme en chute (Graphique 66).

Si l'on décompose les volumes échangés par PEG, le PEG Nord reste beaucoup plus actif que la zone Sud avec des volumes plus de 4 fois supérieurs. Néanmoins, la croissance du marché en 2014 provient principalement de la zone Sud avec une hausse de 15 % des volumes échangés (soit 10,8 TWh) contre moins de 1 % au PEG Nord (soit 2,3 TWh) (Graphique 67)

Graphique 67 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié

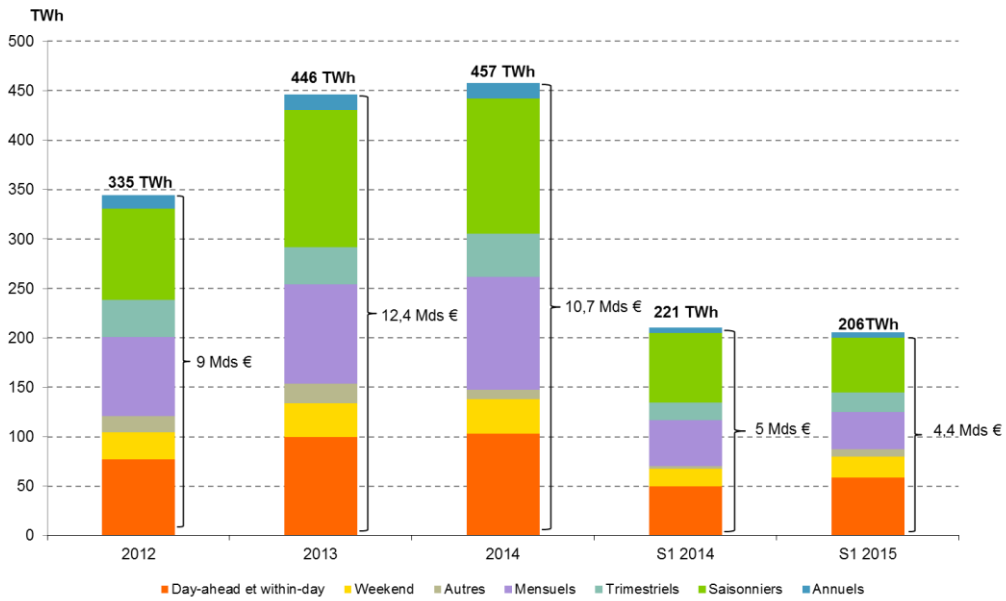


Malgré la hausse des volumes échangés sur les marchés français intermédiés en 2014, on observe une importante baisse en valeur de 14 % de ces échanges (Graphique 68). Celle-ci peut être expliquée par la baisse généralisée des prix spot et des prix à terme en Europe, la diminution de la congestion sur la liaison Nord-Sud, qui limite les prix au Sud, et l'absence de pic de prix. Cette tendance à la baisse en valeur se poursuit au premier semestre 2015.

Par rapport au premier semestre 2014, le premier semestre 2015 est marqué par une baisse des échanges réalisés sur les échéances saisonnières et mensuelles au profit du spot. Cette baisse s'explique par un spread été-hiver moins intéressant et par des prix spot nettement inférieurs au prix à terme, ce qui modifie le recours des acteurs au marché à terme.

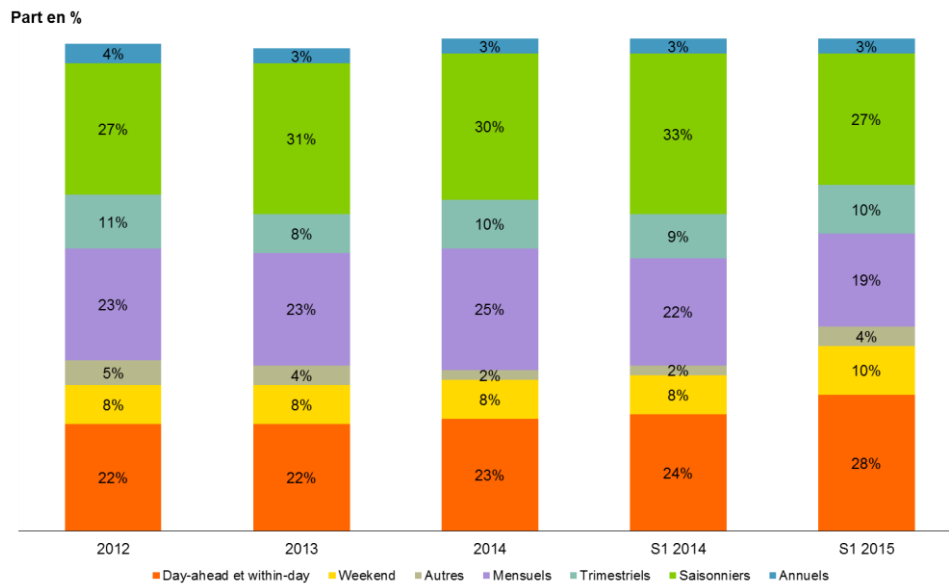
Graphique 68 : Volumes négociés sur le marché intermédiaire français

a. Par type de produit (en TWh et en €)



Source : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

b. Répartition des volumes échangés

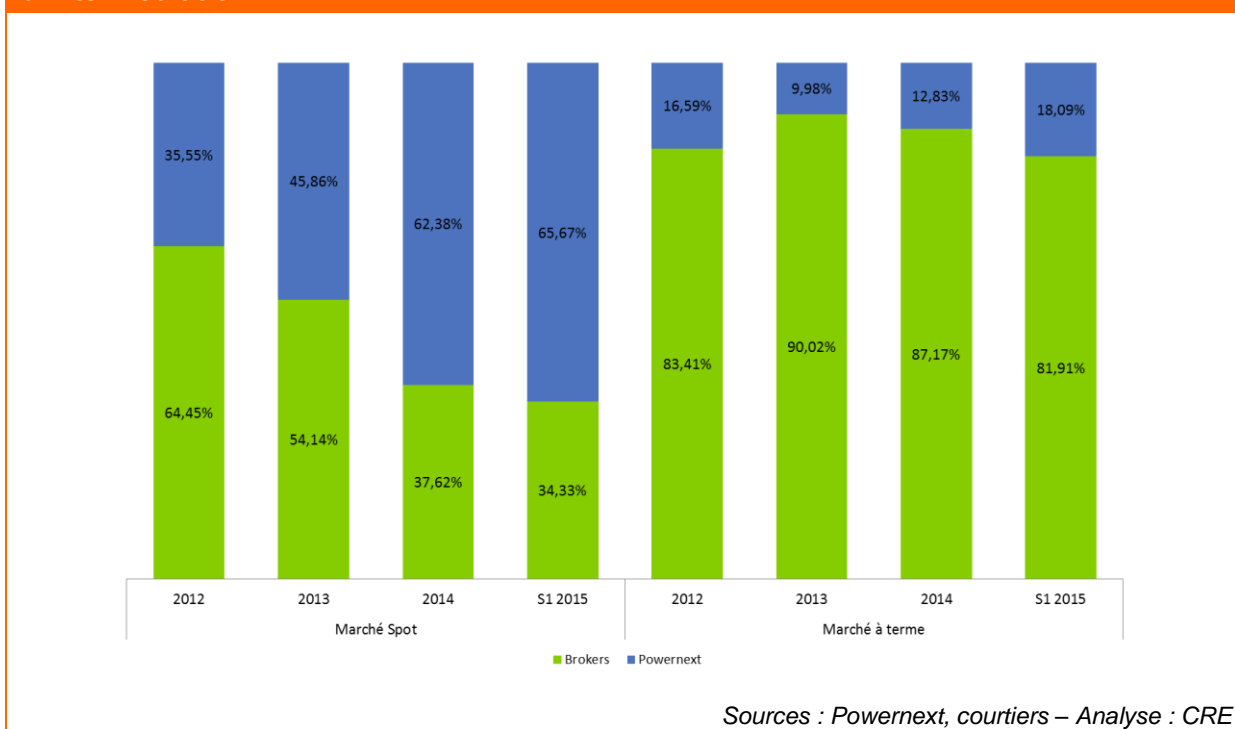


Sources : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

La bourse Powernext continue son expansion, principalement sur le marché spot (Graphique 69), et a fortement diversifié son offre au cours de l'année 2014 et du S1 2015, notamment à la suite de son rapprochement avec EEX, qui y a logé l'ensemble de ses activités relatives au gaz, et au lancement de produits sur de nouveaux marchés (ZPT, NBP, ZEE, PSV).

Par ailleurs, Powernext offre depuis juillet 2014 la possibilité de traiter les produits spot sur les places de marché françaises 24h/24 et 7Jours/7. Cet élargissement des horaires d'ouverture de la bourse a pour but notamment de faciliter l'équilibrage du réseau par les acteurs du marché. Bien qu'encore marginal, le nombre de transactions et les volumes échangés sur ces nouvelles plages horaires sont en forte croissance au S1 2015 par rapport au S2 2014 avec une progression de 50 %.

Graphique 69 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation



3.4 Des indices de concentration caractéristiques d'un marché concurrentiel

Les indices HHI des marchés de gros du gaz en France (Graphique 70) sont caractéristiques d'un marché concurrentiel. Les niveaux de concentration sont similaires sur le segment spot entre les places de marché Nord et Sud. Cependant, les différences sont encore notables sur le segment à terme, où le PEG Nord reste un marché moins concentré.

Depuis 2014, les concentrations des places de marché Nord et Sud pour les produits spot ressortent équivalentes à l'achat et légèrement plus faible pour celle du Sud à la vente, ce qui marque un net changement par rapport aux années précédentes. Ces concentrations sur les deux marchés se différencient fortement en 2014 et au S1 2015 entre l'achat et la vente avec des très faibles niveaux de concentration à l'achat et des niveaux moyens à la vente.

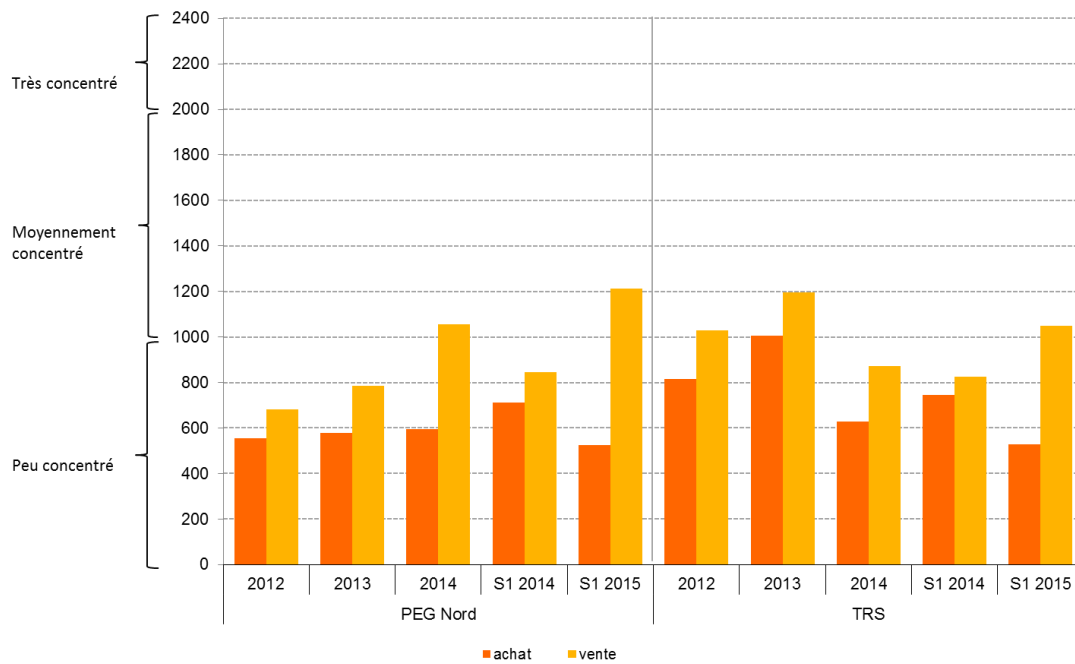
Sur le segment à terme, la concentration sur les marchés du sud de la France avait atteint des niveaux similaires à ceux du PEG Nord en 2014 mais a fortement ré-augmenté au premier semestre 2015, tant à l'achat qu'à la vente. L'indice se maintient au PEG Nord en 2014 et au S1 2015 à un niveau de concentration faible. Au PEG Sud, la concentration reste moyenne avec notamment une

forte augmentation sur les ventes. Malgré la fusion des PEG Sud et TIGF, la liquidité du marché à terme du sud de la France reste très faible.

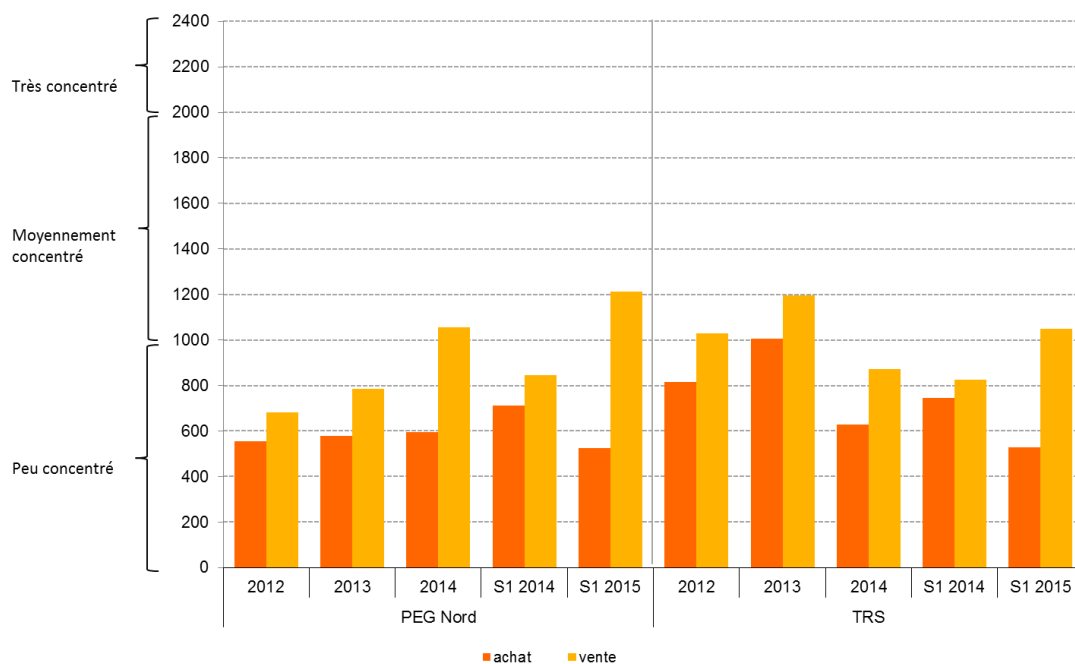
Avec la mise en place de la TRS en avril 2015, le fonctionnement du marché de gros au sud de la France devrait s'améliorer progressivement et conduire à l'émergence d'un marché à terme plus liquide.

Graphique 70 : Indices de concentration du marché intermédié français

a. Marché spot



b. Marché à terme



Le nombre d'acteurs présent sur le marché français continue sa forte croissance en 2014 et se stabilise au S1 2015 (Tableau 18). Le nombre d'expéditeurs présents aux interconnexions et aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) augmente avec l'arrivée de nouveaux fournisseurs. L'année 2014 est marquée par le retour de l'attrait des stockages avec une hausse de 50 % du nombre d'acteurs présent au PITS. Cette attractivité accrue est explicable par un spread été/hiver important qui attire de nombreux négociants sur ce segment. Elle est également liée aux évolutions réglementaires concernant les obligations de souscription des capacités de stockage⁴⁷.

Sur les terminaux méthaniens, il ne reste plus que deux acteurs actifs depuis 2013 (Tableau 19).

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

	2011	2012	2013	2014	S1 2015
PEG	66	68	75	87	85
Dont traders	16	17	18	16	15
PIR	47	46	46	52	49
PITD	25	28	26	33	33
PITS*	37	38	27	39	37
Terminaux méthaniens	6	5	2	2	2

* Pour les PITS, le nombre d'acteurs actifs est calculé sur la période allant du 1^{er} avril d'une année N au 30 mars de l'année N+1

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Tableau 19 : Nombre d'acteurs actifs sur les terminaux méthaniens

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

Sources : Elengy, Fosmax LNG – Analyse : CRE

Hormis à la liaison Nord-Sud, les parts de marché des trois principaux acteurs dans l'utilisation des infrastructures restent à des niveaux élevés (Graphique 71). Après avoir évolué en baisse depuis 2007, la part des trois principaux acteurs sur les 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

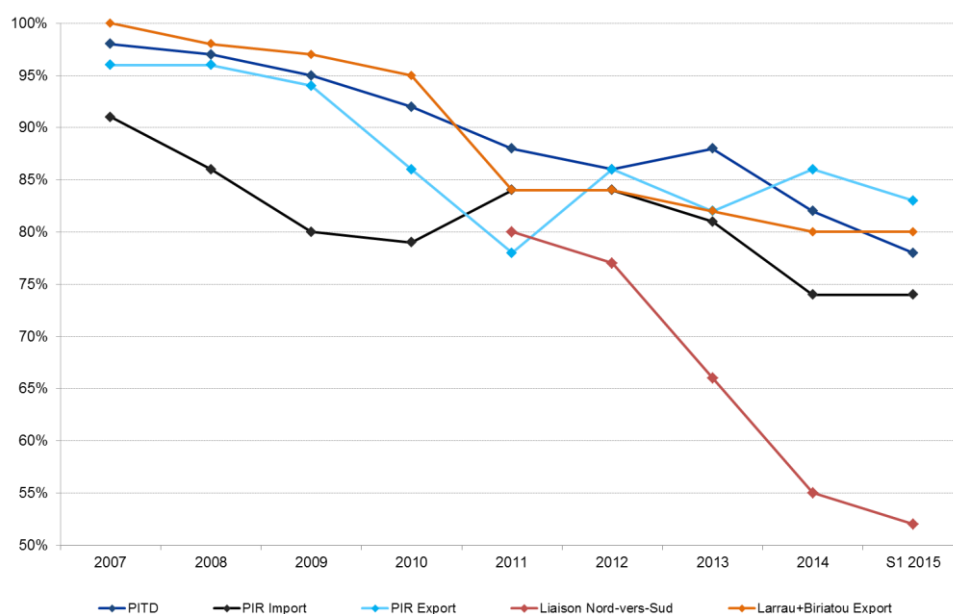
⁴⁷ [Décret n° 2014-328 du 12 mars 2014 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel et arrêté du 11 mars 2014 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage.](#)

[Arrêté du 11 mars 2014 modifiant l'arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage.](#)

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, les parts de marché des trois principaux acteurs ont chuté en 2013 et en 2014, du fait notamment de la demande très importante des autres acteurs, fournisseurs et négociants, dans le contexte de tension en zone Sud. La mise en place en mars 2014 des premières enchères de capacités sur la liaison Nord-Sud contribue par ailleurs à la diminution de la concentration de l'utilisation de celle-ci⁴⁸.

Graphique 71 : Part de marché agrégée des trois principaux acteurs calculée sur la base des nominations sur les différentes infrastructures



* Les données concernant la liaison Nord-Sud ne sont disponibles qu'à partir de juin 2011

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

⁴⁸ Voir [Rapport de surveillance des marchés de gros 2013-2014 \(section 4.3, p.122\)](#) et [délibération de la CRE du 17 octobre 2013](#)

Table des graphiques

Graphique 1 : Planning d'entrée en vigueur et de mise en œuvre de REMIT	15
Graphique 2 : Articulation avec la réglementation financière des produits énergétiques de gros.....	16
Graphique 3 : Évolution des prix des matières premières.....	21
Graphique 4 : Évolution des prix du pétrole	21
Graphique 5 : Évolution des prix des énergies	22
Graphique 6 : Températures au cours des trois dernières années comparées aux températures de référence	23
Graphique 7 : Evolution de la capacité installée éolienne - France et Allemagne	24
Graphique 8 : Evolution de la capacité installée photovoltaïque - France et Allemagne.....	24
Graphique 9 : Allocations gratuites et émissions vérifiées par type de secteur en 2014	26
Graphique 10 : Quotas d'émission mis aux enchères depuis 2012 (Phase III)	27
Graphique 11 : Résorption du surplus de quotas en circulation	27
Graphique 12 : Evolution du prix du quota de CO ₂	28
Graphique 13 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2014 [2013]	30
Graphique 14 : Consommation en France.....	31
Graphique 15 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français	32
Graphique 16 : Volumes trimestriels échangés aux frontières	32
Graphique 17 : Solde exportateur.....	33
Graphique 18 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	34
Graphique 19 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	35
Graphique 20 : Taux de production de la filière hydraulique	36
Graphique 21 : Clean dark et spark spreads spot pointe	37
Graphique 22 : Taux de production de la filière gaz.....	38
Graphique 23 : Taux de production de la filière charbon.....	38
Graphique 24 : Monotone de charge en 2012	40
Graphique 25 : Monotone de charge en 2014	40
Graphique 26 : Marginalité des différentes filières de production.....	42
Graphique 27 : Part des technologies sur le mécanisme d'ajustement en 2014	42
Graphique 28 : Ecart moyen entre les prévisions de disponibilité et la prévision J-1	44

Graphique 29 : Evolution des prix day-ahead en France (moyenne hebdomadaire des prix et somme des volumes)	46
Graphique 30 : Volatilité des prix <i>day-ahead</i>	46
Graphique 31 : Prix spot et marge prévisionnelle en J-1 du système électrique français en 2014 et au premier semestre 2015.....	47
Graphique 32 : Prix spot et différentiel France-Allemagne (moyenne mensuelle)	48
Graphique 33 : Prix spot et différentiel France-Belgique (moyenne mensuelle)	49
Graphique 34 : Prix spot et différentiel France-Espagne (moyenne mensuelle).....	49
Graphique 35 : Taux de convergence trimestriel des prix horaires avec les pays couplés....	50
Graphique 36 : Echanges programmés en J-1 entre la France et l'Allemagne	51
Graphique 37 : Echanges programmés en J-1 entre la France et la Belgique	52
Graphique 38 : Prix des produits Y+1 en Europe.....	53
Graphique 39 : Prix et écart entre les produits calendaires français et allemand	53
Graphique 40 : Volatilité des prix des produits Calendaires	54
Graphique 41 : Evolution des prix des produits calendaires pour les trois années à venir en France	55
Graphique 42 : Prix et volumes échangés de produits Calendaire Y+1	55
Graphique 43 : Volumes échanges sur les marchés de gros*	57
Graphique 44 : Volume échangés sur la bourse du marché à terme	57
Graphique 45 : Volume échangé sur le marché à terme intermédié	58
Graphique 46 : Capacité certifiée au 1 ^{er} octobre 2015.....	59
Graphique 47 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2014 [2013]	61
Graphique 48 : Consommation des sites fortement modulés.....	61
Graphique 49: Taux d'utilisation des interconnexions françaises.....	62
Graphique 50 : Niveaux des stocks en France	63
Graphique 51 : Provenance de l'approvisionnement français de gaz naturel en 2013 et 2014	64
Graphique 52 : Évolution de la production mondiale de gaz par région	65
Graphique 53 : Prix spot du gaz en Europe	66
Graphique 54 : Évolution des prix du gaz sur les marchés internationaux	68
Graphique 55 : Importation de GNL en Europe	69
Graphique 56 : Demande mondiale de GNL par pays	69
Graphique 57 : Echanges mondiaux de gaz naturel en 2014.....	70
Graphique 58 : Évolution du <i>spread</i> PEG Sud / Nord	71
Graphique 59 : Utilisation de la liaison Nord-Sud et Spread PEG Sud / Nord	71
Graphique 60 : Adjudication des capacités annuelles fermes sur la liaison Nord->Sud	72

Graphique 61 : Évolution des prix à terme en Europe.....	73
Graphique 62 : Écart entre les prix du pétrole et les prix du gaz.....	74
Graphique 63 : Comparaison entre la part matière des tarifs réglementés de vente et les prix du gaz sur le marché de gros (TTF) - analyse en base 100.....	75
Graphique 64 : Différentiel de prix Été / Hiver en France.....	76
Graphique 65 : Livraisons aux PEG.....	77
Graphique 66 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français.....	78
Graphique 67 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié	79
Graphique 68 : Volumes négociés sur le marché intermédié français.....	80
Graphique 69 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation	81
Graphique 70 : Indices de concentration du marché intermédié français.....	82
Graphique 71 : Part de marché agrégée des trois principaux acteurs calculée sur la base des nominations sur les différentes infrastructures.....	85

Table 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 : Indice de concentration (HHI) des différents segments du marché de gros de l'électricité en France.....	9
Tableau 5 : Bilan Injections – Soutirages du système électrique français	10
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 : Clean dark et spark spread et charbon	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 des échanges sur le marché intermédiaire français	13
Tableau 13 : Disponibilités prévisionnelles des différentes filières en 2014	43
Tableau 14 : Prix moyen day-ahead et intraday.....	45
Tableau 15 : Part du négoce par plateforme et par échéance	56
Tableau 16 : Répartition des acteurs du marché de gros de l'électricité en France	58
Tableau 17 : Écart moyen de prix spot entre le PEG Nord et les principales places de marché européennes.....	67
Tableau 18 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français.....	84
Tableau 19 : Nombre d'acteurs actifs sur les terminaux méthaniers	84

Table des encadrés

Encadré 1 : Les réformes structurelles du marché du CO ₂	29
Encadré 2 : Monotone de charge du parc de production français en 2012 et 2014.....	39



15, rue Pasquier – 75379 Paris Cedex 08

Tél : 01 44 50 41 00

www.cre.fr

ISSN : 2104-9149